

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

**CRITERIOS DE SELECCION DE LOS SISTEMAS
DE CONEXION Y PROTECCION PARA UNA
SUBESTACION DE TIPO INDUSTRIAL**

TESIS

Presentada a la Junta Directiva
de la
Facultad de Ingeniería

por

JORGE MARIO ALMAZAN BERTHET

al conferírsele el título de

INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, marzo de 1996

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

08
T(3679)
C.4

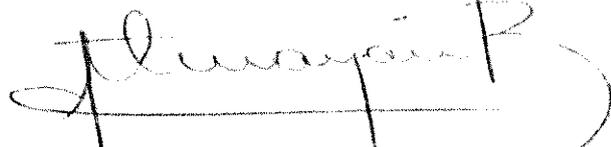


HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**CRITERIOS DE SELECCION DE LOS SISTEMAS
DE CONEXION Y PROTECCION PARA UNA
SUBESTACION DE TIPO INDUSTRIAL**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de octubre de 1989.


JORGE MARIO ALMAZAN BERTHET

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Julio Ismael González Podszueck
VOCAL 1o.	Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
VOCAL 2o.	Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
VOCAL 3o.	Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
VOCAL 4o.	Br. Fernando Waldemar De León Contreras
VOCAL 5o.	Br. Pedro Ignacio Escalante Pastor
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

**TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Roberto Mayorga Rouge
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Angel Jesús García Martínez
EXAMINADOR	Ing. José Mauricio Velásquez González
EXAMINADOR	Ing. Otto René Soto Rodríguez

Guatemala,
22 de mayo de 1995

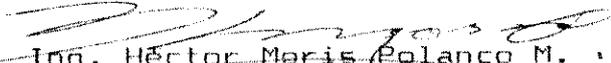
Ingeniero
Angel de Jesús García M.
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Estimado Ingeniero García:

En mi calidad de asesor del trabajo de tesis "Criterios de Selección de los Sistemas de Conexión y Protección para una Subestación de Tipo Industrial", del estudiante Jorge Mario Almazán Berthet con carnet No. 8210700, y considerando que, el trabajo de tesis en mención cumple plenamente los objetivos trazados por nuestra casa de estudios, siendo además un trabajo muy completo que ha satisfecho los lineamientos generales de esta asesoría, me complace informarle que apruebo el trabajo y lo recomiendo para ser utilizado como tesis para examen de graduación del estudiante.

Sin otro particular y agradeciendo la atención a la misma, quedo de usted.

Atentamente,


Ing. Héctor Moris Polanco M.
COLEGIADO No. 919

HMPM:mj
c.c.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 23 de noviembre de 1,995

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito sugerir para su aprobación, el trabajo de tesis desarrollado por el señor Jorge Mario Almazán Berthet, titulado: **Criterios de selección de los sistemas de conexión y protección para una subestación de tipo industrial**, previo a optar al título de Ingeniero Electricista, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, me suscribo de usted,

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. García Martínez
Coordinador del Area de Potencia

AJGM/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Jorge Mario almazán Berthet, titulada: Criterios de selección de los sistemas de conexión y protección para una subestación de tipo industrial, procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Guatemala, 25 de enero de 1,996.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

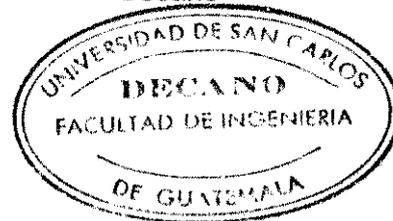
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: **Criterios de selección de los sistemas de conexión y protección para una subestación de tipo industrial**, del estudiante Jorge Mario Almazán Berthet, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

Ing. Julio Ismael González Podszueck

Decano



Guatemala, 2 de febrero de 1,996.

DEDICATORIA

A mi abuelita Zoila, ejemplo imperecedero de amor: de aquel que no conoce límites y se entrega sin reservas; del que consuela y reconforta en todo momento; de aquel que es capaz del mayor de los sacrificios; de ese sentimiento extraño que lleva a la madre a darlo todo, sin pedir nada a cambio. A ella, que es la verdadera triunfadora en nuestra vida, le envió un beso y un infinito agradecimiento.

A mis padres, por su constante ayuda y comprensión; porque han sabido sembrar en sus hijos amor, respeto y honradez; valores cada vez más escasos.

A mi esposa Patty, paciente e inseparable compañera en éxitos y fracasos. Hago votos por una larga vida juntos, llena de esa felicidad que ha sabido brindarme.

A mis hijas, Claudia Patricia, Ana Lucía y Ana Beatriz; porque son un tesoro de valor inestimable; el mejor regalo que la vida me entregó.

I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	
CAPITULO 1. SUBESTACIONES ELECTRICAS.	1
1.1 ¿Qué es una subestación eléctrica?	1
1.2 Tipos de subestaciones eléctricas.	1
1.3 Equipo principal que conforma una subestación eléctrica.	4
CAPITULO 2. UBICACION DE LA SUBESTACION	9
2.1 Definición de espacio mínimo.	9
2.2 Distancias mínimas que se deben considerar en el arreglo de la subestación.	9
2.3 Proyecciones de ampliación.	28
2.4 Distancia entre punto de alimentación y punto de consumo.	29
CAPITULO 3. SELECCION DEL TRANSFORMADOR Y DE SU PROTECCION INTERNA	30
3.1 Tipos de transformadores.	30
3.2 Tipos de conexiones de los transformadores.	32
3.3 Conexiones en bancos trifásicos de transformadores monofásicos.	32
3.4 Conexiones para transformadores trifásicos.	38
3.5 Otras conexiones.	39
3.6 Generación de armónicas.	40
3.7 Selección del tamaño del transformador.	41
3.8 Selección de los niveles de voltaje.	44
3.9 Pruebas del transformador.	47
3.10 Protección interna del transformador.	48
CAPITULO 4. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES	53
4.1 Origen de las sobrecorrientes.	53
4.2 Objetivo de la protección.	58
4.3. Equipos de protección.	63
4.3.1 Fusibles.	63
4.3.2 Relevadores.	66
4.3.3 Interruptores.	67
4.3.4 Comparación de los equipos de protección.	68
4.4. Análisis del cortocircuito.	72
4.4.1 Método de componentes simétricas	73
4.4.2 Ejemplo de cálculo de corriente de falla.	80
4.5 Recomendaciones.	89

CAPITULO 5.	PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES	90
5.1	Tipos de esfuerzos dieléctricos en las subestaciones.	90
5.2	Características de la protección contra sobretensiones.	95
5.3.	Dispositivos de protección contra sobretensiones.	95
5.3.1	Blindaje.	96
5.3.2	Pararrayos.	99
5.4	Efecto de la distancia entre el pararrayos y el equipo por proteger.	104
5.5	Recomendaciones.	106
CAPITULO 6.	SEGURIDAD EN LA SUBESTACION	107
6.1.	El concepto de la seguridad.	107
6.1.1	Factores que se deben considerar en el diseño de una red de tierra.	109
6.1.2	Voltajes tolerables: paso, contacto y transferido.	111
6.2.	Criterio de diseño de una red a tierra.	117
6.2.1	Diseño preliminar de la red.	118
6.2.2	Longitud del conductor de red.	119
6.2.3	Cálculo de los voltajes de contacto y paso.	123
6.3	Ejemplo de cálculo de una red de tierra.	123
6.4	Medición de una red de tierra.	131
6.5	Recomendaciones.	136
CAPITULO 7.	ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO QUE CONFORMA LA SUBESTACION ELECTRICA.	137
7.1	Transformador de potencia.	137
7.2.	Transformadores de instrumento.	138
7.2.1	Transformadores de corriente.	138
7.2.2	Transformadores de potencial.	139
7.3	Interruptores.	140
7.4	Fusibles.	140
7.5	Seccionadores.	141
7.6	Pararrayos.	141
7.7	Estructuras de apoyo.	142
7.8	Barras.	143
CONCLUSIONES		147
RECOMENDACIONES		148
BIBLIOGRAFIA		150

INTRODUCCION

En todas las industrias del mundo, un servicio de alimentación eléctrica continuo, confiable y adecuado a las necesidades de la empresa constituye un factor de gran importancia para lograr una buena eficiencia de operación. Para alcanzar dicho objetivo, la Subestación Eléctrica de Transformación juega un papel decisivo; por ello, seleccionar adecuadamente los equipos que la componen adquiere gran preponderancia.

El Ingeniero Electricista que tenga en sus manos la realización del proyecto de diseño y construcción de la subestación es también el llamado a seleccionar el equipo de transformación, protección, conexión, tierras y control que considere más apropiado para cubrir las necesidades específicas de la planta industrial. Esto evidentemente supone una gran responsabilidad que debe ser asumida y cubierta de la mejor manera. Es importante, además seleccionar la mejor ubicación de la subestación de transformación, tomando para el efecto, consideraciones de espacio, condiciones ambientales, accesibilidad a la línea primaria, distancia al centro de consumo y proyecciones de crecimiento futuro.

El Ingeniero Electricista con poca o ninguna experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos encuentra gran dificultad al tratar de llevarlos a cabo, especialmente por no conocer al detalle aquellos criterios que deben servir de base para la adecuada selección de los equipos que garanticen la funcionabilidad del sistema.

El presente trabajo pretende reunir criterios y conceptos que faciliten dicha tarea, así como dar recomendaciones importantes acerca del tema, obtenidas en su mayoría de la experiencia de algunos Ingenieros Electricistas de nuestro medio, los cuales en su larga trayectoria profesional han acumulado una profunda experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos.

Dado lo extenso del tema, es sumamente importante resaltar que en ningún momento se pretende abarcar todos los tipos de subestaciones eléctricas que se pueden utilizar en la industria; por lo tanto el trabajo se centrará en aquellas subestaciones que involucren transformadores que estén contenidos dentro de los requerimientos de la norma ANSI C57.12.20-1974 (de 69,000 voltios para abajo; 5 MVA y menores), con lo cual se estarán incluyendo los tamaños de subestaciones más utilizados por la industria guatemalteca actual.

Se hará referencia a los equipos individuales que conforman la subestación eléctrica y se darán bases para su completa especificación.

CAPITULO 1

SUBESTACIONES ELECTRICAS

1.1 ¿Qué es una subestación eléctrica?

Previo al consumo final de la energía eléctrica, ya sea en aplicación industrial, comercial o residencial, se encuentran involucrados una gran cantidad de equipo que hacen que la energía se transporte, desde los centros de generación hasta los centros de consumo, de una manera segura, confiable y económica. Durante el trayecto desde la generación hasta el consumo de la energía eléctrica, se encuentran conjuntos de equipos utilizados para cambiar los niveles de voltaje o para realizar operaciones de maniobra; a estos conjuntos se les llama subestaciones eléctricas.

Una definición formal para una subestación eléctrica, la cual resume adecuadamente lo anteriormente expuesto, es la siguiente: "ES UN NODO EN UN SISTEMA DE POTENCIA EN EL CUAL SE HA INSTALADO EQUIPO CON EL FIN DE OBTENER UN MEJOR APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA ELECTRICA". En la sección subsiguiente, se presentan los distintos tipos de subestaciones y se señalan aquellas que nos ocuparán en el presente trabajo.

1.2 Tipos de Subestaciones Eléctricas

Como sabemos, por razones de tipo técnico (aislamiento, enfriamiento, etc.), los voltajes de generación en las centrales generadoras son relativamente bajos en relación a los voltajes de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias, como es usual, estos voltajes resultarían antieconómicos, por lo cual es necesario elevar el voltaje a niveles mucho más económicos. Asimismo, en los centros de consumo, por razones de seguridad, el voltaje de trabajo es considerablemente más bajo inclusive

que el de generación. Todas estas transformaciones sucesivas que se dan desde el punto de generación hasta el punto final de consumo son llevadas a cabo por Transformadores, los cuales como veremos más adelante, son una parte importante de las subestaciones eléctricas.

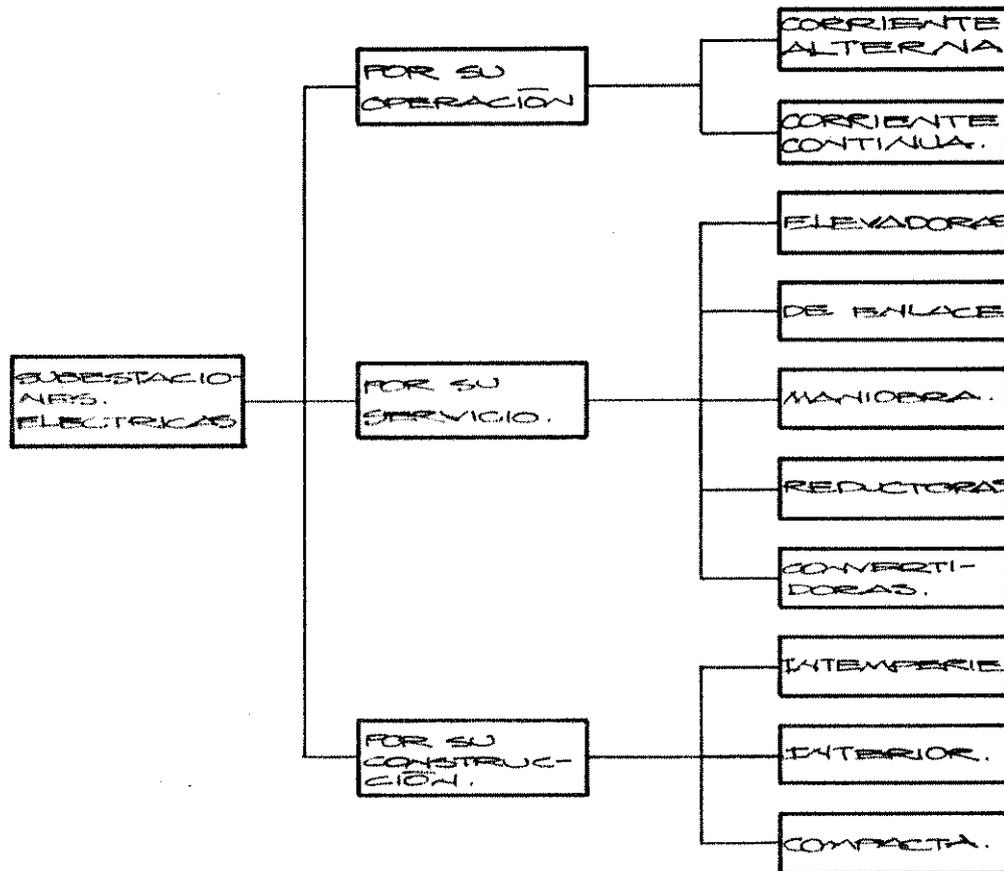
Evidentemente durante este proceso de cambios sucesivos de niveles de voltaje, existen diferentes tipos de subestaciones, según sea su servicio de elevación o reducción. De hecho, para clasificar las subestaciones eléctricas puede hacerse de diversas formas, a saber, por su operación, por su servicio o por su construcción.

- a) Por su operación
 - 1. De corriente alterna
 - 2. De corriente continua

- b) Por su servicio
 - 1. Elevadoras
 - 2. De enlace
 - 3. De switcheo o maniobra
 - 4. Reductoras
 - 5. Convertidoras o rectificadoras

- c) Por su construcción
 - 1. Tipo intemperie
 - 2. Tipo interior
 - 3. Tipo compacto o blindado

FIG. 1.1. CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES



En el presente trabajo, se centrará la atención en el estudio de las subestaciones eléctricas para uso industrial, las cuales por su operación se clasifican de corriente alterna, por su servicio como reductoras de voltaje y por su construcción pueden ser de interior, intemperie o compactas.

Vale la pena insistir nuevamente, que no se pretende abarcar todos los tipos de subestaciones que pueden utilizarse en la industria y que únicamente se tratarán aquellas que involucran transformadores que estén contenidos dentro de los requerimientos de la norma ANSI C57.12.20-1974 (de 69,000 voltios para abajo; 5 MVA y menores).

1.3 Equipo principal que conforma una subestación eléctrica

En la presente sección, se enumerarán los equipos que pueden utilizarse en la construcción de una subestación, dentro de los límites previamente establecidos, explicando brevemente su función principal dentro de la instalación. No se profundizará en detalles específicos de selección, los cuales son tema de capítulos posteriores.

a) Transformador de potencia

Es el equipo encargado de realizar el cambio de nivel de voltaje, debido a que su función es la de transferir energía eléctrica del circuito de la empresa encargada de la distribución de electricidad al circuito de consumo de la planta industrial. Debe ser capaz de manejar la potencia total demandada.

b) Interruptor o fusible

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en el fluido eléctrico, abriendo o cerrando un circuito. Las operaciones de apertura o cierre pueden realizarlas con corriente de carga, o bien con corriente de cortocircuito, según sea el caso. En su punto de apertura, debe asegurar eficientemente el aislamiento eléctrico del circuito. En muchos de los casos, no se utiliza el interruptor para realizar estos menesteres, sino que se utiliza el fusible, el cual puede funcionar como un buen sustituto, que depende del caso específico.

c) Seccionador

El seccionador es un elemento que, dentro de una subestación eléctrica, se encarga de separar eléctricamente un circuito de otro. Deben ser operados sin carga, aunque a muchos de ellos se les pueden agregar accesorios que les permiten ser operados a diferentes magnitudes de carga.

d) Cuchillas de puesta a tierra

Al igual que los seccionadores son elementos que operan sin carga, utilizados para conectar con tierra conductores previamente desenergizados; esto es con el objeto de dar seguridad al personal encargado de realizar alguna labor correctiva o de mantenimiento preventivo dentro de la subestación.

e) Pararrayos

El pararrayos es un dispositivo que nos permite proteger los aislamientos de los equipos de la subestación contra sobretensiones de origen atmosférico o transitorio que se presentan en el sistema. Se encuentran conectados permanentemente al circuito y en caso de anomalía descargan la sobretensión a tierra. Dichas sobretensiones pueden ser originadas, por ejemplo, por descargas atmosféricas directas o indirectas; en ambos casos, los pararrayos no eliminan las ondas de sobretensión presentadas, sino limitan su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos de la subestación, determinados por el RIL.

f) Transformadores de instrumento

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

f.1 Transformadores de corriente (CT'S)

Son aquellos cuya función principal es cambiar el valor de la corriente de uno más o menos elevado a otro con el cual se puedan alimentar instrumentos de medición, control o protección.

f.2 Transformadores de potencial (PT'S)

Son los elementos cuya función principal es cambiar o transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la

corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran una señal de voltaje.

g) Barras, puentes y conectores

Es el conjunto de elementos que se encargan de recibir o coleccionar la energía eléctrica proveniente de la empresa distribuidora, para transferirla a los demás equipos de la subestación. Las barras, en especial, constituyen una parte muy importante de la estructura de la subestación, ya que son portadoras de grandes cantidades de energía en un espacio reducido tienen, por tanto, que estar cuidadosamente diseñadas para poder transmitir de manera económica la energía y al mismo tiempo deben poseer resistencia mecánica suficiente para resistir los esfuerzos máximos a que pueden verse sometidos los conductores por las fuertes corrientes de cortocircuito.

h) Aislamiento

Son todos aquellos elementos que se encargan de separar eléctricamente las líneas energizadas de la referencia de tierra.

i) Estructuras

Para soportar, montar e instalar adecuadamente el equipo eléctrico son necesarias estructuras de acero, aluminio, madera, así como, fundiciones de hormigón. Una subestación típica requiere estructuras resistentes para soportar los conductores de las líneas, estructuras de apoyo para los seccionadores, transformadores de instrumento y estructuras para las barras.

Con el listado anterior no se pretende, en ningún momento, haber abarcado todo el conjunto de equipo o elementos de una subestación eléctrica, sin embargo, nos da una idea general de los equipos más importantes que la conforman y sus funciones

principales. La figura 1.1 muestra un diagrama unifilar de una subestación típica de 69 kV/13.8 kV, así como la conexión entre sus distintos elementos.

No se ha hecho mención de todos los dispositivos de protección y control, dado que éstos serán tratados en detalle en su oportunidad.

DIAGRAMA UNIFILAR
SUBESTACION ELECTRICA
TIPICA 69KV/13.8KV.

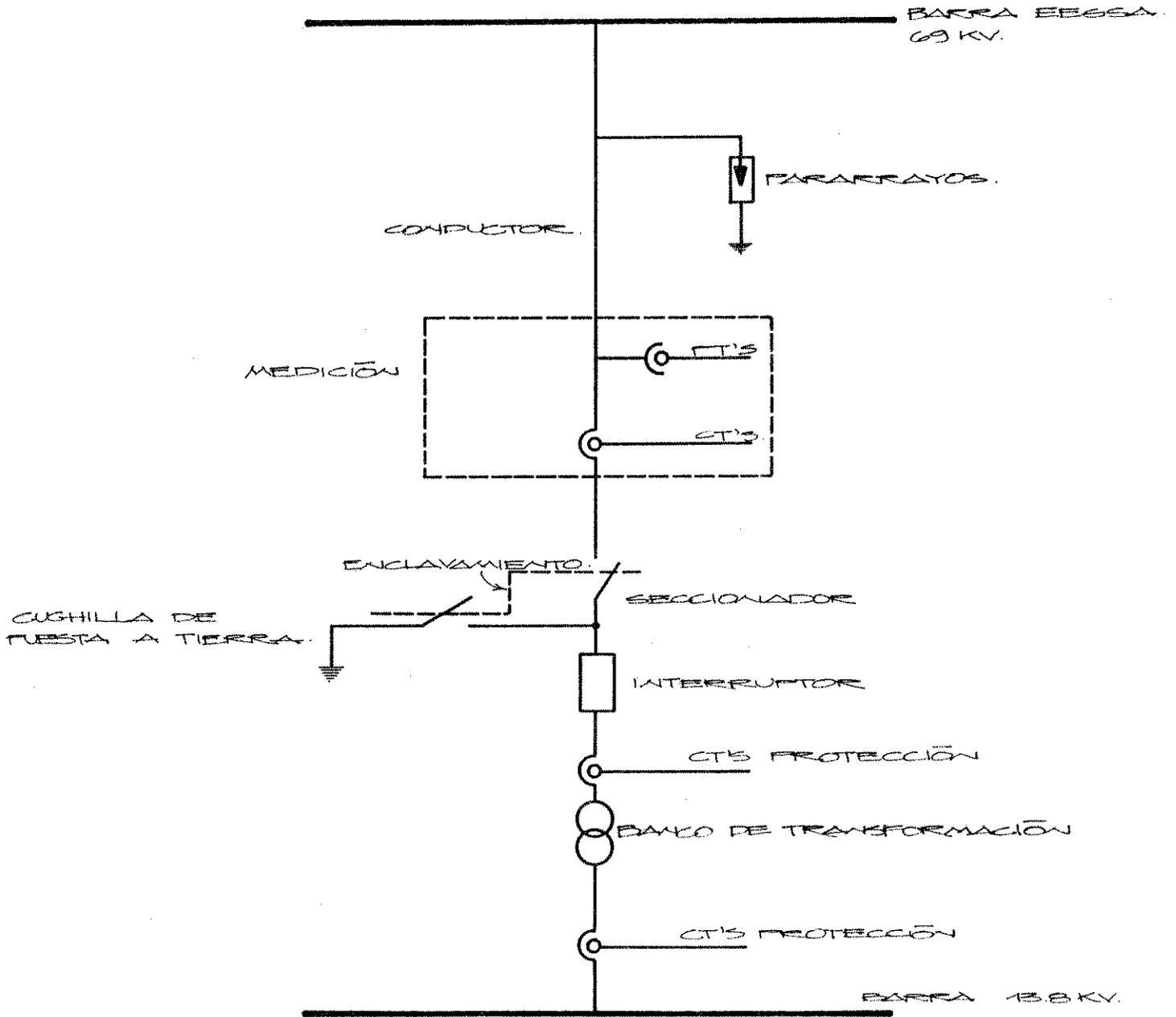


FIG. 1.2

CAPITULO 2

UBICACION DE LA SUBESTACION

2.1 Definición del espacio mínimo

El proyecto de toda subestación eléctrica da inicio, tomando en cuenta el espacio disponible para ubicar, adecuadamente, toda la infraestructura física. Este estudio tiene, necesariamente, que tomar en cuenta factores muy importantes tales como: distancia entre puntos probables de alimentación primaria y centro de consumo, tamaño adecuado de la subestación (respetando ciertas distancias mínimas en su arreglo) y las proyecciones de ampliación.

Al pensar en el tamaño de la subestación, se deben considerar ciertos espacios mínimos que por cuestiones de seguridad para el personal se hacen necesarios. Además, dependiendo del nivel de voltaje, también se respetarán distancias mínimas entre conductores de la subestación y conductores y tierra, de manera que no se sobrepase la resistencia dieléctrica del aire y se provoque un arco de descarga.

Afirmamos que éste debe ser el paso inicial, dado que de aquí saldrán las bases sobre las cuales deberá estar sustentado el proyecto, por lo tanto, debe ser motivo de un análisis consciente y profundo.

2.2 Distancias mínimas que se deben considerar en el arreglo de la subestación

En una subestación eléctrica, es muy importante el arreglo o distribución de cada uno de sus componentes dentro del área disponible. Tanto este arreglo, como el dimensionamiento de los espacios entre equipos, se ven afectados por el nivel de voltaje de la subestación. Es así que, existen distancias mínimas a respetar entre conductores vivos y entre estos

últimos con tierra, así:

a) Distancias de fase a tierra. $df-t$

Son las distancias entre parte viva del equipo y estructuras aterrizadas, a muros, a rejillas de malla metálica aterrizadas y también las distancias entre partes vivas y el suelo.

b) Distancias de fase a fase. $df-f$

Estas son las distancias entre partes vivas de las diferentes fases.

c) Altura mínima de los equipos.

Es la altura a la que deben ser instaladas las partes vivas de los equipos en relación al suelo.

d) Distancias en zonas de circulación y trabajo.

Son las distancias entre partes vivas de la subestación y las zonas de circulación de personal de mantenimiento.

a) Distancias de fase a tierra. $df-t$

Es el punto de partida para el dimensionamiento de una subestación eléctrica desde el punto de vista dieléctrico. Es la determinación de la mínima distancia que debe existir entre partes vivas y tierra.

El criterio que utilizaremos para el cálculo de las distancias dieléctricas, está basado en la Norma de Coordinación de Aislamiento IEC-71, parte 2, Edición 1976, que establece que los niveles básicos de aislamiento pueden tener una probabilidad de falla de hasta el 10%. Lo que se indica a continuación se desarrolló sobre esta base y conduce a expresiones basadas en resultados experimentales.

Debemos hacer notar que existen distintos métodos de cálculos

Debemos hacer notar que existen distintos métodos de cálculos de las distancias dieléctricas, pero todos son más o menos coincidentes entre sí.

En el tipo de subestación que nos ocupa en el presente trabajo, el criterio de dimensionamiento dieléctrico está basado, únicamente, en las sobretensiones de origen atmosférico, ya que para subestaciones de mayor nivel de voltaje, se deben considerar las sobretensiones originadas por maniobra de interruptores.

Es así como las distancias dieléctricas mínimas de fase a tierra se calculan a partir de los conceptos de ruptura dieléctrica del aire para sobretensiones por impulso de rayo, por lo que el punto de partida lo constituye "EL NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO POR RAYO" (NBI).

TABLA I. Nivel básico de aislamiento por rayo (NBI) para aislamiento externo (aire).

Tensión nominal del Sistema (kV)	Tensión máxima Diseño (kV)	NBI	
		IEC kV	ANSI kV
69.0	72.5	325	350
13.8	15.0	95	110

Designaremos por VCF a la Tensión Crítica de Flameo, es decir, aquella que tiene una probabilidad de falla o flameo del 50%; este valor se determina de manera experimental en laboratorios de alta tensión. La relación entre el VCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10% está dada como:

$$\text{NBI} = 0.961 \text{ VCF}$$

$$\text{VCF} = \frac{\text{NBI}}{0.961}$$

Dado que las distancias dieléctricas en el aire se ven afectadas por condiciones ambientales, los valores de tensión crítica de flameo, están referidos a las llamadas condiciones estándar que son:

- Temperatura ambiente 25°C
- Presión barométrica 760 mm Hg s.n.m.
- Humedad absoluta 11 gms/m³

Lo que significa que, para cualquier condición distinta de las indicadas, se deben efectuar correcciones en la tensión de flameo. Para realizar dichas correcciones, se utilizan unos factores, los cuales pueden ser obtenidos de tablas para diferentes condiciones de presión, temperatura y humedad. Los factores que se van a utilizar son \mathcal{J} (presión y temperatura) y K_h (humedad), los cuales se utilizan de la siguiente forma:

$$VCF_{\text{diseño}} = \frac{K_h}{\mathcal{J}} VCF_{\text{standard}}$$

Para condiciones normales K_h y \mathcal{J} , son iguales a la unidad, y para condiciones críticas K_h aumenta y/o \mathcal{J} disminuye, según sean las condiciones que se hacen críticas, lo cual conlleva a un incremento de VCF de diseño.

Para poder ver cuáles son las condiciones que se dan en Guatemala, se adjunta la tabla 2.1, cuya fuente es el INSIVUMEH. En esta tabla, aparecen sólo nueve regiones, debido a que sólo en estos puntos el INSIVUMEH tiene estaciones de medición tipo A, en las cuales es posible tener lecturas de presión atmosférica.

En este momento y con la información que se tiene, resulta interesante preguntarse lo siguiente: ¿si un ingeniero no realiza ninguna corrección por condiciones ambientales en el cálculo de las distancias dieléctricas en el diseño de una

subestación, en cuáles departamentos de Guatemala, señalados en la tabla 2.1. existiría sobredimensionamiento y en cuáles subdimensionamiento?

Para responder a esta pregunta, se deben considerar los factores de ajuste K_h y δ según sean las condiciones ambientales imperantes en cada región.

Para la presión barométrica que cambia normalmente con la temperatura y altitud sobre el nivel, se aplica un factor de corrección que se calcula como:

$$\delta = \frac{0.392 \cdot b}{273 + T}$$

donde:

b = Presión barométrica en mm de Hg.

T = Temperatura media ambiente en el lugar de la instalación en °C.

En la aplicación de la fórmula para la determinación de la VCF de diseño, generalmente se aplica la corrección por presión barométrica (δ), y la corrección por humedad sólo se aplica en aquellos casos de zonas **MUY HUMEDAS**.

Normalmente se considera $K_h = 1$, y en zonas muy húmedas se puede tomar $K_h = 1.05$.

Por lo tanto regresando a nuestra pregunta inicial, sabremos donde habrá subdimensionamiento o sobredimensionamiento según la relación de K_h/δ .

si $Kh/\delta > 1$ Subdimensionamiento

si $Kh/\delta < 1$ Sobredimensionamiento

Tabla 2.1 Datos meteorológicos de los departamentos de Guatemala.

Departamento	Temperatura centigrados	Presión mm de Hg	Altitud m	Humedad relativa
Quetzaltenango	13.6	580	2380	75 % semiseco
Huehuetenango	16.9	615	1870	72 % semiseco
Guatemala	18.4	639	1502	80 % húmedo
Alta Verapaz	17.4	653	1323	90 % húmedo
Chiquimula	21.6	683	950	80 % húmedo
Zacapa	27.4	740	210	68 % seco
Retalhuleu	26.8	741	200	71 % semiseco
Petén	24.6	752	125	88 % húmedo
Izabal	25.5	759	2	85 % húmedo

Ejemplo:

Calcularemos la relación K_h/\mathcal{J} para los datos de los nueve departamentos enumerados en la tabla 2.1, cuya fuente son los datos más recientes de INSIVUMEH.

