

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD ADOLFO LÓPEZ MATEOS

APUNTES PARA EL CURSO DE
INSTALACIONES EN ALTA TENSIÓN II

“INTRODUCCIÓN A SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”

PRESENTA

M.en C. BALDOMERO GUEVARA CORTÉS



MÉXICO, D.F.

AGOSTO 2004

INTRODUCCIÓN A SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1. Introducción

1.1 Definición

Un sistema eléctrico de potencia (SEP), es el conjunto de plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones transformadoras y redes de distribución de la energía a los centros de consumo y usuarios en general. El objetivo básico de un SEP es el suministrar la energía eléctrica al usuario final.

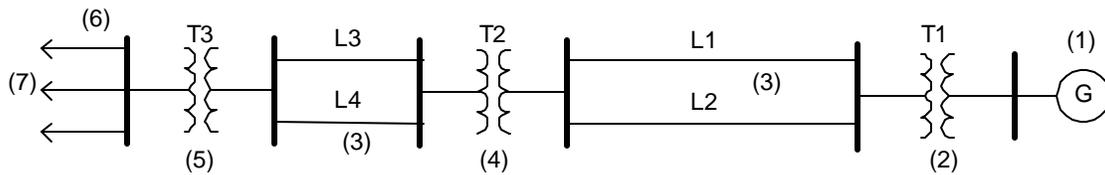


Figura 1.1 Constitución de un SEP: (1). Plantas generadoras; (2). Subestaciones elevadoras de transmisión; (3). Líneas de transmisión; (4). Subestación receptora de transmisión; (5). Subestaciones de distribución; (6). Redes de distribución; (7). Usuarios.

Una subestación eléctrica se define como un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

1.2 Generalidades

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- Subestaciones variadoras de tensión (elevadoras o reductoras).
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- Subestaciones mixtas.
- Subestaciones rectificadoras e inversoras (cuando se trate de transmisión en CD).
- Subestaciones compensadoras de reactivos.

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

- Subestaciones de transmisión (superiores a 230 kV).
- Subestaciones de subtransmisión (entre 230 kV y 115 kV).

- Subestaciones de distribución primaria (entre 115 kV a 23 kV).
- Subestaciones de distribución secundaria (inferiores de 23 kV).

1.3 Localización de una subestación eléctrica

El punto de partida para la localización de una subestación eléctrica se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Un método que se puede utilizar para localizar una subestación, es el siguiente:

- En un plano grande de la ciudad se traza a escala, una cuadrícula que puede ser de 0.5 x 0.5 km. En cada cuadro de medio kilómetro de largo, se obtiene estadísticamente la capacidad instalada, contando el número de transformadores de distribución repartidos en el área y sumando la potencia en KVA de todos ellos.
- Se precisa la velocidad de crecimiento (en el área mencionada) de la demanda eléctrica en KVA para 5 o 10 años.
- Obtenida la velocidad de crecimiento, la capacidad actual de la subestación y previniendo las ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para la instalación y el lugar lo más cercano al centro de cargas del área.
- Prever la alimentación de la subestación si son líneas de transmisión aéreas o subterráneas.
- Se procede a obtener los datos climatológicos de la región.
 - Temperatura máxima y mínima.
 - Velocidad máxima del viento.
 - Altitud sobre el nivel del mar
 - Nivel isocerámico
 - Nivel pluviométrico
 - Grado de contaminación.

1.4 Capacidad

La capacidad de una subestación se fija considerando la demanda actual de la zona en KVA más el incremento en el crecimiento durante los siguientes 10 años o más, previniendo el espacio necesario para las ampliaciones futuras.

1.5 Tensiones normalizadas

De acuerdo a la norma mexicana NMX-J-150/1-1997-ANCE, las tensiones normalizadas con sus respectivos niveles de aislamiento para equipos de las categorías I y II son:

Tabla 1.1 Tensiones y niveles de aislamiento normalizados de la categoría I ⁽¹⁾

Tensión nominal del sistema U_n [kV] eficaz	Tensión máxima del equipo U_m [kV] eficaz	Tensión de aguante normalizada de corta duración de 60 Hz fase a tierra [kV] eficaz	Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo [kV] pico ⁽²⁾
2.4	3.6	10	20 40
4.4	5.5	19	45 60 75
6.9	7.2	20	40 60
13.8	15.5	35	75 95 110
23	25.8	50	95 125 150
34.5	38	70	125 150 200
44	52	95	250
69	72.5	140	325
85-115	123	(185)	450
		230	550
138	145	230	550
		275	650
150-161	170	275	650
		325	750
230	245	360	850
		395	950
		460	1050

Tabla 1.2 Tensiones y niveles de aislamiento normalizados de la categoría II ⁽¹⁾

Tensión nominal del sistema U_n [kV] eficaz	Tensión máxima del equipo U_m [kV] eficaz	Tensión de aguante normalizada de impulso por maniobra			Tensión de aguante normalizada de impulso por rayo [kV] pico ⁽²⁾
		Aislamiento longitudinal [kV] pico	Fase a tierra [kV] pico	Fase a fase [kV] pico	
400	420	850	850	1360	1050 1175
		950	950	1425	1175 1300
		950	1050	1575	1300 1425

(1) Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas estándares normalizados (760 mmHg, 11 gr/m³ y 20° C)

(2) La tensión de guante nominal al impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que la de fase a tierra.

2. Arreglo de diagramas unifilares

2.1 Objetivo

El diseño de subestaciones eléctricas se puede considerar en cierta manera como el ensamble repetitivo en distintas formas de elementos prediseñados, dependiendo de los requerimientos funcionales y ambientales.

Las subestaciones a una cierta tensión se construyen por lo general, conectando los mismos equipos o aparatos en varias formas y la diferencia cuando la hay, estriba únicamente en la cantidad y arreglo de estos componentes. Existen algunas diferencias impuestas, ya sea por las características funcionales y por las condiciones ambientales, como pueden ser, la distinta naturaleza del terreno, las diferentes condiciones meteorológicas, los diferentes niveles de contaminación, etc.

El diseño de una subestación dada, consiste principalmente en la selección de los elementos necesarios y la definición del mejor arreglo que debe tener, pensando en su comportamiento y posible automatización, considerando como aspectos fundamentales:

- Los diferentes arreglos de barras.
- Distancias entre partes vivas y a tierra.
- Distancias de seguridad.
- Estética.
- Selección y aplicación de partes principales como conductores, aisladores, conectores, etc.
- Estudio para selección de protecciones.
- Red de tierras.
- Proporcionar información necesaria para los trabajos de ingeniería civil.

2.2 Diagrama unifilar

El punto de partida para el diseño de una subestación eléctrica es el llamado diagrama unifilar. Dicho diagrama debe mostrar la conexión y arreglo de todos los equipos eléctricos, es decir, barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamiento entre bahías, interruptores, transformadores de instrumento, cuchillas desconectadoras, apartarrayos, etc.

Para elaborar el diagrama unifilar se debe considerar el *arreglo de barras*, *el grado de flexibilidad en operación* y *la confiabilidad*. Antes de proceder a la definición de las características de los distintos elementos de la subestación, así como su posible localización, se elabora al menos un diagrama unifilar simplificado en donde se indique el arreglo propuesto de barras y su posición relativa.

Existen distintas variaciones para los arreglos de barras, la selección de un arreglo en particular depende de varios factores como por ejemplo:

- La tensión del sistema.
- La posición de la subestación en la red.
- La flexibilidad de operación
- La confiabilidad en el suministro.
- El costo de la instalación.

En adición a esto, se deben considerar los siguientes aspectos técnicos que influyen en la decisión:

- Simplicidad en el sistema, al cual se conectará la subestación constituyendo un nodo.
- El mantenimiento se debe realizar fácilmente, sin interrupciones del servicio o peligro para el personal de operación.
- Se debe tener disponibilidad de arreglos alternativos para casos de salidas de servicio o fallas en algunos equipos.
- El arreglo del equipo no debe limitar la expansión y/o aumento en el crecimiento de la carga hasta un valor determinado.
- Debido a que de hecho, cada parte del equipo constituye un punto débil, de manera que en los casos necesarios, se debe considerar la posibilidad de usar equipo adicional (redundancia de equipos), para cubrir posibles contingencias.
- La instalación debe ser lo más económico posible.

2.3 Selección del esquema de barras

Una de las consideraciones que se deben hacer cuando se hace la selección de un esquema de barras, además de la economía, es la *flexibilidad* que el arreglo permita. La flexibilidad se define como la facilidad para sacar de servicio un interruptor, las barras, etc., sin interrumpir el servicio o modificar la protección.

Los siguientes aspectos se toman en consideración:

- Costo.
- Seguridad.
- Confiabilidad.
- Flexibilidad de operación.
- Arreglo de equipo simple y con fácil mantenimiento.
- Disponibilidad de terreno para la construcción.
- Localización de las líneas.
- Área requerida para ampliaciones futuras.
- Estética.

Algunos factores adicionales que se pueden considerar, ya que pueden afectar la operación de la misma, son: las condiciones meteorológicas, la contaminación y la cantidad y condiciones del mantenimiento por realizar.

2.4 Arreglo de las barras

En distribución, se manejan principalmente los siguientes arreglos:

a) *Diagrama con un solo juego de barras*

- Es el diagrama más sencillo.
- En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados al único juego de barras.
- Con este arreglo, en caso de operar la protección diferencial de barras, éstas desconectan todos los interruptores, quedando la subestación completamente desenergizada; si en la

barra se instala un juego de cuchillas seccionadoras (1), en caso de una falla en las barras mencionadas, queda fuera una parte de la subestación trabajando a la mitad de su capacidad normal.

- Tiene poca flexibilidad ya que para el mantenimiento de los interruptores se debe dejar fuera una parte de la subestación.
- El arreglo usa poco equipo, por lo tanto es económico.

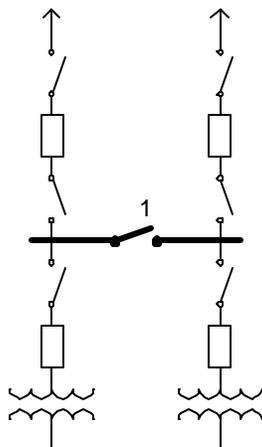


Figura 2.1 Arreglo de barra sencilla

b) Diagrama con arreglo en anillo sencillo

- Es un arreglo muy flexible en su operación y se utiliza mucho en la salida de 23 kV de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble. También se puede utilizar en subestaciones de 230 kV.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea, la carga se pasa al otro transformador o línea, o se reparte entre los dos adyacentes.

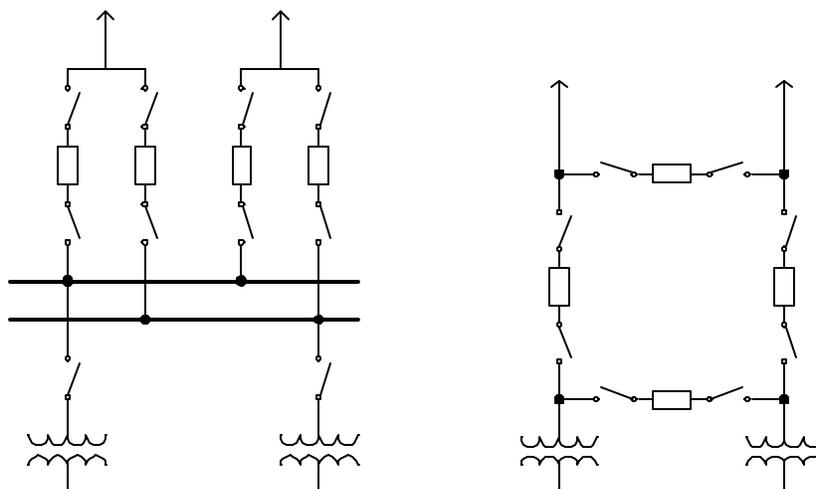


Figura 2.2 Arreglo de anillo sencillo con sus dos variantes

Los arreglos de barras más comunes usados en transmisión y subtransmisión son los siguientes:

En 115 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Barra principal y barra auxiliar • Doble juego de barras principales
En 230 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Barra principal y barra auxiliar • Doble juego de barras principales • Interruptor y medio
En 400 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Interruptor y medio

a) *Barra principal y barra auxiliar*

- En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores se conectan a las barras principales. Con este diagrama se obtiene buena continuidad de servicio.
- Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras en el equipo.
- Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín, sin alterar la operación de la subestación.
- La cantidad de equipo necesario es mayor, así como su costo.

b) *Doble juego de barras principales*

- Tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores a un juego de barras y la otra mitad a otro juego.
- Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.
- La subestación en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla e uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, trabajando el transformador a mediana capacidad.
- Este arreglo es un 30% más caro que el tratado en el caso de un juego de barra y barra de transferencia, pero más barato que el de interruptor y medio.

c) *Interruptor y medio*

- Tiene dos variantes: tipo I y tipo U y en ambas hay perfecta continuidad de servicio.
- Se utiliza en subestaciones de gran potencia sobretudo en interconexiones que forman parte de un sistema en anillo.
- En condiciones normales de operación, todos los interruptores están cerrados, donde cada juego de barras tienen su propia protección diferencial y en caso de falla en cualquier juego de barras, ésta desconecta todos los interruptores que llevan energía al juego de barras afectado, sin dejar fuera de servicio ninguna línea de transmisión.
- A cada sección del arreglo consta de tres interruptores y cada uno de los cuales tiene dos juegos de transformadores de corriente, uno a cada lado y dos juegos de cuchillas también uno a cada lado.
- Se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor en el momento que se necesite sin afectar la continuidad del servicio.

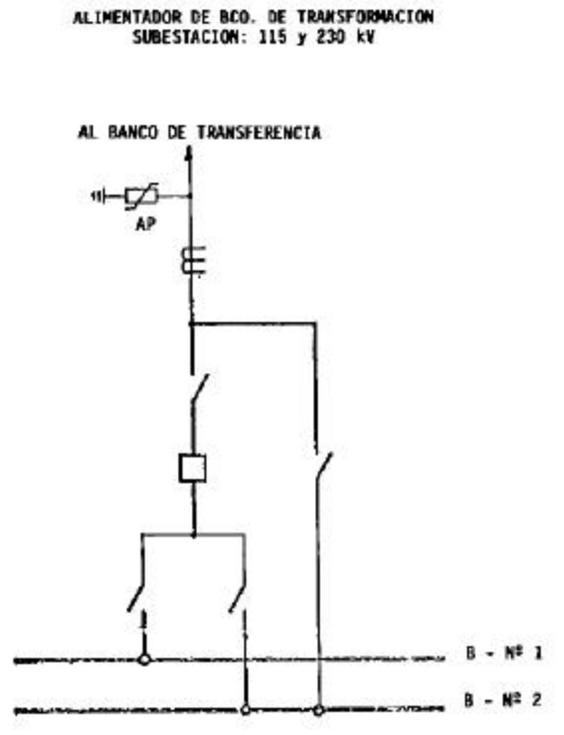


Figura 2.3 Doble barra principal B1 y B2 (115 y 230 kV)

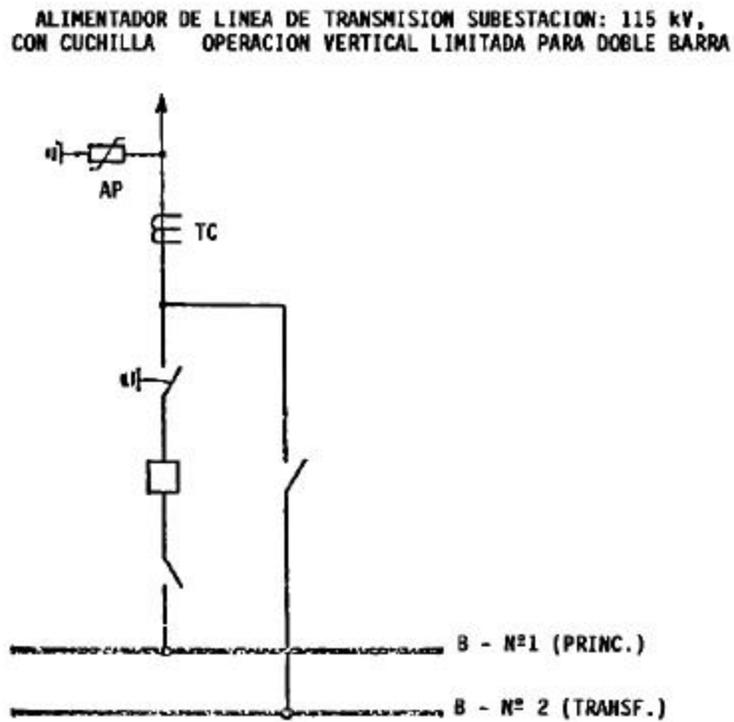


Figura 2.4 Barra principal y barra de transferencia B1 y B2 (115 kV)

**DOBLE ALIMENTADOR DE LINEA DE TRANSMISION
SUBESTACION: 115 y 230 kV. (S.E. EN LINEA)**

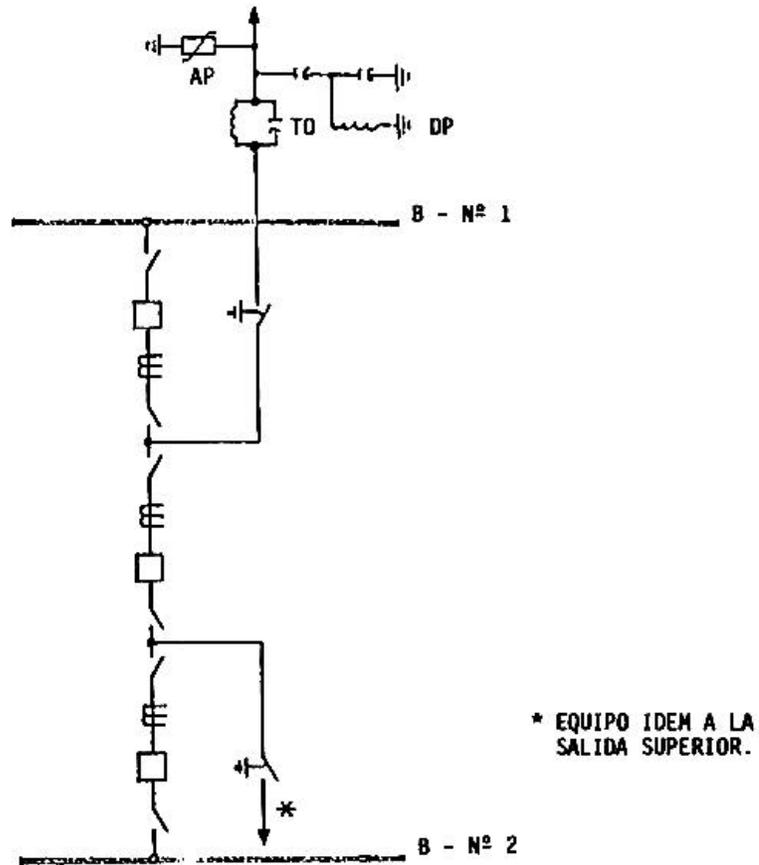


Figura 2.5 Interruptor y medio B1 y B2 (115 y 230 kV)

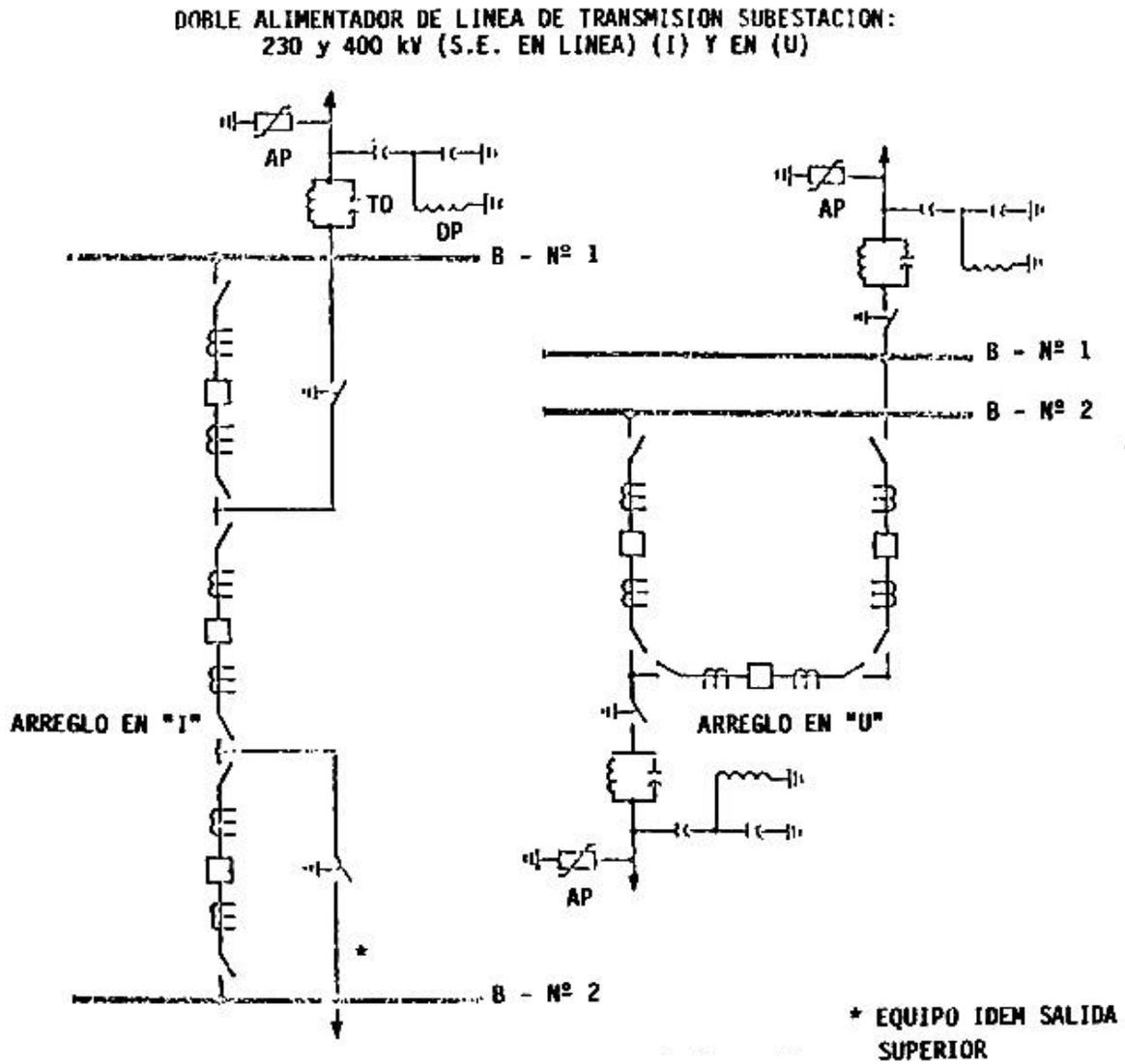


Figura 2.6 Interruptor y medio B1 y B2 (230 y 400 kV)

AREA DE TRANSFORMACION SUBESTACION: 230 Y 115 kV (INT. Y MEDIO EN "1"

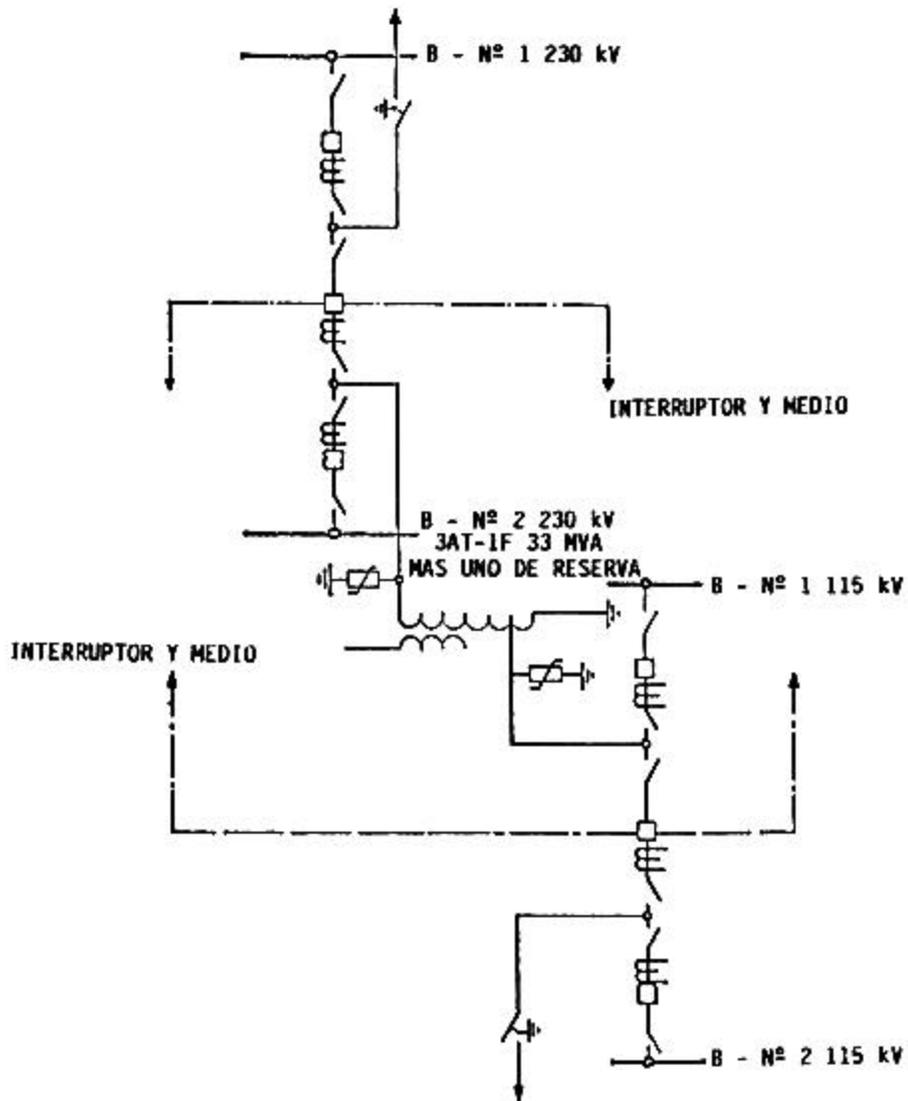


Figura 2.7 Interruptor y medio en I (230 y 115 kV)

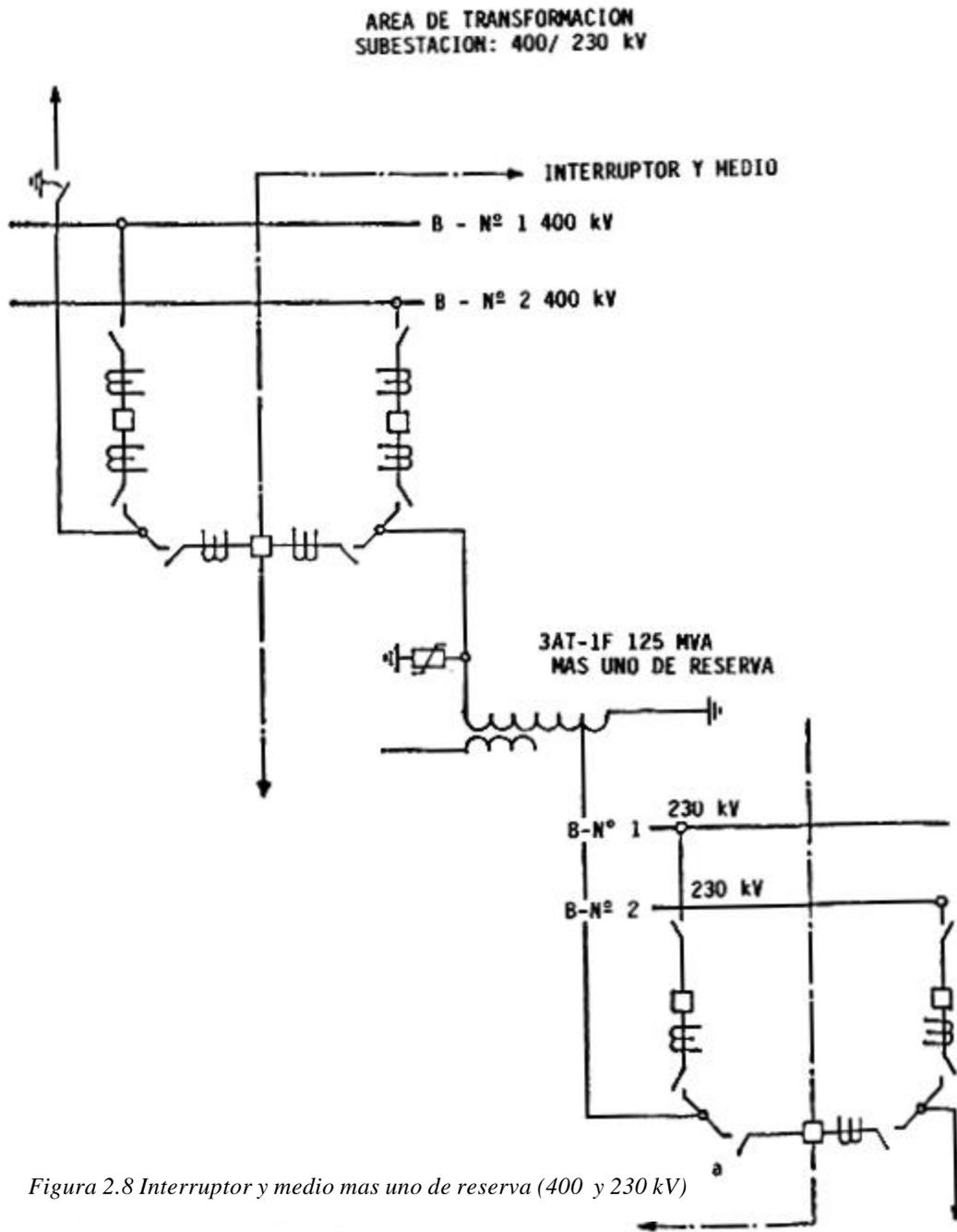


Figura 2.8 Interruptor y medio mas uno de reserva (400 y 230 kV)

3. Elementos constitutivos de una subestación eléctrica

Los principales elementos que componen una subestación eléctrica son:

- Transformadores de potencia
- Autotransformadores
- Interruptores de potencia
- Restauradores
- Cuchillas seccionadoras
- Cuchillas fusibles
- Condensadores y reactores
- Tableros eléctricos de protección, control y medición
- Equipos de comunicación
- Apartarrayos

La descripción de los equipos en cuanto a su funcionamiento, partes principales, clasificación y especificaciones generales, correrá a cargo de los alumnos.

4. Estudio de cortocircuito

4.1 Introducción

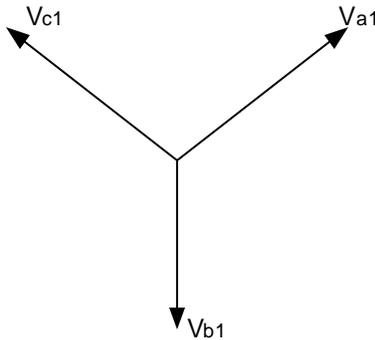
En esta sección se pretende proporcionar las bases matemáticas necesarias para el cálculo de valores de cortocircuito trifásico y de una fase a tierra, siendo éstas:

- Componentes simétricas y operador a como fundamentos para interpretar adecuadamente los circuitos equivalentes de secuencias positiva, negativa y cero.
- Cálculo de impedancias positiva, negativa y cero en líneas aéreas, en vista de este parámetro es siempre desconocido y se debe calcularlo a partir de las características físicas del conductor y su disposición respecto a otros.

