



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Instituto de Tecnologías**

**Programa de Especialización Tecnológica  
en Electricidad, Electrónica y Telecomunicaciones**

**"MANUAL PARA UNA SUBESTACION"**

**TEMA DE TESIS**

**Previa a la obtención del Título de**

**TECNÓLOGO EN ELECTRICIDAD**

**Presentado por  
Omar Martin Veliz Negrete**

**Guayaquil - Ecuador**

**(2013)**

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Instituto de Tecnologías**

**Programa de Especialización Tecnológica  
en Electricidad, Electrónica y Telecomunicaciones**

**"MANUAL PARA UNA SUBESTACION"**

**TEMA DE TESIS**

**Previa a la obtención del Título de**

**TECNÓLOGO EN ELECTRICIDAD**

**Presentado por  
Omar Martin Veliz Negrete**

**Guayaquil - Ecuador**

**(2013)**

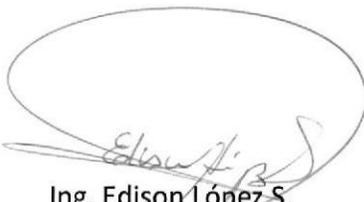
## AGRADECIMIENTO

A mis profesores por demostrar su sapiencia al transmitir todos sus conocimientos y así poder llegar a realizar este trabajo.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Héctor Plaza V.  
Director del Proyecto



Ing. Edison López S.  
Vocal



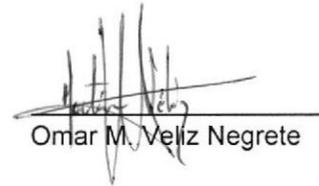
Camilo Arellano Arroba, Lcdo.  
Profesor Delegado del Director de INTEC



## DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta tesis de grado me corresponden exclusivamente y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



Omar M. Veliz Negrete

## RESUMEN

Como se verá el conocimiento de las subestaciones que tiene una franca aplicación desde la generación, hasta los consumidores, de energía eléctrica, se torna importante en esta área de la electricidad.

Por lo que desde este punto de vista el presente contenido contempla iniciando generalidades de subestaciones, con conceptos, definiciones que introducen al conocimiento de estos.

Donde también el desarrollo contiene sistemas de Barras, características eléctricas y descripción de la constitución de las subestaciones de tal manera para conocer en forma general lo que las subestaciones contienen. Además en forma particular tratamos los transformadores de medición, la puesta en servicio y mantenimiento de los transformadores, ya que dentro las subestaciones toman importancia, por lo que están ligados al control, la eficiencia y alargamiento de todos los equipos en lo que respecta a la vida útil.

Con lo que esperamos, este manual favorezca en el conocimiento y la salida de dudas con respecto a subestaciones.

## INDICE GENERAL

### CAPITULO 1: Introducción

1.1	Introducción.....	8
1.1.1.	Objetivo general.....	9
1.1.2.	Objetivo específico.....	9

### CAPITULO 2: Red de transporte de alta tensión

2.1.	Importancia de la red de transporte de alta tensión.....	10
2.2.	Diseño de estructuras.....	11
2.3.	Efecto joule y efecto corona sobre conductores.....	14
2.4.	Conductores en líneas de alta tensión.....	14

### CAPITULO 3: Dimensionamiento de la subestación.

3.1.	Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones.....	17
3.2.	Distancias de seguridad.....	18
3.3.	Distancias de diseño.....	19
3.4.	Calculo de las dimensiones de campo de las subestaciones.....	21
3.4.1.	Interruptores y seccionadores.....	21
3.4.2.	Determinación del ancho de campo de las subestaciones.....	23
3.4.3.	Determinación de la altura del campo.....	24
3.4.4.	Blindaje de subestaciones eléctricas.....	26

### CAPITULO 4: .-Elementos que constituyen una subestación

4.1.	Transformador.....	27
4.2.	Interruptor de potencia. lcc.....	27
4.3.	Seccionadores.....	27
4.4.	Diferentes tipos de conexiones.....	28
4.4.1.	Subestación con un solo transformador.....	28
4.4.2.	Subestación con dos transformadores con uno actuando como reserva del otro.....	29
4.4.3.	Subestación con dos transformadores que funcionan en paralelo en la misma barra de distribución.....	30
4.4.4.	Subestación con dos transformadores que funcionan simultáneamente con dos semibarras de distribución.....	31

4.5. Pararrayos.....	33
4.6. Condensadores.....	36
4.7. Sistema de tierras.....	36
4.7.1. Requisitos.....	36
4.7.2. Diseño de una malla.....	37
Conclusiones y Recomendaciones.....	38
Bibliografía.....	39
Anexos A.....	40

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Red en alta tensión.....	11
Figura 2	Diseño de estructuras.....	12
Figura 3	Diseño de estructuras.....	12
Figura 4	Diseño de estructuras.....	13
Figura 5	Diseño de estructuras.....	13
Figura 6	Fundiciones de estructuras.....	14
Figura 7	Conductor en líneas de transmisión.....	15
Figura 8	Vanos.....	15
Figura 9	Efecto sobre los conductores.....	16
Figura 10	Catenarias.....	16
Figura 11	Distancia entre aisladores.....	21
Figura 12	Distancia entre aisladores.....	22
Figura 13	Altura del campo.....	25
Figura 14	Interruptores.....	28
Figura 15	Subestación con dos transformadores.....	29
Figura 16	Subestación con dos transformadores en paralelo.....	30
Figura 17	Subestación con dos transformadores con dos semibarras.....	31
Figura 18	Cuarto del transformador.....	32
Figura 19	Pararrayo.....	33
Figura 20	Pararrayo con resistencia.....	33
Figura 21	Forma de onda.....	34
Figura 22	Conexión del pararrayo.....	35

## **Introducción**

Como se verá el conocimiento de las subestaciones que tiene una franca aplicación desde la generación, hasta los consumidores, de energía eléctrica, se torna importante en esta área de la electricidad.

Por lo que desde este punto de vista el presente contenido contempla iniciando generalidades de subestaciones, con conceptos, definiciones que introducen al conocimiento de estos.

Donde también el desarrollo contiene sistemas de Barras, características eléctricas y descripción de la constitución de las subestaciones de tal manera para conocer en forma general lo que las subestaciones contienen. Además en forma particular tratamos los transformadores de medición, la puesta en servicio y mantenimiento de los transformadores, ya que dentro las subestaciones tomen importancia, por lo que están ligados al control, la eficiencia y alargamiento de todos los equipos en lo que respecta a la vida útil.

Con lo que esperamos, este tratado favorezca en el conocimiento y la salida de dudas con respecto a subestaciones.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General.**

Elaborar una guía básica útil para el diseño de subestaciones eléctricas, analizando los esquemas de protección y control.

### **Objetivo Especifico.**

Estudiar los criterios básicos de construcción de una subestación, desde la red de transmisión hasta la distribución de energía.

## CAPITULO 2: Red de transporte de alta tensión

### 2.1. Importancia de la red de alta tensión

Siempre que encendemos un electrodoméstico en nuestra casa, prendemos una luz o enchufamos el celular, estamos tomando energía eléctrica. Comúnmente, disponemos de ella a toda hora y en cualquier día del año. Esto se vuelve posible, en parte, gracias al sistema de distribución eléctrica. Por supuesto que también se debe a las centrales (térmicas, hidroeléctricas, nucleares, solares, etc) responsables de generar esa electricidad.

La red eléctrica se encarga de transmitir y distribuir la energía desde su punto de generación hasta los distintos consumidores o "cargas", de manera segura, con pocas pérdidas energéticas y manteniendo la calidad de la electricidad.

La red de transporte de alta tensión vincula la subestación elevadora con el siguiente eslabón de la red. Está constituida por torres de acero que soportan cables especiales, usualmente de cobre o aluminio, ambos materiales que oponen poca resistencia al paso de la electricidad.

Además de esto, cada una de estas torres cuenta con un cable a tierra que sirve para proteger los conductores de descargas atmosféricas y aisladores de vidrio, cerámica o materiales sintéticos que desvinculan eléctricamente los cables y el metal de la torre. Sobre los cables también se disponen varillas metálicas, espirales, tiras o placas de plástico conocidas como dispositivos "salvapájaros" que, al reflejar luz, previenen la colisión de aves contra los cables.

La red eléctrica es mucho más que transmitir la energía desde A hasta B. Se trata de puntos de generación (centrales) y consumo (cargas) altamente interconectados de manera compleja. Los kilómetros de cables aéreos, subterráneos y subacuáticos (según sean necesarios), los distintos transformadores y las estaciones de conversión implican cerca de un 10% de pérdida energética lo que es una cantidad muy grande.



BIBLIOTECA  
DE ESCUELAS TECNOLÓGICAS

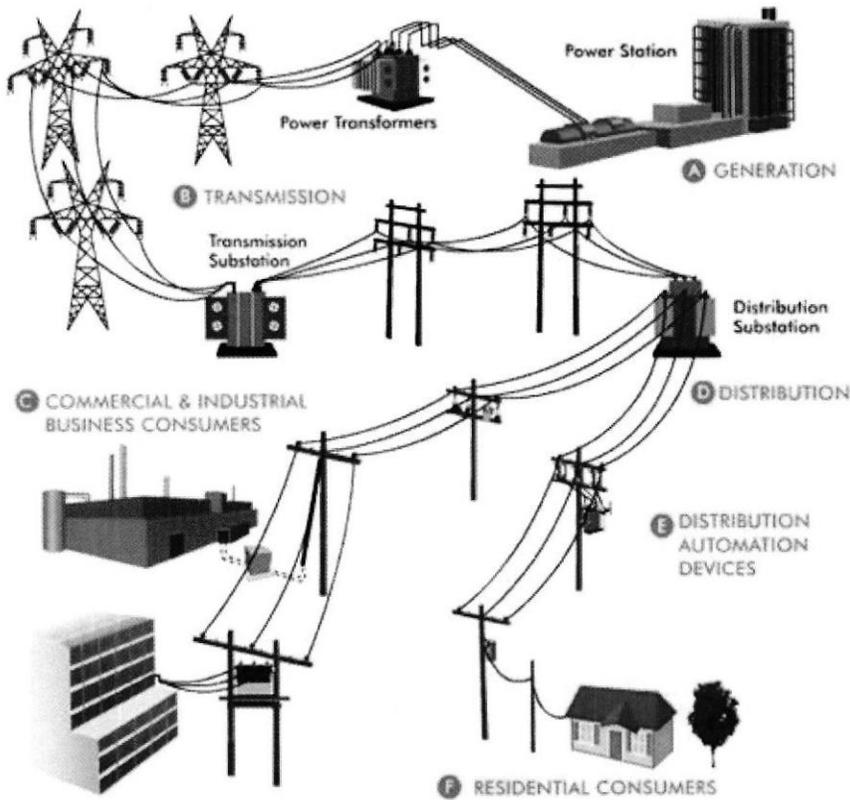


Figura 1

## 2.2. Diseño de estructuras

Generalidades: En redes de media tensión y hasta las mas altas de hasta 500 kv., se emplean torres de hormigón y reticulado de acero. En la figura 2 vemos los esquemas más corrientes de estas torres. La elección del tipo de torre se hace sobre la base de criterios económicos, de sismicidad y la distancia entre dos torres. Los estudios técnico-económicos, que tienen en cuenta los factores técnicos, climáticos y precios, permiten generar programas de computación con los cuales se determina lo que se denomina vano económico, que es la distancia entre torres que hace mínimo el costo por kilómetro. Las estructuras de soporte, torres o postes, pueden ser de suspensión o de retención.

Las primeras se instalan en los tramos rectos de las líneas, mientras que las segunda son para los lugares en que, además, la línea debe soportar esfuerzos laterales, producto del cambio de dirección (ángulo) o finales de línea. La figura 3 nos enseña dos tipos de torres de hormigón centrifugado.

Nótese que tanto en la última figura 1 y la 2, las torres tienen el llamado hilo de guardia, marcado con las letras HG. Este elemento es de acero galvanizado. Las torres metálicas son estructuras de perfiles ángulos, vinculados directamente entre sí o a través de chapas, mediante uniones. Para mejor mantenimiento, son galvanizadas y el acero es de alta resistencia.

Las estructuras se dimensionan por medio de sistemas computarizados que minimizan el peso de las estructuras. Los postes de hormigón, en cambio, serán del tipo armado, centrifugado. Las crucetas o ménsulas, serán del mismo material en la mayor parte de los casos.

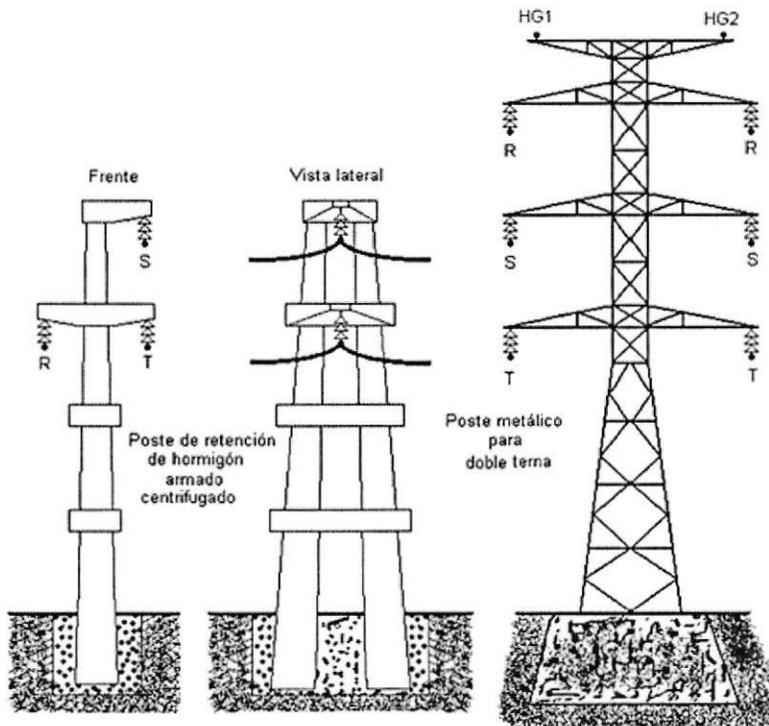


Figura 2

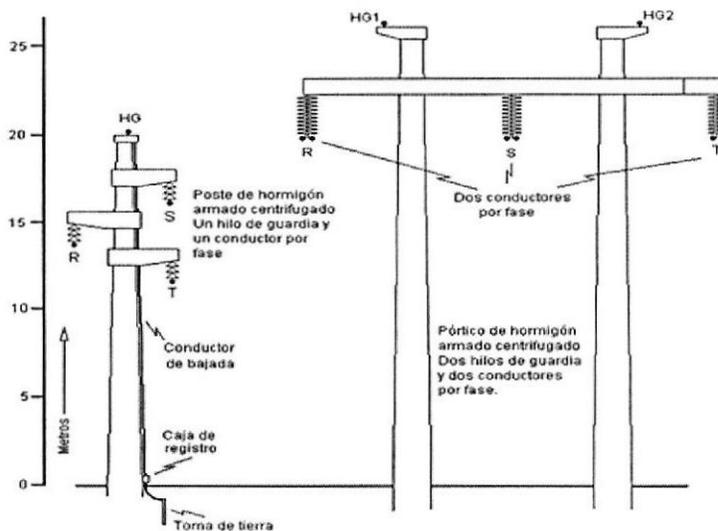


Figura 3

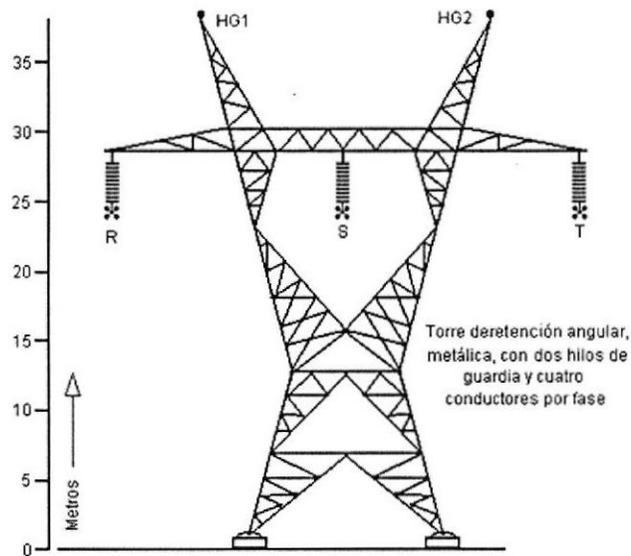


Figura 4

En la figura 4 tenemos la silueta de una torre autoportante o de retención.