1. Quetzaltenango

$$\mathcal{J} = \frac{0.392 (580)}{273 + 13.6} = 0.793$$

$$K_h = 1 \quad \text{semi-seco}$$

$$\frac{K_h}{\mathcal{J}} = \frac{1}{0.793} = 1.26 \quad \text{existirá subdimensionamiento}$$

2. Huehuetenango

$$\mathcal{J} = \frac{0.392 (615)}{273 + 16.9} = 0.83$$

$$K_h = 1 \quad \text{Semi-seco.}$$

$$K_h/\mathcal{J} = 1/0.83 = 1.2 \quad \text{existirá subdimensionamiento}$$

3. Guatemala

$$\mathcal{J} = \frac{0.392 (639)}{273 + 18.4} = 0.859$$

$$K_h = 1 \quad \text{húmedo}$$

$$K_h/\mathcal{J} = 1/0.859 = 1.16 \quad \text{existirá subdimensionamiento}$$

4. Alta Verapaz

$$\mathcal{J} = \frac{0.392 (653)}{273 + 17.4} = 0.88$$

$$Kh/\mathcal{J} = 1.05/0.88 = 1.19 \quad \text{existirá subdimensionamiento}$$

5. Chiquimula

$$\mathcal{J} = \frac{0.392 (683)}{273 + 21.6} = 0.91$$

$$Kh = 1 \quad \text{húmedo}$$

$$Kh/\mathcal{J} = 1/0.91 = 1.1 \quad \text{existirá subdimensionamiento}$$

6. Zacapa

$$\mathcal{J} = \frac{0.392(740)}{273+27.4} = 0.96$$

$$Kh = 1 \quad \text{seco}$$

$$Kh/\mathcal{J} = 1/0.96 = 1.04 \quad \text{bien dimensionado}$$

7. Retalhuleu

$$\mathcal{J} = \frac{0.392 (741)}{273+26.8} = 0.969$$

$$Kh = 1 \quad \text{húmedo}$$

$$Kh/\mathcal{J} = 1/0.969 = 1.03 \quad \text{bien dimensionado}$$

8. Petén

$$\mathcal{J} = \frac{0.392(752)}{273+24.6} = 0.99$$

$$Kh = 1.05 \text{ muy húmedo}$$

$$Kh/\mathcal{J} = 1.05/0.99 = 1.06$$

Para fines prácticos
dimensionado
adecuadamente.

9. Izabal

$$\mathcal{J} = \frac{0.392(759)}{273 + 25.5} = 0.996$$

$$Kh = 1.05 \text{ muy húmedo}$$

$$Kh/\mathcal{J} = 1.05/0.996 = 1.05$$

Para fines prácticos
dimensionado
adecuadamente

Conclusión del ejemplo

Como podemos darnos cuenta en el desarrollo del ejemplo, de no tomar en cuenta los factores de corrección en las diferentes regiones de Guatemala, al dimensionar dieléctricamente la subestación, cometeríamos el error en la mayor parte de casos de subdimensionarla, con las consabidas consecuencias. De tal manera que es recomendable conocer las características ambientales de la zona en la cual se instalará la subestación, con el fin de realizar las correcciones pertinentes.

Después de este paréntesis orientativo, continuaremos con la relación existente entre la tensión crítica de flameo y la distancia dieléctrica; para el efecto, se han realizado pruebas de laboratorio, las cuales han dado como resultado curvas como la que se muestra en la figura 2.1.b, que sugiere una relación lineal, para efectos prácticos.

Los efectos que producen estas sobretensiones en los aislamientos se simulan mediante ondas de impulso normalizado $1.2*50$ microsegundos. Estos impulsos normalizados son ondas tipo rayo que tienen un tiempo de frente de 1.2 microsegundos (tiempo en el cual alcanza el 100% de su valor) y un tiempo de cola de 50 microsegundos (tiempo en el cual alcanza el 50% de su valor), ver Fig. 2.1.

Dado que las descargas atmosféricas constituyen un fenómeno de naturaleza aleatoria en algunos parámetros como punto de incidencia, intensidad del rayo, etc., no es posible definirlos por medio de un valor específico; por lo tanto, se debe trabajar estas descargas dándoles un tratamiento estadístico, es decir, como una distribución probabilística de apareamiento, que en una primera aproximación se consideran de **DISTRIBUCION NORMAL**. Con un valor medio asociado y con una desviación estándar que se encuentra dentro del rango, del 40% al 60% respecto al valor medio.

Debido al carácter aleatorio de las descargas, el salirnos del valor medio práctico de la distribución nos llevaría a incrementar los riesgos de falla de la instalación.

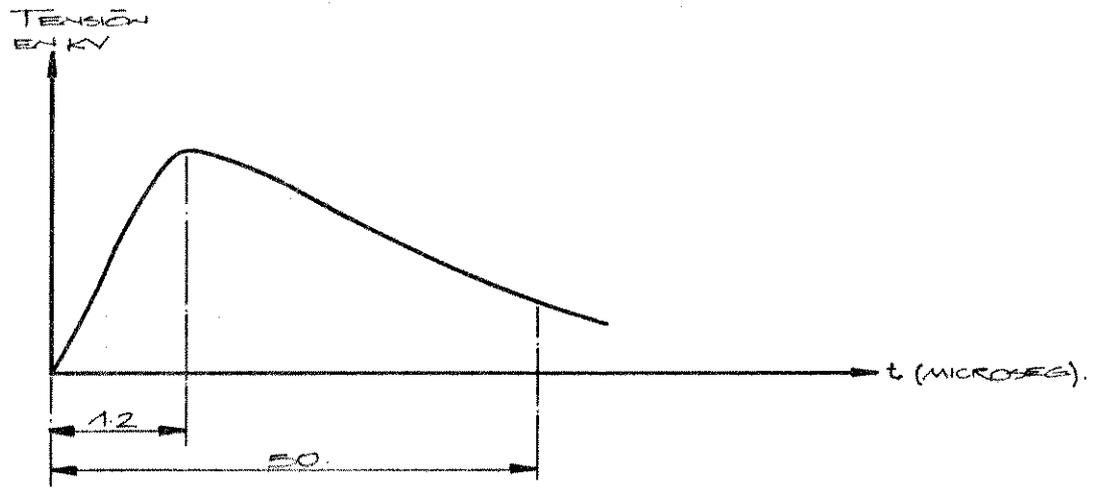


FIG. 2.1a IMPULSO NORMATIVO DE ONDA TIPO RAYO

RELACION VCF-d

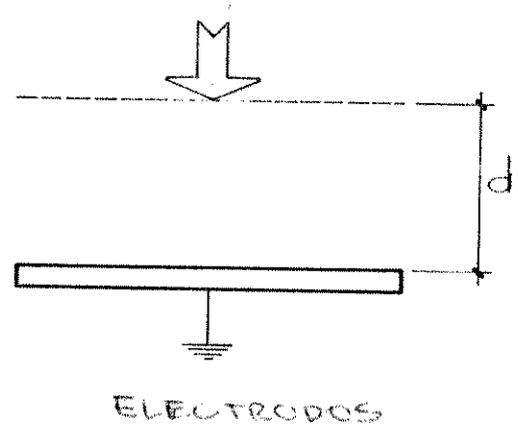
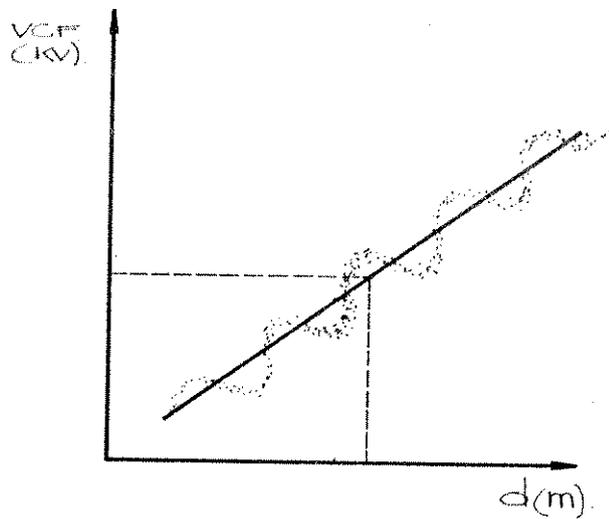


FIG. 2.1.b

La pendiente de la curva de la Fig. 2.1.b designada como K_3 se obtiene experimentalmente y tiene un valor entre 500 a 600 kV/m. De la figura obtenemos la ecuación de la recta, que parte del origen de coordenadas, como:

$$VCF_{\text{diseño}} = d * K_3 \quad (\text{kV})$$

$$d = \frac{VCF_{\text{diseño}}}{K_3} \quad \frac{(\text{kV})}{(\text{kV/m})} \quad (\text{m})$$

b) Distancias de fase a fase (entre apoyos) (df-f)

Para calcular las distancias mínimas de diseño entre apoyos, desde un punto de vista práctico, se presentan dos casos:

b.1) Subestaciones con barras rígidas.

b.2) Subestaciones con barras flexibles.

b.1 Subestaciones con barras rígidas.

Para la determinación de la distancia mínima entre centros de fases, deben tomarse muy en cuenta esfuerzos de tipo mecánico debido a las corrientes de cortocircuito, las cuales se incrementan a medida que la distancia entre fases disminuye de acuerdo con la ecuación:

$$F = \frac{K * I_{c1} * I_{c2}}{d}$$

donde **F** = Fuerza mecánica entre fases

I_{c1} , I_{c2} = Corrientes de cortocircuito

d = Separación entre barras

K = Factor de acoplamiento

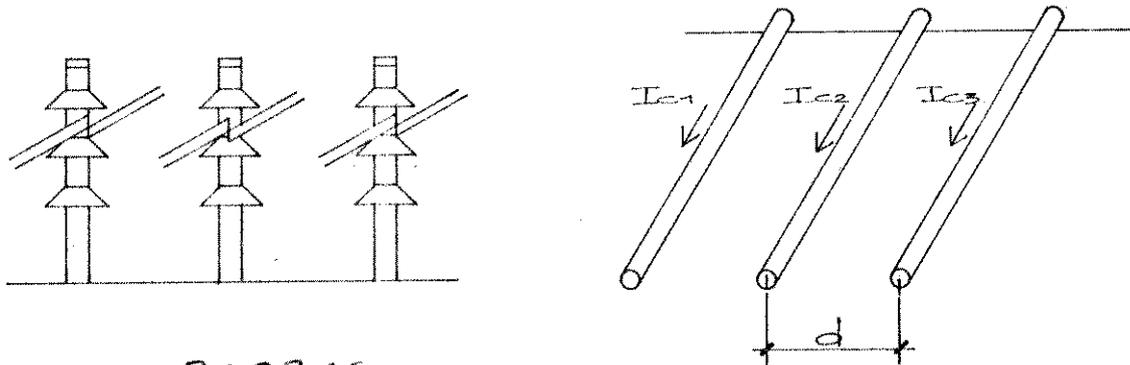


FIG. 2.2. BARRAS

Dado que deseamos reducir al máximo la distancia entre fases, con el fin de ahorrar espacio y que esto incrementa los esfuerzos mecánicos, debe necesariamente que buscarse un balance adecuado. Existen actualmente factores que toman en cuenta los límites de fatiga del aluminio y el cobre, los cuales nos permiten calcular la distancia mínima entre fases en función de la distancia mínima de fase a tierra.

distancia mínima de fase a fase = $c * df-t$

c = factor dependiente del nivel de tensión

$c = 1.70$ para 24 kV y menores

$c = 1.80$ para 34.5 kV hasta 115 kV

b.2 Subestaciones con barras flexibles (cables) (df-f)

También en este caso, la distancia mínima entre fases, se determina a partir de la distancia mínima de fase a tierra. Se deben tomar en cuenta consideraciones adicionales de tipo mecánico, tales como:

-longitud del claro.

-flecha y temperatura máxima.

-oscilación máxima permisible en la cadena de aisladores por presión de viento.

-posición de los conductores durante un cortocircuito.

Para el caso de barras flexibles, debemos multiplicar la distancia mínima de fase a tierra por un factor, para así obtener la distancia mínima entre fases.

$$df - f = D * df-t$$

donde $D = 1.8$ Para claros pequeños del orden de 40 metros.

$D = 2.0$ Para claros mayores

c. Altura mínima de los equipos. (he)

Llamaremos así a la altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo (he). Estas distancias no deben ser menores a 3.0 metros, si no se encuentran aislados con barreras de protección; esto es debido al margen de seguridad que debe dejarse por el alcance máximo de una persona.

Esta altura se calcula de la siguiente manera (hasta 1000 m.s.n.m.).

$$hc = 2.30 + 0.0105 * V$$

donde $V =$ Tensión máxima de diseño en kV.

Otra altura que debe tomarse muy en cuenta en el arreglo de los equipos de la subestación, es la altura de las barras sobre el nivel del suelo hb. Esta se calcula de la siguiente manera: (hasta 1000 m.s.n.m.)

$$hb = 5.0 + 0.0125 * V$$

donde $V =$ Tensión máxima de diseño en kV.

NOTA: para otras alturas, arriba de los 1000 metros sobre el nivel del mar, deben aplicarse factores de corrección.

d) Distancias en zonas de circulación y de trabajo.

En esta parte, se tomarán en cuenta aquellas distancias mínimas, que deben respetarse, para garantizar la seguridad del personal, las cuales son todos los espacios destinados a la circulación y desarrollo de maniobras del personal dentro de la subestación. Dichos espacios deben ser concebidos de tal manera que no existan riesgos de ningún tipo.

La seguridad para el personal se obtiene respetando dos distancias mínimas, que son:

d.1) distancia horizontal

d.2) distancia vertical

Estas son las distancias mínimas que deberán existir entre zonas de circulación y partes energizadas. Se calculan tomando como base la talla media de un individuo, recomendada por el Comité 23 de la Comisión Internacional de Electrotécnia.

d.1) Distancia horizontal (dh)

Se calcula con base en la distancia mínima de fase a tierra (df-t) así:

$$dh = (df-t) + 0.90 \quad (\text{metros})$$

Esta distancia debe respetarse en donde las partes vivas de los equipos queden a la altura de las personas o inferior a esta altura.

d.2) Distancia vertical (dv)

También se calcula con base en la distancia mínima de fase a tierra (df-t), así:

$$dv = (df-t) + 2.30 \quad (\text{metros})$$

NOTA: Tanto para d_h como para d_v , si en el cálculo de d_f-t hemos tomado en cuenta la altura sobre el nivel del mar, ya no es necesaria ninguna otra corrección.

Ejemplo 2.1:

Para una subestación a 69 kV, NBI de 325 kV, a 1000 m.s.n.m., 25°C de temperatura ambiente, a una presión atmosférica de 680 mm de Hg, humedad relativa del 90%, determinar lo siguiente:

- a) Distancia mínima de fase a tierra (d_f-t)
- b) Distancia mínima de fase a fase (d_f-f)
- c) Altura mínima de los equipos (h_e)
- d) Altura mínima de las barras (h_b)
- e) Distancia mínima horizontal (d_h)
- f) Distancia mínima vertical (d_v)

Solución: empezaremos con el cálculo d_f-t que nos servirá de base.

$$d_f-t = \frac{\text{VCF diseño}}{K_3}$$

Sabemos que: $\text{VCF diseño} = \frac{K_h * \text{VCF estándar}}{\mathcal{J}}$

& $\text{VCF estándar} = \frac{\text{NBI}}{0.961}$ Para una probabilidad de falla del 10%.

$$d_f-t = \frac{K_h * \text{VCF estándar}}{\mathcal{J} * K_3}$$

$$d_f-t = \frac{K_h * \text{NBI}}{\mathcal{J} * K_3 * 0.961} \quad (\text{m})$$

donde: $K_3 = 550 \text{ kV/m}$

$$K_h = 1.05 \quad (\text{muy húmedo})$$

$$J = \frac{0.392 * b}{273 + T} = \frac{0.392 * 680}{273 + 25}$$

$$J = 0.895$$

sustituyendo valores

$$df - t = \frac{1.05 * 325 \text{ kV}}{0.895 * 550 * 0.961 \text{ kv/m}} \quad (\text{m})$$

$$df - t = 0.72 \text{ m.}$$

$$\& \quad df-f = D * df - t$$

$D = 1.80$ para 69kV y claro pequeño

$$df-f = 1.8 * 0.72 \text{ m}$$

$$df-f = 1.3 \text{ m}$$

$$h_e = 2.30 + 0.0105 * V$$

$V = 73\text{kV} =$ tensión máxima de diseño para 69kV

$$h_e = 2.30 + 0.0105 * 73$$

$$h_e = 3 \text{ m}$$

$$h_b = 5.0 + 0.0125 * V$$

$$h_b = 5.0 + 0.0125 * 73$$

$$h_b = 5.9 \text{ m}$$

$$dh = df - t + 0.90 \quad (\text{m})$$

sustituyendo:

$$dh = 0.72 + 0.90$$

$$dh = 1.62 \text{ m}$$

$$dv = df - t + 2.30 \quad (\text{m})$$

$$dv = 0.72 + 2.30$$

$$dv = 3 \text{ m}$$

Respuesta:

Para la subestación planteada en el ejemplo y en las condiciones ambientales descritas tenemos que:

- a) Distancia mínima de fase a tierra = 0.72 m.
- b) Distancia mínima de fase a fase = 1.3 m.
- c) Altura mínima de los equipos = 3 m.
- d) Altura mínima de las barras = 5.9 m.
- e) Distancia mínima horizontal = 1.62 m.
- f) Distancia mínima vertical = 3 m.

Cabe resaltar que estos valores están asociados a las condiciones particulares de la subestación y están, además, basados en el criterio de la Norma de Coordinación de Aislamiento IEC-71, Parte 2, Edición 1976, la cual establece que los Niveles Básicos de Aislamiento pueden tener una probabilidad de falla hasta del 10%.

Existen otras normas experimentales editadas por la ANSI en la "National Electrical Safety Code" el cual en la tabla 124-1 página 93, sugiere que la distancia mínima horizontal para 69,000 voltios es 1.50 m. y la distancia mínima vertical para el mismo voltaje es 3.17 metros. Se recomienda comparar estos valores con los obtenidos en el ejemplo anterior.

A manera de resumen, se presenta en la tabla 2.2 libranzas horizontales y verticales, distancias de fase a tierra y fase

a fase, para diferentes niveles de voltaje; los datos de la tabla fueron tomados de la ANSI C2-1981 y del boletín 2-3-1-1B de la BBC (I.T.E.) basado en "Guide for minimum electrical clearances for standard basic insulation levels". AIEE.

Tabla 2.2

**Libranzas en subestaciones eléctricas
para 1000 m.s.n.m.**

Voltaje nominal entre fases (V)	df-f (m)	df-t (m)	dv (m)	dh (m)
13,800	0.36	0.25	2.75	1.07
34,500	0.57	0.38	2.9	1.22
69,000	0.93	0.74	3.17	1.50

df-f = distancia mínima entre fases.

df-t = distancia mínima de fase a tierra.

dv = distancia mínima vertical, para seguridad del personal.

dh = distancia mínima horizontal, para seguridad del personal.

2.3 Proyecciones de ampliación

En el momento de considerar los requerimientos de espacio de la subestación, es necesario tomar en cuenta cuáles son las proyecciones de ampliación de la subestación eléctrica, debido a que debe ser contemplado este factor en la distribución y conexión del equipo, así como debe ser tomado muy en cuenta la previsión de espacio para la ubicación del equipo futuro. Es recomendable diseñarse como un proyecto final a construir en etapas.

Es claro que, para llevar a cabo este requerimiento, se hace indispensable el conocimiento pleno de la demanda futura de la planta industrial, ya que de no tomarse en cuenta lo anterior, la subestación podría resultar muy pequeña en poco tiempo, lo que llevaría a efectuar un gasto mayor en un tiempo muy corto.

Para lograr este propósito de una manera efectiva, es necesario concientizar al propietario de la industria del costo-beneficio que debe analizarse para así poder tomar decisiones con vistas al futuro, que sin duda ayudarán a evitar gastos prematuros.

2.4 Distancia entre punto de alimentación y punto de consumo

Este es otro aspecto que se debe considerar para la selección adecuada de la ubicación de la subestación. El primer paso consiste en identificar claramente donde se encuentra el centro más importante de consumo, ya que es deseable que la subestación, por razones de tipo económico, se encuentre lo más cercano al punto de mayor demanda. Luego de identificado, el centro máximo de consumo, se debe proceder a la consulta con la empresa encargada de la distribución de la energía eléctrica, de manera de identificar cuál será el voltaje primario, de acuerdo con nuestro nivel de consumo previsto, y a la identificación de los puntos posibles de alimentación que considere la empresa distribuidora más convenientes.

Con estas herramientas en la mano y considerando los requerimientos de espacio, es posible encontrar el punto más adecuado para la ubicación de la subestación. En este punto, es fundamental que se ponga de manifiesto el buen criterio de Ingeniero Proyectista, a fin de obtener un buen balance entre las ventajas y desventajas de las diversas variables.

CAPITULO 3

SELECCION DEL TRANSFORMADOR Y DE SU PROTECCION INTERNA

3.1 Tipos de transformadores

Un transformador, en general, es un dispositivo que:

- a) Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, conservando la frecuencia constante.
- b) Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- c) Tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.
- d) Usualmente lo hace con un cambio de voltaje, aunque esto no es necesario.

Los transformadores pueden ser clasificados en distintas categorías, que depende del parámetro de comparación, así:

- a) Por la forma de su núcleo
 1. Tipo columnas
 2. Tipo acorazado
 3. Tipo envolvente
 4. Tipo radial
- b) Por el número de fases
 1. Monofásico
 2. Trifásico
- c) Por el número de devanados
 1. Dos devanados

2. Tres devanados

d) Por el medio refrigerante

1. Aire
2. Aceite
3. Líquido inerte

e) Por el tipo de enfriamiento

1. OA Inmerso en aceite, autoenfriado.
2. OW Inmerso en aceite, enfriado por agua.
3. OW/A Inmerso en aceite, enfriado por agua/autoenfriado.
4. OA/FA Inmerso en aceite, autoenfriado/aire forzado
5. OA/FA/FA Inmerso en aceite, autoenfriado/aire forzado/aire forzado.
6. FOA Inmerso en aceite, aceite y aire forzado.
7. OA/FA/FOA Inmerso en aceite, agua forzada.
8. FOW Inmerso en aceite, agua forzada.
9. AA Seco, autoenfriado.
10. AA/FA Seco, autoenfriado/aire forzado.

Cabe resaltar que la anterior clasificación es tomada de los estándares IEEE; existen otras clasificaciones, según el tipo de enfriamiento, por ejemplo, según normas IEC: ONAN, ONAF, etc.

f) Por la regulación

1. Regulación fija
2. Regulación variable con carga
3. Regulación variable sin carga

g) Por la operación

1. De potencia
2. Distribución
3. De instrumento

3.2 Tipos de conexiones de los transformadores

Cuando hablamos de transformadores trifásicos, o bien monofásicos conectados en bancos trifásicos, se hace necesario discutir sobre el tipo de conexión que deberá existir entre los diferente devanados de tal manera de conseguir un banco de transformación seguro, confiable y lo más apegado a las necesidades de la industria a la cual vamos a alimentar. Para esto, se hará una breve descripción de los tipos más comunes de conexión para transformadores. Dado que existen muchas posibilidades de conexión de los transformadores, no se pretenderá abarcarlas todas, únicamente se hará mención de algunas, y se dejará al lector la inquietud de investigar sobre conexiones de tipo especial.

3.3 Conexiones en bancos trifásicos de transformadores monofásicos

Para bancos trifásicos formados por unidades monofásicas, existen las siguientes posibilidades de conexión:

3.3.1 Delta primario - Delta secundario

Se utiliza para suplir cargas trifásicas con una buena utilización de los transformadores (todos los KVA de placa están disponibles). Al averiarse una de las unidades monofásicas, el banco puede ser reconectado en delta abierta para servicio de emergencia, en este caso la capacidad total del banco será 57.7% de la capacidad del banco original. Uno de los transformadores puede ser aterrizado en un punto intermedio de su devanado secundario, que da la posibilidad de suplir una pequeña cantidad de carga monofásica, pero de este modo se tendrá una seria reducción de la capacidad de entrega

de potencia trifásica.

Se debe tener el cuidado de que todas las unidades monofásicas estén conectadas al mismo tap y tengan la misma relación de voltaje y la misma impedancia, porque de otra manera se pueden crear altas corrientes circulantes dentro de la delta y se reduce la capacidad del banco.

3.3.2 Estrella primario - Delta secundario

Para esta conexión, se presentan varias opciones:

a) Ni la estrella, ni la delta se aterrizan.

Esta conexión se utiliza para suplir solamente cargas trifásicas. No existirán excesivas corrientes circulantes cuando transformadores de distinta impedancia sean acoplados en el banco. Cuando los transformadores poseen diferente potencia, la máxima capacidad del banco para cargas trifásicas balanceadas será tres veces los kVA de la unidad más pequeña. Si uno de los transformadores falla, el banco se vuelve inoperante. Para esta conexión, debe considerarse una protección adicional por pérdida de fase.

b) Estrella no aterrizada, delta aterrizada.

Para suplir cargas trifásicas con pequeñas cantidades de carga monofásica, sólo uno de los transformadores puede ser aterrizado en un punto intermedio de su devanado secundario. No existirán excesivas corrientes circulantes cuando transformadores de distinta impedancia sean acoplados. El transformador con el secundario a tierra, llevará $2/3$ de la carga monofásica y $1/3$ de la carga trifásica; las otras dos unidades llevarán, cada una, $1/3$ de las cargas monofásica y

trifásica. Para esta conexión, debe considerarse una protección adicional por pérdida de fase.

c) Estrella aterrizada, delta no aterrizada.

Sirve para suplir cargas trifásicas. Al fallar una unidad monofásica, el banco puede ser reconectado en estrella abierta-delta abierta; en este caso la capacidad total del banco será 57.7% de la capacidad del banco original.

Cabe hacer notar que la conexión estrella abierta-delta abierta puede utilizarse para suplir grandes cargas monofásicas y pequeñas cantidades de carga trifásica. Esta última conexión es relativamente ineficiente donde predomina la carga trifásica, debido a que sólo el 86.6% de la capacidad de los transformadores suplen este tipo de carga.

Para el banco estrella aterrizada-delta no aterrizada en operación normal, si las unidades monofásicas utilizadas son de diferente potencia, la capacidad máxima del banco es de tres veces la capacidad de la unidad más pequeña. Debe considerarse que en esta conexión los transformadores son susceptibles de quemarse al ocurrir fallas primarias, debido a que los transformadores pueden actuar como transformadores de tierra para condiciones desbalanceadas en el primario, y reducen su capacidad para suplir la carga conectada.

Otro riesgo con este tipo de conexión es que cuando una fase se abre, el banco automáticamente se convierte en estrella abierta-delta abierta, con la consabida pérdida de capacidad, y como continúa supliendo la carga conectada inicialmente, el banco sufrirá una sobrecarga.

d) Estrella aterrizada, delta aterrizada.

Esta conexión se utiliza para suplir cargas trifásicas con pequeñas cantidades de carga monofásica. En este caso, también la unidad con el secundario a tierra portará $2/3$ de la carga monofásica y $1/3$ de la carga trifásica. Las otras dos unidades portarán, cada una, $1/3$ de las cargas monofásica y trifásica. Cuando se utilizan unidades de diferente potencia, la máxima capacidad del banco es tres veces la capacidad de la unidad más pequeña.

Al fallar un transformador, el banco puede ser reconectado en estrella abierta-delta abierta, para servicio de emergencia, como con la ya conocida pérdida de capacidad.

Para esta conexión, aplican los mismos riesgos vistos en el inciso anterior, relativos a la influencia de desbalances primarios y de apertura de una fase.

3.3.3 Delta primario - estrella secundario

En esta conexión, se obtienen dos voltajes monofásicos, los cuales pueden ser tomados de las tres fases; también se dispone de un voltaje trifásico. La ventaja de esta conexión consiste en que permite balancear la carga monofásica en las tres fases. Cuando se utilizan unidades de diferente potencia, la máxima potencia disponible del banco es tres veces la potencia de la unidad más pequeña. La falla de una unidad vuelve inoperante el sistema. Para este tipo de conexión, debe considerarse una protección adicional por pérdida de fase.

3.3.4 Estrella primario - estrella secundario

Esta conexión permite obtener un voltaje trifásico y dos monofásicos, los cuales pueden también balancearse en las tres fases. El neutral del primario debe estar firmemente acoplado al neutral del sistema, porque de otra manera se pueden desarrollar voltajes excesivos en el lado secundario.

3.3.5 Precauciones en la conexión de bancos trifásicos

Hasta este momento, se ha hecho mención de las características principales de cada una de las conexiones y de algunas de las precauciones que deben ser consideradas para su correcta aplicación. Es interés de esta sección resumir los conceptos dados y agregar nuevos de manera de insistir en la importancia de su consideración, previo a decidir cuál conexión será la más indicada para cada caso en particular.

Los efectos de la conexión de transformadores con las corrientes y voltajes armónicos, así como la interferencia telefónica, serán tema de una sección posterior (ver sección 3.6).

a) Banco Delta-delta

A fin de obtener una carga balanceada de los transformadores, se deberán tomar en cuenta las siguientes restricciones:

- Todas las unidades deben estar conectadas en los mismos taps.
- Todas las unidades deben tener la misma relación de voltaje.

- Todas las unidades deben tener la misma impedancia.

Es posible la operación con una salida reducida del banco con un pequeño desbalance de la carga, siempre y cuando, dos de las unidades tengan la misma impedancia y la tercera unidad tenga una impedancia dentro de más o menos 25% de las otras unidades.

b) Bancos estrella-delta

Si el neutral del lado de alto voltaje del banco de transformación está conectado al neutral del circuito, los transformadores pueden quemarse por las siguientes razones:

- Circulará corriente en la delta, en un intento por balancear cualquier desbalance de carga en la línea primaria.
- Este actuará como un banco aterrizado y suplirá corriente de falla, para cualquier anomalía en el circuito al cual esté conectado.
- El banco puede ser sobrecargado si uno de los fusibles se abre en una falla de línea a tierra, dejando el banco con la capacidad solamente de un estrella-delta abierta.

Todos estos aspectos hacen que el banco conduzca más de su corriente nominal, lo que puede llevar a resultados no deseados.

Cuando la conexión estrella-delta es utilizada y el neutral del lado de alto voltaje no está conectado al neutral del circuito, un conductor abierto en el lado primario dará como

resultado una entrada y salida monofásica del banco. Si el banco alimenta un motor, sobrecorrientes dañinas se producirán en cada una de las tres fases del motor. Una corriente equivalente fluye en dos conductores del circuito del motor y la suma de éstas en el tercero. Por lo tanto, debe considerarse una protección contra pérdida de fase bajo estas circunstancias.

c) Bancos estrella-estrella

En este tipo de conexión, el neutral del primario debe estar firmemente conectado al neutral del sistema.

Si esto no se hace, se pueden desarrollar voltajes excesivos en el lado del secundario del banco.

3.4 Conexiones para transformadores trifásicos

3.4.1 Delta primario-delta secundario

Esta conexión se utiliza para suplir carga trifásica con buena utilización de los transformadores (todos los kVA de placa están disponibles). Si se tiene acceso a un punto intermedio de alguno de los devanados secundarios, puede utilizarse para suplir cargas trifásicas con una pequeña cantidad de cargas monofásicas, pero de este modo se tendrá una seria reducción de la capacidad de potencia trifásica.

3.4.2 Estrella primario-delta secundario

Para esta conexión, se analizarán dos opciones:

a) Estrella no aterrizada-delta no aterrizada

Esta conexión se utiliza para suplir únicamente cargas

trifásicas.

b) Estrella no aterrizada-delta aterrizada

Se utiliza para suplir cargas trifásicas con pequeñas cantidades de carga monofásica, y depende de la cantidad de potencia monofásica demandada, y puede tener considerables disminuciones de la capacidad trifásica disponible. Debe considerarse protección adicional por pérdida de fase.

3.4.3 Delta primario-estrella secundario

En esta conexión, se obtienen dos voltajes monofásicos, los cuales pueden ser tomados de las tres fases; también se dispone de un voltaje trifásico. La ventaja de esta conexión consiste en permitir balancear la carga monofásica en las tres fases. Aquí también debe considerarse protección adicional por pérdida de fase.

3.4.4 Estrella primario-estrella secundario

Esta conexión permite obtener un voltaje trifásico y dos monofásicos, los cuales pueden también balancearse en las tres fases. El neutral del primario debe estar firmemente acoplado al neutral del sistema, porque de otra manera se pueden desarrollar voltajes excesivos en el lado secundario.

3.5 Otras conexiones

Además, como ya dijimos, existen otros tipos de conexiones de las anteriormente mencionadas, las cuales son menos usuales en el campo de la industria, pero no por eso menos importantes. Se sugiere al lector, en este punto, consultar literatura acerca de conexiones de tipo especial.