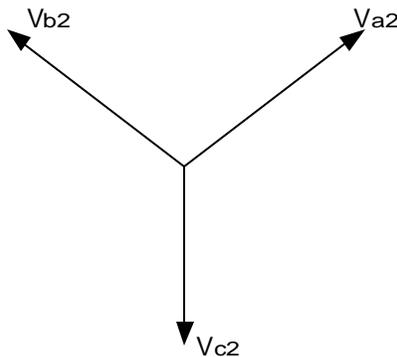
4.2 Componentes simétricas

El método de las componentes simétricas establece que un sistema trifásico desbalanceado pueda descomponerse en tres sistemas trifásicos balanceados llamados de secuencia y que son:

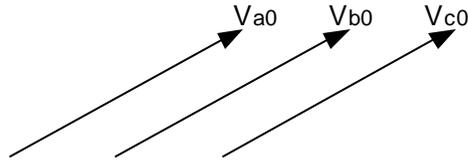
- a) Secuencia positiva. Tres vectores de la misma magnitud defasados 120° y con la misma secuencia de fases que el sistema original.



- b) Secuencia negativa. Tres vectores de la misma magnitud y defasados 120° con la secuencia invertida con respecto al sistema original.



c) Secuencia cero. Tres vectores de la misma magnitud sin defasamiento entre ellos.



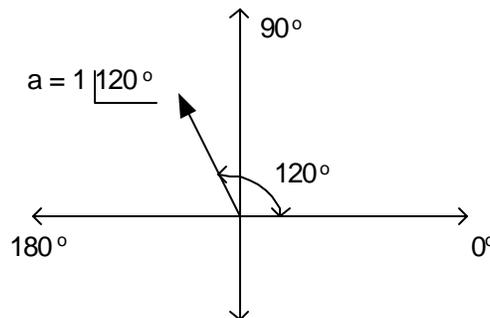
Aplicando estos conceptos al vector tensión de cada fase, éste será igual a la suma de sus tres componentes de secuencia.

En igual forma puede relacionar los vectores de corriente obteniendo ecuaciones similares.

Con objeto de simplificar el desarrollo de las fórmulas básicas que nos permitirán el análisis matemático para el cálculo, se presenta el operador a y tiene una función similar a la j .

4.3 Operador a

El operador a es un vector unitario y ángulo de 120° .



$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^3 = 1 + j0$$

La propiedad de uso más general se deduce efectuando la suma algebraica de $a + a^2 + 1 = 0$.

Si las relaciones de las componentes simétricas:

$$V_A = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_B = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2}$$

$$V_C = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}$$

Se aplica el operador a y tomando como base la fase A, tenemos:

$$\begin{aligned}V_A &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\V_B &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\V_C &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}\end{aligned}$$

En forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix}$$

Para poder despejar de aquí V_{a1} , V_{a2} y V_{a0} se debe de obtener su matriz inversa lo cual queda:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}$$

O bien

$$\begin{aligned}3V_{a0} &= V_A + V_B + V_C \\3V_{a1} &= V_A + aV_B + a^2V_C \\3V_{a2} &= V_A + a^2V_B + aV_C\end{aligned}$$

con lo cual se está en posibilidad de:

- Calcular las cantidades de fase, conocidas las componentes simétricas.
- Calcular las componentes simétricas en función de las cantidades de fase.

Las relaciones anteriores también son aplicables a corrientes y que dan:

$$\begin{aligned}3I_{a0} &= I_A + I_B + I_C \\3I_{a1} &= I_A + aI_B + a^2I_C \\3I_{a2} &= I_A + a^2I_B + aI_C\end{aligned}$$

Lo anterior es válido siempre y cuando se respeten estrictamente las reglas que limitan el uso de las componentes simétricas que son:

- Tensiones de secuencia positiva, negativa y cero, inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.
- Corrientes de determinada secuencia, sólo podrán producir tensiones de esa misma secuencia.
- Los elementos activos de la red sólo generarán tensiones de secuencia positiva. Lo anterior es obvio; para que una máquina genere tensiones de secuencia negativa, tendría que girar en sentido contrario. Sería así mismo imposible que V_A , V_B y V_C fueran iguales y el mismo ángulo de fase como las cantidades de secuencia cero.
- Las tensiones de secuencia negativa y cero se consideran generados en el punto de falla; disminuyen en magnitud tan pronto nos alejamos de ese punto.

- e) La tensión de secuencia positiva es cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.
- f) Como las corrientes de secuencia cero están en fase y son de la misma magnitud, necesitan el neutro (4º conductor), conectado a tierra para poder circular.

De las reglas anteriores, se puede definir tres mallas de secuencia de la fuente al punto de falla, como se puede ver en la figura (4.1).

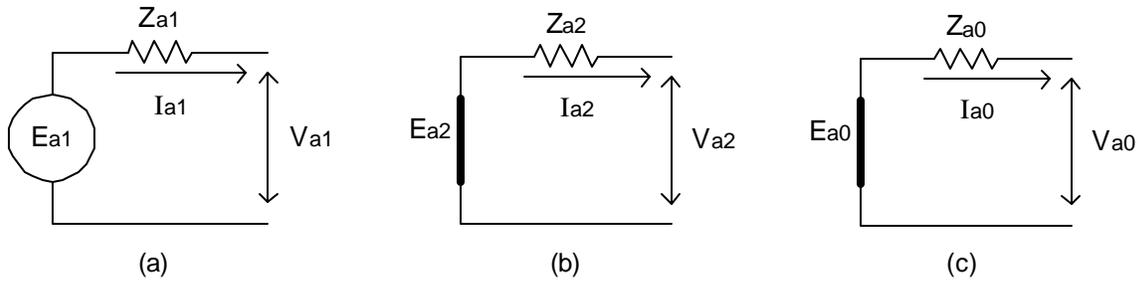


Figura 4.1 Diagramas de secuencia. (a) Secuencia positiva; (b) Secuencia negativa; (c) Secuencia cero

De donde se verifican las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 V_{a1} &= E_{a1} - I_{a1}Z_{a1}; & E_{a1} &= \text{tensión de sec(+)} \text{ fase A.} \\
 V_{a2} &= E_{a2} - I_{a2}Z_{a2}; & E_{a2} &= 0 \\
 V_{a0} &= E_{a0} - I_{a0}Z_{a0}; & E_{a0} &= 0
 \end{aligned}$$

Siendo la impedancia un elemento pasivo para el análisis simplificado, se puede decir que las de secuencia positiva y negativa serán las mismas, es decir, $Z_1 = Z_2$. No así la de secuencia cero donde interviene la resistividad del terreno para su obtención.

Aplicando los conceptos anteriores, se verá el comportamiento de un generador ante una falla trifásica y monofásica a tierra.

4.4 Falla trifásica

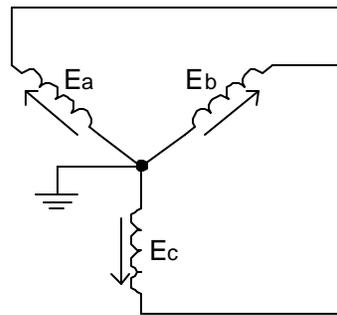


Figura 4.2 Circuito de un generador conectado en estrella con una falla tipo trifásico.

Secuencia positiva

$$3I_{a1} = I_A + aI_B + a^2I_C$$

Tomando como referencia la fase A y aplicando el operador a se tiene:

$$3I_{a1} = I_A + a(a^2I_A) + a^2(aI_A)$$

$$a^3 = 1 + j0$$

$$3I_{a1} = I_A + I_A + I_A$$

$$I_{a1} = I_A$$

Secuencia negativa

$$3I_{a2} = I_A + a^2I_B + aI_C$$

$$3I_{a2} = I_A + a^2(a^2I_A) + a(aI_A)$$

$$a^4 = a$$

$$3I_{a2} = I_A + aI_A + a^2I_A$$

Como $a + a^2 + 1 = 0$ entonces:

$$3I_{a2} = 0$$

Secuencia cero

$$3I_{a0} = I_A + I_B + I_C$$

$$3I_{a0} = I_A + a^2I_A + aI_A$$

$$3I_{a0} = 0$$

Por lo tanto, en condiciones trifásicas balanceadas, sólo existe secuencia positiva y la red equivalente será:

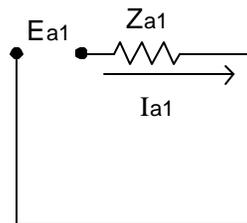


Figura 4.3 Circuito equivalente de un generador con falla trifásica.

La ecuación para calcular la corriente de cortocircuito trifásica simétrica es:

$$I_{a1} = I_{CC3q} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1}} \quad (4.1)$$

4.5 Falla de fase a tierra

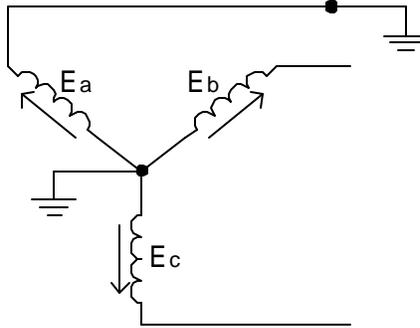


Figura 4.4 Circuito de un generador conectado en estrella con una falla tipo monofásico.

De acuerdo al circuito se tiene:

$$V_A = 0, \quad I_B = 0, \quad I_C = 0$$

Por lo que tendremos:

$$I_B = 0 = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_C = 0 = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}$$

Restando ambas corrientes:

$$I_B - I_C = 0 = 0 + I_{a1}(a^2 - a) + I_{a2}(a - a^2)$$

$$0 = I_{a1}(a^2 - a) - I_{a2}(a^2 - a)$$

$$I_{a1} = I_{a2}$$

Por lo tanto, se tienen las dos componentes de secuencia positiva y negativa y éstas son iguales.

Según lo establecido:

$$I_B = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_{a1} = I_{a2}$$

$$I_B = 0 = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a1}$$

$$0 = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a1} + I_{a1} - I_{a1}$$

$$0 = I_{a0} + I_{a1} (a^2 + a + 1) - I_{a1}$$

$$0 = I_{a0} - I_{a1}$$

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

Por lo tanto, en condiciones de falla de fase a tierra existen las tres componentes de secuencia positiva, negativa y cero y éstas son iguales.

Para cumplir esta condición, las redes deberán conectarse en serie:

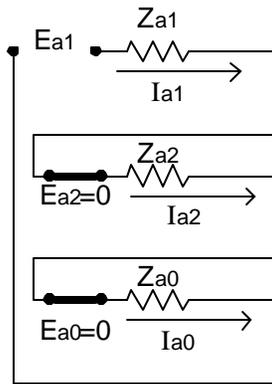


Figura 4.5 Circuito equivalente de un generador con falla monofásica.

Para calcular la corriente de cortocircuito monofásica simétrica, se resuelve el circuito de la figura (4.5).

$$I_A = I_{CC1F} = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3 I_{a1}$$

$$V_{a1} = E_{a1} - I_{a1} Z_{a1}; V_{a2} = - I_{a2} Z_{a2}; V_{a0} = - I_{a0} Z_{a0}$$

$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0$ en el punto de falla de donde:

$$E_{a1} - I_{a1} Z_{a1} - I_{a2} Z_{a2} - I_{a0} Z_{a0} = 0$$

$$E_{a1} = I_{a1} (Z_{a1} + Z_{a2} + Z_{a0})$$

Si $Z_{a1} = Z_{a2}$

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0}}$$

$$I_A = \frac{3E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0}} \tag{4.2}$$

En los circuitos de distribución se agrega una resistencia de falla a tierra y dado que las tres corrientes de secuencia pasan a través de ésta, la expresión queda:

$$I_{CC1q} = \frac{3E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0} + R_f} \tag{4.3}$$

4.6 Cálculo de impedancias de secuencia en líneas aéreas

La impedancia de una línea depende además de las características físicas del conductor, de la disposición con respecto a los otros conductores del sistema trifásico para la secuencia positiva y negativa (que tiene el mismo valor) y de las propiedades del terreno, el número de hilos de guarda, características físicas de los mismos y su disposición respecto a los conductores del sistema trifásico para la secuencia cero.

La fórmula básica para el cálculo de la impedancia de secuencia positiva es:

$$Z_1 = Z_2 = r_a + j(X_a + X_d) \quad (4.4)$$

Donde:

r_a = resistencia propia del conductor (valor en tablas) en [Ω /milla].

X_a = reactancia inductiva propia del conductor (valor en tablas) en [Ω /milla].

X_d = reactancia inductiva mutua entre conductores de fase (valor en tablas a partir de la distancia media geométrica entre conductores) en [Ω /milla].

La fórmula básica para el cálculo de la impedancia de secuencia cero es:

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{(Z_{0ag})^2}{Z_{0g}} \quad (4.5)$$

Impedancia de secuencia cero propia del conductor de fase Z_{0a}

Se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Z_{0a} = r_a + r_e + j(X_a + X_e - 2X_d) \quad (4.6)$$

Donde:

r_e = resistencia de secuencia cero en función de la frecuencia en [Ω /milla] y se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$r_e = 0.004764 f \quad (4.7)$$

f = frecuencia en [Hz].

X_e = reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y la frecuencia en [Ω /milla] y se puede calcular a partir de la siguiente expresión.

$$X_e = 0.006985 f \log_{10} 4 665 600 r / f \quad (4.8)$$

r = resistividad del terreno en [Ω m].

Impedancia de secuencia cero propio del hilo de guarda Z_{og}

Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$Z_{og} = \frac{3}{n}r_{ag} + r_e + j \left(X_e + \frac{3X_{ag}}{n} - \frac{3(n-1)X_{dg}}{n} \right) \quad (4.9)$$

donde:

r_{ag} = resistencia propia del hilo de guarda (valor en tablas) en [Ω /milla].

X_{ag} = reactancia inductiva propia del hilo de guarda (valor en tablas) en [Ω /milla].

X_{dg} = reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda en [Ω /milla].

En caso que no se tengan hilos de guarda $Z_{og} = 0$.

Impedancia mutua de secuencia cero conductor de fase – hilo de guarda Z_{oag}

Se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Z_{oag} = r_e + j (X_e - 3X_d^*) \quad (4.10)$$

Donde:

X_d^* = reactancia inductiva mutua entre los conductores de fase y los hilos de guarda en [Ω /milla].

Si no existen hilos de guarda, el valor de la impedancia de secuencia cero será:

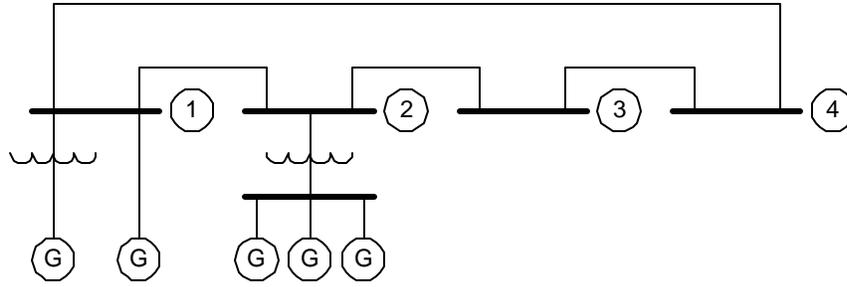
$$Z_0 = Z_{0a}$$

4.7 Redes de secuencia.

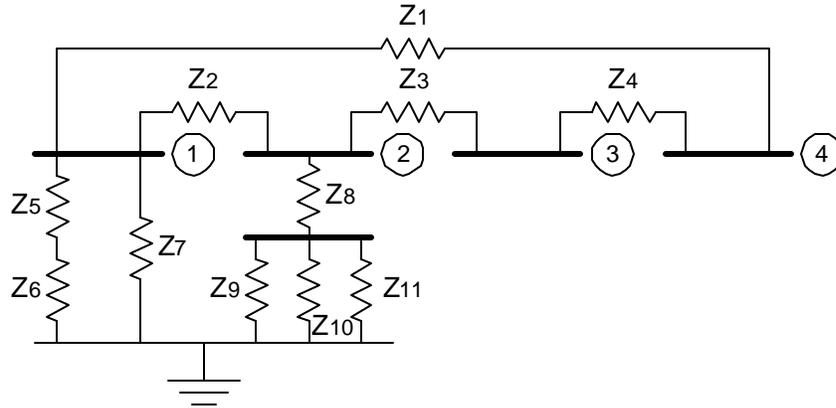
Teorema de Thevenin: Para un par de terminales, una red activa lineal se puede sustituir por una fuente generadora de tensión y una impedancia en serie con dicha fuente.

Teorema de Norton: Para un par de terminales, una red activa lineal se puede sustituir por una fuente generadora de corriente y una impedancia en paralelo.

Aplicando estos teoremas al siguiente diagrama unifilar, cada uno de los elementos pasivos quedarían sustituidos por sus impedancias correspondientes, todas las fuentes generadoras de tensión desaparecen y en su lugar se colocan las impedancias propias o internas.



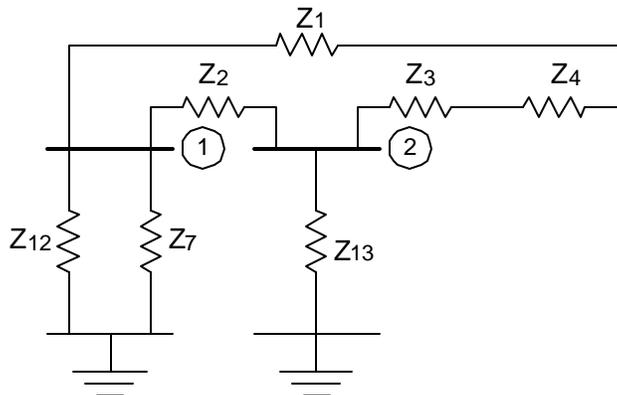
Se sustituye por:



Si queremos conocer el comportamiento de la red para un cortocircuito en el nodo 1, se dibuja una red equivalente y mediante aritmética simple, transformación serie, paralelo, delta y estrella, se determina el valor de la impedancia de Thevenin en dicho nodo.

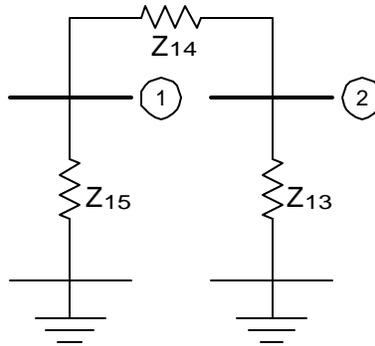
La transformación sería de la siguiente manera:

- Primera reducción.
 - a) Z_1, Z_4, Z_3 los nodos 3 y 4 se unen a 2
 - b) $Z_{12} = Z_5 + Z_6$
 - c) $Z_{13} = (Z_9 \parallel Z_{10} \parallel Z_{11}) + Z_8$



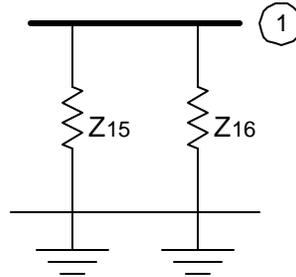
- Segunda reducción

- a) $Z_{14} = (Z_1 + Z_3 + Z_4) \parallel Z_2$
- b) $Z_{15} = Z_{12} \parallel Z_7$



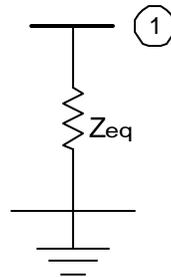
- Tercera reducción

$$Z_{16} = Z_{13} + Z_{14}$$



- Cuarta reducción

$$Z_{eq} = Z_{15} \parallel Z_{16}$$



Los valores de las impedancias en secuencia positiva y cero son diferentes, en igual forma el circuito equivalente de un transformador trifásico. Las impedancias de dichas secuencias se determinan a partir de sus circuitos equivalentes de secuencia que depende de sus conexiones internas. Estos diagramas equivalentes se muestran en el apéndice de este capítulo.

4.8 Cálculo de fallas

De acuerdo con los criterios tradicionales para el cálculo de cortocircuitos, se utilizan las siguientes simplificaciones:

- El flujo de corriente en la red previa a la falla es cero, es decir, todas las tensiones de generación son iguales en magnitud y ángulo.
- Con excepción de las fuentes, se desprecian todos los “shunts” (reactores y capacitores), admitancias en paralelo de las líneas (efecto capacitivo de la línea) y cargas propias de la red.
- Todos los transformadores se suponen en su tap nominal.
- Las líneas de transmisión se suponen continuamente transpuestas por lo que se consideran balanceadas y sin acoplamientos mutuos con otras líneas, excepto en secuencia cero.
- Se supone una disponibilidad del 100% en el equipo.

4.9 Ejemplos

1.- Determine las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en [pu/km] de una línea de transmisión trifásica que opera a una tensión de 115 kV, 60 Hz. La línea va en una estructura tipo H con conductores de 336.6 MCM ACSR (26/7) y dos hilos de guarda AGAR 5/16” de diámetro. Considere una potencia base de 100 MVA.

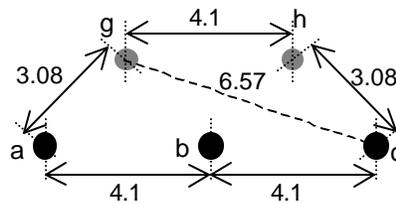


Figura 4.6 Arreglo de un sistema trifásico del problema del ejemplo 1. Las dimensiones están en metros

a) Impedancia de secuencia positiva y negativa

$$Z_1 = Z_2 = r_a + j(X_a + X_d)$$

De tablas mostradas en este anexo se tiene:

$$r_a = 0.3006 \Omega/\text{milla para } 50^\circ\text{C}$$

$$X_a = 0.451 \Omega/\text{milla para } 60 \text{ Hz.}$$

Para X_d es necesario determinar la Distancia Media Geométrica DMG :

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab}d_{bc}d_{ca}} = \sqrt[3]{(4.1)(4.1)(8.2)} = 5.166 \text{ m} = 16.95 \text{ ft}$$

Por tablas se toma la X_d a partir del espaciamiento de 16.95 ft. Por lo tanto se tiene un valor de:

$$X_d = 0.3434 \Omega/\text{milla}$$

Sustituyendo en la ecuación se tiene:

$$Z_1 = Z_2 = 0.3006 + j(0.451 + 0.3434) = 0.3006 + j 0.7944 \Omega/\text{milla}$$

$$Z_1 = Z_2 = \mathbf{0.8494 \angle 69.27^\circ W/milla = 0.5279 \angle 69.27^\circ W/km}$$

b) *Impedancia de secuencia cero*

b1) Impedancia de secuencia cero propio del conductor

$$Z_{0a} = r_a + r_e + j(X_a + X_e - 2X_d)$$

Para obtener r_e y X_e se considera una frecuencia de 60 Hz y una resistividad del terreno típico de $100 \Omega \text{ m}$.

$$r_e = 0.004764 (60) = 0.286 \Omega/\text{milla}$$

$$X_e = 0.006985 (60) \log_{10} (4 \ 665 \ 600 \times 100 / 60) = 2.888 \Omega/\text{milla}$$

Sustituyendo en la ecuación tenemos:

$$Z_{0a} = 0.3006 + 0.286 + j(0.451 + 2.888 - 2 \times 0.3434) = 0.5866 + j 2.6522 \Omega/\text{milla}$$

$$Z_{0a} = \mathbf{2.716 \angle 77.53^\circ W/milla = 1.688 \angle 77.53^\circ W/km}$$

b2) Impedancia de secuencia cero mutuo entre los conductores y los hilos de guarda.

$$Z_{0ag} = r_e + j(X_e - 3X_d^*)$$

Es necesario determinar la impedancia mutua entre los conductores y los hilos de guarda.

$$DMG^* = \sqrt[6]{d_{ga} d_{gb} d_{gc} d_{ha} d_{hb} d_{hc}} = \sqrt[6]{(3.08)(3.08)(6.57)(6.57)(3.08)(3.08)} = 3.965 \text{ m} = 13 \text{ ft}$$

De tablas tenemos:

$$X_d^* = 0.3112 \Omega/\text{milla}$$

Sustituyendo en la ecuación tenemos:

$$Z_{0ag} = 0.286 + j(2.888 - 3 \times 0.3112) = 0.286 + j 1.9544 \Omega/\text{milla}$$

$$Z_{0ag} = \mathbf{1.975 \angle 81.67^\circ W/milla = 1.228 \angle 81.67^\circ W/km}$$

b3) Impedancia propia de secuencia cero de los hilos de guarda

Para $n = 2$, la expresión queda de la forma:

$$Z_{og} = \frac{3}{2}r_{ag} + r_e + j\left(X_e + \frac{3X_{ag}}{2} - \frac{3X_{dg}}{2}\right)$$

Los valores propios de los hilos de guarda son:

$$r_{ag} = 7.9 \Omega/\text{milla}$$

$$X_{ag} = 1.05 \Omega/\text{milla}$$

Para calcular la impedancia mutua entre hilos de guarda, se toma como DMG la separación entre hilos. Por lo tanto tenemos:

$$\text{Separación entre hilos} = 4.1 \text{ m} = 13.45 \text{ ft}$$

Para esta separación en tablas tenemos $X_{dg} = 0.3153 \Omega/\text{milla}$

Sustituyendo en la expresión anterior tenemos:

$$Z_{og} = \frac{3}{2}(7.9) + 0.286 + j\left(2.888 + \frac{3(1.05)}{2} - \frac{3(0.3153)}{2}\right) = 12.136 + j3.99 \Omega/\text{milla}$$

$$Z_{0g} = 12.775 \angle 18.2^\circ \text{ W/milla} = 7.9398 \angle 18.2^\circ \text{ W/km}$$

Por lo tanto, la impedancia de secuencia cero total es:

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{(Z_{0ag})^2}{Z_{0g}} = 1.688 \angle 77.53^\circ - \frac{(1.2276 \angle 81.67^\circ)^2}{7.9398 \angle 18.2^\circ} = 0.5202 + j1.5396 \Omega/\text{km}$$

$$Z_0 = 1.6251 \angle 71.33^\circ \text{ W/km}$$

Para pasar los valores de las impedancias en [pu/km], es necesario calcular una impedancia base:

$$Z_{Base} = \frac{(V_{Base})^2}{S_{Base}} = \frac{(115 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 132.25 \Omega$$

Por lo tanto:

$$Z_{1PU} = \frac{Z_1}{Z_{Base}} = \frac{0.5279 \angle 69.27^\circ}{132.25} = 0.004 \angle 69.27^\circ \text{ pu/km}$$

$$Z_{0PU} = \frac{Z_0}{Z_{Base}} = \frac{1.6251 \angle 71.33^\circ}{132.25} = 0.01229 \angle 71.33^\circ \text{ pu/km}$$

2.- Calcule las corrientes de cortocircuito simétricas trifásica y monofásica de la siguiente red en el nodo 6.

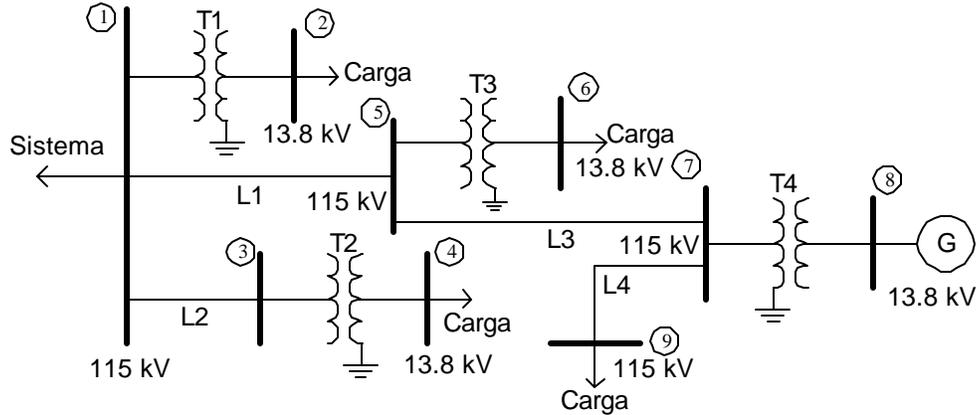


Figura 4.7. Red del ejemplo 2

Datos:

	Líneas [Wfase]	Transformadores	Generadores		Líneas [Wfase]	Transformadores
1	10 + j 60	50 MVA Δ/Y aterrizada 115/13.8 kV Z=9.15% X/R = 30	50 MVA X _d ''=10% X ₀ = 8.05% X/R=30	3	4 + j 60	45 MVA Δ/Y aterrizada 115/13.8 kV Z=11.39% X/R = 30
2	5 + j 50	40 MVA Δ/Y aterrizada 115/13.8 kV Z=8.41% X/R = 30		4	7 + j 65	50 MVA Δ/Y aterrizada 13.8/115 kV Z=6.68% X/R = 20

Valores base: $S_{base} = 100 \text{ MVA}$ y $V_{base} = V \text{ nominales}$

Impedancias de secuencia vista desde el sistema en pu: $Z(+)=0.14 \angle 88^\circ$ y $Z(0)=0.183 \angle 88^\circ$

a) Cálculo de las impedancias de los elementos en pu.

- Líneas de transmisión.