En la figura 5 tenemos una torre de suspensión o arriada, que es más económica.

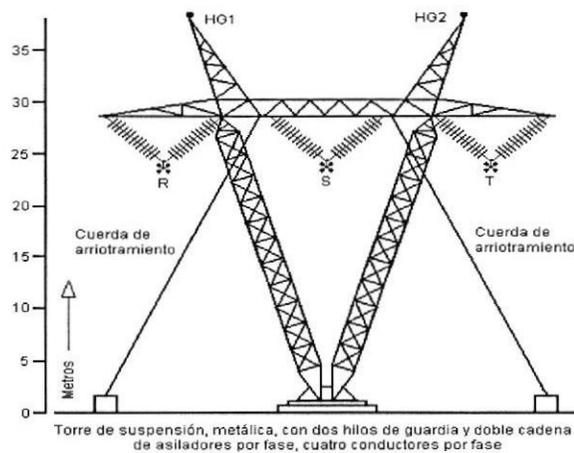


Figura 5

En todos los casos, las fundiciones representan un papel importante en la seguridad y en el costo de una línea de transmisión, y deben permitir la fácil colocación de las tomas de tierra que vemos en la figura 6.



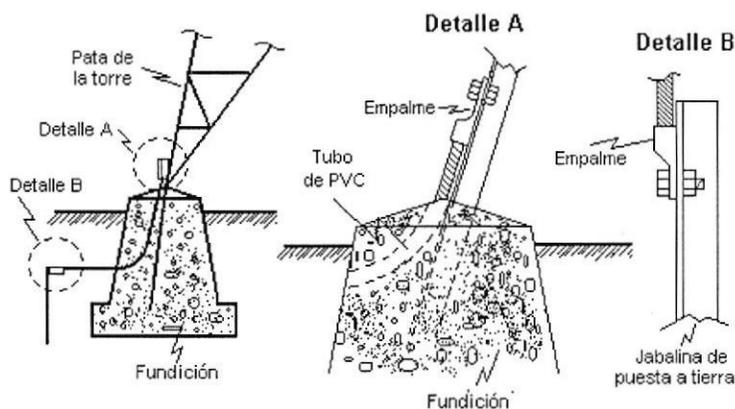


Figura 6

El tipo de terreno, por su agresividad, determina el cemento que se debe emplear. Hay torres de tipo especial, ya que en ellas se produce la transposición.

A fin de hacer aproximadamente igual a los valores de las constantes de las líneas, para cada fase, en tramos adecuados, se hacen cambios en el orden en que se encuentran las fases. En las figuras 4 y 5 se ve que las fases R, S y T están en un plano, lo que determina que la capacidad, la autoinducción y las pérdidas, no sean de igual valor. Por lo tanto esto se resuelve cambiando dos veces a lo largo del recorrido la posición relativa de esas fases. Pero el punto en que esto se produce, requiere de una torre particular, con disposiciones típicas para estos casos.

### 2.3. Efecto joule y efecto corona sobre conductores

El proceso comienza tomando la energía producida en la central eléctrica, generalmente corriente alterna trifásica y elevando su tensión en una subestación elevadora, mediante un transformador, también de alterna trifásica. Al aumentar la tensión, la electricidad puede ser transportada largas distancias a través de líneas de alta tensión, con menores pérdidas energéticas debidas al "efecto Joule". Cuantitativamente, un aumento de la tensión en un factor de 10, implica una disminución de pérdidas en un factor de 100, no obstante, la tensión no puede aumentarse infinitamente, ya que existen limitantes físicos (como el "efecto corona", que produce descargas eléctricas al aire) y constructivos.

### 2.4. Conductores en líneas de alta tensión

Los conductores de las líneas aéreas de alta tensión se construyen con un núcleo de alambres de acero que contribuyen a la resistencia mecánica, rodeado de una formación de alambres de aleación de aluminio tal como ilustra la figura 7. Los valores mas corrientes suelen ser:

300/50 mm <sup>2</sup>	240/40 mm <sup>2</sup>	150/25 mm <sup>2</sup>	120/20 mm <sup>2</sup>
95/15 mm <sup>2</sup>	70/12 mm <sup>2</sup>	50/8 mm <sup>2</sup>	

La primera cifra es la sección útil del aluminio y que conduce la corriente. La segunda es el acero.

Es muy común que para cada fase, se utilice más de un conductor. En las figuras 3 y 4 se puede apreciar que cada fase se compone de 4 conductores, como los de la figura 5. Esto hace necesario el empleo de accesorios metálicos, la morsetería o grapería, que en tensiones muy alta, requieren un delicado diseño.

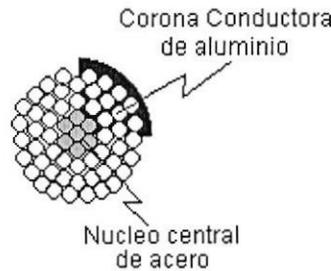


Figura 7

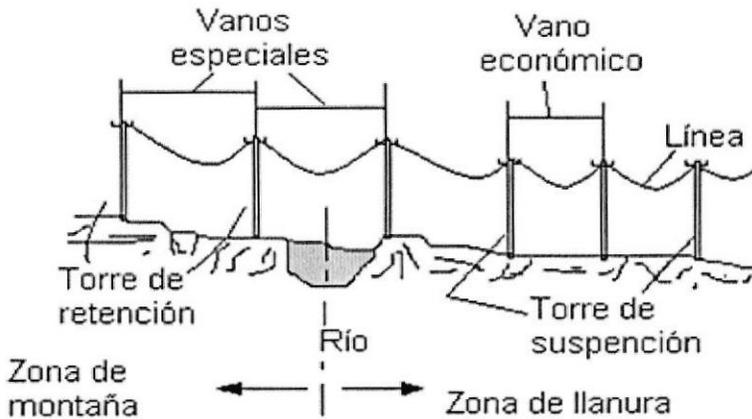


Figura 8

Una línea importante de transmisión de energía es una obra de ingeniería, que tiene mucho que ver con la ingeniería eléctrica y la ingeniería civil. Cuando se decide ejecutar esta obra entre dos puntos distantes, lo primero que se debe examinar, es la traza, o sea, el recorrido. Esto implica un cuidadoso estudio topográfico para encontrar la mejor solución, junto con el estudio de suelos, para poder dimensionar las fundiciones. Con los elementos se optimiza el problema y se determina el vano económico que se ha de usar, que hace mínimo el costo. En la figura 8 vemos un ejemplo de traza, en que para el cruce de un río y la subida de una sierra, hay que adaptarse al terreno, lo que obliga a la adopción de torres de tipo especial, de retención, mas caras. En los tramos lineales se pueden usar torres de suspensión, todas iguales, con ventaja en los costos.

El estudio de la topografía del recorrido permite determinar el lugar exacto donde se instalara cada torre. Se evitan los cambios de dirección, porque ello obliga a la colocación de torres de retención en esos puntos.

Los esfuerzos o sollicitaciones que deben resistir las torres son, además del peso propio y los efectos de la naturaleza sobre las mismas, las que les transmiten los conductores. En la figura 9 vemos el croquis de una torre como la de la figura 2 derecha, que cumple la función de ángulo, es decir, desvío de la dirección de la línea. Se observa que la torre debe soportar los efectos de las sollicitaciones de los conductores, que se componen del peso propio del conductor más el peso de las cadenas de aisladores, a lo que se suma la acción del viento. Al peso propio se debe sumar el peso del manguito de hielo que se forma luego de una nevada y que expuesto, al viento, ofrece una superficie lateral apreciable. Todos estos defectos, sumados, componen las sollicitaciones sobre la torre. Por otra parte, el proyecto de una línea implica el adecuado diseño del hilo conductor, que es una catenaria, que se muestra en el ejemplo de la figura 10, en que el hilo conductor aparece suspendido entre dos puntos de distinta cota. La distancia entre el punto más elevado y el punto mas bajo se llama flecha y es un número importante, sea para el dimensionado del conductor, como en los trabajos de instalación y montaje.

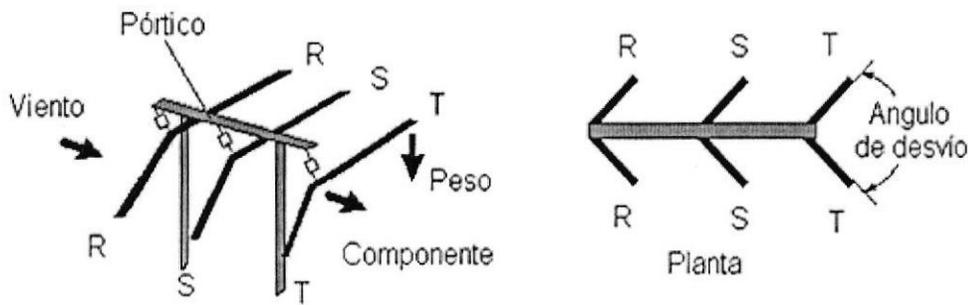


Figura 9

Como la temperatura de trabajo cambia, lo mismo que el viento a que esta sometido el conductor, la flecha es un número variable. La teoría de estas catenarias permite conocer el valor de la tensión  $T_x$  en cada punto de su recorrido  $X$ , ocasionada por sus componentes horizontales y verticales, con lo cual se determina la sección resistente y el valor de la tensión  $T$  en el punto de apoyo permite conocer el esfuerzo que transmiten a la graperia de sujeción a la torre.

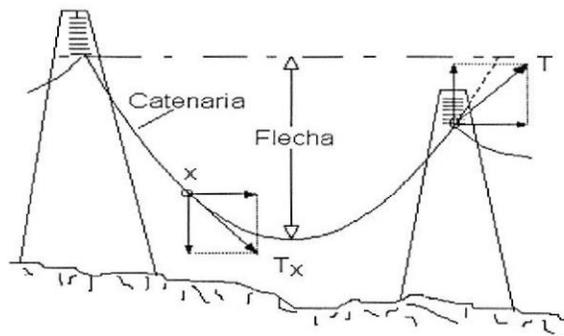


Figura 10



### CAPITULO 3: Dimensionamiento de la subestación.

Los principales factores a considerar en el dimensionamiento de una subestación son las distancias críticas fase - fase y fase - tierra que deben existir en la subestación para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad requeridas para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

#### 3.1. Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones

Para obtener la adecuada coordinación de aislamiento en una subestación es necesario fijar las distancias a través del aire entre partes vivas de fases diferentes y entre partes vivas de fase y tierra. Para ello vamos a definir ciertos conceptos que se utilizan para comprender el problema.

- *Tensión crítica de flameo (TCF)* : Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

En las normas se calcula el valor de TCF a partir del nivel básico de impulso, BIL, a nivel de la mar ósea:

$$TCF_{normal} = \frac{BIL}{0.961} = \frac{1050kV}{0.961} = 1092.6kV$$

Como no se requieren factores de corrección, el TCF de diseño será de 1092.6kV.

- *Distancia de fase – tierra (m)* :

$$d_{minF-T} = 1.04(K_{arm})^{-n} \frac{BIL}{E_s} = 1.04(0.893)^{-0.9} \frac{1050kV}{550kV/m} = 2.2m$$

TABLA 1.

Tensión nominal del sistema	Tensión máxima entre fases	Nivel de aislam. AI impulso	K . A 2.000 m s.n.m	TCF NORMA L BIL 0.961	TCF DISEÑO TCF NORM	Distancia mínima fase tierra (cm)		Distancia mínim fase tierra DIN VDE 0101 IEC 71	
U <sub>n</sub> [kV]	U <sub>m</sub> [kV]	BIL o BLS [kV]	&	[kV]	[kV]	K <sub>a</sub> = 1	K <sub>a</sub> = 0.893	FF > 1.4 N[cm]	FF < 1.4 S[cm]
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
3	3.6	45	0.893	46.8	52.4	8.51	9.53	15	15
6	7.2	60	0.893	62.4	69.9	11.35	12.71	15	15
10	12	75	0.893	78	87.4	14.19	15.89	15	15
15	17.5	95	0.893	98.8	110.6	17.97	20.12	16	15
20	24	125	0.893	130	145.6	23.65	26.48	21.5	16
30	36	170	0.893	176.8	198	32.16	36.02	32.5	27
45	52	250	0.893	260	291.2	47.3	52.97	52	43
60	72.5	325	0.893	338	378.5	61.49	68.86	70	58
88	100	380	0.893	395	442.3	71.89	80.51	87	73
88-110	100-123	450	0.893	468	524.1	85.14	95.34	95	80
110-132	123-145	550	0.893	572	640.5	104.1	116.53	110	95
132-150	145-170	650	0.893	676	757	123	137.71	135	110
150	170	750	0.893	780	873.5	141.9	158.9	155	135
220	245	825	0.893	858	961	156.1	174.79	175	155
220	245	900	0.893	936	1048.2	170.3	190.68	190	170
220-275	245-300	1050	0.893	1092	1222.8	198.6	222.46	220	185
275-330	300-362	850	0.893	884	990	*223	250	245	205
330-380	362-420	950	0.893	988	1106.4	*269	301	270	240
380	420	1050	0.893	1093	1222.8	*317	355	310	290
500	525	1175	0.893	1223	1368.4	*383	429	430	410
700	765	1550	0.893	1613	1806.3	*608	681	625	

- *Distancia de fase – fase (m)* : Para los barrajes flexibles hay que tomar los desplazamientos debidos al viento o a los sismos. Para ello las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varia de 1.8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación, para los niveles de tensión nominal  $U_N \leq 230kV$ .

Para el diseño de la subestación la distancia mínima fase – fase será

$$d_{\min F-F} = d_{\min F-T} * 2 = 2.2 * 2 = 4.4m$$

- *Distancias criticas para conductores flexibles (m)* : En la determinación de la distancia dieléctrica para conductores flexibles se debe tener en cuenta, además del BIL de la subestación, la flecha máxima del conductor. La siguiente formula empírica se aplica para obtener la separación mínima que debe existir entre dichos conductores:

$$D = d + K * \sqrt{f}$$

Donde:

$K = 7.5$  para conductores de cobre y  $10$  para conductores de acero-aluminio

$d$ , es la distancia horizontal entre fase para conductores rígidos.

$f$ , es la flecha máxima del conductor en centímetros.