3.6 Generación de armónicas

Tal y como señalamos en la sección 3.3.5, la conexión de transformadores tiene algunos efectos en los voltajes y corrientes armónicas en los sistemas trifásicos. Debido a la característica no lineal de magnetización de los núcleos de hierro, los transformadores requieren corrientes de excitación con alto contenido de armónicas, aun cuando sean excitados por voltajes perfectamente senoidales. Esta corriente armónica depende del grado de saturación del hierro y es la tercera armónica, la más prominente.

En sistemas trifásicos no aterrizados, el flujo de la corriente de tercera armónica y sus múltiplo en la alimentación primaria es suprimido. En sistemas simétricos, la corriente de armónicos de las tres fases tienen un común tiempo de fase, consecuentemente, su suma no puede ser igual a cero, a menos que la corriente misma lo sea. No existe un camino de baja impedancia al neutral por estar el primario no aterrizado, sin embargo, la suma de corrientes debe ser cero; por consiguiente, las corrientes de tercera armónica se suprimen.

Con deltas primarias o secundarias conectadas, la tercera armónica de la corriente de excitación circula en los caminos de baja impedancia de la delta cerrada. Grupos de transformadores monofásicos conectados entre fases y razonablemente bien balanceados, también presentan caminos de baja impedancia para terceras armónicas; sin embargo, cuando bancos trifásicos de transformadores están conectados en estrella-estrella no aterrizadas, no existen caminos para la circulación de terceras armónicas de la corriente de excitación; aparece, por lo tanto, un voltaje de tercera armónica a través de todos los devanados trifásicos, en un

común tiempo de fase, queda como resultado un desplazamiento del voltaje neutral del transformador.

Cuando la alimentación del sistema es de una fuente aterrizada, existen caminos para todas las armónicas, excepto en el caso de estrella-estrella no aterrizada descrito en el párrafo anterior. Las corrientes armónicas fluyen en los conductores de línea y retornan por el neutral del sistema. Son estas corrientes armónicas que circulan por el neutral del sistema, las que causan problemas de interferencia en circuitos de comunicación, e inducen ruido en circuitos telefónicos que se encuentran en paralelo a la ruta de la línea.

Obviamente, existen otros efectos en el sistema causados por las corrientes armónicas, sin embargo, éstos se alejan del alcance del presente trabajo; se deja al lector la inquietud de profundizar en el tema.

3.7 Selección del tamaño del transformador

La selección adecuada del tamaño o la potencia del transformador tiene una importancia determinante dentro del proyecto de una subestación eléctrica. Para el efecto, se hace necesario conocer a profundidad la carga eléctrica a la que la subestación alimentará, pero además es de suma importancia conocer las proyecciones futuras de incremento de la demanda con las que cuenta la empresa industrial.

También es necesario tomar en cuenta que los transformadores tienen una cierta capacidad de sobrecarga, la cual al ser controlada, permite optimizar el dimensionamiento de los mismos, siempre que se conozcan los ciclos de carga a los que se verán expuestos.

Para encontrar de una manera adecuada el valor en kVA del transformador necesario, se sugiere hacer un listado, también en kVA, de todas las cargas trifásicas que deberán alimentarse, tomando para ello las actuales y las futuras cercanas. Después de obtener el total de kVA que la carga demandará, debe seleccionarse los kVA nominales del transformador; se sugiere al lector considerar las sobrecargas de trabajo soportables por los transformadores (ver capítulo 4, sección 4.1), para optimizar dicho dimensionamiento.

Debe considerarse, además, que los transformadores pueden ser operados a altitudes de hasta 1000 m.s.n.m., sin que excedan la temperatura límite prevista. En una revisión a la tabla 2.1, se ve que este límite de altitud es sobrepasado en algunos departamentos de Guatemala, por tal razón debemos considerar la merma de potencia de los transformadores para altitudes mayores al límite indicado. Para mayor facilidad, en la tabla 3.1 se muestran los porcentajes de merma, con su respectivo factor de corrección en la potencia del transformador, por cada 100 metros de altura sobre los 1000 m.s.n.m.

TABLA 3.1

**Factor de corrección en los kVA del transformador
para altura mayores a los 1000 m.s.n.m.**

Tipo de enfriamiento	Factor de Corrección
OA	0.4 %
OW	0.0 %
OA/FA	0.5 %
FOA	0.5 %
FOW	0.0 %
AA	0.3 %
AA/FA	0.5 %

Nota: tomado de la IEEE Std. 462-1973

Existen unos kVA nominales preferentes para transformadores monofásicos y trifásicos dados por la "American National Standard" en sus requerimientos para transformadores de distribución y potencia C57.12.10-1969, C57.12.20-1971 y C57.12.30-1971. Estos valores nominales preferentes son los siguientes:

Tabla 3.2

KVA NOMINALES PARA TRANSFORMADORES

MONOFASICOS (kVA)

5	100	1667	12500
10	167	2500	16667
15	250	3333	20000
25	333	5000	25000
37.5	500	6667	33333
50	833	8333	
75	1250	10000	

TRIFASICOS (kVA)

15	300	3750	25000
30	500	5000	30000
45	750	7500	37500
75	1000	10000	50000
112.5	1500	12000	60000
150	2000	15000	75000
225	2500	20000	100000

En resumen, se puede decir que la selección del tamaño del transformador se debe manejar con sumo cuidado, y es al ingeniero proyectista al que le corresponde la responsabilidad de la buena realización de este trabajo y de hacerlo sobre unas bases reales y consistentes, y sobre todas las cosas en función de las necesidades actuales y futuras de la empresa

industrial.

3.8 Selección de los niveles de voltaje

Después de haber decidido cuál será la potencia del transformador de la subestación, es necesario determinar los niveles de voltaje primario y secundario, así como el tipo de conexión del o de los transformadores. Para el efecto, se tiene necesariamente que basarse en ciertos estándares fijados por la empresa distribuidora del servicio eléctrico; en nuestro caso, se basa en las normas para acometidas de servicio eléctrico de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., la cual en su sección referente a instalaciones industriales de los tipos y dimensiones que nos ocupa, afirma en la sección VI, que para:

a) Voltaje secundario nominal de 240 voltios conexión estrella-delta

- a.1) Voltaje nominal primario 7620/13200 voltios
- a.2) Voltaje nominal secundario 120/240 voltios
- a.3) Bil: 95 kV.
- a.4) Derivaciones:
 - 2 del 2-1/2 c/u para bajar voltaje.
 - 2 del 2-1/2 c/u para subir voltaje.
- a.5) Capacidades nominales de 75, 100, 167, 250, 333 kVA.
- a.6) Transformadores monofásicos para 60 Hz, tipo convencional, 2 bushings, sumergidos en aceite.
- a.7) De acuerdo con las normas EEI, NEMA más recientes.

b) Voltaje secundario nominal 120/208 voltios conexión delta primario

- b.1) Usando los transformadores monofásicos:
 - b.1.1) Los transformadores deberán ser monofásicos tipo convencional, sumergidos en aceite con

dos bushings en el lado de alta tensión, fabricado según las normas más recientes EEINEMA, para operar a un voltaje nominal de 14400/24940 voltios y con derivaciones en el primario (taps), para 13800, 13200, 12870 y 12540 voltios con un BIL de 125 kV. Voltaje secundario 120/240 voltios para operar a 60 Hz.

b.1.2) Deberán conectarse en delta en el lado de alta tensión y en estrella en el secundario. Para obtener 120/208 voltios, los devanados del secundario de cada transformador se deben poner en paralelo internamente.

b.2) Cuando se usa un transformador trifásico

Cuando se usa un transformador trifásico sumergido en aceite, con tres bushings en alta tensión y cuatro en el de baja, fabricado las normas más recientes de EEINEMA, para operar a un voltaje nominal de 13800 voltios delta, con derivaciones en el primario para 14100, 13500, 13200 voltios, con un BIL de 95 kV, voltaje secundario 120/208 estrella y operar a 60 Hz.

c) Voltaje secundario nominal de 480 voltios.

c.1) Conexión estrella-delta:

Para servicio de 480 voltios, cuando se usan tres transformadores monofásicos, sistema 7.6/13.2 kV. Este servicio se presta sin ninguna restricción para cargas mayores de 500 kVA, pues en este caso se usa medición primaria. Para cargas menores de 500 kVA, es necesario que el interesado se comunique con la División Comercial

de la E.E.G.S.A., antes de comprar cualquier equipo, en vista de que 480 voltios no se considera un voltaje estándar dentro de estas normas, y por lo tanto necesita equipo especial de medición.

d) Especificaciones para subestaciones a 69 kV.

La instalación de una subestación, a 69 kV para uso particular, deberá hacerse de acuerdo con los requerimientos que establezca la E.E.G.S.A. con base en la extensión de líneas que elabore el Departamento de Ingeniería. Previo a la compra del equipo integral de la subestación eléctrica y al solicitar el servicio eléctrico, el interesado deberá consultar con la División Comercial de la E.E.G.S.A.

A continuación, se especifican las características del transformador:

Deberá ser trifásico, para operación a una altitud de 5000 pies sobre el nivel del mar, con una capacidad en kVA que se considere conveniente para la carga que va a instalarse. El voltaje nominal del lado primario debe ser de 66 KV conectados en delta y el voltaje secundario puede ser cualquiera que los asesores técnicos del interesado consideren conveniente para la operación de la fábrica. El transformador deberá tener una derivación del 2-1/2% arriba de 66000 voltios y 3 derivaciones del 2-1/2% abajo de 66000 voltios; estas derivaciones deben ser para plena capacidad; el cambiador de derivaciones deberá ser para operarse manualmente sin carga. Se sugiere que cada fase tenga dos embobinados y debe tener el transformador bushing neutral. El aislamiento del embobinado de alto voltaje y los bushings deben ser para clase estándar de 69 kV. El nivel de impulso básico para

el lado de alto voltaje debe ser 350 kV. El transformador debe ser equipado con todos los accesorios que recomienda ASA y NEMA.

En general, la E.E.G.S.A. se reserva el derecho de asignar el nivel de voltaje de suministro, para asegurar que la instalación proyectada no afecte la calidad de servicio prestado a otros usuarios del área.

Para demandas entre 1000 kVA y 5000 kVA la E.E.G.S.A. podrá suministrar el servicio en 13.8 kV, o bien, 69 kV, según crea conveniente. Para cargas mayores de 5,000 kVA el servicio se suministrará en 69 kV.

En lo referente al voltaje secundario, se deja al consumidor y sus asesores técnicos para que lo definan, según sean sus necesidades y tipo de equipos que se van a conectar.

3.9 Pruebas del transformador

En muchas ocasiones, puede no instalarse un transformador nuevo para la subestación; en estos casos, es imperativo realizar un mínimo de pruebas para corroborar el buen estado del mismo. Es deseable, también, que con un transformador nuevo se hagan estas pruebas, que si bien ya fueron hechas por el fabricante, debieran efectuarse previo a la energización de la subestación. La American National Standard C57.12.90-1973 y la IEEE Std 262-1973 sugieren el método para realizar ciertas pruebas que son suficientes para garantizar el buen estado del transformador. Dichas pruebas son las siguientes:

- a) Medida de la resistencia de todos los devanados en las conexiones de voltaje nominal de cada unidad y en los extremos de las derivaciones.

- b) Prueba de los voltajes en todas las derivaciones
- c) Prueba de polaridad y relación de fase a voltaje nominal.
- d) Pérdidas sin carga a voltaje nominal.
- e) Corriente de excitación a voltaje nominal.
- f) Impedancia y pérdidas con carga a corriente nominal y frecuencia nominal en las correcciones de voltaje nominal de cada unidad y en los extremos de las derivaciones.
- g) Prueba de temperatura
Esta prueba debe ser realizada sobre una unidad, cuando una o más unidades de un tamaño dado, son producidas por un mismo fabricante en un mismo momento; se exceptúa el caso cuando ya se cuenta con un récord adecuado de prueba de temperatura, hecho sobre una unidad que constituya, esencialmente, un duplicado. Esta es una prueba que debe solicitarse al fabricante del transformador.
- h) Prueba de rigidez dieléctrica y acidez (PH) del aceite.
- i) Prueba dieléctrica de baja frecuencia que consiste de una prueba de potencial aplicado o potencial inducido, o ambas.

El ingeniero del proyecto deberá decidir cuál de estas pruebas se hacen necesarias previo a la energización del transformador, tomando en cuenta la situación especial que se dé en el campo, así como los antecedentes del transformador y el equipo de medición disponible.

3.10 Protección interna del transformador

Después de haber seleccionado el tamaño del transformador y los niveles de voltaje de operación en el primario y secundario, se debe en este momento seleccionar el tipo de

protección interna del mismo. Independiente a los equipos que constituyen la protección externa del transformador, a saber, equipos de protección contra sobrecorrientes y sobrevoltajes, éstos deben ser protegidos para condiciones de falla interna y sobrecargas. Se consideran condiciones de falla interna aquellas que se presentan en los devanados del transformador, debido a estos cortocircuitos entre sus espiras. Al existir este tipo de fallas, ocurre a la vez un incremento en la temperatura interna del transformador.

Discutiremos a continuación tres tipos de protección interna del transformador:

- a) Protección Térmica
- b) Relevador Buchholz
- c) Relevador Diferencial

a) Protección Térmica

Este dispositivo controla y protege al transformador contra incrementos de temperatura interna, que son ocasionados por cualquier sobrecarga de corriente. Su funcionamiento básico lo efectúa por medio del método de imagen térmica, el cual sensa la temperatura del punto más caliente del devanado y alimenta a un relevador T.R.O. El dispositivo está constituido por una resistencia de calefacción o caldeo; Alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de falla en los devanados, que se detecta por medio de un transformador de corriente.

La corriente que circula por la bobina, al variar, crea cierta temperatura en la resistencia y esto se detecta por un sensor térmico que alimenta un milivoltímetro graduado en grados centígrados. El milivoltímetro se conecta por medio de un puntero a un relevador especial que puede tener tres

contactos; el primero opera a una temperatura predeterminada y acciona la señal para un ventilador; el segundo lo hace a una temperatura más alta y acciona una alarma, y el tercero, a una temperatura límite y acciona la bobina de disparo del interruptor quedando el transformador fuera de servicio.

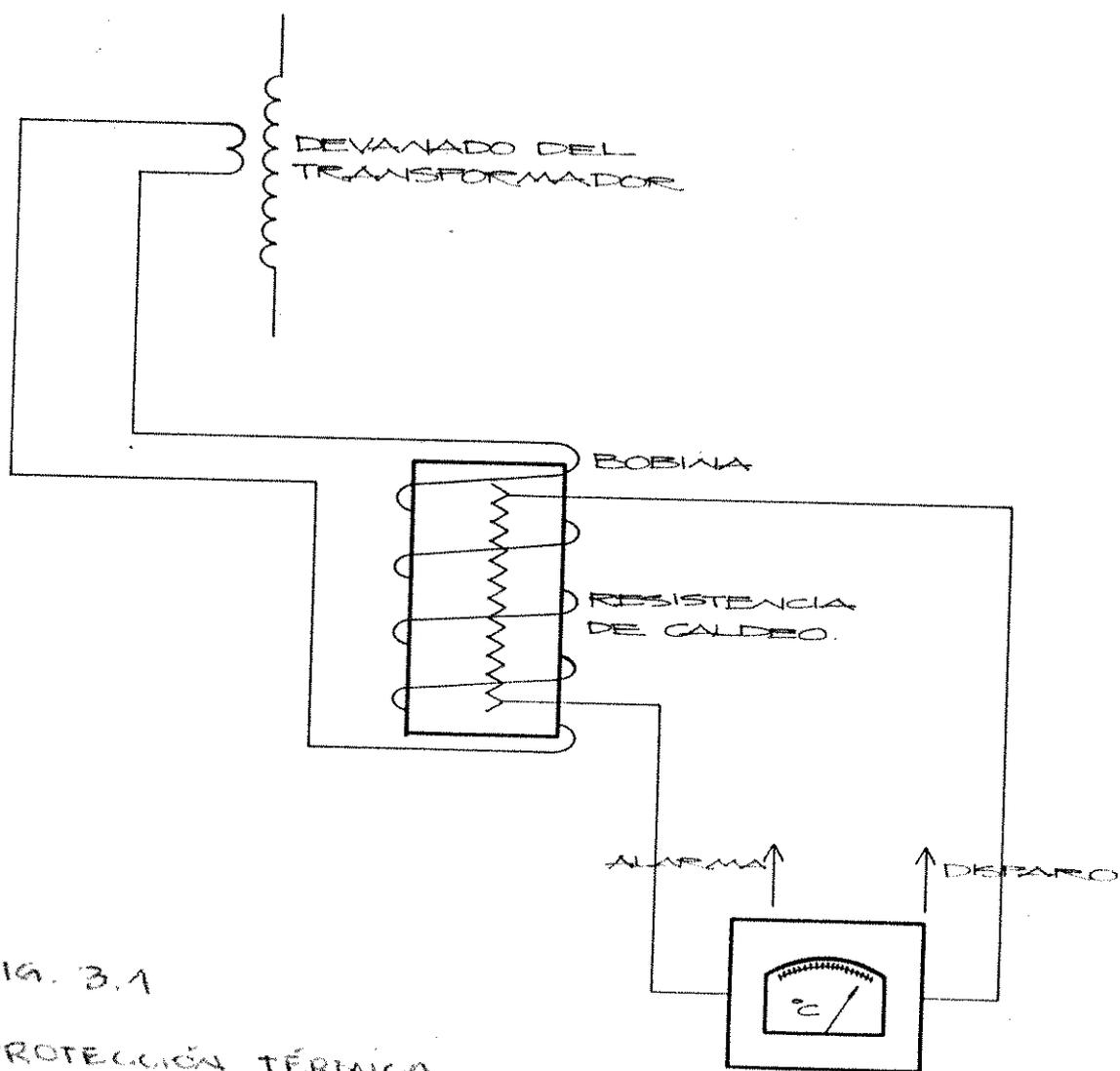


FIG. 3.1

PROTECCIÓN TÉRMICA

b) Relevador Buchholz

El relevador Buchholz protege el transformador contra daños más severos ocasionados por fallas internas de los devanados, encuentra aplicación en aquellos transformadores rellenos de líquido aislante y que tienen tanque conservador. Su principio de operación se basa en que toda falla interna existente en el transformador va acompañada de una producción de gases. El relevador Buchholz se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos en aquel hagan que el aceite del tubo suba de nivel; al variar el nivel, se mueven unos flotadores que tiene en su interior el relevador. Los flotadores accionan un circuito de alarma, y si la falla es mayor accionan el disparo.

c) Protección diferencial

Esta también es una protección del transformador que actúa generalmente al ocurrir fallas internas, es decir, actúa en el momento de ocurrir cortocircuito entre espiras de los devanados. Su principio de operación se basa en la comparación de la corriente de los devanados primarios con la de los devanados secundarios, a fin de detectar posibles corrientes internas del transformador. Debido al cambio de voltaje que ocurre en el transformador, también se efectúa un cambio de las corrientes primaria y secundaria, las cuales, para efectos de la comparación, son equiparadas por medio de CT'S (transformadores de corriente), que van conectados a manera de sensor las corrientes de todas las fases (primario y secundario).

Las corrientes del secundario de los CT'S alimentan a un dispositivo comparador, que es el relevador diferencial, el cual al ocurrir una diferencia de corrientes, debido a una

falla interna, envía una señal a un circuito de alarma y/o una señal a un circuito de disparo del interruptor principal para dejar el transformador fuera de servicio.

CAPITULO 4

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES

Muchas veces y por diversas circunstancias, en los equipos y elementos conductores de las subestaciones, se presentan corrientes eléctricas cuyos valores pueden sobrepasar varias veces los valores nominales de corriente de los equipos instalados. Son estas corrientes que exceden valores límite considerados como normales, las que reciben el nombre de sobrecorrientes.

4.1 Origen de las sobrecorrientes

Las sobrecorrientes se producen en los equipos por una de las siguientes causas:

- a) sobrecargas de trabajo;
- b) cortocircuito.

a) Sobrecargas de trabajo.

Cuando un equipo eléctrico excede su capacidad nominal para suministrar potencia, y dado que la tensión se mantiene relativamente constante, se presentan en él corrientes mayores que las nominales; ésto puede ocasionar daños serios al equipo instantáneamente o a efecto posterior, según sea la magnitud y duración de la sobrecorriente. En el momento que se da la sobrecorriente de trabajo, se sobrepasa la capacidad de conducción en amperios de los conductores, y se provoca una mayor caída de tensión (IR) a lo largo de los mismos; también se produce una mayor disipación de calor por efecto Joule (I^2R), la cual provoca un debilitamiento acelerado del aislante del conductor, y puede ocasionar un cortocircuito severo en la instalación debido a una ruptura dieléctrica.

El transformador, que forma la parte vital de la subestación y que debe ser capaz de conducir la corriente demandada corre

también un alto riesgo de deteriorarse, ya que sus conductores internos o bobinados se ven expuestos a ese mismo deterioro de su aislante, ocasionado por el calor generado por la sobrecorriente. El transformador se protege contra estas sobrecargas de trabajo con base en el calor que dicha sobrecarga desarrolla, y se utilizan para el efecto medidores de temperatura del transformador, para limitarlo así a trabajar en rangos de temperatura considerados como seguros y que al ser sobrepasados, obligan a su pronto retiro del servicio en prevención de daños mayores.

Sobre la protección térmica del transformador, ya se ha hablado al detalle en el Capítulo precedente.

Cabe hacer notar que la protección de los elementos de una subestación contra sobrecargas, muchas veces se pasa por alto al no considerarse, o bien pensar que aquella es una circunstancia de trabajo que no ofrece peligro alguno para los equipos; esto es evidentemente un concepto erróneo.

Ahora bien, se debe también considerar que los transformadores son capaces de soportar sobrecargas de cierta magnitud en un tiempo determinado. La ANSI estándar en su apéndice C57.92-06.200 da una guía para sobrecargas diarias de larga duración, las cuales vienen dadas en función de la carga equivalente antes del pico de carga y de la temperatura ambiente, para una expectativa de vida de 20 años del transformador.

**CARGA PICO POR UNIDAD RESPECTO A LOS DATOS
DE PLACA DEL TRANSFORMADOR**

Duración Carga	CARGA CONTINUA EQUIVALENTE ANTES DEL PICO EVA																	
	50 PORCIENTO						75 PORCIENTO						90 PORCIENTO					
Pico	TEMPERATURA °C						TEMPERATURA °C						TEMPERATURA °C					
Horas	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	
1	2.52	2.39	2.26	2.12	1.96	1.79	2.40	2.26	2.12	1.96	1.77	1.49	2.31	2.16	2.02	1.82	1.43	
2	2.15	2.03	1.91	1.79	1.65	1.50	2.06	1.94	1.86	1.68	1.52	1.26	2.00	1.87	1.74	1.57	1.26	
4	1.82	1.72	1.61	1.50	1.38	1.25	1.77	1.66	1.56	1.44	1.30	1.09	1.73	1.62	1.50	1.36	1.13	
8	1.57	1.48	1.39	1.28	1.18	1.05	1.55	1.46	1.36	1.25	1.13	0.96	1.53	1.42	1.33	1.21	1.02	
24	1.36	1.27	1.18	1.08	0.97	0.86	1.36	1.27	1.17	1.07	0.97	0.84	1.35	1.26	1.16	1.07	0.95	

Para el cálculo de la carga continua equivalente antes del pico, se puede utilizar la siguiente fórmula que da una buena aproximación.

$$\text{Carga continua equivalente} = 0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + \dots + L_n^2}$$

donde L_1 , L_2 , L_3 , etc. es la carga promedio, por inspección, de cada intervalo de una hora de las doce horas que preceden a la carga pico.

Los datos que aparecen en la tabla 4.1 están dados para transformadores inmersos en aceite y autoenfriados. Deben ser tomados únicamente como ejemplificación.

Estas sobrecargas, que son capaces de soportar los transformadores, deben considerarse para el buen dimensionamiento de la potencia de los mismos y en el diseño de su protección de sobrecargas.

b) Cortocircuitos.

Para un sistema en servicio, se tiene que los cortocircuitos son contactos accidentales ocurridos entre conductores de distintas fases, o bien entre éstas y neutro o tierra. De lo anterior, se puede resumir que un cortocircuito es el contacto accidental de elementos entre los que existe una diferencia de tensión y que origina corrientes de elevado amperaje.

Las corrientes de cortocircuito originadas por diversas causas en los sistemas eléctricos son alimentadas por elementos activos como son los generadores, y se ven limitadas por los elementos pasivos del sistema, tales como la impedancia de los conductores, transformadores, etc.

Las corrientes de cortocircuito son corrientes de gran magnitud que van combinadas con pérdida de potencia, pueden alcanzar valores de miles de amperios, por lo que sus efectos destructivos son considerables, y existe por lo tanto la necesidad de contar con los medios adecuados para proteger equipos de una subestación eléctrica contra estos daños.

Como ya se mencionó, los cortocircuitos pueden ocurrir entre distintos elementos de los sistemas; se tienen así, las siguientes clases de cortocircuitos:

b.1) Cortocircuito trifásico: cuando entran en contacto los conductores de las tres fases en un sistema

trifásico. Es el menos común de los cortocircuitos.

b.2) Cortocircuito de doble línea a línea:

cuando únicamente son los conductores de dos fases los que participan en el cortocircuito.

b.3) Cortocircuito de dos líneas a tierra:

cuando son dos fases las que entran en contacto con tierra.

b.4) Cortocircuito de línea a tierra.

cuando es una de las fases la que entra en contacto con tierra. Es el más común de los cortocircuitos.

Cuando son las tres fases las que entran en contacto con tierra, la falla se convierte en trifásica y no circula corriente alguna por tierra, ya que las corrientes de falla en las líneas al llegar al punto de falla se suman vectorialmente dando una resultante nula.

Cada uno de los tipos mencionados tienen características propias, según los elementos afectados. Por ejemplo, el cortocircuito trifásico afecta igualmente las tres fases del sistema donde se presenta. De la circunstancia anterior, se dice que los cortocircuitos trifásicos originan fallas simétricas.

4.2 Objetivo de la protección.

La protección de subestaciones eléctricas contra sobrecorrientes, en ningún momento pretende evitar que las fallas ocurran; éstas podrán probabilísticamente hablando, reducirse a un mínimo en la medida en que el diseño del equipo, conexiones y las normas mínimas de seguridad en el uso de los mismos, sean las más adecuadas para asegurar la mayor confiabilidad en la operación de la subestación.

Es por esto, que la función principal de la protección será garantizar que dichas fallas al presentarse sean limitadas en tiempo a valores, tales que minimicen el peligro para los equipos y para las personas que circulen por el área de la subestación.

Hemos mencionado que el transformador es el equipo más caro de la subestación es éste, que es el que debe ser capaz, sin daños en su construcción, de soportar todos los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por los cortocircuitos.

a) Efectos mecánicos en transformadores debido a corrientes de cortocircuito

Los efectos mecánicos en los transformadores debido a corrientes de cortocircuito tienen una particular importancia. Sabemos que cuando un conductor que porta corriente alterna es colocado dentro de un campo electromagnético que es también alterno, se genera una fuerza mecánica en el conductor, la cual es producto de las magnitudes de la corriente instantánea y la densidad de flujo electromagnético. La dirección de la fuerza será perpendicular al plano formado por los vectores de corriente y de campo. Dado que el campo electromagnético dentro de un transformador se produce por la corriente circulante en los devanados, la fuerza electromagnética

generada es proporcional al cuadrado de esta corriente. Estas fuerzas generadas dentro del transformador tienen componentes radiales y axiales.

Para la adecuada profundización de cómo se generan estas fuerzas electromagnéticas y sus características predominantes en función del tipo de devanado, se sugiere consultar la bibliografía siguiente: "SHORTCIRCUIT CHARACTERISTIC OF TRANSFORMERS" de W.J. McNutt, Fellow, IEEE, General Electric Company Pittsfield, Mass. Se dedicará, pues, nuestra atención a los efectos de estas fuerzas durante condiciones de falla, para lo cual, desde 1950 hasta la fecha, varios investigadores han dedicado tiempo para aislar e identificar los distintos modos de falla mecánica. A continuación, se ofrece un listado de los más comunes modos de falla mecánicas obtenidos de la experiencia:

1. Estirado de los conductores externos del devanado causado por la tensión producida por fuerzas radiales, que pueden resultar en ruptura del aislamiento del conductor o en inestabilidad axial de devanado.
2. Colapso radial de los devanados interiores debido a alabeos o arcos de descargas, lo cual puede producir rupturas mayores de aislamiento.
3. Colapso axial del devanado debido a inclinación del conductor, el cual puede dar como resultado ruptura de aislamiento de los conductores.
4. Arcos de descarga del conductor entre soportes de columnas espaciadoras, lo cual puede resultar en mayores rupturas del aislamiento.

5. Colapso de los soportes del devanado en sus puntos terminales debido a materiales sobretensionados o a inestabilidad dentro de la estructura de los soportes, lo cual resultará en una deformación axial, fuerzas magnificadas y ruptura de aislamiento.
6. Deterioro mecánico del aislamiento del conductor resultante de fuerzas de impacto y del movimiento relativo entre conductores y espaciadores de aislamiento.
7. Desplazamiento circular de los conductores y soportes de aislamiento debido a fuerzas radiales. Esta condición puede dar como resultado ruptura del aislamiento o inestabilidad axial producida por desalineación de los soportes axiales.

b) Efectos térmicos en transformadores debidos a cortocircuito

Cuando un devanado es sometido repentinamente a una corriente de cortocircuito de varias veces su corriente nominal, se produce un rápido incremento de temperatura. Este calor adicional no puede ser disipado durante el corto tiempo de la falla y puede causar debilitamiento del aislamiento, inclusive descomposición y recocimiento en los conductores.

Dependiendo de la magnitud de la temperatura alcanzada, se pueden tener efectos de corto plazo, como la degradación térmica del aislamiento de los conductores o de largo plazo, que consiste en el recocimiento de los conductores; cabe resaltar que, bajo cierto número de eventos de cortocircuito, la elevada temperatura generada irá gradualmente recociendo el conductor y reduciendo sus propiedades mecánicas. Muchos

materiales conductores son aleaciones hechas para el propósito específico de resistir el recocido. Para evitar la tendencia al recocido, existe un consentimiento generalizado de que 250 grados centígrados es un límite seguro para conductores de cobre, y 200 grados centígrados es uno seguro para conductores de aluminio.

La magnitud de la corriente simétrica en cualquier devanado del transformador no deberá exceder 25 veces la corriente base del devanado, según la norma ANSI C57.12.00-1973.

La duración de los cortocircuitos se limita a los períodos de tiempo mostrados a continuación:

<u>Corriente simétrica</u> <u>en cualquier devanado</u>	<u>Período de tiempo</u> <u>en segundos</u>
25 veces la corriente base	2
20 veces la corriente base	3
16.6 veces la corriente base	4
14.3 ó menos veces la corriente base	5

Valores intermedios se pueden determinar por interpolación. Cuando se utilizan circuitos con características de recierre, el transformador soportará sucesivas ocurrencias del cortocircuito, en tal caso la duración acumulada de dicha sobrecorriente no deberá exceder los tiempos anteriormente señalados.

Existen algunas condiciones de operación en las cuales se puede sobrepasar el valor límite de cortocircuito de 25 veces la corriente base; en estos casos, es necesario considerar equipo adicional que limite esta posible sobrecorriente.

La misma norma ANSI C57.12.00-1973 anota algunos casos en que deben ser considerados, los cuales se enumeran a continuación:

- a) La Impedancia Base de un transformador de doble devanado, puede ser tal que la corriente de cortocircuito exceda 25 veces la corriente básica.
- b) En transformadores multidevanado, la corriente del devanado, puede exceder 25 veces la corriente base, aunque la impedancia base entre varios pares de terminales sea igual o mayor a 4%.
- c) En autotransformadores, bajo ciertas condiciones de falla, la corriente común de devanados puede exceder 25 veces su corriente base, aunque la corriente de línea pueda no exceder este límite.
- d) En autotransformadores equipados con un devanado delta terciario, bajo ciertas condiciones de falla, el cortocircuito en el devanado de la delta puede exceder 25 veces la corriente base, aunque la corriente en otros devanados puede estar debajo de este límite.
- e) La corriente de cortocircuito se verá incrementada cuando el transformador se encuentre operando arriba de su voltaje nominal y un cortocircuito se presente en tales condiciones.