Para calcular la impedancia de secuencia cero en las líneas de transmisión, suponer que $Z_0 = 3 Z_1$

$$Z_{Base} = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} = \frac{(115 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 132.25 \Omega$$

Secuencia positiva

$$Z_{L1} = \frac{10 + j60}{132.25} = 0.46 \angle 80.5^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{L2} = \frac{5 + j50}{132.25} = 0.38 \angle 84.3^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{L3} = \frac{4 + j60}{132.25} = 0.45 \angle 86.2^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{L4} = \frac{7 + j65}{132.25} = 0.49 \angle 83.9^\circ \text{ pu}$$

Secuencia cero

$$Z_{L10} = 3(0.46 \angle 80.5^\circ) = 1.38 \angle 80.5^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{L20} = 3(0.38 \angle 84.3^\circ) = 1.14 \angle 84.3^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{L03} = 3(0.45 \angle 86.2^\circ) = 1.35 \angle 86.2^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{L40} = 3(0.49 \angle 83.9^\circ) = 1.47 \angle 83.9^\circ \text{ pu}$$

- Transformadores

Para el caso de transformadores, la impedancia de secuencia positiva es igual a la impedancia de secuencia cero.

$$Z_T = Z_{T0} = Z\% / 100 \angle \left(\tan^{-1} \frac{X}{R} \right) \frac{S_{Base}}{S_T}$$

$$Z_{T1} = Z_{T10} = 0.0915 \angle (\tan^{-1} 30) \frac{100}{50} = 0.183 \angle 88^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{T2} = Z_{T20} = 0.0841 \angle (\tan^{-1} 30) \frac{100}{40} = 0.210 \angle 88^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{T3} = Z_{T30} = 0.1139 \angle (\tan^{-1} 30) \frac{100}{45} = 0.253 \angle 88^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{T4} = Z_{T40} = 0.0668 \angle (\tan^{-1} 20) \frac{100}{50} = 0.134 \angle 87.1^\circ \text{ pu}$$

- Generadores

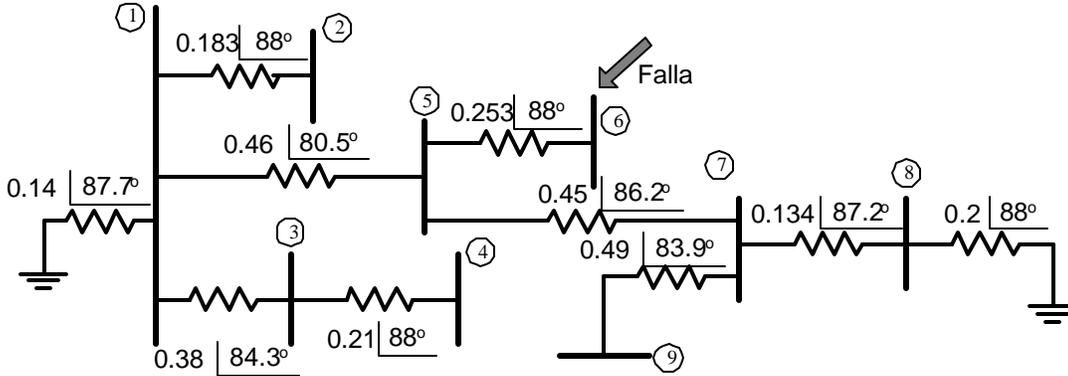
En el caso de los generadores, la impedancia de secuencia positiva será la reactancia subtransitoria del generador, así como la impedancia de secuencia cero será su respectiva reactancia de secuencia cero.

$$Z_G = \left(\frac{X\% / 100}{Cte} + jX\% / 100 \right) \frac{S_{Base}}{S_T}$$

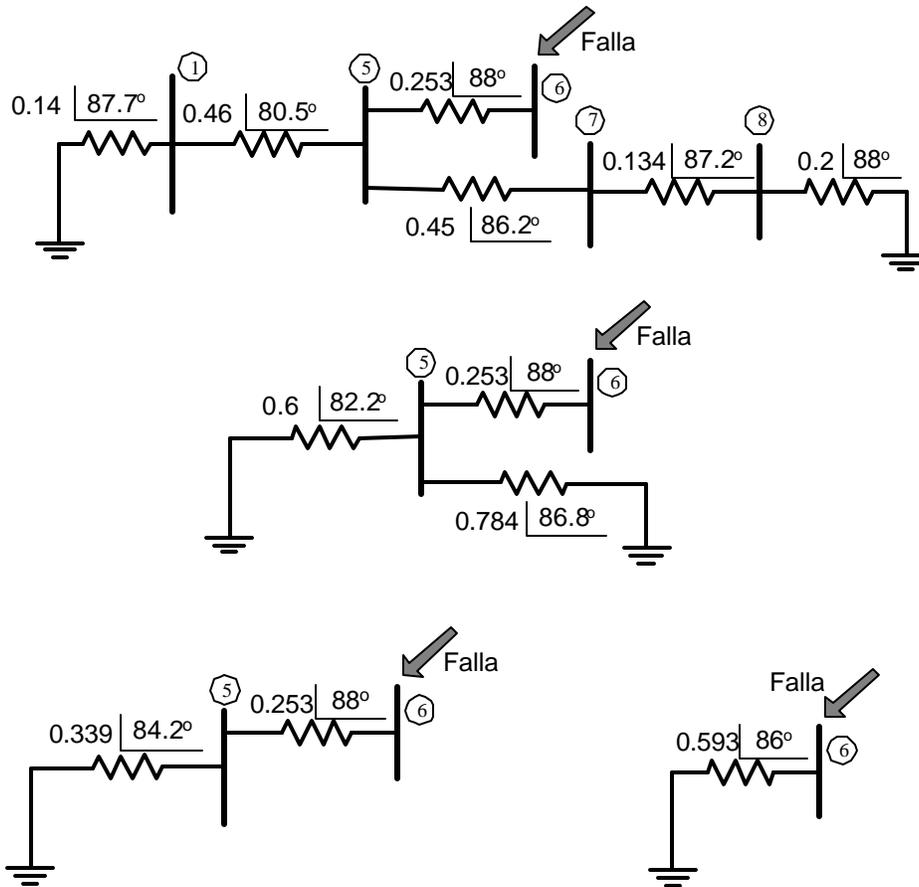
$$Z_{G1} = \left(\frac{0.1}{30} + j0.1 \right) \frac{100}{50} = 0.2 \angle 88^\circ \text{ pu}$$

$$Z_{G10} = \left(\frac{0.0805}{30} + j0.0805 \right) \frac{100}{50} = 0.161 \angle 88^\circ \text{ pu}$$

b) Diagrama de secuencia positiva



c) Reducción de la red de secuencia positiva



d) Cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica trifásica

$$I_{CC3q}^{PU} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1}} = \frac{1}{0.592} = 1.69 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3}V_{Base}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(13.8 \times 10^3)} = 4183.7 \text{ A}$$

$$I_{CC3q} = 1.69(4183.7) = 7070.4 \text{ A}$$

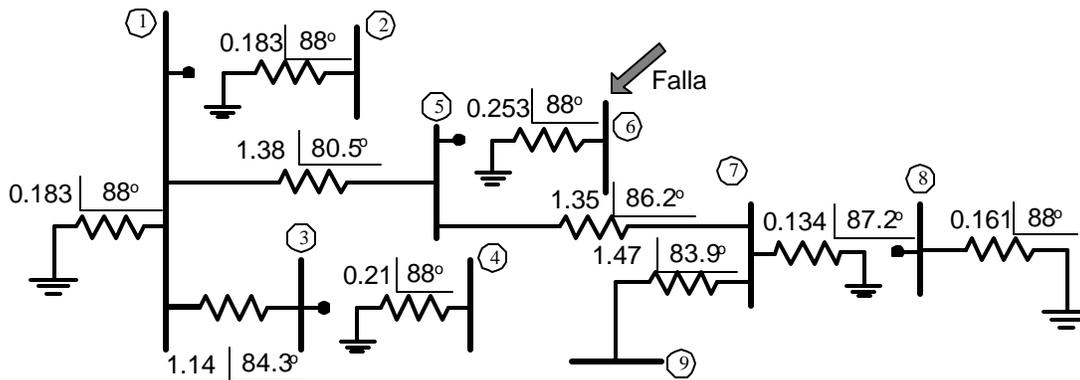
$$S_{CC3q} = I_{CC3q}^{PU} S_{Base} = 1.69(100) = 169 \text{ MVA}$$

Para calcular la corriente de cortocircuito asimétrica, se multiplica por un factor que va de 1.2 a 2.0. Un valor típico es de 1.8.

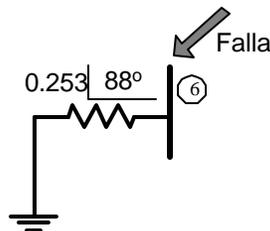
$$I_{CC3F} = 7.0704 \text{ kA (simétrica)}$$

$$I_{CC3F} = 7.0704(1.8) = 12.727 \text{ kA (asimétrica)}$$

e) Red de secuencia cero



f) Reducción de la red de secuencia cero



g) Cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica monofásica

$$I_{CC1q}^{PU} = \frac{3E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0}} = \frac{3(1)}{2(0.592) + 0.253} = 2.09 \text{ pu}$$

$$I_{CC1q} = 2.09(4183.7) = 8743.9 \text{ A}$$

$$S_{CC1q} = I_{CC1q}^{PU} S_{Base} = 2.09(100) = 209 \text{ MVA}$$

Por lo tanto, las corrientes de cortocircuito monofásica son:

$$I_{CC1F} = 8.7439 \text{ kA (simétrica)}$$

$$I_{CC1F} = 8.7439(1.8) = 15.739 \text{ kA (asimétrica)}$$

Tabla 4.2 Características de cables de cobre con 97.3% de conductividad eléctrica

—CHARACTERISTICS OF COPPER CONDUCTORS, HARD DRAWN, 97.3



Size of Conductor Circular Mils	A.W.G. or B. & S.	Number of Strands	Diameter of Individual Strands Inches	Outside Diameter Inches	Breaking Strength Pounds	Weight Pounds per Mile	Approx. Current Carrying Capacity* Amperes	Geometric Mean Radius at 60 Cycles Feet	R_a Resistance Ohms per Conductor per Mile						X_a Inductive Reactance Ohms per Conductor Per Mile At 1 Ft. Spacing			X'_c Shunt Capacitive Reactance Megohms per Conductor Per Mile At 1 Ft. Spacing					
									25°C. (77°F.)			50°C. (122°F.)			25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
									d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles									
3 000 000	...	37	0.1644	1.151	43 830	16 300	300	0.0368	0.05850	0.05940	0.06200	0.0634	0.06400	0.06480	0.06720	0.06850	0.16660	0.333	0.400	0.216	0.10810	0.0901	
900 000	...	37	0.15601	0.92	39 510	14 670	220	0.0349	0.06500	0.06580	0.06820	0.06950	0.07110	0.07180	0.07400	0.07520	0.16930	0.339	0.406	0.220	0.11000	0.0916	
800 000	...	37	0.14701	0.929	35 120	13 040	130	0.0329	0.07310	0.07390	0.07600	0.07720	0.08000	0.08070	0.08250	0.08370	0.17220	0.344	0.413	0.224	0.11210	0.0934	
750 000	...	37	0.14240	0.997	33 400	12 230	0.990	0.0319	0.07800	0.07870	0.08070	0.08180	0.08530	0.08590	0.08780	0.08880	0.17590	0.348	0.417	0.226	0.11320	0.0943	
700 000	...	37	0.13750	0.963	31 170	11 410	0.040	0.0308	0.08390	0.08420	0.08610	0.08710	0.09140	0.09200	0.09370	0.09470	0.17590	0.352	0.422	0.220	0.11450	0.0954	
600 000	...	37	0.12730	0.891	27 020	9 781	0.0285	0.0285	0.09730	0.09810	0.09970	0.10060	0.10660	0.10710	0.10860	0.10950	0.17990	0.350	0.432	0.235	0.11730	0.0977	
500 000	...	37	0.11620	0.814	22 510	8 151	0.0260	0.0260	0.11700	0.11750	0.11880	0.11960	0.12800	0.12830	0.12960	0.13030	0.18490	0.369	0.443	0.241	0.12050	0.1004	
500 000	...	19	0.16220	0.811	21 590	8 151	0.0256	0.0256	0.11700	0.11750	0.11880	0.11960	0.12800	0.12830	0.12960	0.13030	0.18530	0.371	0.445	0.241	0.12060	0.1005	
450 000	...	19	0.15390	0.770	19 750	7 336	0.0243	0.0243	0.13000	0.13040	0.13160	0.13230	0.14220	0.14260	0.14370	0.14430	0.18790	0.376	0.451	0.245	0.12240	0.1020	
400 000	...	19	0.14510	0.726	17 560	6 521	0.0239	0.0239	0.14620	0.14660	0.14770	0.14840	0.16000	0.16030	0.16130	0.16190	0.19090	0.382	0.458	0.249	0.12450	0.1038	
350 000	...	19	0.13570	0.679	15 590	5 706	0.0214	0.0214	0.16710	0.16750	0.16840	0.16900	0.18280	0.18310	0.18400	0.18440	0.19430	0.389	0.466	0.254	0.12690	0.1058	
350 000	...	12	0.17080	0.710	15 140	5 706	0.0223	0.0223	0.16710	0.16750	0.16840	0.16900	0.18280	0.18310	0.18400	0.18440	0.19180	0.384	0.460	0.251	0.12530	0.1044	
300 000	...	19	0.12570	0.629	13 510	4 891	0.01987	0.01987	0.19500	0.19530	0.19610	0.19660	0.213	0.214	0.214	0.215	0.19820	0.395	0.476	0.259	0.12960	0.1080	
300 000	...	12	0.15810	0.657	13 170	4 891	0.0208	0.0208	0.19500	0.19530	0.19610	0.19660	0.213	0.214	0.214	0.215	0.19570	0.392	0.470	0.256	0.12810	0.1068	
250 000	...	19	0.11470	0.574	11 360	4 076	0.01813	0.01813	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.203	0.406	0.487	0.266	0.13290	0.1108	
250 000	...	12	0.14430	0.600	11 130	4 076	0.01902	0.01902	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.200	0.401	0.481	0.263	0.13130	0.1094	
211 600 4/0	...	19	0.10550	0.528	9 617	3 450	0.01668	0.01668	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.207	0.414	0.497	0.272	0.13590	0.1132	
211 600 4/0	...	12	0.13280	0.552	9 483	3 450	0.01750	0.01750	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.205	0.409	0.491	0.269	0.13430	0.1119	
211 600 4/0	...	7	0.17390	0.522	9 154	3 450	0.01579	0.01579	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.210	0.420	0.503	0.273	0.13630	0.1136	
167 800 3/0	...	12	0.11830	0.492	7 536	2 736	0.01539	0.01539	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.210	0.421	0.505	0.277	0.13840	0.1153	
167 800 3/0	...	7	0.15480	0.464	7 366	2 736	0.01404	0.01404	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.216	0.431	0.518	0.281	0.14050	0.1171	
133 100 2/0	...	7	0.13790	0.414	5 926	2 170	0.01252	0.01252	0.440	0.440	0.440	0.440	0.481	0.481	0.481	0.481	0.222	0.443	0.532	0.289	0.14450	0.1205	
105 500 1/0	...	7	0.12280	0.368	4 752	1 720	0.01113	0.01113	0.555	0.555	0.555	0.555	0.606	0.607	0.607	0.607	0.227	0.455	0.546	0.296	0.14880	0.1240	
83 600 1	...	7	0.10930	0.328	3 804	1 364	0.00992	0.00992	0.699	0.699	0.699	0.699	0.765	0.765	0.765	0.765	0.233	0.467	0.560	0.306	0.15280	0.1274	
83 600 1	...	3	0.16700	0.360	3 620	1 351	0.01016	0.01016	0.692	0.692	0.692	0.692	0.757	0.757	0.757	0.757	0.232	0.464	0.557	0.299	0.14950	0.1246	
66 370 2	...	7	0.09740	0.292	3 045	1 082	0.00883	0.00883	0.881	0.882	0.882	0.882	0.964	0.964	0.964	0.964	0.239	0.478	0.574	0.314	0.15700	0.1308	
66 370 2	...	3	0.14870	0.320	2 913	1 071	0.00903	0.00903	0.873	0.873	0.873	0.873	0.955	0.955	0.955	0.955	0.238	0.476	0.571	0.307	0.15370	0.1281	
66 370 2	...	1	0.258	0.258	3 003	1 061	0.00836	0.00836	0.894	0.894	0.894	0.894	0.945	0.945	0.945	0.945	0.242	0.484	0.581	0.323	0.16140	0.1345	
52 630 3	...	7	0.08670	0.260	2 433	856	0.00787	0.00787	1.112	1.112	1.112	1.112	1.216	1.216	1.216	1.216	0.245	0.490	0.588	0.322	0.16110	0.1343	
52 630 3	...	3	0.13250	0.285	2 359	850	0.00805	0.00805	1.101	1.101	1.101	1.101	1.204	1.204	1.204	1.204	0.244	0.488	0.585	0.316	0.15780	0.1315	
52 630 3	...	1	0.229	0.229	2 439	841	0.00745	0.00745	1.090	1.090	1.090	1.090	1.192	1.192	1.192	1.192	0.248	0.496	0.595	0.331	0.16560	0.1380	
41 740 4	...	3	0.11800	0.234	1 879	674	0.00717	0.00717	1.388	1.388	1.388	1.388	1.518	1.518	1.518	1.518	0.250	0.499	0.599	0.334	0.16190	0.1349	
41 740 4	...	1	0.204	0.204	1 970	667	0.00623	0.00623	1.374	1.374	1.374	1.374	1.503	1.503	1.503	1.503	0.254	0.507	0.609	0.339	0.16670	0.1415	
33 100 5	...	3	0.16500	0.226	1 305	534	0.00638	0.00638	1.750	1.750	1.750	1.750	1.914	1.914	1.914	1.914	0.256	0.511	0.613	0.332	0.16010	0.1384	
33 100 5	...	1	0.1819	0.1819	1 591	529	0.00590	0.00590	1.733	1.733	1.733	1.733	1.895	1.895	1.895	1.895	0.260	0.519	0.623	0.348	0.17380	0.1449	
26 250 6	...	3	0.09350	0.201	1 205	424	0.00568	0.00568	2.21	2.21	2.21	2.21	2.41	2.41	2.41	2.41	0.262	0.523	0.628	0.341	0.17030	0.1419	
26 250 6	...	1	0.1620	0.1620	1 280	420	0.00526	0.00526	2.18	2.18	2.18	2.18	2.39	2.39	2.39	2.39	0.265	0.531	0.637	0.356	0.17790	0.1483	
20 820 7	...	1	0.1443	0.1443	1 030	333	0.00498	0.00498	2.75	2.75	2.75	2.75	3.01	3.01	3.01	3.01	0.271	0.542	0.651	0.364	0.18210	0.1517	
16 510 8	...	1	0.1285	0.1285	826	264	0.00417	0.00417	3.47	3.47	3.47	3.47	3.80	3.80	3.80	3.80	0.277	0.554	0.665	0.372	0.18620	0.1552	

* For conductor at 75°C., air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft./sec), frequency=60 cycles.

Tabla 4.3 Reactancia inductiva en función del factor de espaciamento en Wmilla.

-INDUCTIVE REACTANCE SPACING FACTOR (x_d) OHMS PER CONDUCTOR PER MILE

25 CYCLES												
SEPARATION												
INCHES												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-0.1256	-0.0906	-0.0701	-0.0555	-0.0443	-0.0350	-0.0273	-0.0205	-0.0145	-0.0092	-0.0044
1	0	0.0040	0.0078	0.0113	0.0145	0.0174	0.0205	0.0232	0.0258	0.0283	0.0306	0.0329
2	0.0350	0.0371	0.0391	0.0410	0.0428	0.0444	0.0458	0.0470	0.0480	0.0489	0.0497	0.0504
3	0.0530	0.0549	0.0563	0.0576	0.0588	0.0599	0.0609	0.0618	0.0625	0.0631	0.0637	0.0642
4	0.0701	0.0711	0.0722	0.0732	0.0741	0.0751	0.0760	0.0770	0.0779	0.0788	0.0797	0.0805
5	0.0874	0.0882	0.0890	0.0898	0.0906	0.0914	0.0922	0.0930	0.0937	0.0944	0.0951	0.0958
6	0.0994	0.0998	0.0999	0.1002	0.1007	0.1013	0.1019	0.1024	0.1030	0.1035	0.1041	0.1046
7	0.0994	0.0999	0.0999	0.1002	0.1007	0.1013	0.1019	0.1024	0.1030	0.1035	0.1041	0.1046
8	0.1051											
9	0.1111											
10	0.1184											
11	0.1212											
12	0.1256											
13	0.1297											
14	0.1334											
15	0.1369											
16	0.1402											
17	0.1432											
18	0.1461											
19	0.1489											
20	0.1515											
21	0.1539											
22	0.1563											
23	0.1585											
24	0.1607											
25	0.1627											
26	0.1647											
27	0.1666											
28	0.1685											
29	0.1702											
30	0.1720											
31	0.1736											
32	0.1752											
33	0.1768											
34	0.1783											
35	0.1798											
36	0.1812											
37	0.1826											
38	0.1839											
39	0.1852											
40	0.1865											
41	0.1878											
42	0.1890											
43	0.1902											
44	0.1913											
45	0.1925											
46	0.1936											
47	0.1947											
48	0.1957											
49	0.1968											

60 CYCLES												
SEPARATION												
INCHES												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-0.2513	-0.1812	-0.1402	-0.1111	-0.0885	-0.0701	-0.0545	-0.0410	-0.0291	-0.0194	-0.0088
1	0	0.0081	0.0156	0.0228	0.0291	0.0352	0.0410	0.0465	0.0517	0.0566	0.0613	0.0658
2	0.0701	0.0742	0.0782	0.0820	0.0857	0.0892	0.0927	0.0960	0.0992	0.1023	0.1053	0.1082
3	0.1111	0.1139	0.1166	0.1192	0.1217	0.1242	0.1267	0.1291	0.1314	0.1337	0.1359	0.1380
4	0.1402	0.1423	0.1443	0.1463	0.1483	0.1502	0.1521	0.1539	0.1558	0.1576	0.1593	0.1610
5	0.1627	0.1644	0.1661	0.1677	0.1693	0.1708	0.1724	0.1739	0.1754	0.1769	0.1783	0.1798
6	0.1812	0.1826	0.1839	0.1853	0.1866	0.1880	0.1893	0.1906	0.1918	0.1931	0.1943	0.1956
7	0.1968	0.1980	0.1991	0.2003	0.2016	0.2028	0.2037	0.2049	0.2060	0.2071	0.2081	0.2092
8	0.2103											
9	0.2222											
10	0.2328											
11	0.2425											
12	0.2513											
13	0.2594											
14	0.2669											
15	0.2738											
16	0.2804											
17	0.2865											
18	0.2923											
19	0.2977											
20	0.3029											
21	0.3079											
22	0.3126											
23	0.3170											
24	0.3214											
25	0.3255											
26	0.3294											
27	0.3333											
28	0.3369											
29	0.3405											
30	0.3439											
31	0.3472											
32	0.3504											
33	0.3536											
34	0.3566											
35	0.3595											
36	0.3624											
37	0.3651											
38	0.3678											
39	0.3704											
40	0.3730											
41	0.3755											
42	0.3778											
43	0.3803											
44	0.3826											
45	0.3849											
46	0.3871											
47	0.3893											
48	0.3914											
49	0.3935											

60 CYCLES												
SEPARATION												
INCHES												
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-0.3915	-0.2174	-0.1682	-0.1333	-0.1062	-0.0841	-0.0654	-0.0492	-0.0349	-0.0221	-0.0106
1	0	0.0097	0.0187	0.0271	0.0349	0.0423	0.0492	0.0558	0.0620	0.0679	0.0735	0.0789
2	0.0841	0.0891	0.0938	0.0984	0.1028	0.1071	0.1112	0.1152	0.1190	0.1227	0.1264	0.1299
3	0.1333	0.1366	0.1399	0.1430	0.1461	0.1491	0.1520	0.1549	0.1577	0.1604	0.1631	0.1657
4	0.1682	0.1707	0.1732	0.1756	0.1779	0.1802	0.1825	0.1847	0.1869	0.1891	0.1912	0.1933
5	0.1953	0.1973	0.1993	0.2012	0.2031	0.2050	0.2069	0.2087	0.2105	0.2123	0.2140	0.2157
6	0.2174	0.2191	0.2207	0.2224	0.2240	0.2256	0.2271	0.2287	0.2302	0.2317	0.2332	0.2347
7	0.2361	0.2376	0.2390	0.2404	0.2418	0.2431	0.2445	0.2458	0.2472	0.2485	0.2498	0.2511
8	0.2521											
9	0.2664											
10	0.2794											
11	0.2916											
12	0.3031											
13	0.3142											
14	0.3249											
15	0.3354											
16	0.3456											
17	0.3556											
18	0.3652											
19	0.3745											
20	0.3835											
21	0.3921											
22	0.4004											
23	0.4083											
24	0.4159											
25	0.4232											
26	0.4302											
27	0.4369											
28	0.4433											
29	0.4494											
30	0.4552											
31	0.4607											
32	0.4659											
33	0.4709											
34	0.4756											
35	0.4801											
36	0.4844											
37	0.4885											
38	0.4924											
39	0.4961											
40	0.5000											
41	0.5036											
42	0.5071											
43	0.5104											
44	0.5136											
45	0.5167											
46	0.5196				</							

Tabla 4.4 Reactancia capacitiva en función del factor de espaciamento en MW/milla

-SHUNT CAPACITIVE REACTANCE SPACING FACTOR (x_d') MEGOHMS PER CONDUCTOR PER MILE

25 CYCLES

Feet		SEPARATION											
		INCHES											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0.0404	0.0523	0.0551	0.0577	0.0603	0.0628	0.0652	0.0676	0.0698	0.0720	0.0742	0.0762	0.0782
2	0.0782	0.0802	0.0821	0.0839	0.0857	0.0875	0.0892	0.0909	0.0925	0.0941	0.0957	0.0972	0.0987
3	0.0987	0.1002	0.1016	0.1030	0.1044	0.1058	0.1071	0.1084	0.1097	0.1109	0.1122	0.1134	0.1146
4	0.1146	0.1158	0.1169	0.1181	0.1192	0.1203	0.1214	0.1225	0.1235	0.1246	0.1256	0.1266	0.1276
5	0.1276	0.1286	0.1295	0.1305	0.1314	0.1324	0.1333	0.1342	0.1351	0.1360	0.1368	0.1377	0.1386
6	0.1386	0.1394	0.1402	0.1411	0.1419	0.1427	0.1435	0.1443	0.1450	0.1458	0.1466	0.1473	0.1481
7	0.1481												
8	0.1505												
9	0.1640												
10	0.1707												
11	0.1769												
12	0.1826												
13	0.1879												
14	0.1928												
15	0.1974												
16	0.2017												
17	0.2058												
18	0.2097												
19	0.2133												
20	0.2168												
21	0.2201												
22	0.2233												
23	0.2263												
24	0.2292												
25	0.2320												
26	0.2347												
27	0.2373												
28	0.2398												
29	0.2422												
30	0.2445												
31	0.2468												
32	0.2490												
33	0.2511												
34	0.2532												
35	0.2552												
36	0.2571												
37	0.2590												
38	0.2609												
39	0.2627												
40	0.2644												
41	0.2661												
42	0.2678												
43	0.2695												
44	0.2711												
45	0.2726												
46	0.2742												
47	0.2750												
48	0.2771												
49	0.2771												

50 CYCLES

Feet		SEPARATION											
		Inches											
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0.0057	0.0110	0.0159	0.0205	0.0248	0.0289	0.0327	0.0364	0.0398	0.0432	0.0463	0.0493	0.0522
2	0.0248	0.0323	0.0381	0.0433	0.0480	0.0522	0.0560	0.0596	0.0630	0.0662	0.0693	0.0723	0.0752
3	0.0433	0.0523	0.0591	0.0653	0.0710	0.0763	0.0812	0.0858	0.0901	0.0941	0.0979	0.1016	0.1052
4	0.0591	0.0692	0.0779	0.0861	0.0938	0.1011	0.1080	0.1146	0.1209	0.1269	0.1326	0.1381	0.1434
5	0.0710	0.0821	0.0918	0.1010	0.1097	0.1180	0.1259	0.1334	0.1405	0.1473	0.1538	0.1601	0.1662
6	0.0812	0.0933	0.1030	0.1122	0.1209	0.1292	0.1371	0.1446	0.1518	0.1587	0.1654	0.1719	0.1782
7	0.0907	0.1038	0.1145	0.1247	0.1344	0.1437	0.1526	0.1611	0.1692	0.1770	0.1845	0.1918	0.1989
8	0.1005	0.1146	0.1263	0.1375	0.1482	0.1585	0.1684	0.1779	0.1870	0.1958	0.2043	0.2125	0.2205
9	0.1105	0.1256	0.1383	0.1505	0.1622	0.1735	0.1844	0.1949	0.2050	0.2148	0.2243	0.2335	0.2425
10	0.1207	0.1368	0.1505	0.1637	0.1764	0.1887	0.2006	0.2121	0.2232	0.2339	0.2443	0.2544	0.2642
11	0.1311	0.1482	0.1629	0.1771	0.1908	0.2041	0.2170	0.2295	0.2416	0.2533	0.2647	0.2758	0.2866
12	0.1417	0.1598	0.1755	0.1907	0.2054	0.2197	0.2336	0.2471	0.2602	0.2729	0.2853	0.2974	0.3092
13	0.1525	0.1716	0.1883	0.2045	0.2202	0.2355	0.2504	0.2649	0.2790	0.2927	0.3061	0.3192	0.3320
14	0.1635	0.1836	0.2013	0.2185	0.2352	0.2515	0.2674	0.2829	0.2980	0.3127	0.3270	0.3409	0.3545
15	0.1747	0.1958	0.2145	0.2327	0.2504	0.2677	0.2846	0.3011	0.3172	0.3329	0.3482	0.3631	0.3777
16	0.1861	0.2082	0.2279	0.2471	0.2658	0.2841	0.3020	0.3195	0.3366	0.3533	0.3696	0.3855	0.4011
17	0.1977	0.2208	0.2415	0.2617	0.2814	0.2997	0.3176	0.3351	0.3522	0.3689	0.3852	0.4011	0.4167
18	0.2095	0.2336	0.2553	0.2755	0.2952	0.3135	0.3314	0.3489	0.3660	0.3827	0.3990	0.4149	0.4305
19	0.2215	0.2466	0.2693	0.2895	0.3092	0.3275	0.3454	0.3629	0.3800	0.3967	0.4130	0.4289	0.4445
20	0.2337	0.2598	0.2835	0.3037	0.3234	0.3417	0.3596	0.3771	0.3942	0.4109	0.4272	0.4431	0.4587
21	0.2461	0.2732	0.2979	0.3181	0.3378	0.3561	0.3740	0.3915	0.4086	0.4253	0.4416	0.4575	0.4731
22	0.2587	0.2868	0.3125	0.3327	0.3524	0.3707	0.3886	0.4061	0.4232	0.4399	0.4562	0.4721	0.4877
23	0.2715	0.3006	0.3273	0.3475	0.3672	0.3855	0.4034	0.4209	0.4380	0.4547	0.4710	0.4869	0.5025
24	0.2845	0.3146	0.3423	0.3625	0.3822	0.4005	0.4184	0.4359	0.4530	0.4697	0.4860	0.5019	0.5175
25	0.2977	0.3288	0.3575	0.3777	0.3974	0.4157	0.4336	0.4511	0.4682	0.4849	0.5012	0.5171	0.5327
26	0.3111	0.3432	0.3729	0.3931	0.4128	0.4311	0.4490	0.4665	0.4836	0.5003	0.5166	0.5325	0.5481
27	0.3247	0.3578	0.3885	0.4087	0.4284	0.4467	0.4646	0.4821	0.4992	0.5159	0.5322	0.5481	0.5637
28	0.3385	0.3726	0.4043	0.4245	0.4442	0.4625	0.4804	0.4979	0.5150	0.5317	0.5480	0.5639	0.5795
29	0.3525	0.3876	0.4203	0.4405	0.4602	0.4785	0.4964	0.5139	0.5310	0.5477	0.5640	0.5799	0.5955
30	0.3667	0.4028	0.4365	0.4567	0.4764	0.4947	0.5126	0.5301	0.5472	0.5639	0.5802	0.5961	0.6117
31	0.3811	0.4182	0.4529	0.4731	0.4928	0.5111	0.5290	0.5465	0.5636	0.5803	0.5966	0.6125	0.6281
32	0.3957	0.4338	0.4695	0.4897	0.5094	0.5277	0.5456	0.5631	0.5802	0.5969	0.6132	0.6291	0.6447
33	0.4105	0.4496	0.4863	0.5065	0.5262	0.5445	0.5624	0.5800	0.5971	0.6138	0.6301	0.6460	0.6616
34	0.4255	0.4656	0.5033	0.5235	0.5432	0.5615	0.5794	0.5969	0.6140	0.6307	0.6470	0.6629	0.6785
35	0.4407	0.4818	0.5205	0.5407	0.5604	0.5787	0.5966	0.6141	0.6312	0.6479	0.6642	0.6801	0.6957
36	0.4561	0.4982	0.5379	0.5581	0.5778	0.5961	0.6140	0.6315	0.6486	0.6653	0.6816	0.6975	0.7131
37	0.4717	0.5148	0.5555	0.5757	0.5954	0.6137	0.6316	0.6491	0.6662	0.6829	0.6992	0.7151	0.7307
38	0.4875	0.5316	0.5733	0.5935	0.6132	0.6315	0.6494	0.6669	0.6840	0.7007	0.7170	0.7329	0.7485
39	0.5035	0.5486	0.5913	0.6115	0.6312	0.6495	0.6674	0.6849	0.7020	0.7187	0.7350	0.7509	0.7665
40	0.5197	0.5658	0.6095	0.6297	0.6494	0.6677	0.6856	0.7031	0.7202	0.7369	0.7532	0.7691	0.7847
41	0.5361	0.5832	0.6279	0.6481	0.6678	0.6861	0.7040	0.7215	0.7386	0.7553	0.7716	0.7875	0.8031
42	0.5527	0.6008	0.6465	0.6667	0.6864	0.7047	0.7226	0.7401	0.7572	0.7739	0.7902	0.8061	0.8217
43	0.5695	0.6186	0.6653	0.6855	0.7052	0.7235	0.7414	0.7589	0.7760	0.7927	0.8090	0.8249	0.8405
44	0.5865	0.6366	0.6843	0.7045	0.7242	0.7425	0.7604	0.7779	0.7950	0.8117	0.8280	0.8439	0.8595
45	0.6037	0.6548	0.7035	0.7237	0.7434	0.7617	0.7796	0.7971	0.8142	0.8309	0.8472	0.8631	0.8787
46	0.6211	0.6732	0.7229	0.7431	0.7628	0.7811	0.7990	0.8165	0.8336	0.8503	0.8666	0.8825	0.8981
47	0.6387	0.6918	0.7425	0.7627	0.7824	0.8007	0.8186	0.8361	0.8532	0.8700	0.8863	0.9022	0.9178
48	0.6565	0.7106	0.7623	0.7825	0.8022	0.8205	0.8384	0.8559	0.8730	0.8897	0.9060	0.9219	0.9375
49	0.6745	0.7296	0.7823	0.8025	0.8222	0.8405	0.8584	0.8759	0.8930	0.9097	0.9260	0.9419	0.9575

60 CYCLES

Feet	
------	--

Tabla 4.5. Diagramas de secuencia de transformadores

TRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
DESCRIPCION	DIAGRAMA DE CONECCIONES	CTO. EQUIVALENTE SEC. POSITIVA	CTO. EQUIVALENTE SEC. CERO
A-1 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = Z_{45} \%$
A-4 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS FLOTANTES INTERCONECTADOS ENTRE SI		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = \infty$
A-5 ESTRELLA ATERRIZADA / DELTA		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = Z_{45} \%$
A-6 DELTA / ESTRELLA ATERRIZADA		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = Z_{45} \%$
A-7 DELTA / DELTA		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = \infty$
AUTOTRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
B-1 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = Z_{45} \%$
B-3 ESTRELLA / ESTRELLA NEUTROS FLOTANTES		$Z_1 \% = Z_{45} \%$	$Z_0 \% = \infty$

5. Selección de los principales equipo de una subestación eléctrica

5.1 Introducción

Los dispositivos eléctricos y las partes conductoras funcionan adecuadamente sólo en el caso en que sean seleccionadas correctamente por las condiciones de operación normal y de falla, tomando en consideración su lugar de instalación dentro del sistema eléctrico. A continuación se presenta el procedimiento para una correcta selección adecuada de los principales equipos que intervienen en una subestación eléctrica en general.

