



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO: 3

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

SISTEMAS DE TIERRA

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

PALACIO DE MINERIA

1948

1948

1948

1948

1948

1948

1948

1948

1948

1948

1948

INDICE

INTRODUCCION

1. GENERALIDADES
2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO, MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO
3. CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTE Y ASIMETRIA
4. RESISTENCIA A TIERRA
5. CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO
6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR
7. CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA
8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

BIBLIOGRAFIA

Tipo presión. Incluye todas las conexiones que mediante presión mantienen en contacto al conductor con el conector. En este tipo están comprendidos los de tornillo y los de compresión. Estos conectores deberán diseñarse para una temperatura de 250 - 350 °C.

Tipo soldable o exotérmico. El cual mediante una reacción química el conductor y el conector se sueldan en una conexión molecular.

Este tipo de conector por su naturaleza soporta la misma temperatura de fusión que el conductor.

2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO. MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO.

2.1. INTRODUCCION

La resistividad eléctrica del suelo que rodea a una varilla o electrodo de tierra es uno de los parámetros más críticos que el diseñador tiene que determinar, debido a la gran influencia que tiene sobre la resistencia del electrodo y sobre los gradientes de voltaje en la superficie del área de la Subestación.

El principal objetivo del diseño de una red de tierras es limitar estos parámetros a valores seguros.

2.2. RESISTIVIDAD DEL TERRENO. DEFINICION Y UNIDADES

La resistividad eléctrica o resistencia específica de un terreno, es la resistencia de un volumen de éste, el cual tiene un área con sección transversal y longitud unitarias.

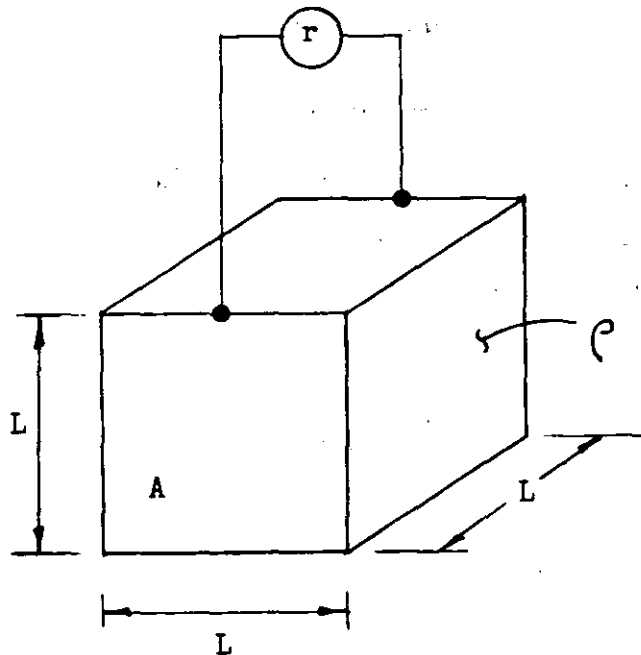


Figura 1

De la ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

I_f = Valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en Amperes

S_f = Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla a la parte de esta corriente que fluye de la malla hacia el terreno.

3.3. CORRIENTE MAXIMA DE MALLA.

El valor de la corriente máxima de malla se define como:

$$I_G = C_p D_f I_g$$

Donde:

I_G = Corriente máxima de malla en Amperes

D_f = Factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla t_f en segundos.

C_p = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$.

I_g = Corriente simétrica de malla (valor rms) en Amperes,

3.4 EFECTO DE LA ASIMETRIA. FACTOR DE DECREMENTO

La máxima corriente de malla I_G como se describio en el punto 3.3 de estas notas, es la máxima corriente asimétrica que fluye entre la malla de tierra y el terreno que la rodea.

Esta corriente incluye la corriente simétrica I_g , así como una corrección para la componente de corriente directa. Esta componente decae exponencialmente y se conoce como desplazamiento de la corriente cd.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento D_f el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de cd.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left[1 - e^{-2t_f/T_a} \right]}$$

Donde: t_f = Duración de la falla en segundos

T_a = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{\omega R}$$

La relación X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

Se presenta la siguiente tabla para D_f y diferentes valores de X/R :

Decrement Factor D_f for Various X/R Ratios

Fault Duration t_f (sec)	60 Hz Cycles	Decrement Factor D_f			
		X/R =10	X/R =20	X/R =30	X/R =40
.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

3.5. FACTOR DE DIVISION DE LA CORRIENTE DE FALLA.

Se define como:

$$S_f = \frac{I_g}{3I_o} = \frac{I_g}{I_f}$$

Donde:

I_g = Corriente simétrica de malla

I_o = Corriente de secuencia cero en el punto de falla

3.6. TIPOS DE FALLA A TIERRA.

Pueden ocurrir diferentes tipos de falla en el sistema, pe

ro desafortunadamente es difícil determinar que tipo de falla y su localización, proporcionarán el mayor flujo de corriente entre la malla de tierras y el terreno que la rodea. (Corriente I_G en las figuras 6,7,8, y 9).

En la determinación de los tipos de falla deberá considerarse la probabilidad de que ocurra la falla. Para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes se realice únicamente con la falla de línea a tierra (monofásica) y de dos líneas a tierra (bifásica a tierra).

Las fórmulas para calcularlas son respectivamente:

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_o} \qquad I_o = \frac{EX_2}{X_1(X_o + X_2) + X_2X_o}$$

Donde:

I_o = Corriente rms simétrica de secuencia cero en el punto de falla

E = Voltaje en el punto de falla

X_1 = Reactancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla

X_2 = Reactancia equivalente de secuencia negativa en el punto de falla

X_o = Reactancia equivalente de secuencia cero en el punto de falla

3.7. EFECTO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

En la mayoría de los casos, es suficiente calcular la corriente máxima de malla I_G como se describió en los párrafos anteriores, despreciando las resistencias de los elementos del sistema eléctrico, la resistencia a tierra de la malla y la impedancia de la falla. El error que se in--

troduce en los cálculos es despreciable dando más margen de seguridad a la red, ya que la corriente calculada es ligeramente mayor.

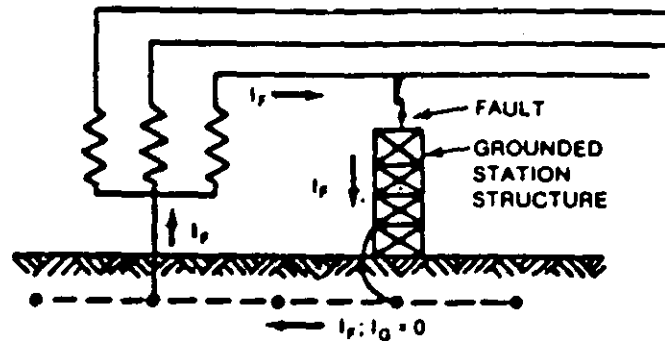


Figura 6

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado localmente

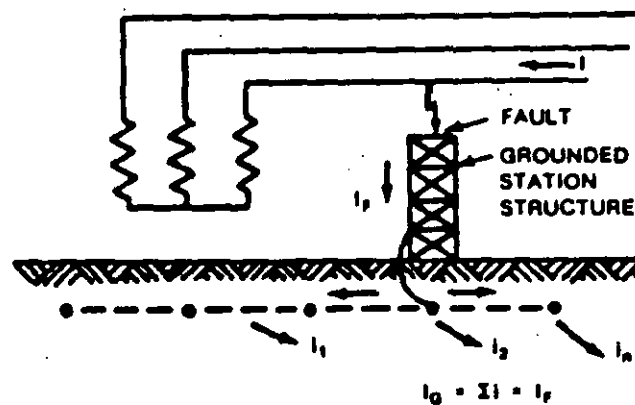


Figura 7

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado remotamente

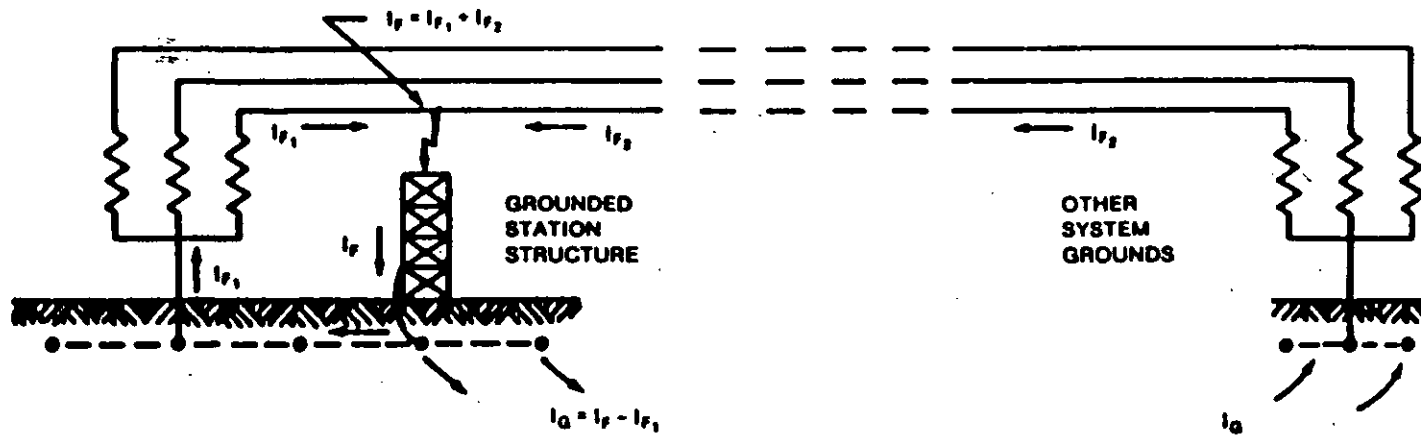


Figura 8

Falla local en la subestación, sistema aterrizado localmente
y en otros puntos

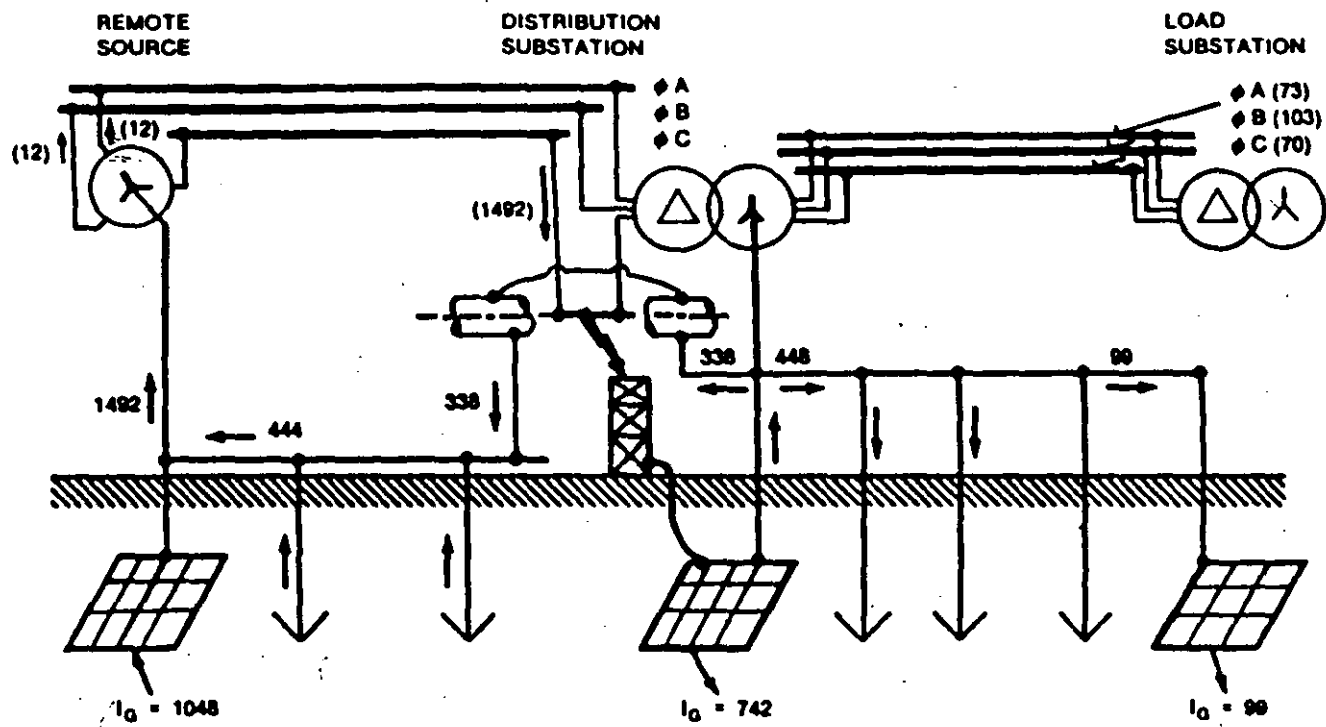


Figura 9

División de corrientes para una falla en el lado de alta tensión de una subestación de distribución

4. RESISTENCIA A TIERRA.

Un sistema de tierras deberá proveer una resistencia a tierra - con valores cercanos a cero; en la práctica la elevación del potencial a tierra en el lugar de la subestación se incrementa proporcionalmente con la corriente de falla, a altas corrientes se deberá tener un valor muy bajo de resistencia a tierra del sistema.

Para subestaciones de potencia es recomendable tener valores de resistencia a tierra cercanos a 1 Ohm ó menos; mientras que en subestaciones de distribución un rango aceptable es de 1 a 5 Ohms dependiendo de las condiciones locales.

4.1. CALCULOS SIMPLIFICADOS.

El valor estimado de la resistencia a tierra es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el arreglo básico del sistema de tierras. A primera vista esto puede parecer difícil; el sistema de tierras todavía no está diseñado y su resistencia es desconocida.

Afortunadamente la resistencia depende en primer lugar del área ocupada por el sistema de tierras, la cual es conocida desde que se inicia el diseño.

Como primera aproximación, el valor mínimo de la resistencia a tierra en la subestación en suelo uniforme puede estimarse por medio de la fórmula de una placa metálica circular una vez que se ha determinado la resistividad del suelo.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad \dots 1$$

Donde:

R_g = Resistencia a tierra en Ohms

ρ = Resistividad promedio del suelo en Ohm-metro

A = Area ocupada por la malla de tierra en m^2

Puede obtenerse un valor límite de la resistencia agregando

un término a la fórmula anterior:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad \dots 2$$

Donde L es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

El segundo término reconoce el hecho de que la resistencia de cualquier sistema que consiste en un número de conductores es mucho mayor que el formado por una placa sólida, y que esta diferencia decrecerá cuando se incremente la longitud de los conductores enterrados, aproximándose a cero - cuando L sea infinita, alcanzándose la condición de placa sólida.

Las ecuaciones anteriores pueden emplearse con razonable - precisión para profundidades de la red menores a 0.25 me- - tros.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_p = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad \dots 3$$

Donde h es la profundidad de la malla en metros.

La ecuación 1 se usará solamente cuando se requiera un va- - lor estimado de la resistencia a tierra.

Las ecuaciones 2 y 3 son de gran ayuda para calcular la e- - levación de potencial a tierra para evaluar un diseño pre- - liminar y determinar la longitud aproximada de conductores enterrados que se necesitan para el control de los voltajes de paso y de contacto.