En el presente capítulo, se mencionarán de los diferentes equipos de protección contra sobrecorrientes, y se pasará después a realizar un análisis del cortocircuito, lo cual permitirá establecer claramente la situación y magnitud de las corrientes esperadas durante el momento de la falla. De esta manera, se podrá estar en condiciones, previo un análisis técnico-económico de la protección, de seleccionar el tipo de protección más adecuada para la subestación que se proyecta.

4.3 Equipos de protección.

Los equipos que brindan protección a una subestación, contra sobrecorrientes, son las unidades fusibles y los relevadores de sobrecorriente. Estos últimos no realizan por sí mismos la interrupción del circuito, si no que envían una señal a los interruptores para que sean éstos los que realicen la operación.

4.3.1 Fusibles.

Son elementos que llevan a la apertura de las vías, por las que circula una sobrecorriente al producirse una falla. La operación se basa en su autodestrucción, causada por el efecto térmico producido por las sobrecorrientes, ya que por estar conectados en serie con los elementos que se van a proteger, circula por ellos la misma corriente que puede presentarse en aquéllos. Es así como los fusibles que se construyen con distintos materiales cuyo punto de fusión se presentan a temperaturas fácilmente alcanzables al ocurrir una sobrecorriente. Los fusibles son hilos o tiras conductoras de determinada longitud, la cual va desapareciendo al destruirse el mismo, y aumenta así, progresivamente, la separación de los puntos entre los que se presenta el arco. De lo anterior, se advierte que las dimensiones físicas, especialmente la longitud, son de singular importancia al considerar el poder disruptivo de un fusible.

Al hablar de una protección con fusible, se debe hacer mención de dos características de importancia; la primera es el tiempo que el fusible tarda en fundirse para un valor determinado de corriente. La segunda es el tiempo total empleado para liberar una determinada falla, es decir, ya incluido el tiempo de fusión, más el tiempo de extinción del arco; ambas características son similares a las de la figura 4.1 y varían únicamente los tiempos anotados en la escala vertical. De la primera característica, se advierte que aún cuando el fusible

no se haya fundido en su totalidad al soportar una pequeña sobrecorriente, su proceso de fusión pudo haberse iniciado, para ser suspendido al desaparecer la sobrecorriente, y puede ser continuado en el futuro con sobrecorrientes menores.

Los fusibles se identifican con valores de acuerdo con las corrientes nominales que van a circular por ellos; son por lo tanto, sus características protectivas, familias de curvas similares a las de la figura 4.1. La corriente nominal de un fusible indica la corriente que soporta sin sufrir ningún daño y que, su fusión ocurrirá al presentarse corrientes mayores en tiempos inversamente proporcionales a las mismas.

Las características tiempo-corriente de un fusible son de gran utilidad, especialmente para su coordinación con otros elementos que brindan protección contra sobrecorrientes, sean fusibles o no.

Las curvas de tiempo-corriente, mostradas como ejemplo en la figura 4.1, son de unidades fusibles S & C de velocidad estándar; su curva es de tipo TCC-153-1. La Empresa Eléctrica de Guatemala recomienda utilización de fusibles con curva de disparo como ésta; sin embargo, tal y como la E.E.G.S.A. lo requiere, debe realizarse la consulta respectiva previo a la compra del equipo.

La selección de tipo y tamaño de fusible que se va a utilizar, para las variadas aplicaciones en el servicio industrial, requiere de un análisis muy cuidadoso; las reglas básicas para la aplicación de un fusible son, que éste debe ser seleccionado para voltaje nominal, capacidad de conducción de corriente y capacidad interruptiva.

I(A)

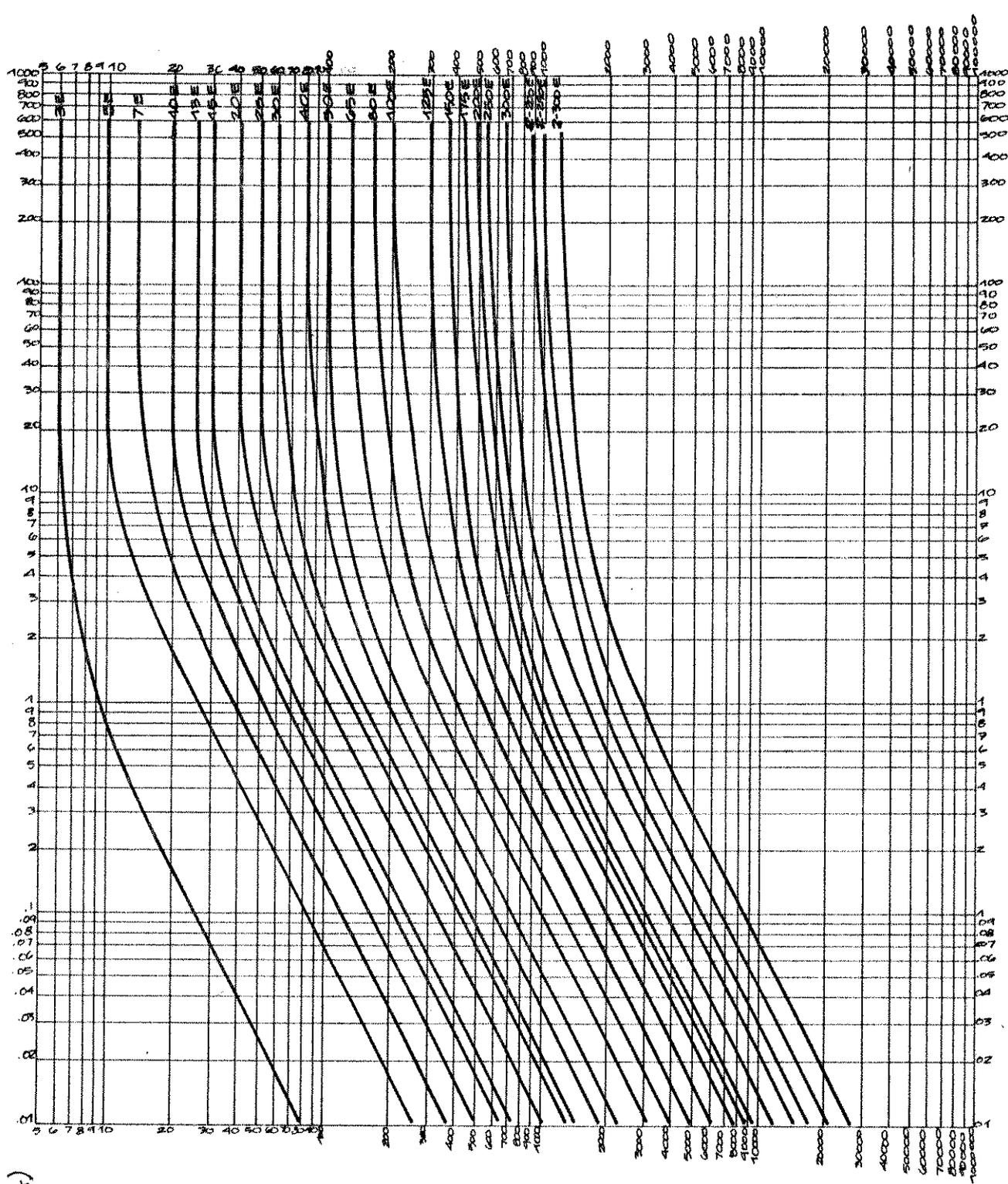


FIG. 4.1. CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE UN FUSIBLE t(seg)

Es muy importante, a su vez, la selección del tipo de fusible que cumplirá las necesidades del sistema, así como, que resulte en un mínimo de requerimientos de espacio y un bajo mantenimiento.

4.3.2 Relevadores.

En general, los relevadores son elementos sensores, lo cuales basan su función operativa en movimientos ocasionados por fuerzas electromagnéticas. Como ya mencionamos al inicio del presente capítulo, para realizar la protección de fallas de sobrecorriente, se utilizan relés o relevadores de sobrecorriente. Los relevadores garantizan una eficiente protección, ya que pueden construirse para brindar una mayor exactitud en la variación de los parámetros vigilados que los fusibles.

Los relevadores son elementos que indican en qué momento debe realizarse una función protectora, para esto, trabajan conjuntamente con interruptores de potencia, los cuales son los encargados de llevar a cabo la desconexión eléctrica del sistema.

El relevador recibe una señal de corriente de entrada proporcional a la corriente de línea que se desea sensar. En el momento que es sobrepasado cierto valor de corriente, llamada corriente de ajuste, se accionan los circuitos de temporización del relevador, el cual dará, después de cierto tiempo, un consenso al circuito de mando de un interruptor para que éste abra.

El tiempo de actuación del relevador está dado en función de su curva característica tiempo-corriente, la cual puede ser:

- a) normalmente inversa;
- b) muy inversa;
- c) extremadamente inversa.

Estas curvas son parecidas a las curvas de tiempo-corriente de los fusibles; a medida que se vuelven más inversas, su tiempo de respuesta al incrementar la corriente se vuelve menor. Cabe resaltar que debido a esta característica los relevadores son elementos que facilitan acciones de coordinación con otros elementos de protección

4.3.3 Interruptores.

De la sección anterior, se advierte que los relevadores e interruptores, trabajan en forma combinada para prestar una protección contra sobrecorrientes. Por lo tanto cuando pensamos en funciones protectoras, no pueden ser vistos separadamente; se puede decir que un relevador sin interruptor no tiene ninguna aplicación de protección y viceversa.

Los interruptores son unidades que se conectan en serie con los equipos que se van a proteger. Su acción de protección la realizan abriendo unos contactos por los cuales se abre el circuito y de esta manera, cesa el flujo de energía. Tal operación se efectúa en forma automática, al recibir la orden de apertura de un relevador.

Los interruptores cuentan con una cámara, llamada cámara de extinción, en la que se disipa el arco que se produce al separar los contactos cuando por ellos fluye una corriente eléctrica. Tanto los contactos como la cámara de extinción, se encuentran instalados, formando una unidad dentro de recipientes metálicos.

Existen diferentes tipos de interruptores, tales como: al vacío, pequeño volumen de aceite y actualmente han surgido los interruptores en hexafluoruro de azufre (SF₆), los cuales, dadas las excelentes características de extinción de arco del SF₆ y su construcción robusta y compacta, cada día encuentran

mayor aceptación.

Dado que el control temporizado de disparo es controlado por el relevador de sobrecorriente, es deseable que el interruptor ejecute la orden de apertura casi instantáneamente, para lo cual hoy en día los fabricantes de equipo ofrecen interruptores con un velocidad de interrupción de hasta 3 ciclos.

4.3.4 Comparación de los equipos de protección.

Hasta este momento, se ha mencionado la filosofía de la protección y de los diferentes equipos utilizados para la realización de la misma. Pero esto no dejaría de ser letra muerta, si no pasamos a la discusión de las ventajas y desventajas de utilizar un sistema u otro.

Vale mencionar, previo a realizar dicha discusión, que en materia de protección no se puede hablar que un sistema es mejor que otro en términos absolutos, ya que no sólo debemos hacer una comparación en función de parámetros técnicos, sino que además en función de ciertos factores de orden económico y funcional. Es decir, que lo que para una subestación eléctrica de unos 5 MVA podría ser una protección idónea, para una de 500 KVA ó 1 MVA podría resultar excesivamente onerosa y poco práctica.

Ya se mencionó que para protección contra sobrecorrientes tenemos dos posibilidades: protección con fusibles o protección con relevador e interruptor.

Los fusibles como protección contra sobrecorrientes tienen las siguientes ventajas:

- a) ser de relativo bajo costo;
- b) fácil manipulación e instalación;
- c) gran capacidad interruptiva.

Los fusibles en oposición a las ventajas mencionadas, tienen las siguientes desventajas:

- a) sólo sirven para abrir los circuitos, no para cerrarlos; por lo cual se instala un seccionador en serie;
- b) operan sólo por una vez y hay que cambiar algunas de sus partes después de cada operación, pues se destruyen;
- c) solamente operan por sobreintensidad ocasionada por sobrecarga o cortocircuito;
- d) los fusibles operan individualmente, lo que en un sistema trifásico puede ocasionar problemas al dejar trabajando dos fases. Además del problema que se ocasionaría a los motores que se encuentren conectados a la subestación, se debe considerar también que para nuestro grupo de conexión usual delta-estrella si sólo un fusible se abre, debido a una falla de línea a tierra, se podrá dañar el banco de transformación debido a la sobrecarga que sufrirá al quedarse solamente con la capacidad de un banco delta abierta-estrella abierta supliendo toda la carga;
- e) El fusible no tienen la flexibilidad del relevador de ajustarse a las necesidades de coordinación;
- f) sufren mayores daños de degeneración al correr el tiempo.

En contraposición, se mencionarán las ventajas de utilizar una protección contra sobrecorrientes con relevador e interruptor.

- a) realizan una protección más eficiente, ya que pueden ser contruidos los relés, para tener una mayor exactitud y sensibilidad que los fusibles;
- b) los relés pueden ser ajustados a distintos valores de características tiempo-corriente, por lo que dan más flexibilidad en la coordinación de protección;
- c) después de ocurrir una falla, y ésta es solventada, los interruptores pueden volver a cerrar el circuito sin tener que cambiar nada en los mismos;

- d) los interruptores pueden, además, servir para aislar el circuito al ocurrir fallas distintas a los de sobrecorriente, tales como protección diferencial, sobrevoltaje, sobret temperatura, etc. Además, pueden operarse en forma remota.

Este último sistema a su vez presenta las siguientes desventajas:

- a) elevado costo inicial;
- b) manejo más delicado, que necesita más supervisión;
- c) requiere de un mayor mantenimiento.

En el momento de decidir cuál será el equipo más apropiado para instalar en la subestación que estamos proyectando, se deben sin excepción, tomar en consideración todos los conceptos vertidos anteriormente y contraponerlo con el costo económico de estos mismos equipos. Al realizar el anterior análisis, se puede caer en la cuenta de que el sistema de protección puede tornarse, en ocasiones tanto o más caro que el costo del equipo que se va a proteger. Es por esto que se debe evaluar con mucho criterio cuál será el sistema idóneo, considerando, además, el grado de protección que la empresa industrial desea para su equipo en función del costo que representa un paro excesivo en sus labores por efectos de falta de suministro de energía.

Se puede agregar que en Guatemala hoy en día se considera que para subestaciones de 13.2 kV para abajo, es suficiente una protección con unidades fusibles para solventar el problema de fallas por sobreintensidades.

En el caso de subestaciones a 69kV, la escogencia de uno u otro sistema de protección ya no es tan simple, ya que el valor de los equipos y los tiempos de reposición de los mismos en caso de daño, son considerablemente mayores. Lo anterior, en muchos casos, justifica colocarle a nuestra subestación la protección más completa que sea económicamente posible.

Con la opción de protección con interruptor, es posible la incorporación de otro tipo de protecciones, además de la de sobrecorriente, tales como: diferencial, sobrevoltaje, buchholz, etc.

Por otro lado y según el análisis comparativo de la sección precedente, el fusible se nos presenta como la opción de menor costo inicial, pero limitado en cuanto a su cobertura de protección.

En general, se recomienda, al ingeniero del proyecto, poner de manifiesto, una vez más su buen criterio; será necesario contraponer ventajas y desventajas de ambos sistemas y razonarlos para cada caso en particular; sin embargo, en mi opinión, considero que la protección contra sobrecorrientes por medio de fusibles sigue siendo, hasta el día de hoy, la mejor opción para subestaciones con niveles de voltaje primario en 13.2 kV y menores. Para el caso de subestaciones de nivel de voltaje primario de 69 kV y mayores, con transformadores de considerable potencia y coste económico (usualmente de 1000 kVA en adelante), se motiva al ingeniero proyectista a realizar un análisis comparativo costo-beneficio de los diferentes sistemas de protección; se considera que, eventualmente, el coste de un sistema de protección puede tornarse mayor o igual que el coste del equipo por proteger, lo que debe ser un factor importante a considerar en la decisión final.

Deseo concluir apuntando que en el medio guatemalteco, varias de las industrias con subestaciones con niveles de voltaje primario en 69 kV y transformadores entre 3000 a 5000 kVA, han optado por colocar como sistema de protección contra sobrecorrientes el interruptor; se evidencia su interés en colocar una completa protección a sus equipos los cuales, posee un valor económico y estratégico muy elevado.

4.4 Análisis del cortocircuito.

Como ya se mencionó los elementos utilizados para la protección contra sobrecorrientes son fusibles interruptores y relevadores. Y que además estos equipos deben ser dimensionados y/o ajustados para proveer la protección deseada.

Tanto los fusibles como los interruptores, deben ser capaces de manejar la corriente de cortocircuito que se provocará en la subestación en el momento del fallo. Así también, el relevador debe ajustarse al valor máximo de corriente y tiempo en el cual se desea que se active.

Por lo anterior, se hace necesario conocer con la mayor exactitud el valor máximo de corriente de cortocircuito que aparecerá en el momento inicial de la falla.

Dado que, como ya se mencionó, la naturaleza del cortocircuito puede ser tan variada y que en algunos casos se presentarán fallas que producirán corrientes desequilibradas en las fases, se hace necesario el uso del método de componentes simétricas para la resolución matemática del cortocircuito.

En este caso, se debe resaltar que durante un cortocircuito monofásico, tiene una protección con fusibles, el fusible que se encuentra en la línea del fallo podría actuar y limpiar la falla antes que los otros dos fusibles experimenten el cortocircuito. Esta situación llevaría a tener alimentación de energía en dos fases, con los consabidos riesgos que esto representa.

Lo anterior no sucederá, claro está, al presentarse un cortocircuito trifásico, pero este último es el menos común de los cortocircuitos.

4.4.1 Método de componentes simétricas.

Debido a que la naturaleza de las corrientes de cortocircuito en su mayoría son desequilibradas, se hace necesario el uso del método de componentes simétricas para su análisis. Este método se basa en que "un sistema desequilibrado de n vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en n sistemas equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Los n vectores de cada conjunto de componentes son de igual magnitud; son también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes".

Por lo tanto, se tiene que en un sistema trifásico desequilibrado, los vectores que representan las tensiones o las corrientes se podrán descomponer en tres juegos de componentes equilibrados así:

- a) Componentes de secuencia positiva: lo constituyen tres vectores de igual módulo con una diferencia de fases de 120° y con una secuencia de fases igual a la de los vectores originales.
- b) Componentes de secuencia negativa: lo constituyen tres vectores de igual módulo con una diferencia de fases de 120° y con una secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales.
- c) Componentes de secuencia cero: se forman por tres vectores de igual módulo con diferencia de fase nula.

Si a los componentes de secuencia cero, positiva y negativa los representamos con los subíndices 0, 1 y 2, respectivamente, se tiene que para un sistema trifásico se cumple que:

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\ I_b &= I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \\ I_c &= I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} \end{aligned}$$

Al aplicar la definición anteriormente dada y utilizando un operador vectorial "A" que origine un giro de 120° en sentido opuesto al movimiento de las manecillas del reloj, se tiene:

$$\text{Sea } A = 1 \angle 120^\circ$$

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0}$$

$$I_{c1} = A \quad I_{a1}$$

$$I_{b1} = A^2 \quad I_{a1}$$

$$I_{b2} = A \quad I_{a2}$$

$$I_{c1} = A \quad I_{a1}$$

$$I_{c2} = A^2 \quad I_{a2}$$

En la figura (4.2) aparecen los vectores de las tres secuencias.

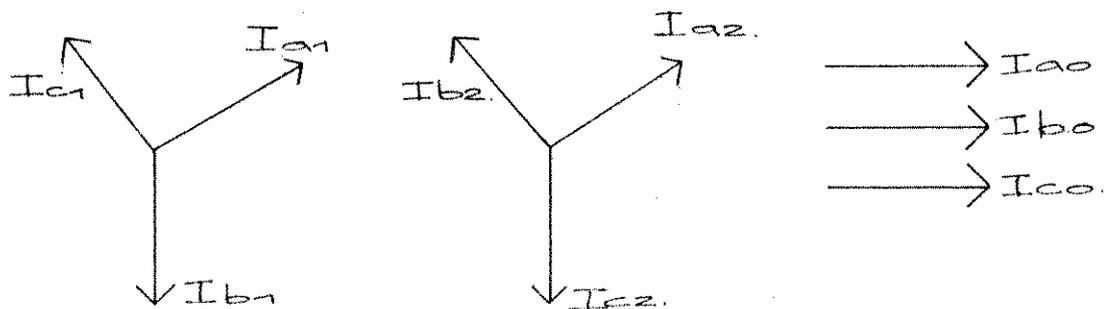


FIG. 4.2. VECTORES DE LAS TRES SECUENCIAS

De lo anterior se tiene que:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{a0} + A^2 I_{a1} + A I_{a2}$$

$$I_c = I_{a0} + A I_{a1} + A^2 I_{a2}$$

Lo cual nos indica que para obtener las corrientes a, b, c, es necesario conocer únicamente las componentes de secuencia de

"a". De las expresiones anotadas, es fácil verificar que:

$$I_{a0} = 1/3(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = 1/3(I_a + A I_b + A^2 I_c)$$

$$I_{a2} = 1/3(I_a + A^2 I_b + A I_c)$$

Dado que en un sistema trifásico la suma de las corrientes en las líneas es igual a la corriente circulante por el neutro, tenemos que:

$$I_n = I_a + I_b + I_c$$

de donde:

$$I_n = 3 I_{a0}$$

De manera que se verifique la circulación de las componentes de secuencia deben existir redes de secuencia formadas por una barra de referencia situada a un potencial cero y las respectivas impedancias para cada secuencia. Es decir que tendremos una red de secuencia positiva: una de secuencia negativa y otra de secuencia cero. La primera de ellas está formada por una barra de referencia y por aquellas impedancias por las que circulan corrientes de secuencia positiva, incluidas las fuerzas electromagnéticas de los generadores, ya que éstos están proyectados para entregar tensiones trifásicas equilibradas. La segunda está formada por aquellas impedancias por las que circulan corrientes de secuencia negativa; éstas son iguales a las de secuencia positiva, pero no debe incluirse ninguna fuerza electromotriz. La tercera de estas redes está formada por la barra de referencia y por aquellas impedancias donde circulan únicamente corrientes de secuencia cero. Esta última red interviene solamente cuando tenemos fallas que involucren contacto a tierra, se ven influenciadas por la forma en que se conectan los transformadores y el neutro de la subestación. Cuando el neutro del sistema está conectado a tierra a través de una impedancia Z_n , ésta debe ser considerada con una magnitud igual a tres veces la original al presentar la impedancia entre el neutro y la barra de referencia en la red de secuencia cero, ya que al circular una corriente I_n , por el

neutro da lugar a una caída de tensión V_n igual al producto de I_n por la impedancia de puesta tierra Z_n , por lo tanto se tiene que:

$$V_n = I_n Z_n$$

y como $I_n = 3 I_{a0}$

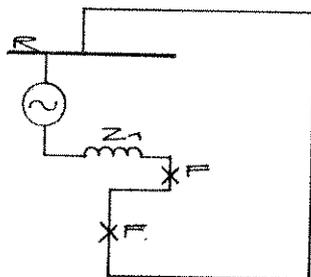
entonces $V_n = 3 I_{a0} Z_n = (3Z_n) I_{a0}$

Los circuitos equivalentes de secuencia cero para cada uno de los diferentes tipos de conexión de transformadores en la subestación aparecen en la figura (4.3).

Para encontrar el valor de la corriente de cortocircuito máxima que se producirá en la subestación, será necesario hacer uso de las redes de secuencia, tomando debida nota de que la conexión entre las diferentes redes de secuencia dependerá del tipo de cortocircuito que se presente.

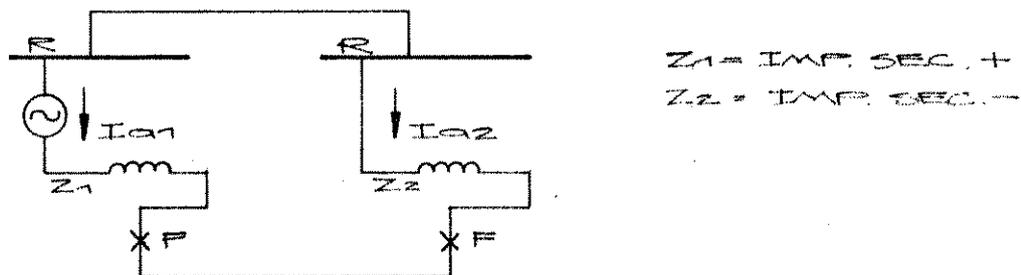
Es decir:

- a) Para falla trifásica se utiliza únicamente la red de secuencia positiva.

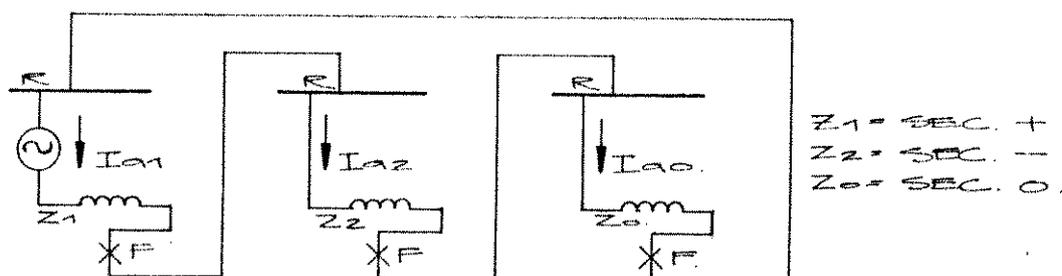


$Z_1 =$ IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.

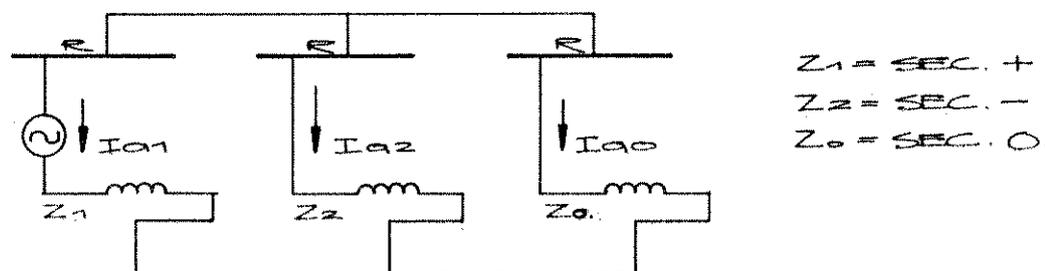
- b) Para falla de fase a fase: se consideran las redes de secuencia positiva y negativa conectada en paralelo, así:



- c) Para falla de fase a tierra: en este caso, se consideran las tres redes de secuencia conectadas en serie, así:



- d) **Para falla de dos fases a tierra:** en este caso, se consideran, también, las tres redes de secuencia conectando en paralelo las redes entre sí.



El procedimiento para el cálculo de las corrientes de falla consiste en construir las redes de secuencia de la subestación con la información del transformador o transformadores seleccionados, así como su tipo de conexión. Reducir dichas redes a una impedancia equivalente y luego interconectarlas según sea el tipo de falla.

Aunque existen algunos tipos de falla con mayor probabilidad de presentarse que otros, se recomienda que el cálculo de la corriente de cortocircuito se haga para los cuatro casos y que se tome la corriente de mayor magnitud para los efectos de selección de la protección.

Por razones de espacio, no se pretende profundizar en el tema del análisis del cortocircuito; se recomienda al lector consultar con el libro de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia de Stevenson, si desea profundizar más en el tema. Las pretensiones de este trabajo serán exponer con el cálculo de dichas corrientes haciendo uso del método de componentes simétricas, sin entrar a la demostración matemática de las fórmulas, las cuales se dejan a inquietud del lector.

CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

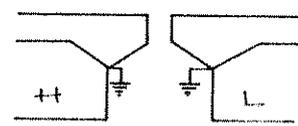
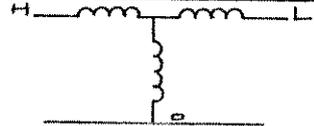
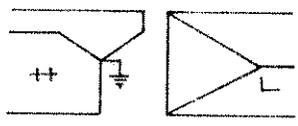
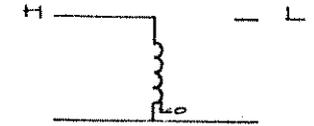
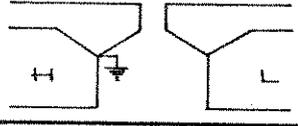
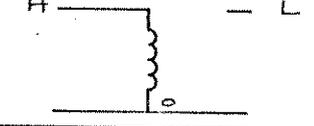
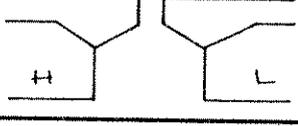
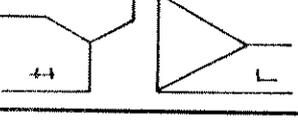
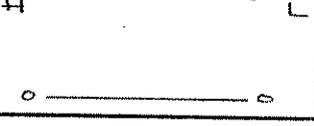
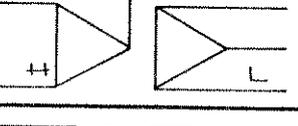
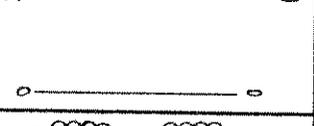
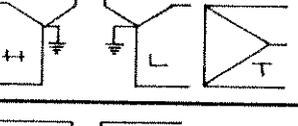
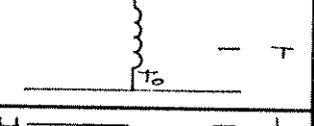
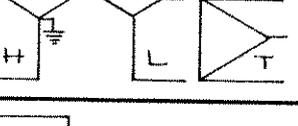
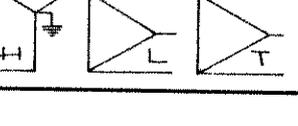
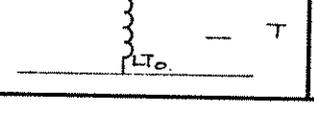
	CONEXIÓN	CIRC. EQUIV.	REACT. APPROX.
1			$Z_0 + HL = Z, HL$ $Z_0 + HO = 5.00 Z, HL$ $Z_0 + LO = 6.00 Z, HL$
2			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HO = 0.85 Z, HL$ $Z_0 + LO = \infty$
3			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HO = 5.00 Z, HL$ $Z_0 + LO = \infty$
4			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HO = \infty$ $Z_0 + LO = \infty$
5			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HO = \infty$ $Z_0 + LO = \infty$
6			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HO = \infty$ $Z_0 + LO = \infty$
7			$Z_0 + HL = 0.85 Z, HL$ $Z_0 + HT_0 = 0.75 Z, HL$ $Z_0 + LT_0 = 0.90 Z, HL$
8			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HT_0 = 0.75 Z, HT$ $Z_0 + LT_0 = \infty$
9			$Z_0 + HL = \infty$ $Z_0 + HLT_0 = 0.85 Z, HLT$ $Z_0 + HT_0 = \infty$

FIG. 4.3

El procedimiento que seguiremos en el ejemplo que vamos a analizar es como sigue:

- selección de los valores base;
- cálculo de las impedancias;
- construcción de redes de secuencia;
- cálculo de las diferentes corrientes de falla;
- selección del tamaño del interruptor o fusible.

4.4.2 Ejemplo de cálculo de corriente de falla.

Ejemplo:

Se desea establecer el tamaño adecuado del sistema de protección contra sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, para la siguiente subestación:

Voltaje primario 69 KV.

Voltaje secundario 13.8 KV.