Para el caso de conductores en acero – aluminio:

$$D = 244.4 + 10 \cdot \sqrt{150} = 367cms = 3.67m$$

Para el caso de conductores de cobre:

$$D = 244.4 + 7.5 \cdot \sqrt{150} = 336cms = 3.36m$$

### 3.2. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Se entiende como distancia mínima de seguridad aquellos espacios que se deben conservar en las subestaciones para que el personal pueda circular y efectuar maniobras sin que exista riesgo para sus vidas. Las distancias de seguridad a través de aire están compuestas por dos términos: el primero es la distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona. El segundo término se suma al anterior y dependen de la talla media de los operadores.

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

$$D = d + 0.9$$

$$H = d + 2.25$$

D, es la distancia horizontal en metros que se debe respetar en todas las zonas de circulación.

H, es la distancia vertical en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación. Nunca debe ser menor de 3 metros.

d, es la distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL de la zona.

Para nuestro diseño:

$$D = 2.2 \text{ m} + 0.9 = 3.1\text{m}$$

$$H = 2.2 \text{ m} + 2.25 = 4.45\text{m}$$

La distancia mínima para vehículos será:

$$D = (d+0.7) + 0.9 = (2.2+0.7) + 0.9 = 3.8\text{m}$$

$$H = (d+0.7) + 2.25 = (2.2+0.7) + 2.25 = 5.15\text{m}$$

La distancia mínima para áreas de trabajo será:

$$D = (d+1.75) + 0.9 = (2.2+1.75) + 0.9 = 4.85\text{m}$$

$$H = (d+1.25) + 2.25 = (2.2 + 1.25) + 2.25 = 5.70\text{m}$$

### 3.3. DISTANCIAS DE DISEÑO

Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas que se requieren en instalaciones convencionales (ya sea interiores e intemperie). La determinación de estas dimensiones se efectúa mediante el calculo de las distancias dieléctricas entre las partes vivas del equipo y entre estas y las estructuras, muros, rejas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden.

1. Distancia entre fases.
2. Distancia entre fase y tierra.
3. Distancia de seguridad.
4. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
5. Altura de las barras colectoras sobre el suelo.

6. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.

Los tres primeros numerales ya han sido tratados y veremos los tres restantes.

### **ALTURA DE LOS EQUIPOS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO**

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras ( $h_s$ ).

La altura mínima  $h_s$ , de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aisladas por barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor de 2.25 metros.

Prescindiendo de las tablas, la altura mínima de las partes vivas de cualquier equipo se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \cdot U_m$$

Donde  $U_m$  es la máxima tensión de diseño del equipo en cuestión.

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \cdot 245 \text{ kV} = 4.87 \text{ m}$$

### **ALTURA DE LAS BARRAS COLECTORAS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO**

La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar una persona por debajo de las barras, esta reciba la sensación del campo eléctrico. La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras ( $h_e$ ), considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente:

$$h_e = 5.0 + 0.0125 \cdot U_m$$

$$h_e = 5.0 + 0.0125 \cdot 245 \text{ kV} = 8.1 \text{ m}$$

### **ALTURA DE REMATE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISION**

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación no deben rematar a una altura  $h_l$  inferior a 6m. Dicha altura se puede obtener de la relación:

$$h_l = 5.0 + 0.006 \cdot U_m$$

$$h_l = 5.0 + 0.006 \cdot 245 \text{ kV} = 6.5 \text{ m}$$

### **DISTANCIAS CRITICAS CONSIDERANDO EL BALANCEO DE LA CADENA DE AISLADORES**

Debido a que la cadena de aisladores suspendidos verticalmente es susceptible de movimiento, se debe considerar una separación adicional en las distancias críticas eléctricas de tal forma que se tenga en cuenta el

acercamiento producido por este efecto. El cálculo de esta separación se hace de acuerdo a la siguiente expresión:

$$S = L_k * \text{sen } \square$$

Donde:

S, es la separación producida por el balanceo de la cadena de aisladores, expresada en metros.

$L_k$ , es igual a la longitud de la cadena de aisladores, expresada en metros.

$\square$ , es el ángulo de balanceo máximo que puede llegar a ser de  $10^\circ$

$$L_k = 14.6 (N-1) + K_f$$

Donde:

$$N = 1.15(D_f/d_f)$$

$$D_f = K_f (U_m * K_d)$$

$$D_f = 20\text{mm/kV} * (230\text{kV} * 1.0) = 4600\text{mm} = 4.6\text{m}$$

$$N = 1.15 * (4600\text{mm}/292\text{mm}) = 18.2 \square 18 \text{ aisladores por cadena}$$

$$L_k = 14.6 (18-1) + 20 = 2682\text{mm} = 2.682\text{m}$$

$$S = L_k * \text{sen } \square = 2.682 * \text{sen } 10^\circ = 0.466\text{m}$$

### 3.4. Calculo de las dimensiones de campo de las subestaciones.

#### 3.4.1. Interruptores y seccionadores

En las tablas 2 y 3 se presentan las dimensiones más importantes de interruptores y seccionadores tipo exterior, tomadas de catálogos de fabricantes. Dichas dimensiones son susceptibles de variación en la medida en que se presentan los avances tecnológicos, tanto de los principios de operación como de los materiales aislantes.

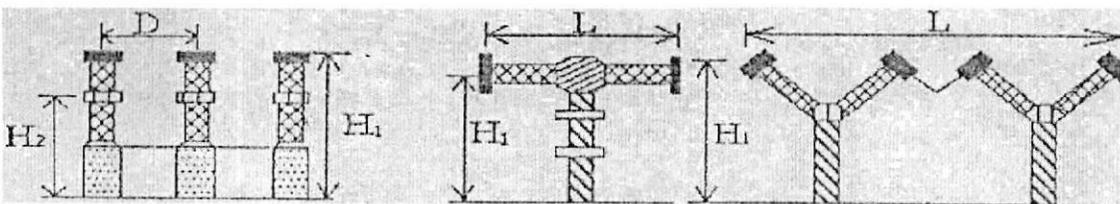


Figura 11

TABLA 2

Dimensiones criticas de interruptores 220-115 KV

TENSION NOMINAL [KV]	CORRIENTE NOMINAL [AMP]	DIMENSIONES [mm]				MARCA	TIPO	DIELEC/ FIGURA
		H1	H2	D	L			
245	3150	7090	-	-	3120	NISSIN	FA2-N	SF6/9.2
245	1600	6300	-	-	1903	WESTINHOUSE	LWE	SF6/9.2
245	2000	5300	-	-	3030	SIEMENS	3AS2	SF6/9.2
245	4000	4000	-	-	3200	GEC	FE2	SF6/9.2
245	1250-3150	4200	-	-	3500	SPRECHER	HGF114/2C	SF6/9.2
245	1250-2500	4615	-	-	3680	SPRECHER	HPF514/4F	OIL/9.3
145	1200	5190	3755	-	-	NISSIN	FA1-NS	SF6/9.1
121	1200	4740	3410	1800	-	WESTINHOUSE	LWE	SF6/9.1
145	2500	5475	3904	1900	-	GEC	FG1	SF6/9.1
123	1250-3150	3840	-	1600	-	SPRECHER	HGF111/1C	SF6/9.1
123	2500	5740	4595	2500	-	ASEA	HLR/2501E	OIL/9.1

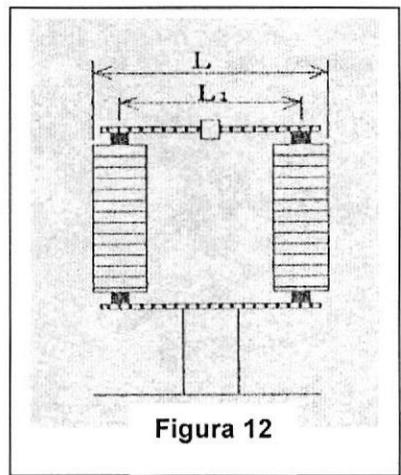


Figura 12

TABLA 3 Dimensiones criticas de seccionadores 220-115 KV

TENSION NOMINAL [KV]	CORRIENTE NOMINAL [AMP]	DIMENSIONES [mm]		FABRICANTE - TIPO
		L	L1	
245	1600-2500	3300	2960	SPRECHER+SHUH - (TSF 314A)
245	1600-2500	3300	2900	ASEA - (NSA/245/1600C)
145	1250	2000	1700	ASEA - (NSA/145/1250B)
123	1250	-	1692	SPRECHER+SHUH - (TSF 311)
115	1200	1890	1530	HUBBELL - (PMK 22)
115	1200	1950	1600	MARINI-DAMINELLI - (RTW)
123	1250-2000	2040	1700	MAGRINI-GALILEO - (SB 123)
245	1250-2000	3240	2900	MAGRINI-GALILEO - (SB 245)
245	1600	2670	2500	MERLIN GERIN - (DR)
123	2000	1610	1450	MERLIN GERIN - (DR)
121	1200	1828	1626	SIEMENS-ALLINS - (CCB)
242	1600	2743	2540	SIEMENS-ALLINS - (CCB)

En la tabla 4 se resumen los datos utilizados en dimensionamiento de subestaciones y para el efecto se tomaran los valores máximos dados por los fabricantes de subestaciones de 220kV y 115kV.

**TABLA 4**

MEDIDA	Tensión Nominal	
	220 KV	115 KV
DISTANCIAS CRITICAS DE SEGURIDAD (mm)		
Fase-Fase (d F-F)	2444	1366
Fase-Tierra (d F-T)	1955	1093
Distancias entre dos sistemas de conductores rígidos (d B-B)	3045	1800
Altura del suelo a partes bajo tensión	4500	3400
DIMENSIONES APROXIMADAS DEL SECCIONADOR (mm)		
Entre bornes (L1)	2540	1700
Longitud total (L)	2743	2000
DIMENSIONES APROXIMADAS DEL INTERRUPTOR (mm)		
largo	3680	Una sólo cámara
ANCHO DE LAS COLUMNAS (mm)		
Ac	1400	1000

### 3.4.2. Determinación del ancho de campo de las subestaciones.

El ancho de campo de una subestación es la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de línea y esta determinado por la configuración, las dimensiones de los equipos y los tipos de barraje utilizados.

*Seccionadores Centrados con respecto al eje de los pórticos* : Esta ubicación corresponde a los seccionadores de línea, y se calculan el ancho de la subestación de la siguiente manera:

$$L_1 = 2540\text{mm}$$

$$L_1/2 = 1270\text{mm}$$

$$d_{F-F} = 2444\text{mm}$$

$$d_{F-T} = 1955\text{mm}$$

$$Ac = 1400\text{mm}$$

Distancias entre seccionadores:

$$d_{ss} = L_1/2 + d_{F-F} = 1270 + 2444 = 3714\text{mm} @ 4000\text{mm}$$

Distancia entre columna y seccionador de fase exterior:

$$d_{c-s} = d_{c-e} = L_1/2 + X + Ac/2 = 1270 + 1870 + 700 = 3840\text{mm @ } 4000\text{mm}$$

$d_{c-s} = d_{c-e}$  = Distancia entre columna y seccionador de fase exterior.

### 3.4.3. Determinación de la altura del campo.

La altura de los pórticos de un campo esta determinada principalmente por el tipo de conductores que se utilicen, así como el número de niveles de conexión que requiere la configuración de la subestación.

El primer nivel de conexión que se encuentra en una subestación esta conformado por la conexión entre equipos cuya altura se determina por las distancias de seguridad descritas anteriormente.

Así, la altura mínima para la conexión de equipos será:

Nivel de Tensión 220kV

Tensión Máxima ( $U_m$ ) 245kV

$$h_s = d_{F-T} + 2.25 \text{ 4.2m}$$

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \cdot U_m \text{ 4.87m}$$

Altura del Interruptor Seleccionado ( $H_1$ ) 4.9m

El segundo nivel de conexión generalmente esta conformado por los barrajes, cuya altura debe estar sobre el nivel del equipo en una distancia por lo menos igual a la distancia mínima fase – fase, cable – cable, siendo la aplicación mas simple cuando se utilizan barrajes y conexiones a equipos rígidos. Cuando se tienen conductores flexibles es necesario tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo a la fase mas apartada del barraje y el acercamiento de estas conexiones a los puentes bajo las estructuras de soporte de barras (en algunos casos se recomienda instalar un aislador de poste en la conexión de seccionador a la fase del barraje mas alejado para evitar estos acercamientos).

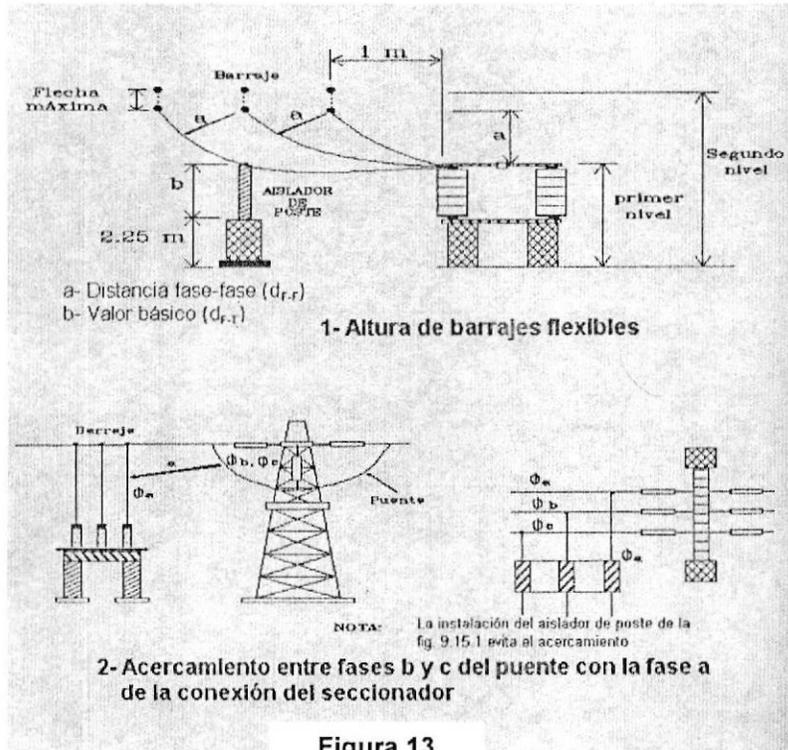


Figura 13

Para calcular las alturas del segundo nivel podemos utilizar nuevamente las expresiones conocidas:

Nivel de Tensión 220kV

Tensión Máxima ( $U_m$ ) 245kV

$$H_{s2} = d_{F-T} + 2.25 + H_s 9.59 @ 10.0m$$

$$H_{s2} = 5.00 + 0.0125 * U_m 8.06m$$

Altura de Barras 10m

El tercer nivel de conexiones generalmente esta conformado por templas superiores, cuya altura debe ser superior a la de los barrajes en por lo menos la distancia mínima fase – fase, cable – cable, mas la flecha máxima de la templa.

Nivel de Tensión 220kV

Tensión Máxima ( $U_m$ ) 245kV

$$H_{s3} = H_{s2} + d_{F-F} + Y_o 13.9 @ 14.0m$$

$$H_{s3} = H_{s2} + d_{F-F} + Y_o + 2.25 16.15 @ 17m$$



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

#### 3.4.4. Blindaje de subestaciones eléctricas.

En nuestro estudio de coordinación de aislamiento incluimos la descripción de las sobretensiones que pueden afectar al sistema de potencia. Ellas son:

- Descargas atmosféricas (Sobretensiones atmosféricas)
- Maniobra de conexión y desconexión de sistema (Sobretensiones por maniobra)
- Perturbaciones ocurridas durante la operación normal (Sobretensiones a frecuencia industrial)

El objetivo del pararrayos es el de atrapar las ondas entrantes producidas por una descarga atmosférica o por una operación de switcheo, transmitidas por los conductores y enviarlas a tierra para impedir que dañen el aislamiento de los equipos. Pero el pararrayos no protege el equipo de una descarga directa. El objetivo del blindaje es proporcionar la protección adecuada a los equipos contra las descargas directas creando un nivel de potencial cero por encima de estos (lo mismo aplica para líneas de transmisión).