Para una mejor estimación de la resistencia a tierra de ma- - llas con varillas de tierra, deberá emplearse la fórmula -

de Schwarz descrita a continuación.

4.2. FORMULA DE SCHWARZ.

La resistencia total de un sistema que consiste de una combinación de conductores horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas), es menor que la resistencia de cualquiera de los componentes por separado, pero mayor que su combinación en paralelo.

La resistencia total es:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \quad \dots 4$$

Donde:

R_1 = Resistencia de los conductores de la malla

R_2 = Resistencia de todas las varillas de tierra

R_{12} = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas.

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para R_2 y R_{12} han sido modificadas.

$$R_1 = (\rho_1 / \pi l_1) (\ln (2l_1 / h') + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2) \quad \dots 5$$

$$R_2 = (\rho_a / 2\pi n l_2) [\ln (8l_2 / d_2) - 1 + 2K_1 (l_2 / \sqrt{A}) (\sqrt{n} - 1)^2] \quad \dots 6$$

$$R_{12} = (\rho_a / \pi l_1) [\ln (2l_1 / l_2) + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2 + 1] \quad \dots 7$$

Donde:

- ρ_1 = soil resistivity encountered by grid conductors buried at depth h in Ω -m
- ρ_a = apparent soil resistivity as seen by a ground rod in Ω -m,
- H = thickness of the upper layer soil in m
- ρ_2 = soil resistivity from depth H downward in Ω -m
- l_1 = total length of grid conductors in m
- l_2 = average length of a ground rod in m
- h = depth of grid burial in m
- h' = $\sqrt{d_1 h}$ for conductors buried at depth h , or $0.5 d_1$ for conductors at $h = 0$ (on earth's surface)
- A = area covered by a grid of dimensions $a \cdot b$ in m^2
- n = number of ground rods placed in area A
- K_1, K_2 = constants related to the geometry of the system [Fig 18(a) and (b)]
- d_1 = diameter of grid conductor in m
- d_2 = diameter of ground rods in m
- a = short-side grid length in m
- b = long-side length in m

Las ecuaciones 5, 6 y 7 son válidas para suelos con 2 capas, con la capa superior de espesor H en la cual las varillas penetran para alcanzar la capa inferior. En tal caso, esto es para $\rho_1 > \rho_2$ donde la malla está enterrada en la capa superior ρ_1 pero las varillas están parte en la capa ρ_1 y parte en ρ_2 , el cálculo de R_2 y R_{12} se realiza con una resistividad aparente ρ_a vista por las varillas de tierra igual a:

$$\rho_a = \frac{1}{2}(\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 H + \rho_1 (l_2 - H))$$

Para el caso más general, en que la parte superior de las varillas están a la misma profundidad de la malla:

$$\rho_a = \frac{1}{2}(\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 (H-h) + \rho_1 (l_2 + h - H))$$

Para suelos de resistividad uniforme:

$$\rho_2 = \rho_1$$

Si la diferencia entre ρ_1 y ρ_2 no es muy grande (de preferencia ρ_2 no menor que $0.2\rho_1$) y el espesor de la primera capa H es al menos $0.1b$, las ecuaciones son razonablemente precisas para la mayoría de los cálculos y además fáciles de emplear.

5. CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

5.1. RANGO DE CORRIENTE TOLERABLE.

Los efectos que produce una corriente eléctrica al circular a través de partes vitales del cuerpo humano, dependen de la duración, magnitud y frecuencia de esta corriente.

Los efectos fisiológicos más comunes que se presentan al ir incrementando la corriente eléctrica que circula por el -- cuerpo, son:

- Percepción
- Contracción muscular
- Pérdida del conocimiento
- Fibrilación ventricular
- Paro respiratorio
- Quemaduras

La consecuencia más peligrosa es la fibrilación ventricular, una condición de acción no coordinada de los ventrículos -- del corazón que da como resultado el paro inmediato de la - circulación de la sangre.

La corriente de magnitud I_B y rango de duración 0.03 a 3 se gundos que no produce fibrilación, está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo y se describe en la siguiente ecuación:

$$(I_B)^2 t = K \quad \dots 8$$

Donde:

I_B = Magnitud rms de la corriente que fluye por el -- cuerpo.

t =^h Duración del flujo de corriente

K = Constante empírica relacionada con la energía to lerada por un X% de una población dada.

Estos parámetros están basados en estudios en los cuales el 99.5% de todas las personas con peso aproximado de 50 Kg - (110 libras) pueden soportar sin fibrilación ventricular, - el paso de una corriente en magnitud y duración como la de

la ecuación anterior.

Despejando I_B :

$$I_B = \frac{\sqrt{K}}{\sqrt{t}} \quad \dots 9$$

Para las condiciones anteriores (50 Kg - 99.5%) el valor de K es 0.0135, por lo que:

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \dots 10$$

Para personas con peso aproximado de 70 Kg (155 libras) el valor de K es 0.0246 por lo que:

$$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \quad \dots 11$$

Este valor puede considerarse típico para los cálculos, ya que la mayoría de la población tiene un peso alrededor de los 70 Kg.

Usando el valor de la corriente tolerable por el cuerpo establecida anteriormente y las constantes apropiadas del circuito, es posible determinar el voltaje tolerable entre dos puntos críticos de contacto.

Para el análisis del circuito equivalente se aplicará la siguiente notación:

I_A = Corriente a través del circuito

R_A = Resistencia efectiva total del circuito

I_B = Corriente permisible por el cuerpo humano

Por condiciones de seguridad:

$$I_A < I_B$$

La resistencia R_A del circuito es función de la resistencia del cuerpo R_B y de la resistencia R_F (resistencia de la tierra debajo de cada pie).

Para el análisis del circuito, el pie humano puede representarse como un disco conductor despreciando la resistencia de contacto de los zapatos.

Las resistencias propia y mutua para dos discos metálicos de radio b separados una distancia d_F sobre la superficie de un terreno homogéneo de resistividad ρ son:

$$R_{\text{foot}} = \rho / (4b) \quad \text{y} \quad R_{M_{\text{foot}}} = \rho / (2\pi d_{\text{foot}}) \quad \dots \text{ 11a y 11b}$$

Donde:

R_{foot} = Resistencia propia a tierra de cada pie en Ohms

$R_{M_{\text{foot}}}$ = Resistencia mutua entre los pies en Ohms

b = Radio equivalente de un pie en m.

d_{foot} = Separación de los pies en m.

La resistencia de la tierra bajo los dos pies en serie y en paralelo son:

$$R_{2F_s} = 2(R_{\text{foot}} - R_{M_{\text{foot}}}) \quad \dots \text{ 12}$$

$$R_{2F_p} = 0.5(R_{\text{foot}} + R_{M_{\text{foot}}}) \quad \dots \text{ 13}$$

Donde:

R_{2F_s} = Resistencia de los dos pies en serie

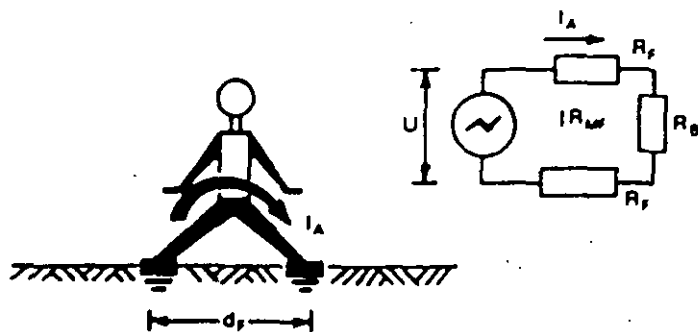
R_{2F_p} = Resistencia de los dos pies en paralelo

La figura 10 define el circuito equivalente de un contacto pie a pie. El potencial U es la diferencia de potencial -- máxima entre dos puntos sobre la superficie separados por la distancia de un paso.

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de paso es:

$$R_A = R_B + 2(R_{\text{foot}} - R_{M_{\text{foot}}})$$

El circuito equivalente para el contacto entre una mano y los dos pies se muestra en la figura 11 .



$$d_f = 1 \text{ m}$$

$$R_A = R_B + 2R_f - 2R_{mf}$$

$$I_A = U/R_A$$

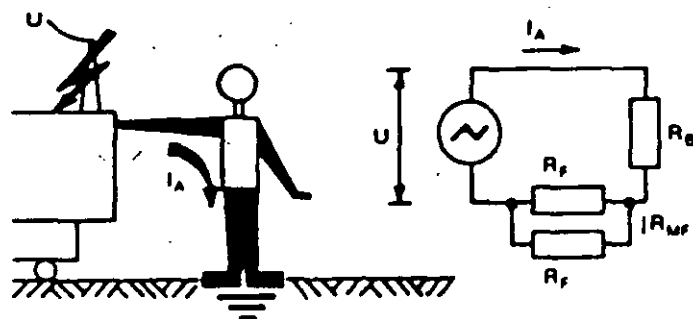
$$R_B = 1000 \Omega$$

where

I_A = the current of accidental circuit
 R_A = the total resistance of accidental circuit

Figura 10

Circuito del potencial de paso



$$R_A = R_B + \frac{1}{2}(R_f + R_{mf})$$

Figura 11

Circuito del potencial de contacto

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de contacto está dada por:

$$R_A = R_B + 0.5(R_{\text{foot}} + R_{M_{\text{foot}}})$$

Se ha seleccionado para los cálculos un radio de 0.08 m -- (3 pulgadas) para el disco que representaría a un pie, despreciando el término correspondiente a la resistencia mutua.

Con esta aproximación, las ecuaciones para las resistencias en serie y paralelo de los 2 pies se obtienen en forma numérica expresadas en términos de la resistividad ρ como:

$$R_{2F_s} = 6\rho \quad \text{y} \quad R_{2F_p} = 1.5\rho \quad \dots \text{ 14 y 15}$$

5.2. EFECTO DE LA CAPA DE ROCA TRITURADA EN LA SUPERFICIE DE LA SUBESTACION.

Las ecuaciones 11a y 11b fueron derivadas, basadas en la suposición de un terreno con resistividad uniforme, cuando se tiene una capa de roca triturada en la superficie de la subestación (8 a 15 cm.) se incrementa la resistencia de contacto entre el terreno y los pies del personal en la subestación.

Las ecuaciones para R_{foot} y $R_{M_{\text{foot}}}$ serán ahora:

$$R_{\text{foot}} = \frac{\rho_1}{4b} F(X_1) \quad \dots \text{ 16}$$

$$R_{M_{\text{foot}}} = \frac{\rho_1}{2\pi d_{\text{foot}}} F(X_2) \quad \dots \text{ 17}$$

Donde:

b y d_{foot} se definieron anteriormente y $F(x)$ es una -- función basada en el espaciamento entre los pies y los valores relativos de las resisti-

vidades del terreno y de la roca triturada en la superficie.

$$F(X) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} Q \quad \dots 18$$

$$Q = \frac{K^n}{\sqrt{1+(2nX)^2}} \quad \dots 19$$

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad \dots 20$$

Donde:

ρ_s = Resistividad de la roca triturada en Ohms-metro

ρ = Resistividad del terreno en Ohms-metro

$x = x_1 = h_s/b$ para R_{foot}

$x = x_2 = h_s/d_{foot}$ para R_{Mfoot}

h_s = Espesor de la capa de roca triturada, en metros.

Como la cantidad $F(x)$ es difícil de evaluar si no se cuenta con una computadora, estos valores han sido calculados y -
graficados para un amplio rango de valores de x y el factor K como se muestra en la figura:

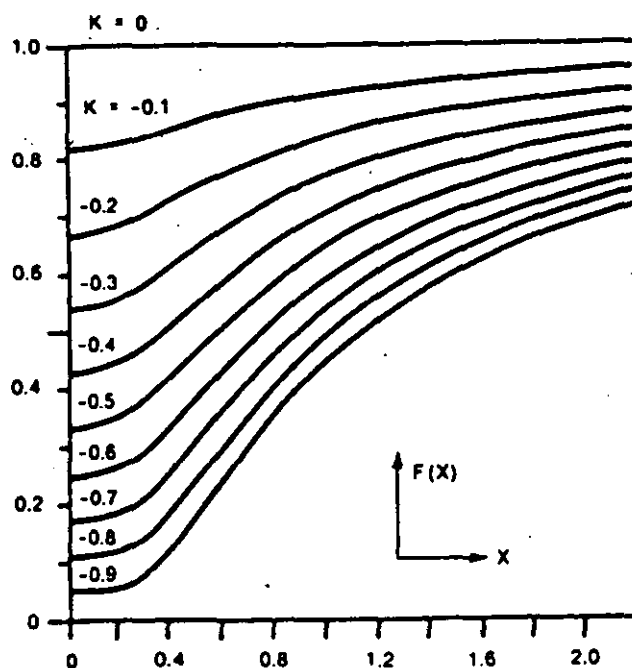


Figura 12

Para simplificar el procedimiento anterior, se desprecia la resistencia mutua y el radio equivalente b se ha considerado de 0.08 metros, encontrándose las ecuaciones para la resistencia de los 2 pies en serie y paralelo de la siguiente forma:

$$R_{2F_s} = 6.0 C_s (h_s, K) \rho_s \quad \dots 21$$

$$R_{2F_p} = 1.5 C_s (h_s, K) \rho_s \quad \dots 22$$

Donde:

C_s = Factor de reducción del valor nominal de la resistividad superficial.

$C_s = 1$ para cuando la resistividad superficial es igual a la resistividad del terreno.

En cualquier otro caso:

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2nh_s/0.08)^2}} \right] \quad \dots 23$$

Para este último caso en que $C_s < 1$, donde C_s es una función de (h_s, K) y el cual distingue las ecuaciones 21 y 22 de las ecuaciones 14 y 15, los valores de C_s se grafican en la siguiente figura:

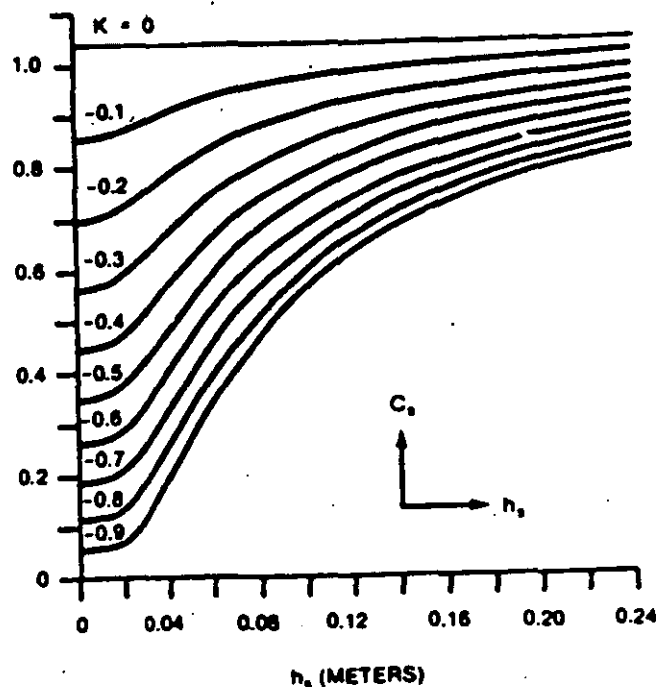


Figura 13

5.3. POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{paso}} = (R_B + R_{2F_s}) I_B$$

$$E_{\text{paso}_{50}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad \dots 24$$

$$E_{\text{paso}_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad \dots 25$$

5.4. POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{cont}} = (R_B + R_{2F_p}) I_B$$

$$E_{\text{cont}_{50}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad \dots 26$$

$$E_{\text{cont}_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad \dots 27$$

Donde:

$C_s = 1$ Para cuando no existe una capa superficial en la subestación ó determinado a partir de la figura 13 cuando se tenga una capa superficial de alta resistividad y pequeño espesor.