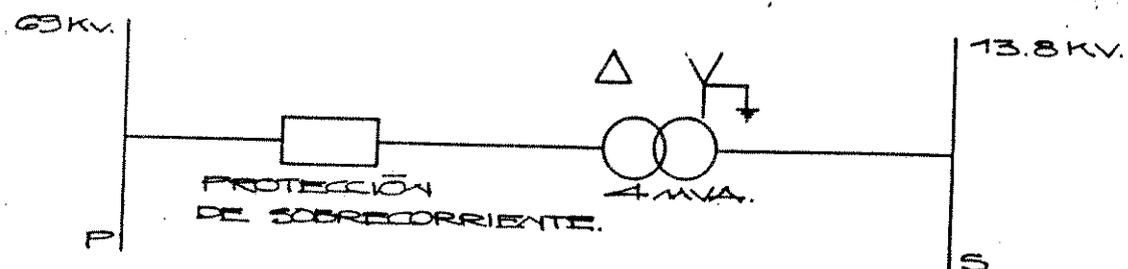
Datos del transformador 3 \emptyset , 4000 KVA

Grupo de conexión 3 \emptyset Delta - estrella con neutro a tierra.

Impedancia 7%

El neutro de la estrella estará sólidamente conectada a tierra.

Diagrama unifilar



Solución:

Premisas básicas:

Se asumirá que el punto de falla es F, que es el punto donde el transformador vería el mayor cortocircuito, por lo cual se va a despreciar la impedancia de los conductores. La barra de

69KV será tomada como barra infinita.

Para mayor claridad del ejemplo, se asumirá que la barra de 13.8KV no está consumiendo carga en el momento anterior al fallo, aunque al final de la resolución del problema, se hará mención del procedimiento que se va a seguir para incluir las corrientes de pre-fallo en el cálculo. Dicho cálculo final se dejará al lector, con lo cual podrá comprobar que al tomar las corrientes de pre-fallo igual a cero, no se incurre en diferencias que cambien el resultado del análisis, y sin embargo se agiliza más el proceso de cálculo.

Desarrollo.

Como se sabe, en cualquier sistema trifásico de potencia, es posible que se presenten cuatro diferentes tipos de cortocircuito, a saber:

1. Cortocircuito trifásico.
2. Cortocircuito monofásico de línea a tierra.
3. Cortocircuito monofásico de línea a línea.
4. Cortocircuito monofásico de dos líneas a tierra.

Lo que nosotros pretendemos encontrar para hacer la selección de la protección contra cortocircuitos, es la corriente de falla de mayor magnitud que podemos encontrar en la subestación eléctrica.

a) Selección de valores base.

Como valores base, se tomarán los siguientes:

- voltage base primario: 69 kV;
- voltage base secundario: 13.8 kV;
- potencia base: 4,000 kVA.

Por facilidad, se han tomado los datos nominales del sistema como valores base.

Siendo I_{BP} e I_{BS} las corrientes pas primaria y secundaria respectivamente, se tiene que:

$$I_{BP} = \frac{4,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3}V (69 \text{ KV})} = 33.5 \text{ A}$$

$$I_{BS} = \frac{4,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3}V (13.8 \text{ KV})} = 167.6 \text{ A}$$

Cabe hacer notar que debido a que se han tomado como valores base los nominales del sistema, los parámetros anteriores automáticamente se convierten en valor de 1 por unidad = 1 p.u.

b) Cálculo de las impedancias.

Dado que se desprecian las impedancias de los conductores, la única impedancia que limita la corriente cortocircuito es la del transformador, la cual tiene un valor de 7% respecto a los datos de placa del transformador, que en nuestro caso, son los mismos valores base seleccionados. Por lo tanto, la impedancia del transformador ya está dada en los valores base del sistema.

$$Z = j0.07 \text{ p.u.}$$

Los valores de la impedancia de secuencia positiva y negativa del transformador son también $j0.07$ p.u.

$$Z_1 = j 0.07 \text{ p.u.} \quad Z_2 = j 0.07 \text{ p.u.}$$

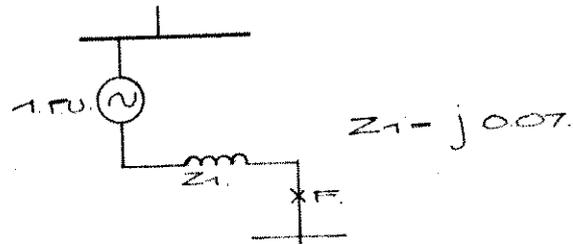
La impedancia de secuencia cero para el tipo de conexión delta-estrella aterrizado según la figura (4.3), y es la siguiente:

$$Z_0 = 0.85(Z_1)$$

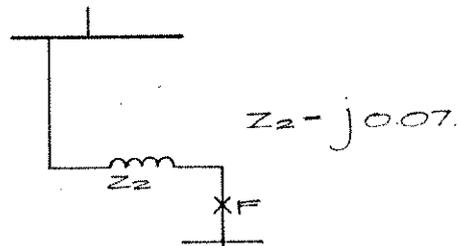
$$Z_0 = 0.85(j0.07 \text{ p.u.}) = j 0.0595 \text{ p.u.}$$

c) Redes de secuencia.

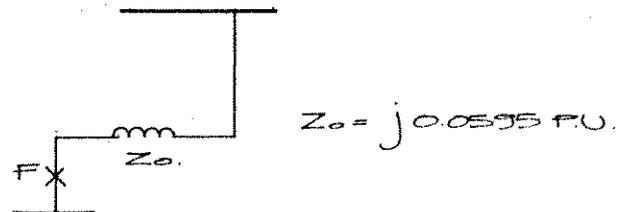
c.1 Red de secuencia positiva.



c.2 Red de secuencia negativa



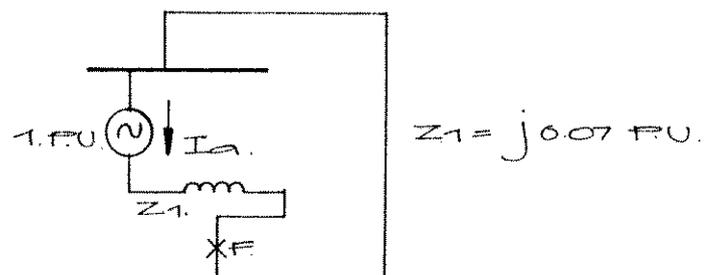
c.3 Red de secuencia cero.



d) Cálculo de las diferentes corrientes de falla.

d.1 Falla trifásica.

Tomamos sólo el diagrama de secuencia positiva.



$$I_a = \frac{1}{j \ 0.07} \text{ p.u.} = -j \ 14.3 \text{ p.u.}$$

Sea:

$I_{fs} = I$ falla en el secundario.

$I_{fp} = I$ falla en el primario.

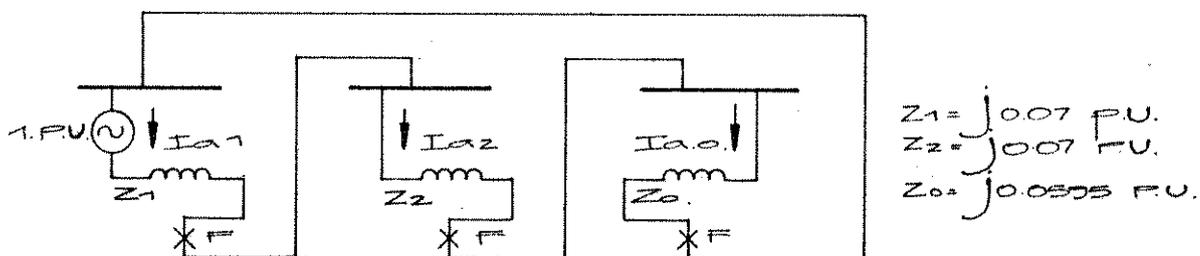
$$I_{fs} = I_a * I_{bs} = 14.3 * 167.6 = 2,396.7 \text{ A}$$

$$I_{fp} = I_a * I_{bp} = 14.3 * 33.5 = 479.1 \text{ A}$$

$$I_{fp} = \underline{479.1 \text{ A}}$$

d.2 Falla de línea a tierra.

Tomamos las tres redes de secuencia conectas en serie.



Para una falla de línea a tierra en la fase a, se tiene que $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$; además $I_b = I_c = 0$, sin considerar corrientes de prefallo.

$$\text{Como } I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3 I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{1 \text{ p.u.}}{(0.07 + 0.07 + 0.059)j} = -j \ 5.01 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3 I_{a1} = 3 * 5.01 \text{ p.u.} = -j15.03 \text{ p.u.}$$

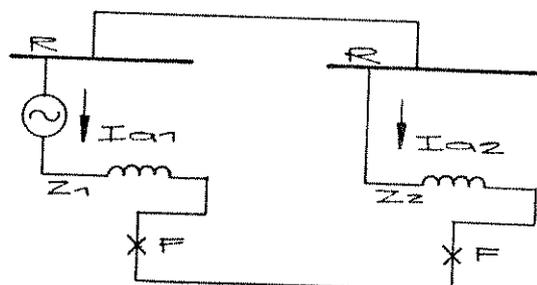
$$I_{fs} = I_a * I_{bs} = 15.03 * 167.6 = 2,519.0 \text{ A}$$

$$I_{fp} = I_a * I_{bp} = 15.03 * 33.5 = 503.5 \text{ A}$$

$$I_{fp} = \underline{503.5 \text{ A}}$$

d.3 Falla de línea a línea.

Se consideran la red de secuencia positiva y negativa conectadas en paralelo



$$Z_1 = \text{IMP. SEC.} +$$

$$Z_2 = \text{IMP. SEC.} -$$

Para falla de línea a línea entre los conductores de las fases b y c se tiene que $I_a = 0$ sin considerar corrientes de pre-fallo.

Del circuito se tiene que $I_{a0} = 0$

$$I_{a1} = -I_{a2} \quad a = 1 \angle 120^\circ$$

además:

$$I_{a1} = \frac{1}{j \ 0.07 + j \ 0.07} = -j \ 7.14$$

$$I_{a2} = -I_{a1} = j \ 7.14$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = -j \ 7.14 + j \ 7.14 + 0 = 0$$

$$I_b = I_{a0} + A^2 I_{a1} + A I_{a2}$$

$$= 0 + (1 \angle 240^\circ) (7.14 \angle -90^\circ) + (1 \angle 120^\circ) (7.14 \angle 90^\circ)$$

$$= 7.14 \angle 150^\circ + 7.14 \angle 210^\circ$$

$$I_b = -12.36 \text{ p.u.}$$

Además para la otra fase:

$$I_c = I_{a0} + A I_{a1} + A^2 I_{a2}$$

$$= 0 + (1 \angle 120^\circ) (7.14 \angle -90^\circ) + (1 \angle 240^\circ) (7.14 \angle 90^\circ)$$

$$= 7.14 \angle 30^\circ + 7.14 \angle 330^\circ$$

$$= 6.18 + j \ 3.57 + 6.18 - j \ 3.57$$

$$I_c = 12.36$$

Vemos que se cumple que $I_b = -I_c$ como era de esperarse.

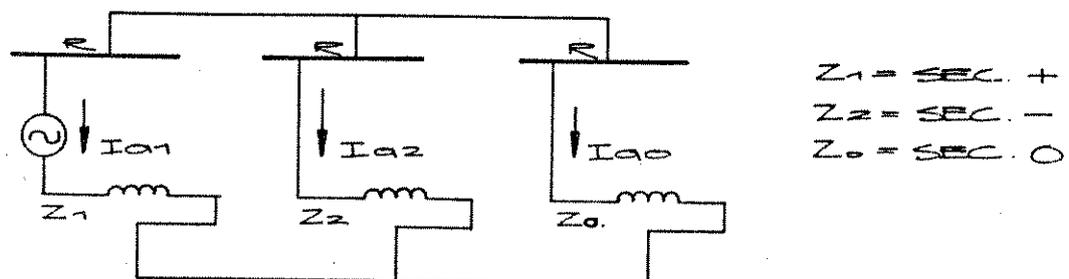
$$I_{fb} = I_b * I_{ba} = 12.36 * 167.6 = 2,071.5 \text{ A}$$

$$I_{fp} = I_b * I_{bp} = 12.36 * 33.5 = 414.5 \text{ A}$$

$$I_{fp} = \underline{414.5 \text{ A}}$$

d.4 Falla de doble línea a tierra.

Se conectan las tres redes de secuencia en paralelo entre sí.



Con un corto circuito entre b y c, se cumple que $I_a = 0$ si se desprecia la corriente de prefallo.

Del circuito se tiene que:

$$I_{a1} = \frac{1}{j0.07 + (j0.07 * j0.0595)} = -j 9,788 \text{ p.u.}$$

Del análisis de nodos, se sabe que I_{a2} tiene sentido contrario a I_{a1} y por división de corrientes en el nodo tenemos:

$$I_{a2} = -I_{a1} \left(\frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \right) = j 9.788 \left(\frac{j 0.0595}{j0.07 + j0.0595} \right)$$

$$I_{a2} = j 4.497 \text{ p.u.}$$

También por análisis de nodos se tiene

$$I_{a0} = -I_{a1} \left(\frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} \right) = j 9.788 \left(\frac{j 0.07}{j0.07 + j0.0595} \right)$$

$$I_{a0} = j 5.29 \text{ p.u.}$$

se tiene que:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$= j 5.29 - j 9.788 + j 4.497$$

$$I_a = 0$$

como era de esperarse

$$\begin{aligned}
 I_b &= I_{a0} + A_2 I_{a1} + A I_{a2} \\
 &= j5.29 + (1 \angle 240^\circ)(9.788 \angle -90^\circ) + (1 \angle 120^\circ)(4.497 \angle 90^\circ) \\
 &= j5.29 + 9.788 \angle 150^\circ + 4.497 \angle 210^\circ \\
 &= j5.29 - 8.477 + j4.894 - 3.895 - j2.2491 \\
 &= -12.37 + j7.94 = 14.69
 \end{aligned}$$

$$I_b = 14.69 \text{ p.u.}$$

para

$$\begin{aligned}
 I_c &= I_{a0} + A I_{a1} + A^2 I_{a2} \\
 &= j5.29 + (1 \angle 120^\circ)(9.788 \angle -90^\circ) + (1 \angle 240^\circ)(4.497 \angle 90^\circ) \\
 &= j5.29 + 9.788 \angle 30^\circ + 4.497 \angle 330^\circ \\
 &= j5.29 + 8.477 + j4.894 + 3.894 - j2.249 \\
 &= 12.371 + j7.94 = 14.69 \angle 180^\circ \text{ p.u.}
 \end{aligned}$$

de donde vemos que $I_b = I_c$ como era de esperarse

$$I_{fb} = I_b * I_{ba} = 14.69 * 167.6 = 2,462 \text{ A}$$

$$I_{fp} = I_b * I_{bp} = 14.69 * 33.5 = 492 \text{ A}$$

$$I_{fp} = \underline{492.2 \text{ A}}$$

Las corrientes que hemos encontrado son las que circularían al presentarse un fallo, cuando la subestación no trabaja en carga. Aunque la corriente de carga o prefallo puede despreciarse, si se desea ser más exacto, ésta debe incluirse en el cálculo del cortocircuito. Para tener en cuenta la carga, se añade la corriente de prefallo en su valor por unidad, a la componente de I_{a1} que circula hacia el punto del fallo, con el nuevo valor de la corriente de secuencia positiva se realizan los cálculos tal y como se han efectuado en el ejemplo. Se debe tomar nota que si tenemos motores síncronos conectados a la subestación, éstos pueden aportar corrientes de falla y se debe también considerar la corriente de pre-fallo en el cálculo, para lo cual debemos restar la corriente de pre-fallo a la componente de I_{a1} que va desde los motores al punto de fallo. Para entender mejor este concepto, se debe pensar que en el punto de fallo concurren dos corrientes de secuencia positiva; una es la proveniente de la

barra de alimentación y la otra de los motores conectados a la subestación. La nueva corriente de secuencia positiva que es la suma de las dos, sirve para calcular las corrientes de falla de las líneas.

A continuación, se enumeran las diferentes corrientes de corto circuito calculadas en el ejemplo anterior:

TIPO DE FALLA	COORRIENTE DE FALLA EN EL PRIMARIO
Trifásica	479.1 A
Línea a tierra	503.5 A
Línea a línea	414.5 A
Dos líneas a tierra	492.2 A

De lo anterior, se ve que en la subestación que se está evaluando, la corriente de falla mayor se produce con un cortocircuito monofásico de línea a tierra. Por lo tanto, es con esta corriente con la que debemos dimensionar nuestra protección.

Dado el tamaño y valor de los equipos que se va a proteger, en nuestro ejemplo se sugiere una protección con interruptor de por lo menos 600 amperios de valor de corriente, controlado por un relevador de sobrecorriente ajustado para dar una señal de disparo con el 150% del valor de corriente nominal, es decir, $33.5 * 1.5 = 50$ amperios en el primario.

La velocidad de accionamiento del interruptor la seleccionaremos para este mismo ejemplo cuando se hable sobre la seguridad en la subestación en el capítulo 6.

4.5 Recomendaciones

1. Al seleccionar el sistema de protección contra sobrecorrientes en una subestación eléctrica, debe tenerse sumo cuidado en evaluar las diferentes alternativas de equipo desde un punto de vista técnico-económico.
2. Aunque para subestaciones para uso industrial con niveles de voltaje primario de 13.8 KV para abajo, resulta común el empleo de fusibles como equipo de protección contra sobrecorrientes y para subestaciones de 69KV es más común el uso de interruptores; no debe tomarse esto como una norma y se recomienda la realización de la evaluación para fines de selección.
3. El dimensionamiento de los equipos seleccionados para una protección contra sobrecorrientes, debe hacerse por medio del análisis de los diferentes cortocircuitos posibles, porque sólo de esta manera estaremos seguros de no subdimensionar o sobredimensionar los mismos, y evitar las consabidas consecuencias de un mal dimensionamiento.

CAPITULO 5

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

En una subestación, pueden presentarse sobretensiones originadas por diversas causas, las cuales, dependiendo su magnitud, pueden dañar irreversiblemente el aislamiento de los equipos que conforman la subestación. Es por esto que se hace necesario proteger los equipos de manera que al presentarse sobretensiones en los conductores de la subestación, y que éstos sean limitados a valores que no sean perjudiciales.

5.1 Tipos de esfuerzos dieléctricos en las subestaciones

En las subestaciones eléctricas, se tienen básicamente dos tipos de aislamiento: los denominados autorrecuperables, que en su mayoría son externos, como porcelana, vidrio o algunas resinas epóxicas y que tienen la particularidad de recuperar sus propiedades dieléctricas cuando se presenta una sobretensión que produce la ruptura dieléctrica. El otro tipo de aislamiento es el denominado no recuperable, que son principalmente los aislamientos internos de las máquinas y aparatos eléctricos, y constituyen el grupo de aislamientos en los que las sobretensiones pueden provocar fallas permanentes al no recuperar sus propiedad dieléctricas después de la ruptura.

Los esfuerzos dieléctricos a que se ven sometidos los aislamientos de las subestaciones eléctricas se pueden clasificar como sigue:

- a) tensión de operación;
- b) sobretensiones internas de tipo temporal;
- c) sobretensiones internas por maniobra;
- d) sobretensiones externas o atmosféricas.

a) Tensión de operación

La tensión de operación de los sistemas eléctricos es

sin embargo, para los propósitos del cálculo de los aislamientos, se supone que su valor es constante e igual a la tensión máxima de operación.

b) Sobretensiones internas de tipo temporal

Estas sobretensiones se presentan en forma de oscilaciones próximas a la frecuencia nominal del sistema y con un débil amortiguamiento. Se pueden originar por fallas a tierra, resonancia, ferrorresonancia en circuitos no lineales o desconexión de cargas importantes.

Este tipo de sobretensiones tienen importancia desde el punto de vista de su estudio, debido a que a partir de éstas se definen, en forma preliminar, las características de los pararrayos, dado que la tensión nominal de pararrayos, generalmente se escoge igual o mayor que la máxima sobretensión temporal. Solamente en casos excepcionales en sistemas de extra alta tensión, la tensión nominal del pararrayos es menor que la máxima sobretensión temporal. En tales casos, se hace necesario que las condiciones actuales del circuito sean analizadas y que la ejecución del pararrayos arriba de su valor nominal se defina y se hagan pruebas del mismo en aplicaciones que representen el circuito actual.

c) Sobretensiones por maniobra

Este tipo de sobretensiones se debe a las maniobras de interruptores, que son de corta duración y amortiguadas.

La forma y valor máximo de las sobretensiones por maniobra dependen de varios factores, la mayoría de ellos de tipo aleatorio, que dependen de varios casos como son: el tipo de maniobra, tipo de carga existente durante la maniobra, etc. Esta gran diversidad de casos origina también una gran diversidad de formas de onda que ha dificultado hasta el momento la determinación de las formas de onda para considerar este factor en la coordinación de aislamiento.

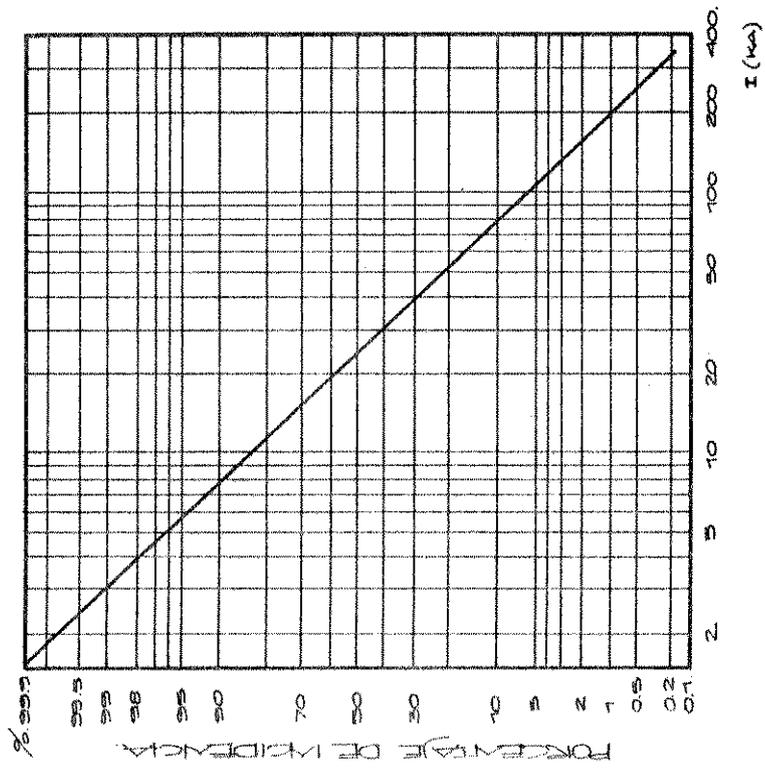
Por lo tanto, se consideran sólo los valores cresta en la determinación de la capacidad de los aislamientos para soportar las sobretensiones.

d) Sobretensiones externas o atmosféricas

Como se sabe, la causa principal de estas sobretensiones es la incidencia directa o indirecta en los conductores de la subestación y desde luego su naturaleza es aleatoria, es decir, que la magnitud de la corriente del rayo obedece a una distribución probabilística. El punto de impacto del rayo es, también, otra variable aleatoria y que tienen relación con el diseño del blindaje, etc. El estudio del fenómeno de las sobretensiones atmosféricas ha sido motivo del análisis teórica y experimental por varios años y actualmente es motivo de estudios más detallados, orientados a explicar la física de las descargas.

Como ya mencionamos las descargas atmosféricas constituyen un fenómeno de naturaleza aleatoria, y por lo tanto no es posible definir las por un valor concreto, más bien es necesario trabajar con distribuciones probabilísticas que en una primera aproximación se consideran de "Distribución Normal" con una desviación estándar que se encuentra dentro del rango del 40 al 60% con respecto al valor medio.

Existen varias curvas de distribución obtenidas experimentalmente en las estaciones diseñadas para tal fin, una curva obtenida de esta manera es la que se indica en Fig. 5.1, la cual fue reportada por el Comité 33 de CIGRE (Comité de Coordinación de Aislamiento).



MAGNITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO.

FIG. 5.1

DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DE CORRIENTES DEL RAYO.

De la curva anterior, se puede observar entrando en el eje de las abscisas con una corriente de 10 kA se obtiene una probabilidad de ocurrencia del 85%. Por otro lado, para una corriente 50 kA se le asocia la probabilidad de ocurrencia del 20%. Esta curva puede ser tomada como una buena referencia. El interés, desde el punto de vista del efecto que causan, se orienta hacia la simulación de las ondas de sobretensiones por rayo, lo cual se hace en laboratorios de alta tensión, mediante los llamados generadores de impulso. Estos últimos producen impulsos normalizados del tipo rayo con ondas que tienen un tiempo de frente de 1.2 microsegundos y un tiempo de cola de 50 microsegundos.

El análisis estadístico de las sobretensiones por rayo es, normalmente, un problema complejo que requiere por lo general estudio por medio de computadora digital, por lo que, para propósitos de la coordinación de aislamiento, se tratará de determinar la sobretensión máxima que aparece por rayo y que se estima puede aparecer en la subestación y se harán unas suposiciones técnicas tendientes a simplificar los cálculos. Algunas de las simplificaciones que introduciremos son como las siguientes:

- 1) Se considera que si las líneas de alimentación están bien protegidas por cables de guarda con cierta longitud antes de la subestación, entonces el blindaje es bueno y se puede tomar que la incidencia directa de rayos en la zona considerada es poco probable.
- 2) Si la resistencia al pie de la torre de la línea de transmisión y de la estructura de la subestación es suficientemente baja, se puede considerar poco probable la presencia de sobretensiones por ondas reflejadas. Cabe agregar que las descargas por rayo que inciden directamente sobre las subestaciones son de tal magnitud que harían imposible, técnica y económicamente, el

dimensionamiento dieléctrico, por lo que no se consideran para los propósitos de la coordinación del aislamiento. Además, la incidencia de un rayo en el área de una subestación eléctrica es poco probable, ya que su tamaño es relativamente pequeño en relación al total de la instalación de la fábrica. No obstante, esta pequeña posibilidad de incidencia directa queda limitada con el uso de un blindaje apropiado a base de cables de guarda y eventualmente bayonetas.

5.2 Características de la protección contra sobretensiones.

Experimentalmente se ha observado que cuando se aplica a un aislamiento un impulso de tensión, ya sea del tipo rayo o maniobra, la descarga disruptiva se puede presentar en la parte del frente del impulso o en la cola; de hecho, el comportamiento de los aislamientos con respecto a estos impulsos es posible representarlos por medio de una curva tensión tiempo, que representa la tensión de descarga como una función del tiempo, hasta que tal descarga se produce, estas pruebas se realizan con impulsos de amplitud y forma normalizados.

El procedimiento usado para determinar las curvas de tensión-tiempo para aislamientos es llevado a cabo en laboratorios de alta tensión.

Es claro que cuando se emplean pararrayos para protección, lo que se trata de obtener en una coordinación de aislamiento es que las curvas de tensión-tiempo de los aislamientos de los equipos a proteger se encuentren siempre por encima de la curva tensión tiempo del pararrayos, existiendo entre estas curvas un margen de protección apropiado.

5.3 Dispositivos de protección contra sobretensiones

Las subestaciones eléctricas se deben proteger contra descargas atmosféricas directas y contra sobretensiones

provenientes de las líneas de transmisión, por descargas indirectas o cualquier otro tipo de anomalía. Como medida de protección de la subestación contra descargas directas, se utilizan sistemas apropiados de blindaje.

Para sobretensiones provenientes del sistema principal, se utilizan pararrayos, los cuales serán tema central en este capítulo.

5.3.1 Blindaje

Cualquier descarga atmosférica directa sobre los equipos de la subestación puede ser de consecuencias fatales para los mismos. Es por ello que debe evitarse al máximo la posibilidad de estas incidencias directas; para el efecto, se utilizan hilos y/o varillas de guarda que forman un armadura de protección para los equipos, contra dichas descargas. A este tipo de protección se le conoce como blindaje de la subestación y cumple dos funciones principales:

- a) Interceptar las descargas atmosféricas directas;
- b) conducir las ondas de dichas descargas a tierra.

Mediante trabajos de laboratorio y experiencias en el campo, se ha logrado determinar que la localización de los hilos y varillas de guarda, en relación con los equipos a proteger, ha de ser tal que, dichos equipos se encuentren dentro de la zona de protección generada.

En la figura 5.2, puede apreciarse un esquema de la zona de protección para un hilo de guarda, donde:

- M = punto de incidencia de la descarga atmosférica
G = cable de guarda
h = altura del cable de guarda

$\theta =$ ángulo de protección; las pruebas de laboratorio indican que un valor adecuado de este ángulo es 30° .

$X_p =$ distancia protegida

$h_p =$ altura protegida

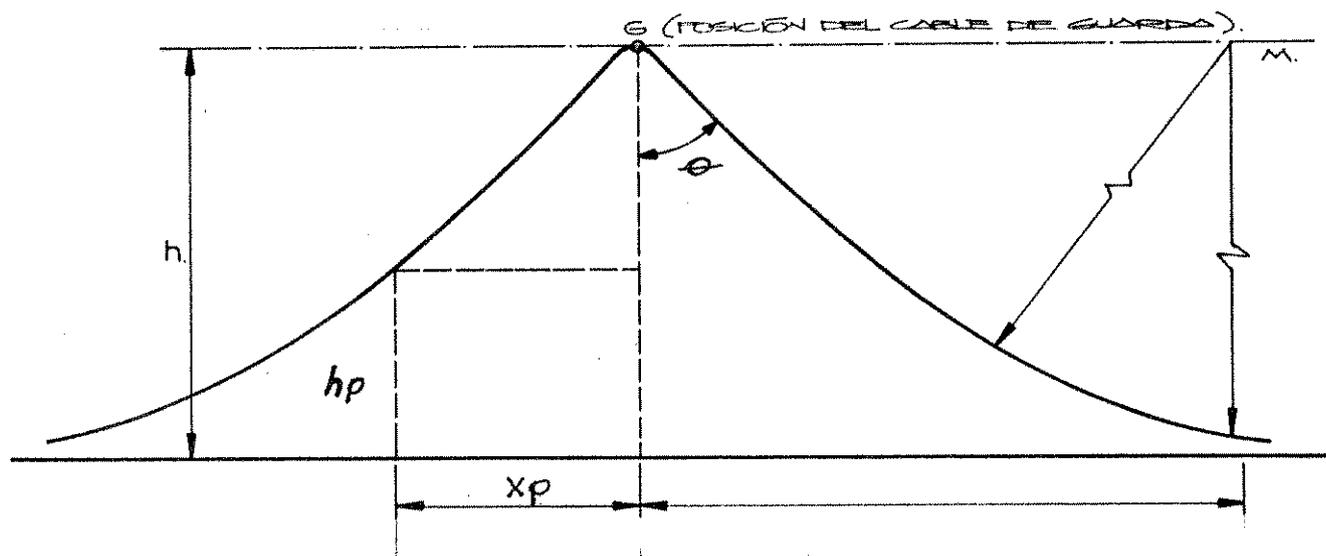


FIG. 5.2.

BLINDAJE CON HILO DE GUARDA

Para el caso de blindaje con varillas de guarda, debe considerarse que la región de protección es un cono, tal y como se muestra en la figura 5.3, donde:

$G =$ punta de la varilla de guarda

$h =$ altura de la varilla

$X =$ radio de la base del cono de protección

$\theta =$ ángulo de protección; al igual que en el caso anterior, $\theta = 30^\circ$.