*Cable de Guarda:* Son cables desnudos ubicados sobre el equipo a proteger y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación, formando una red que actúa como blindaje para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas atmosféricas directas, reduciendo la probabilidad de la caída de un rayo sobre los conductores de fase. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra.

Las características más importantes de los cables de guarda son:

- Protegen a lo largo de todo el cable.
- Su costo es bajo: son conductores livianos con tensiones de temple bajas, por lo que no requieren estructuras muy fuertes.
- Aprovechan los pórticos como estructuras de soporte y sólo requieren de un castillete adicional.
- Las estructuras para temple se pueden ubicar relativamente alejadas unas de otras (60m o más).
- La corriente del rayo se divide en dos direcciones con lo cual la corriente que debe disipar cada estructura se reduce aproximadamente a la mitad.
- La impedancia característica presentada al rayo es notablemente inferior (cerca de la mitad de la que presentaría una sola estructura), reduciendo así la inductancia de la estructura y, en consecuencia, el riesgo de flameo inverso en los dos aisladores en suspensión, fenómeno que se puede producir cuando hay descargas repetidas a través del mismo canal ionizado por el rayo.
- La presentación de los cables de guarda no contrasta con las líneas por lo que no desmejora la estética de la subestación.
- Para proteger áreas pequeñas y aisladas de la subestación, el cable de guarda puede no resultar más económico que las puntas.
- Mejora las condiciones de la malla a tierra al disipar parte de la corriente de secuencia cero en casos de cortocircuito a tierra.

## **CAPITULO 4: .-Elementos que constituyen una subestación**

### **4.1. Transformador**

Es el elemento más importante de la subestación ya que es el encargado de elevar o disminuir los niveles de tensión. Estas maquinas presentan un pequeño porcentaje de perdidas, por lo que la potencia que entra a la maquina es mayor a la que sale de ella.

Los transformadores usados en las subestaciones son los sumergidos en aceite mineral, los transformadores secos no son utilizados como transformadores de potencia ya que generalmente se fabrican para tensiones que no exceden los 15KV, los transformadores de potencia son fabricados con capacidades por encima de los 500KVA.

### **4.2. Interruptores**

Son de suma importancia en la subestación ya que deben operar para la desconexión de carga para la interrupción de corrientes de falla, para cierre con corrientes de falla. Los interruptores constan de muchos elementos como los aisladores terminales donde generalmente se encuentran los transformadores de corriente (TC), válvulas para el llenado, descarga y muestreo del fluido aislante de los dispositivos, conectores a tierra, placa de datos, el gabinete que es donde están los dispositivos mecánicos como el compresor, resortes, bobinas de disparo y los equipos de control, protección y medición.

Ya que operan bajo carga necesitan una cámara de extinción de arco eléctrico, los medios de extinción de arco mas utilizados son el aceite y el SF6 (hexafluoruro de Azufre) soplado a alta presión.

### **4.3. Seccionadores**

Son usados para maniobra sin carga en la subestación. Tienen una capacidad de interrupción del arco eléctrico casi nula, por lo que se podrían destruir de inmediato con falla por arco eléctrico. La aplicación típica es colocarlas a ambos lados de un interruptor para aislarlo, una vez que el interruptor este abierto. Su accionamiento puede ser manual o motorizado.

Transformador de potencial y transformador de corriente (TP y TC)

Transformador de potencial (TP)

Reducen la tensión de la línea del orden de los KV a niveles bajos de tensión para alimentar equipos de control y medición, este nivel de tensión es generalmente 120V.

Hay dos tipos de TP, los inductivos y capacitivos, los inductivos responden muy rápidamente a cambios de tensión, esta característica lo hace ideal para ser utilizado en el esquema de protección. El de tipo capacitivo es apto para teleprotección, debido a que permite filtrar y sintonizar determinadas frecuencias. Este no sirve para detectar rápidamente cambios de tensión.

#### 4.4. Diferentes tipos de conexiones.

##### 4.4.1. Subestación con un solo transformador

Cuando en la planta se prevé la instalación de un dispositivo de protección contra sobreintensidades " $I_{MT}$ " en el origen de la línea que alimenta la subestación, como se muestra en el diagrama 1, este dispositivo debe garantizar la protección de la línea MT y del transformador.

En el caso en que el dispositivo de protección también lleva a cabo funciones de conmutación y aislamiento, debe facilitarse un bloqueo que permita el acceso al transformador solamente cuando la línea de suministro de alimentación de la subestación se haya aislado.

En el diagrama 1a se muestra otro método de gestión, que prevé la instalación del dispositivo de conmutación y aislamiento " $S_{MT}$ ", colocado inmediatamente en la parte de alimentación del transformador, y con independencia del dispositivo de protección que permanece instalado al principio de la línea.

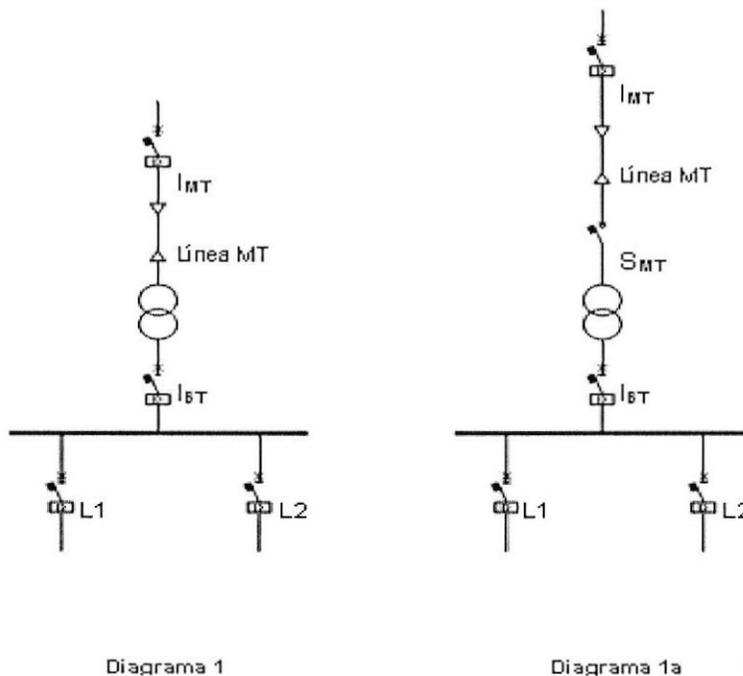


Figura 14

#### 4.4.2. Subestación con dos transformadores con uno actuando como reserva del otro

Cuando en la planta se prevé la instalación de un transformador que se considera de reserva, los interruptores automáticos en la parte de BT deben conectarse con un bloqueo "I", cuya función es evitar que los transformadores funcionen en paralelo.

Aparte del dispositivo de conmutación y aislamiento en la línea MT de entrada ( $I_{GMT}$ ), también es aconsejable proporcionar un dispositivo de conmutación, aislamiento y protección en los conductores de MT individuales aguas arriba de los dos transformadores ( $I_{MT1}$  e  $I_{MT2}$ ).

De esta manera, con la apertura del dispositivo en la parte de la alimentación y de la carga de un transformador, es posible garantizar el aislamiento y el acceso a la máquina sin tener que parar toda la subestación.

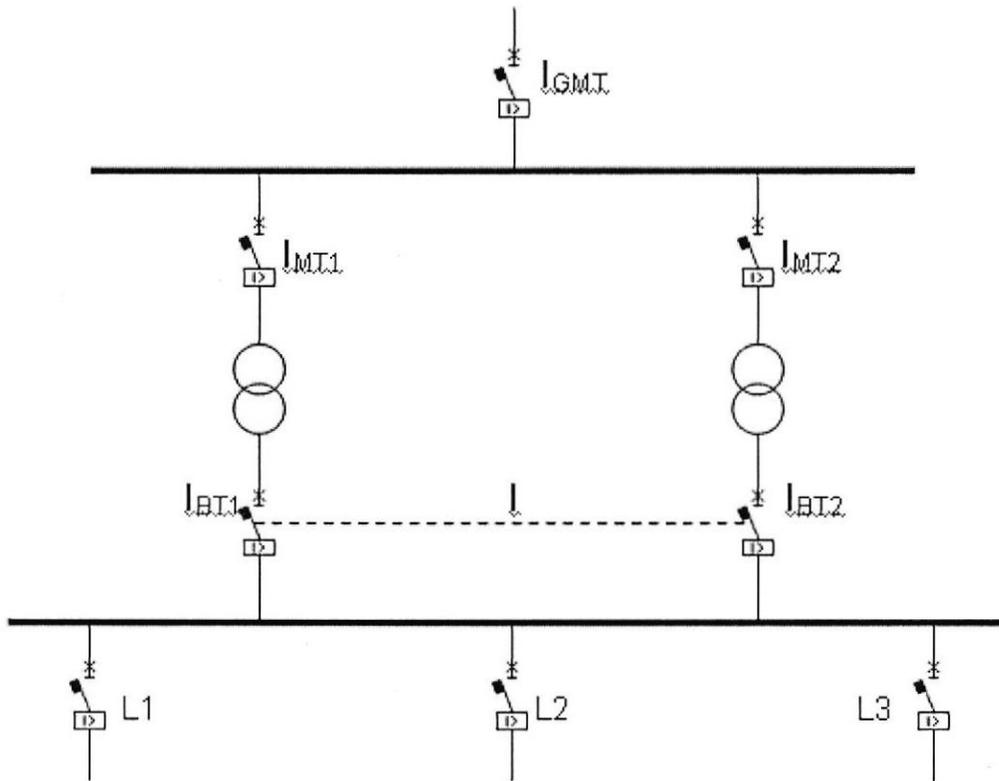


Figura 15



#### 4.4.3. Subestación con dos transformadores que funcionan en paralelo en la misma barra de distribución.

El funcionamiento de los transformadores en paralelo podría provocar problemas más graves en la gestión de la red. No obstante, en este caso la parada de un transformador también podría requerir cierta flexibilidad en la gestión de la carga, garantizando el suministro de alimentación de las cargas que se consideran prioritarias. Al coordinar las protecciones, debe tenerse en cuenta el hecho de que la sobreintensidad en la parte de BT se divide entre los dos transformadores.

Cuando en la planta se prevé la instalación de dos transformadores que funcionan en paralelo con la potencia total requerida de la planta, es posible emplear dos transformadores con una potencia nominal menor. En comparación con el método de gestión descrito en los dos casos anteriores, podrían generarse intensidades de cortocircuito mayores para faltas en el sistema de baja tensión debidas a la reducción del valor  $v_{k\%}$  posible en transformadores de menor potencia.

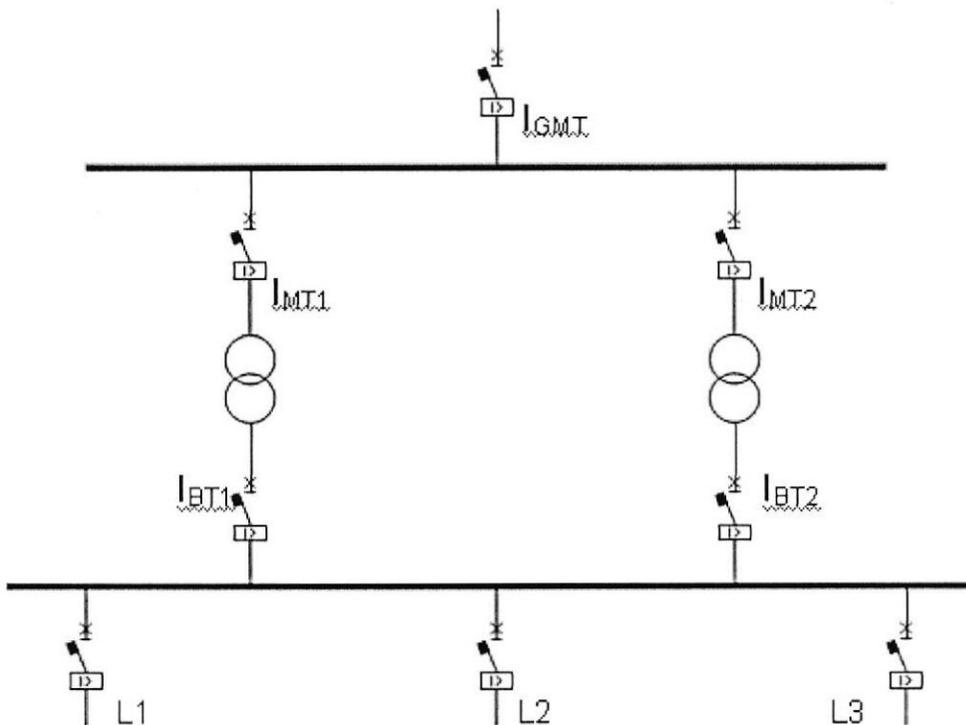


Figura 16

#### 4.4.4. Subestación con dos transformadores que funcionan simultáneamente con dos semibarras de distribución independientes

Partiendo del método de gestión anterior, al proporcionar un enlace de barra "C<sub>BT</sub>" y un bloqueo "I" que evite el cierre de dicho enlace de barras al cerrarse ambos interruptores automáticos de salida del transformador, se configura una subestación gestionada como se muestra en el diagrama 4, en que se prevén dos transformadores que alimentan individualmente a las barras de distribución de baja tensión, que son independientes.

Con la misma potencia de los transformadores instalados, este método de gestión permite un valor inferior de la intensidad de cortocircuito en la barra de distribución.

En otras palabras, cada transformador determina el nivel de cortocircuito para la barra de distribución de su competencia sin considerar la aportación de otros transformadores. Una vez más en este caso, cuando un transformador está fuera de servicio, con cualquier cierre del enlace de barra se pasa a un sistema con una única barra de distribución alimentada solamente por el transformador en buenas condiciones, y debe facilitarse una lógica de gestión de cargas con desconexión de las cargas no prioritarias.

Es posible realizar una gestión de la planta de acuerdo con el diagrama 4, por ejemplo utilizando la serie Emax de interruptores automáticos con un bloqueo mecánico entre tres interruptores automáticos.