$\rho_s =$ Resistividad del material de la superficie en Ohms-metro

$t_s =$ Duración de la corriente en segundos.

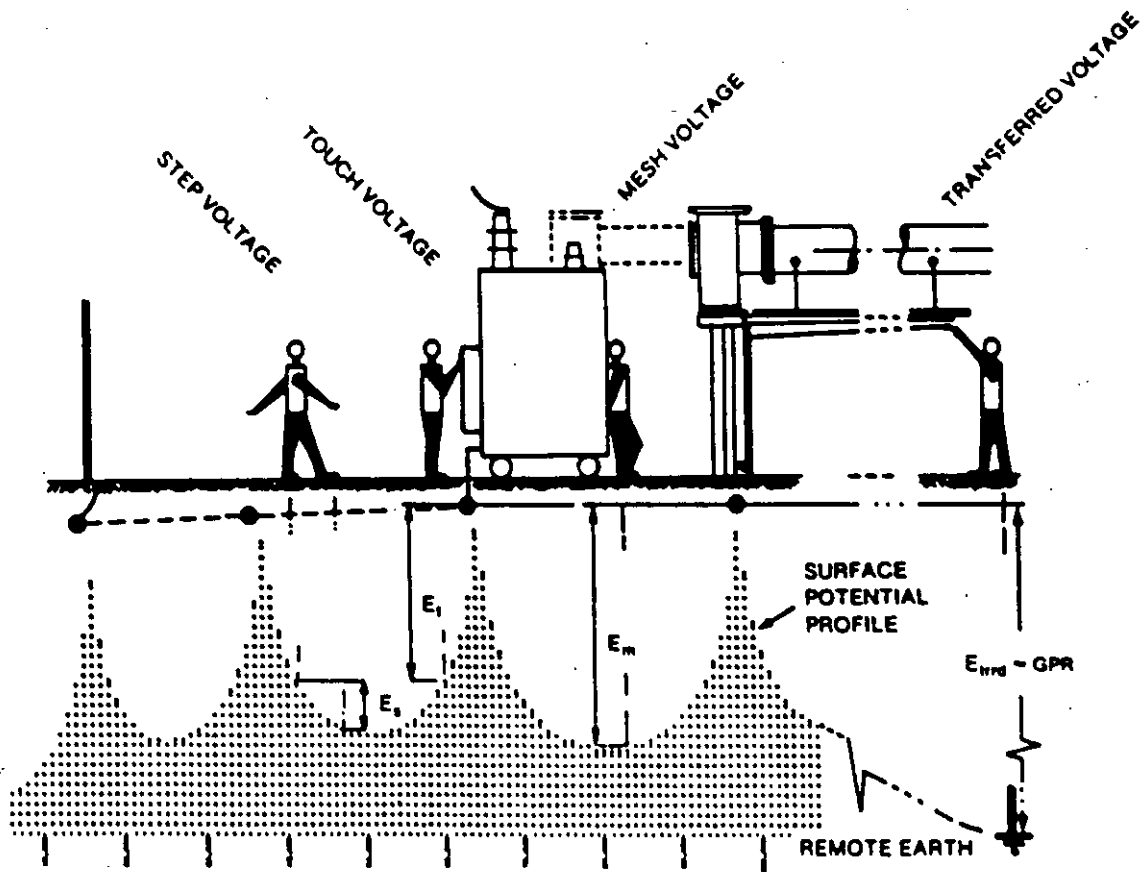


Figura 14
Situación de Potenciales

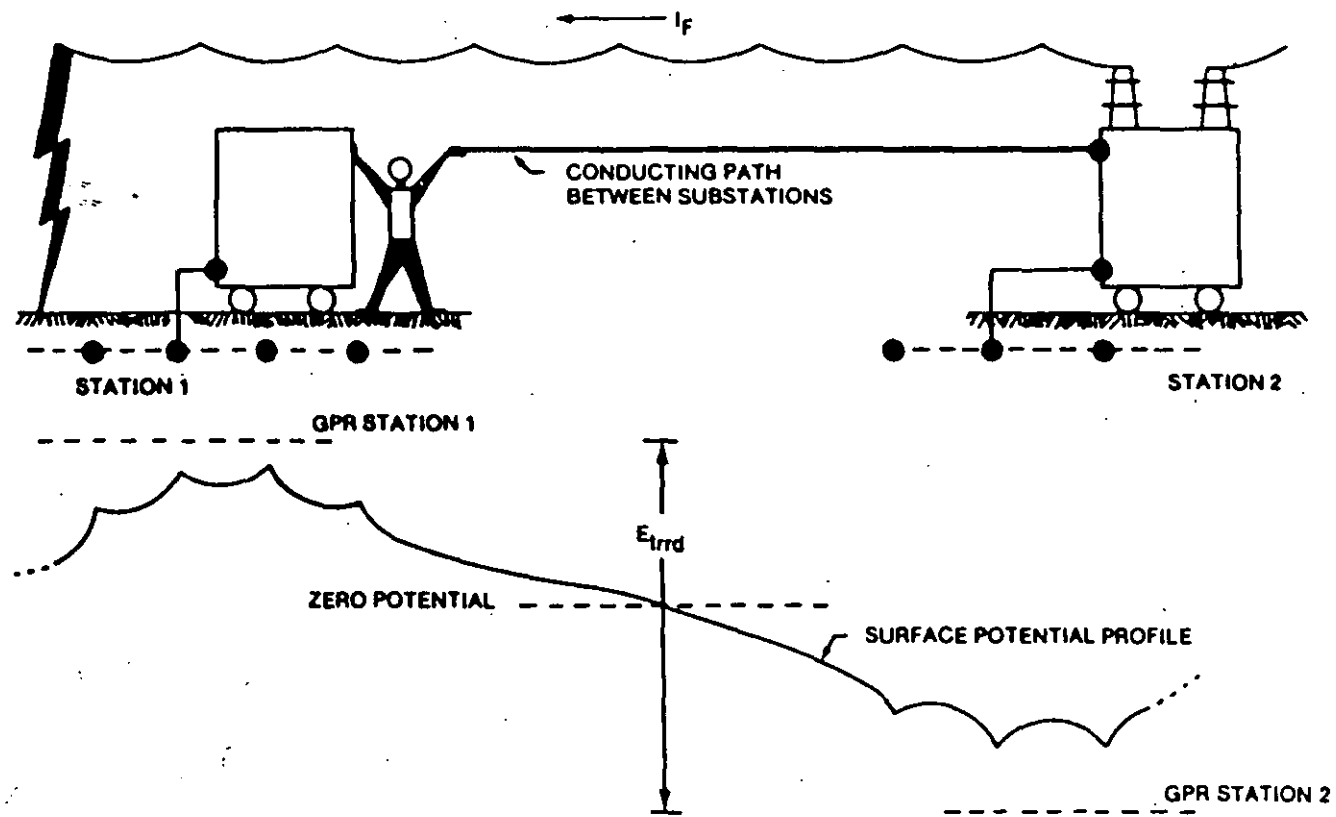


Figura 15

Situación típica de potencial transferido

Resistividad típica de materiales empleados como material de superficie en Subestaciones

Typical Resistivity of Material Used as Surface Material in Substations

No.	Description of Surface Material	Resistivity of Sample (ohm-meters)	
		Dry	Wet
1	Crusher Run Granite with Fines	140×10^6	1,300
2	#57 Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	190×10^6	8,000
3	Clean Limestone Slightly Coarser than Number 2	7×10^6	2,000 3,000
4	Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	2×10^6	10,000
5	Washed Granite Similar to Pea Gravel	40×10^3	5,000
6	Crushed Aggregate Base Granite (with fines)	--	500-1,000
7	Concrete	2,000 - 10,000	50-100
8	Concrete	1,200 - 280,000	21-63
9	Asphalt	--	10,000
10	Asphalt	2×10^6 30×10^6	10,000 to 6×10^6

Referencia: Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986
Guide for Safety
Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR

6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR.

Los conductores empleados en el sistema de tierra serán capaces de soportar la máxima corriente de falla durante un tiempo determinado sin llegar a la fusión.

La ecuación que evalúa la ampacidad de cualquier conductor del cual se conocen las constantes de su material es:

$$I = A \sqrt{\left[\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right] \ln \left[\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right]} \quad \dots 28$$

Donde:

I = Corriente rms en Kiloamperes

A = Sección transversal del conductor en mm²

T_m = Temperatura máxima permisible en °C

T_a = Temperatura ambiente en °C

T_r = Temperatura de referencia para las constantes del material en °C

α_o = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r

ρ_r = Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T_r en μΩ/cm³

K_o = 1/α_o δ (1/α_r) - T_r

t_c = Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos

TCAP = Factor de capacidad térmica en J/cm³/°C

Nótese que α_r y ρ_r están dados para la misma temperatura de referencia. Se muestran las constantes del material en la tabla No.1.

Si el tamaño del conductor está dado en Circular Mils, la ecuación se modifica a:

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-6} A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)} \quad \dots 29$$

Description	Material Conductivity (%)	σ_r Factor @ 20 °C	K ($1/\sigma_0$) @ 0 °C	Fusing Temperature (°C)	ρ_r @ 20 °C ($\mu\Omega/\text{cm}$)	TCAP Factor Effective Value ($\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$)
Standard Annealed Soft Copper Wire	100.0	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Commercial Hard Drawn Copper Wire	97.0	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Copper-Clad Steel Core Wire	40.0	0.00378	245	1084/ 1300	4.397	3.846
Copper-Clad Steel Core Wire	30.0	0.00378	246	1084/ 1300	5.862	3.846
Commercial EC Aluminum Wire	61.0	0.00403	228	657	2.862	2.556
Aluminum Alloy Wire 5006	53.5	0.00353	263	660	3.2226	2.598
Aluminum Alloy Wire 6201	52.5	0.00347	268	660	3.2840	2.598
Aluminum-Clad Steel Core Wire	20.3	0.00360	258	660/ 1300	8.4806	2.670
Zinc-Coated Steel Core Wire	8.5	0.00320	283	419/ 1300	20.1	3.931
Stainless Steel No 304	2.4	0.00130	749	1400	72.0	4.032

Tabla 1
Constantes de Material

Las ecuaciones anteriores pueden ordenarse de tal manera que se calcule el tamaño o calibre del conductor requerido en función de la corriente:

$$A_{\text{mm}^2} = I \sqrt{\frac{\frac{t_c \alpha_r \rho_r \cdot 10^4}{\text{TCAP}}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 30$$

$$A_{\text{cmils}} = 1973.52 I \sqrt{\frac{\frac{t_c \alpha_r \rho_r \cdot 10^4}{\text{TCAP}}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 31$$

La figura 16 y la tabla 2, proporcionan una referencia rápida para algunos materiales, suponiendo los siguientes parámetros de diseño:

1. Temperatura ambiente de 40 °C
2. Temperatura límite de fusión del conductor como se muestra en la tabla 1 .
3. Temperatura máxima de 450 y 250 °C para los conectores.

Fault Time (s)	100% Cu Only	97% Cu Only	40% CCS Only	30% CCS Only	97% Cu/Temperature Limits (450 °C)	Temperature Limits (250 °C)
30.0	38.4	38.7	57.0	65.8	51.1	64.5
4.0	14.0	14.2	20.8	24.0	18.7	23.5
1.0	7.0	7.1	10.4	12.0	9.3	11.8
0.5	4.9	5.0	7.4	8.5	6.6	8.3

Tabla 2

Tamaño mínimo de conductor (cmils/A)

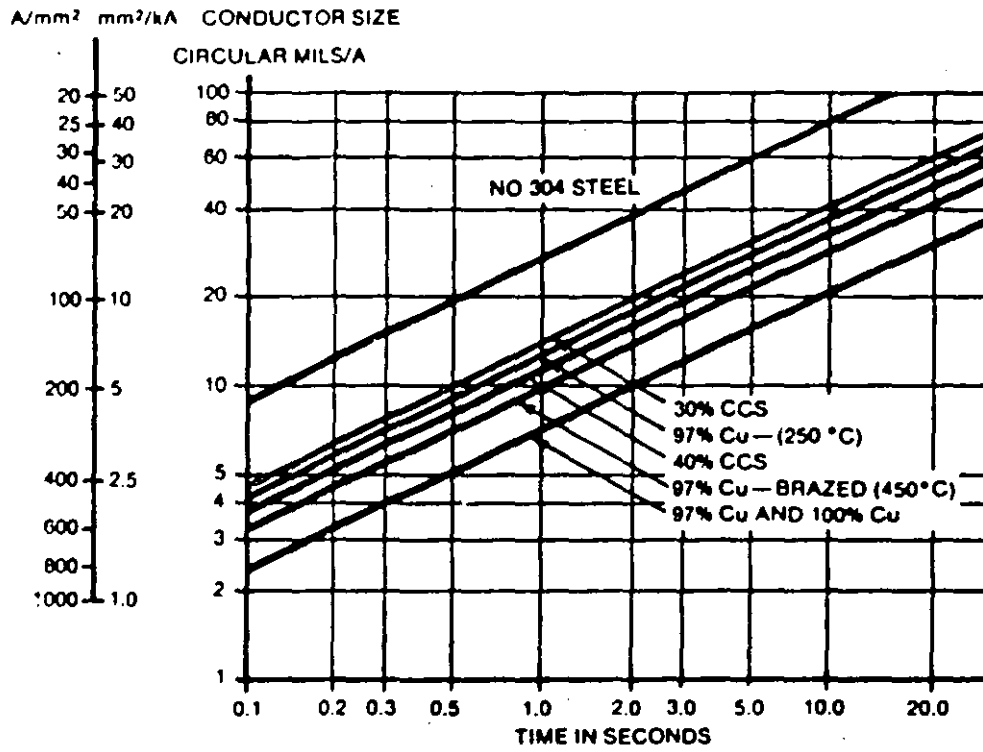


Figura 16

Nomograma para cálculo de conductores

CALIBRE Y DIAMETRO DE CONDUCTORES

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mills	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.60
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.60
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,380	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

7. CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA.

7.1. POTENCIAL DE CONTACTO (POTENCIAL DE MALLA).

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad \dots 32$$

Es el producto del factor geométrico K_m , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno ρ y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado - I_G/L .

Cálculo del factor K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$ para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ para mallas sin varillas de tierra o mallas con solo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas ni en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

h = Profundidad de la malla en metros

$h_0 = 1$ metro (profundidad de referencia de la malla)

D , n y d se definen en la tabla No. 3

Cálculo del factor K_i :

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

Cálculo de la longitud L:

Para mallas con varillas de tierra:

$$L = L_c + 1.15L_r$$

Donde:

L_c es la longitud de conductores enterrados en la malla y L_r representa la longitud total de las varillas de tierra. El factor de multiplicación -- 1.15 toma en cuenta que la densidad de corriente es mucho mayor en las varillas cerca del perímetro que en los conductores.