5.2 Selección del Interruptores de Potencia

La selección de los interruptores de potencia se realiza a partir de su tensión y corriente nominales y comprobarse por su capacidad interruptiva, nivel de aislamiento y estabilidades térmica y dinámica al paso de una corriente de cortocircuito.

5.2.1 Valores nominales

La tensión nominal del interruptor $V_{nom\ int}$ es la tensión máxima de diseño U_m que viene ya normalizado en tablas de niveles de aislamiento de los equipos, es decir:

$$V_{nom\ int} = U_m \quad \text{ó} \quad V_{nom\ int} = U_{n.\ sist}$$

La corriente nominal del interruptor $I_{nom\ int}$ debe ser mayor o igual a la corriente máxima a plena carga $I_{carga\ max}$ en la derivación donde se instala, es decir:

$$I_{nom\ int} = I_{carga\ max}$$

5.2.2 Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento de los equipos están expresados en tablas normalizadas y comprenden tres tipos de niveles:

- El nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (NBAI) que se considera principalmente para equipos que su aislamiento es de la categoría I (2.4 a 230 kV).
- El nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra (NBAM) que se considera principalmente para equipos que su aislamiento son de la categoría II (superiores a 300 kV). Tanto el NBAI como el NBAM depende de la altitud sobre el nivel del mar donde se van a instalar, es decir, el NBAI a una altitud inferior a los 1000 msnm es menor a la de una altitud de 2000 msnm.
- El nivel de aislamiento a la frecuencia del sistema, el cual representa sobretensiones temporales del sistema y dicho nivel de aislamiento tiene dos valores: para condiciones secas y húmedas.

5.2.3 Capacidad interruptiva

La capacidad interruptiva del interruptor se define por la corriente de cortocircuito asimétrica I_{ccasim} que se presenta en el punto de la red donde se va a instalar el interruptor y debe ser inferior a la corriente de cortocircuito que soporta el interruptor I_{ccint} , es decir:

$$I_{ccint} > I_{ccasim}$$

Algunas veces, se maneja el término corriente de desconexión del interruptor I_{desc} y se define como la corriente que puede interrumpir el interruptor en el tiempo dado bajo las condiciones normales de restablecimiento de las tensiones en los intervalos de ruptura del interruptor. En términos generales, la I_{desc} se considera igual a la I_{ccasim} .

En caso que se tenga la potencia de cortocircuito del sistema S_{sist} se debe realizar la siguiente operación y compararlo con la potencia de cortocircuito del interruptor S_{nomint} :

$$S_{nomint} > S_{sist}$$

donde:

$$S_{sist} = \sqrt{3}U_n I_{ccasim}$$

$$S_{nomint} = \sqrt{3}U_{nomint} I_{ccint}$$

5.2.4 Estabilidad dinámica

Al paso de una corriente excesiva como lo es la corriente de cortocircuito, se incrementan los efectos electromagnéticos dentro de los interruptores, provocando vibraciones de sus componentes pudiéndose llegar a la ruptura.

La corriente que representa el efecto dinámico se le llama corriente de golpe i_{golpe} y se determina de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$i_{golpe} = 1.9\sqrt{2}I'' \quad (5.1)$$

donde:

I'' = corriente subtransitoria de cortocircuito en [kA].

A su vez, la corriente de cortocircuito asimétrica o corriente de desconexión del interruptor I_{desc} , es igual a:

$$I_{desc} = a_t I'' \quad (5.2)$$

donde:

a_t = constante que depende del tiempo de desconexión y de la relación r/x en el punto de la red. Para un tiempo de 0.1 segundos, $a_t = 1$.

Por lo tanto, para aceptar el interruptor, la corriente de golpe debe ser menor o igual a la corriente máxima i_{max} dada por el fabricante. Es decir:

$$i_{max} \propto i_{golpe}$$

5.2.5 Estabilidad térmica.

Al paso de una excesiva corriente, se incrementa considerablemente el efecto térmico de los dispositivos del interruptor, por lo que se debe considerar para su selección.

La estabilidad térmica se determina de acuerdo a la siguiente relación:

$$I_t^2 t \propto I_{perm}^2 t_f \tag{5.3}$$

donde:

I_{perm} = Valor eficaz de la corriente permanente de cortocircuito y se considera igual a la corriente de cortocircuito simétrico I_{ccsim} .

I_t = corriente de estabilidad térmica del interruptor para el tiempo t del catalogo.

t_f = tiempo ficticio en el cual la corriente de cortocircuito permanente genera en las partes conductoras la misma cantidad de calor que la corriente real en tiempo real.

Para determinar el tiempo ficticio, se emplea la siguiente curva que depende de la relación entre I_{ccasim} e I_{ccsim} denominada β'' y se toma la curva con el tiempo de liberación de la falla t en [seg].

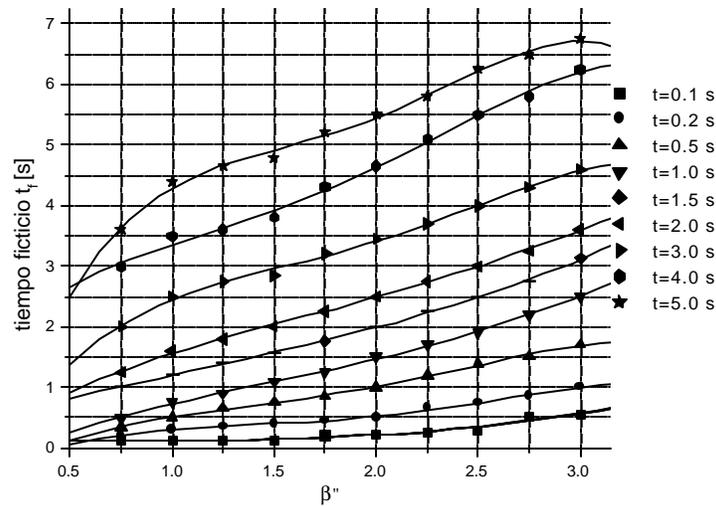


Figura 5.1 Curva β'' vs t_f para varios valores de t .

5.2.6 Anexo de tablas

Tabla 5.1 Niveles de aislamiento

Tensión nominal del sistema U_n [kV]	Tensión nominal del interruptor [kV]	NBAI [kV] cresta	Tensión de aguante a 60 Hz [kV]			Altitud de la instalación [msnm]
			Seco 1 minuto	Húmedo 10 seg	Húmedo 1 minuto	
13.8	15.5	110	50	45	----	0-1000
		125	55	50	----	1001-3000
23	25.8	150	60	50	----	0-1000
		170	70	60	----	1001-3000
34.5	38	200	80	75	----	0-1000
		250	105	95	----	1001-3000
69	72.5	250	160	140	----	0-1000
		450	185	----	185	1001-3000
115	123	550	230	----	230	0-1000
		650	275	----	275	1001-3000

Tabla 5.2 Corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.

Tensión nominal del interruptor [kV]	Corriente nominal [A]	Corriente de interrupción de cortocircuito [kA]	Tiempos máximos de interrupción [ms]	Tiempos máximos de cierre [ms]
15.5	630	25	60	100
	1250	25, 31.5 ó 40	60	100
	2000	25, 31.5 ó 40	60	100
25.8	630	25	60	100
	1250	25	60	100
38	630	25	60	100
	1250	25	60	100
72.5	630	20	50	160
	1250	31.5	50	160
123	800	12.5	50	160
	1250	20, 25 ó 31.5	50	160
	1600	20, 25 ó 31.5	50	160
	2000	25 ó 31.5	50	160

Tabla 5.3 Tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas.

Tensión nominal [kV]		Potencial aplicado [kV]		NBAI [kV] cresta		NBAM [kV] cresta		Altitud [msnm]
Sistema	Interruptor	Cerrado	Abierto	Cerrado	Abierto	Cerrado	Abierto	
115	123	230	265	550	650			0-1000
		275	315	650	750			1001-3000
138	145	275	315	650	750			0-1000
		325	375	750	860			1001-3000
161	170	325	375	750	860			0-1000
		360	415	850	950			1001-3000
230	245	460	530	1050	1200			0-1000
		460	530	1175	1175 (+205 Hz)	950	800 (+295Hz)	1001-3000
400	420	520	610	1425	1425 (+240Hz)	1050	900 (+345Hz)	0-1000
		620	800	1550	1550 (+315Hz)	1175	900 (+450Hz)	1001-3000

Tabla 5.4 Corrientes nominales, corrientes interruptivas y tiempo de interrupción.

Tensión nominal del interruptor [kV]	Corriente nominal a 60 Hz [A]	Corriente interruptiva de cortocircuito [kA]	Corriente sostenida de corta duración un segundo [kA]	Corriente interruptiva de carga de cables en vacío [A]	Corriente interruptiva de carga de línea en vacío [A]	Tiempos de interrupción (base: 60 Hz) Ciclos [ms]
123	1250 1600 2000	25-40	25-31.5	140	31.5	3(50)
145	1250 1600 2000	20-31.5	20-31.5	160	50	3(50)
170	1250	20-31.5	20-31.5	160	63	3(50)
245	1250 1600 2000 2500 3150	31.5-40	31.5-40	250	125	3(50)
420	1600 2000 2500 3150	31.5-40	31.5-40	400	400	3(50)

5.3 Selección de las Cuchillas Seccionadoras

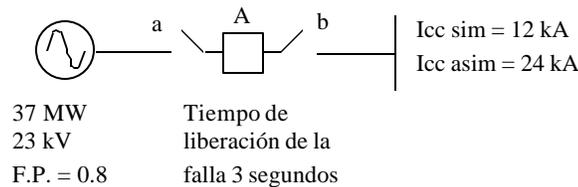
La selección de las cuchillas seccionadoras se realiza a partir de sus valores nominales de tensión y corriente, el nivel de aislamiento y se verifica sus estabilidades térmica y dinámica ya que por ellas circularán corrientes excesivas. No se considera la capacidad interruptiva, ya que las cuchillas seccionadoras se operan sin carga.

Desde el punto de vista práctico, los valores nominales de tensión y corriente, los niveles de aislamiento y la estabilidad térmica se eligen igual al interruptor de potencia. En el caso de la estabilidad dinámica, la corriente de golpe se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$i_{golpe} = 1.8\sqrt{2I''} \quad (5.4)$$

5.4 Ejemplos

Seleccione el interruptor de potencia así como sus cuchillas seccionadoras para el siguiente arreglo:



a) Interruptor de potencia A

i) Valores nominales

$$I_{\text{generador}} = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \phi} = \frac{37 \times 10^6}{\sqrt{3}(23 \times 10^3)(0.8)} = 1161 \text{ A}$$

$$V_{\text{generador}} = 23 \text{ kV}$$

Consultando las tablas 1 y 2, tenemos que:

$$I_{\text{nomint}} = 1250 \text{ A} \quad \text{y} \quad V_{\text{nomint}} = 25.8 \text{ kV}$$

ii) Niveles de aislamiento

De acuerdo a la tabla 1 se tienen dos niveles de aislamiento al impulso por rayo y la elección final dependerá de la altitud a la que se instalará el interruptor. Los niveles de aislamiento al impulso por rayo son:

150 kV de cresta para una altitud hasta 1000 msnm y de **170 kV de cresta** para altitudes superiores a los 1000 msnm.

iii) *Capacidad interruptiva*

A partir de la corriente de cortocircuito asimétrica del sistema, se elige la capacidad interruptiva del interruptor. Para este ejemplo, la corriente de cortocircuito asimétrica del sistema es de 24 kA.

Al verificar la tabla 2, elegimos la capacidad interruptiva del interruptor de **25 kA**.

Si el fabricante proporciona la capacidad interruptiva en potencia de cortocircuito, se realizan las siguientes operaciones:

$$S_{sist} = \sqrt{3}U_n I_{ccasim} = \sqrt{3}(23 \times 10^3)(24 \times 10^3) = 956 \text{ MVA}$$

$$S_{nomint} = \sqrt{3}U_{nomint} I_{ccint} = \sqrt{3}(25.8 \times 10^3)(25 \times 10^3) = 1117 \text{ MVA}$$

$$S_{nomint} > S_{sist}$$

iv) *Estabilidad dinámica*

Se determina la corriente de golpe y debe ser menor a la i_{max} dada por el fabricante para su aceptación.

$$i_{golpe} = 1.9\sqrt{2}I'' = 1.9\sqrt{2}(24) = 64.5 \text{ kA}$$

$$i_{max} \approx 64.5 \text{ kA}$$

v) *Estabilidad térmica*

La estabilidad térmica se determina de acuerdo a la siguiente relación:

$$I_t^2 t \approx I_{perm}^2 t_f$$

Para determinar el tiempo ficticio debemos consultar la gráfica de la figura 1, donde necesitamos la relación entre la corriente de cortocircuito asimétrica y la simétrica del sistema.

$$b'' = I_{ccasim}/I_{ccsim} = 24/12 = 2$$

y para un tiempo de liberación de la falla de 3 segundos se consulta la gráfica antes mencionada, teniendo un valor de $t_f = 3.45$ segundos

Con una corriente permanente igual a la I_{ccsim} de 12 kA, tenemos:

$$I_t^2 t \approx 12^2 \cdot 3.45 \text{ kA}^2 \text{ seg}$$

b) **Cuchillas seccionadoras a y b**

Las cuchillas seccionadoras se seleccionan a partir de los valores nominales del interruptor. No es un criterio de selección la capacidad interruptiva. Los valores de selección para ambas cuchillas son:

i) *Valores nominales*

$$V_{nomcuch} = 25.8 \text{ kV}$$

$$I_{nomcuch} = 1250 \text{ A}$$

ii) *Niveles de aislamiento*

Niveles de aislamiento de **150 kV de cresta** para altitudes menores a los 1000 msnm y de **170 kV de cresta** para altitudes superiores a los 1000 msnm

iii) *Estabilidad dinámica*

$$i_{golpe} = 1.8\sqrt{2}I'' = 1.8\sqrt{2}(24) = 61.8 \text{ kA}$$

$$i_{max} \approx 61.8 \text{ kA}$$

iv) *Estabilidad térmica*

$$I_t^2 t \approx 12^2 3.45 \text{ kA}^2 \text{ seg}$$

5.4 Determinación de la capacidad de los Transformadores de Potencia

5.4.1 Introducción

Se trata de determinar la capacidad más adecuada y por tanto económica que debe tener un transformador de potencia principal o de centro de carga, de manera que pueda tener una gran vida útil.

5.4.2 Factores que intervienen en la determinación de la capacidad del transformador.

- a) Una especificación precisa del cliente. Podemos tener definido un requerimiento particular que puede ser como ejemplo:

125% de la potencia instalada aplicada el factor de demanda correspondiente. En este caso lo único que se tiene que hacer es aplicar la especificación suministrada y seleccionar el tamaño basándose en las capacidades nominales.

- b) La magnitud y duración de las cargas máxima o pico que normalmente se tiene en las instalaciones eléctricas. Estos datos se obtienen de la curva de carga de cualquier subestación eléctrica de centro de cargas.
- c) La magnitud de las corrientes de arranque de todas aquellas cargas grandes conectadas en las subestaciones de centros de cargas o las principales.
- d) La tendencia a normalizar el tamaño de las subestaciones eléctricas de centros de cargas o del sistema de distribución primaria.
- e) La determinación del número de subestaciones eléctricas en función del número de plantas de un complejo o del número de secciones de una planta.
- f) Es importante considerar al determinar la capacidad de un transformador los requerimientos de confiabilidad y flexibilidad de operación de un sistema en condiciones de emergencia.

5.4.3 Ciclo de carga

Para poder determinar con exactitud la capacidad de un transformador, debemos antes de contar con una gráfica del ciclo de carga que debe alimentarse.

Sabemos que cualquier tipo de ciclo de carga va a tener una variación a lo largo del día (fluctuación real), el cual es más complejo para analizarlo, por lo cual, se puede obtener una carga idealizada denominada “carga inicial equivalente”, que corresponde a una línea recta previa a la demanda pico o máxima.

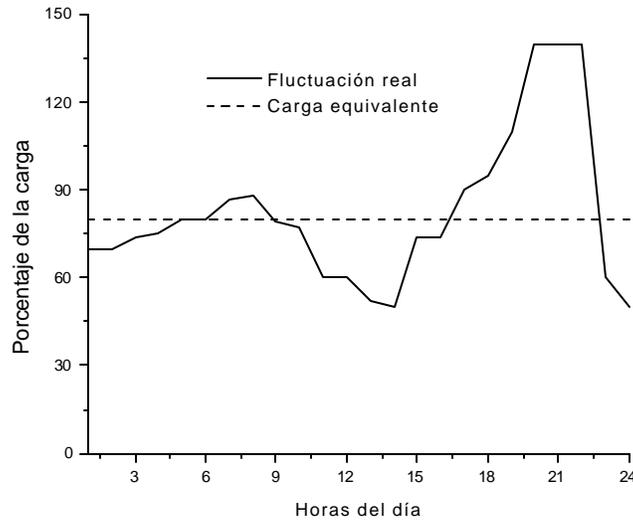


Figura 5.2 Ciclo de carga con una sobrecarga máxima o carga pico del 140% a una duración de 2 horas.

Mediante muchos cálculos, se ha demostrado que la carga inicial equivalente se puede determinar haciendo mediciones de consumos (en Amperes, kW o kVA) en las doce horas previas a la sobrecarga máxima. En este caso, la carga inicial equivalente será el cuadrado de la fluctuación real y se determina mediante la ecuación (1):

$$C_{inieg} = 0.29\sqrt{L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_n^2} \quad (5.5)$$

Donde:

C_{inieg} = carga inicial equivalente

L_1, L_2, \dots, L_n = cargas previas a la sobrecarga máxima en cada hora

Para el caso de la carga pico o máxima, se determina calculando el promedio cuadrático de la demanda máxima durante el periodo de tiempo que se presenta. La ecuación a emplear es la siguiente:

$$C_{eq} = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (5.6)$$

Donde:

L_1, L_2, \dots, L_n son las cargas promedio que se presentan en los periodos de tiempo t_1, t_2, \dots, t_n respectivamente.

Estas expresiones son aplicables a instalaciones de operación para plantas nuevas y debemos considerar el total de carga instalada (conectada) y aplicar los factores de demanda y diversidad, tomando como referencia de plantas similares o de manuales de ingeniería eléctrica.

La demanda máxima de potencia, la tenemos que determinar en forma progresiva. En este caso, las cargas mayores (motores o equipos diversos), se deben tomar en forma independiente y las cargas menores, se deben de agrupar para tratarlos como una unidad.

Definidas estas cargas, debemos integrarlas basándose en las demandas de carga de cada grupo y esta suma dividir las entre el factor de diversidad correspondiente. Para determinar el factor de demanda F_{DEM} , se aplica la ecuación (5.7) y para el factor de diversidad F_{DIV} , se emplea la ecuación (5.8).

$$F_{DEM} = \frac{\text{Carga demandada}}{\text{Carga instalada}} \quad (5.7)$$

$$F_{DIV} = \frac{\sum \text{Carga demandada}}{\text{Demanda máxima}} \quad (5.8)$$

Los factores de demanda están en función de:

- a) Diferencia entre los HP de un motor y los BHP (potencia mecánica) de diseño.
- b) Las cargas que están de repuesto o en “Stand-By”.

El factor de diversidad (cuando las cargas demandadas no son simultaneas al operar), está en función de:

- a) Cargas no coincidentes (alumbrado nocturno, ventilación, calefacción, aire acondicionado, etc.).
- b) Cargas no simultaneas en diferentes plantas.

5.4.4 Sobrecargas en transformadores

La sobrecarga en los transformadores de potencia depende del tipo de enfriamiento que éste tenga.

Entre más grande sea la sobrecarga, mayores pérdidas se tienen por sobrecalentamiento.

La operación de sobrecarga en transformadores es necesaria en muchas ocasiones, principalmente en los esquemas de distribución donde se tienen dobles ramales. Por la falta de uno de éstos, el otro debe absorber parte de la carga, para continuar con los menores trastornos en la producción.

En la siguiente tabla, se muestra el porcentaje de sobrecarga que puede tener los transformadores de potencia de acuerdo a su enfriamiento.

Tabla 5.5 Capacidades de sobrecarga de los transformadores basándose por el tipo de enfriamiento

Clase	Capacidad del transformador [kVA]	% capacidad con enfriamiento auxiliar
OA/FA	501-2499	115
OA/FA	2500-11999	125
OA/FA	>12000	133.33
OA/FA/FA	>12000	166.66
OA/FA/FOA	>12000	166.66
OA/FOA/FOA	>12000	166.66

5.4.5 Criterio para la selección del transformador considerando los motores de inducción

Otro factor que determina la capacidad de un transformador es lo relacionado al arranque de motores de inducción de capacidades importantes, ya que producen caídas de tensión significativas y que pueden ocasionar que otros motores o sus controles queden fuera de servicio.

Cuando un motor de inducción está trabajando con baja carga o en vacío, su operación al disminuir la tensión de alimentación, produce una disminución de la corriente que demanda. La corriente es proporcional a la tensión de suministro. Sin embargo, cuando los motores están funcionando con carga plena, tratan de conservar los kVAs que requieren al variar la tensión. La velocidad y el F.P. no se modifican y cuando disminuye la tensión de suministro, los motores demandan mayor corriente para seguir entregando su potencia a la carga conectada.

Cuando en un sistema de distribución se tienen algunos motores operando con carga plena y otros con baja carga, una disminución en la tensión de suministro se agudiza, ya que la carga requerida por estos, se mantiene más o menos constante (más corriente de los motores a plena carga y menos corriente de los que operen en vacío).

Por el contrario, si todos los motores operan con carga plena, al disminuir la tensión de suministro, los motores demandarán mayor corriente que sumada a la de arranque de motores grandes, se hace crítico y puede ocasionar la detención de operación de varios motores. Esta es la condición más crítica y es la que se toma en cuenta en la determinación del tamaño del transformador.

Para evitar estos problemas, debemos de calcular la caída de tensión (cálculo simplificado), que se produce en las terminales secundarias del transformador de la subestación, mediante la utilización de las gráficas que se muestran en las figuras (5.3) y (5.4).

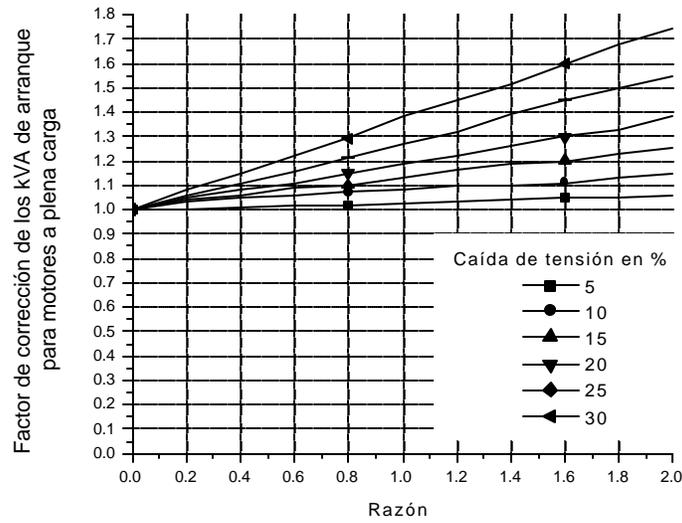


Figura 5.3 Factor de corrección de los kVA de arranque para motores con carga plena.

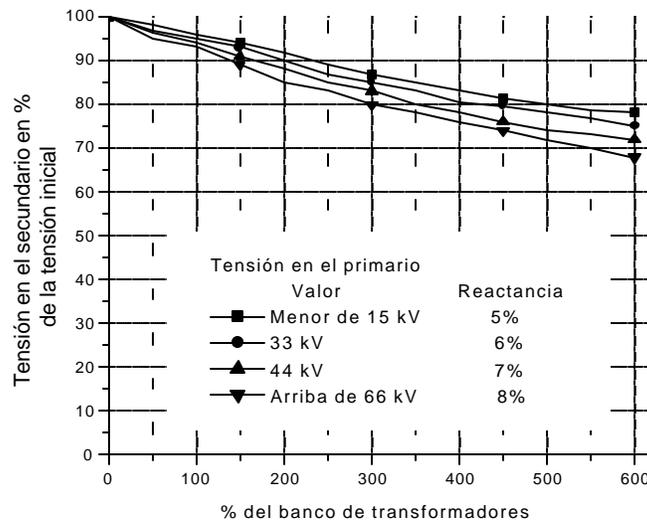


Figura 5.4 Tensión secundaria del transformador.

5.4.6 Capacidad admisible de la carga pico en un transformador.

La máxima sobrecarga o carga pico admisible en un transformador sin afectar su vida útil, se determina basándose en las siguientes características:

- a) Carga previa al pico.
- b) Temperatura ambiente.
- c) Duración del pico en horas.

Debemos obtener un factor multiplicativo que determine la máxima capacidad admisible y estará en función de los datos enunciados y el tipo de enfriamiento particular que tenga el transformador.