$h_p =$ altura de protección

$X_p =$ radio de protección

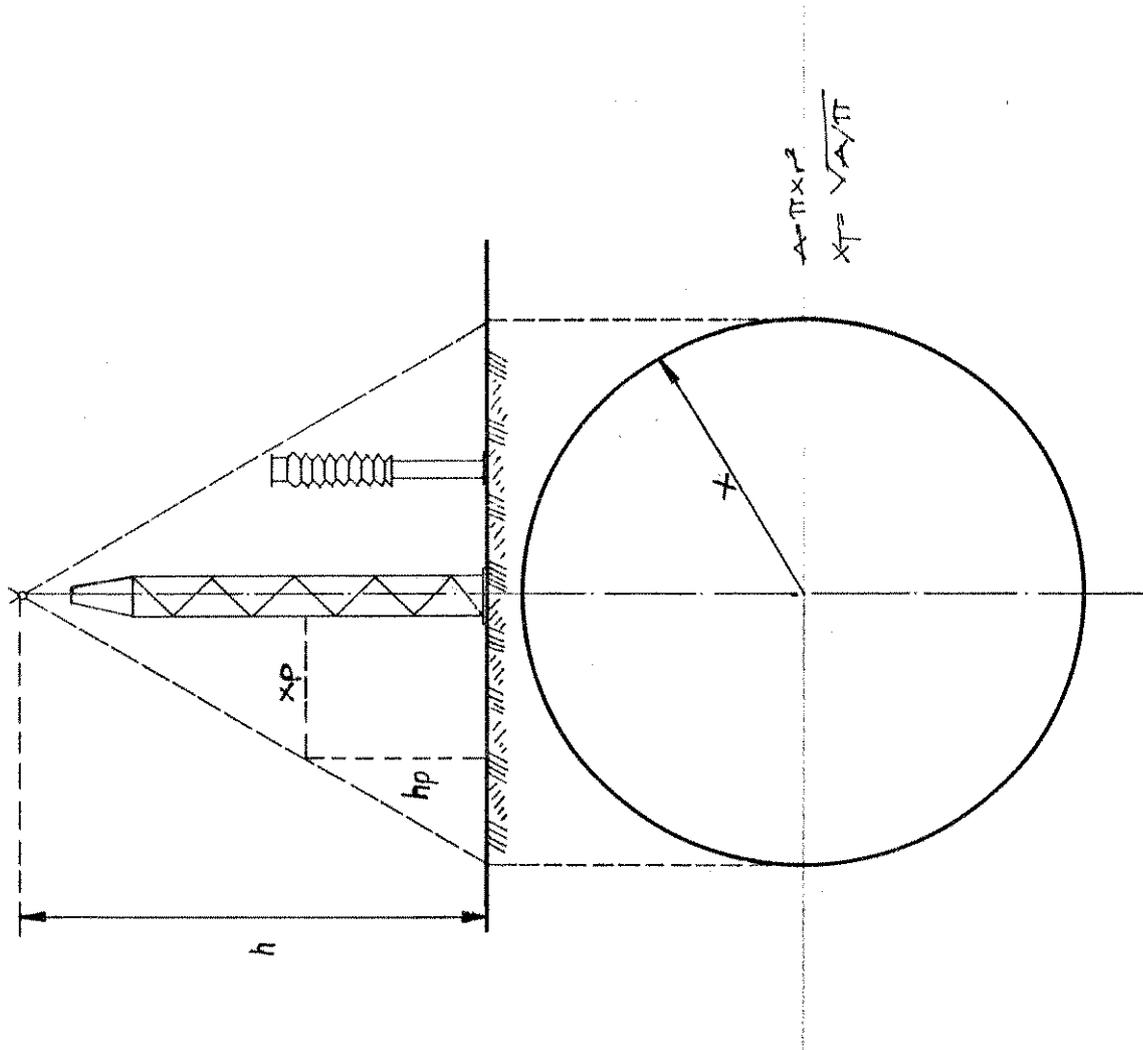


FIG: 5.3

BLINDAJE COM VARIÁVEL DE GUARDA

INSTITUTO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO
 DE MATERIAIS E COMPONENTES
 DE VEÍCULOS AUTOMÓVEIS

Al cubrir áreas muy grandes, como suele darse en el caso de las subestaciones eléctricas, las zonas de protección deberán producir un traslape que permita la doble cobertura, en ese punto, de determinado equipo. Cabe señalar que para garantizar el buen funcionamiento del blindaje, es necesario asegurarse que posea una adecuada conexión a tierra, lo cual facilitará el camino de la descarga.

5.3.2 Pararrayos.

Como ya mencionamos los pararrayos se utilizan en las subestaciones eléctricas, como elemento de protección de los equipos contra sobretensiones. Su propósito principal es el limitar el voltaje en la subestación a valores por debajo del nivel básico de aislamiento al impulso (NBI) de los equipos que se van a proteger.

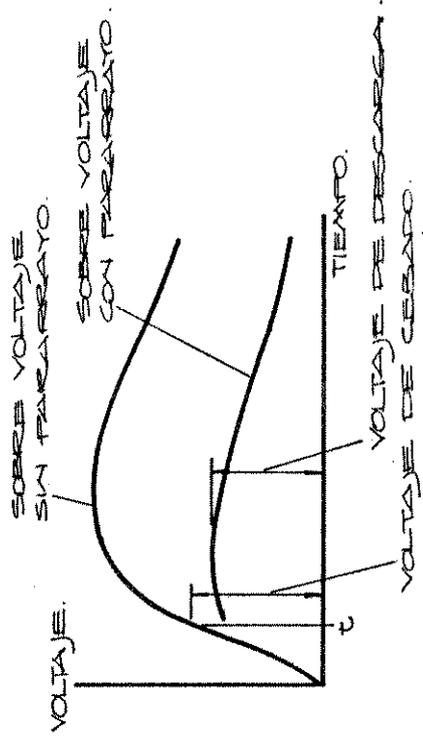
Los pararrayos deben cumplir, además, con los siguientes requisitos:

- a) No deben operar con las sobretensiones temporales que puedan aparecer en el sistema.
- b) Deben ser capaces de conducir la corriente de edescarga de la sobretensión y la subsiguiente corriente debida a la tensión de operación.
- c) Interrumpir el camino de descarga de corriente, una vez reestablecido el valor nominal de tensión en el sistema.

En la figura 5.4, se puede apreciar una interpretación gráfica de la operación de los pararrayos.

Antiguamente los pararrayos consistían de un cierto número de explosores conectados en serie con resistencias no lineales, todo ensamblado en un compartimiento de porcelana. Este compartimiento era vaciado y llenado nuevamente, con nitrógeno seco a la presión atmosférica y finalmente sellado en forma

OPERACIÓN BÁSICA DEL PARARRAYO.



INTERRUPCIÓN DE CORRIENTE.

FUENTE DE CORRIENTE.



FIG. 5.4

hermética. Los bloques de resistencia no lineales eran fabricados de carburo de silicio; este tipo de pararrayos es actualmente obsoleto.

A partir de los años 70, surgieron los pararrayos de óxido de zinc (ZnO) como material base; la figura 5.5 muestra las características voltaje-corriente de ambos tipos de pararrayos. De la figura, se puede apreciar la superior característica del pararrayos de óxido de zinc sobre la del pararrayos de carburo de silicio; ya que en el caso del óxido de zinc, su característica de no linealidad, lo acerca más a un voltaje constante para un amplio rango de corrientes.

CARACTERÍSTICA TENSION-CORRIENTE DE PARARRAYO DE ÓXIDO DE ZINC Y CARBURO DE SILICIO.

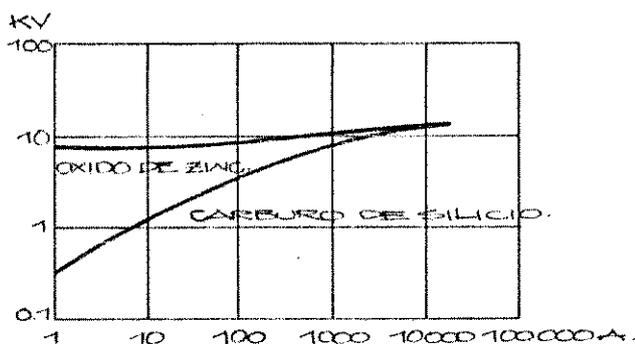


FIG. 5.5

Esta superior característica otorga al pararrayos las siguientes ventajas:

- La conducción da inicio inmediatamente arriba del voltaje nominal.
- El nivel de voltaje se mantiene aun con pequeños cambios durante la descarga.
- La conducción se detiene al mismo nivel donde comienza. Lo anterior significa que la característica del bloque de óxido de zinc se aproxima al comportamiento ideal esperado.

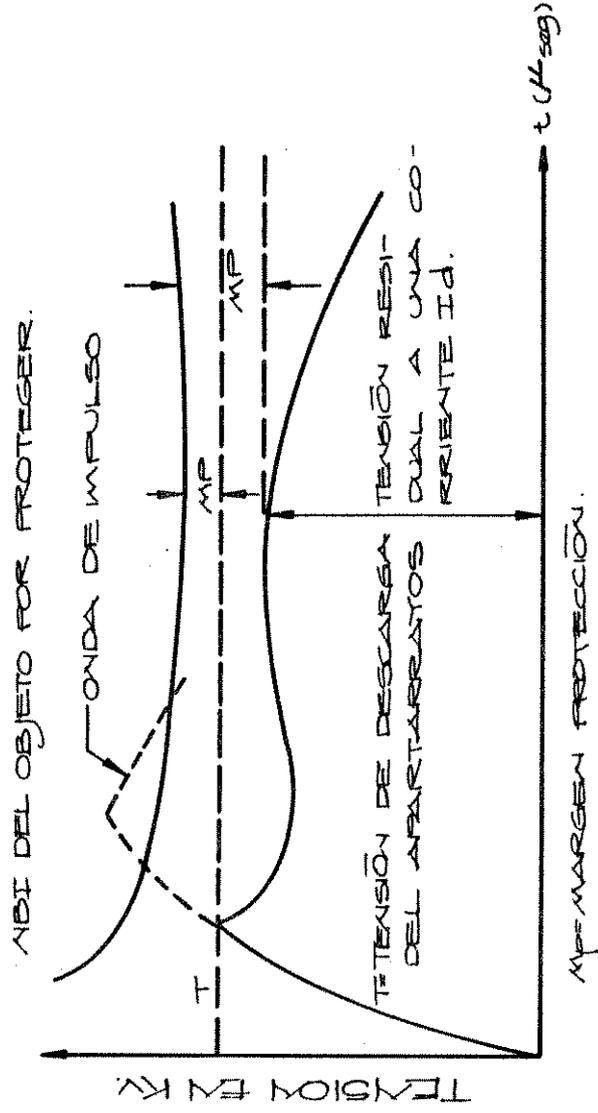
Es oportuno resaltar que, en la actualidad, se han conseguido mayores avances en el diseño y materiales de manufactura de los pararrayos; un ejemplo de esto, es el compartimiento de porcelana, el cual hoy en día ha sido sustituido eficazmente por compartimientos fabricados a base de polímeros. Estos nuevos compartimientos son más compactos, livianos, herméticos y resistentes que sus antecesores.

El más importante criterio de aplicación para cualquier pararrayos de óxido metálico, es el máximo voltaje al que puede ser operado continuamente, de sus siglas en inglés (MCOV). Esto se debe a que un gran porcentaje del voltaje línea a tierra es soportado por el material óxido metálico; este material tiene una continua pequeña pérdida, la cual es sensible a cambios de voltaje y temperatura. Todos los fabricantes de este tipo de pararrayos los designan por su máximo voltaje continuo de operación.

En 1987 la ANSI y la IEEE aprobaron un nuevo estándar para pararrayos de óxidos metálicos, que incluye efectos de envejecimiento, pruebas de diseño y niveles de protección. Si el lector se encuentra interesado en profundizar en el tema, se recomienda la lectura de la ANSI/IEEE estándar C62.11-1987.

Otro aspecto de suma importancia que se debe considerar en la protección con pararrayos es la coordinación de aislamiento; esta característica eléctrica determina el margen de protección para el nivel de aislamiento en uso. El margen de protección contra sobretensiones de un pararrayos, se define como la diferencia porcentual existente entre el nivel básico de aislamiento (NBI) y la máxima tensión que puede aparecer en el pararrayos, así:

$$\text{Margen de Protección} = \frac{\text{NBI} - \text{Máxima tensión en el pararrayos}}{\text{Máxima tensión en el pararrayos}} * 100$$



EL CONCEPTO DE MARGEN DE PROTECCIÓN

FIG. 3.6.

5.4 Efecto de la distancia entre el pararrayos y el equipo por proteger.

Como regla general, se deben instalar pararrayos tan cerca como sea posible de los objetos por proteger, en especial de los transformadores, que de hecho, constituyen en equipo más costoso de la subestación. Deben ser instalados de manera que su conexión a tierra esté rígidamente conectado al tanque del transformador por medio de un cable de baja impedancia, para así evitar un incremento en la tensión en las terminales de los pararrayos y por lo tanto del equipo que se va a proteger. Cuando el pararrayos se instala a una distancia más o menos considerable (50 - 100 m) del elemento que se va a proteger, por ejemplo un transformador, debido a requerimiento del propio pararrayos para la protección de otros elementos cercanos, es necesario considerar que la tensión en las boquillas del transformador puede ser mayor que la que aparece en el pararrayos en el momento de la descarga; esto es debido al efecto de las reflexiones de las ondas viajeras.

La tensión máxima que aparece en las terminales de un aparato que está protegido por un pararrayos localizado a una distancia l , se puede calcular con la siguiente fórmula simplificada:

$$V = V_p + M l / v$$

Estando limitado este valor a $2V$ y siendo:

V_p = Tensión de descarga del Pararrayos.

M = Pendiente de la onda de tensión incidente que se puede tomar como 500 KV/seg.

v = Velocidad de recorrido de las ondas en el tramo pararrayos-objeto protegido y se puede tomar 300 m/seg para líneas aéreas y 150m/seg para cables.

l = Distancia entre el pararrayos y el objeto protegido.

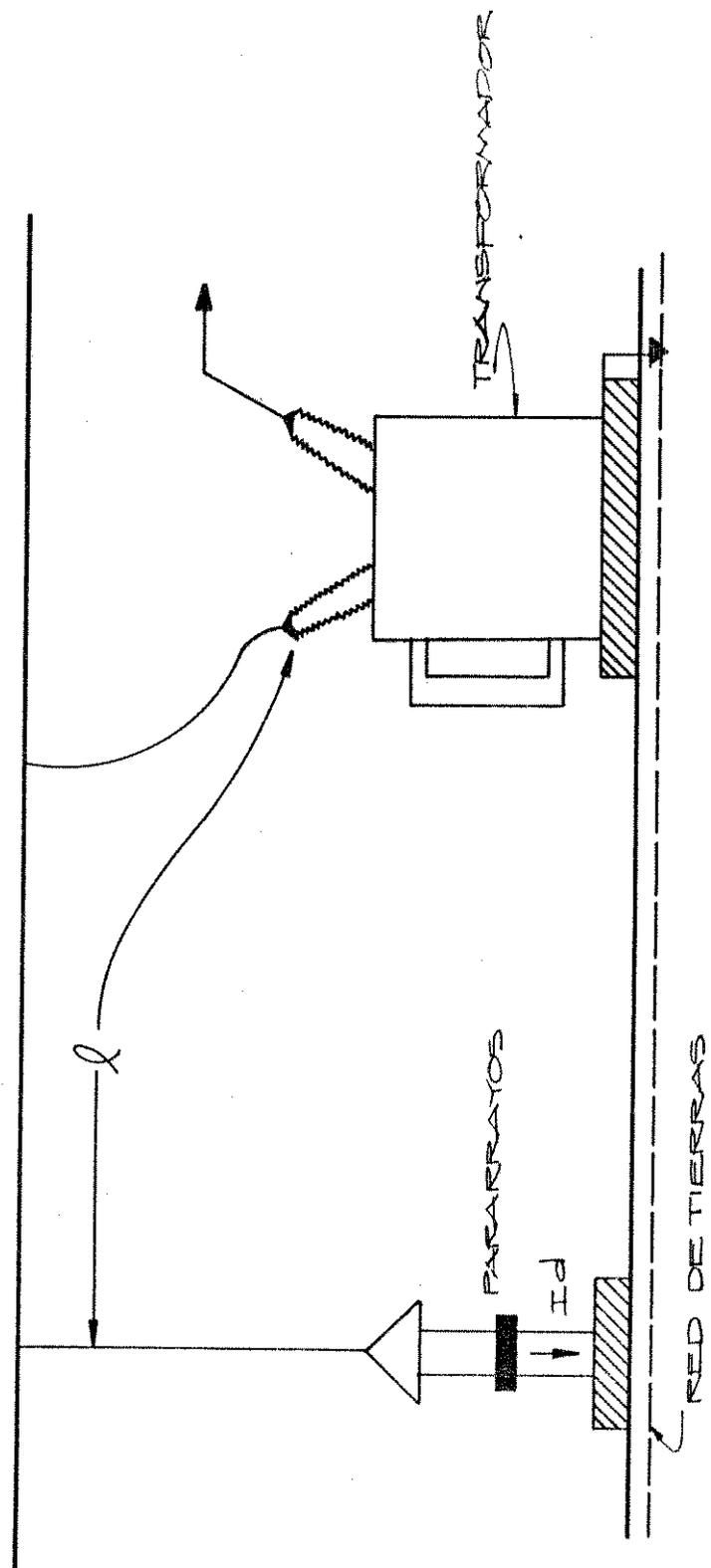


FIG. 5.7

DISTANCIA ENTRE PARARRAYOS Y TRANSFORMADOR

5.5 Recomendaciones

1. Es necesario proteger las subestaciones eléctricas contra descargas directas por rayo mediante dispositivos de blindaje como hilos y varillas de guarda, convenientemente aterizados.
2. En el diseño del blindaje de la subestación, deberán tomarse en cuenta las zonas efectivas de protección de los hilos y/o varillas de guarda, teniendo sumo cuidado que al cubrir áreas grandes, y que las diferentes zonas de protección generadas tengan un adecuado traslape que garantice un buen blindaje de la subestación.
3. La selección del pararrayos debe hacerse de tal forma que garantice, en todo momento, que la tensión máxima del sistema sea menor que el nivel básico de aislamiento de todos los equipos que se van a proteger, considerando un margen apropiado.
4. Los pararrayos deben ser instalados tan cerca como sea posible de los equipos que se van a proteger; cuando esto no es posible, debe considerarse el efecto de la distancia debido a la incidencia de ondas reflejadas.

CAPITULO 6

SEGURIDAD EN LA SUBESTACION

Cuando se habla de seguridad en la subestación, se debe pensar en todos aquellos equipos y elementos en general, los cuales protegen el equipo eléctrico de la subestación y al personal que transita en el área de la misma, en el momento de un fallo.

Es bien sabido que el aterrizaje del equipo desenergizado constituye una protección para el mismo, así como para el personal que circula por los alrededores; hace algunos años gran cantidad de personas creían que cualquier objeto conectado a tierra, aunque fuera de una manera rudimentaria podía ofrecer seguridad a la persona que lo tocara; este error probablemente contribuyó a muchos accidentes fatales.

Hoy en día se sabe que dicho aterrizaje debe realizarse de una manera que técnicamente sea congruente con las necesidades de la instalación de manera de poder garantizar una adecuada seguridad. En el desarrollo de la investigación de las diferentes posibilidades, ha surgido el sistema de Red o malla de tierra como la mejor opción de seguridad.

En resumen, se puede decir que los objetivos que se persiguen al instalar una red de tierra es proteger al equipo eléctrico, así como la vida humana. En el presente capítulo se tocará el tema de la seguridad, dándole un mayor énfasis a la protección de las personas; la seguridad del personal se ve afectada principalmente por los gradientes de voltaje que se producen en el terreno bajo condiciones de falla.

6.1 El concepto de la seguridad

En el momento de ocurrir una falla en la subestación, existirá una corriente de falla fluyendo a tierra, la cual en su

trayectoria producirá gradientes de voltaje dados por la ley de OHM $V = IR$. Estos gradientes de voltaje al presentarse pueden constituirse en peligrosos, para el personal que en ese momento del fallo circule en el área de la subestación, y depende del valor de los mismos. También pueden existir diferencias de voltaje durante una falla entre las estructuras de la subestación o del equipo que se encuentren aterrizados y tierra.

Para que ocurra un accidente como los que se mencionan, deben presentarse simultáneamente los siguientes factores:

- a) Que exista una corriente relativamente alta a tierra, en relación con las dimensiones del sistema de tierra y la resistividad de la misma.
- b) La presencia de una persona en determinado lugar, tiempo y posición, tal que su cuerpo se encuentre entre dos puntos con una considerable diferencia de voltaje.
- c) Insuficiente resistencia serie que limite la corriente a través del cuerpo a un valor seguro.
- d) Que la duración de la falla sea de suficiente tiempo para causar un daño al cuerpo humano.

Al no existir un buen diseño de la red de tierra, es casi seguro que todos los factores mencionados anteriormente se presentarán. Cabe agregar que la presencia de voltajes peligrosos no puede ser eliminada por completo, ya que no es posible prevenirla en todos los lugares ni en todas las condiciones de fallo, empero las probabilidades pueden ser disminuidas a un mínimo con un adecuado diseño de la red de tierras.

Es claro que el problema que se va a resolver en el tema de la seguridad en la subestación para el personal y el equipo es el de diseñar una red de tierra que ofrezca un nivel bajo de resistencia para disminuir el valor de los gradientes de voltaje al circular una corriente grande a tierra, así como para reducir las ondas reflejadas en el momento de descargas atmosféricas con la mínima inversión posible. Es necesario enfatizar en el factor económico, dado que, como veremos más adelante, el valor de resistencia de la red de tierra disminuye a medida que la sumatoria de la longitud de todos los conductores enterrados, que conforman la red, aumenta. Es por ello, que se hace necesario optimizar al máximo el diseño de manera de encontrar el balance adecuado entre seguridad y costo, ya que una red de tierra sobredimensionada puede proporcionar mayor seguridad de la estrictamente necesaria, pero su alto costo la puede convertir en irrealizable, o bien un desperdicio innecesario de dinero.

6.1.1 Factores que se deben considerar en el diseño de una red de tierra

Como ya se mencionó, la seguridad para el elemento humano es el factor más importante que se debe considerar en este diseño; es por ello que se debe partir de la evaluación de los efectos de los choques eléctricos en el cuerpo humano. Lógicamente, no se pretenderá realizar un análisis profundo de dichos efectos, de los cuales existe abundante literatura que aborda el tema. Nos limitaremos a hacer mención de aspectos cualitativos y cuantitativos de los resultados de dichos análisis, los cuales nos servirán de base para el cálculo de la red de tierra.

Se ha llegado a determinar que el punto de percepción de corriente del cuerpo humano es del orden de 1mA. Y para corrientes de mayor magnitud el comportamiento es como sigue:

en el orden de los 10 a los 15 mA puede ocurrir una falta de control muscular, la cual hace difícil soltar el objeto energizado; para corrientes más altas que las anteriores, las contracciones musculares pueden dificultar la respiración; los efectos de las corrientes mencionadas no son permanentes y desaparecen cuando esta desaparece. Para corrientes aun más altas, la muerte ocurre debido a la fibrilación ventricular, el cuerpo humano ya no responde a la respiración artificial. Algunos investigadores coinciden en establecer como umbral de la muerte la corriente de 100 mA, siempre dependiendo de la duración de la misma.

Es importante mencionar la duración del choque, ya que corrientes relativamente altas pueden ser toleradas por el cuerpo humano sin causar fibrilación ventricular si el período es suficientemente corto, lo contrario también es cierto. Experimentalmente se ha llegado a establecer una ecuación que relaciona el tiempo de duración del "shock" y la corriente tolerable por el cuerpo sin que ocurra fibrilación ventricular, y es la siguiente:

$$I_k^2 t = 0.027$$

de donde: $I_k = 0.165/\sqrt{t}$

donde:

I_k = corriente RMS a través del cuerpo (amp.)

t = tiempo de duración del choque (seg.)

Como se puede observar, esta ecuación no es válida para corrientes de larga duración y bajo valor, ya que éstas pueden ser tolerables por el cuerpo indefinidamente.

Al hablar de la duración del choque, se debe mencionar la

importancia que tiene en una subestación el tiempo de eliminación de falla, ya que entre menos tiempo exista ésta, menor es la probabilidad de un accidente fatal. En el caso de un rayo, el cuerpo humano puede llegar a soportar corrientes del orden de los cientos de amperios sin llegar a producir la muerte, ya que la duración de la descarga es de fracciones de segundo. Por lo tanto es importante el tiempo en que un relevador o cualquier otro dispositivo de protección puede eliminar la falla.

6.1.2 Voltajes tolerables: paso, contacto y transferido.

Un aspecto de suma importancia, el cual nos servirá de base para el diseño y verificación del sistema de tierra, lo constituye el voltaje tolerable por el cuerpo humano entre los diferentes puntos posibles de contacto dentro de la subestación en el momento del fallo. Estas posibilidades son: voltaje de paso, voltaje de contacto y voltaje transferido.

6.1.2.1 Voltaje de paso

Llamamos así al voltaje que aparecerá entre pie y pie de una persona, que en el momento de aparecer una corriente de tierra causada por un fallo, se encuentre caminando dentro del área de la subestación. Esta distancia o separación entre los pies, está normada en un metro.

6.1.2.2 Voltaje de contacto

Es aquel voltaje que en el momento del fallo, puede aparecer entre una mano y ambos pies de una persona. Si el objeto o estructura tocado tiene su toma de tierra exactamente debajo de él, entonces el máximo voltaje de contacto aplicado sería el que existe para el alcance máximo horizontal de la persona que es aproximadamente de 1 metro, si la toma es un electrodo. Si la toma de tierra no está debajo del objeto o estructura, la resistencia R_1 se verá incrementada en un valor correspondiente a la distancia del objeto y su punto de

aterrizaje.

6.1.2.3 Voltaje transferido

Este es un caso especial de voltaje de contacto, en el cual una persona dentro de la subestación toca un conductor aterrizado en un punto remoto o una persona en un lugar remoto toca un conductor aterrizado a la red de tierra de la subestación; en este caso, el voltaje de contacto será igual al voltaje total existente en la red de tierra bajo condiciones de falla.

6.1.2.4 Método de cálculo para el voltaje tolerable de paso, de contacto y transferido

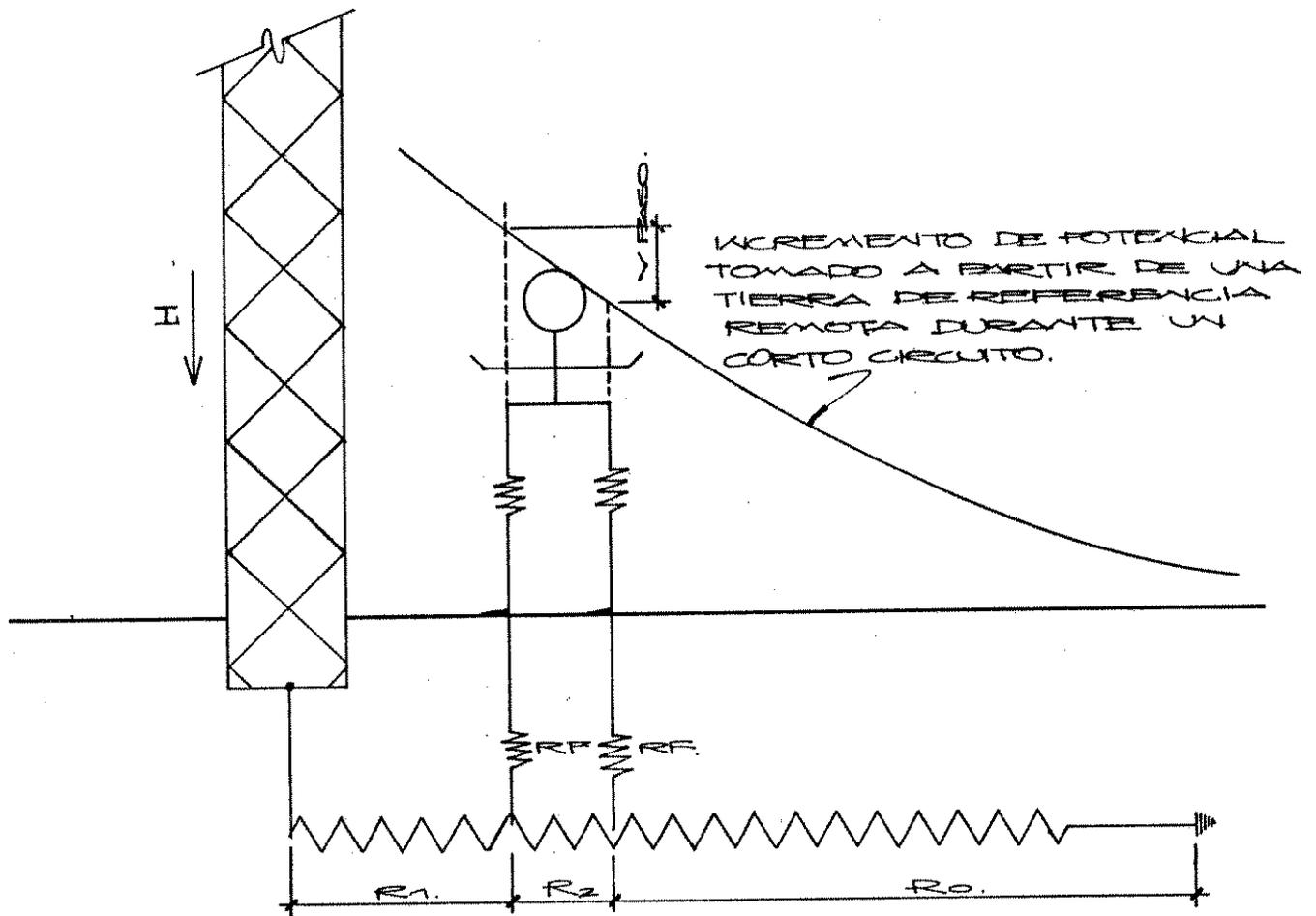
a) Voltaje de paso

Para el cálculo de este voltaje, se hará uso del esquema y del circuito equivalente mostrados en la figura 6.1. En esta figura, aparecen diferentes resistencias, las cuales serán explicadas a continuación, teniendo presente, a su vez, que serán las mismas que se van a utilizar en el cálculo de los otros voltajes.

1) R_x = Es la resistencia total del cuerpo humano (incluye la piel y la interna del cuerpo). Este valor de resistencia, obviamente, no es la misma para todos los cuerpos, sin embargo, se ha llegado a determinar experimentalmente que un valor adecuado para esta resistencia es de 1000 Ohmios, tanto para la trayectoria de mano a ambos pies, como para la de pie a pie.

2) R_f = Es la resistencia del suelo debajo de los pies de

ESQUEMA DE VOLTAJE DE PASO.



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA VOLTAJE DE PASO.