Para mallas sin varillas o solamente algunas localizadas en la malla pero lejos del perímetro:

$$L = L_c + L_r$$

7.2 POTENCIAL DE PASO.

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad \dots 33$$

Es el producto del factor geométrico K_s , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno ρ y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_G/L .

Cálculo del factor K_s :

Para una profundidad $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5^{h^2}) \right]$$

Para una profundidad menor que 0.25 m.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right]$$

Donde:

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \dots + \frac{1}{n-1}$$

o para $n \geq 6$

$$W \sim \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423$$

El uso de las diferentes ecuaciones para K_s depende de la profundidad de la malla, ya que el potencial de paso decrece rápidamente cuando se incrementa la profundidad.

7.3. LIMITACIONES EN EL EMPLEO DE LAS ECUACIONES.

Cuando se emplean las ecuaciones anteriores, se recomiendan los siguientes límites para mallas cuadradas o para mallas rectangulares que tengan el mismo número de conductores en ambas direcciones:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

También para mallas rectangulares con conductores en ambas direcciones igualmente espaciados (retícula cuadrada), el valor de n para determinar los factores K_m y K_i para el cálculo de E_m , será la media geométrica del número de conductores en ambas direcciones:

$$n = \sqrt{n_A n_B}$$

El valor de n para determinar los factores K_s y K_i para el cálculo de E_s , será el máximo de n_A y n_B .

$$n = \max(n_A, n_B)$$

7.4 LONGITUD MINIMA DE CONDUCTOR EN LA MALLA

Puede desarrollarse una ecuación que permita determinar de manera preliminar, la cantidad de conductor necesaria para mantener el potencial de contacto bajo límites seguros.

De las ecuaciones 26,27 y 32:

Para $E_m < E_{\text{cont}_{50}}$:

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 15 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \dots 34$$

Ordenando la ecuación:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)}$$

Similarmente para $E_m < E_{\text{cont}_{70}}$:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(157 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad \dots 35$$

8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

El diagrama de bloques de la figura 18 ilustra la secuencia para diseñar una malla de tierra. Todos los parámetros que se muestran en el diagrama se identifican en el índice presentado en la tabla No. 3 .

Paso 1. DATOS DE CAMPO.

Area ocupada por la malla de tierra (A) y resistividad del terreno (ρ).

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la subestación, en el cual estarán indicados los límites y la disposición de equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados anteriormente o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo a utilizar (suelo uniforme o modelo de dos capas).

Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR.

Cálculo de la corriente de falla. Tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

El tamaño del conductor se determina con las ecuaciones 30 y 31. La corriente de falla podrá calcularse con las fórmulas descritas anteriormente y será la máxima que podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierra. El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluido el tiempo de una protección de respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculará a partir de la sección del conductor.

Paso 3. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

Los voltajes de paso y de contacto tolerables se calcularán con las ecuaciones 24,25,26 y 27 descritas anteriormente.

La selección del tiempo t_g está basado en el criterio --

del ingeniero de diseño apoyado en la norma.

Paso 4. DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una retícula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre conductores y la localización de varillas de tierra deberá basarse en la corriente I_G y en el área a proteger con la malla.

Paso 5. RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de la resistencia con las ecuaciones indicadas en el punto 3 de estas notas.

Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia, especialmente cuando se usan varillas para alcanzar capas de mayor conductividad en el subsuelo. Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones para incluir el efecto de dos diferentes resistividades en el cálculo de la resistencia de la red y del grupo de varillas.

Paso 6. CORRIENTE DE MALLA.

La corriente I_G se determina por las ecuaciones estudiadas anteriormente. Para evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, deberá usarse en el diseño de la malla solamente aquella parte de la corriente total de falla $3I_0$ que fluye de la malla hacia el terreno (y que contribuye a los voltajes de paso y de malla, y a la elevación de potencial de la malla).

La corriente I_G deberá reflejar la peor condición de falla (tipo y localización), el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

Paso 7. COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial de la malla del di-

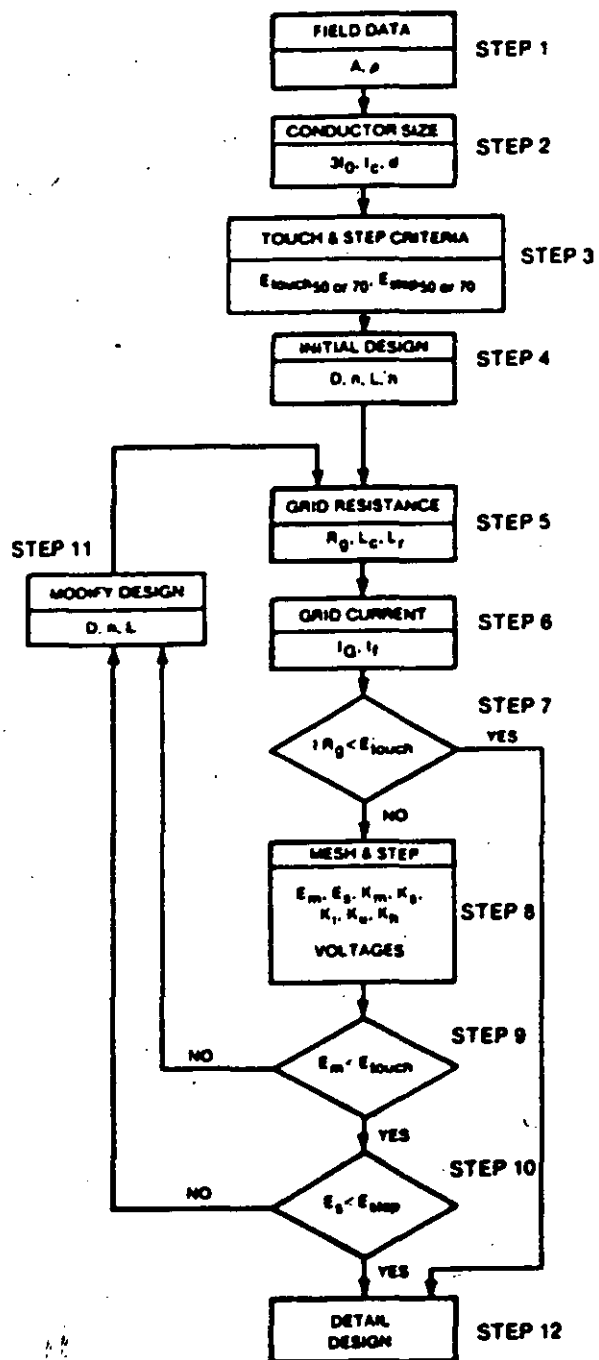


Figura 18

Diagrama de bloques
Procedimiento de diseño

Symbol	Description
$3I_0$	Symmetrical fault current in substation for conductor sizing in A
I_G	Maximum grid current that flows between ground grid and surrounding earth (including dc offset) in A
ρ	Soil resistivity in $\Omega \cdot m$
ρ_s	Surface layer resistivity in $\Omega \cdot m$
h_s	Surface layer thickness
C_p	Current projection factor for future system growth
C_s	Surface layer resistivity derating factor
t_c	Duration of fault current for sizing ground conductor in s
t_f	Duration of fault current for determining decrement factor in s
t_s	Duration of shock for determining allowable body current in s
h	Depth of ground grid conductors in m
d	Diameter of grid conductor in m
A	Total area enclosed by ground grid in m^2
D	Spacing between parallel conductors in m
D_f	Decrement factor for determining I_G
n	Number of parallel conductors in one direction
K_m	Spacing factor for mesh voltage, simplified method
K_s	Spacing factor for step voltage, simplified method
K_f	Corrected factor for grid geometry, simplified method
K_{if}	Corrective weighting factor that adjusts the effects of inner conductors on the corner mesh, simplified method
K_h	Corrective weighting factor that emphasizes the effects of grid depth, simplified method
L	Total length of grounding system conductor, including grid and ground rods in m
R_g	Resistance of ground system in Ω
E_m	Mesh voltage at the center of the corner mesh for simplified method in V
E_s	Step voltage between a point above the outer corner of the grid and a point 1 m diagonally outside the grid for simplified method in V
$E_{touch 50}$	Tolerable touch voltage for human with 50 kg body weight in V
$E_{touch 70}$	Tolerable touch voltage for human with 70 kg body weight in V
$E_{step 50}$	Tolerable step voltage for human with 50 kg body weight in V
$E_{step 70}$	Tolerable step voltage for human with 70 kg body weight in V

Tabla No. 3

Indice de los parámetros de diseño

BIBLIOGRAFIA

1. ANSI/IEEE Std. 80-1986
IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
2. ANSI/IEEE Std. 142-1982
IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and
Commercial Power Systems
3. Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR
Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986
Guide for Safety

SAFE SUBSTATION GROUNDING - PART I

Report of the Substation Committee Working Group 78.1
 "IEEE 80 Guide for Safety in AC Substations - Review"
 prepared by the Editing Task Force

J. G. Sverak
 Gibbs & Hill, Inc.
 New York, NY

W. K. Dick
 ITT Blackburn Co.
 St. Louis, MO

T. H. Dodds
 McGraw-Edison Co.
 Canonsburg, PA

R. H. Happe
 Computer Sciences Corp.
 Falls Church, VA

ABSTRACT - A practical approach to safety in grounding is aimed at balancing the interaction of two grounding systems: The permanent one, consisting of buried ground electrodes, and the accidental one, produced by a person walking in the exposed area or standing there and touching a grounded object. This paper describes the conditions and factors encountered in the accidental circuit analysis. Criteria are established for evaluation of the allowable step and touch voltages, for both conventional and gas-insulated substations. The presented material is a preliminary version of updated information, to replace the text of Sections 1-6 of the existing IEEE Std. 80, which is presently being revised by Working Group 78.1 of the Distribution Substation Subcommittee, and sponsored by the Substation Committee of IEEE. After comments to Part I, as well as to the future Parts II, III, IV, are received from the industry, a separate document will be qualified for the submission to IEEE Standards, as a Guide.

The purpose of this report, Part I, is:

- To establish, as design criteria, the safe limits for voltage differences which can exist in 50-60 Hz conventional or gas-insulated substations, during fault conditions.
- To review, and where appropriate, revise or extend the relevant information, presently available in IEEE Std. 80 - 1976.

1. INTRODUCTION

- 1.1 (reserved)
 1.2 (reserved)

1.3 Key Definitions

The definitions given herein, are peculiar to the applications of this Guide, Parts I - IV, inclusive. Thereafter, no further reference will be made with regard to any of the "key" definitions stated below, unless deemed necessary for better clarity. All other definitions will be placed directly within the current text of individual sections. For additional convenience, a complete index of all definitions will be appended to Part IV of the Guide.

Although grounding practices are generally well understood, it sometimes happens that some design solutions are more reflection of a routine than of a well-thought design approach. For this reason, the following point is deliberately made prior to the first definition statement:

At commercial frequencies, any current flow into and from the earth is strictly a cause-and-effect affair. This is to say, there is no ground current as such, and no fault current will get dissipated into the earth unless, at least, one ground return circuit actually exists - so that the current produced by a certain source however distant, can return through the earth to (and only to) that source. Thus, as a matter of methodology used, the definition of a "ground return circuit" is primary, and all other "ground" related definitions are secondary, following from it.

- Def. (1) **GROUND RETURN CIRCUIT** is a circuit in which the earth or some other equivalent conducting body is utilized to complete the circuit and allow current circulation from or to its current source.
- Def. (2) **GROUND** means that a given electric system, circuit, or device, is connected to the earth or to some other equivalent conducting body of relatively large extent serving in the place of the former, with the purpose to establish and maintain the potential of conductors connected to it approximately at the potential of the earth, and to allow for conducting electric currents from and to the earth or its equivalent.
- Def. (3) **GROUND** is a conducting connection, either intentional or accidental, by which an electric circuit or equipment becomes grounded.

RO SM 652-8 A paper recommended and approved by the IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE PES Summer Meeting, Minneapolis, Minnesota, July 13-18, 1980. Manuscript submitted February 20, 1980; made available for printing May 30, 1980.

2. SAFETY IN GROUNDING

2.1 Basic Problem

In principle, a safe grounding design has two objectives:

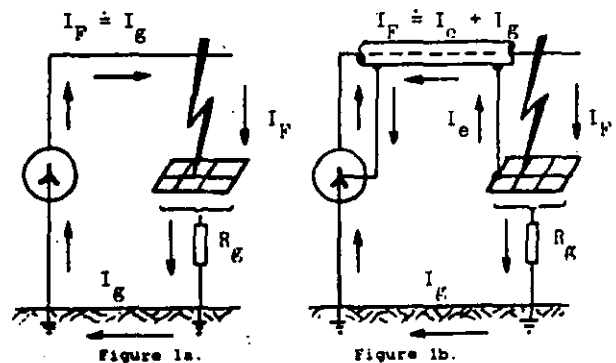
- Provide means to carry and dissipate electric currents into ground under normal and fault conditions without exceeding any operating and equipment limits or adversely affecting continuity of service.
- Assure such a degree of human safety that a person working or walking in the vicinity of grounded facilities is not exposed to the danger of a critical electric shock.

Some three, four decades ago, a great many people assumed that any object grounded, however crudely, could be safely touched. This misconception probably contributed to many tragic accidents in the past.

A low station ground resistance is not, in itself, a guarantee of safety. Since there is no simple relation between the resistance of the ground system as a whole and the maximum shock current to which a person might be exposed, a station of relatively low ground resistance may be dangerous under some circumstances, while another station with very high resistance may still be safe or can be made safe by careful design.

For instance, if a substation is supplied from an overhead line, a low grid resistance is important because a substantial part of the total ground fault current enters the earth, causing an often steep-rise of the local ground potential; Figure 1a.

If a gas-insulated bus or an underground cable feeder is used, a major part of the fault current returns through the enclosure or cable sheaths directly to the source. Since this metal link provides a low-resistance parallel path to the ground return, the rise of local ground potential is ultimately of lesser magnitude; Figure 1b.



Nonetheless, in either case, the effect of that particular portion of fault current which enters and saturates the earth within the station area, has to be further analyzed. If the geometry, location of ground electrodes, local soil characteristics and other factors contribute to an excessive potential gradient field at the earth surface, the grounding system thus might be inadequate despite its capacity to sustain the fault current in magnitude and duration, as permitted by protective relays.

Today there is much better understanding of the complex nature of this problem and more awareness of the multitude of factors which have to be taken into account, if the objectives of safe grounding are to be met.

A practical approach to safe grounding therefore always concerns and strives for balancing the interaction of two grounding systems:

- The permanent one, consisting of ground electrodes buried at some depth below the earth surface.
 - The accidental one, temporarily established by a person touching a grounded object when standing or walking in the exposed area.
- * The sole exception is the case where IR , the product of the maximum short-circuit current flowing in the ground system and the resistance of the latter, represents a voltage low enough to be contacted safely.

The following Sections 3.4, 5, 6 cover in detail those principal considerations and criteria, which enable us to evaluate all the many factors in protecting the most precious element of the accidental circuit: a human life.

2.3 Conditions of Danger

Under typical ground fault conditions, the flow of current to earth will produce gradients within and around a substation. Figure 2 below shows this effect for a station with a simple rectangular ground grid in homogeneous soil, equipped with a number of ground rods along the perimeter.