Para llevar a cabo esto, se emplean las siguientes tablas:

Tabla 5.6 Cargas pico diario en pu del valor de placa para un tiempo de vida normal dado.

t en hrs *	Autoenfriado o enfriado con agua (OA u OW)																	
	Carga equivalente continua en porciento del valor de los kVA de la carga pico precedente																	
	50 porciento						70 porciento						90 porciento					
	Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C					
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
½	2.00	2.00	2.00	1.89	1.70	1.52	2.00	2.00	1.95	1.78	1.60	1.41	2.00	1.99	1.82	1.64	1.46	1.24
1	2.00	1.88	1.73	1.58	1.41	1.23	1.95	1.80	1.65	1.49	1.32	1.14	1.86	1.70	1.55	1.39	1.20	0.99
2	1.76	1.64	1.51	1.37	1.22	1.06	1.72	1.59	1.46	1.32	1.16	0.99	1.66	1.53	1.39	1.24	1.03	0.90
4	1.54	1.43	1.33	1.19	1.06	0.92	1.52	1.41	1.29	1.17	1.04	0.89	1.50	1.39	1.26	1.13	1.00	0.84
8	1.41	1.30	1.19	1.08	0.96	0.84	1.40	1.30	1.19	1.07	0.95	0.83	1.39	1.29	1.18	1.06	0.94	0.82
24	1.33	1.22	1.11	1.00	0.89	0.78	1.33	1.22	1.11	1.00	0.89	0.78	1.33	1.22	1.11	1.00	0.89	0.78

Tabla 5.7 Cargas pico diario en pu del valor de placa para un tiempo de vida normal dado.

t en hrs *	Enfriado con aire forzado (OA/FA)																	
	Carga equivalente continua en porciento del valor de los kVA de la carga pico precedente																	
	50 porciento						70 porciento						90 porciento					
	Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C					
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
½	2.00	2.00	1.97	1.82	1.66	1.49	2.00	2.00	1.89	1.74	1.58	1.40	2.00	1.92	1.77	1.61	1.43	1.25
1	1.90	1.77	1.64	1.50	1.35	1.19	1.84	1.71	1.57	1.43	1.28	1.11	1.77	1.63	1.49	1.35	1.19	1.00
2	1.64	1.53	1.42	1.29	1.16	1.02	1.61	1.50	1.38	1.26	1.12	0.97	1.53	1.46	1.34	1.21	1.08	1.95
4	1.46	1.36	1.26	1.15	1.03	0.90	1.45	1.35	1.24	1.13	1.01	0.83	1.44	1.34	1.23	1.11	1.00	0.85
8	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.84	1.37	1.27	1.17	1.07	0.95	0.83	1.36	1.27	1.17	1.06	0.95	0.83
24	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78

Tabla 5.8 Cargas pico diario en pu del valor de placa para un tiempo de vida normal dado.

t en hrs *	Doble enfriado con aire forzado (OA/FA/FA)																	
	Carga equivalente continua en porciento del valor de los kVA de la carga pico precedente																	
	50 porciento						70 porciento						90 porciento					
	Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C					
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
½	2.00	1.91	1.78	1.65	1.52	1.37	1.96	1.81	1.71	1.58	1.43	1.28	1.89	1.77	1.64	1.50	1.35	1.19
1	1.73	1.62	1.51	1.38	1.25	1.12	1.68	1.58	1.46	1.33	1.20	1.06	1.64	1.53	1.41	1.28	1.15	1.01
2	1.53	1.43	1.33	1.22	1.11	0.98	1.51	1.41	1.30	1.19	1.07	0.95	1.49	1.39	1.28	1.17	1.06	0.93
4	1.40	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	1.40	1.31	1.21	1.10	1.00	0.88	1.39	1.30	1.20	1.09	0.99	0.87
8	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.15	1.05	0.95	0.81
24	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79

*Tiempo de la carga pico en horas

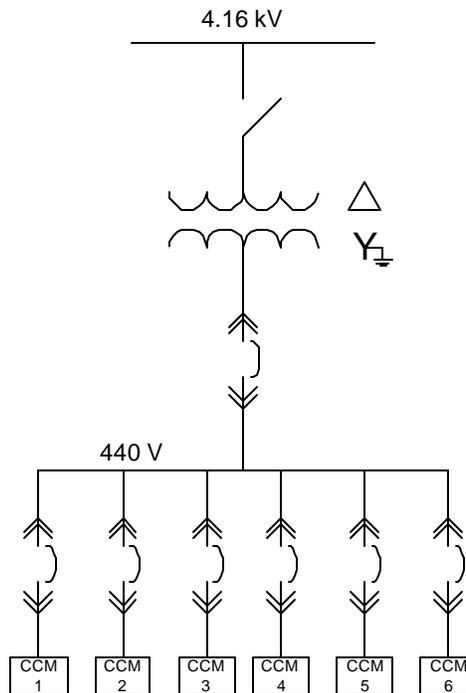
Tabla 5.9 Cargas pico diario en pu del valor de placa para un tiempo de vida normal dado.

t en hrs *	Enfriado con aceite forzado, aire forzado o aceite forzado, agua forzada (FOA, FOW ó OA/FOA/FOA)																	
	Carga equivalente continua en por ciento del valor de los kVA de la carga pico precedente																	
	50 por ciento						70 por ciento						90 por ciento					
	Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C						Temperatura ambiente en °C					
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
½	2.00	1.91	1.78	1.65	1.52	1.37	1.96	1.81	1.71	1.58	1.43	1.28	1.89	1.77	1.64	1.50	1.35	1.19
1	1.73	1.62	1.51	1.38	1.25	1.12	1.68	1.58	1.46	1.33	1.20	1.06	1.64	1.53	1.41	1.28	1.15	1.01
2	1.53	1.43	1.33	1.22	1.11	0.98	1.51	1.41	1.30	1.19	1.07	0.95	1.49	1.39	1.28	1.17	1.06	0.93
4	1.40	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	1.40	1.31	1.21	1.10	1.00	0.88	1.39	1.30	1.20	1.09	0.99	0.87
8	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.16	1.06	0.96	0.84	1.34	1.25	1.15	1.05	0.95	0.81
24	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79	1.30	1.20	1.10	1.00	0.90	0.79

*Tiempo de la carga pico en horas

5.4.7 Ejemplo 1

Se tiene el siguiente circuito.



	Carga instalada [HP]	Carga demandada [HP]	F_{DEM} (calculado)
CCM1	310	200	0.645
CCM2	400	295	0.737
CCM3	350	265	0.757
CCM4	270	175	0.648
CCM5	380	285	0.750
CCM6	340	250	0.735
<i>Carga futura del 25%</i>			

El factor de demanda F_{DEM} se calcula de acuerdo con (5.7) y se tienen los resultados de la columna 4. Por ejemplo:

$$F_{DEM} = \frac{\text{Demanda en HP}}{\text{Carga en HP}} = \frac{200}{310} = 0.645$$

CASO I. La carga sólo presenta pequeñas fluctuaciones. No hay arranque de motores grandes.

En este caso, el transformador se define con la capacidad de la demanda más la carga a futuro.

a) F_{DEM}

Carga instalada total = 2050 HP

Carga demandada total = 1470 HP

Por lo tanto el F_{DEM} es: $F_{DEM} = 1470 / 2050 = 0.7171$

b) *Potencia del transformador en kVA*

Se puede determinar la potencia del transformador por medio de la siguiente aproximación para motores mayores de 200 HP:

$$1 \text{ HP} = 1 \text{ kVA} \quad (5.9)$$

o por medio de la ecuación: $kVA = \sqrt{3}VI$

Aplicando la aproximación de la ecuación (5.9), se tiene una potencia de **1470 kVA**.

Considerando la carga a futuro del 25%, se tiene:

Carga futuro = $1470 (0.25) = 370 \text{ kVA}$.

Carga total = *Carga demanda* + *Carga a futuro* = $1470 + 370 = \mathbf{1840 \text{ kVA}}$

Por lo tanto, se propone un transformador de 2000 kVA enfriamiento OA

%Carga actual = $1470 / 2000 = 73.5\%$

%Carga futura = $1840 / 2000 = 92\%$

CASO II. Se tiene en el CCM2 y CCM5 un motor de 200 HP.

Para evitar fluctuaciones, es recomendable arrancar estos motores primero y después el resto. Esto dependerá si las condiciones del proceso así lo permiten. Si es así, la solución es válida.

Se debe conocer la corriente y la potencia de arranque de dicho motor.

$$I_{\text{arranque}} = 6 I_{pc}$$

$$I_{pc} = \frac{746HP}{\sqrt{3}VF.P\mathbf{h}} = \frac{746(200)}{\sqrt{3}(440)(0.88)(0.916)} = 240A$$

$$I_{\text{arranque}} = 6(240) = \mathbf{1440 A}$$

$$kVA_{\text{arranque}} = \frac{\sqrt{3}VI_{\text{arranque}}}{1000} = \frac{\sqrt{3}(440)(1440)}{1000} = 1100 \text{ kVA}$$

La caída de tensión se calcula de acuerdo a las figuras (5.3) y (5.4). En este caso, se considera que la mayoría de los motores demandan a su carga plena. Por lo tanto, se debe calcular un factor multiplicativo a partir de la figura (5.3).

$$\text{Carga inicial crítica} = 1470 - 200 = \mathbf{1270 \text{ kVA}}$$

1470 kVA es la carga demandada y los 200 kVA es la potencia del motor mayor.

$$\text{Primer dato: } \text{Razón} = \frac{kVA_{ini}}{kVA_{\text{arranque}}} = \frac{1270}{1100} = 1.16$$

Con ambos datos se consulta en la figura (5.3) y se obtiene un factor multiplicativo = **1.03**

Segundo dato: Caída de tensión aceptable del **5%**

En la segunda curva que se muestra en la figura (5.4), se determina su abscisa.

$$\text{Primer dato: } \frac{kVA_{\text{arranque}}}{kVA_{\text{transformador}}} = \frac{1.03(1100)}{2000} = 57\%$$

Segundo dato: tensión en el devanado primario 4.16 kV.

Con ambos datos se consulta en la figura (5.4) y se obtiene que la tensión en el secundario del transformador al arrancar el motor, **es del 98% del valor nominal.**

Por lo tanto, se tiene una caída de tensión del 2% (100 - 98 = 2%) y es menor al 5% máximo límite propuesto.

NOTA: Si la caída de tensión es muy grande (sobrepasa el 5% propuesto), se debe aumentar la potencia del transformador.

CASO III. En esta misma subestación, se tiene una carga inicial de 1400 kVA (70% de carga previa “al pico”), una temperatura ambiente de 30°C y a ésta carga le sigue “un pico” de 2500 kVA por servicios adicionales durante 2 horas. Definir si esta sobrecarga es admisible o no en el transformador seleccionado.

Dato: 70% de carga previa al pico
 Temperatura ambiente = 30°C
 Duración del pico = 2 horas
 Potencia del transformador = 2000 kVA Tipo OA

De acuerdo a la tabla (5.6) por el tipo de enfriamiento del transformador (OA) y de acuerdo con los datos anteriores, se tiene:

Factor de sobrecarga admisible = **1.32**.

A continuación, se comprueba si el transformador de 2000 kVA es idóneo para soportar la sobrecarga pico.

a) Tomando como referencia la potencia nominal del transformador.

$$2000 (1.32) = \mathbf{2634 \text{ kVA}}$$

2634 kVA es mayor a la sobrecarga pico de 2500 kVA. Por lo tanto, **cumple la primera condición.**

b) Tomando como referencia la sobrecarga pico.

$$2500 / 1.32 = \mathbf{1894 \text{ kVA}}$$

1894 kVA es menor a la potencia nominal del transformador de 2000 kVA. **Por lo tanto, cumple la segunda condición.**

NOTA: Si no cumpliera cualquiera de ambas condiciones, sería necesario elegir un transformador de mayor potencia.

Ejemplo 2.

Calcule la potencia nominal de un transformador que deberá alimentar el siguiente ciclo de carga diaria:

Hrs	0-2	2-4	4-5	5-6	6-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-24
Carga [kVA]	45	48	60	50	46	70	60	50	95	44	40

Considerando una temperatura ambiente de 30°C, un enfriamiento tipo OA y una sobrecarga del 50 al 70% en las doce horas precedentes.

En el ciclo de carga se observa que la carga pico es de 95 kVA con duración de una hora. En la tabla (5.6) localizamos los datos que tenemos, resultando como *factores de sobrecargas admisibles* de 1.58 para el 50% y de 1.49 para el 70%. Por lo tanto resulta:

Para 50% de sobrecarga: $S_{transf} = 95 / 1.58 = 60 \text{ kVA}$

Para 70% de sobrecarga: $S_{transf} = 95 / 1.49 = 63 \text{ kVA}$

Se toma la potencia mayor y se aproxima a un valor comercial. Teniendo un valor de:

75 kVA

5.4.8 Anexo de tablas

Tabla 5.10 KVA nominales de transformadores de distribución y potencia

Transformadores 1F	Transformadores 3F	Transformadores 1F	Transformadores 3F
5	15	-----	12 000
10	30	5000	15 000
15	45	6667	20 000
25	75	8333	25 000
37.5	112.5	10 000	30 000
50	150	12 500	37 500
75	225	16 667	50 000
100	300	20 000	60 000
167	500	25 000	75 000
250	750	33 333	100 000
333	1000	40 000	120 000
500	1500	50 000	150 000
-----	2000	66 667	200 000
833	2500	83 333	250 000
1250	3750	100 000	300 000
1667	5000	133 333	400 000
2500	7500	166 667	500 000
3333	10 000	200 000	600 000

5.4.9 Selección de autotransformadores

Los autotransformadores se seleccionan de tal manera que sus devanados no resulten sobrecargados en los diversos regímenes de operación que puede tener el autotransformador. El problema consiste en que algunos devanados pueden estar con cargas muy pequeñas o uno con carga excesiva.

Para la selección del autotransformador, es necesario definir la carga de cada devanado en diversos regímenes y sobretodo la carga del devanado más cargado.

El régimen del autotransformador consiste en que la potencia se transmite del lado de alta tensión (AT) hacia el de media tensión (MT) o viceversa, sin que el tercer devanado tenga carga (BT). La potencia transferida en estos regímenes, no deberá sobrepasar la potencia nominal del autotransformador $kVA_{autotran}$.

Si el tercer devanado tiene carga, se trata de un régimen combinado y es la más frecuente en las subestaciones eléctricas. En este caso las corrientes en los devanados serie y común se puede considerar formadas por dos componentes.

- La corriente correspondiente a la potencia que se transmite en régimen de autotransformador desde el lado de MT hacia al lado de AT o viceversa.
- La corriente correspondiente a la potencia que se transmite en régimen de autotransformador a través del devanado terciario BT en una u otra dirección.

Las componentes de las corrientes se suman geoméricamente en los devanados serie y común, tomando en cuenta la dirección en que se transmite la potencia. Los regímenes más comunes de los autotransformadores son los siguientes:

Régimen A. La potencia se transmite en la dirección de AT hacia al de MT y al mismo tiempo el de AT hacia al de BT. En sentido opuesto sería el de MT pasa al de AT y el de BT pasa al de AT.

La carga en el devanado serie es:

$$S_{serie} = \frac{V_A - V_M}{V_A} \sqrt{(P_M + P_B)^2 + (Q_M + Q_B)^2} \quad (5.10)$$

Donde:

V_A = Tensión del lado de AT en [kV].

V_M = Tensión del lado de MT en [kV]

P_M y Q_M = Potencia activa y reactiva transmitida del lado de AT hacia MT o viceversa.

P_B y Q_B = Potencia activa y reactiva transmitida del lado de AT hacia BT o viceversa.

La carga en el devanado común es:

$$S_{común} = \sqrt{\left(\frac{V_A - V_M}{V_A} P_M - \frac{V_M}{V_A} P_B \right)^2 + \left(\frac{V_A - V_M}{V_A} Q_M - \frac{V_M}{V_A} Q_B \right)^2} \quad (5.11)$$

En este régimen, la corriente en el devanado común es menor que en el régimen de transformador (de AT hacia BT o viceversa) o que en el de autotransformador (de MT hacia AT y viceversa). En este caso, la limitación de potencia se debe al devanado serie.

Régimen B: La potencia se transmite en la dirección de AT hacia el de MT y al mismo tiempo, el de BT pasa al de MT, o en dirección contraria, de MT hacia AT y al mismo tiempo de MT pasa al de BT.

La carga del devanado serie es:

$$S_{serie} = \frac{V_A - V_M}{V_A} \sqrt{P_A^2 + Q_A^2} \quad (5.12)$$

Donde:

P_A y Q_A = Potencia activa y reactiva transferida del sistema de AT al de MT y viceversa.

La carga del devanado común puede determinarse por la siguiente expresión:

$$S_{común} = \sqrt{\left(\frac{V_A - V_M}{V_A} P_A + P_B\right)^2 + \left(\frac{V_A - V_M}{V_A} Q_A + Q_B\right)^2} \quad (5.13)$$

Donde:

P_B y Q_B = Potencia activa y reactiva transferida del sistema de BT hacia al de MT y viceversa.

Para éste régimen se limita por la potencia del devanado común.

Si el autotransformador no se debe sobrecargar, las cargas de cálculo de los devanados no deben sobrepasar la *potencia tipo* del autotransformador. La carga del devanado terciario no debe sobrepasar su potencia nominal, la cual puede ser menor que la potencia tipo.

5.10 Ejemplo

Determine la potencia nominal de un autotransformador de tres devanados de 330/110/15 kV, cuyo devanado terciario se conectará un generador de 200 MW con FP de 0.8. Se prevén los siguientes regímenes de operación:

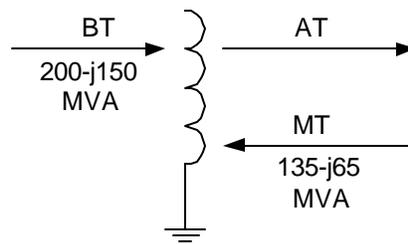
- La potencia nominal del generador se transmite al sistema de AT y al mismo tiempo del sistema de MT ingresa al de AT una potencia de 135 MW con FP de 0.9 en atraso.
- La potencia nominal del generador se transmite al sistema de MT mientras que la de AT pasa al sistema de MT una potencia de 135 MW con FP de 0.9 en atraso.

Solución:

- En el inciso a) se tiene el *régimen A* y las potencias quedan de la siguiente manera:

$$S_{gen} = 200 - j150 \text{ MVA} = S_B$$

$$S_{sist} = 135 - j65 \text{ MVA} = S_M$$



La potencia en el devanado serie es:

$$S_{serie} = \frac{330 - 110}{330} \sqrt{(135 + 200)^2 + (65 + 150)^2} = 265 \text{ MVA}$$

La potencia en el devanado común es:

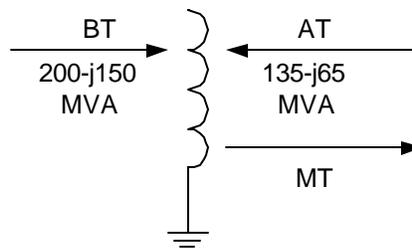
$$S_{común} = \sqrt{\left(\frac{300-110}{330}135 - \frac{110}{330}200\right)^2 + \left(\frac{330-110}{300}65 - \frac{110}{330}150\right)^2} = 24.3 \text{ MVA}$$

La potencia en el devanado terciario es de:

$$S_B = \sqrt{200^2 + 150^2} = 250 \text{ MVA}$$

Un autotransformador de **400 MVA** es recomendable ya que su potencia tipo $[(2/3) 400 = 267 \text{ MVA}]$, no sobrepasa a las potencias antes calculadas. $2/3$ se obtiene a partir de $(V_A - V_M) / V_A$.

- El inciso b) corresponde al *régimen B* y la potencia en el devanado serie es:



$$S_{gen} = 200 - j150 \text{ MVA} = S_B$$

$$S_{sist} = 135 - j65 \text{ MVA} = S_A$$

$$S_{serie} = \frac{330-110}{330} \sqrt{135^2 + 65^2} = 100 \text{ MVA}$$

La potencia en el devanado común es:

$$S_{común} = \sqrt{\left(\frac{330-110}{330}135 + 200\right)^2 + \left(\frac{330-110}{330}65 + 150\right)^2} = 349 \text{ MVA}$$

La potencia en el devanado terciario es:

$$S_B = 250 \text{ MVA}$$

Se tiene el siguiente cuadro de resultados:

S_{autotr} [MVA]	S_{tipo} [MVA]	%Sobrecarga
400	267	$349/267 = 1.31$
500	333	$349/333 = 1.05$

De acuerdo con el cuadro de resultados, se elige el autotransformador de **500 MVA** si y sólo si se permite tener una sobrecarga del 5%. Caso contrario, la potencia del generador o la potencia que se transmite desde el sistema de AT, deberá reducirse un poco. La elección de un autotransformador superior a 500 MVA sería incosteable y por lo tanto, nada práctico.

5.5 Selección de los apartarrayos de SiC y ZnO

La selección de un apartarrayo para la protección de los aislamientos contra sobretensiones de origen atmosférico y/o sobretensiones por maniobra de interruptores debe estar en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado para una instalación, es decir, se debe verificar que un tipo de apartarrayo seleccionado cumpla con los requerimientos de los aislamientos de los equipos y aparatos de la subestación (transformadores, interruptores, cuchillas, etc.) y su correlación con el aislamiento de transmisión conectadas a la subestación.

5.5.1 Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento es la selección del nivel de aislamiento de equipo e instalación en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección y las condiciones de servicio, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable la probabilidad de que esfuerzos eléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento o afectar la continuidad del servicio.

5.5.2 Nivel de protección de un apartarrayo

Es el valor máximo de tensión de cresta que aparece a través de las terminales del apartarrayo en condiciones específicas de operación. Para un apartarrayo sin espacio en aire (gap), el nivel de protección es la tensión de descarga del apartarrayo para una corriente de descarga específica. Para apartarrayos con un espacio en aire en serie o paralelo con el apartarrayo, su nivel de protección será el mayor entre la tensión de flameo del espacio en aire o de la tensión de descarga.

Los niveles de protección a coordinar son:

a) Nivel de protección al impulso por rayo (*LPL*):

Es la mayor tensión de cresta de descarga establecida por pruebas usando impulsos de corriente de descarga de 8/20 μ s. En la norma IEEE Std C.62.11-1993 especifica que las pruebas se realizan con corrientes de la forma 8/20 μ s con amplitudes de 1.5, 3.0, 5.0, 10.0 y 20.0 kA

b) Nivel de protección al impulso por maniobra (*SPL*):

Es el mayor nivel de tensión de cresta de descarga medida al aplicar una onda de corriente a través de un impulso de maniobra con tiempo de cresta de 45 a 60 μ s. Su amplitud depende del nivel de tensión en que se va a conectar el apartarrayo, por ejemplo, 500 A de 3 a 108 kV, 1000 A de 120 a 240kV y de 2000 A para tensiones superiores de 240 kV.

c) Nivel de protección frente de onda (*FOW*).

Es la mayor tensión de cresta de descarga resultado de una onda de corriente a través del apartarrayo de un impulso de rayo de 1.2/50 μ s cortada en 0.5 μ s.

5.5.3 Niveles de aislamiento del equipo a proteger

Los niveles de aislamiento son un conjunto de tensiones de aguante normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento de los equipos.

Los niveles de aislamiento del equipo a proteger son:

a) Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (*BIL*):

Es la tensión de cresta resultado de pruebas realizadas con forma de onda de impulsos de 1.2/50 μ s como se especifica en el equipo.

b) Nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra (*BSL*):

Es la tensión de cresta resultado de pruebas realizadas con forma de onda de impulsos de maniobra de la forma como se especifica en el equipo.

c) Nivel básico de aislamiento frente de onda u onda cortada (*CWW*):

Es la tensión de cresta resultado de pruebas realizadas con forma de onda de impulsos de 1.2/50 μ s cortada por la acción de un explosor como se especifica en el equipo.

5.5.4 Criterio de la selección de un apartarrayo

La selección de un apartarrayo se explicará de acuerdo a la figura (5.5).

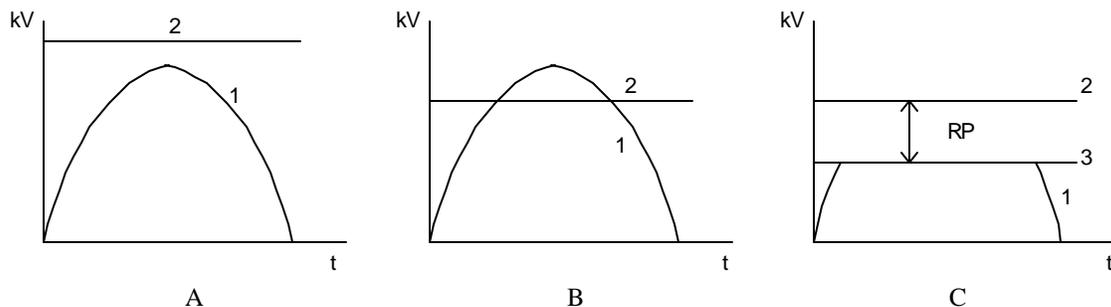


Figura 5.5 Criterio de la coordinación de aislamiento.

1. Sobretensión; 2. Nivel de aislamiento del equipo; 3. Nivel de protección del apartarrayo.

En la figura (5.5A) se tiene una sobretensión (1) ya sea del tipo externa o interna y que viaja por las líneas de transmisión. En (2) se tiene el nivel de aislamiento del equipo a proteger, ya sea un transformador, reactor, interruptor, cuchillas, etc. En dicha figura, el nivel de aislamiento es mayor a la sobretensión, por lo tanto, el equipo no sufre daño por la elevación de tensión. En la figura (5.5B), el nivel de aislamiento es menor a la sobretensión, por lo tanto, el equipo si sufre daño al aislamiento del equipo. En este caso, es necesario instalar un apartarrayo para limitar la sobretensión. En la figura (5.5C) se instala un apartarrayo con un cierto nivel de protección (3). En dicha figura, se muestra que el apartarrayo deja pasar un cierto valor de sobretensión que no es dañino al aislamiento, por lo que se esta realizando una coordinación de aislamiento. Esta coordinación de aislamiento se basa en que el equipo pueda absorber un cierto valor de sobretensión limitada por un apartarrayo. Si no se tuviera un apartarrayo, el transformador tendría un nivel de aislamiento mayor y por lo tanto un transformador incosteable. Ahora bien, si el nivel de aislamiento fuera de un valor muy pequeño, se tendría que instalar un apartarrayo con una gran relación de protección (RP), provocando que el apartarrayo tenga una probabilidad de salidas muy alta e inestabilidad en el sistema.

El grado de coordinación se mide por la relación de protección RP mostrada en la figura (5.5C). Se define como la relación entre el nivel de aislamiento del equipo y el nivel de protección del apartarrayo. Es decir:

$$\begin{aligned} RP1 &= \frac{BIL}{LPL} \\ RP2 &= \frac{BSL}{SPL} \\ RP3 &= \frac{CWW}{FOW} \end{aligned} \quad (5.14)$$

De acuerdo con las normas *ANSI/IEEE C62.2-1987, "IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon-Carbide"* y la *IEEE Std C62.22-1991, "IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide"*, se acepta el apartarrayo si se cumplen las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} RP1 &\geq 1.15 \\ RP2 &\geq 1.2 \\ RP3 &\geq 1.15 \end{aligned}$$

Con una relación que no se cumpla, no se aceptará el apartarrayo.

El margen de protección MP se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MP\% = (RP - 1)100 \quad (5.15)$$

5.5.5 Procedimiento general para la selección de un apartarrayo

El procedimiento de selección de un apartarrayo de SiC y de ZnO, se basa de la guía de aplicación de la CFE y de las normas americanas antes mencionadas.

1. Determinar la tensión nominal del apartarrayo para el caso del SiC o la tensión máxima de operación continua $MCOV$ para el apartarrayo de ZnO. Ambas tensiones son rms fase a tierra a la frecuencia del sistema que puede ser aplicado continuamente entre las terminales del apartarrayo sin sufrir daño.
2. Determinar la sobretensión temporal del sistema TOV considerando la fuente principal de una falla de fase a tierra. Para ello, se deben conocer las relaciones X_o/X_l , R_l/X_l y R_o/X_l en el punto donde se instalará el apartarrayo. El apartarrayo debe cubrir dicha sobretensión. En el caso del apartarrayo de SiC, se toma este valor para seleccionar su tensión nominal.
3. Calcular la corriente de descarga del apartarrayo. Este dato es muy importante para la selección del apartarrayo de SiC y se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{2KBIL}{Z_0} \quad (5.16)$$

Donde:

I_d = corriente de descarga del apartarrayo en [kA]

BIL = nivel básico de aislamiento al impulso por rayo en [kV de cresta]

K = factor multiplicativo que depende de la distancia al punto de la descarga del rayo y se determina a partir de la siguiente tabla:

Tabla 5.11. Factor K que depende de la distancia al punto de incidencia de la descarga atmosférica

D [m]	K
700	3
1600	2
3200	1

Z_0 = impedancia característica de la línea de transmisión. Un valor típico puede ser de 250 Ω .

Conociendo la corriente de descarga del apartarrayo, se elige el nivel de protección LPL .

4. Determinar las relaciones de protección y verificar si las condiciones dadas anteriormente, se cumplan.

5.5.6 Ejemplos

1. Seleccionar un apartarrayo de SiC para proteger un transformador que se alimenta con 69 kV en su lado primario. Los factores de aterrizamiento dados por la compañía son: $X_o/X_l = 2.27$, $R_l/X_l = 0.692$ y $R_o/X_l = 0.976$. Considérese la distancia del punto de la descarga atmosférica de 1600 m.

a) *Sobretensión temporal del sistema TOV*

De acuerdo con los coeficientes de aterrizamiento, se determina el coeficiente de falla a tierra k a partir de tablas (5.7 a la 5.10) en el anexo de tablas (sección 5.5.8).

Para $X_o/X_l = 2.27$, $R_l/X_l = 0.692$ y $R_o/X_l = 0.976$., se aproxima a la figura correspondiente de $R_l/X_l = 1.0$ (Figura 5.9) y se encuentra un punto a partir de R_o/X_l y X_o/X_l . Obteniéndose $k = 1.24$.

$$TOV = k \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right) = 1.24 \left(\frac{72.5}{\sqrt{3}} \right) = 52 \text{ kV}$$

Por lo tanto, el apartarrayo debe cubrir una sobretensión temporal de 52 kV.

b) *Tensión nominal del apartarrayo.*

Se toma un apartarrayo que cubra la sobretensión temporal del sistema. En la tabla (5.13) se elige:

$$V_{SiC} = 60 \text{ kV}$$

c) *Relaciones de protecciones*

Para el apartarrayo de SiC, es necesario determinar la corriente de descarga del apartarrayo para elegir el nivel de protección al impulso por rayo.

$K = 2$ para una distancia de 1600 m del punto de la descarga.

Se toma un *BIL* de 350 kV.

$$I_d = \frac{2KBIL}{Z_o} = \frac{2(2)(350)}{250} = 5.6 \text{ kA}$$

Para una $I_d = 5.6$ kA, se toma $LPL = 143$ kV. Los niveles de protección del apartarrayo se toman de la tabla (5.13).

Niveles de aislamiento del equipo en [kV]	<i>BIL</i>	350
	<i>BSL</i>	$(350)(0.83)=291$
	<i>CWW</i>	$(350)(1.15)=403$

Niveles de protección del apartarrayo en [kV]	<i>LPL</i>	143
	<i>SPL</i>	153
	<i>FOW</i>	190

Los factores multiplicativos 1.15 y 0.83 son dados de acuerdo a la tabla (5.12) tomadas de la sección (5.5.8) y se utiliza cuando no se tienen los niveles de aislamiento *BSL* y *CWW* en los datos de placa del equipo a proteger.

Las relaciones de protecciones son entonces:

$$RP1 = \frac{BIL}{LPL} = \frac{350}{143} = 2.45$$

$$RP2 = \frac{BSL}{SPL} = \frac{291}{153} = 1.90$$

$$RP3 = \frac{CWW}{FOW} = \frac{403}{190} = 2.12$$

Los márgenes de protecciones son respectivamente:

$MP1 = 145\%$, $MP2 = 90\%$ y $MP3 = 112\%$. Estos márgenes de protecciones rebasan los valores mínimos estipulados por las normas. ***Por lo tanto, se acepta el apartarrayo.***

2. Seleccionar un apartarrayo de ZnO para proteger un transformador que se alimenta con 69 kV en su lado primario. Los factores de aterrizamiento dados por la compañía son: $X_o/X_l = 3.0$, $R_l/X_l = 0.5$ y $R_o/X_l = 2.0$.

a) *Tensión máxima de operación continua del apartarrayo MCOV.*

$$MCOV = \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right) = \left(\frac{72.5}{\sqrt{3}} \right) = 41.83 \text{ kV}$$

$$\mathbf{MCOV = 42 \text{ kV}}$$

b) *Sobretensión temporal del sistema TOV*

De acuerdo con los coeficientes de aterrizamiento, se determina el coeficiente de falla a tierra k a partir de tablas proporcionadas en el anexo (5.5.8).