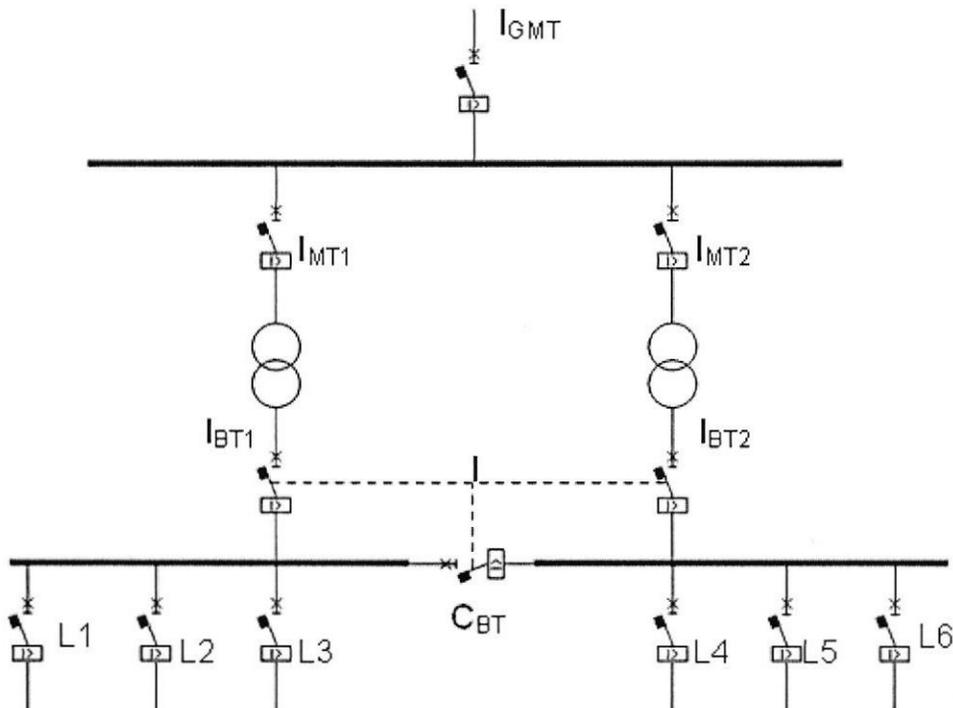


Figura 17

En función del tipo de refrigeración, los transformadores se identifican del modo siguiente:

- AN** refrigeración con circulación de aire natural;
- AF** refrigeración con circulación de aire forzada;
- ONAN** refrigeración con circulación de aire y aceite natural;
- ONAF** refrigeración con circulación de aire natural y de aceite forzada;
- OFAF** refrigeración con circulación de aire y aceite forzada.

La elección más frecuente son los tipos AN y ONAN, ya que no es aconsejable utilizar transformadores que incorporen ventiladores o distribuidores de aceite, porque pocas veces es posible tener personal en las subestaciones.

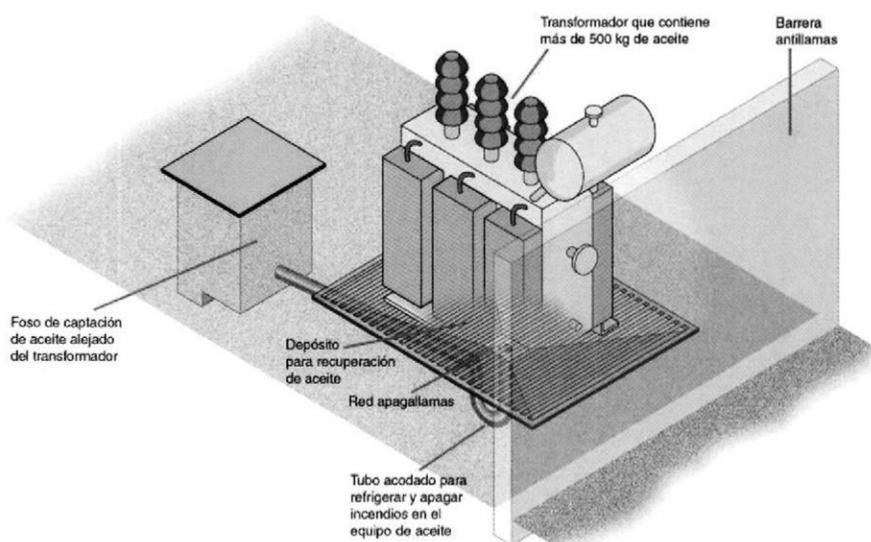


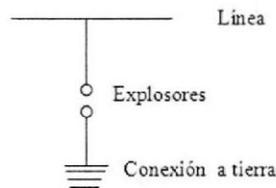
Figura 18



BIBLIOTECA  
DE ESCUELAS TECNOLÓGICAS

## 4.5. Pararrayos

Que las sobretensiones en las instalaciones eléctricas se presentarán por origen atmosférico, o por fallas en el sistema. Por ello el pararrayos es el dispositivo que protegerá de las sobretensiones de origen atmosférico en las instalaciones eléctricas ya que se originan y viajan ondas a la velocidad de la luz, dañando los equipos si no hay protección correcta para lo cual es importante los aspectos: si es descarga directa o descarga indirecta, siendo las mas comunes estas últimas, así el pararrayo conectado constantemente descargara la corriente de descarga a tierra mediante el principio básico de formación del arco eléctrico entre dos explosores cuya separación es predeterminado en función a la tensión de operación y tipo de conexión del sistema.

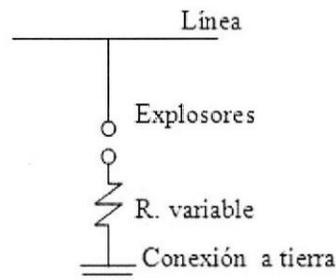


*Esquema de pararrayo conectado.*

**Figura 19**

Cuando los pararrayos con mayor aplicación son:

- El tipo auto válvula, con explosores conectado en serie por medio de una resistencia variable, estableciendo la sensibilidad y precisión, aplicándose en sistemas que operan con grandes tensiones, para una gran seguridad.
- El tipo de resistencia variable, también con dos explosores en serie con una resistencia variable, aplicados aceptablemente en tensiones medias o sistemas de distribución.



*Pararrayos de resistencia variable*

**Figura 20**

El tipo de óxido de zinc, son compactos en forma de elementos, es una revolución en la protección de sistemas, eléctricos de potencia de tensiones mayores a 69 KV de rango. Cuando el nivel de aislamiento en S/E son estudiados en función de los pararrayos aplicados comúnmente (auto válvulas), sin embargo los de Zn O de mayor seguridad – protección tienden a hacer más aplicados entre sus ventajas tenemos: reducido tamaño, rápida respuesta, protección superior, amplia durabilidad y adecuados a los problemas de contaminación. Además este tipo permitirá reducir los niveles de aislamiento internos de los equipos representando también una reducción en el costo del equipo (transformador) en 5% a 10%.

Por lo que los pararrayos en general no eliminan las ondas de sobretensión de la descarga atmosférica sino limita a valores no perjudiciales para los equipos instalados, de acuerdo a norma americana el valor aceptable se da de  $1.5 * 40\text{mseg}$  y en la Europea  $1.0 * 40\text{mseg}$ , significando en  $1.5 * 40\text{mseg}$  alcanza su valor máximo de frente de onda, teniendo el nombre tiempo referente de onda y su disminución será la misión del pararrayo en el tiempo indicado.

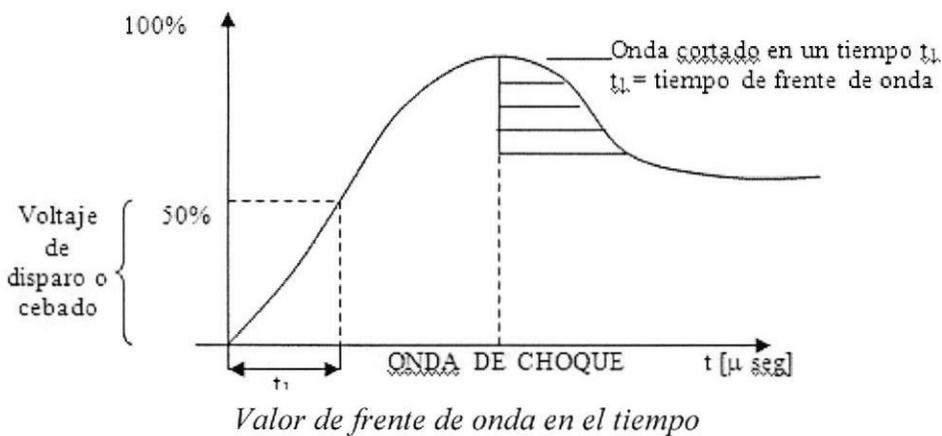


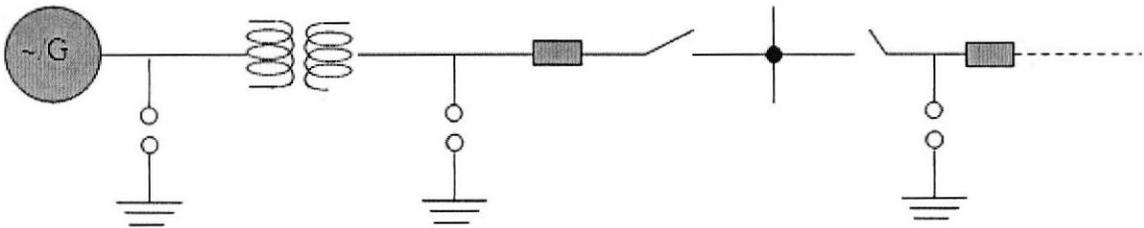
Figura 21

Cuando una descarga indirecta es por el almacenamiento de cargas eléctricas estáticas que en la descarga atmosférica tenderán a dividir en 2 circulando en ambos sentidos en la línea.



Como el pararrayo también protege de descargas directas que tienen un cierto radio de acción y para mayor seguridad contra los mismos, se instalan barrillas o bayonetas como cables de guardia.

Como tensión de cebado se conoce a la tensión que opera o arranca el pararrayo que se instala cerca de los equipos.



Esquema unifilar de conexión de pararrayos  
**Figura 22**

## 4.6. Banco de capacitores

Como en las instalaciones eléctricas se presentan equipos, receptores eléctricos que operan con potencia activa, potencia reactiva siendo este último no constituyente del equilibrio de energía ya que suscitará caídas de tensión, pérdidas adicionales.

Que los receptores o equipos en la instalación o sistema eléctrico presentaron características inductivas donde la corriente tiende a desfasarse con respecto al voltaje de modo más reducido sea este es decir que tiendan a ser más simultáneos entonces se consistirá la eficiencia, rentabilidad en la instalación.

Cuando los bancos de capacitores son los medios que aportaran potencia reactiva compensando el desfase, para la estabilidad de tensión así corrigiendo además el factor de potencia en la instalación eléctrica reduciendo pérdidas para una energía exacta y eficiente.

## 4.7. Sistema de Tierras.

### 4.7.1. Requisitos de una malla a tierra.

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- a. Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- b. La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- c. Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- d. Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- e. Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- f. Debe ser resistente a la corrosión.



#### **4.7.2. Diseño de una malla a tierra.**

El diseño de una malla a tierra está afectado por las siguientes variables:

- Tensión Permisible de Paso.
- Tensión Permisible de contacto.
- Configuración de la malla.
- Resistividad del terreno
- Tiempo máximo de despeje de la falla.
- Conductor de la malla.
- Profundidad de instalación de la malla.

#### **Tapete para Tierra**

Placa metálica sólida o un sistema de conductores desnudos separados a poca distancia, conectados. Y frecuentemente colocados a poca profundidad por encima de la rejilla para tierra del sistema de tierra o en otra parte en la superficie del suelo, con el propósito de obtener una medida de protección extra para minimizar el peligro de exposición a valores elevados de tensiones de paso o de contacto en un área de operación crítica o en lugares utilizados frecuentemente por la gente. Enrejados metálicos de tierra, colocado arriba de la superficie del suelo o una malla de conductores directamente bajo el material superficial.

#### **Tensión de Contacto ( $V_c$ )**

Es la diferencia de potencial entre la elevación del potencial de tierra (GPR) y el potencial superficial en el punto en donde una persona esta parada mientras al mismo tiempo tiene una mano en contacto con una estructura metálica aterrizada.

#### **Tensión de Paso ( $V_p$ )**

Es la diferencia de potencial superficial que puede experimentar una persona con los pies separados a 1 metro de distancia y sin hacer contacto con algún objeto aterrizado.

#### **Tensión de Malla ( $V_m$ )**

Es la máxima tensión de contacto dentro de una malla en una rejilla para tierra.

#### **Tensión Transferida**

Es un caso especial de tensión de contacto en donde una tensión es transferida hacia el interior o la parte de afuera de la subestación desde un punto externo remoto.

#### **Tierra**

Conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por la cual un circuito eléctrico o equipo está conectado al suelo o algún cuerpo conductor de gran extensión y que sirve en lugar del suelo.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **1.- Conclusiones**

La definición de criterios con respecto a las subestaciones, su función y elementos constituyentes son importantes en el conocimiento de los mismos, así estableciendo procedimientos en su consideración y aplicación.

Subestaciones representan una significativa parte en los sistemas eléctricos, debiendo ser objeto de una procura de mejor tratamiento e instalación. Por otro lado la formación de las subestaciones representa un papel decisivo en la confiabilidad de los sistemas que no pueden ser negligentes.

Frecuentemente las subestaciones que requieren alta eficiencia y confiabilidad, pueden tener sus componentes seleccionados estrictamente sobre un punto de vista de tipo y sistema de barra y operación y parámetros eléctricos. Económico.

Otro aspecto que puede ser mencionado que el progresivo control, mantenimiento en las subestaciones forjaron las posibilidades de procurar subestaciones optimizadas, sobre pronósticos de riesgos de fallas.

Las subestaciones enteras como un conjunto de los componentes como estructuras, sistema de Barra, equipos, niveles de aislamiento instrumentos, trafos, trafos especiales, etc. son imprescindibles que progresivamente tienen que ser mejor conocidos y optimizados.

### **2.- Recomendaciones**

Para alcanzar el objetivo de conocer subestaciones debe existir una buena relación entre lo teórico – aplicación real en toda su estructura.

La responsabilidad de conocer pruebas y mantenimiento dará lugar en las subestaciones, la seguridad y continuidad funcional.

Para suministrar confiabilidad en el diseño, proyecto instalación funcionamiento y mantenimiento de subestaciones apóyese y conozca contenidos con respecto a ellos

## NÓMINA BIBLIOGRÁFICA

A. Bandini Buti – M.Bertolini, (S/A), "Electrotecnia Práctica – Macchine Elettriche", Delfino Milano, Italia.

Agustín Riu, (S/A), "Electrotecnia Industrial", Grafica Oeste S.A., Buenos Aires, Argentina

Donald G. Fink – H.Wayne Beaty, (1995), "Manual de Ingeniería Eléctrica III", Mc Graw Hill, México.

Donald F. Richardson – Arthur J. Caisse, (1997), "Máquinas Eléctricas Rotativas y Transformadores", A. Simón & Schuster Company, México.

Enrique Harper, (1999), "Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas", Limusa, México.

Empresas Eléctricas – EDT 2501/2530, (2000), "Programa de mantenimiento del equipo de Subestaciones", Preeica, Perú.

José Antonio Martins, (1998), "Estudios Eléctricos de líneas de transmisión", ENDE, Cochabamba – Bolivia.

José Luis Gambande, (2004), "Instalaciones Eléctricas, Mantenimiento", SGCM, Argentina.

L & K. Internacional Videtraining, (S/A), "Generación de Energía Eléctrica", L & K Internacional, Norteamérica.