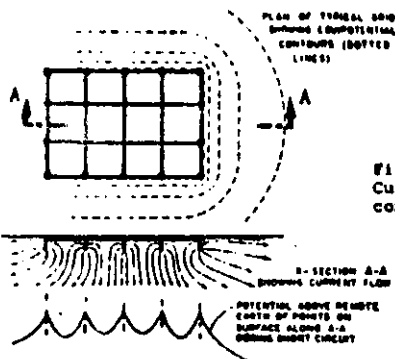


Figure 2.
Current and equipotential contours of a ground grid.

Unless proper precautions are taken in design, the maximum gradients along the earth surface may be so great - under very adverse conditions - as to endanger a man walking there. Moreover, dangerous potential differences may sometimes develop between structures or equipment frames which are "grounded" and the nearby earth.

A logical approach to solving this problem is first to determine the circumstances which make electric shock accidents possible. Typical of the type we are considering, are:

- 1) Relatively high fault current to ground in relation to the size of ground system and its resistance to remote earth.
- 2) Soil resistivity and distribution of ground current flow such that high voltage gradients occur at one or more points at the earth surface.
- 3) Presence of the individual at such a point, at such a time and in such a position, that his body is bridging two points of high potential difference.
- 4) Absence of a sufficient contact resistance or other series resistance, to limit current through the body to a safe value, under the above circumstances.
- 5) Duration of the fault and body contact - and hence of the flow of current through a human body, for a sufficient time to cause harm at the given current intensity.
- 6) Coincidence of all the unfavorable factors above.

On one hand, a small study would show that it is absolutely impossible - short of abandoning entirely the distribution and transmission of electric power, to prevent at all time, in all places and under all conditions the presence of voltages which might be potentially dangerous.

On the other hand, a relative infrequency of accidents of this type in real life, compared to accidents of other kinds, is without doubt due to the low probability of coincidence of all the unfavorable conditions required **.

However, neither fact relieves the engineer of the responsibility of seeking to lower this probability as much as he reasonably can, since fatalities due to gradients have occurred. Fortunately, in most cases, it can be reduced to a sufficiently low value by cautious, intelligent design. /6,29-38/

3. RANGE OF TOLERABLE CURRENT

Effects of an electric current passing through the vital parts of a human body depend on the duration, magnitude and frequency of this current. The most dangerous consequence of such an exposure could be ventricular fibrillation, a condition of incoordinate action of the main chambers (ventricles) of the heart, resulting in immediate arrest of blood circulation.

3.1 Effect of Frequency

A rather unfortunate fact is that humans are very vulnerable to the effects of electric current at frequencies of 50 and 60 hertz. Currents about 0.1 ampere can eventually be lethal. Authorities generally agree that the human body can tolerate slightly larger currents at 15 hertz and approximately 10 times larger at direct current. Similarly, at frequencies of 3,000 or 10,000 hertz, even larger currents can be sustained. /15,18/. In the case of lightning surges, the human body seems able to tolerate very high currents, perhaps in the order of hundreds of amperes.

Detailed studies of the effects of both direct and oscillatory impulse current are reported in the literature; the latter being much more dangerous. /16,19/

A principal information regarding special problems of the D-C (direct current) grounding, is contained in the 1958 report of the Conversion Substations Subcommittee. /4/ The hazards of an electric shock, produced by the electrostatic effects of overhead transmission lines, are reviewed in Part I of the 1971 report of the General Systems Subcommittee. /5/

3.2 Effects of Magnitude and Duration

The most common physiological effects of electric current on the body, stated in order of increasing current magnitude, are perception, muscular contraction, unconsciousness, fibrillation of the heart, respiratory nerve blockage and burning. /27/

One milliamperes is generally recognized as the threshold of perception, a value of current at which a person is just able to detect a slight tingling sensation in his hands or fingertips, caused by the passing current. /23/

Currents from one to six milliamperes, often termed let-go currents, though unpleasant to sustain, do not impair the ability of a person holding an energized object to control his muscles and release it. Dalziel's classic experiment with 28 women and 134 men, provides data indicating an average let-go current of 10.5 mA for women and 16 mA for men, and 6 mA and 9 mA as the respective threshold values. /21/

In a 9 to 25 mA range, currents may be quite painful and can make it hard or impossible to release energized objects grasped by the hand. For still higher currents, muscular contractions could make breathing difficult. Unlike the cases of respiratory inhibition from the much greater current mentioned next, these effects are not permanent and disappear when the current is interrupted - unless the contraction is very severe and breathing is stopped not for seconds, but for minutes. Y. even such cases often respond to resuscitation. /22/

It is not until current magnitudes in a 10⁻⁴ A range are reached that such things as ventricular fibrillation, stoppage of the heart, or inhibition of respiration, might occur and cause injury or death. Persons in such conditions do not respond to resuscitation, and the skill or equipment needed to apply the only known remedy, a controlled electrical shock in the time during which it would be effective, is almost never available in the field. /25/

Hence, this report is greatly concerned with the fibrillation threshold, for if shock currents can be kept below this value, deaths or injury from this cause - and also deaths from the causes which require still higher current, will be avoided.

As it has been shown by Dalziel and others /1,13,14/, the non-fibrillating current of magnitude I_B at durations ranging from 0.03 to 3.0 seconds, is related to the energy absorbed by the body, as described by the following equation:

$$(I_B)^2 t = K \quad (1)$$

where I is (rms) magnitude of the current flowing through the body,

t is duration of this current flow,

K is empirical constant related to an electric shock energy tolerated by X % of a given population.

A more detailed discussion of this equation is provided in Section 4.

** German grounding standard DIN 57141 (1977 year edition), recognizes this low coincidence and allows reduction of a given fault current magnitude by a certain factor. For instance, a 0.7 value is recommended for stations of a 110 kV class and above.

* The most advanced method is called "CPR" (Cardio-Pulmonary Resuscitation), a method which is effective in maintaining blood circulation and lung functions, while the victim is transported to a defibrillator or it is brought to him.

3.3 Importance of High Speed Fault Clearing

High-speed clearing of ground faults is advantageous for two reasons:

Firstly, the probability of electric shock is greatly reduced by any reasonably fast type of fault clearing, in contrast to situations in which fault currents could persist for several minutes or hours.

Secondly, if such a coincidence should occur, both tests and experience show that the chance of severe injury or death is greatly reduced if the duration of a current flow through the body is very brief. The allowed current value may therefore be based on

- the clearing time of primary protective devices, or
- that of the backup protection **.

A good case could be made for the former, because of the low combined probability that relay malfunction will coincide with all other adverse factors necessary for an accident, as it has already been described in Section 2.

If the probabilistic aspects are neglected, choice of the back-up relay clearing times is more conservative, since it assures greater safety margins with regard to Equation (1).

In reality, high ground gradients from faults are usually infrequent and shocks from this cause still more so. Furthermore, both events are often of very short duration. Thusly, it would not be practical to design against shocks which can be merely painful and cause no serious injury, that is, for currents below the fibrillation threshold.

It is not implied, however, that criteria developed for surface ground gradient potentials during a fault are necessarily applicable to other situations where the potentials are sustained and the probability of shock is higher.

4. PERMISSIBLE BODY CURRENT LIMIT

The magnitude and duration of the current conducted by a human body at a 50 or 60 hertz frequency, should be less than those which cause ventricular fibrillation.

4.1 Duration Formula

The duration for which a 50 - 60 Hz current can be tolerated by most people, is related to its magnitude by Eq. (1). Based on the results of Dalziel's studies, it is assumed that 99.5 % of all persons weighing approximately 50 kg (110 pounds), can safely withstand without ventricular fibrillation the passage of a current in magnitude and duration, determined by the following formula:

$$I_B = k / \sqrt{t} \quad [A; \text{second}] \quad (2)$$

where I_B is rms current through the body, in amperes,

t is duration of shock, in seconds

k is derived as $k = \sqrt{K}$; K const. of (1) which for the particular value of $K = 0.0135$, based on a 50 kg body weight and $X = 99.5$ percent, yields $k = 0.116$, resulting in

$$I_B = 0.116 / \sqrt{t} \quad (2a)$$

Note that the above equation results in values of 116 mA for 1 second and 367 mA for 0.1 second (6 cycles).

Since (2) is based on tests limited to a 0.03 - 3.0 second range, it obviously is not valid for very long times, as some values of current can be tolerated indefinitely. /17,24/

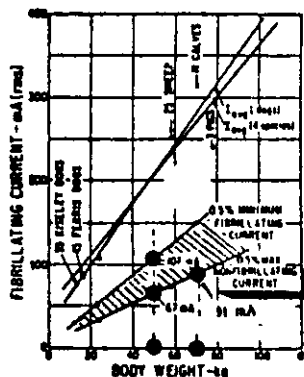
In Reference /13/, Ferris, King, Williams and Spence have suggested 100 mA as the fibrillation threshold*, if shock durations are not specified. The figure was derived from extensive experiments at Columbia University, on animals having body and heart weights comparable to man, for a maximum shock duration of three seconds. Other, more recent references on this subject are by Lee, Kouwenhoven, and Biegelmeier. /11,25,10,7,8/

*) Some of the more recent experiments suggest the existence of two distinct thresholds; one where the exposure time is shorter than one heart-beat period and another one for the current exposure longer than one heart-beat. For a 50 kg adult, Biegelmeier proposes the threshold values of 500 mA and 50 mA, respectively. /7,8/

***) Obviously, one need not fear asphyxiation due to muscular contraction alone, if modern relays, or other protective devices, can be counted upon to clear the shock current within a few seconds or less.

4.2 Alternative Assumptions

Fibrillation current is actually a function of individual body weight, as illustrated in Figure 3, showing the relationship between the critical current and body weight for several species of animals (calves, dogs, sheep, pigs), and a 0.5% common threshold region for mammals.



Effective (rms) values:

$$k = 90.7 \text{ mA } \sqrt{5} = 157 \text{ mA}$$

$$k = 67.0 \text{ mA } \sqrt{5} = 116 \text{ mA}$$

$$k = 107 \text{ mA } \sqrt{5} = 185 \text{ mA}$$

Figure 3. Fibrillating current vs. body weight for various animals, based on a 3-second shock, adapted from Reference /5/.

In the earlier, 1961 edition of IEEE Std. 80, constants K_1 , K_2 in Equations (1) and (2), given as 0.0272 and 0.165, had been assumed valid for 99.5 % of all men weighing approximately 155 pounds (70.3 kg). Dalziel's more recent studies, published in 1968, on which the present formula (2) is based, lead to the alternative value of $k = 0.157$, $K = 0.0246$ as being applicable to persons of unspecified sex, weighing 70 kg. /24,26/

Thus, alternatively

$$I_B = 0.157 / \sqrt{t} \quad \text{for 70 kg body} \quad (2b)$$

This maximum non-fibrillating current of 157 mA at the 70 kg base is still below the threshold of fibrillation of 185 mA at 50 kg; Figure 3.

With reason, users of this Guide may select the latter constant for Eq. (2), provided that the average population weight can be expected about the mentioned value of 70 kg. Typically, these conditions can be met in places which are not accessible to public, such as in switchyards protected by non-metallic fences or walls, etc.

4.3 Note on Reclosing

Reclosure after a ground fault is common in modern operating practice. In such circumstances, a person might be subjected to the first shock which would not permanently injure him, but would upset and disturb him temporarily. Next, a single fast automatic reclosure could result in a second shock, initiated within less than 0.5 second from the start of the first. It is this second shock, occurring after a relatively short interval of time before the person has recovered, which might cause a serious accident.

With manual reclosure, the interval could be between several seconds and several minutes; there would be a greater possibility, but no assurance, of a person not being subjected to a second shock.

The cumulative effect of two or more closely spaced shocks has not been thoroughly evaluated, but a reasonable allowance can be made by using the sum of individual shock durations as the time of a single exposure.

*) In assessing the conditions to implement this option, attention should be paid to the fault clearing time. Preferably, the time should be 0.5 second, or less; in this time region, Dalziel's formula is considered very conservative by other researchers. General agreement exists between Geddes, Osypka and Biegelmeier, that higher fibrillation thresholds exist than that derived by Dalziel for short durations. /27,4,8/

5. ACCIDENTAL GROUND CIRCUIT

5.1 Resistance of Human Body

For direct current and alternating current at normal power frequency, the human body can be substituted by a non-inductive resistance. The resistance is between extremities; that is, from one hand to both feet, or from one foot to the other one. In either case, the value of this resistance is difficult to establish. The resistance of the internal body tissues, not including skin, is of the order of 300 ohms, whereas values of body resistance including skin, ranging from 500 ohms to 3000 ohms, have been suggested in the literature. /1,9,12,17,20,27/

As already mentioned on page 2, Dalziel conducted extensive tests to determine safe let-go currents, with hands and feet wet, in salt water. Values obtained using 60 Hz for men, were: current 9.0 milliamperes; corresponding voltages, hand-to-hand 21.0 volts and hand-to-feet 10.2 volts. Hence, the alternating current resistance for a hand-to-hand contact is equal to 21.0/0.009 or 2330 ohms and the resistance hand-to-feet equals 10.2/0.009 or 1130 ohms, based on this experiment. /1,2,11/

For very high voltages (above 1 kV), and currents (above 5 A), the human resistance is decreased by damage or puncture of the skin at point of contact. However, a wet hand contact resistance may be very low at any voltage. The resistance of shoes is uncertain, though it may be very low for damp leather.

Thus, for the purposes of this guide:

- 1) Hand and shoe contact resistances will be assumed as equal to zero.
- 2) A value of 1000 ohms is selected for the calculations which follow, as representing the resistance of a human body from a hand-to-both feet and also from hand-to-hand, or from one foot to the other foot:

$$R_B = 1000 \Omega \quad (3)$$

5.2 Current Paths Through Body

It should be remembered that the rather conservative choice of a 1000 ohm resistance value relates to paths such as those between the hand and one or both feet, where a major part of the current passes through parts of the body containing the vital organs, including the heart. It is generally agreed that current flowing from one foot to the other is far less dangerous. Referring to tests done in Germany, Loucks mentioned the fact that much higher foot-to-foot than hand-to-foot currents had to be used, to produce the same current in the heart region, stating that the ratio is as high as 25 : 1. /28/

A case could thus be made for permitting much higher resistance values than 1000 ohms, where a path from one foot to the other foot is concerned. However, the following factors should be considered:

- A voltage between the two feet, painful but not fatal, might result in a fall which could cause a current flow through the chest area. The degree of this danger would further depend on the fault duration and the possibility of another, successive fault - perhaps on reclosure.
- A person might be working or resting in a prone position when a fault occurs.
- Current flow between front and rear feet of quadrupeds would involve the chest area. Also, in the case of a large animal, it could be about twice as great as for a man, as a result of larger distances shunted along the ground surface.

If trouble from these sources seems sufficiently remote, then the limit of tolerable foot-to-foot current may be increased, perhaps by a factor of ten or more in comparison to the hand-to-foot current computed from Equation (2). This has not been done, though, in this Guide.

It is apparent that the dangers from foot-to-foot contact are far less than from the other type. However, since deaths have occurred from the former, it is a hazard that should not be ignored. /32,33/

5.3 Accidental Circuit Equivalents

Using the value of tolerable body current, established by (2a) or (2b) and - as described next - the appropriate circuit constants, it is possible to determine the tolerable voltage difference between any two critical points of contact.

Figure 4 defines the circuit equivalent of a foot-to-foot contact. Here the potential U , as shunted by the body, is limited to the worst voltage difference between two accessible points on the ground surface, separated by the distance of one pace.