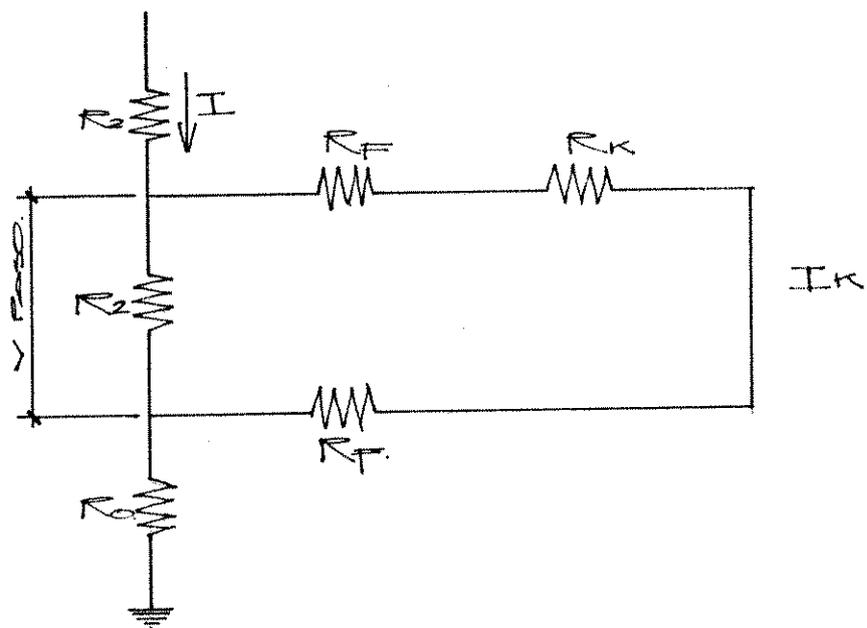
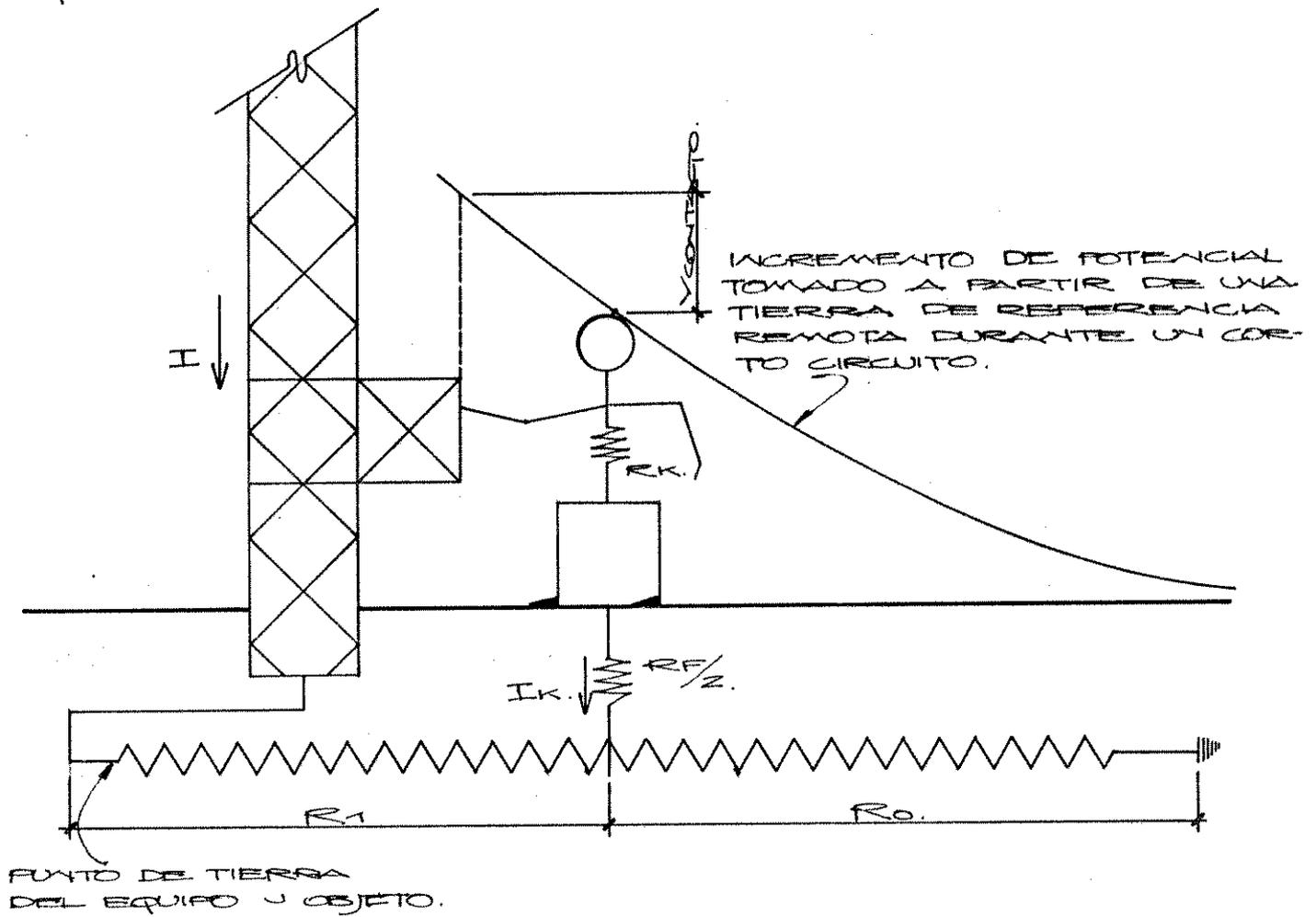


FIG. 6.1

ESQUEMA DE VOLTAJE DE CONTACTO



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA VOLTAJE DE CONTACTO.

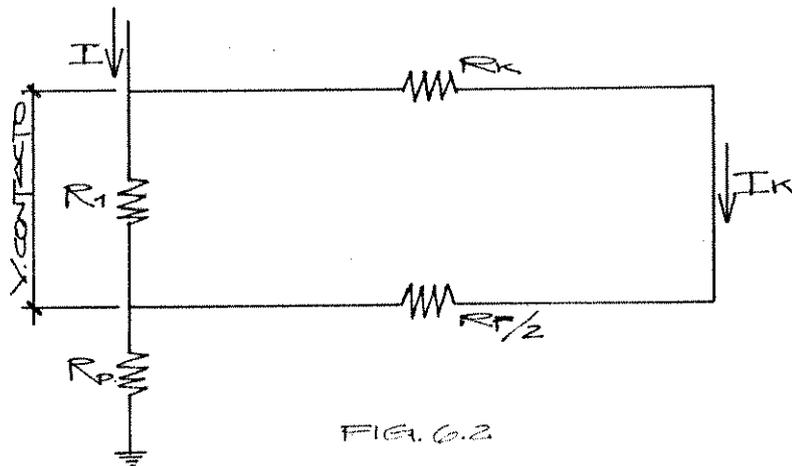
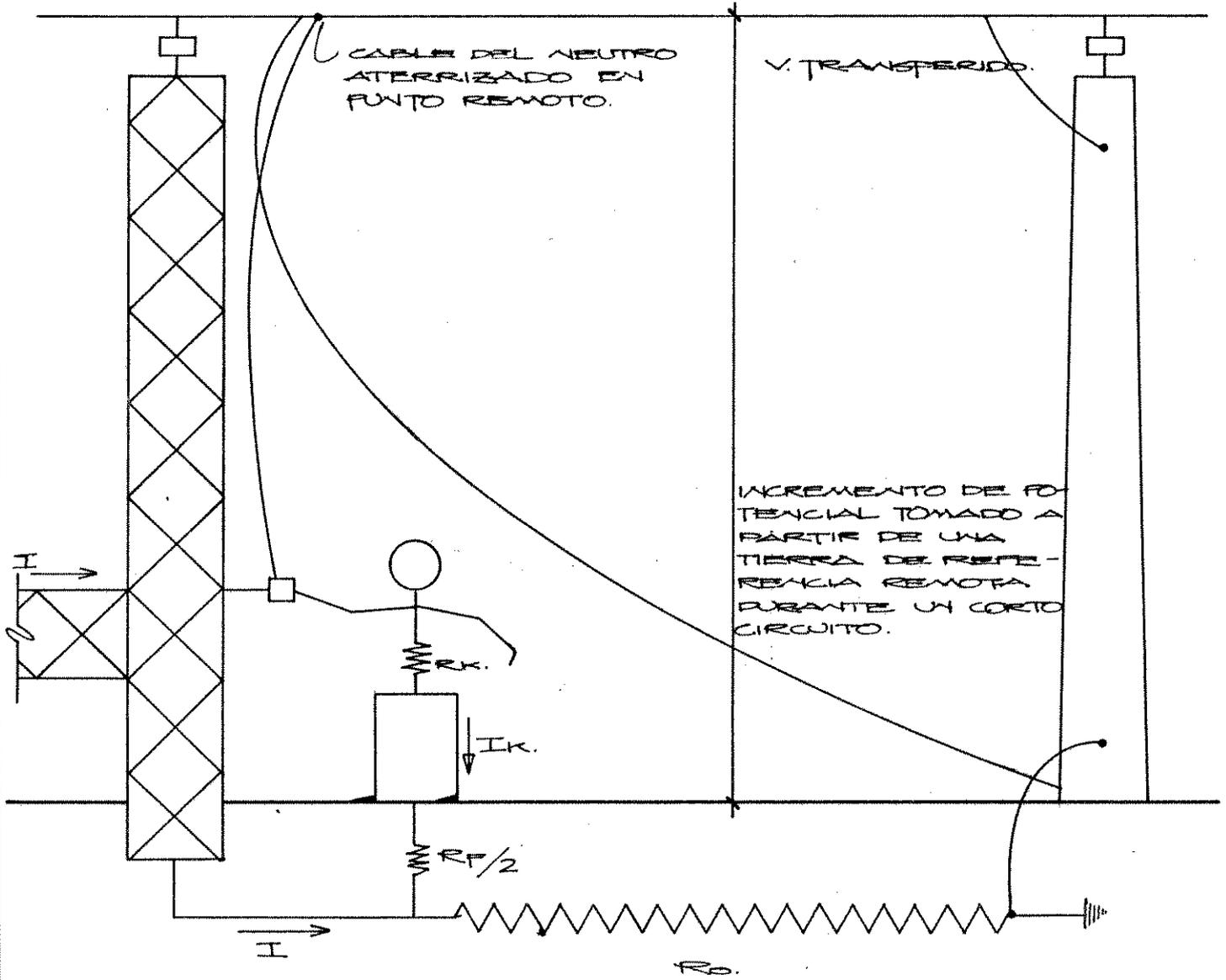


FIG. 6.2

ESQUEMA DE VOLTAJE TRANSFERIDO.



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA VOLTAJE TRANSFERIDO.

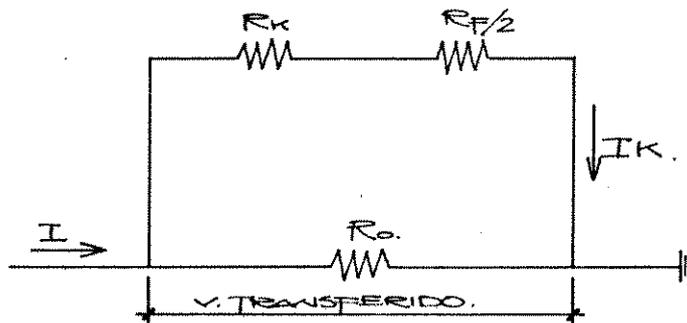


FIG. 6.3

la persona. Se ha llegado a determinar que el valor de esta resistencia en ohmios es igual en magnitud a 3ρ , donde ρ es la resistividad del terreno en Ohm-metro cerca de la superficie.

- 3) $R_o, R_1, R_2 =$ Son valores de resistencia de la malla de tierra, tomados en diferentes puntos como se muestra en la figura 6.1.

Se puede calcular el voltaje tolerable entre dos puntos cualesquiera de contacto, determinándolo en función de las constantes del circuito y la corriente permisible para el cuerpo humano, que ya anunciamos previamente en el presente capítulo.

Aplicando el teorema de Thevenin, la corriente que fluirá entre los dos puntos de contacto, será igual a aquélla que el voltaje preexistente haría circular a través de la resistencia del cuerpo y la de la red externa que conecta los puntos de contacto, debido a que se encuentran en serie.

Hemos enunciado una ecuación que nos permite relacionar la corriente tolerable por el cuerpo humano con el tiempo de duración del choque eléctrico. A continuación, se describirá por facilidad:

$$I_k = 0.165 / \sqrt{tV} \quad (6.1)$$

Del circuito equivalente de la figura 6.1, se tiene que:

$$V_{paso} = (R_k + 2 R_f) (I_k)$$

Sustituyendo los valores de R_k, R_f e I_k por:

$$R_k = 1000 \text{ Ohm}$$

$$R_f = 3\rho \text{ Ohm.}$$

$$I_k = 0.165 / \sqrt{tV} \text{ amp.} \quad t \text{ en segundos.}$$

se tiene:

$$V_{\text{paso}} = (1000 + 6P_s) (0.165 / \sqrt{t})$$

$$V_{\text{paso}} = \frac{165 + P_s}{t} \quad (6.2)$$

b) Voltaje de contacto.

Siguiendo la misma metodología utilizada para el cálculo de V_{paso} y utilizando el esquema y el circuito equivalente de la figura 6.2, se tiene que:

$$V_{\text{contacto}} = (R_k + R_f/2) (I_k)$$

Sustituyendo los mismos valores de R_k , R_f , e I_k utilizados en V_{paso} , se tiene:

$$V_{\text{contacto}} = (1000 + 1.5 \quad) (0.165 / t \quad)$$

$$V_{\text{contacto}} = \frac{165 + P_s / 4}{\sqrt{t}}$$

C. Voltaje transferido.

Por la naturaleza de este voltaje, como se explicó anteriormente, existirá entre los puntos de contacto el total del voltaje existente en la red de tierra en el momento de la falla, ver figura 6.3. Es por eso que resulta técnica y económicamente impráctica su limitación a valores tolerables; resulta más sensato, desde todo punto de vista, el eliminar por medio de aisladores u otros medios al alcance, toda posibilidad de este tipo de contacto.

6.2 Criterio de diseño de una red de tierra.

Cabe mencionar en este punto que no se tienen métodos directos ni únicos para el diseño de una red de tierra, es más, dentro del proceso mismo del diseño se llevan a cabo tareas de cálculo y verificación consecutivas, a fin de optimizar desde

el punto de vista técnico-económico el sistema de red a utilizar según sea el caso específico que se trate.

A manera de guía, se enunciarán los pasos a seguir para el diseño de la red:

1. Investigación de las características del suelo.
2. Determinación de la corriente máxima que fluirá a tierra (análisis de cortocircuito).
3. Diseño preliminar de la red de tierra.
4. Cálculo de la resistencia de la red de tierra.
5. Cálculo del máximo incremento de voltaje de la malla.
6. Cálculo de los voltajes de paso en la periferia.
7. Cálculo de los voltajes de paso y de contacto en el interior de la subestación.
8. Investigación de los voltajes transferidos y puntos de especial peligro.
9. Corrección o refinamiento del diseño preliminar por medio de los datos obtenidos en los incisos 6, 7 y 8.
10. Construcción de la Red de Tierra.

Todavía, después de construida la red de tierra, es menester realizar verificaciones prácticas midiendo la resistencia de la red, así como los voltajes de paso y de contacto, a fin de realizar los últimos ajustes en el diseño, de ser éstos necesarios.

6.2.1 Diseño preliminar de la red

De los puntos enunciados en el procedimiento de diseño, no se tocarán los incisos 1 y 2, dado que se da por sentado que el lector está familiarizado con la medición de estas características, y por razones obvias de espacio no es posible tocarlas en el presente trabajo. Sin embargo, el cálculo de la corriente de falla ya se tocó en el capítulo 4, cuando se mencionó de la protección contra sobrecorrientes; en el caso

de la investigación de las características del suelo, existe abundante literatura que aborda el tema.

Por lo tanto, se empezará con el inciso 3 que habla del diseño preliminar de la red, el cual da inicio con una inspección del plano de distribución de equipo y estructuras que conforman la subestación eléctrica. Un cable continuo deberá colocarse en el perímetro de la malla para encerrar el mayor terreno posible.

Dentro de la malla los cables se deberán colocar en líneas paralelas y preferiblemente a un espaciamento razonablemente uniforme. Se colocarán a lo largo de las hileras de estructuras o equipo para facilitar la puesta a tierra de los mismos.

El diseño preliminar se ajustará de tal forma que la longitud total del conductor enterrado, incluyendo las varillas y conexiones entrecruzadas, sea por lo menos igual al dato que se obtendrá de la ecuación para determinar la longitud del conductor enterrado de la malla, para mantener los voltajes locales dentro de los límites aceptables.

Deberá notarse que las conexiones entrecruzadas muy frecuentes, especialmente en mallas de espaciamento cuadrado, representan en algún grado ineficiencia en el uso del conductor de tierra, ya que éste es obviamente un poco menos efectivo en la región donde se cruza con otro cable, que donde ocupa él sólo un área.

6.2.2 Longitud del conductor de la red

Se ha desarrollado una ecuación que nos permite calcular de una manera aproximada la longitud mínima del conductor

enterrado de la malla necesaria para controlar los voltajes de paso y de contacto dentro de límites seguros.

Para efectos de cálculo, se utiliza el voltaje de contacto en vez del voltaje de paso o el transferido, debido a que el voltaje de paso es normalmente menos dañino que el de contacto, debido a la trayectoria de la corriente de pie a pie; el voltaje transferido no se utiliza en el cálculo, debido a que éste es más difícil de limitar y generalmente requiere un tratamiento especial como es el uso de aislamientos, dado que en el voltaje transferido, prácticamente se tiene el mayor incremento de voltaje posible dentro de la subestación, el pretender controlarlo a base de la reducción del valor de resistencia de la red encarecería a tal grado su costo que resultaría poco práctico.

Se utilizará, para el cálculo del voltaje de contacto, aquel que aparece en un punto de una estructura aterrizada y el centro de un rectángulo de la malla. Se considera que es éste el tipo de voltaje de contacto con mayor probabilidad de ocurrencia y el que establece condiciones críticas de seguridad a las personas. A este tipo de voltaje de contacto, se le llama voltaje de malla.

Los voltajes que pueden aparecer dentro de la malla se ven afectados por el calibre, separación, longitud y profundidad del conductor enterrado que conforma la malla. Estos factores están relacionados matemáticamente, pero dado que no se requiere gran precisión en este punto las aproximaciones propuestas por Laurent son suficientes. Laurent emplea un método muy sencillo para calcular teóricamente y de manera aproximada la resistencia de la malla de tierra, utiliza para ello la fórmula del electrodo de sección circular, y le agrega un segundo término como sigue:

$$R = \rho/4r + \rho/L \quad (6.4)$$

donde:

R = Resistencia de la malla. Ohms.

r = Radio de un círculo que posea la misma área que la que ocupa la malla de tierra. Metros.

ρ = Resistividad del terreno. Ohm-metro.

El segundo término de la ecuación nos indica que la resistencia de la malla es mayor que la de una sección circular de área equivalente, y que esta diferencia decrece al aumentar la longitud del conductor, volviéndose cero cuando L tiende a infinito. Si la ecuación es multiplicada por I , para así obtener la diferencia de voltaje total de la malla, el término I/L representa la caída de voltaje entre el conductor y las superficies del terreno dentro del espaciamento.

En este punto, se hace necesario establecer un método para calcular la longitud requerida del conductor para así poder calcular la resistencia de la malla; aquí Laurent realiza varias aproximaciones con el fin de facilitar los cálculos. El dice que para rangos usuales del calibre, profundidad (+- 1 metro) y separación del conductor, los valores locales serán del siguiente orden:

V_{paso}	0.1 a 0.15 pi	(6.5)
$V_{contacto}$	0.6 a 0.8 pi	
V_{malla}	ρi	

$$i = \frac{KI}{L}$$

Por lo que tenemos

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho KI}{L}$$

como ya teníamos que

$$V_{\text{contacto}} = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{tV}}$$

Si igualamos las ecuaciones para V_{malla} y V_{contacto} , se tiene que:

$$\frac{\rho KI}{L} = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{tV}}$$

$$\text{de donde } L = \frac{K \rho I \sqrt{tV}}{165 + 0.25 \rho_s} \quad (6.6)$$

L = longitud total del conductor enterrado. Metros.

I = corriente total a tierra en la malla. Amp.

i = corriente por unidad de longitud del conductor de la malla. Amp/metro.

t = máxima duración del choque. Segundos.

ρ = resistividad promedio del terreno. Ohm-Metro.

ρ_s = resistividad de la capa superficial del suelo. Ohm-Metro.

K = Factor de corrección para tomar en cuenta la no uniformidad del flujo de corriente a tierra de las diferentes partes de la malla. Un valor adecuado sugerido por Niemann es de 1.25.

Además de los conductores horizontales de la malla, deben sumarse la longitud de las varillas de tierra, pilotes de metal, etc., a la de los conductores de la malla para dar la longitud total. Esta suma no es exacta, pero obtendremos una mejor aproximación que si los electrodos verticales son ignorados.

6.2.3 Cálculo de los voltajes de contacto y de paso

Si la longitud total del conductor enterrado es igual al valor obtenido de las ecuaciones tratadas en la sección anterior, los voltajes de paso y de contacto dentro del perímetro de la malla estarán, en general, dentro de los límites tolerables. Sin embargo, donde el calibre del conductor, la separación y la profundidad de colocación no estén dentro del rango usual de valores o donde existen grandes irregularidades de la malla o diferencias considerables en la resistividad del terreno, entonces, se requiere una investigación más detallada de toda o parte de la subestación.

De manera de hacer más comprensible el método descrito en este capítulo para el diseño de la red de tierra, se pasará a la resolución de un ejemplo, en el cual se realizarán cada uno de los pasos descritos, y así llegar a la realización del diseño.

6.3 Ejemplo de cálculo de una red de tierra.

Para el efecto nos basaremos en la misma subestación tratada en el ejemplo de cálculo del capítulo 4. Es decir:

Voltaje primario 69 KV.
 Voltaje secundario 13.8 KV.

datos del transformador 3 ϕ , 4,000 KVA;
 grupo de conexión delta, estrella con neutro a tierra.

Impedancia 7%.

Diagrama unifilar de la subestación:

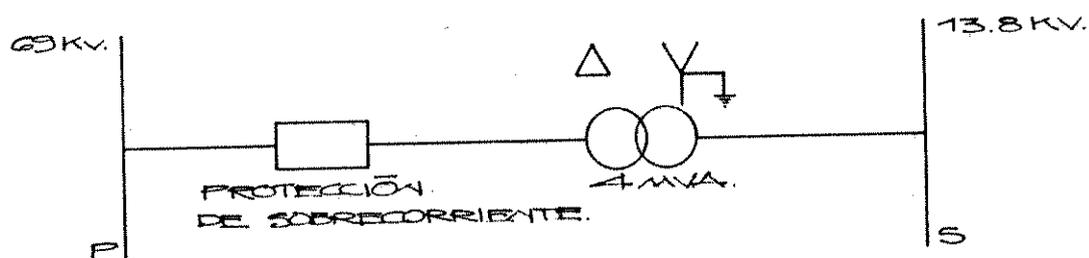


FIG. 6.4

Datos:

Aquí se resumirán los datos tomados previamente en trabajo de campo, así como algunas premisas básicas para este ejemplo.

- a) La resistividad específica del terreno, calculada en base a mediciones de campo con un megger de tierra en el terreno de la subestación, es de 400 Ohm-Metro.
- b) Sobre la superficie el área que ocupará la subestación, se colocará una capa de 10 a 15 centímetros de grava, la cual posee una resistividad específica de 3,000 Ohm-Metro.
- c) La subestación poseerá relevadores de disparo e

interruptor, los cuales eliminarán una falla en 0.5 segundos. Este será el valor de duración del choque.

- d) El área que ocupará la subestación es de: $10m \times 10m = 100 m^2$.

Desarrollo

Dado que dentro de la información obtenida en los datos del problema, ya se incluyen las características del terreno, se procederá a calcular los voltajes tolerables de paso y de contacto.

Voltaje de paso tolerable

$$V_{paso} = \frac{165 + P_s}{\sqrt{t}} V$$

$$P_s = 3,000 \text{ Ohm.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

Sustituyendo valores tenemos

$$V_{paso} = \frac{165 + 3,000}{\sqrt{0.5}} = 4,475.98 \sim 4,476 \text{ volts}$$

Voltaje de contacto tolerable

$$V_{contacto} = \frac{165 + P_s(0.25)}{\sqrt{t}} V$$

$$P_s = 3,000 \text{ Ohm.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

Sustituyendo valores

$$V_{contacto} = \frac{165 + (3,000)(0.25)}{\sqrt{0.5}} = 1,294.01 \quad 1,294.00$$

El siguiente paso consiste en calcular la máxima corriente de falla que fluirá a tierra, para lo cual se debe realizar un análisis del cortocircuito. En nuestro caso, esto no será necesario, dado que para este ejemplo ya en el capítulo 4 obtuvimos que la máxima corriente de falla que fluirá a tierra aparece con un cortocircuito de línea a tierra, el valor de esta máxima corriente es:

Ifalla a tierra = 503.5 Amperios.

Cálculo aproximado de la malla:

Area que ocupa la subestación = $10 \times 10 = 100 \text{ m}^2$

El radio de un círculo que posea la misma área de la subestación se calcula de la siguiente manera:

$$A_{\text{subestación}} = \pi r^2 \qquad r = \sqrt{\frac{A_{\text{subestación}}}{\pi}}$$

$$r = \frac{100 \text{ m}^2}{\pi} = 5.64 \text{ m}$$

De la ecuación No. 6.6 obtenemos la longitud requerida del conductor que conforma la malla de tierra.

$$L = \frac{K \rho + I t}{165 + 0.25 \rho_s} \qquad \text{Ec. (6.6)}$$

donde:

$$K = 1.25$$

$$\rho = 300 \text{ Ohm-Metro.}$$

$$I = 503.5 \text{ Amperios.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

$$\rho_s = 3,000 \text{ Ohm-Metro.}$$

$$L = \frac{(1.25) (300 \text{ OHM.M}) (503.5 \text{ A}) (0.5 \text{ seg.})}{165 + (0.25) (3,000 \text{ ohm.m})}$$

$$L = 146 \text{ m.}$$

Para el cálculo de la resistencia de la malla en función de la longitud requerida del conductor enterrado, se hace uso de la ecuación 6.4

$$R = \rho / 4r + \rho / L$$

donde:

$$r = 5.64 \text{ m.}$$

$$L = 146 \text{ m.}$$

$$= 300 \text{ Ohm-metro.}$$

$$R = \frac{300 \text{ Ohm-metro}}{4(5.64)\text{metro}} + \frac{300 \text{ Ohm-metro}}{146 \text{ metro}} = 15.4 \text{ Ohm.}$$

Cálculo de los voltajes de paso y contacto en función de la longitud del conductor, según la ecs. 6.5.

$$V_{\text{paso}} \sim 0.2 \rho I \sim 0.2 \text{ K} \rho I / L$$

$$V_{\text{contacto}} \sim 0.8 \rho I \sim 0.8 \text{ K} \rho I / L$$

Sustituyendo valores:

$$V_{\text{paso}} = \frac{0.2(300 \text{ ohm-metro}) (503.5 \text{ Amp.})}{145 \text{ metro}}$$

$$V_{\text{paso}} = 208 \text{ volts}$$

Para V_{contacto} :

$$V_{\text{contacto}} = \frac{0.8 (300 \text{ ohm-metro}) (503.5 \text{ amp})}{145 \text{ metros}}$$

$$V_{\text{contacto}} = 833 \text{ volts.}$$

Tal como podemos darnos cuenta estos voltajes de contacto y de paso son menores que los correspondientes voltajes de contacto y paso tolerables por el cuerpo humano calculados al inicio del presente ejemplo. Por lo tanto, la fase inicial del cálculo queda concluida en este momento, ya que se puede estar seguro de que bajo las condiciones iniciales establecidas (calibre del conductor (4/0), profundidad 1 metro y una

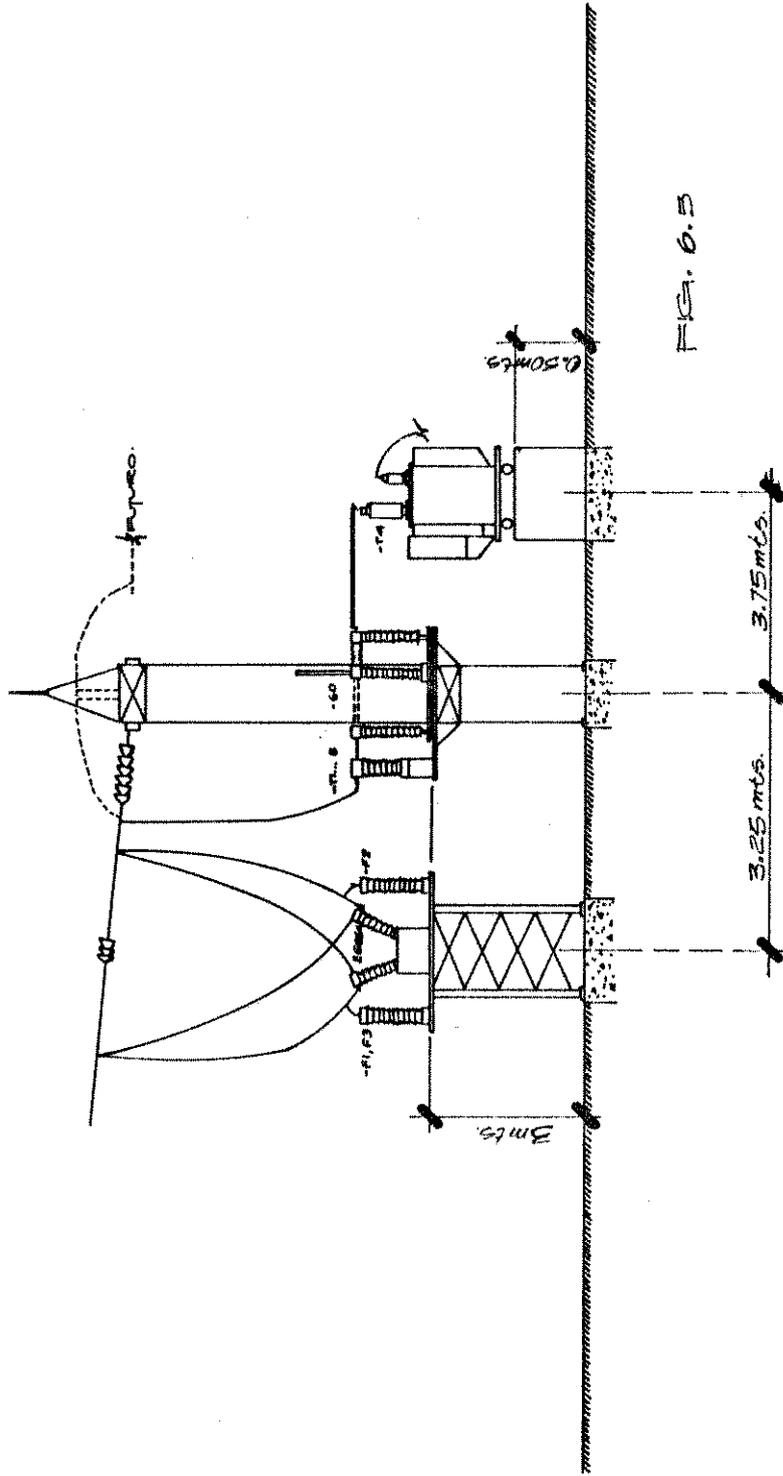


FIG. 6.5

DISTRIBUCIÓN DE EQUIPO EN LA SUBESTACIÓN

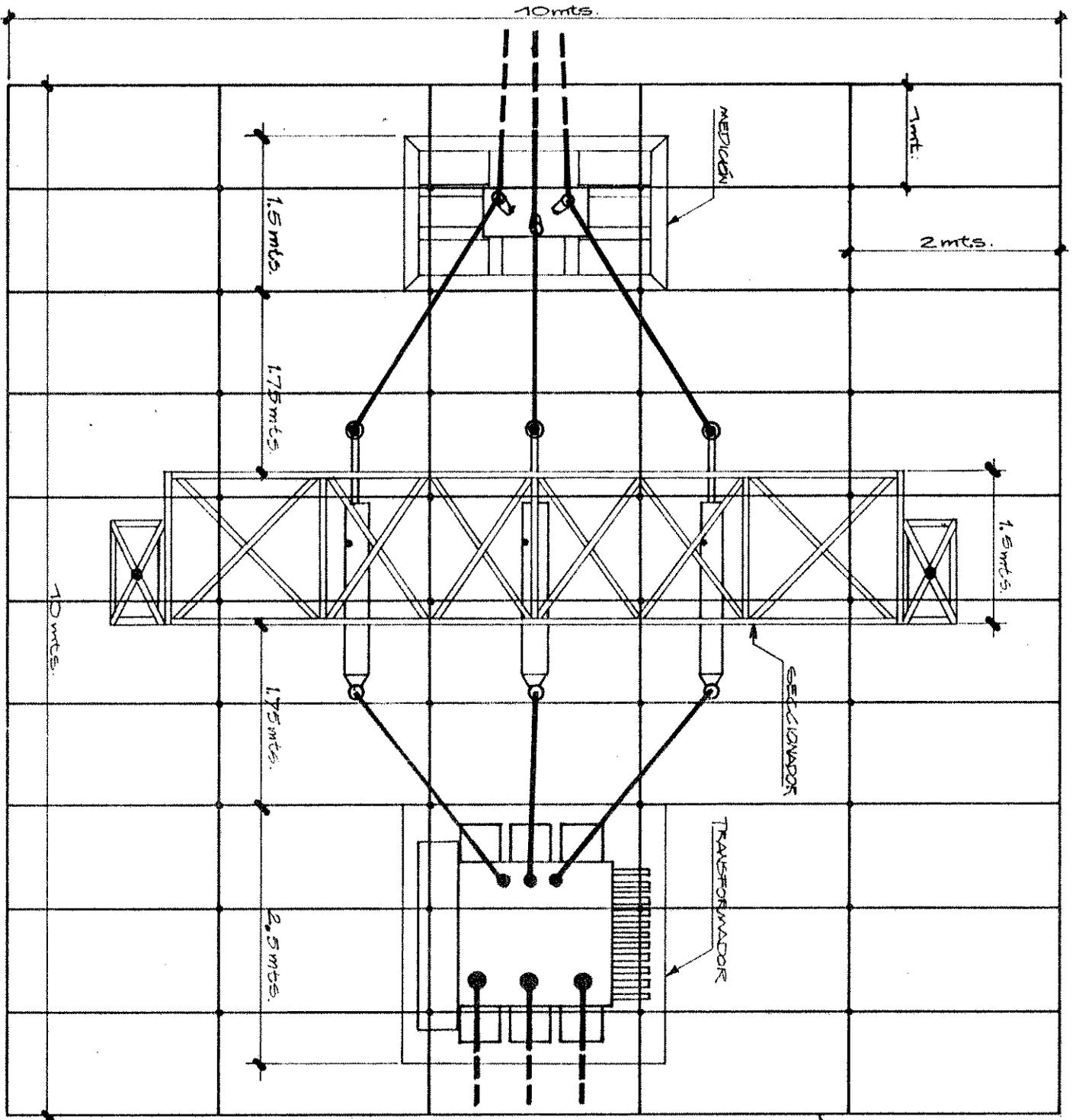


FIG. 6.6
RED DE TIERRA

ELECTRICAL
CABLE DES-
NUDD CALIBRE
40.7

longitud mínima del conductor de 145 metros), nuestra malla de tierra ofrece seguridad a las personas.