BIBLIOTECA  
DE ESCUELA DE INGENIERÍAS

## Anexo A

### Cálculo de la corriente de arranque del transformador

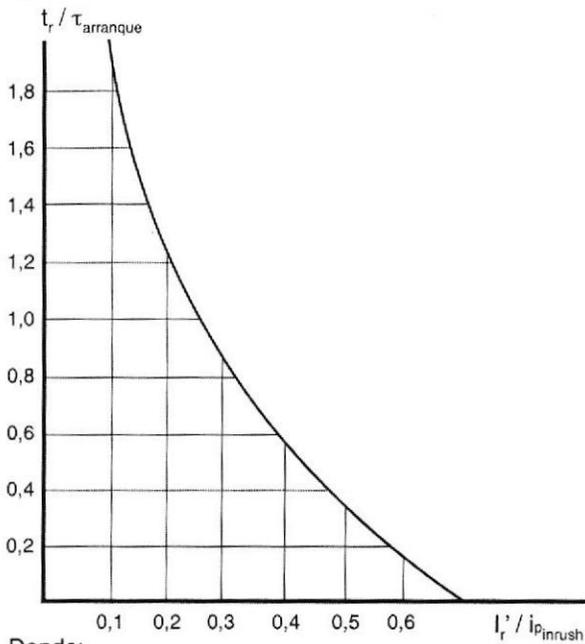
A continuación se indican algunas consideraciones acerca de la evaluación de la intensidad de magnetización de un transformador.

En la disposición normal de una instalación MT/BT, el fenómeno descrito a continuación se produce en la

puesta en servicio del transformador e implica el dispositivo de protección en la parte de MT.

Al utilizar los datos mostrados en las Tablas 1 y 2 siguientes y con la ayuda del diagrama de la Figura 1, se ilustra un método apropiado para definir el retraso mínimo necesario para evitar desconexiones no deseadas del dispositivo de protección aguas arriba del transformador.

Figura 1



Donde:

- $S_{nTR}$  es la potencia asignada de los transformadores;
- $i_{p_{\text{arranque}}}$  es la corriente de arranque de los transformadores;
- $I_{1nTR}$  corriente asignada del primario de los transformadores;
- $t_{\text{arranque}}$  constante de tiempo de la corriente de arranque.

Tabla 1: Transformador en baño de aceite

$S_{nTR}$ [kVA]	$k_i = \frac{i_{p_{\text{arranque}}}}{I_{1nTR}}$	$\tau_{\text{arranque}}$ [s]
50	15	0,10
100	14	0,15
160	12	0,20
250	12	0,22
400	12	0,25
630	11	0,30
1000	10	0,35
1600	9	0,40
2000	8	0,45

Tabla 2: Transformador de resina

$S_{nTR}$ [kVA]	$k_i = \frac{i_{p_{\text{arranque}}}}{I_{1nTR}}$	$\tau_{\text{arranque}}$ [s]
200	10,5	0,15
250	10,5	0,18
315	10	0,2
400-500	10	0,25
630	10	0,26
800-1000	10	0,3
1250	10	0,35
1600	10	0,4
2000	9,5	0,4

El diagrama de la Figura 1 muestra la curva que separa el rango de la posible desconexión (a la izquierda de la curva) de una protección genérica que no garantiza la desconexión (a la derecha de la curva).

$t_r$  = ajuste del retraso

$I_r'$  = umbral de ajuste (valor principal)

**Ejemplo:**

Tomando como ejemplo un transformador en baño de aceite con potencia asignada  $S_{nTR}=630$  kVA y tensión asignada del primario  $V_{1n}=10$  kV, el cálculo de la intensidad nominal del primario da un valor de  $I_{1nTR} = 36,4$  A. En relación con la potencia asignada  $S_{nTR}$  del transformador, los valores correspondientes a  $k_i = 11$  y  $\tau_{arranque} = 0,30$  s pueden leerse en la tabla.

A partir de la definición de  $k_i$  puede obtenerse el valor máximo de la corriente de arranque  $i_{p_{arranque}} = 36,4 \cdot 11 = 400$  A

Al suponer un umbral de ajuste para la protección del primario  $I_r' = 40$  A se obtiene

$$\frac{I_r'}{i_{p_{inrush}}} = \frac{40}{400} = 0.1$$

correspondiente en la curva al valor

$$\frac{t_r}{\tau_{inrush}} = 1.82$$

de donde se obtiene  $t_r = 1,82 \cdot 0,30 = 0,546$  s que representa el retraso mínimo para la protección de MT para evitar disparos no deseados.

También debe efectuarse una verificación del fenómeno de magnetización para un transformador BT/BT, y en este caso interviene el interruptor automático BT.

Las consideraciones anteriores pueden obviarse, y la fórmula siguiente permite trazar la curva de la intensidad de magnetización, lo que lleva a una interpretación más directa del modo en que la curva de magnetización y la curva de protección del interruptor automático BT pueden interactuar:

$$i_{inrush} = \frac{k_i \cdot I_{1nTR}}{\sqrt{2}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{inrush}}}$$

Cuando no lo especifica explícitamente el fabricante, las diversas cantidades expresadas en la fórmula pueden asociarse a los valores anteriormente indicados en las Tablas 1 y 2.

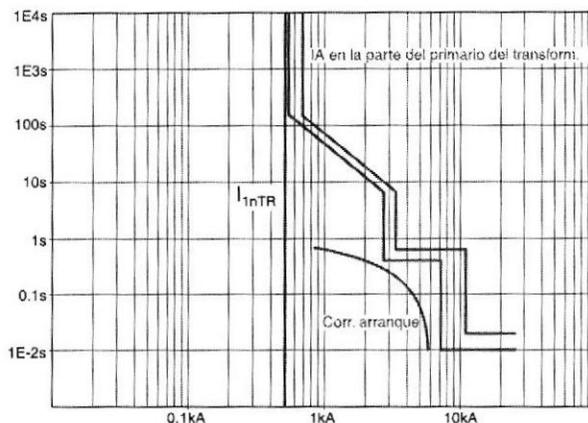
Los distintos parámetros tienen el mismo significado. Se tienen en cuenta un transformador BT/BT genérico y el interruptor automático BT relevante en su parte de alimentación.

En referencia a los parámetros ya facilitados, que corresponden a un transformador con una potencia asignada definida, esta fórmula permite representar la curva de magnetización mostrada en el diagrama de la Figura 2.

El mismo diagrama también muestra la curva de disparo del interruptor automático en la parte de la alimentación del transformador.

Se resalta cómo el ajuste de la protección magnética (función "S" e "I") no debe intersectar con la curva de magnetización, y cómo la función de protección "L" se ajusta en referencia a la intensidad nominal del primario del transformador.

**Figura 2**



## Anexo B

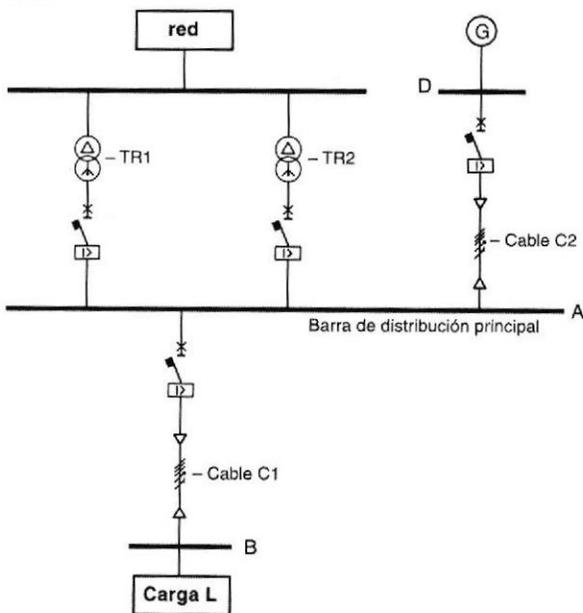
### Ejemplo de cálculo de la corriente de cortocircuito

El estudio de las corrientes de cortocircuito es uno de los problemas clásicos que deben afrontar los ingenieros de plantas; el conocimiento de los valores de estas intensidades es fundamental para el dimensionamiento adecuado de líneas y transformadores, pero sobre todo de los dispositivos de protección.

Si el objetivo no es efectuar un análisis preciso que tenga en cuenta las oscilaciones electromagnéticas y electromecánicas, el estudio de las corrientes de cortocircuito es bastante sencillo desde un punto de vista conceptual, porque se basa en unos pocos conceptos que, no obstante, deben comprenderse bien y utilizarse correctamente. Sin embargo, este estudio puede ser más complejo desde un punto de vista computacional, en particular cuando la red tiene unas dimensiones considerables o cuando se trata con redes de mallas y faltas asimétricas.

A continuación se facilita un ejemplo de cálculo de la corriente de cortocircuito en una red eléctrica, empleando primero un método exacto basado en la teoría de los componentes simétricos, y después un método aproximado definido como el "método de potencia".

Figura 1



#### Datos de la planta

A continuación se definen los datos eléctricos de los objetos de la red:

#### Red de alimentación (red)

$V_{1n} = 20$  kV      tensión asignada  
 $f = 50$  Hz      frecuencia asignada

$S_k = 750$  MVA      potencia de cortocircuito de la red de alimentación  
 $\cos\phi_k = 0,2$       factor de potencia en condiciones de cortocircuito

#### Transformadores TR1-TR2

$V_{1n} = 20$  kV      tensión asignada del primario  
 $V_{2n} = 400$  V      tensión asignada del secundario  
 $S_n = 1600$  kVA      potencia asignada  
 $V_{k\%} = 6\%$       caída de tensión porcentual en condiciones de cortocircuito  
 $p_{k\%} = 1\%$       pérdidas nominales porcentuales

#### Generador G

$V_{2n} = 400$  V      tensión asignada  
 $S_n = 1250$  kVA      potencia asignada aparente  
 $\cos\phi_n$       factor de potencia nominal  
 $x''_{d\%} = 14\%$       reactancia subtransitoria porcentual, eje directo  
 $x''_{q\%} = 20\%$       reactancia subtransitoria porcentual, eje de cuadratura  
 $x'_{d\%} = 50\%$       reactancia transitoria síncrona porcentual  
 $x_{d\%} = 500\%$       reactancia síncrona porcentual  
 $x_{2\%} = 17\%$       reactancia de cortocircuito de secuencia negativa porcentual  
 $x_{0\%} = 9\%$       reactancia de secuencia cero porcentual  
 $T''_d = 40$  ms      constante de tiempo subtransitoria  
 $T'_d = 600$  ms      constante de tiempo transitoria  
 $T_a = 60$  ms      constante de tiempo del inducido (es decir, del componente unidireccional)

#### Cable C1

Longitud  $L = 50$  m  
 Formación:  $3 \times (2 \times 185) + 3 \times (2 \times 95) + G185$   
 $R_{F1} = 2,477$  m $\Omega$       resistencia de fase  
 $X_{F1} = 1,850$  m $\Omega$       reactancia de fase  
 $R_{n1} = 4,825$  m $\Omega$       resistencia del neutro  
 $X_{n1} = 1,875$  m $\Omega$       reactancia del neutro  
 $R_{PE1} = 4,656$  m $\Omega$       resistencia PE  
 $X_{PE1} = 1,850$  m $\Omega$       reactancia PE

#### Cable C2

Longitud  $L = 15$  m  
 Formación:  $3 \times (2 \times 500) + 3 \times (2 \times 300) + G500$   
 $R_{F2} = 0,2745$  m $\Omega$       resistencia de fase  
 $X_{F2} = 1,162$  m $\Omega$       reactancia de fase  
 $R_{n2} = 0,451$  m $\Omega$       resistencia del neutro  
 $X_{n2} = 1,177$  m $\Omega$       reactancia del neutro  
 $R_{PE2} = 0,517$  m $\Omega$       resistencia PE  
 $X_{PE2} = 1,162$  m $\Omega$       reactancia PE

### B1 Método de componentes simétricos

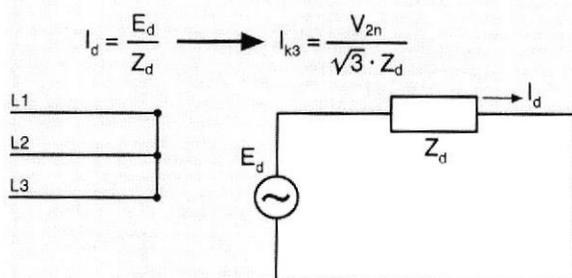
Este método se basa en el principio de que cualquier serie de tres vectores puede resolverse en tres series de vectores:

- una serie de secuencia positiva equilibrada formada por tres vectores de magnitud igual desplazados 120° y que tienen la misma secuencia de fase que el sistema original;
- una serie de secuencia inversa equilibrada formada por tres vectores de magnitud igual desplazados 120° y que tienen una secuencia de fase inversa respecto a la del sistema original;
- una secuencia cero formada por tres vectores de igual magnitud en fase.

Sobre la base de este principio, un sistema trifásico desequilibrado y asimétrico genérico puede reducirse al estudio separado de tres circuitos monofásicos

equivalentes que corresponden a la secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente. Las impedancias de secuencia pueden hallarse sustituyendo los componentes de red por los circuitos equivalentes para esa secuencia. En cuanto a las secuencias positivas y negativas, los circuitos equivalentes no difieren cuando no hay máquinas rotatorias en la instalación, mientras que cuando existen (motores asíncronos y generadores síncronos) las impedancias equivalentes – secuencia positiva y negativa – son considerablemente diferentes. La impedancia de la falta a tierra también es considerablemente distinta de las anteriores y depende del estado del neutro. Sin entrar en los detalles de un enfoque teórico, a continuación indicamos cómo los circuitos positivo, negativo y de falta a tierra representan la falta trifásica, la falta bifásica y la falta de línea tierra, y las fórmulas relevantes para el cálculo de la intensidad de fallo. Este esquema puede ser útil para comprender plenamente el enfoque.

Falta trifásica



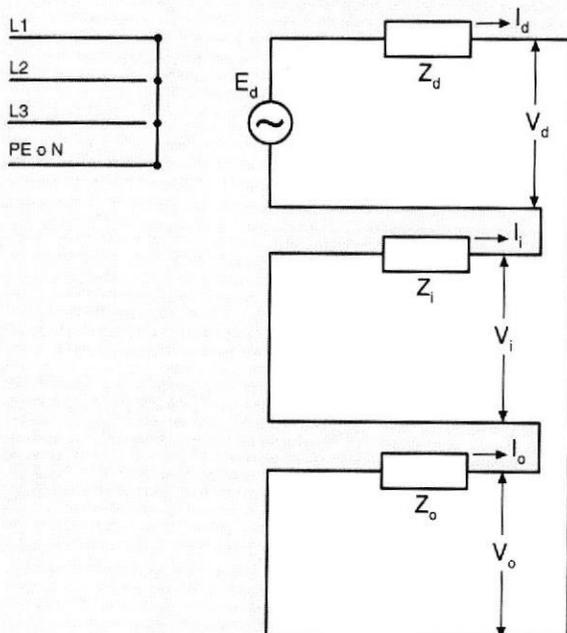
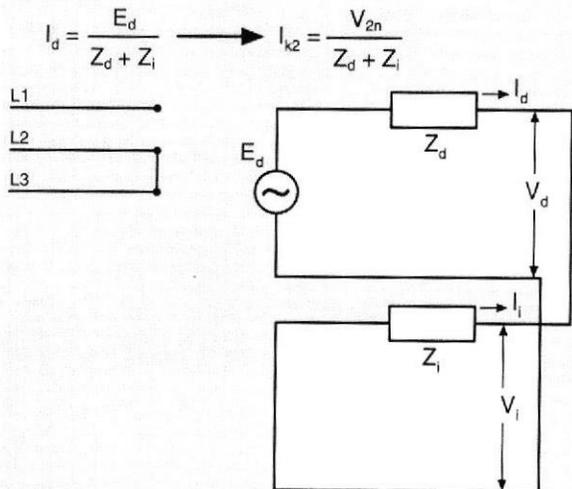
Falta de línea a tierra

$$I_d = \frac{E_d}{(Z_d + Z_i + Z_o)} \rightarrow I_{k1(F-PE)} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_d + Z_i + Z_o(F-PE)}$$

Fallo línea a neutro

$$I_d = \frac{E_d}{(Z_d + Z_i + Z_o)} \rightarrow I_{k1(F-N)} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_d + Z_i + Z_o(F-N)}$$

Falta bifásica



La tipología de instalación representada por el diagrama unifilar de la Figura 1 puede ser significativo para una planta industrial genérica, en que se ha tenido en cuenta una única alimentación saliente general para simplificar. Sólo se ha tenido en cuenta la carga pasiva, considerando también insignificante la aportación de posibles motores a la corriente de cortocircuito (que cumple la condición:  $\sum I_{nM} \leq I_k/100$  descrita por la norma IEC 60909, donde  $I_{nM}$  es la intensidad nominal de los diversos motores e  $I_k$  es la corriente de cortocircuito simétrica inicial en la barra de distribución sin aportación del motor).