Next, the equivalent circuit for a hand-to-two-feet contact is illustrated in Figure 5. (The shown device is assumed disconnected from the ground otherwise.)

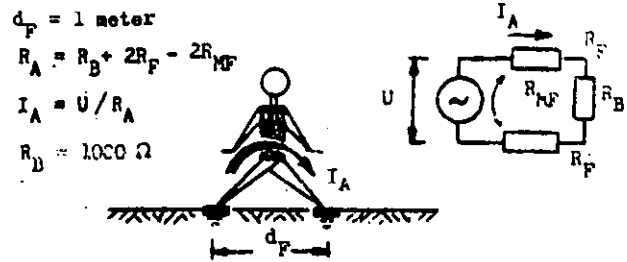
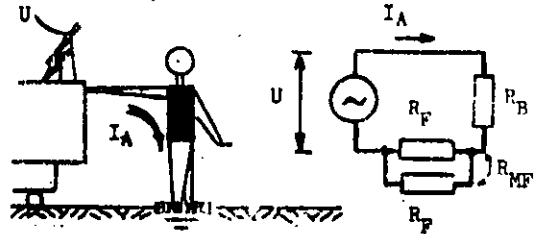


Figure 4. Step potential circuit



$$R_A = R_B + \frac{1}{2} (R_P + R_{MF})$$

Figure 5. Touch potential circuit.

Most symbols shown above are self-explanatory. Nonetheless, let it be further noted that for all cases described herein, the following notation applies:

- I_A is the current of accidental circuit;
- R_A is the total effective resistance of accidental circuit.
- I_B is the limit of body current, defined by respective Equations (2a) or (2b).

Obviously, $I_A \leq I_B$ is always required for safety. (4)

Resistance of the ground just beneath the feet may affect appreciably the value of R_A , as $R_A = f(R_B, R_F)$, a fact which may be most helpful in some difficult situations. For the purposes of circuit analysis, the human foot is usually represented as a conducting metallic disc and the contact resistance of shoes and socks is neglected. If R_F is the self-resistance of one foot and R_{MF} is the mutual resistance of one foot with respect to the other, the contact resistance of the two feet in series and in parallel is given by Equations (5) and (6):

$$R_{2Fs} = 2 (R_F + R_{MF}) \quad (5)$$

$$R_{2Fp} = \frac{1}{2} (R_F + R_{MF}) \quad (6)$$

where, in addition to the symbols described above,

R_{2Fs} is the resistance of two feet in parallel,

R_{2Fp} is that of series connection, respectively.

As shown by Sunde /40/, the self- and mutual resistances for two metallic discs of radius b , separated by a distance d_F on the surface of a homogeneous earth of resistivity ρ , are:

$$R_F = \rho / (4b) \quad [\Omega ; \Omega\text{-m}, \text{m}] \quad (7)$$

$$R_{MF} = \rho / (2\pi \cdot d_F^2) \quad [\Omega ; \Omega\text{-m}, \text{m}] \quad (8)$$

* Since the body resistance is assumed constant, to require $I_A \leq I_B$ is equivalent to saying that fibrillation may be prevented by keeping the total W_s (watt-seconds) of energy absorbed in the body during a shock below a certain value; this value is 13.46 W_s for 150 = 0.116 A, and 24.65 W_s for 170 = 0.157 A, respectively. Thus, it can be seen that Dalziel's formula actually represents the relationship between shock current magnitude and duration for a constant shock energy.

References /1,2,5,32,33,34/. choose a radius of 8 cm (5") for the disc representing one foot and neglect the mutual resistance term. With only slight approximation, equations for the series and parallel resistance of two feet can be obtained in numerical form and expressed in terms of (ρ) , as shown below.

$$R_{F2s} = 6 (\rho) \quad [\Omega ; \Omega] \quad (9)$$

$$R_{F2p} = 1\frac{1}{2} (\rho) \quad [\Omega ; \Omega] \quad (10)$$

where

(ρ) is the numerical value of the soil resistivity given in ohm-meters.

Therefore, for all practical purposes the resistance of a foot is equal to $3(\rho)$. As shown next, (9) is used when computing the body current resulting from step voltages and (10) applies when calculating the body current produced by a mesh or touch potential, with both feet "buried" at zero depth in the soil near the surface.

For example, if $\rho = 2000$ ohm-m, equations (9) and (10), yield 12000 and 3000 ohms, for the series and parallel resistances. A more exact calculation of the contact resistances, using 1 m separation, yields $R2Fs = 11863$ ohms and $R2Fp = 3284$ ohms. Use of a larger value of dF , such as $dF = 1$ m, is conservative in calculating $R2Fs$. Reason: though it might produce a slightly higher value of contact resistance than a smaller separation between the feet would, the resulting step voltage also is much higher with a large separation than it would be with the a smaller one - and that would be the dominant effect on body current.

The large separation is also conservative in computing $R2Fp$, because it produces a smaller contact resistance than a small separation would.

5.4 Effect of a Thin Surface Layer of Crushed Rock

A 10 to 15 cm (4 to 6 inch) layer of crushed rock is often spread on the earth's surface, above the ground grid, to increase the contact resistance between the soil and the feet of people in the substation. If the underlying soil has a lower resistivity than the crushed rock, only some grid current will go upward to and into the thin upper layer of crushed rock and the surface voltage will be very nearly the same as that without the rock layer; though, a body current will be considerably lower because of the greater contact resistance between the earth and the feet. In case like this, the approximation based on assuming homogeneous medium can produce considerable errors if the surface layer is thin and the earth material is of much smaller resistivity. A typical case which has been described in literature, shows that the effective resistance of a 0.25 m layer of limestone having a 5,000 ohm-m (wet) resistivity is roughly equivalent to 75 percent of its nominal value, if the resistivity of basement soil is 250 ohm-m. /37/

In the above mentioned reference, Keppe derives the following equations for RF and RMP:

$$R_F = \frac{\rho_1}{4b} F(x_1) , \quad R_{MP} = \frac{\rho_1}{2ndy} F(x_2) \quad (11),(12)$$

where

$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2}$
 ρ_1 is surface resistivity, $\Omega\text{-m}$,
 ρ_2 is basement resistivity, $\Omega\text{-m}$,
 $x_1 = h/b$; $x_2 = h/dy$;
 h is thickness of surface layer,
 dy is separation of two feet, and
 b is radius of the "foot" disc ;
 all in meters.

Note: These equations could also be derived more simply by applying the method of images to Sunde's equations, in /40/. However, since the quantity $F(x)$ is rather tedious to evaluate without computer or programmable calculator, these values have been precalculated and graphed for a wide range of values (x) and factor K , as shown in Figure 6.

Example 1

Let a layer of surface material be 10 cm (4 inches) thick, and having the nominal resistivity of 2000 ohm-m; the underlying soil resistivity is 222 ohm-m, $b = 0.08$ m and $dF = 1$ m. From these data it follows that $K = -0.80$, $x_1 = 1.25$ and $x_2 = 0.1$. Using Figure 6, one can find $F(x_1) = 0.37$ and $F(x_2) = 0.11$. Substitute into (11), (12): $RF = 3562$ ohms and $RMP = 35$ ohms. Finally, using Equations (5) and (6), one obtains $R2Fs = 7054$ ohms and $R2Fp = 1798$ ohms.

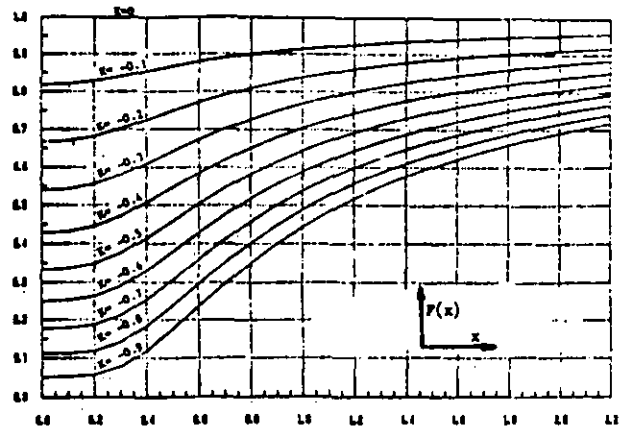


Figure 6. Function $F(x)$ versus reflection factor K

In order to obtain a simpler approximation for engineers, the mutual resistance term can be neglected and b assumed always equal to 0.08 m. On this basis, the equations for the series and parallel resistances of two feet can alternatively be expressed in a form which is analogous to that of (9) and (10), used for uniform soil ρ :

$$R_{2Fs} = 6.0 C (\rho_1) ; \quad \rho_1 \geq \rho_2 \quad (13)$$

and

$$R_{2Fp} = 1.5 C (\rho_1) ; \quad (14)$$

where

C is a reduction factor for derating the nominal value of surface layer resistivity determined as follows:
 $C = 1$ for uniform soils, and
 $C = F(h,K)$ otherwise.

For the latter case of $C \neq 1$, in which C is function of (h,K) and which distinguishes (13) and (14) from (9) and (10), the values of C are plotted in Figure 8.



Figure 7. Current and potential patterns for uniform soil with protective surface layer of high resistivity.

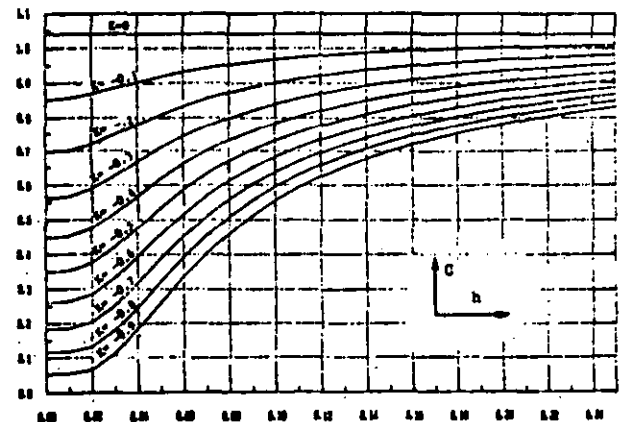


Figure 8. Reduction factor C as a function of reflection factor K and of surface layer of thickness h .

Example 2

For the same resistivity data, as used in Example 1, and also assuming again $h = 0.1$ m, and $K = -0.8$, factor C can be found from Figure 8. Here, C is determined to be approximately 0.6. Thence, $R2Fs$ is about 7200 ohms and $R2Fp$ is about 1800 ohms.

6. CRITERIA OF PERMISSIBLE POTENTIAL DIFFERENCE

6.1 Typical Shock Situations

Figure 9 shows four basic situations, involving a person and grounded facilities during a fault. For a foot-to-foot contact the accidental circuit equivalent is that of Figure 4, and its driving voltage U is equal to E_s (step voltage); for the three remaining examples of a hand-to-both-feet contact, Figure 5 applies, and U is equal to E_t (touch voltage), E_m (mesh voltage), or E_{trrd} (transferred voltage), respectively.

During a fault, the earth becomes saturated by the currents emanating from the grid and other permanent ground electrodes, buried in some depth below the earth surface. The resulting gradient field has a primary effect on the value of U . /35-38/

For clarity, let it be stated that:

Def. (4) GROUND CURRENT is current flowing in a ground connection into or out of the earth or its equivalent serving as a ground.

Def. (5) GROUND POTENTIAL and GROUND POTENTIAL RISE (GPR). In normal condition, the grounded electrical equipment operates at zero ground potential, that is the ground potential of a grounded neutral conductor is identical to the potential of remote earth. During fault, the portion of a fault current which is dissipated by a ground electrode into the earth, causes a rise of the electrode potential with respect to remote earth. This voltage rise, proportional to the magnitude of the dissipated current and to the ground electrode apparent resistance, is the ground potential rise ("GPR") of the electrode.

Def. (6) STEP VOLTAGE is the difference in surface potential of two points at one pace (1 m) distance experienced by a person bridging this distance with his feet without contacting anything else.

Def. (7) TOUCH VOLTAGE is the voltage difference between the the ground potential rise ("GPR") and the surface potential at the point, where a man is standing on his feet while at the same time having his hands in contact with a grounded structure.

Def. (8) MESH VOLTAGE is the worst possible value of a touch voltage to be found within a mesh of a ground grid, if standing at or near the center of the mesh.

Def. (9) TRANSFERRED VOLTAGE is a case of the touch voltage in remote area, where the shock voltage may be approaching (or equal to) the full ground potential rise ("GPR") of a ground electrode.

Typically, the case of transferred voltage occurs when a person standing within the station area touches a conductor grounded at a remote point - or a person standing at a remote point touches a conductor connected to the station grounding grid. In both cases, during fault conditions, the resulting potential to ground may equal the full voltage rise of a grounding grid discharging the fault current, and not the fraction of this total voltage encountered in the "ordinary" touch contact situations.

6.2 Step and Touch Voltage Criteria

As the safety of a person depends on not exceeding the critical amount of shock energy absorbed before the fault is cleared and the system deenergized, the maximum driving voltage of any accidental circuit should not exceed the limit defined below.

For step, the limit is:

$$E_{\text{step}} = (R_B + R_{2Fp}) I_B ; \bar{U}_s \leq E_{\text{step}} \quad (15)$$

Combining (15), (13), (3) and (2a) or (2b).

$$E_{\text{step}_{50}} = (1000 + 6 C(\rho)) 0.116 / \sqrt{t} \quad (15a)$$

$$E_{\text{step}_{70}} = (1000 + 6 C(\rho)) 0.157 / \sqrt{t} \quad (15b)$$

Similarly, the touch limit is:

$$E_{\text{touch}} = (R_B + R_{2Fp}) I_B ; E_m, E_t, E_{trrd} \leq E_{\text{touch}} \quad (16)$$

Combining (16), (14), (3) and (2a) or (2b).

$$E_{\text{touch}_{50}} = (1000 + 1.5 C(\rho)) 0.116 / \sqrt{t} \quad (16a)$$

$$E_{\text{touch}_{70}} = (1000 + 1.5 C(\rho)) 0.157 / \sqrt{t} \quad (16b)$$

where

$C = 1$ for uniform soil, or is determined from Figure 9, if a protective surface layer of high resistivity and small thickness is used;

ρ is the numerical value of resistivity of the surface material, in ohm-cm

t is duration of shock current, second

→ The use of C factor should be limited to cases where the surface layer resistivity is higher than that of soil. Were the surface material ρ more conductive compared to the earth, it would affect the surface gradient, voltage and the foot contact resistance. Preferably, calculation for two layer soil should be made. The following references provide information and fundamental equations for making such calculations /35,37,38/.