Para $X_o/X_l = 3.0$, $R_l/X_l = 0.5$ y $R_o/X_l = 2.0$, se toma la figura (5.8) y se encuentra un punto a partir de R_o/X_l y X_o/X_l . Obteniéndose $k = 1.3$.

$$TOV = k \left(\frac{U_m}{\sqrt{3}} \right) = 1.3 \left(\frac{72.5}{\sqrt{3}} \right) = 55 \text{ kV}$$

Por lo tanto, el apartarrayo debe cubrir una sobretensión temporal de 55 kV.

c) *Relaciones de protecciones.*

Para el apartarrayo de ZnO, los niveles de protección dados en la tabla (5.14), están dados en pu de cresta del MCOV. Por lo que es necesario pasarlos a kV para obtener sus relaciones de protección. La operación a realizar es: $\sqrt{2}(\text{nivel de protección en pu})(\text{MCOV})$

Niveles de aislamiento del equipo en [kV]	<i>BIL</i>	350
	<i>BSL</i>	291
	<i>CWW</i>	403

Niveles de protección del apartarrayo en [kV]	<i>LPL</i>	$\sqrt{2}(2.18)(42)=130$
	<i>SPL</i>	$\sqrt{2}(1.84)(42)=109$
	<i>FOW</i>	$\sqrt{2}(2.40)(42)=143$

Las relaciones de protecciones son entonces:

$$RP1 = \frac{BIL}{LPL} = \frac{350}{130} = 2.69$$

$$RP2 = \frac{BSL}{SPL} = \frac{291}{109} = 2.67$$

$$RP3 = \frac{CWW}{FOW} = \frac{403}{143} = 2.82$$

Los márgenes de protecciones son respectivamente:

MP1 = 169%, MP2 = 167% y MP3 = 182%. Estos márgenes de protecciones rebasan los valores mínimos estipulados por las normas. ***Por lo tanto, se acepta el apartarrayo.***

5.5.7 Cálculos para determinar la distancia de separación entre el apartarrayo y un transformador

La localización más efectiva para cualquier apartarrayo en las terminales del equipo a proteger. Por varias razones, los apartarrayos algunas veces se localizan a cierta distancia del equipo a proteger o se instalan un grupo de apartarrayos para proteger más de un solo equipo.

Instalar un apartarrayo remotamente desde el equipo a proteger reduce el margen de protección. Dependiendo de un gran número de factores, la tensión transitoria en el equipo puede ser fácilmente dos veces mayor al nivel de protección del apartarrayo.

El procedimiento emplea la curva y la ecuación de la figura (5.11), el cual fue generado de estudios usando el EMTP. Todos los estudios se realizaron en una subestación formada por un transformador y una línea con tensiones de 69 hasta 765 kV y es válido para distancias de separación hasta de 300 ft (91 m).

Definición de símbolos

Los símbolos usados para calcular la separación de los apartarrayos son definidos en la figura (5.6):

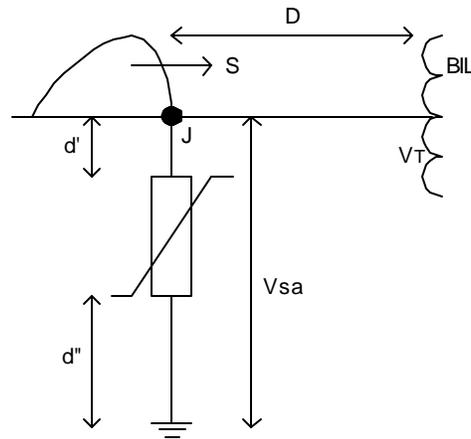


Figura 5.6 Conexión de un apartarrayo a una distancia D del equipo a proteger.

- BIL : Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo del transformador [kV].
 C : Velocidad de propagación de la onda en conductores aéreos [ft/ μ s, m/ μ s].
 CWW : Nivel de aislamiento onda cortada del transformador [kV].
 d' : Longitud del conductor entre la unión J y la terminal del apartarrayo [ft, m].
 d'' : Longitud del conductor entre el apartarrayo y tierra [ft, m].
 d : Conductor total del apartarrayo = $d' + d''$
 D : Máxima distancia de separación entre la unión J y el transformador [ft, m].
 $\frac{di}{dt}$: Valor de rizo de la corriente transitoria [kA/ μ s].

$$\frac{di}{dt} = \frac{2S}{Z} \quad (5.17)$$

- S' : Valor de rizo del transitorio entrante en la línea de transmisión [kV/ μ s]. Usar 11 kV/ μ s por cada kV de MCOV. Puede llegar a un valor máximo de 2000 kV/ μ s.
 S : Valor de rizo del transitorio en el punto J [kV/ μ s].
 Z : Impedancia característica de la línea de transmisión [Ω].
 L : Inductancia del conductor del apartarrayo [μ H]. Considere 0.4 μ H/ft ó 1.3 μ H/m.
 V_a : Nivel de protección del apartarrayo FOW en 0.5 μ s [kV].
 V_{sa} : Tensión a través del apartarrayo desde la unión J hasta tierra [kV].
 V_T : Esfuerzo máximo permitido en el transformador [kV].

$$V_T = CWW / 1.15 \quad \text{si el tiempo de cresta es menor de } 2 \mu\text{s.}$$

$$V_T = BIL / 1.15 \quad \text{si el tiempo de cresta es mayor de } 2 \mu\text{s.}$$

Ejemplo:

Se desea conocer la distancia máxima de separación que se puede conectar un apartarrayo de ZnO con un transformador con devanado en el primario de 115 kV trifásico. Los datos del problema son:

$$BIL = 350 \text{ kV}$$

$$C = 984 \text{ ft}/\mu\text{s} = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$d = d' + d'' = 25 \text{ ft} = 7.6 \text{ m}$$

$$S = S' = 11 \text{ (MCOV)} = 11 (70) = 770 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

$$V_a = FOW = \sqrt{2}MCOV (2.19) = 217 \text{ kV}$$

$$t_{\text{cresta}} = FOW / S = 217 / 770 = 0.28 \text{ } \mu\text{s}$$

por lo tanto se usa: $V_T = CWW/1.15$

$$CWW = 1.1(BIL) = 1.1(350) = 385 \text{ kV}$$

$$Z = 450 \text{ } \Omega$$

Calcular D :

$$\frac{di}{dt} = \frac{2S}{Z} = \frac{2(770)}{450} = 3.422 \text{ kA}/\mu\text{s}$$

$$L = (d' + d'')(0.4 \text{ } \mu\text{H}/\text{ft}) = 25 (0.4) = 10 \text{ } \mu\text{H}$$

$$V_{sa} = V_a + L \frac{di}{dt} = 217 + (10 \text{ } \mu\text{H})(3.422 \text{ kA}/\mu\text{s}) = 251 \text{ kV}$$

$$V_T = CWW / 1.15 = 385/1.15 = 335 \text{ kV}$$

$$V_T / V_{sa} = 335 / 251 = 1.33$$

En la figura (5.11) se observa en el eje Y la relación V_T/V_{sa} . Se busca dicho valor y se refleja en la curva para encontrar un valor en el eje X. El valor encontrado en dicho eje se toma como una constante K .

Para este ejemplo, $V_T/V_{sa} = 1.33$. Se obtiene al reflejar sobre la curva, una $K = 0.075$.

La curva esta representada por la ecuación:

$$K = \frac{DS}{CV_{sa}} \quad (5.18)$$

A partir de esta ecuación, se despeja D para calcular la distancia máxima entre el apartarrayo y el transformador.

$$D = \frac{KCV_{sa}}{S} = \frac{0.075(300)(251)}{770} = 7.33 \text{ m}$$

Por lo tanto:

$$D = 7.33 \text{ m}$$

Las unidades de la distancia (m ó ft) las da las unidades de la velocidad de propagación de la onda (m/ μ s ó ft/ μ s).

5.5.8 Anexo de tablas y curvas

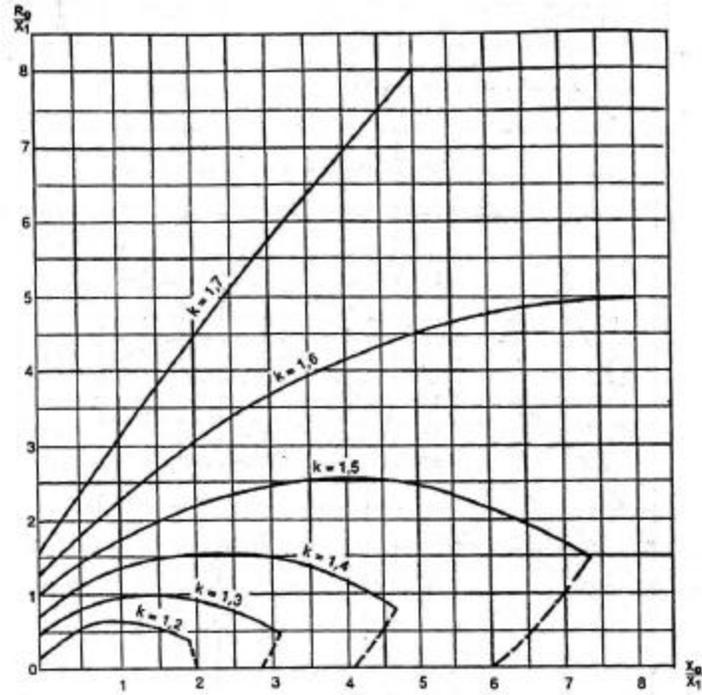


Figura 5.7 Relaciones entre R_0/X_1 y X_0/X_1 para valores constantes del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = 0$

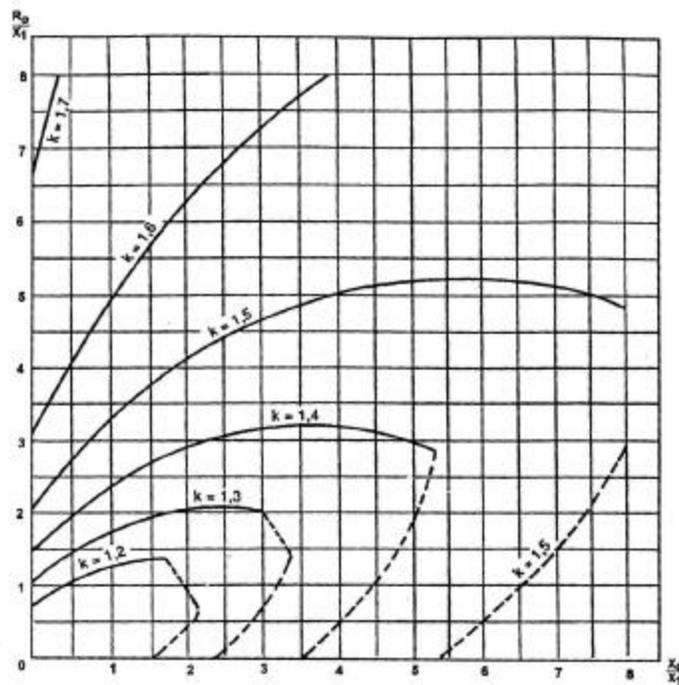


Figura 5.8 Relaciones entre R_0/X_1 y X_0/X_1 para valores constantes del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = 0.5X_1$

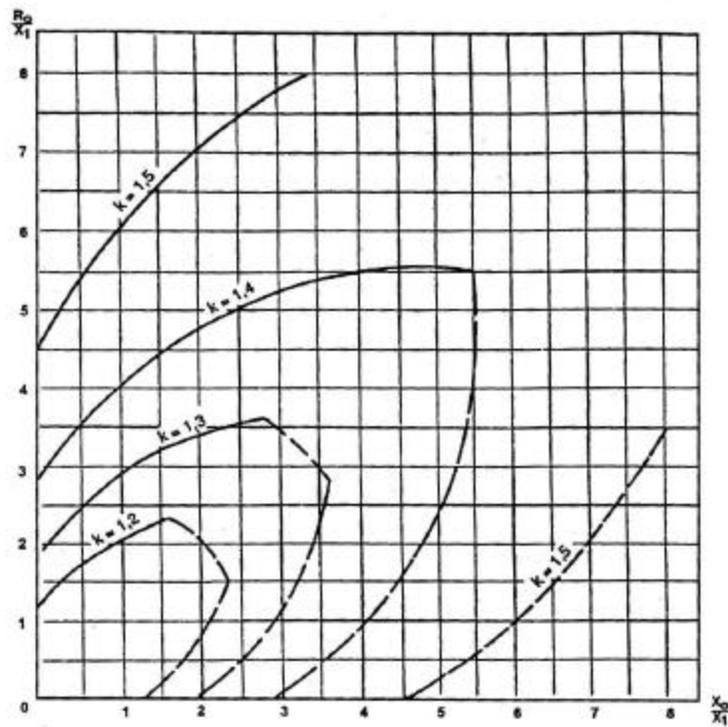


Figura 5.9 Relaciones entre R_0/X_1 y X_0/X_1 para valores constantes del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = X_1$

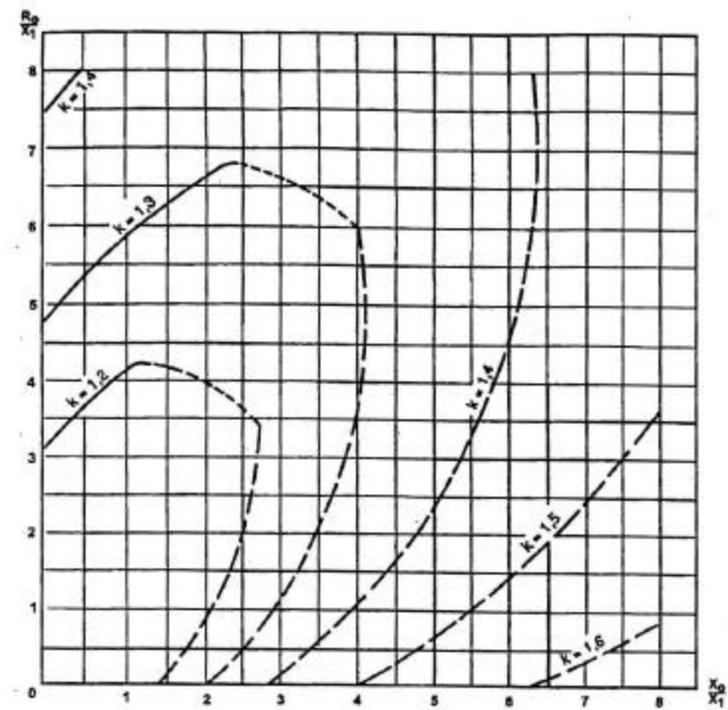


Figura 5.10 Relaciones entre R_0/X_1 y X_0/X_1 para valores constantes del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = 2X_1$

Tabla 5.12 Factores para estimar el nivel de aislamiento de equipos con aceite inmerso

Tipo de equipo	Duración del impulso	Nivel de aislamiento
Transformadores y reactores	Frente de onda (0.5 μ s) ^b	1.3 a 1.5 x BIL
Interruptores de 15.5 kV y superiores ^a	Onda cortada CWW (2 μ s) ^b	1.29 x BIL
Transformadores y reactores	Onda cortada CWW (3 μ s) ^b	1.1 a 1.15 x BIL
Interruptores de 15.5 kV y superiores	Onda cortada CWW (3 μ s) ^b	1.15 x BIL
Transformadores y reactores	Onda completa (1.2/50 μ s)	1.00 x BIL
Transformadores y reactores	Maniobra BSL (250/2500 μ s)	0.83 x BIL
Boquillas	Maniobra BSL (250/2500 μ s)	0.63 a 0.69 x BIL
Interruptores de 362 a 800 kV ^a	Maniobra BSL (250/2500 μ s)	0.63 a 0.69 x BIL

- (a) Incluye interruptores de SF6 y aire a presión.
- (b) Tiempo de corte

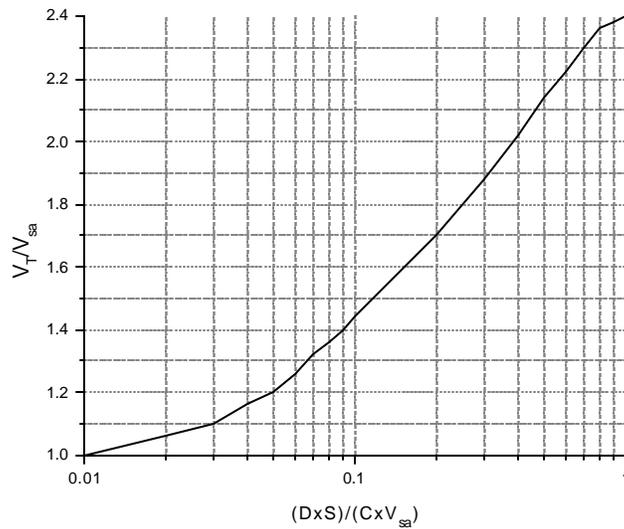


Figura 5.11 Curva para determinar la distancia máxima que se debe instalar un apartarrayo del equipo a proteger.

Tabla 5.13 Características generales de los apartarrayos de Carburo de Silicio

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Impulse Sparkover Voltage			Switching Surge Voltage (Range of Maxima)	Discharge Voltage for 8/20- μ s Discharge Current Wave					
	Front-of-Wave Rate of Rise FOW		1.2/50- μ s (Range of Maxima)		kV Crest for 1500 A (Range of Maxima)	kV Crest for 3000 A (Range of Maxima)	kV Crest for 5000 A (Range of Maxima)	kV Crest for 10 000 A (Range of Maxima)	kV Crest for 20 000 A (Range of Maxima)	kV Crest for 40 000 A (Range of Maxima)
	Test Voltage (kV/ μ s)	kV Crest (Range of Maxima)								
3	25	10-18	10-14	-	4.7-6	5.3-6.5	6-7	6.7-7.5	7.7-8.3	-9.2
6	50	19-28	16-23	-	9.3-11	10-12	11.9-13	13.4-14.3	15.3-16.3	-18.5
9	75	28.5-38	24-32	-	13.9-17	16-18	17.8-19	20-21.5	22.9-24.3	-28
12	100	36-48	32-41	-	18.5-22	21.3-24	23.5-25.5	26.7-28.5	30.1-32.1	-37
15	125	45-57	40-51	-	23.1-27.5	26.6-30	29.5-32	33.4-36	38.2-40	-46
21	175	64-78	54-68	-	32.3-38.5	37.2-42	41-45	46.8-50	53.4-55.5	-65
24	200	71-86	62-77	-	36.9-44	42.5-48	47-51	53.4-57	61-63.5	-74
30	250	89-103	77-93	-	46.1-55	53.1-60	59-64	66.9-72	76.3-79	-92.5
36	300	107-118	92-108	-	55.3-66	63.7-72	70.5-76	80-85	91.5-94.5	-111
39	325	115-125	100-114	-	60-71.5	69-78	76.5-82.5	86.5-92	99.1-102	-120
48	400	143-148	122-132	-	73.8-88	84.9-96	94-102	106-114	122-126	-148
60	500	170-190	141-165	136-153	95-109	110-120	118-130	132-143	150-158	-185
72	600	204-226	169-190	163-178	114-131	130-144	141-155	159-170	180-189	-222
90	750	254-275	210-235	203-215	142-163	162-180	176-194	199-213	225-237	-277
96	800	270-295	218-245	218-225	151-174	173-192	188-218	212-227	240-253	-296
108	900	304-325	245-270	245-250	170-196	194-216	212-245	234-256	270-284	-333
130	1000	338-360	272-300	272-275	186-218	216-240	235-272	265-285	300-319	-370
144	1200	400-430	326-346	325-326	226-262	260-288	292-311	318-342	360-379	-444
168	1400	460-525	380-404	380-381	263-305	304-336	329-362	371-399	420-442	-517
180	1500	490-565	400-430	400-410	281-327	324-360	353-388	397-427	450-495	-554
192	1600	520-600	427-460	426-435	300-348	346-384	376-414	424-455	480-505	-591
240	2000	620-735	535-577	533-545	374-436	432-480	470-518	530-570	605-630	-739
258	2000	760-790	575-620	573-585	402-438	465-474	505-515	569-575	650-666	-795
276	2000	805-840	615-664	612-630	429-468	496-507	540-570	609-615	690-714	-850
294	2000	875-885	653-675	653-675	458-472	528-532	576-595	653-653	735-758	-906
312	2000	924-935	690-750	693-710	485-530	562-574	611-620	688-693	780-806	874-861
372	2000	1078-1100	870-890	790-830	583-610	655-680	726-738	809-826	932-955	1136-1145
396	2000	1140-1176	925-950	840-885	599-672	697-726	734-785	861-880	990-1015	1109-1226
430	2000	1200-1250	980-1005	890-940	634-713	739-770	819-830	913-930	1050-1070	1176-1294
444	2000	1265-1320	1035-1055	940-990	670-753	781-814	866-875	965-977	1110-1130	1243-1358
468	2000	1326-1390	1090-1110	992-1045	707-794	823-860	913-930	1018-1040	1170-1200	1310-1441
492	2000	1385-1425	1160-1165	1045-1090	742-830	865-925	958-1000	1070-1115	1232-1290	1500-1615
540	2000	1615-1555	1274-1290	1145-1200	814-890	949-990	1052-1070	1173-1195	1350-1390	1646-1663
576	2000	1616-1665	1359-1390	1225-1285	868-950	1012-1060	1122-1150	1251-1285	1440-1480	1765-1780
612	2000	1709-1765	1440-1480	1300-1370	924-1010	1076-1120	1193-1220	1330-1360	1531-1580	1865-1885
648	2000	1790-1865	1525-1570	1380-1445	977-1070	1138-1190	1261-1290	1407-1440	1619-1670	1974-1996
694	2000	1860-1960	1610-1660	1455-1525	1031-1130	1153-1260	1331-1360	1489-1520	1709-1765	2063-2107

Tabla 5.14 Características generales de los apartarrayos de Óxido de Zinc

Station class									
Steady state operation: system voltage and arrester ratings				Protective levels: range of industry maxima per unit of MCOV			Durability characteristics: IEEE Std C62.11-1993		
Max system voltage L-L kV-rms ^a	Max system voltage L-G kV-rms ^a	Min MCOV rating kV-rms	Duty cycle ratings kV-rms	FOV 0.5 μs protective level ^b	LPL 8/20 μs protective level ^b	SPL Switching surge protective level ^c	High current withstand crest amperes	Trans. line discharge miles	Pressure relief kA rms (symmetrical) ^d
4.37	2.52	2.55	3	2.32-2.48	2.10-2.20	1.70-1.85	65 000	150	40-80
8.73	5.04	5.1	6-9	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
13.1	7.56	7.65	9-12	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
13.9	8.00	8.4	10-15	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
14.5	8.37	8.4	10-15	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
26.2	15.1	15.3	18-27	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
36.2	20.9	22	27-36	2.43-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
48.3	27.8	29	36-48	2.43-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65 000	150	40-80
72.5	41.8	42	54-72	2.19-2.40	1.97-2.18	1.64-1.84	65 000	150	40-80
121	69.8	70	90-120	2.19-2.40	1.97-2.18	1.64-1.84	65 000	150	40-80
145	83.7	84	108-144	2.19-2.39	1.97-2.17	1.64-1.84	65 000	150	40-80
169	97.5	98	120-172	2.19-2.39	1.97-2.17	1.64-1.84	65 000	175	40-80
242	139	140	172-240	2.19-2.36	1.97-2.15	1.64-1.84	65 000	175	40-80
362	209	209	258-342	2.19-2.36	1.97-2.15	1.71-1.85	65 000	200	40-80
550	317	318	396-564	2.01-2.47	2.01-2.25	1.71-1.85	65 000	200	40-80
800	461	462	576-612	2.01-2.47	2.01-2.25	1.71-1.85	65 000	200	40-80
Intermediate class									
4.37-145	2.52-83.72	2.8-84	3-144	2.38-2.85	2.28-2.55	1.71-1.85	65 000	100	16.1 ^d

6. Diseño de redes de tierra

6.1 Introducción

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

6.1.1 Necesidad de la red de tierra

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

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayos.
- Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producir diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
- Facilitar, mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor continuidad y confiabilidad al servicio eléctrico.

6.1.2 Límites de corriente tolerables por el cuerpo humano.

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas, debidas a disturbios atmosféricos o a fallas del equipo, obliga a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o, en general, al personal que labora en el recinto. Intensidades del orden de miles de amperes producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contacto a tierra y si, además, se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial debida al gradiente antes mencionado, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de su contractilidad muscular y provoque su caída. En tal situación, la corriente que circula por el cuerpo aumenta y por desgracia pasa por algún órgano vital como el corazón, puede originar fibrilación ventricular y sobrevenir la muerte.

El umbral de percepción se acepta generalmente como de aproximadamente 1 mA. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones musculares, el malestar y el dolor aumenta al crecer la corriente y bastan intensidades de unos cuantos miliampéres para evitar que el sujeto pueda soltar el electrodo agarrado con la palma de la mano.

Se pueden tolerar intensidades de corriente superiores, sin originar fibrilación, si la duración es muy corta. La ecuación que liga los parámetros de la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que pueda tolerarla un organismo es:

$$I_K^2 t = 0.0135$$

Resulta

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \tag{6.1}$$

Donde:

I = Corriente efectiva que circula por el cuerpo humano en [A].

t = tiempo de duración del choque eléctrico en [s]

0.116 = constante de energía obtenida empíricamente.

Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo con los conceptos de tensiones de paso, de contacto y de transferencia.

- a) *Tensión de paso*: Tensión que durante el funcionamiento de una instalación de tierra, pueda resultar aplicada entre los pies de una persona situados a la distancia de un paso (1 metro). Se aplica básicamente a instalaciones de media y alta tensión.
- b) *Tensión de contacto*: Es la tensión a la que pueda verse sometido el cuerpo humano como consecuencia del contacto con los gabinetes, tanques, estructuras metálicas de la instalación que normalmente no conduce corriente, dado que eventualmente, pueden estarlo como consecuencia de alguna falla de aislamiento.
- c) *Tensión de transferencia*: Es la tensión que se produce al hacer contacto con un conductor que está a tierra en un punto lejano. Dicha tensión puede ser esencialmente igual a la elevación total de potencial de la malla de tierra.

En las figuras (6.1, 6.2 y 6.3) se ejemplifican dichas tensiones con sus respectivos circuitos equivalentes.

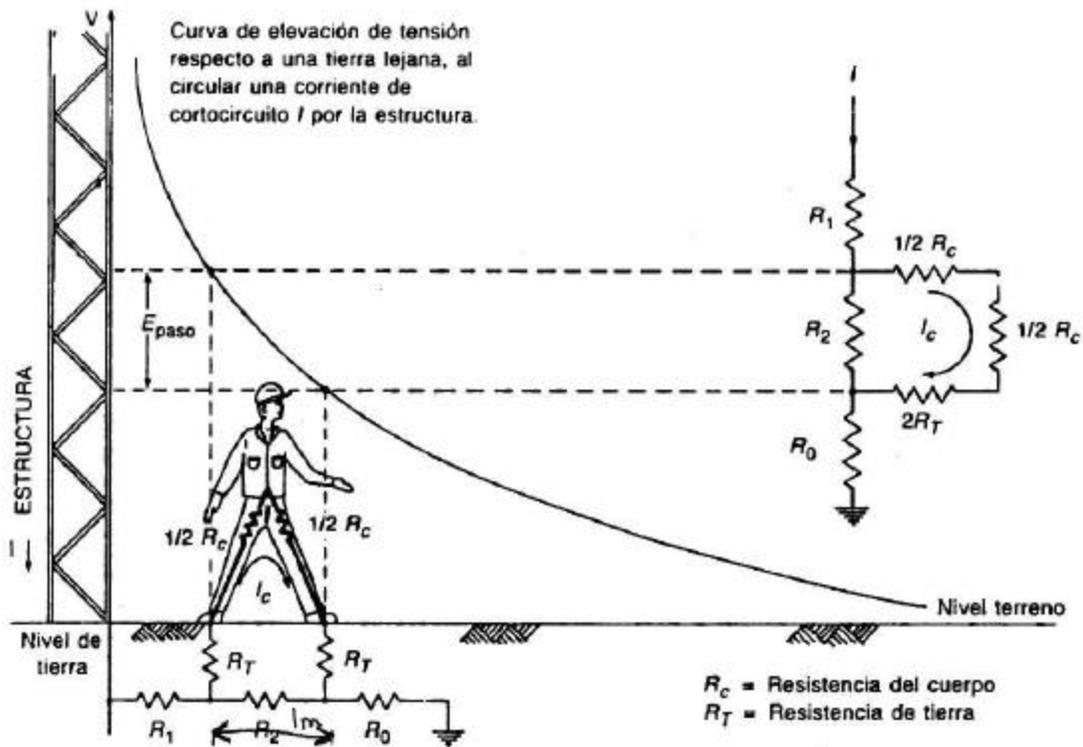


Figura 6.1 Tensión de paso cerca de una estructura conectada a tierra

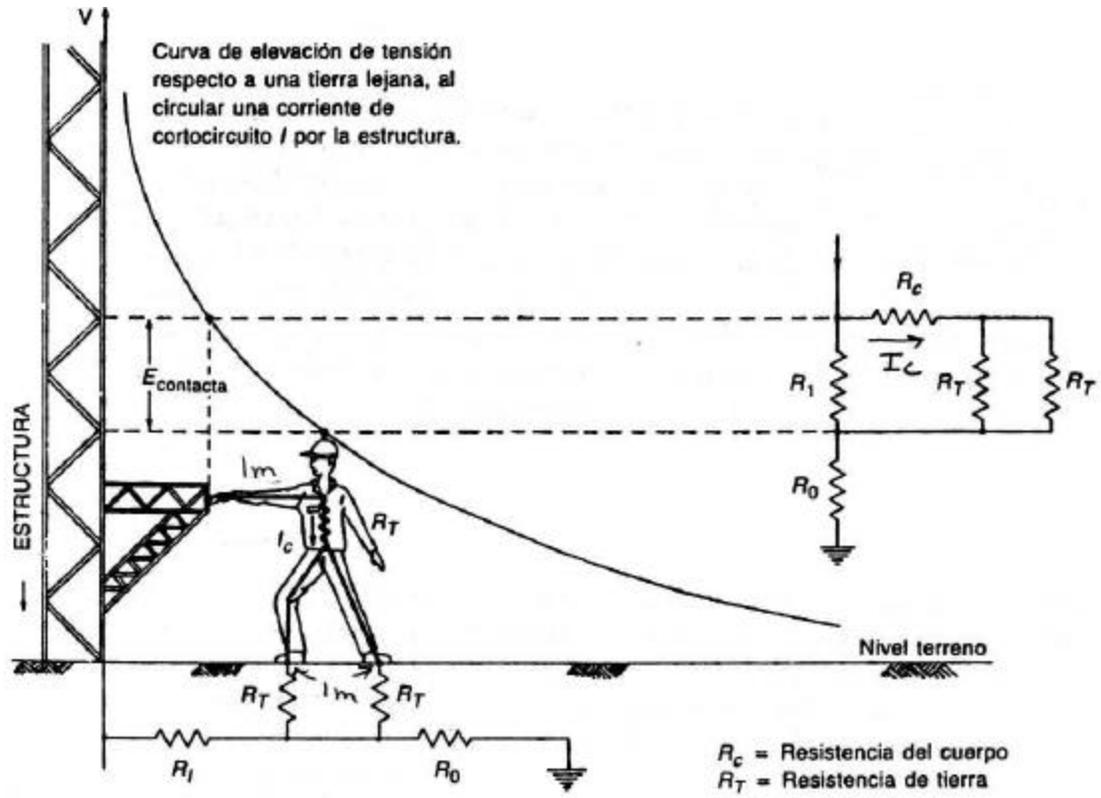


Figura 6.2 Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra

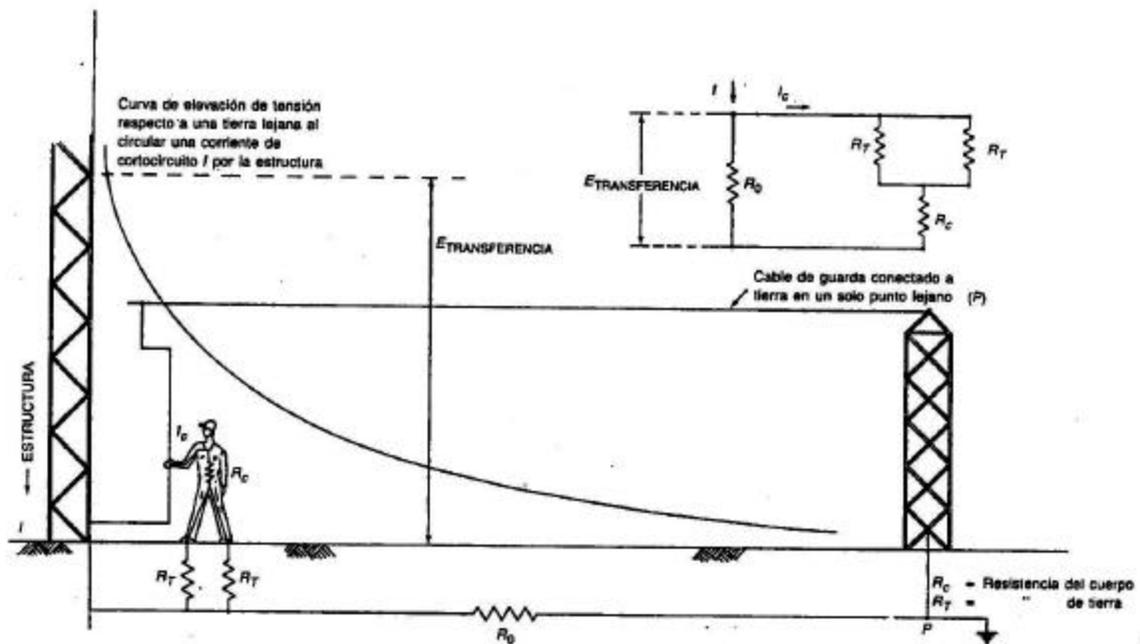


Figura 6.3 Tensión de transferencia

Los circuitos equivalentes antes descritos, incluyen las resistencias del sistema de electrodos de tierra (R_1 , R_2 y R_0), las resistencias de contacto de la mano y la de los zapatos (las dos últimas se consideran despreciables), la resistencia R_T del terreno inmediato debajo de cada pie y la resistencia del cuerpo R_C . Para fines prácticos se considera:

$R_T = 3 r_s$ para cada pie, donde r_s es la resistividad superficial que toca el pie en [Ω m].