Los valores de las impedancias a utilizar en las redes de secuencia para el cálculo de las corrientes de falta pueden obtenerse a partir de los datos anteriores. Los subíndices tienen el siguiente significado:

- d componente de secuencia positiva;
- i componente de secuencia negativa;
- o componente de secuencia cero.

#### Red de alimentación

Los parámetros de secuencia positiva y negativa de la impedancia de red relacionada con 400 V son:

$$Z_{dnet} = Z_{inet} = \frac{V_{2n}^2}{S_k} = 2.133 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$R_{dnet} = R_{inet} = Z_{dnet} \cdot \cos\varphi_k = 4.266 \cdot 10^{-5} \Omega$$

$$X_{dnet} = X_{inet} = Z_{dnet} \cdot \sin\varphi_k = 2.090 \cdot 10^{-4} \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra de la alimentación no se tiene en cuenta, ya que los bobinados triángulo de los transformadores bloquean el componente de falta a tierra.

#### Transformadores TR1-TR2

Se tiene en cuenta un tipo clásico de transformador conectado a tierra en triángulo/estrella ( $\Delta/Y-\underline{\underline{1}}$ ), que permite tener un sistema de distribución en la parte de BT del tipo TN-S.

Las impedancias de las diversas secuencias (o-d-i) toman el mismo valor:

$$Z_{dTR} = Z_{iTR} = Z_{oTR} = \frac{v_{k\%}}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.006 \Omega$$

$$R_{iTR} = \frac{p_{k\%}}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.001 \Omega$$

$$X_{iTR} = \sqrt{Z_{dTR}^2 - R_{iTR}^2} = 5.916 \cdot 10^{-3} \Omega$$

#### Generador G

En este ejemplo, sólo se tiene en cuenta el valor de reactancia subtransitoria que determina el mayor valor de corriente de cortocircuito para el generador.

Parte real de la expresión de las impedancias de la secuencia o-d-i:

$$R_G = \frac{X_d''}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot T_a} = 9.507 \cdot 10^{-4} \Omega$$

Parte imaginaria de la expresión de la impedancia de la secuencia positiva:

$$X_d'' = \frac{x_d''\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.018 \Omega$$

Parte imaginaria de la expresión de la impedancia de la secuencia negativa:

$$X_2 = \frac{x_2\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.022 \Omega$$

$X_2$  es un parámetro de la máquina entre los datos facilitados por el fabricante.

Como alternativa, la parte imaginaria de la impedancia de la secuencia negativa podría haberse calculado como el valor medio entre la reactancia de la secuencia positiva subtransitoria y la de la cuadratura:

$$X_i = \frac{X_d'' + X_q''}{2}$$

Parte imaginaria de la expresión de la impedancia de la secuencia cero:

$$X_o = \frac{x_o\%}{100} \cdot \frac{V_{2n}^2}{S_n} = 0.0115 \Omega$$

Por lo tanto:

$$Z_{dG} = R_G + i \cdot X_d'' \quad Z_{iG} = R_G + i \cdot X_2 \quad Z_{oG} = R_G + i \cdot X_o$$

#### Cables C1 - C2

$$Z_{dC..} = Z_{iC..} = R_{F..} + i \cdot X_{F..}$$

$$Z_{o(F-N)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{N..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{N..})$$

impedancia de secuencia cero por fallo línea a neutro

$$Z_{o(F-PE)C..} = (R_{F..} + 3 \cdot R_{PE..}) + i \cdot (X_{F..} + 3 \cdot X_{PE..})$$

impedancia de secuencia cero por falta de línea a tierra

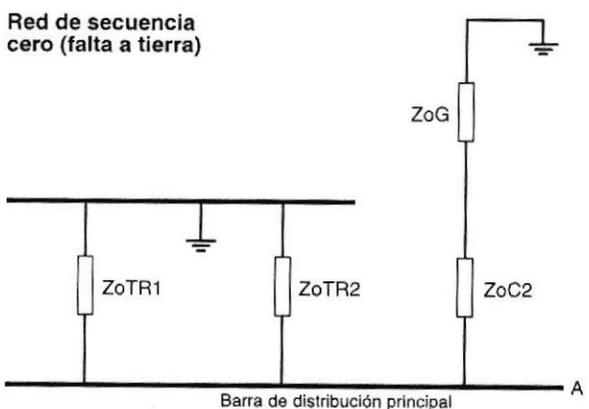
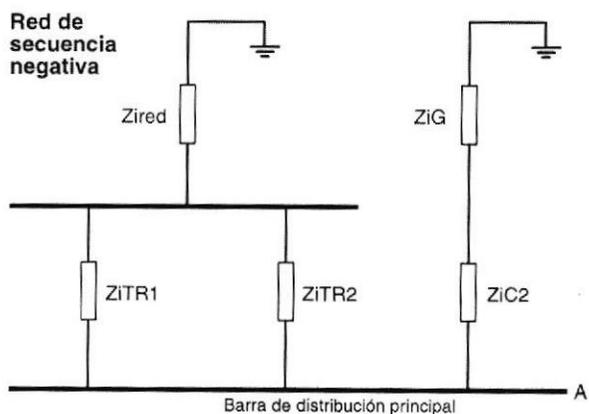
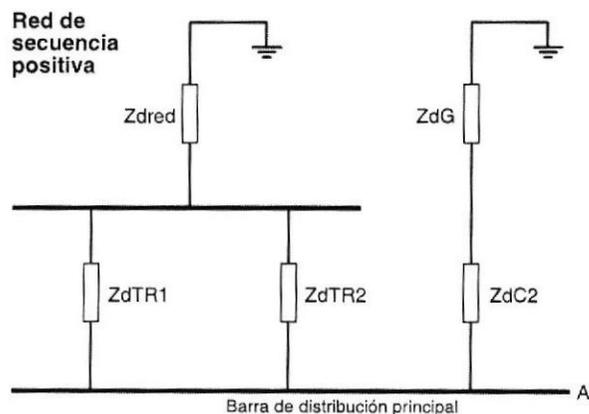
Tras haber definido todas las impedancias de secuencia de los distintos componentes de la planta, puede efectuarse un análisis de las diversas situaciones de falta.

En referencia al esquema de la red de la Figura 1, se resaltan los tres puntos A-B-D donde se supone el fallo y donde se calculan los valores de corriente para las distintas tipologías de falta.

Aún en relación con la red representada en la Figura 1, las redes de secuencia con impedancias en serie o en paralelo se dibujan según el modo en que las ve un observador imaginario ubicado en el punto de falta y mirando hacia la fuente de alimentación.

**Falta en A**

A tenor de las consideraciones anteriores, pueden dibujarse las siguientes redes de secuencia para una falta en el punto A.



Una vez se han identificado las tres redes de secuencia, puede efectuarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las distintas tipologías de falta:

**Falta trifásica**

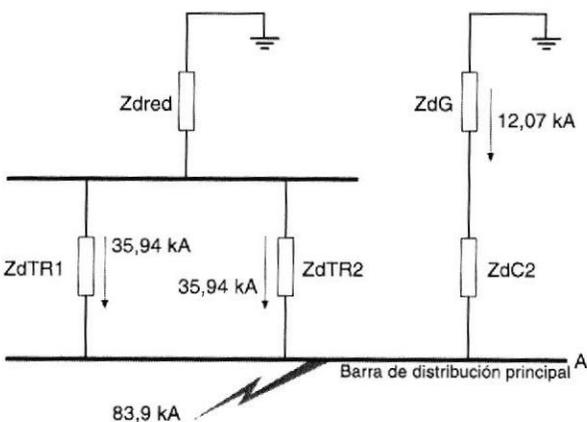
Dado que la falta trifásica es un fallo simétrico, sólo se tendrá en cuenta la impedancia equivalente de la red de secuencia positiva, cumpliendo también lo que se expresa con la fórmula para el cálculo de intensidades. Por lo tanto, la impedancia equivalente que se obtiene con la reducción de la red de secuencia positiva es:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dred}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

["||" significa "en paralelo"] y el valor de corriente de falta trifásica se expresa con la siguiente fórmula:

$$I_{k3A} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,A}} = 83.9 \cdot 10^{-3} \angle -81.15^\circ A$$

Al emplear la regla divisora de corriente, pueden determinarse las aportaciones de las máquinas eléctricas aisladas (generador y transformador) a la corriente de cortocircuito en la barra de distribución principal. En particular, las aportaciones se subdividen del modo siguiente:



**Falta bifásica**

En este caso, la falta afecta sólo a dos de las tres fases; por consiguiente, no sólo es necesario evaluar la impedancia equivalente de la red de secuencia positiva, sino también de la red de secuencia negativa vista desde el punto de falta A, como se muestra en la fórmula de la corriente de falta.

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dred}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{iEq,A} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{inet}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta bifásica equivale a:

$$I_{k2A} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{iEq,A}} = 71.77 \cdot 10^{-3} \angle -81.12^\circ A$$

### Falta monofásica

En cuanto la falta monofásica, debe hacerse una distinción entre:

- falta a tierra monofásico, con retorno a través del conductor de protección, tratándose de un sistema de distribución de tipo TN-S
- falta de línea a neutro, con retorno a través del conductor neutro.

Como se expresa en las fórmulas para el cálculo de la corriente de falta, es necesario tener en cuenta la aportación de los tres circuitos de secuencia.

A tales efectos, debe tenerse en cuenta cómo difiere la topología de la red de falta a tierra de las otras redes de secuencia, ya que se ve muy influida por la topología de los bobinados del transformador.

Además, los valores de las impedancias de la falta a tierra de los cables dependen del tipo de fallo monofásico (F-N o F-PE).

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,A} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dne0}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0027 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{iEq,A} = ((Z_{iTR1} \parallel Z_{iTR2}) + Z_{ine0}) \parallel (Z_{iG} + Z_{iC2}) = 4.367 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0028 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a neutro es:

$$Z_{o(F-N)Eq,A} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-N)C2})) = 4.189 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a tierra es:

$$Z_{o(F-PE)Eq,A} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2})) = 4.237 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0025 \Omega$$

El valor de la corriente de falta línea a neutro equivalente a:

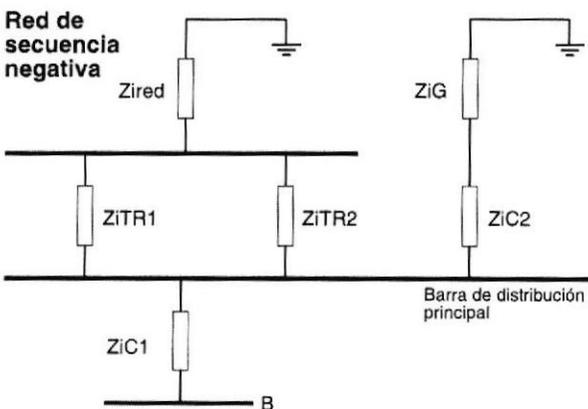
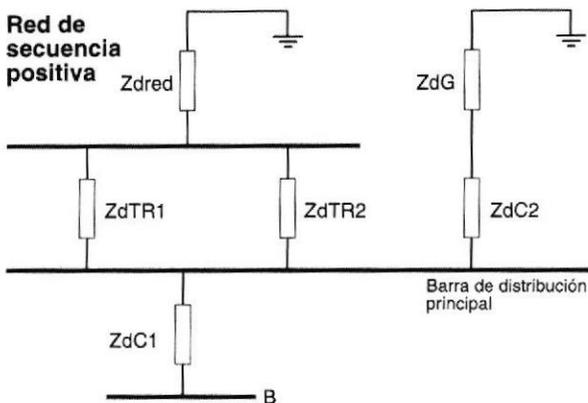
$$I_{k1(F-N)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{iEq,A} + Z_{o(F-N)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^{-3} \angle -80.92^\circ A$$

El valor de la corriente de falta línea a tierra equivale a:

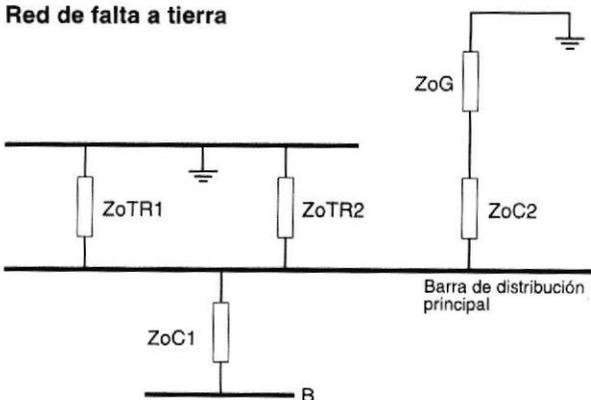
$$I_{k1(F-PE)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{iEq,A} + Z_{o(F-PE)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^{-3} \angle -80.89^\circ A$$

### Falta en B

En cumplimiento de lo descrito para la falta en el punto A, las tres redes de secuencia se dibujan teniendo en cuenta las impedancias vistas desde el punto B. Como resulta evidente en este nuevo caso, también debe tenerse en cuenta el cable C1 en los circuitos de secuencia.



### Red de falta a tierra



Mediante un proceso y consideraciones análogos al caso anterior, se obtienen las impedancias equivalentes y puede efectuarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las distintas tipologías de falta.