Distribución del conductor en el área de la subestación

Sobre la base de utilización de un conductor de cobre desnudo de calibre 4/0 y una longitud de 146 m a una profundidad de 1 metro, debemos distribuir nuestra malla de manera que la disposición elegida nos permita la fácil y pronta conexión de los equipos a ser aterrizados con la malla.

Para hacerlo, nos basamos en una distribución preliminar de los equipos de la subestación, tal y como lo muestra el esquema de la Fig. 6.5.

Se ha hecho la distribución del conductor de la malla de acuerdo con la distribución de los equipos y de manera de obtener una distribución uniforme de la malla, con lo cual se han de utilizar 170 metros de conductor enterrado, longitud que está por encima del valor mínimo calculado que es de 146 metros, ver figura 6.6. Con este nuevo incremento de L, se reduce la resistencia de la malla y por ende los voltajes de paso y de contacto que pudieran aparecer en momentos de falla.

Los nuevos valores que se obtienen con la longitud de 170 metros son los siguientes:

De la Ec. 6.4

$$R = P/4r + P/L$$

$$R = \frac{300 \text{ ohm-metro}}{4(5.64) \text{ metro}} + \frac{300 \text{ ohm-metro}}{170 \text{ metros}}$$

$$R = 15.06$$

Igualmente calculamos los nuevos V_{paso} y V_{contacto} con $L = 170$ m.

Los valores que se obtuvieron son:

$V_{\text{paso}} L=170$ m... 177 voltios.

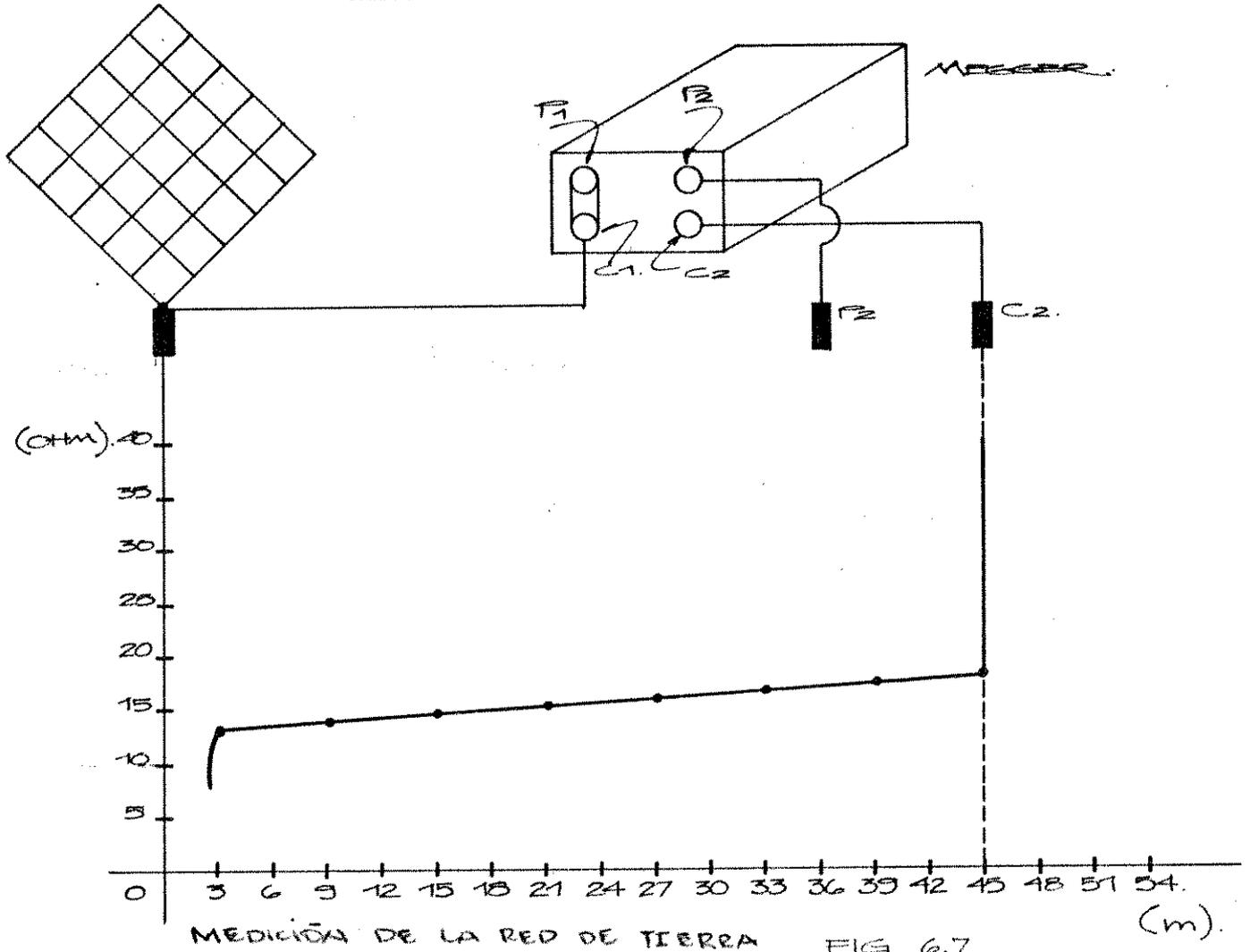
$V_{\text{contacto}} L= 170$ m 710 voltios.

6.4 Medición de una red de tierra.

Hasta ahora hemos llevado a cabo un procedimiento de cálculo que involucra una serie de aproximaciones, el paso a seguir es la realización práctica de la malla o red de tierra y una vez concluida ésta, se deberá proceder a la medición directa del valor de la resistencia de la malla, para poder compararlo con el valor obtenido en el cálculo.

Para medir la resistencia de la malla de tierra, se hace uso de un megger de tierra. El megger posee un generador de potencial (P_1 , P_2) y un generador de corriente (C_1 , C_2); tal y como lo vemos en la Fig. 6.7; en esta misma figura, se aprecia la malla, el megger y sus puntos de conexión. El electrodo de referencia C_2 se coloca a una distancia de 44 metros de la malla de tierra (entre mayor es esta distancia se obtiene una lectura más exacta), el electrodo P_2 se utiliza como sonda a lo largo de los puntos que unen la malla con el electrodo C_2 ; las terminales de P_1 y C_1 se cortocircuitan y se conectan a la malla de la subestación. El propósito de tomar varias lecturas es trazar una curva como la que aparece en la Fig. 6.7 con la cual podríamos establecer el valor de resistencia de la malla y asociarle cierto valor de incerteza a la medición.

El valor de resistencia que muestra la curva es de $15 \text{ ohm} \pm 5\%$. Si ésta hubiese sido la curva obtenida en mediciones con un megger sobre la malla de tierra estudiada en el ejemplo de



este capítulo; el trabajo quedaría concluido aquí. Si por el contrario, la curva de datos medidos con el megger nos indica un valor de resistencia de la malla superior al valor previsto en los cálculos, entonces se deben aplicar medidas correctivas en la malla que la coloquen en condiciones que pueda ofrecer seguridad. Entre las medidas que se sugieren tomar están las siguientes:

1. Remover la malla de tierra y tratar convenientemente la tierra con agregados químicos para reducir su resistividad. Excepto, claro está, en la capa superficial.
2. Colocar una capa superficial de gran resistividad para incrementar la resistencia en serie con el cuerpo humano.
3. Remover la malla de tierra e incrementar la longitud total de conductor a un valor que reduzca la resistencia de la malla al valor requerido.

Es menester resaltar que el método descrito con anterioridad, no es el único conocido en este momento. De hecho, han surgido varios de ellos, tendentes a minimizar lo impráctico que resulta ser la utilización de largos cables para la conexión de los electrodos de prueba, los cuales deben ser colocados lo suficientemente distantes para asegurar la exactitud de la medición, especialmente en mallas de tierra que cubren un área muy grande.

Existe un método que reduce, en gran medida los anteriores inconvenientes y es el método de **INTERESECCION DE DOS CURVAS**. El principio básico de este método es obtener curvas de resistencia de tierra para diferentes espaciamentos del electrodo de corriente y la asunción de un número de posiciones sucesivas para el centro eléctrico del sistema, y

se obtiene la intersección de curvas, lo cual dará el valor de resistencia de tierra y la posición del centro eléctrico.

Es nuestra intención, en este punto, presentar en forma concisa el concepto de este método. Vamos a suponer que todas las mediciones se realizan desde un punto inicial O, tomado en forma arbitraria (figura 6.8.a), la distancia C al electrodo de corriente y la distancia variable P al electrodo de potencial están medidos desde este punto. Ploteando en un plano los valores de resistencia medidos y los valores de P obtendremos una curva como la mostrada en la figura 6.8.a. Ahora suponemos que el centro eléctrico del sistema de tierra se encuentra en el punto D, a una distancia X de O. Por lo tanto, la verdadera distancia del centro al electrodo de corriente es $C + X$ y la verdadera resistencia se obtiene cuando el electrodo de potencial está a una distancia de $0.618(C + X)$ de D. Esto significa que el valor de P, medido desde O, es de $0.618(C + X - X)$. Si X toma diferentes valores, los correspondientes valores de P se pueden calcular, y la resistencia puede ser leída de la curva; estas resistencias pueden plotearse en otra curva, contra los valores de X (figura 6.8.b). Cuando este proceso se repite para un segundo valor de C, se plotean los puntos para formar otra curva; estas dos curvas deberían interceptarse en el valor requerido de resistencia. Para efectos de verificación, el proceso puede repetirse para un tercer valor de C. Estas curvas son llamadas curvas de intersección; se ha asumido que DO y C se encuentran en una misma línea. En la figura 6.8.b, aparecen las curvas resultantes de la aplicación del método, donde la línea de prueba fue sacada de un punto, aproximadamente, a la mitad de uno de los lados y el electrodo de corriente fue colocado en distancias C_1 , C_2 y C_3 .

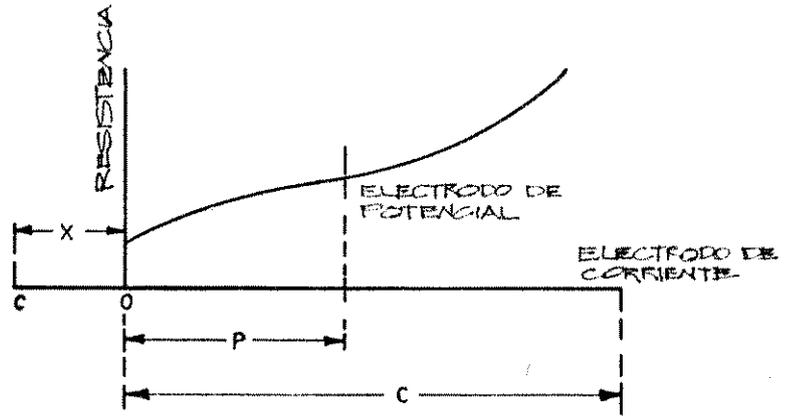


FIG. 6.8a

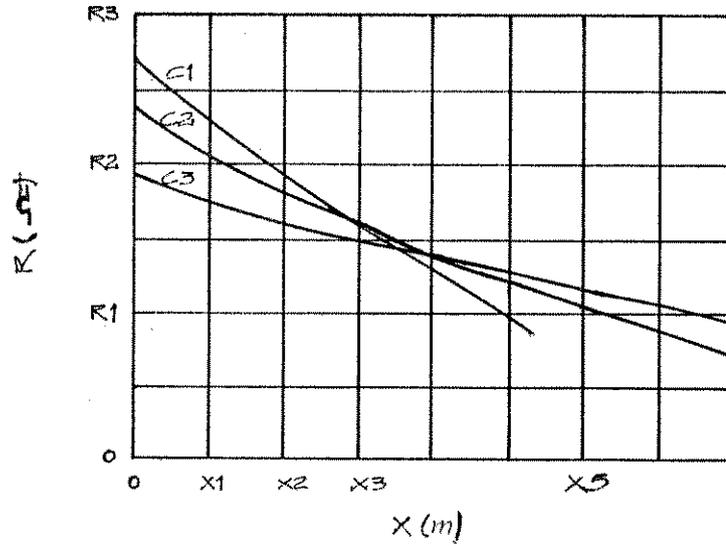


FIG. 6.8b

INTERPRETACIÓN GRÁFICA MÉTODO DE INTERSECCIÓN DE DOS CURVAS.
FIG. 6.8

El propósito de este método es reducir las distancias para el electrodo de corriente; cabe resaltar que existen ciertos límites de distancia para la colocación de dicho electrodo, por ejemplo, si el sistema de tierra es una malla cuadrada, como la desarrollada en el ejemplo de la sección 6.3, la distancia mínima para la colocación del electrodo de corriente es el largo de un lado de la malla. Por otro lado, la máxima distancia para este tipo de malla, no debe ser mayor que el doble del largo de uno de los lados de la misma. Si se tomaran distancias muy grandes para el electrodo de corriente, la curva tenderá a aplanarse y no se conseguiría la intersección deseada.

6.5 Recomendaciones

1. Es importante realizar un adecuado diseño de una malla de tierra para ofrecer seguridad al personal que circula en el área de la subestación. Una resistencia de tierra baja no siempre implica una garantía de seguridad.
2. Se deben realizar mediciones exhaustivas en la malla una vez construida, ya que los cálculos propuestos son aproximados y no siempre coincidirán con la práctica.
3. Si la resistencia obtenida en la malla no coincide con el valor necesario para brindar seguridad, deberán aplicarse las medidas correctivas necesarias para llevarla a valores que garanticen su funcionalidad.

CAPITULO 7

ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO QUE CONFORMA LA SUBESTACION ELECTRICA

En la tarea de especificación del equipo, se suelen dejar por un lado parámetros que son de suma importancia y darles demasiada a otros que no la tienen tanto; es por esto que en este capítulo se intenta dar una guía de los aspectos más importantes que es necesario aclarar en la compra de los equipos de la subestación.

Por razones obvias, no enunciaremos el total de los parámetros de especificación; únicamente se mencionarán aquellos considerados como básicos. También deben tomarse en cuenta las regulaciones locales, es decir, aquellas normas que regulan el empleo de equipo, las cuales pueden variar de un país a otro.

7.1 Transformador de Potencia

El siguiente es un resumen de la ANSI C57.1200-1973, en el cual se enumeran los requerimientos mínimos que deben ser atendidos por los transformadores de potencia y que servirán de guía para su especificación.

- a) Potencia nominal (kVA).
- b) Voltaje nominal primario y secundario, relación de transformación, taps.
- c) Frecuencia nominal.
- d) Valor de impedancia.
- e) Pérdidas totales (de excitación y de carga).
- f) Clase de aislamiento (NBI).
- g) Incremento de temperatura.
- h) Características de operación en voltaje arriba del nominal.
- i) Método de enfriamiento.
- j) Grupo de conexión.

- g) Corriente dinámica de cortocircuito.
- h) Frecuencia nominal.
- i) Tensión nominal de operación, tensión máxima de diseño y nivel básico de impulso.
- j) Precisión nominal (medición o protección).
- k) Carga nominal secundaria (burden).

7.2.2 Transformadores de potencial

Se define así al transformador diseñado para suministrar una tensión adecuada a instrumentos de medición y protección. Bajo condiciones normales de operación, la tensión secundaria es proporcional a una tensión primaria, de la cual está desfasada un ángulo cercano a cero.

Los transformadores de potencial ofrecen las mismas ventajas que los de corriente: aíslan los instrumentos del circuito primario, permiten normalizar las características de los instrumentos y dan mayor seguridad al personal.

Uno de los factores que influyen en el buen funcionamiento de un sistema eléctrico, es la selección adecuada de los transformadores de instrumentos, ya que todos los equipos de protección, medición y señalización se alimentan a través de ellos. Para lograr este objetivo en los transformadores de potencial, es necesario determinar las siguientes características.

- a) Tipo de servicio; interior o intemperie.
- b) Condiciones ambientales de operación.
- c) Tensión nominal primaria.
- d) Tensión nominal secundaria.
- e) Factor de tensión.
- f) Capacidad térmica nominal.
- g) Capacidad de cortocircuito.
- h) Frecuencia nominal.

- i) Nivel básico de impulso.
- j) Clase de precisión (medición o protección).
- k) Carga nominal secundaria (burden).

7.3 Interruptores

Los parámetros mínimos de especificación de un interruptor son los siguientes:

- a) Tipo de servicio; interior o intemperie.
- b) Tensión nominal de operación.
- c) Número de polos.
- d) Corriente nominal de operación.
- e) Corriente máxima de cortocircuito.
- f) Tiempo total de eliminación de falla.
- g) Frecuencia nominal de operación.
- h) Nivel básico de aislamiento al impulso.

7.4 Fusibles

Los parámetros mínimos de especificación para un fusible son los siguientes:

- a) Tipo de servicio; interior o intemperie.
- b) Tensión nominal de operación.
- c) Número de polos.
- d) Corriente nominal de operación.
- e) Curva de tiempo-corriente.

Se debe resaltar, nuevamente, que para un fusible es de vital importancia la adecuada selección de la curva de disparo tiempo-corriente, lo que significa que si va a realizar una tarea de coordinación de protección su curva debe relacionarse con la de los otros elementos de protección para dar el resultado deseado. También la curva del fusible debe asociarse con la curva de capacidad de resistencia a cortocircuitos del equipo que va a proteger, ya que una mala

- i) Nivel básico de impulso.
- j) Clase de precisión (medición o protección).
- k) Carga nominal secundaria (burden).

7.3 Interruptores

Los parámetros mínimos de especificación de un interruptor son los siguientes:

- a) Tipo de servicio; interior o intemperie.
- b) Tensión nominal de operación.
- c) Número de polos.
- d) Corriente nominal de operación.
- e) Corriente máxima de cortocircuito.
- f) Tiempo total de eliminación de falla.
- g) Frecuencia nominal de operación.
- h) Nivel básico de aislamiento al impulso.

7.4 Fusibles

Los parámetros mínimos de especificación para un fusible son los siguientes:

- a) Tipo de servicio; interior o intemperie.
- b) Tensión nominal de operación.
- c) Número de polos.
- d) Corriente nominal de operación.
- e) Curva de tiempo-corriente.

Se debe resaltar, nuevamente, que para un fusible es de vital importancia la adecuada selección de la curva de disparo tiempo-corriente, lo que significa que si va a realizar una tarea de coordinación de protección su curva debe relacionarse con la de los otros elementos de protección para dar el resultado deseado. También la curva del fusible debe asociarse con la curva de capacidad de resistencia a cortocircuitos del equipo que va a proteger, ya que una mala

selección del tipo de curva puede llevar a que en una zona del rango de protección del fusible, éste no ofrezca protección alguna a nuestro equipo, el cual podría ser un transformador de elevado coste.

7.5 Seccionadores

Los parámetros mínimos de especificación de los seccionadores son:

- a) Tipo de servicio; interior o intemperie.
- b) Tensión nominal de operación.
- c) Corriente nominal de operación.
- d) Corriente máxima de cortocircuito.
- e) Tiempo de duración del cortocircuito.
- f) Nivel básico de aislamiento al impulso.
- g) Modo de operación: manual o motorizada.
- h) Accesorios.

7.6 Pararrayos

Los parámetros básicos de especificación de los pararrayos son:

- a) Nivel de voltaje del sistema.
- b) Máximo voltaje continuo de operación (MCOV) que es el máximo voltaje de estado estable que el pararrayos resiste sin operar cuando está sujeto a un rango normal de condición de operación.
- c) Nivel básico de aislamiento.
- d) Frecuencia del sistema.
- e) Clase de corriente (kA).
- f) Capacidad de absorción de energía en Kilojoules por kilovolt.
- g) Capacidad de resistir sobre voltajes de corta duración, lo cual normalmente se puede dar como una curva que se plotea entre voltaje versus tiempo.
- h) Altura de operación sobre el nivel del mar.

7.7 Estructuras de Apoyo

Para soportar, montar e instalar adecuadamente el equipo eléctrico de la subestación, son necesarias estructuras de acero, aluminio o madera, así como fundiciones de hormigón. La subestación típica de intemperie requiere estructuras resistentes para soportar los conductores de las líneas de alimentación; estructuras de apoyo para los demás equipos como: interruptores, seccionadores, PT'S, CT'S, pararrayos, etc.

Cuando las estructuras son de acero o de aluminio, requieren fundiciones de hormigón; pero éstas no son necesarias si las estructuras son de madera.

Las estructuras de apoyo para el equipo de la subestación pueden ser de aluminio o acero, y consistir en columnas de simple perfil angular o tubulares, estructuras rígidas compuestas por perfiles angulares o tubulares o estructuras reticuladas formadas por angulares. Estas estructuras de aluminio o de aceros resistentes a la intemperie pueden disponerse en su estado natural, en bruto. Las estructuras de madera deben poseer un acabado protector aplicado por vía térmica o a presión.

Las estructuras de aluminio son ligeras, su relación resistencia/peso es excelente y requieren pocos trabajos de conservación, pero su coste inicial es mayor que para las estructuras de acero. Los aceros resistentes a la intemperie pueden soldarse sobre el terreno sin necesidad de preparación superficial especial ni de retoques, a diferencia de las estructuras de acero galvanizado y pintado. Las estructuras de acero galvanizado o pintado tienen un coste inicial ligeramente inferior al de los aceros resistentes a la intemperie, pero requieren un tratamiento especial antes y después de la soldadura y necesitan más trabajos de

mantenimiento.

Las estructuras de tipo reticular son ligeras, presentan poca superficie a la acción del viento y son de bajo coste. Las estructuras portantes de columna única y las de marco rígido requieren poco mantenimiento, son estéticamente más atractivas y pueden inspeccionarse más fácilmente que las reticulares, pero tienen mayor coste inicial. Para reducir los gastos de montaje, conviene que las estructuras de marco rígido sean a base de pernos de sujeción.

En el proyecto de las estructuras de apoyo, influyen la separación entre fases y entre el suelo exigidas el tipo de aisladores, la longitud y peso de las barras y de otros equipos, así como las cargas del viento.

7.8 Barras

Las barras constituyen una parte muy importante de la estructura de la subestación, ya que son portadoras de grandes cantidades de energía en un espacio reducido.

Tienen que estar cuidadosamente diseñadas para poder utilizar de manera económica la energía generada, y al mismo tiempo deben poseer resistencia mecánica suficiente para resistir los esfuerzos máximos a que pueden verse sometidos los conductores y a su vez la estructura, por las fuertes corrientes de cortocircuito.

Existen dos tipos de barras: rígidas y flexibles. Las primeras se utilizan normalmente en sistemas de extra alta tensión. Para el tamaño de subestaciones que nos ocupan en este trabajo, es muy usual la utilización de barras flexibles, las cuales son semejantes a una línea de transporte y consisten en conductores tales como cables de aluminio reforzado con acero, de cobre o de aleación de aluminio de

alta resistencia suspendidos en la estructura de la subestación.

La intensidad de corriente que puede circular por las barras está limitada por el efecto térmico que origina la corriente. Las barras suelen medirse sobre la base del aumento de temperatura que puede admitirse sin peligro de recalentamiento en los terminales del equipo, conexiones de barras y juntas. La elevación de temperatura admisible para barras de cobre y aluminio puros suele limitarse a 30°C sobre una temperatura ambiente de 40°C. Este valor es el especificado por IEEE, NEMA y ANSI. Se trata de una elevación media de temperatura y se admite una elevación de temperatura localizada de 35°C. En el calentamiento de las barras intervienen muchos factores, como el tipo de material empleado, el tamaño y la forma de los conductores, la extensión superficial de los conductores y su estado, el efecto superficial, el efecto de proximidad, la reactancia del conductor, la ventilación, y el calentamiento inductivo originado por la proximidad de materiales magnéticos.

Fuerzas mecánicas y eléctricas en las barras:

Las barras de las subestaciones deben tener suficiente resistencia mecánica para resistir los esfuerzos de corto circuito. Intervienen dos factores: a) la resistencia de los aisladores y de sus soportes y b) la resistencia de los conductores de las barras. La norma ANSI C37.32-1972, titulada "prescripciones nacionales americanas normalizadas para capacidades preferentes, especificaciones de fabricación y guía de aplicación para conectorios de alta tensión al aire, apoyos de barras y accesorios de conexión", contiene una guía sencilla para calcular las fuerzas electromagnéticas ejercidas sobre las barras en condiciones de corto circuito.

La fuerza electromagnética ejercida entre dos conductores portadores de corriente es función de la intensidad de la corriente, de la forma y disposición de los conductores y de las frecuencias naturales de todo el conjunto, incluyendo la estructura de montaje, los aisladores y los conductores. Es evidente que una sola ecuación no puede abarcar todos y cada uno de los factores, aunque se hagan algunas aproximaciones, debido al gran número de variables que intervienen, incluyendo la amplia gama de constantes relativas a las estructuras de apoyo.

La fuerza que calcularemos en la ecuación siguiente es la producida por el pico máximo de corriente que se puede presentar. En la mayoría de los casos, la fuerza calculada es mayor que la que se presentará en la práctica; debido a la inercia y flexibilidad de los sistemas, y este hecho tiende a compensar las fuerzas de resonancia no consideradas. La ecuación es por tanto, suficientemente exacta para las condiciones prácticas usuales.

$$F = M \frac{0.29 \cdot I^2}{S \cdot 10^7}$$

donde:

F = Kilogramos por metro de conductor.

I = Intensidad de corriente de cortocircuito, en amperios.

S = Separación entre ejes de los conductores, en centímetros.

M = Coeficiente multiplicador.



El coeficiente multiplicador M puede extraerse de la tabla siguiente:

TABLA 7.1
Coeficiente multiplicador (M) para el cálculo de fuerzas electromagnéticas

Circuito	Amperes (I) expresados como	Coeficiente multiplicador (M)
Corriente continua	Pico máximo	1,0
Corriente alterna trifásica	Pico máximo	0,866
Corriente alterna trifásica	Valor eficaz asimétrico	$(0,866 \times 1,63^2) = 2,3$
Corriente alterna trifásica	Valor eficaz simétrico	$(0,866 \times 2,82^2) = 6,9$
Una fase de la trifásica o monofásico	Pico máximo	1,0
Una fase de la trifásica o monofásico	Valor eficaz asimétrico	$(1,63^2) = 2,66$
Una fase de la trifásica o monofásico	Valor eficaz simétrico	$(2,82^2) = 8,0$

CONCLUSIONES

1. Es una práctica, muy común en Guatemala, no considerar las diferentes condiciones ambientales y geográficas que se presentan en los departamentos de la República, para el adecuado dimensionamiento dieléctrico de la subestación eléctrica. Situación que conduce a diseños erróneos.
2. El ingeniero proyectista suele, con frecuencia, preocuparse más por alimentar de energía a los equipos que están o serán instalados a corto plazo, que de las futuras ampliaciones de la planta industrial. Lo anterior obliga, tarde o temprano, a incurrir en grandes gastos por incremento de suministro de energía eléctrica, los cuales pueden ser minimizados si las ampliaciones se consideran desde un inicio.
3. Frecuentemente se intenta reducir costos en el proyecto de una subestación eléctrica, haciendo uso de equipo de protección barato y de menor cobertura. Situación que a largo plazo produce, la mayoría de las veces, efectos contraproducentes.
4. Salvo raras excepciones, en subestaciones para uso industrial en Guatemala, se omite erróneamente el uso de adecuado sistemas de blindaje.

RECOMENDACIONES

1. Debe tenerse sumo cuidado en el dimensionamiento dieléctrico de la subestación, respetando las libranzas mínimas recomendadas; considerando, además, que Guatemala posee diferentes condiciones ambientales y geográficas en los distintos departamentos, circunstancia que obliga a considerar a cada uno, según sus particulares condiciones. Debe evitarse caer en el error de generalizar las condiciones para todo el país, situación que fue discutida, ampliamente, en el capítulo 2.
2. En la definición del espacio físico que se va a ocupar por los equipos de la subestación eléctrica, se recomienda establecer claramente las proyecciones de ampliación y, de esta manera, considerar la instalación como un proyecto final que se construirá en etapas.
3. Dado que el transformador es parte vital y de un alto valor monetario en la subestación, se sugiere realizar una evaluación profunda, desde un punto de vista técnico-económico, de los equipos de protección que se van a utilizar, para garantizar su confiabilidad. Debe considerarse, para ello, el costo que representa, para la planta industrial, la falta de fluido eléctrico generado por una falla en el transformador y no sólo por el valor intrínseco de la reparación.
4. Se recomienda para subestaciones con voltaje primario a 69 kV y mayores con transformadores de 1000 kVA en adelante, la evaluación de una protección completa a base de interruptor, la cual permite la implementación de un eficiente y confiable sistema de alarma y disparo para fallas internas del transformador; esto no se logra cuando la protección se realiza por medio de fusibles.

5. En la selección del equipo de protección contra sobretensiones, debe tenerse presente que, adicionalmente a la colocación de pararrayos con un adecuado margen de protección sobre los aislamientos no recuperables, es de suma importancia la instalación de un apropiado sistema de blindaje, que garantice la no incidencia directa de las descargas electroatmosféricas en los equipos de la subestación; esta última condición suele equivocadamente, obviarse al considerarse poco probable.

6. Se deben realizar mediciones exhaustivas en la malla de tierra una vez construida, ya que los cálculos del diseño preliminar, tal y como se ha discutido en el Capítulo 6, son aproximados y no siempre coinciden con la práctica. Será necesario realizar los ajustes en la malla, hasta obtener en la medición el valor requerido de resistencia que brinde la seguridad a todo el personal.

BIBLIOGRAFIA

- ENRIQUEZ HARPER. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica Eléctrica. México: s.p.i., 1977.

- ENRIQUEZ HARPER. Subestaciones eléctricas. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica Eléctrica. México: s.p.i., 1971.

- LENK W., Dennis. Et.al. A new approach to distribution arrester design. The Ohio Brass Company. Estados Unidos: s.p.i., 1990.

- STEVENSON, William. Sistemas Eléctricos de potencia. Jairo Suárez. segunda edición. Estados Unidos: Edit. McGRAW-HILL, 1975.

- Application guide on methods of substation grounding. AIEE. Committee report. Estados Unidos: s.p.i., 1954.

- Asa guide for loading oil immersed transformers. ASA. Estados Unidos: s.p.i., s.f., apéndice C57.92.

- Datos meteorológicos de las cabeceras departamentales de Guatemala. INSIVUMEH. Guatemala: s.p.i., 1989.

-Descriptive Bulletin. S & C. Estados Unidos: s.p.i., 1986.

-Guía de coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas.
Gerencia de Ingeniería básica de S.E. y L. T. México:
s.p.i., 1980.

-Manual of instrument transformers. General Electric. Estados
Unidos: s.p.i., 1975.

-National electrical safety code. ANSI. Estados Unidos: s.p.i., 1981.

-Normas para acometidas de servicio eléctrico. Empresa Electrica de
Guatemala. Onceava edición. Guatemala: s.p.i., 1994.

-Recommended practice for grounding of industrial and commercial
power systems IEEE standard 142-1972. ANSI. IEEE.
Estados Unidos: s.p.i., 1973.