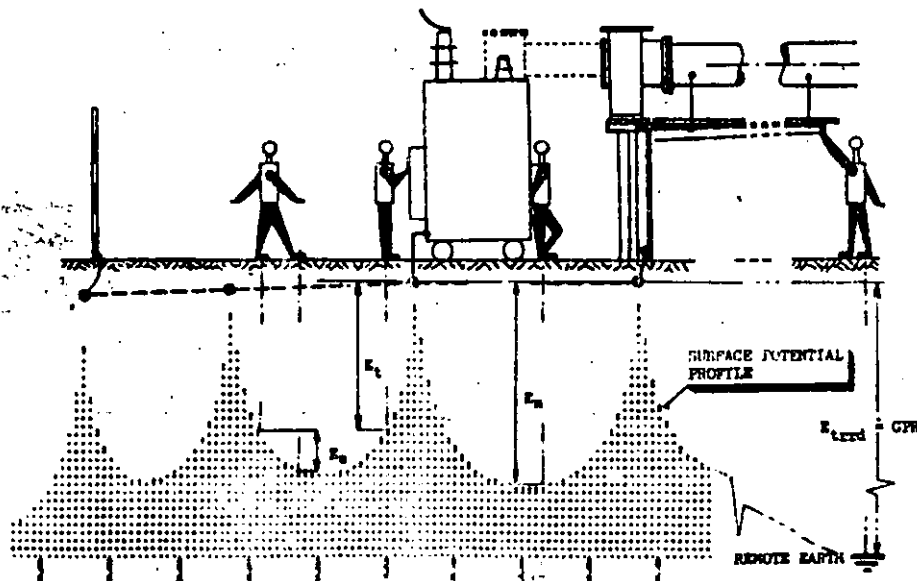


Figure 9 Basic Shock Situations

CONCLUSIONS

In summary, the presented material re-affirms the criteria for safe grounding practices, as presently included in Sections 1 to 6 of the IEEE Std. 80/1976. The same time, however, certain parts of the existing text have been extended or modified and the whole material restructured to take the best advantage of the presently available knowledge and of the availability of computers for solving more difficult problems.

ACKNOWLEDGEMENT

The material presented in this report represents views and thoughts of the IEEE Working Group 78.1, having 53 members. A complete list of members will be provided in Part IV. To this Part I, the contribution of Mr. S. G. Patel (Georgia Power Co) concerning his research of references on the shock current phenomenon, is gratefully acknowledged.

The Authors also wish to thank their respective management and companies for continued encouragement, given support and assistance through the preparation of this report.

- Remarks to the Report Format -

Section 6 has two more paragraphs: 6.3 - Note on Touch Voltage Considerations For GIS and 6.4 - Note on Effect of Sustained Ground Currents. These paragraphs will be included in the next report, Part II, to be discussed together with the rest of information concerning the gas-insulated substations (GIS).

Material of Part I, presented herein, has been rearranged with respect to that of the conference print, as follows: 1) Sections and major paragraphs are numbered in accordance with the List of Contents of the future Guide; 2) certain formulations are stated as Definitions; 3) Section 1 is extended to three paragraphs, with space formally reserved for 1.1 and 1.2, and with 1.3 used to establish those ("Key") definitions which are common to Parts I - IV; 4) References are re-numbered and some moved to Part II.

REFERENCES (Part I only)

- /1/ IEEE Std. 80/June 1976, IEEE GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING, by Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1976;
- /2/ AIEE No. 80/March 1961, GUIDE FOR SAFETY IN A-C CURRENT SUBSTATION GROUNDING, by American Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 1961;
- /3/ AIEE Committee Report, "Voltage Gradients Through the Ground Under Fault Conditions", AIEE Trans., Vol. PAS-77, pp. 669-692, October 1958;
- /4/ Conversion Subcommittee of AIEE Substations Committee, "Recommended Grounding Practices for Single Polarity D-C Structures", Paper No. 57-719, AIEE Trans., Vol. 76, Part III, 1957;
- /5/ Report by IEEE Working Group on Electrostatic Effects of Transmission Lines, General Systems Subcommittee, "Electrostatic Effects of Overhead Transmission Lines, Part I - Hazards and Effects", IEEE Trans., Vol. PAS-91, pp. 422-426, March/April 1972;
- /6/ R. Rüdénberg, "Grounding Principles and Practices - I. Fundamental Considerations on Grounding Currents", Electrical Engineering, Vol. 64/No. 1, pp. 1-13, January 1945;
- /7/ U.G. Biegelmeier, "Die Bedeutung der Z-Schwelle des Herzkammerflimmerns für die Festlegung von Berührungsspannungsgrenzen bei den Schutzmaßnahmen gegen elektrische Unfälle.", E&M, Volume 93, No. 1, pp. 1-8, 1976;
- /8/ U.G. Biegelmeier, K. Rotter, "Elektrische Widerstände und Ströme in Menschlichen Körper", E&M, Vol. 89, pp. 104-109, 1971.
- /9/ P. Osypka, "Quantitative Investigation of Current Strength and Routing in A-C Electrocutation Accident Involving Human Beings and Animals", Technische Hochschule Braunschweig, Brunswick, W. Germany, 1966/SLA Translation Center TT-0611470.
- /10/ W.H. Kouwenhoven et al., "A-C Shocks of Varying Parameters Affecting the Heart", AIEE Trans., Vol. 78/Part I, pp. 163-169, 1959;
- /11/ W.R. Lee, "Death from Electrical Shock", Proceed. of IEE, Vol. 113, No. 1, pp. 144-148, January 1966;
- /12/ Niselev, "Research into Electric Shock", Electrical Review 31, December 1965;
- /13/ L.P. Ferris, B.G. King, P.W. Spence, H. Williams, "Effect of Electric Shock on the Heart", AIEE Trans., Vol. 55, pp. 498-515 and 1263, May 1936;
- /14/ C.F. Dalziel, J.B. Lagen, J.L. Thurston, "Electric Shock", AIEE Trans., Vol. 60, pp. 1073-1079, 1941;
- /15/ C.F. Dalziel, E. Ogden, C.E. Abbott, "Effect of Frequency on Let-go Currents", AIEE Trans., Vol. 62, pp. 745-750 and 1000, December 1943;
- /16/ C.F. Dalziel, "Effect of Wave Form on Let-Go Currents", AIEE Trans., Vol. 62, pp. 739-744, 1943;
- /17/ C.F. Dalziel, "Dangerous Electric Currents", AIEE Electrical Engineering, Vol. 65, pp. 579-585 and 1123-1124, 1946;
- /18/ C.F. Dalziel, T. H. Mansfield, "Effect of Frequency on Perception Currents", AIEE Trans., Vol. 69, pp. 1162-1168, 1950;
- /19/ C.F. Dalziel, "A Study of the Hazards of Impulse Currents", AIEE Trans., Vol. 72, Part III, pp. 1032-1043, October 1953;
- /20/ K.S. Geiges, "Electric Shock Hazard Analysis", AIEE Trans., Vol. 75, Part III, pp. 1329-1331, 1956;
- /21/ C.F. Dalziel, F.P. Massoglia, "Let-Go Currents and Volt-Voltages", AIEE Trans., Vol. 75, Part II, pp. 49-56, 1956;
- /22/ C.F. Dalziel, "Temporary Paralysis Following Freezing to a Wire", AIEE Trans., Vol. 79, Part III, pp. 174-175, 1960;
- /23/ C.F. Dalziel, "Threshold 60-Cycle Fibrillating Currents", AIEE Trans., Vol. 79, Part III, pp. 667-673, 1960;
- /24/ C.F. Dalziel, W.R. Lee, "Reevaluation of Lethal Electric Currents", IEEE Trans., Vol. IGA-4, No. 5, pp. 467-476, September/October 1968;
- /25/ C.F. Dalziel, W.R. Lee, "Lethal Electric Currents", IEEE Spectrum, pp. 44-50, February 1969;
- /26/ C.F. Dalziel, "Electric Shock Hazard", IEEE Spectrum, pp. 41-50, February 1972;
- /27/ L.A. Geddes, L.E. Baker, "Response to Passage of Electric Current Through the Body", Journal of Assoc. Advancement of Medical Instr., Vol. 2, pp. 13-18, February 1971;
- /28/ W.W. Loucks, "A New Approach to Substation Grounding", Electrical News and Engineering, May 15, 1954;
- /29/ P. Laurent, "Les Bases Generales de la Technique des Mises a la Terre Dans les Installations Electriques", Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens, Vol. I, Ser. 7, pp. 368-402, July 1951; (English translation available in Ref. 2, Appendix IV, pp. 62-90);
- /30/ E.T.B. Gross et al., "Grounding Grids for High Voltage Stations", AIEE Trans., Vol. 72, pp. 799-810, August 1953;
- /31/ J. Zaborzsky, "Efficiency of Grounding Grids with Non-uniform Soil", Ibid., Vol. 74, pp. 1230-1233, Dec. 1955;
- /32/ G. Bodier, "La Sécurité des Personnes et la Question des Mises a la Terre Dans les Postes de Distribution", Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens, 6-th ser., Vol. VII, No. 74, pp. 545-562, October 1947;
- /33/ H. Langer, "Messungen von Erderapnungen in einem 220 kV Umspannwerk", Elektrotech. Zeitschrift, Vol. 75, No. 4, pp. 97-105, February 1954; (English abbr. translation available in Ref. 2, Appendix V, pp. 91-102);
- /34/ A. Elek, "Hazards of Electric Shock at Stations During Fault and Method of Reduction", Ontario Hydro Research News, Vol. 10, No. 1, pp. 1-6, 1958;
- /35/ F. Dawalibi, D. Mukhedkar, "Optimum Design of Substation Grounding in Two-Layer Earth Structure, Part I - Analytical Study, Part II - Comparison between Theoretical and Experimental Results, and Part III - Study of Grounding Grids Performance and New Electrodes Configuration", IEEE Trans., Vol. PAS-94, No. 2, pp. 252-261, 262-266, 267-272, March/April 1975;
- /36/ J.C. Sverak, "Optimized Grounding Grid Design Using Variable Spacing Technique", Ibid., Vol. PAS-95, No. 1, pp. 362-374, January/February 1976;
- /37/ R.J. Heppel, "Step Potentials and Body Currents for Near Grounds in Two-Layer Earth", Ibid., Vol. PAS-98, No. 1, pp. 45-59, January-February 1979;
- /38/ H.N. Nunnally, R.P. Webb, E.B. Joy and A.P. Meliopoulos, "Computer Simulation for Determining Step and Touch Potentials Resulting From Faults or Open Neutrals, in URD Cable", Ibid., Vol. PAS-98, No. 3, pp. 1130-1136, May/June 1979;
- /39/ J.C. Maxwell, A TREATISE ON ELECTRICITY AND MAGNETISM, book, New York: Dover 1954;
- /40/ E. D. Sunde, EARTH CONDUCTION EFFECTS IN TRANSMISSION SYSTEMS, book, New York: McMillan 1968.

Discussions

Eldon J. Rogers (Bonneville Power Administration, Vancouver, WA): Working Group 78.1 and the Editing Task Force have completed the first phase of a prodigious effort. I have several questions and comments on the revised Guide 80-Part 1:

1. The authors determine the effect of a thin layer of high resistivity material of infinite extent covering a lower resistivity infinite homogeneous-earth. In actual practice a small area of crushed rock covers heterogeneous earth. When determining "C" from Figures 6 or 7, the average resistivity value to what depth should be used for P_1 ? Near the edge of the grid will "C" approach one in value?
2. What are the author's design recommendations for buried grid ties or direct burial concentric neutral cable which connect directly to the Substation grid, dissipate a portion of the fault current, extends outside the grid and could have both adults walking and children playing above or in their proximity?
3. Voltages above 1000V and frequencies above 60Hz can appear on grounded metallic structures during switching sequences. For example, energizing or de-energizing shunt capacitors, back to back switching of shunt capacitors, high voltage bus and PCB energizing or de-energizing with disconnect switches and energizing and de-energizing GIS bus and PCB with gas insulated disconnect switches [1] [2]. In the event of 60Hz failure during switching sequences, contact with metallic structures could reduce body resistance below 1000 ohms. It should be recommended practice that personnel stay clear of metallic structures during these switching sequences.
The large bulk of power system electrical injuries and fatalities result from inadvertent contact with energized bus or lines. Because of the continuing excellence of Guide-80, it is rare that a casualty occurs due to the grounding system.

REFERENCES

- [1] E. J. Rogers and D. A. Gillies, "Shunt Capacitor Switching EMI Voltages, Their Reduction in BPA Substations", *IEEE Trans., Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93 No. 6, Nov/Dec 1974 pp. 1849-1860.
- [2] D. A. Gillies and E. J. Rogers, Induced Transient Voltage Reduction in BPA 500kV Substations, Conference Paper C72 522-1 presented at the IEEE/PES 1972 Summer Meeting July 9 to 14, 1972 San Francisco, California.

Manuscript received August 11, 1980.

G. L. Ford and S. A. Boggs (Ontario Hydro Research Division, Toronto, Ontario, Canada): The authors have presented an interesting paper which should stimulate considerable discussion. Grounding does not appear to be a dead issue and much basic work is yet to be done. We would like to discuss a few points raised in the paper:

1. In Section 2, with reference to Figure 1b, the authors note that for gas-insulated switchgear the enclosures represent a low "resistance" path and local potentials are reduced on this account. While this is generally true at power frequency, for the steep wavefronts generated by faults or disconnect switch operations in GIS, very large, short duration (100 kV, 100 ns range) enclosure transient potential rises can occur. This topic is still under investigation by Ontario Hydro under CEA sponsorship. Theoretical work, supported by laboratory and field measurements [1,2], has established the nature of the mechanism. GIS users and manufacturers may have observed such groundrise potentials, but, as far as we are aware, no serious injuries have occurred. Because the phenomenon and the parameters which determine its magnitude have not been fully described and the ability of the human body to withstand nanosecond impulses is unknown, this must be attributed more to good luck than to good informed engineering design. We would welcome any further information from the authors, others users and manufacturers on this topic.
2. In Section 3, the authors suggest the use of a probabilistic analysis regarding the fault clearing time. We agree that this is the correct procedure, however it should be noted that the probabilistic analysis must be carefully and quantitatively carried out and that no guidelines for practical probabilistic engineering design have been established. One recent article describes an approach to this analysis [3]; however, we believe that if a probabilistic grounding

analysis is to be carried out, both the distribution of fault clearing times and the distribution of fault current magnitudes [4] should be included. Ontario Hydro is presently carrying out such an analysis with respect to step and touch potentials on transmission line rights-of-way.

3. The authors summarize, in Sections 4 and 5, the state of knowledge with regard to allowable body current magnitudes and durations. We believe that the authors will support our view that the state of knowledge in this area is not satisfactory, particularly in regard to the effects of very short duration transient potentials. Much basic research must be carried out in this area. This fact must be recognized by industry, and by funding agencies so that the necessary research can be carried out.

REFERENCES

- [1] G. L. Ford, S. A. Boggs, F. Y. Chu, "Transient Groundrise in SF₆ Substations Investigated", *Transmission and Distribution*, August 1979, pp 46-48.
- [2] G. L. Ford, S. A. Boggs, E. P. Dick, "Transient High-Voltage on the Grounded Enclosures of Gas-Insulated Equipment", *Canadian Electrical Association*, Vol 19, Engineering and Operating Division Transactions.
- [3] S. Karkkainen, V. A. Palva, "Application of Probability Calculations to the Study of the Earthing Voltage Requirements for Electrical Safety Codes", *Saiko*, Vol 47, Nov 1974, No. 11, pp 463-471.
- [4] G. L. Ford, K. D. Krivastava, "Probabilistic Short-Circuit Design of Substation Bus Systems", *IEEE A 78 211-S*, Winter Power Meeting, 1978

Manuscript received August 18, 1980.

J. G. Sverak, W. K. Dick, T. H. Dodds, and R. H. Harper: The discussors bring up excellent questions. We wish we could provide answers equally excellent, but unfortunately, many of the answers are either not available or are still essentially qualitative rather than quantitative.