**Falta trifásica**

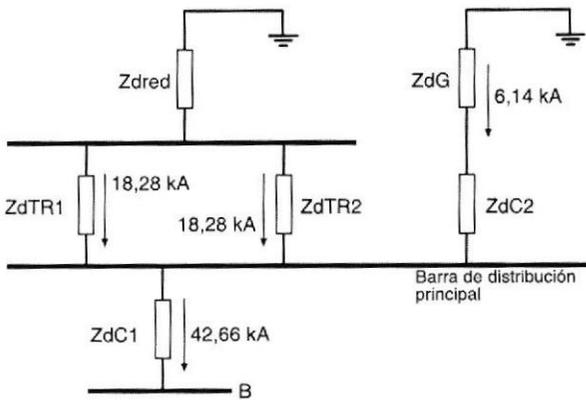
La impedancia de secuencia positiva equivalente derivada de la reducción de la red de secuencia relevante es:

$$I_{k1(F-PE)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,A} + Z_{IEq,A} + Z_{o(F-PE)Eq,A}} = 85.43 \cdot 10^3 \angle -80.89^\circ \text{ A}$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta trifásica equivale a:

$$I_{k3B} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,B}} = 42.66 \cdot 10^3 \angle -57.59^\circ \text{ A}$$

Las aportaciones se subdividen del modo siguiente:



**Falta bifásica**

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{diner}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,B} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inert}) \parallel (Z_{IG} + Z_{IC2}) + Z_{IC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta bifásica equivale a:

$$I_{k2B} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{IEq,B}} = 36.73 \cdot 10^3 \angle -57.72^\circ \text{ A}$$

**Falta monofásica**

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{diner}) \parallel (Z_{dG} + Z_{dC2}) + Z_{dC1} = 0.003 + i \cdot 0.0046 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{o(F-N)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-N)C2}) + Z_{o(F-N)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a neutro es:

$$Z_{o(F-PE)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2}) + Z_{o(F-PE)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a tierra es:

$$Z_{o(F-PE)Eq,B} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) \parallel (Z_{oG} + Z_{o(F-PE)C2}) + Z_{o(F-PE)C1} = 0.017 + i \cdot 0.010 \Omega$$

El valor de la corriente de falta línea a neutro equivale así a:

$$I_{k1(F-N)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{IEq,B} + Z_{o(F-N)Eq,B}} = 23.02 \cdot 10^3 \angle -39.60^\circ \text{ A}$$

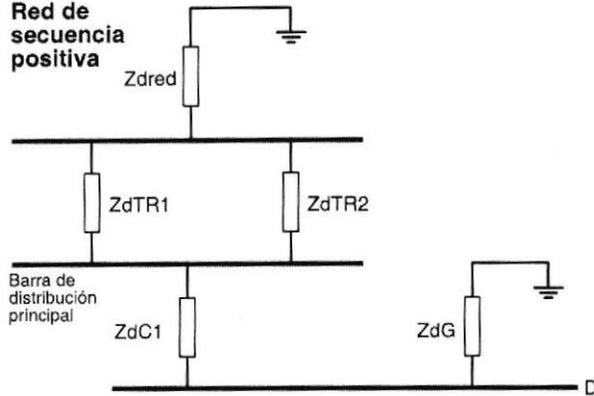
mientras que el valor de la corriente de falta línea a tierra equivale a:

$$I_{k1(F-PE)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,B} + Z_{IEq,B} + Z_{o(F-PE)Eq,B}} = 23.35 \cdot 10^3 \angle -40.09^\circ \text{ A}$$

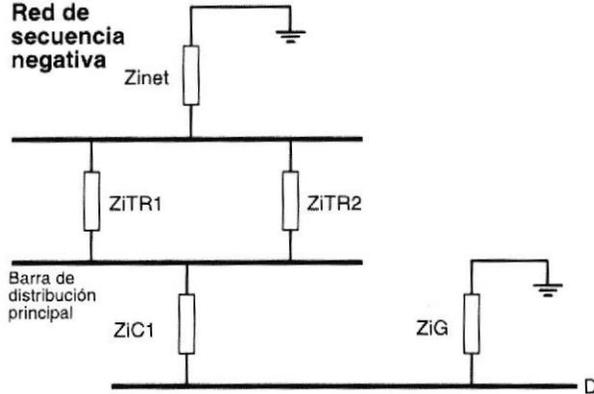
**Falta en D**

Suponiendo un fallo en D, tenemos en cuenta el caso en que la falta se produce inmediatamente en la parte de la carga del transformador. Según lo descrito en los casos anteriores, las tres redes de secuencia se dibujan teniendo en cuenta las impedancias vistas desde el punto D.

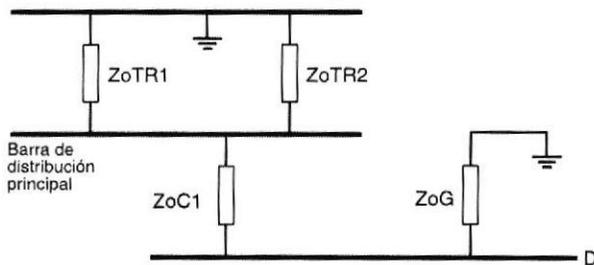
**Red de secuencia positiva**



**Red de secuencia negativa**



**Red de secuencia cero (falta a tierra)**



Mediante un proceso y consideraciones análogos a los anteriores, se obtienen las impedancias equivalentes y puede efectuarse el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las distintas tipologías de falta.

**Falta trifásica**

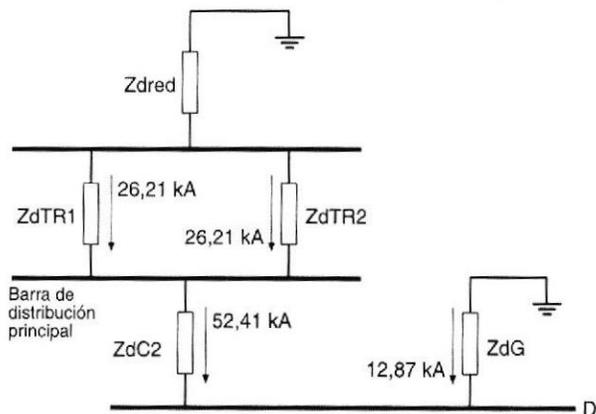
La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,B} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta trifásica es:

$$I_{k3D} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{dEq,D}} = 65.19 \cdot 10^3 \angle -80.82^\circ \text{ A}$$

Las aportaciones se subdividen del modo siguiente:



**Falta bifásica**

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,D} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,D} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet} + Z_{IC2}) \parallel (Z_{IG}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \Omega$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de falta bifásica equivale a:

$$I_{k2D} = \frac{V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D}} = 55.46 \cdot 10^3 \angle -80.75^\circ \text{ A}$$

**Falta monofásica**

La impedancia de la secuencia positiva equivalente es:

$$Z_{dEq,D} = ((Z_{dTR1} \parallel Z_{dTR2}) + Z_{dnet} + Z_{dC2}) \parallel (Z_{dG}) = 5.653 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0035 \Omega$$

La impedancia de la secuencia negativa equivalente es:

$$Z_{IEq,D} = ((Z_{ITR1} \parallel Z_{ITR2}) + Z_{inet} + Z_{IC2}) \parallel (Z_{IG}) = 5.94 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0036 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a neutro es:

$$Z_{o(F-N)Eq,D} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{o(F-N)C2}) \parallel (Z_{oG}) = 9.127 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \Omega$$

La impedancia de la falta a tierra equivalente línea a tierra es:

$$Z_{o(F-T)Eq,D} = ((Z_{oTR1} \parallel Z_{oTR2}) + Z_{o(F-T)C2}) \parallel (Z_{oG}) = 9.127 \cdot 10^{-4} + i \cdot 0.0046 \Omega$$

El valor de la corriente de falta línea a neutro equivale así a:

$$I_{k1(F-N)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D} + Z_{o(F-N)Eq,D}} = 58.03 \cdot 10^3 \angle -80.01^\circ \text{ A}$$

mientras que el valor de la corriente de falta línea a tierra equivale a:

$$I_{k1(F-T)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{dEq,D} + Z_{IEq,D} + Z_{o(F-T)Eq,D}} = 57.99 \cdot 10^3 \angle -79.66^\circ \text{ A}$$

**B2 Método de potencia**

Este método permite una evaluación rápida pero aproximada de la corriente de cortocircuito trifásica en una red. Es necesario calcular las potencias de cortocircuito de los diversos elementos que componen la red (transformadores - generadores - cables), antes de determinar la potencia de cortocircuito total en el punto en que debe evaluarse la corriente de falta.

Los flujos de potencia debidos a elementos que funcionan en paralelo pueden reducirse aplicando la fórmula de las resistencias en serie, mientras que los flujos de potencia debidos a elementos que funcionan en serie pueden reducirse aplicando la fórmula de las resistencias en paralelo.

A continuación se facilita un ejemplo de cálculo aplicado a la red examinada anteriormente.

Puede observarse cómo, para la misma tipología de falta, (cortocircuito trifásico en los puntos A - B - D), este método "aproximado" da unos resultados bastante similares a los obtenidos aplicando el método de los componentes simétricos.

En relación con los datos de la planta anteriormente descritos, ahora es posible pasar al cálculo de las potencias de cortocircuito de los distintos elementos de la instalación:

**Red de alimentación**

$S_{knet} = 750 \text{ MVA}$  es una referencia de la planta

**Transformador TR1-TR2**

$$S_{kTR1} = \frac{S_{nTR1}}{V_{k\%}} \cdot 100 \quad S_{kTR1} = 26.67 \text{ MVA}$$

$$S_{kTR2} = \frac{S_{nTR2}}{V_{k\%}} \cdot 100 \quad S_{kTR2} = 26.67 \text{ MVA}$$

**Generador G**

$$S_{kG} = \frac{S_{nG}}{x_d^* \%} \cdot 100 \quad S_{kG} = 8.93 \text{ MVA}$$

**Cables C1 - C2**

$$S_{kC1} = \frac{V_{2n}^2}{Z_{FC1}} \quad S_{kC1} = 51.75 \text{ MVA}$$

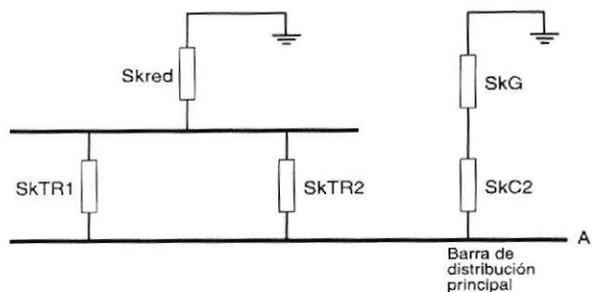
$$S_{kC2} = \frac{V_{2n}^2}{Z_{FC2}} \quad S_{kC2} = 133.95 \text{ MVA}$$

donde:

$$Z_{FC1} = \sqrt{(R_{F1}^2 + X_{F1}^2)} \quad Z_{FC1} = 0.0031 \Omega$$

$$Z_{FC2} = \sqrt{(R_{F2}^2 + X_{F2}^2)} \quad Z_{FC2} = 0.0012 \Omega$$

En relación con la falta en A, la red que detalla la aportación de las potencias de cortocircuito es la siguiente:

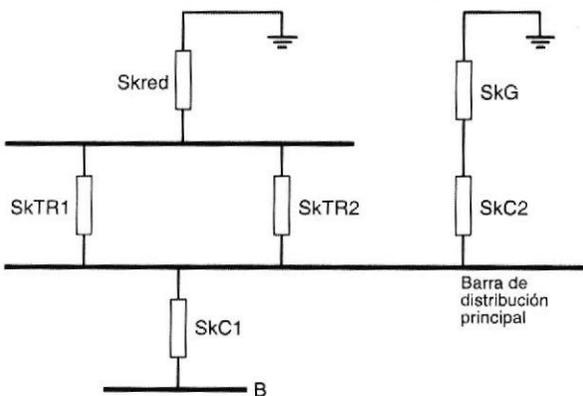


Mediante la reducción de los elementos en serie - en paralelo, se obtiene la siguiente expresión de la potencia total:

$$S_{kTOT(A)} = ((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) + (S_{kG} // S_{kC2}) = 58,16 \text{ MVA}$$

$$I_{k3A} = \frac{S_{kTOT(A)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \text{ de donde se obtiene } I_{k3A} = 83,95 \text{ kA}$$

En relación con la falta en B, la red que detalla la aportación de las potencias de cortocircuito es la siguiente:

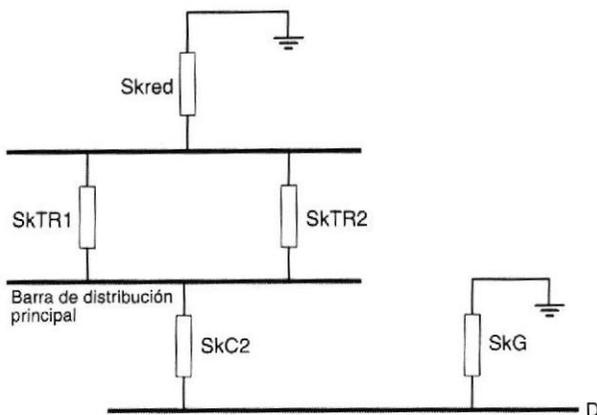


Mediante la reducción de los elementos en serie - en paralelo, se obtiene la siguiente expresión de la potencia total:

$$S_{kTOT(B)} = (((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) + (S_{kG} // S_{kC2})) // S_{kC1} = 27,38 \text{ MVA}$$

$$I_{k3B} = \frac{S_{kTOT(B)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \text{ de donde se obtiene } I_{k3B} = 39,52 \text{ kA}$$

En relación con la falta en D, la red que detalla la aportación de las potencias de cortocircuito es:



Mediante la reducción de los elementos en serie - en paralelo, se obtiene la siguiente expresión de la potencia total:

$$S_{kTOT(D)} = (((S_{kTR1} + S_{kTR2}) // S_{kR}) // S_{kC2}) + S_{kG} = 45,23 \text{ MVA}$$

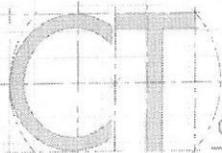
$$I_{k3D} = \frac{S_{kTOT(D)}}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} \text{ de donde se obtiene } I_{k3D} = 65,28 \text{ kA}$$

### Consideraciones acerca de los resultados obtenidos

El ejemplo anterior indica claramente que el uso del método de potencia ofrece la ventaja de la simplicidad y la velocidad, pero podría dar resultados menos precisos en comparación con el método de los componentes simétricos.

La diferencia más evidente tiene que ver con la falta trifásica calculada en el punto B, donde la presencia del cable C2, caracterizado por valores particulares para "L" y "R", introduce un cociente distinto entre las partes imaginaria y real de las expresiones respecto a los demás elementos, con lo que se pone de manifiesto el carácter aproximado del método de potencia.

No obstante, el efecto de la aproximación no basta para invalidar este método, en particular si se emplea para efectuar cálculos preliminares, como suele suceder.



## Glosario

$v_{k\%}$	tensión de cortocircuito en porcentaje
$p_{k\%}$	potencia de cortocircuito en porcentaje
$V_n$	tensión asignada
$S_n$	potencia asignada
$I_n$	intensidad nominal
$V_{1n}$	tensión asignada del primario
$V_{2n}$	tensión asignada del secundario
$X''_d$	reactancia subtransitoria, eje directo
$X'_d$	reactancia transitoria, eje directo
$X_d$	reactancia síncrona, eje directo
$S_k$	potencia aparente de cortocircuito
$I_k$	corriente de cortocircuito
$i_p$	Intensidad máxima
$Z_k$	impedancia de cortocircuito
$X_k$	reactancia de cortocircuito
$R_k$	resistencia de cortocircuito
$Z...$	impedancia de un elemento genérico
$R...$	resistencia de un elemento genérico
$X...$	reactancia de un elemento genérico
$i_s$	componente simétrico de la corriente de cortocircuito
$i_u$	componente unidireccional de la corriente de cortocircuito
$\eta$	rendimiento
$\cos\varphi$	factor de potencia
<b>a b</b>	representación polar: "a" es el módulo; "b" es el ángulo de desplazamiento de fase
<b>a+ib</b>	representación rectangular: "a" es la parte real y "b" la imaginaria

### Subíndices:

...L	carga genérica pasiva
...TR	transformador
...G	generador
...M	motor
...n	nominal o asignada
...C	cable
...red	red de alimentación de la planta
...N	neutro
... F	fase
... PE	conductor de protección
...1F-PE	monofásico a tierra
...1F-n	línea a neutro
...2	bifásico
...3	trifásico
...BT	baja tensión
...MT	media tensión
...k	estado de cortocircuito