El valor de la resistencia del cuerpo humano R_C es variable, recomendándose tomar de 1000 Ω para la resistencia entre los dos pies y entre pies y manos.

Sustituyendo las constantes apropiadas de los circuitos en cada caso y los valores tolerables de corriente de la ecuación (6.1) se tiene:

$$E_{paso} = (R_C + 2R_T)I_C = (1000 + 6r_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$E_{paso} = \frac{116 + 0.7r_s}{\sqrt{t}} \quad (6.2)$$

$$E_{contacto} = \left(R_C + \frac{R_T}{2} \right) I_C = (1000 + 1.5r_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$E_{contacto} = \frac{116 + 0.17r_s}{\sqrt{t}} \quad (6.3)$$

Como norma, se toma como valor máximo de tensión que puede soportar el cuerpo humano durante un tiempo de 1.2 s el valor de 150 V.

6.1.3 Disposiciones básicas de la red de tierra

Para las redes de tierra, se consideran tres sistemas básicos:

- a) Sistema radial
- b) Sistema de anillo
- c) Sistema de red

El sistema radial es el más barato pero el menos satisfactorio ya que al producirse una falla en un aparato, se producen grandes gradientes de potencial. Este sistema consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.

El sistema de anillo se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de suficiente calibre (aproximadamente 1000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación eléctrica y conectando derivaciones a cada aparato, mediante un cable más delgado (500 MCM o 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente y en él se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra del sistema radial. Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

El sistema de red es el más usado actualmente en nuestro sistema eléctrico y consiste en una malla formada por cable de cobre (aproximadamente 4/0 AWG) conectado a través de electrodos de varilla de copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menos resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero el más costoso de los tres tipos.

6.2 Elementos de la red de tierras

6.2.1 Conductores

Los conductores usados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibre superiores de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice. Para sistemas de anillo se usa el calibre 1000 MCM y para sistemas de malla se usa el 4/0 AWG.

6.2.2 Electroodos

Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto, menor resistividad. Los electroodos se fabrican de tubo de fierro galvanizado para terrenos cuya constitución no ataque a este material o varillas copperweld para lugares corrosivos. La varilla copperweld esta constituido de una varilla de fierro a la cual se le adhiere una lámina de cobre. Entre ambos materiales existe una gran conexión y por lo tanto una muy buena conductividad y una gran resistencia mecánica.

6.2.3 Conectores y accesorios

Son los elementos que sirven para unir a la red de tierra con los electroodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etc.

Los tipos de conectores son básicamente de tres tipos:

- Conectores atornillados
- Conectores a presión
- Conectores soldados

Todos los tipos de conectores deben soportar la corriente de la red de tierra en forma continua.

Los conectores atornillados se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronce al silicio que les da alta resistencia mecánica y a la corrosión.

Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de buen contacto.

Los conectores soldados son los más económicos y seguros por lo que usan con mucha frecuencia.

Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectores, en que se fabrican para unir los electroodos de tierra al cable; de la malla de tierra al cable de las estructuras, etc. En general, se utiliza en los siguientes tipos de conexiones atornilladas:

- Del electrodo al cable de cobre de la malla, tomando en cuenta si el cable es paralelo o perpendicular al electrodo.
- Del electrodo a dos cables verticales.
- Del electrodo a tres cables verticales.
- De un cable a un tubo o columna.
- De dos cables a un tubo perpendicular a ellos.
- Zapata para conexión a diferentes equipos.

- Conector T de cable a cable.
- De un cable a placa.
- De dos cables a placa.
- De tres cables a placa.
- De varilla a placa.

6.3 Factores que se consideran en el diseño

Habiendo fijado los límites tolerables de tensión, se procede al diseño y a la construcción de la red de tierra, la cual se considerarán los siguientes factores:

a) Características del terreno

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una cierta profundidad razonable que pueda permitir una juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de agua freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente realizar mediciones con métodos y aparatos aceptables para dicho fin. Estas mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentración de sales en el suelo.

La siguiente tabla da una idea de los valores medidos de la resistividad.

Tabla 6.1 Resistividades medias de diferentes tipos de terrenos

Tipo de terreno	Resistividad [W -m]
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	10^2
Tierra seca	10^3
Roca molida	10^4

El contenido de sales, ácidos o álcalis afectan en forma muy apreciables la resistividad abatiéndola. La resistividad depende fuertemente del contenido de humedad, es decir, cuando la humedad se reduce abajo del 22% por peso, la resistividad crece bruscamente.

La temperatura también ejerce una influencia sobre la resistividad del terreno. A menos de 0°C la resistividad crece bruscamente y a mayores temperaturas decrece, exceptuando a la temperatura de ebullición del agua, donde la humedad disminuye considerablemente al evaporarse.

b) Corrientes máximas de cortocircuito

Es necesario calcular ya sea manual o computacionalmente la corriente simétrica de falla a tierra. Para ellos es necesario considerar algunos factores de corrección:

- Cuando sea necesario tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos de las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla.

Para considerar este efecto se considera un factor de decremento D el cual toma en cuenta el efecto de desplazamiento de la corriente directa y a la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

En la siguiente tabla se muestran algunos factores de decremento

Tabla 6.2 Factores de decremento D

Duración de la falla y del choque eléctrico T [s]	Factor de decremento D
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
Mas de 0.50	1.00

- Cuando sea pertinente considerar los aumentos de corriente de falla a tierra debidas al crecimiento del sistema eléctrico.

c) Resistencia del terreno

La resistencia del terreno puede calcularse de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R = \frac{\mathbf{r}}{4r} \quad (6.4)$$

O con mayor precisión:

$$R = \frac{\mathbf{r}}{4r} + \frac{\mathbf{r}}{L} \quad (6.5)$$

Donde:

R = Resistencia del sistema de tierras de la subestación en $[\Omega]$.

\mathbf{r} = Resistividad media del terreno en $[\Omega \text{ m}]$.

r = Radio del círculo que tenga la misma área de terreno que la ocupada por el sistema de tierras en $[\text{m}]$.

L = Longitud total de los conductores del sistema de tierras en $[\text{m}]$.

6.4 Método de cálculo

Este método es para sistemas de tierra tipo malla. Se supone el sistema formado por mallas de cable de cobre enterrado a una profundidad aproximada de 0.3 a 0.5 m debajo de la superficie. Típicamente en las subestaciones se instalan varillas verticales de copperweld de aproximadamente 5/8" de diámetro y de unos 3 m de longitud, cuando la resistividad del terreno es alta en la superficie.

a) *Cálculo del calibre del conductor de la red*

La ecuación de Onderdonk permite seleccionar el conductor de Cu y la unión adecuadas para evitar la fusión:

$$I = A \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33S}} \quad (6.6)$$

Donde:

I = Corriente en [A].

A = Sección del cobre en [CM]

S = Tiempo durante el cual circula la corriente I en [s].

T_m = Temperatura máxima permisible en [°C]

T_a = Temperatura ambiente en [°C]

Se pueden suponer los siguientes valores:

$T_a = 40$ °C

$T_m = 1083$ °C, temperatura de fusión del cobre

$T_m = 450$ °C, temperatura permisible para la soldadura de latón.

$T_m = 250$ °C, temperatura permisible para las uniones con conectores.

A partir de la tabla (6.3) se puede seleccionar el calibre del conductor basándose en el tiempo de duración de la falla. Se obtuvieron los resultados a partir de la ecuación anterior.

Tabla 6.3 Calibres de conductores de Cu mínimos que previenen la fusión

Tiempo de duración de la falla [s]	[CM] por Amperes		
	Cable solo	Con uniones de soldadura de latón	Con uniones de conectores
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

b) *Cálculo de los potenciales de paso, de contacto y de malla de la red de tierras.*

Para calcular la tensión de malla se aplica la siguiente ecuación:

$$E_{malla} = K_m K_i \frac{I}{L} \mathbf{r} \quad (6.7)$$

Donde:

E_{malla} = Diferencia de potencial del conductor de la malla y la superficie del terreno al centro del rectángulo de la malla en [V].

K_m = Coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos n , el espaciamento e , el diámetro d y la profundidad de enterramiento h de los conductores que forman la red y se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2p} \ln \frac{e^2}{16hd} + \frac{1}{p} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \dots \right] \quad (6.8)$$

El número de factores en el segundo término es 2 menos que el número de conductores paralelos en la red básica.

K_i = Factor de corrección que considera las irregularidades del terreno en la dispersión de la corriente. Varía de 1 a 2 y se puede usar la siguiente ecuación:

$$K_i = 0.4 + 0.14 n \quad (6.9)$$

r = Resistividad media del terreno en [Ω m]

I = Corriente total efectiva que fluye a través de la red de tierra y la tierra, ajustada por el factor de decremento y el crecimiento a futuro del sistema en [A].

L = Longitud total del conductor enterrado en [m].

Las tensiones de paso y de contacto se calculan de acuerdo a las ecuaciones (6.2) y (6.3).

Una vez calculados las tensiones de paso, de contacto y de malla, se comparan dichas tensiones con los valores tolerables del cuerpo humano y en esta forma, se saben si el diseño preliminar está dentro de los límites de seguridad requeridos. En caso de no ser así, se procede a calcular la longitud total del conductor necesaria para caer dentro de los límites de seguridad.

c) *Cálculo de la longitud total del conductor.*

Igualando la tensión de malla con la tensión de contacto se obtiene la ecuación para determinar la longitud del conductor enterrado del sistema de tierra:

$$L = \frac{K_m K_i r I \sqrt{t}}{116 + 0.17 r_s} \quad (6.10)$$

d) *Cálculo del potencial de paso en la periferia de la malla.*

Se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{paso}' = K_s K_i \frac{I}{L} r \quad (6.11)$$

Donde:

K_s = Coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores transversales de la malla, su espaciamento e y la profundidad de enterramiento h de los mismos y su valor se calcula como:

$$K_s = \frac{1}{p} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{e+h} + \frac{1}{2e} + \frac{1}{3e} + \dots + \right] \quad (6.12)$$

El número de términos será igual al número de conductores transversales (menor longitud) en la malla básica.

6.5 Ejemplo de cálculo de la red de tierra

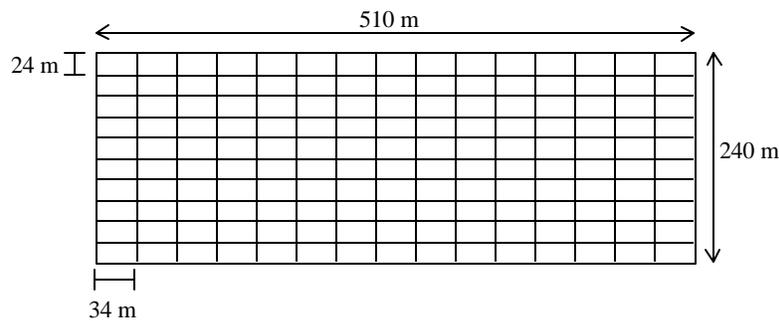
A continuación se muestran los pasos de diseño de una subestación eléctrica de 400/230 kV.

a) Diseño preliminar

El área cubierta por la red de tierra es de 510 m de largo por 240 m de ancho. Los conductores transversales (los de menor longitud), estarán espaciados cada 34 m. Los conductores paralelos (los de mayor longitud), estarán espaciados cada 24 m. El arreglo se muestra a continuación:

$$510/34 = 15 + 1 = 16 \text{ conductores transversales}$$

$$240/24 = 10 + 1 = 11 \text{ conductores paralelos}$$



- *Superficie del terreno:* $S_T = 510 \times 240 = 122\,400 \text{ m}^2$
- *Radio equivalente de la superficie total:* $r = \sqrt{\frac{A}{P}} = \sqrt{\frac{122400}{P}} = 197 \text{ m}$
- *Longitud del cable:*

$$\begin{array}{l} 16 \text{ conductores transversales de } 240 \text{ m} = 3840 \text{ m} \\ 11 \text{ conductores paralelos de } 510 \text{ m} = 5610 \text{ m} \\ \hline L = \mathbf{9450 \text{ m}} \end{array}$$
- *Tiempo de duración de la falla:* Se toma una duración de **0.2 segundos**
- *Corriente de cortocircuito a tierra:*

La potencia de cortocircuito trifásica y a tierra en el nodo de 230 kV es:

$$MVA_{CC} = 7500 \text{ MVA}$$

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3}V} = \frac{7500 \times 10^6}{\sqrt{3}(230 \times 10^3)} = 18827 \text{ A}$$

que es la corriente de cortocircuito que se tiene en la subestación.

Considerando los factores de decremento y crecimiento a futuro del sistema se tiene:

Factor de decremento $D = 1.2$ para 0.2 s de duración de la falla (tabla 6.2).

Crecimiento a futuro se considera un 50%, es decir $f_c = 1.5$.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito para el diseño de la red es:

$$I = D \times f_c \times I_{CC} = 1.2 \times 1.5 \times 18827 = \mathbf{33889 \text{ A}}$$

- *Calibre de los conductores de la malla*

Aplicando la ecuación (6.6) para los diferentes tipos de uniones, se tiene:

i) Cable solo: $T_a = 40^\circ\text{C}$, $T_m = 1083^\circ\text{C}$.

$$\frac{A}{I} = \left[\frac{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33S} \right]^{-1} = \left[\frac{\log\left(\frac{1083 - 40}{234 + 40} + 1\right)}{33(0.2)} \right]^{-1} = 3.1 \frac{\text{CM}}{\text{A}}$$

$$\text{Calibre del conductor} = (3.1)(33,889) = \mathbf{105.4 \text{ MCM}}$$

ii) Con uniones de soldadura de latón: $T_a = 40^\circ\text{C}$, $T_m = 450^\circ\text{C}$.

$$\frac{A}{I} = \left[\frac{\log\left(\frac{450 - 40}{234 + 40} + 1\right)}{33(0.2)} \right]^{-1} = 4.1 \frac{\text{CM}}{\text{A}}$$

$$\text{Calibre del conductor con uniones de soldadura de latón} = (4.1)(33,889) = \mathbf{139 \text{ MCM}}$$

iii) Con uniones de conectores: $T_a = 40^\circ\text{C}$, $T_m = 250^\circ\text{C}$.

$$\frac{A}{I} = \left[\frac{\log\left(\frac{250 - 40}{234 + 40} + 1\right)}{33(0.2)} \right]^{-1} = 5.2 \frac{\text{CM}}{\text{A}}$$

$$\text{Calibre del conductor con uniones de conectores} = (5.2)(33,889) = \mathbf{176 \text{ MCM}}$$

De acuerdo al tipo de conexión, se selecciona el calibre de conductor a un valor comercial o en su caso, se elige al valor mínimo de norma, es decir, el calibre **4/0 AWG con un diámetro de 13.4 mm.**

- Resistencia del terreno.

De acuerdo con mediciones realizadas se obtuvo una resistividad del terreno de $35 \Omega\text{-m}$. Es decir: $r = 35 \Omega\text{-m}$. Además, $r = 197 \text{ m}$ y $L = 9450 \text{ m}$.

$$R = \frac{r}{4r} + \frac{r}{L} = \frac{35}{4(197)} + \frac{35}{9450} = 0.048 \Omega$$

- b) Cálculo del potencial de malla de la red.

Son 11 conductores en paralelo, con espaciamiento D de 24 m, con una longitud de los cables L de 9450 m, con un diámetro del cable 4/0 AWG d de 13.4 mm y se considera una profundidad de enterramiento h de 0.5 m, se tiene:

$$K_m = \frac{1}{2p} \ln \frac{24^2}{16(0.5)(0.0134)} + \frac{1}{p} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{9}{10} \cdot \frac{11}{12} \cdot \frac{13}{14} \cdot \frac{15}{16} \cdot \frac{17}{18} \cdot \frac{19}{20} \right] = 1.035$$

$$K_i = 0.4 + 0.14 n = 0.4 + 0.1 (11) = 1.94$$

Por lo tanto, tenemos:

$$E_{malla} = 1.035(1.94) \frac{33889}{9450} (35) = 252 \text{ V}$$

- c) Cálculo de los potenciales tolerables al cuerpo humano.

De acuerdo con las ecuaciones (6.2) y (6.3) y considerando que $r = r_s$, tenemos:

$$E_{paso} = \frac{116 + 0.7(35)}{\sqrt{0.2}} = 314 \text{ V}$$

$$E_{contacto} = \frac{116 + 0.17(35)}{\sqrt{0.2}} = 273 \text{ V}$$

- d) Cálculo de la longitud del cable necesario para tener seguridad dentro de la subestación.

De acuerdo con la ecuación (6.10), tenemos:

$$L = \frac{1.035(1.94)(35)(33889)\sqrt{0.2}}{116 + 0.17(35)} = 8733 \text{ m}$$

- e) Cálculo del potencial de paso en la periferia de la malla.

De acuerdo con las ecuaciones (6.12) y (6.11), tenemos:

$$K_s = \frac{1}{p} \left[\frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{34 + 0.5} + \frac{1}{2(34)} + \frac{1}{3(34)} + \frac{1}{4(34)} + \frac{1}{5(34)} + \frac{1}{6(34)} + \frac{1}{7(34)} + \frac{1}{8(34)} + \frac{1}{9(34)} + \frac{1}{10(34)} \right]$$

$$K_s = 0.345$$

Por lo tanto, tenemos:

$$E_{paso}' = 0.345(1.94) \frac{33889}{9450} 35 = 84 \text{ V}$$

f) Análisis de resultados:

- Se comprueba que las tensiones calculadas en la malla y en su periferia, no sobrepasen a las tensiones tolerables al cuerpo humano.

Tensiones en la malla y en su periferia	$E_{malla} = 252 \text{ V}$ $E_{paso}' = 84 \text{ V}$
Tensiones tolerables al cuerpo humano	$E_{contacto} = 272 \text{ V}$ $E_{paso} = 314 \text{ V}$

$$E_{malla} < E_{contacto}$$

$$E_{paso}' < E_{paso}$$

Se cumplen ambas condiciones

- Se verifica que la longitud del conductor del sistema de tierras calculado, no sobrepase a la longitud previamente propuesta.

$L_{calculado} = 8733 \text{ m}$ $L_{propuesto} = 9450 \text{ m}$
--

$$L_{calculado} < L_{propuesto}$$

Se cumple la condición

7. Dimensionamiento dieléctrico en líneas aéreas y subestaciones eléctricas

7.1 Distancias eléctricas de no flameo en aire

- a) **Aislamiento fase a tierra:** Se refiere al aislamiento de una fase cualquiera con relación a los puntos conectados a tierra y está caracterizado por una tensión relacionada con una distancia a tierra que se verifica por medio de procedimientos convencionales y reproducibles, que se expresa en las normas como una distancia de aislamiento en el aire y que es necesaria para definir los aspectos de seguridad.
- b) **Aislamiento de fase a fase:** El aislamiento entre fases debe garantizar un comportamiento dieléctrico que relacione la tensión con distancia en aire y sin considerar ningún elemento a tierra entre los conductores de fase. En las subestaciones, la distancia de aislamiento entre fases resulta de las condiciones de la instalación y frecuentemente se refiere a los equipos aunque no depende de estos. Para las líneas de transmisión se debe distinguir entre las distancias dieléctricas entre fases y las distancias entre apoyos de las fases.

7.1.1 Criterios para la determinación de las distancias dieléctricas en aire

Las distancias en aire de fase a tierra y entre fases deben garantizar estadísticamente una probabilidad de flameo tal que resulte baja desde el punto de vista de los criterios de diseño adoptados. Esto conduce al establecimiento de distancias mínimas de no flameo entre fase y tierra o entre fases y que se determina principalmente para los impulsos por rayo y por maniobra según los niveles de aislamiento.

El concepto de distancia dieléctrica en aire es general y desde el punto de vista de diseño parte de la relación entre la tensión crítica de flameo por rayo (TCF ó U_{50}) o por maniobra (TCM ó U_{50}) y el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo ($NBAI$) o por maniobra ($NBAM$). (tabla 1.1).

La tensión crítica de flameo es el valor de tensión al cual se tiene una probabilidad de flameo del 50% y los valores usados para el diseño correspondiente a los niveles básicos corresponden a los niveles básicos de aislamiento (al impulso por rayo o por maniobra) que son cantidades inferiores al TCF o al TCM y que darían probabilidades de flameo del 10% es decir, se espera que no se produzca flameo en un 90% de las veces.

La relación entre los niveles básicos de aislamiento al impulso y las tensiones críticas de flameo se indican a continuación:

- a) Para impulso por rayo:

$$NBAI = TCF (1.0 - 1.3 s) \quad (7.1)$$

Donde:

s = desviación estándar referida al valor de la TCF . Se recomienda un valor del 3%. Con lo que:

$$NBAI = 0.961 TCF \quad (7.2)$$

b) Para impulso por maniobra:

$$NBAM = TCM (1.0 - 1.3 s) \quad (7.3)$$

Donde:

s = desviación estándar referida al valor de la TCM. Se recomienda un valor del 6%. Con lo que:

$$NBAM = 0.922 TCM \quad (7.4)$$

En tensiones nominales hasta 230 kV, las distancias dieléctricas de fase a tierra en condiciones atmosféricas estándares (760 mmHG, 11 gr/m³ y 20°C), se calculan básicamente por efecto de impulso por rayo. Estas distancias se calculan de acuerdo con la siguiente expresión:

$$TCF = K_3 d_{ft} \quad (7.5)$$

Donde:

d_{ft} = distancia entre electrodos en [m].

K_3 = Factor de configuración electródica para sobretensiones por rayo. Dicho factor está expresado en la tabla (7.1) y depende del tipo de configuración.

En tensiones nominales superiores a 230 kV, las distancias eléctricas de fase a tierra en condiciones atmosféricas estándares se calculan básicamente por efecto del impulso por maniobra. Se tienen dos ecuaciones para determinarlas:

a) Cuando se considera la forma de onda estándar del impulso por maniobra (250/2500 μ s), se emplea la ecuación propuesta por L. Paris:

$$TCM = 500 K_2 d_{ft}^{0.6} \quad (7.6)$$

Donde:

K_2 = Factor de configuración electródica para sobretensiones por maniobra. Dicho factor está expresado en la tabla (7.1) y depende del tipo de configuración.

b) Cuando se considera el tiempo de cresta crítico se emplea la ecuación propuesta por Gallet y Leroy.

$$TCM = \frac{3400K_2}{1 + \frac{8}{d_{ft}}} \quad (7.7)$$

Esta última ecuación la emplea la CFE en sus diseños de aislamiento.

Los factores de configuración electródica se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 7.1 Factores de configuraciones electrónicas.

Tipo de configuración (fase – tierra)	K_1^*	K_2	K_3
Conductor – estructura (Línea de transmisión)	1.40	1.25	550
Conductor – ventana	1.30	1.20	550
Conductor – plano	1.30	1.10	550
Conductor – objeto a tierra (vehículos, equipo mecánico, de maniobra, etc.)	1.45	1.35	550
Punta – punta	1.20	1.40	480
Punta – plano	1.20	1.00	480
Conductor – estructura (subestaciones)	1.45	1.35	550

Configuraciones fase – fase			
Conductor- conductor	-----	1.50	550
Anillo equipotencial – anillo equipotencial	-----	1.60	550

* Factor de configuración electrónica para sobretensiones a la frecuencia del sistema.

La determinación de las distancias fase a fase hasta una altitud de 1000 msnm, se emplean las siguientes ecuaciones:

a) Para tensiones nominales inferiores a 230 kV, se considera el efecto del impulso por rayo y es:

$$TCF = 520.29 d_{ff} \quad (7.8)$$

Donde:

TCF = tensión crítica de flameo de fase a fase expresada en [kV].

d = distancia entre fases en [m].

Siendo:

$$TCF = NBI_{ff} / 0.961 \quad (7.9)$$

b) Para tensiones superiores a 230 kV, se considera el efecto del impulso por maniobra y es:

Cuando se tienen configuraciones simétricas (conductor- conductor, punta – punta, etc.).

$$d_{ff} = 1.8 TCM^{1.6} \quad (7.10)$$

Cuando se tienen configuraciones asimétricas (conductor - punta, anillo equipotencial – conductor, etc.) o cuando se tienen configuraciones simétricas en donde su simetría se neutraliza por efecto de irregularidades de los electrodos como es el caso de las barras soportadas de aisladores con herrajes.

$$d_{ff} = 2.0 TCM^{1.7} \quad (7.11)$$

Donde:

TCM = debe estar dado en [MV]

Además:

$$TCM = NBAM_{ff} / 0.922 \quad (7.12)$$

7.1.2 Efectos meteorológicos

Los aislamientos externos (autorrecuperables) se ven afectados por los efectos meteorológicos como son: presión barométrica, temperatura y humedad, de tal forma que la tensión crítica de flameo en condiciones estándares se modifica de acuerdo con la siguiente expresión:

$$TCF_{trabajo} = \frac{k^h}{d^n} TCF_{estandar} \quad (7.13)$$

Donde:

k^h = factor de corrección por humedad.

d = factor de corrección por presión barométrica (densidad relativa del aire).

n = exponente que depende de la configuración de los electrodos teniendo un valor máximo de 1.0.
(Se recomienda usar este valor)

La densidad relativa del aire se puede calcular a partir de las siguientes ecuaciones:

$$d = \frac{b}{b_o} \left(\frac{273 + t_o}{273 + t} \right) \quad (7.14)$$

b y b_o = presión barométrica en el lugar de trabajo y estándar respectivamente en [mm de Hg].

t y t_o = temperatura en el lugar de trabajo y estándar respectivamente en [°C].

Las condiciones atmosféricas estándares son:

Humedad absoluta = 11 gr/m³

t_o = 20 °C

b_o = 760 mm Hg

Cuando se tiene como dato la altitud sobre el nivel del mar H , se emplea la siguiente ecuación:

$$d = e^{-\frac{H}{8150}} \quad (7.15)$$

Cuando se trabaja en el campo, es muy difícil considerar la humedad, ya que es un parámetro que varía considerablemente de un momento dado a otro, por lo que no lo consideraremos como ajuste. Por lo tanto: $k^h = 1.0$.

7.2 Dimensionamiento dieléctrico en subestaciones eléctricas

7.2.1 Introducción

El dimensionamiento dieléctrico de las subestaciones eléctricas en principio se hace siguiendo los mismos métodos que para la determinación de las distancias de fase a tierra y entre fases empleados en las líneas de transmisión y redes de distribución, pero además se consideran otros factores de diseño relacionados con las distancias de seguridad y dimensiones del equipo.

La base del dimensionamiento dieléctrico se encuentra en los estudios relacionados con la ruptura dieléctrica en diferentes tipos de electrodos con aplicación de ondas de impulso por rayo y por maniobra de interruptores.

En el caso de subestaciones eléctricas se han hecho una serie de investigaciones para llegar al establecimiento de las distancias de diseño más convenientes de fase a tierra y entre fases basadas en configuraciones de electrodos, llegándose a identificar de esta manera tres tipos de distancias en aire:

- Distancia entre conductores.
- Distancia de aislamiento entre conductores y aparatos.
- Distancias entre aisladores y aparatos.

El primer tipo de distancia se localiza entre las fases de los conductores de llegada o salida a la subestación y en las barras de la misma, el segundo tipo incluye la distancia en aire entre conductor y elementos de desconexión y el tercer tipo considera las distancias en aire entre polos de interrupción, entre polos de transformadores de corriente, entre trampas de onda, etc.

Cada una de los tipos de distancia anteriores presenta una configuración de electrodos difícil de ubicar dentro de cualquiera de las configuraciones estudiadas y consideradas como estándares en los laboratorios, no obstante esto, las tablas de distancia entre fases para configuraciones de electrodos en subestaciones eléctricas se elaboran para las condiciones que se aproximan más a la realidad y que son:

- Anillo – anillo.
- Punta – punta.
- Punta – plano.
- Conductor – estructura.

7.2.2 Distancias de diseño

Son las distancias entre centros de fases de las subestaciones a las distancias mínimas de no flameo de fase a tierra y a las distancias de seguridad.

Las distancias mínimas de fase a tierra y entre fases se determinan como se explicó en la sección 7.1. Para altitudes superiores a 1000 msnm se debe considerar 1.25% por cada 100 m en exceso, pudiéndose aplicar para el cálculo la siguiente expresión:

$$d_h = d_o + \left[0.0125 \left(\frac{1000h}{100} \right) d_o \right] \quad (7.16)$$

Donde:

d_h = distancia de fase a tierra en [m] a la altura h de la instalación en [msnm].

d_o = distancia de fase a tierra hasta 1000 msnm.

Las distancias de diseño entre centros de fases en las subestaciones eléctricas, así como las distancias de fase a tierra en las mismas, se pueden determinar de acuerdo con lo siguiente:

- a) Las distancias mínimas de fase a tierra se determinan con las ecuaciones mostradas en la sección (7.1), las cuales se deben corregir a las condiciones atmosféricas al lugar de trabajo. Estas distancias se pueden aumentar de acuerdo a las características constructivas de la subestación.
- b) Las distancias entre centros de fases en las barras colectoras de las subestaciones eléctricas se calculan para dos casos:
 - **Subestaciones con barras y/o conexiones rígidas.** En estas subestaciones las distancias se obtienen a partir de las distancias entre fases, tomando en consideración el diámetro de las barras o conectores adicionales a las distancias dieléctricas. La distancia entre centro de fases se muestra en la siguiente figura:

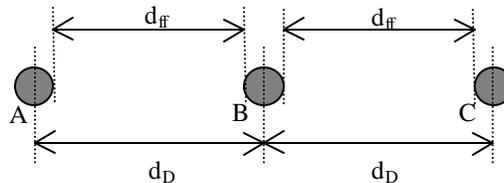


Figura 1.1. Distancias de diseño entre centros de fases d_D y distancias dieléctricas entre fases d_{ff} .

Para las distancias de diseño se deben considerar también otros aspectos adicionales como son los efectos electrodinámicos por corrientes de cortocircuito, la configuración de las barras, las distancias mínimas por mantenimiento y las dimensiones generales de los equipos. Basándose en lo anterior expuesto, las d_D se obtienen a partir de la tabla 7.2

Tabla 7.2. Distancias de diseño recomendados para subestaciones con barras y/o conexiones rígidas

Clase de aislamiento [kV]	d_D [m]
Menor de 24	$1.70 d_{ff}$
34.5 a 115	$1.80 d_{ff}$
230	$1.50 d_{ff}$
400	$1.80 d_{ff}$

- Subestaciones con barras colectoras flexibles (cables). Las distancias entre centros de fases para las subestaciones con cables no sólo dependen de los aspectos dieléctricos, sino también de los arreglos adoptados para las subestaciones, de los claros entre soportes, así como de las dimensiones y disposiciones de algunos equipos. Deben ser considerados también como elementos de dimensiones las condiciones atmosféricas del lugar de las instalaciones como son:

cargas por viento e hielo, temperatura ambiente (máxima y mínima). También se debe considerar el nivel sísmico.

A manera de recomendación se pueden adoptar como distancias de diseño las indicadas en la tabla 7.3 válidos hasta 1000 msnm.

Tabla 7.3. Distancias de diseño recomendados para subestaciones con barras colectoras flexibles (cables)

Clase de aislamiento [kV]	d_D [m]
34.5 a 115	1.80 a $2.0 d_{fi}$
230	1.80 a $2.0 d_{fi}$
400	2.0 a $2.25 d_{fi}$

7.2.3 Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo.

La altura mínima de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas en el punto medio del claro h , se calcula por medio de la expresión:

$$h = 5.0 + 0.0105 U_m \quad (7.17)$$

Donde:

U_m = tensión máxima de diseño en [kV].

La expresión anterior es aplicable en tensiones de 115 kV o mayores y válida hasta una altitud de 1000 msnm. Para alturas mayores, se debe corregir el segundo término por medio de la ecuación (7.16).

Para tensiones menores de 115 kV, la altura debe ser inferior a 5 m, si la subestación no tiene barras de protección.

7.2.4 Alturas de los equipos

La altura de otras partes bajo tensión, tales como en transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumento, conexiones entre estos aparatos y, en general, la de los elementos bajo tensión más próximos a tierra, no debe ser inferior a 3.0 m y se puede calcular de acuerdo con la expresión:

$$h_e = 2.3 + 0.0105 U_m \quad (7.18)$$

Donde:

h_e = altura de partes vivas de los equipos al nivel del suelo.

La expresión es válida hasta 1000 msnm y aplicable en instalaciones superiores a 69 kV. Para altitudes superiores a los 1000 msnm, se corrige el segundo término aplicando la ecuación (7.16). Para tensiones menores de 69 kV, la altura no debe ser inferior a 3 m cuando la subestación no tiene barras de protección.

7.2.5 Llegada de líneas a subestaciones

La altura de las líneas de transmisión que rematan en subestaciones eléctricas, debe tener una altura no inferior a la obtenida por la siguiente expresión:

$$h_l \geq 5.0 + 0.006 U_m \quad (7.19)$$

Donde:

h_l = altura mínima de la llegada de líneas a subestaciones, sin que sea inferior en ningún caso a 6.0 m.

La expresión es válida hasta 1000 msnm. Para altitudes superiores a los 1000 msnm, se corrige el segundo término aplicando la ecuación (7.16).

A continuación se presentan las alturas mínimas sugeridas en subestaciones de 69 kV o mayores.

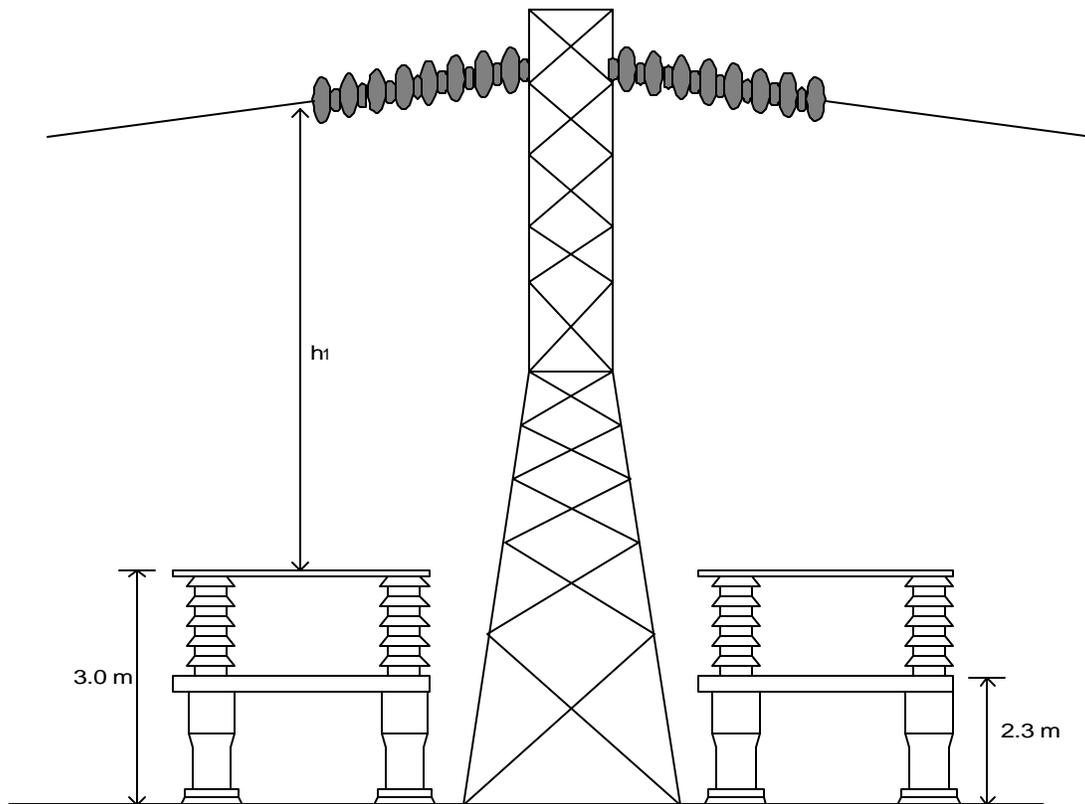


Figura 7.2. Alturas mínimas sugeridas en subestaciones de 69 kV o mayores.

7.2.6 Distancias de seguridad

Además de las distancias dieléctricas de fase a tierra y entre fases, se recomienda la adopción de distancias de seguridad, para la operación y mantenimiento de una subestación eléctrica, partiendo de la base de que las denominadas “partes vivas” deben quedar siempre fuera del alcance del personal, para lo que se recomienda adoptar las siguientes consideraciones generales:

- Las partes vivas se deben colocar fuera del alcance del personal usando distancias en las zonas de trabajo y circulación suficientemente grandes como para evitar contactos eléctricos.
- Las partes vivas se pueden hacer inaccesibles por medio del uso de barreras de protección para aislar físicamente al equipo o a las partes vivas de la instalación. Estas barreras de protección no deben tener una altura inferior de 1.2 m.
- Usar equipo en el que las partes vivas queden encerradas.

Las distancias de seguridad queden constituidas básicamente por dos términos:

- La distancia mínima de fase a tierra.
- Una distancia adicional que depende de las dimensiones adoptadas en las zonas de mantenimiento y circulación en la subestación, así como de la talla de personas que trabajan dentro de la misma.

En la determinación de las distancias de seguridad se deben considerar:

- Maniobras de los operadores en cualquier punto de la subestación.
- Circulación de personal en la subestación.
- Circulación de vehículos en la subestación.

Las dimensiones generales de un individuo de talla media son las siguientes:

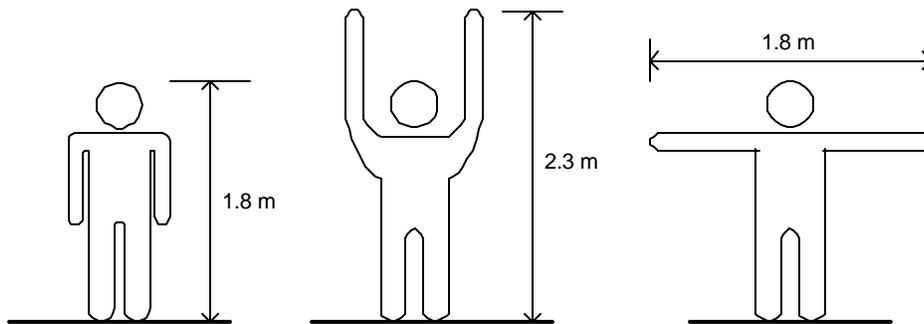


Figura 7.3. Dimensiones generales de un individuo para la determinación de las distancias de seguridad.

Las distancias de seguridad se muestran en las siguientes figuras:

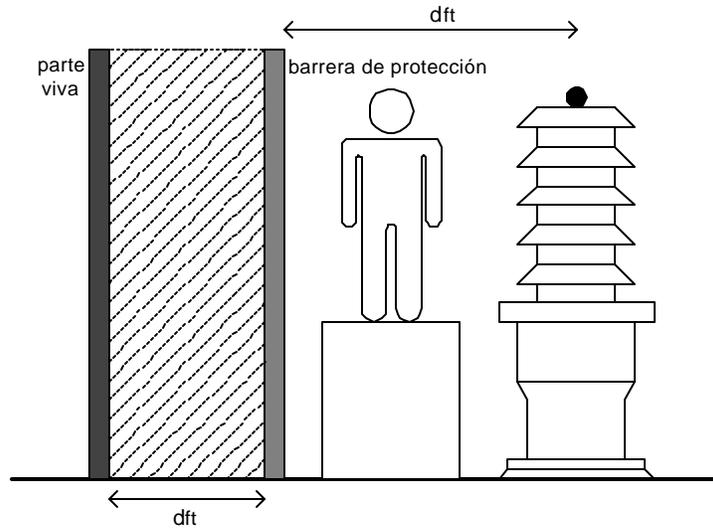


Figura 7.4 Aislamiento con barrera de protección. d_{ft} = distancia de fase a tierra.

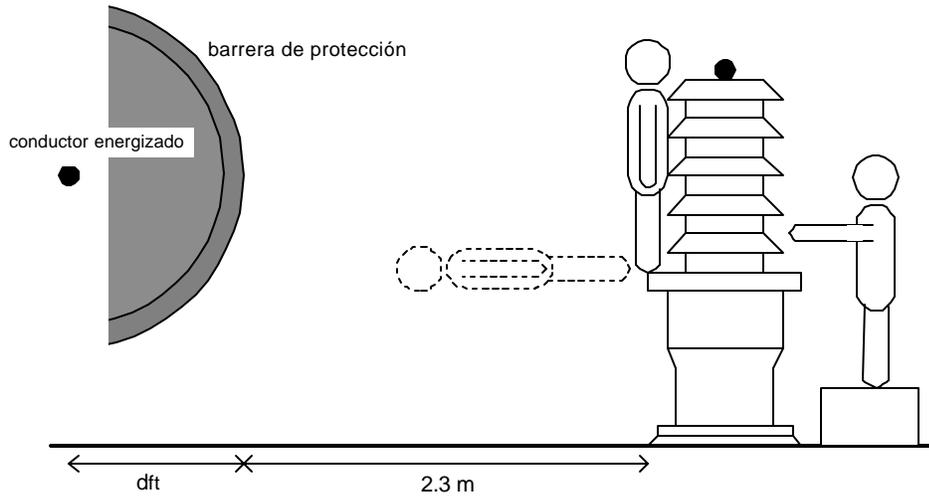


Figura 7.5 Aislamiento horizontal sin barrera

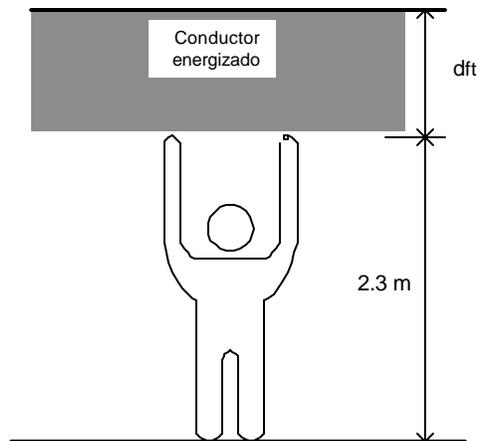


Figura 7.6 Distancia vertical de seguridad

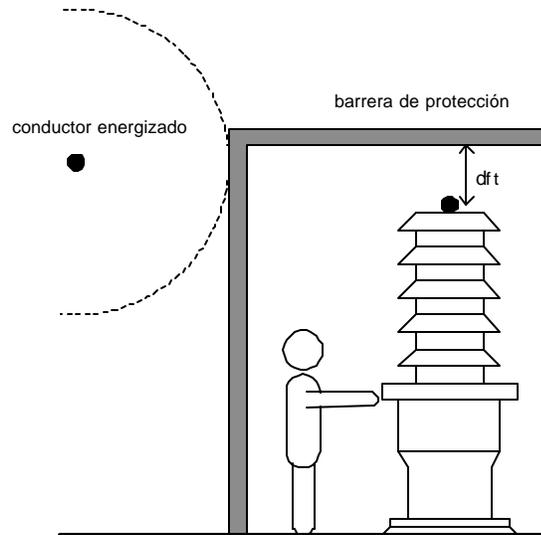


Figura 7.7 Zona de trabajo con barrera de protección

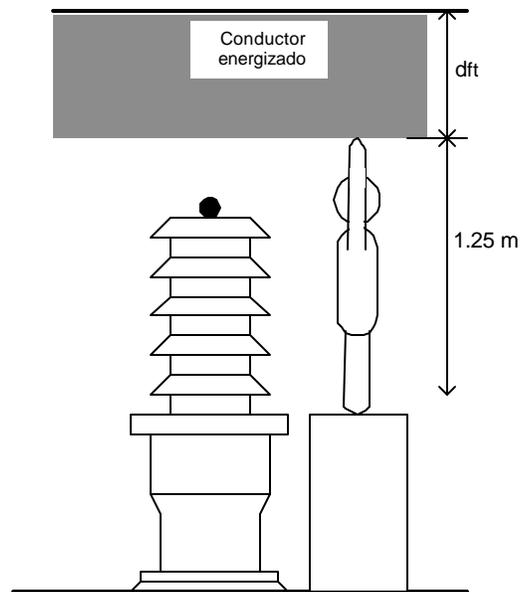


Figura 7.8 Zona de trabajo vertical

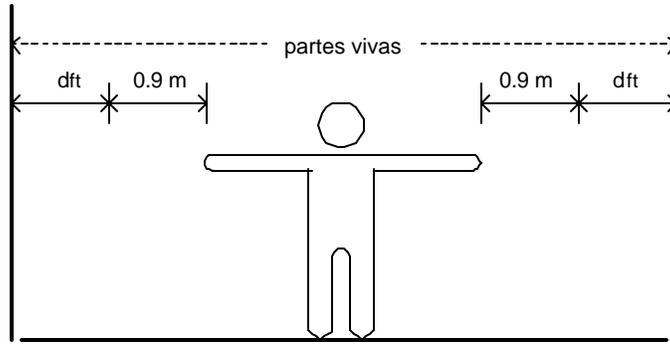


Figura 7.9 Distancia horizontal de seguridad

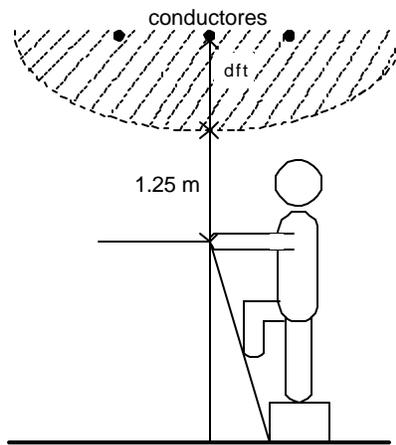


Figura 7.10 Maniobras en zona de trabajo energizada

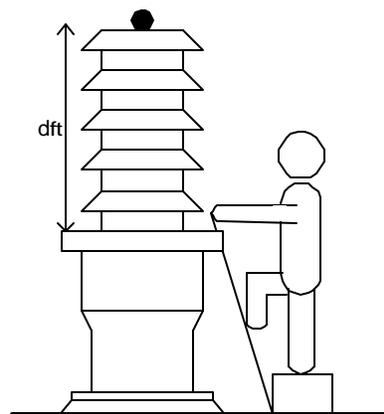


Figura 7.11 Maniobra en zona desenergizada

7.3 Cálculo de blindaje con cables de guarda

Siempre que sea posible en el diseño de subestaciones eléctricas importantes (superiores a 69 kV), se deben realizar estudios de blindaje por medio de programas computacionales, ya que éstos dan resultados adecuados para el diseño. Como medida de solución preliminar a este problema, se pueden adoptar las recomendaciones que se proponen a continuación, a partir del establecimiento de zonas de protección que deben cubrir a las barras colectoras y al equipo principal de la subestación, como se indican en las siguientes figuras:

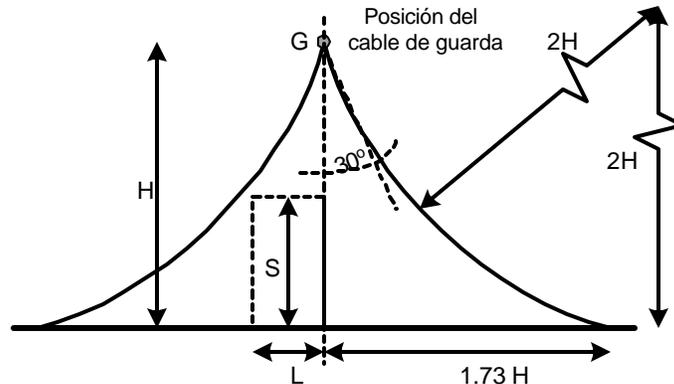


Fig. 7.12. Zona de protección con cable de guarda.

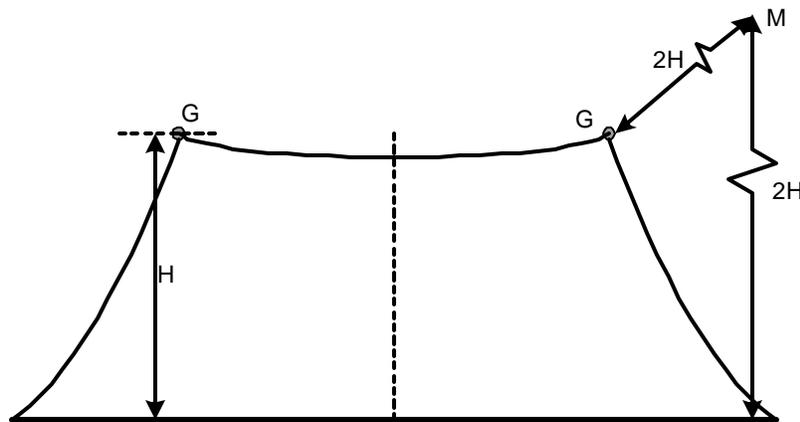


Fig. 7.13. Zona de protección con dos cables de guarda

Donde:

M = Punto de incidencia de la descarga atmosférica.

G = Cable de guarda.

H = Altura mínima del cable de guarda sobre el nivel del suelo.

S = Altura del objeto por proteger.

L = Distancia del objeto por proteger al cable de guarda

La altura H del cable de guarda esta en función de la altura del objeto por proteger y la distancia de la estructura de montaje del cable de guarda.

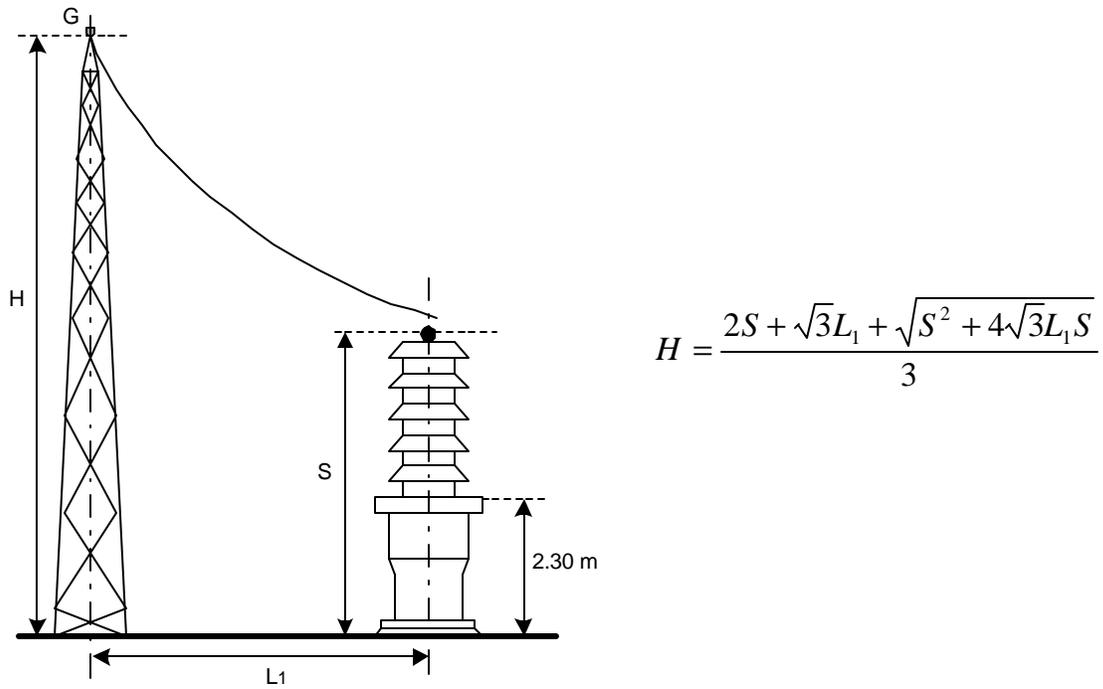


Fig. 7.14. Zona de protección del equipo con cable de guarda.

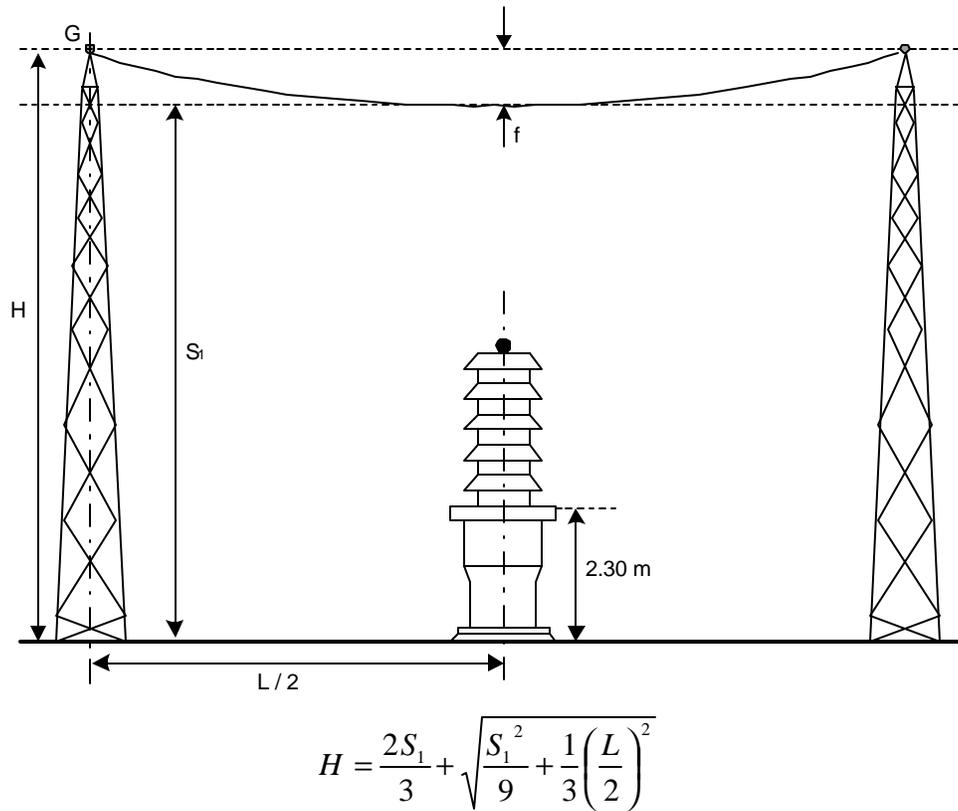


Fig. 7.15. Zona de protección del equipo entre estructuras con cable de guarda.

7.4 Cálculo de blindaje con bayonetas

Las bayonetas o pararrayos son electrodos generalmente de acero cuya función principal es la concentración de electrones de predescarga para su descarga a tierra. Deben ser terminadas en punta y se instalan en los puntos más altos de las estructuras de las subestaciones.

La zona de protección que brinda una bayoneta se calcula a partir de la altura máxima obtenida entre estructura y bayoneta y considerando que el ángulo de protección medido con relación al eje de la bayoneta no debe exceder en ningún caso a 30° como se muestra en la siguiente figura.

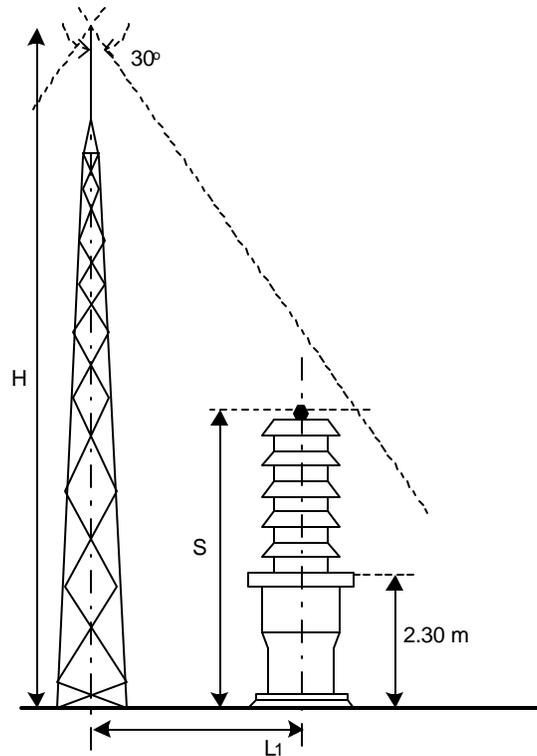


Figura 7.16. Zona de protección con una bayoneta.

Cuando la distancia entre estructuras y la altura de las mismas es tal que las zonas de protección obtenidas por las bayonetas se cortan sobre el plano de los objetos por proteger, entonces los ángulos de protección permisibles pueden llegar a ser de 45° . Siempre se debe de hacer un cálculo de verificación.

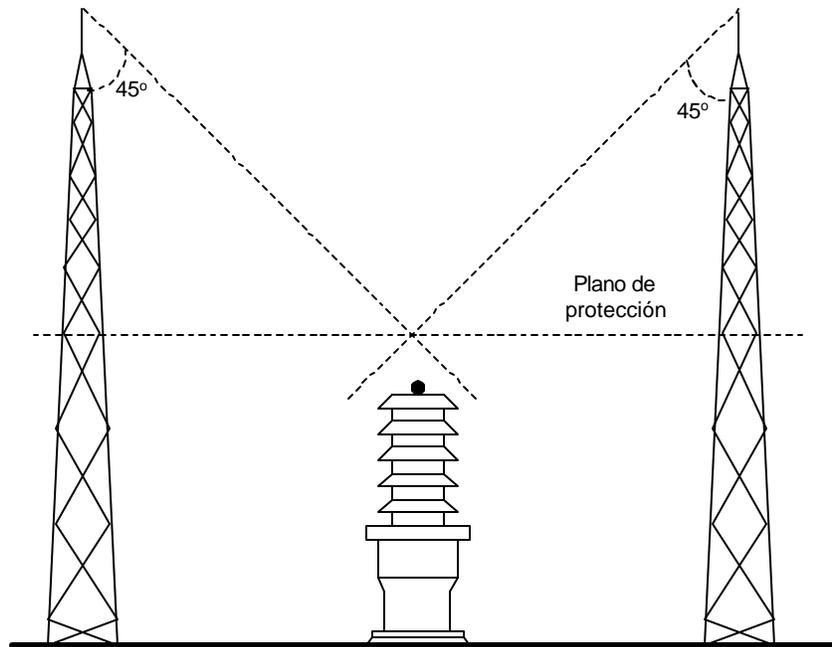


Figura 7.16. Zona de protección con dos bayonetas.

8. Referencias

Capítulo 1

- [1]. José Raúl Martín, “Diseño de Subestaciones Eléctricas”, Editorial Mc. Graw-Hill, 1992.
- [2]. NMX-J-150/1-1997-ANCE, “Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones, Principios y Reglas”.

Capítulo 2

- [3]. José Raúl Martín, “Diseño de Subestaciones Eléctricas”, Editorial Mc. Graw-Hill, 1992.
- [4]. “Guía de Criterios Básicos para Subestaciones de 115, 230 y 400 kV”, Gerencia de Proyectos de Transmisión y Transformación de la CFE, 1987.

Capítulo 3

Consultada por el alumno

Capítulo 4

- [5]. “Guía de Coordinación de Protecciones en los Sistemas de Distribución de la Energía Eléctrica”, Gerencia de Distribución de la C L y F, 1980.
- [6]. Fernando Toledo Toledo, “Sistemas Eléctricos de Potencia”, Universidad Autónoma Metropolitana, 2002
- [7]. “Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Westinghouse, 1982.

Capítulo 5.

- [8]. Dolores Juárez Cervantes, “Instalaciones en Alta Tensión II”, Instituto Politécnico Nacional, 1998.
- [9]. Carlos Méndez Paz, “Apuntes de Redes de Distribución”, Universidad Autónoma Metropolitana, 1994.
- [10]. CFE L0000-06, Coordinación de Aislamiento, Comisión Federal de Electricidad, 1980.
- [11]. ANSI/IEEE C62.2-1987, IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon-Carbide.
- [12]. IEEE Std C62.22-1991, IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide
- [13]. NMX-J-150/1-1997-ANCE, “Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones, Principios y Reglas”.

Capítulo 6

- [14]. José Raúl Martín, “Diseño de Subestaciones Eléctricas”, Editorial Mc. Graw-Hill, 1992.

Capítulo 7

- [15]. NMX-J-150/1-1997-ANCE, “Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones, Principios y Reglas”.
- [16]. CFE L0000-06, Coordinación de Aislamiento, Comisión Federal de Electricidad, 1980.