In answer to the questions raised by *Mr. Rogers*: 1) If a person standing on the bare soil rather than on the crushed rock, the resistivity to use in computing body current would be ρ_2 . If the person is standing on the crushed rock, the resistivity to use is ρ_1 . Although we have not computed exactly how it changes as one crosses the boundary, it seems logical that it would change from one value to the other in a distance of the order of d_r , where d_r is the distance between the person's feet. It also seems reasonable that the average value of ρ_2 to use should be that of the soil between the surface and depth d_r when one is computing body current from the surface voltage and voltage gradient. The layer of highly resistive crushed rock has little influence on the surface voltage and voltage gradient, but does reduce body current considerably. Resistivity at much greater depths must be used when computing the grounding resistance of the grid.

2) If buried bare conductors are connected to the grounding grid and extend beyond the substation fence, there are two basic situations to be considered. First, near the substation, the body currents and surface voltages and gradients can be calculated as described in reference 36. The value of I , representing the current injected into the conductor which is used in the equations of that reference, is simply the voltage potential rise on the grid divided by the grounding resistance of the conductor. The reference tells how to compute this resistance, and contains remarks on the treatment of long conductors. The equations become greatly simplified in single layer soil ($K = 0$). Second, farther away from the substation, the conductor voltage and current gradually decrease because of the effects of series resistance and shunt impedance in the conductor, which behave as a distributed parameter network. The degree of this attenuation, per unit of length, depends primarily on the ratio of a "series" resistance of the wire itself to its apparent "parallel" resistance to ground. In solving this problem, a good and not too elaborate approximation can be obtained with the use of hyperbolic functions. Depending on the actual design conditions, there are three analytical models of the well-known "ladder" network type to choose from.

- network of infinite length
- network of finite length, open ended
- network of finite length, terminated by impedance (termination by $Z = 0$ is a special case)

Typically, the first model can be used to evaluate the connection to a network of water-pipes, the second model is more suitable to represent individual counterpoise wires under a transmission tower and the behavior of a bare ground tie between two grounding grids is often best approximated by the third model. Recognizing the need for this type of information, which is missing in the 1976 edition, we are planning to cover this topic in more detail in Part III. In the meantime, one may refer to Appendix III, page 53, of the 1961 edition, Reference (1), and to (41) and (42) below. The last reference may be of particular interest in the mentioned case of a directly buried cable, if the concentric neutral consists of several drain wires embedded deep in the cable insulation. As an example, consider a 34.5 kV feeder consisting of two sets of three 500 MCM, single-phase cables bonded together in a triangular arrangement, with the drain wires of individual phases grounded at both ends and at junction points (in manholes), along the route. In some instances, an additional bare ground wire, say 4/0 copper, is run between the manholes, thus paralleling the path of drain wires and interconnecting all ground structures from manhole to manhole. Such an installation is analogous to that of a transmission line with overhead static wires, without or with a parallel run of counterpoise ties, respectively.

3) Finally, Mr. Rogers is concerned that the occurrence of transient overvoltages during switching operations with GIS may result in the presence of voltages above 1000 V on grounded enclosures and, furthermore, in the event of a 60 Hz failure, a contact with metallic structures could reduce body resistance below 1000 ohms. Since Messrs. Ford and Boggs have raised similar questions with respect to the safety of persons in GIS, these questions are answered together, next.

4) As indicated in Section 3 of this report, there is ample evidence that the human body seems to tolerate high frequency currents better than the currents in a 50-60 Hz region. Also, it is reasonable to assume that the reaction of a person subjected to a fast transient overvoltage would be more comparable to that caused by a lightning stroke than by exposure to 60 Hz. Experiments by Schwan seem to suggest that with increasing frequency, the response of a human body to the presence of electrical current degrades to a point where its perception becomes solely that of the sensation of heat. Per reference (43), the let-go current threshold increases as the square root of the frequency, whereas the perception threshold is nearly proportional to the frequency from 1 kHz above. According to this source, the let-go and perception threshold curves intersect at 100 kHz. It, of course, is prudent to admit that most of the research has been done in the area of low let-go current values and that less is known about similar exposures at higher energy levels. But in general, it probably is fairly conservative to assume that these effects of high frequency are at least strong enough to counterbalance the effect of any corresponding decrease in the effective impedance of the human body. The apparent body impedance for a touch type of contact is known to vary over a wide range from hundreds to 10^4 ohms. This impedance is often characterized as being shunted by a capacitor - which we believe, what Mr. Rogers had in mind. However, the value for this capacitor presently is a subject of some controversy, with suggested values ranging from 150 nF to 500,000 nF. The questions of impedance and waveform dependence are very complex and most authorities prefer to bound the range of body impedances rather than to determine the mean or average value. Nonetheless, barring some aggravated biological effects presently unknown, it can be argued that the 60 Hz sine-wave safety criteria based on a constant 1000 ohm body resistance, as presented in this report, are reasonably conservative even when considering such time points as the nonlinear character of a biological response of humans to a high frequency current stimulation, etc.

In order to provide a certain perspective for the above, the example used in Reference (34), "Grounding of GIS," will be investigated in terms of a lightning surge rather than a 60 Hz current. A 30 kA lightning stroke is assumed in the inner conductor. If the current in the outer sheath is in the order of 50% of this value, then

$$I_{OS} = 50\% I_{IC} = 50\% (30kA) = 15kA.$$

It can be shown that the total inductance of a single-phase ground loop involving the outer sheath is approximately $10 \mu H$. If one assumes that the maximum outer sheath voltage occurs at the point where the inductance is equally divided, then

$$\begin{aligned} L &= \frac{1}{2} (10 \mu H) = 5 \mu H, \\ \text{For } 1.0 \mu\text{sec rise time, } \Gamma &\approx 250 \text{ kHz, and} \\ \omega &= 2\pi f = 2 (250 \text{ kHz}) = 1.57 \times 10^6 \\ \omega L &= 1.57 \times 10^6 (5 \mu H) = 7.85 \text{ ohms.} \end{aligned}$$

Thus the maximum outer sheath voltage with respect to ground is

$$I_{OS} \omega L = (15kA) (7.85 \text{ ohms}) = 118 \text{ KV}$$

Messrs. Ford and Boggs spoke of observed voltages with such orders of magnitude. They also mention rather short time durations of these pulses, 0.5 μsec or less. If one assumes a 0.5 μsec time duration, then the energy discharged through a body resistance of 1000 ohms is

$$\text{Energy} = \frac{V^2}{R} t \approx \frac{(100kV)^2}{(1000\Omega)} (0.5 \mu\text{sec}) = 5 \text{ joules}$$

which, in fact, is about 37% of the shock energy limit for a 60 Hz current exposure, based on Formula (2a). This would seem to support the opinion of many GIS manufacturers and users that no serious injuries occurred, mainly due to low energy levels rather than due to good luck.

However, we wish to extend thanks to Mr. Rogers and to Messrs. Ford and Boggs for presenting some good arguments why there should be more attention paid to the described transient phenomenon in GIS and to the transient response of grounding systems in general. These subjects have already been considered by the Substation Committee as justifying formation of a new Task Force.

5) To continue with questions of Ford and Boggs, we agree that a systematic probabilistic analysis is essential in obtaining a realistic picture of what is and what is not a truly critical measure in the grounding design. Research in this area may well be the main thrust of the next revision of IEEE 80.

6) It is genuinely difficult to assess the present state of art and adequacy of knowledge with regard to the body current magnitudes and durations presently considered to be safe.

On a limited basis, Figure 10 gives a rough idea of how the proposed IEEE limits compare with similar requirements used in other countries. In particular, curves 1a and 1b result from a substitution of $C = 0$ into (16a) and (16b), yielding the touch voltage limit values for a metal-to-metal type of contact, as a function of time, decreasing from approximately 641 volts at a 0.06 second exposure to 222 volts at 0.5 second if a 70 kg body criterion is used, while for a 50 kg body the range is 474-164-116 volts at the respective times of 0.06, 0.5 and 1 second. The remaining curves reflect the most recent information provided by CIGRE in reference 44. With a little probabilistic insight, one may be tempted to conclude that for all practical purposes, the application of curves 1a, 1b (IEEE), 2a, 2b (CIGRE) and curve 4 (Sweden) might produce just about the same risk level, though the individual distribution curves may differ. In Switzerland, the proposed new regulations suggest the use of curve 2b in conjunction with the body resistance of 2000 ohms. The same reference also indicates that in the USSR, the corresponding limit is a function of the fault time which falls between curves 2a and 1a for times below 0.7 second. If so, then the function is indeed very close to the proposed IEEE curve 1b for a 70 kg body.

REFERENCES

- [41] F. Dawalibi, D. Mukhelkar, "Multi Step Analysis of Interconnected Grounding Electrodes," IEEE Trans., Vol. PAS-95, No. 1, pp. 113-119, January/February 1978.
- [42] J. Endrenyi, "Analysis of Transmission Tower Potentials During Ground Faults," IEEE Trans., Vol. PAS-8p, No. 10, pp. 1274-1283, October 1967.
- [43] "Electric Shock Prevention Investigation," Final Report prepared for U.S. Consumer Product Safety Commission, Bureau of Engineering Sciences, Washington, D.C., (draft) by IIT Research Institute, TTRI Project E6373, October 1977.
- [44] H. Seljeseth, A. Campling, J. H. Feist, M. Kutsaari, "Station Earthing - Safety and Interference Aspects," Electra No. 71, pp. 47-69, July 1980.
- [45] H. P. Schwan, "Microwave Radiation Biophysical Considerations and Standards Criteria," IEEE Trans. on Biomedical Engineering, Vol. BME-10, pp. 304-312, July 1972.
- [46] J. G. Sverak, "Reliability of HV-HV Stations and Simulation of Its Probability," Elektrotech. Obzor, Vol. 57, pp. 388-391, July 1968 (written in Czech).

TOUCH VOLTAGE LIMIT

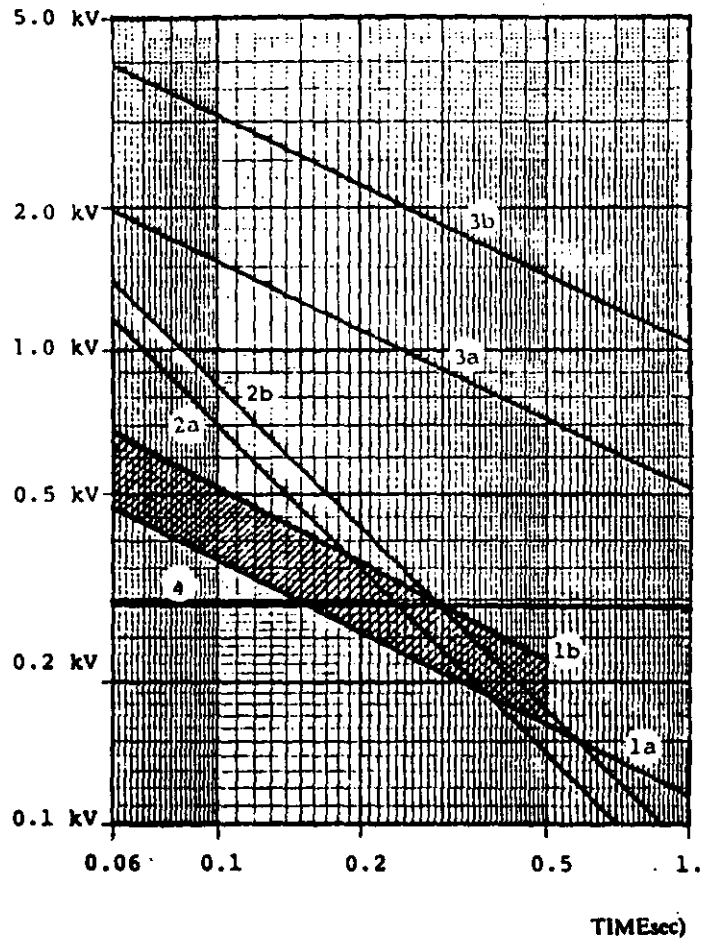


Figure 10

- 1a - IEEE (50 kg body assumption)
- 1b - IEEE (70 kg body assumption)
- 2a - VDE (installations below 110 kV)
- 2b - VDE (installations from 110 kV above)
- 3a - Finland (up to 110 kV)
- 3b - Finland (above 110 kV)
- 4 - Sweden

SAFE SUBSTATION GROUNDING - PART II

Report of the Substation Committee Working Group 78.1
"IEEE 80 Guide for Safety in A-C Substations -- Review"

prepared by

J.G. Sverak, R.U. Benson, W.K. Dick, T.H. Dodds, D.L. Garret, J.E. Idzkowski,
R.P. Kell, S.G. Patel, M.E. Regen, G.E. Smith, R. Verma and L.G. Zukerman

ABSTRACT - Once the safe voltage limits for step and touch are determined, the design of a grounding system can be initiated. The criteria for determining these limits were already defined in Part I. This paper sets forth the fundamental aspects of a grounding design which are common to all substations and shows the differences between conventional and gas-insulated equipment installations. Other topics include: Characteristics of a combined grid - rod system, a general formula and tables for sizing of conductors and joints and methods for calculation of a ground resistance. Potentials of GIS enclosures during fault conditions, properties of concrete-encased electrodes and the use of bentonite are also discussed. The presented material of Part II is a preliminary version of updated information, proposed to replace Sections 7 - 12 of IEEE Std. 80/1976, Paragraphs 6.3 and 6.4 complement Section 6 of Part I, presented in the first report (Paper 80 SM 652-8).

Section 6 (continued)

6.3 Note on Touch Voltage Considerations For GIS

In the grounding analysis of GIS, the touch voltage considerations present several unique problems. Unlike conventional facilities, the GIS equipment features a metal sheath enclosing a gas-insulated switchgear and inner high-voltage buses. Each bus is completely concealed within its enclosure and the enclosures are grounded. However, since a voltage is induced in the outer sheath whenever a current flows in the coaxial busbar, certain parts of the enclosure might be at a different potential with respect to the station ground. To evaluate the maximum voltage occurring on the bus enclosure during a fault, it, therefore, is necessary to determine the inductance of the outer sheath to ground, the inductance of the inner conductor, and the mutual inductances for a given phase configuration of individual buses.

Generally, a person touching the outer sheath of GIS might be exposed to voltages resulting from two basic fault conditions:

- 1) An internal fault within the gas-insulated bus system, such as a flashover between the bus conductor and the inner wall of the enclosure.
- 2) A fault external to the GIS, in which a fault current flows through the GIS bus and induces currents in the enclosures.

Since the person may stand on a grounded metal grating and the accidental circuit may involve both a hand-to-hand or hand-to-foot current path, the analysis of GIS grounding necessitates consideration of an additional problem - that of the permissible touch voltage for a metal-to-metal contact, Figure 10.

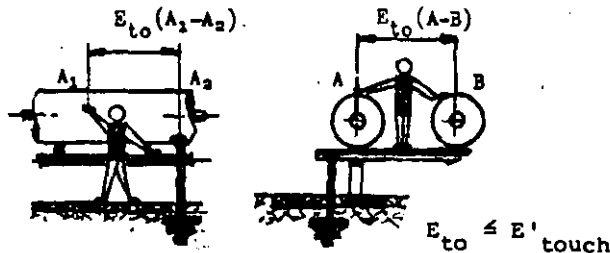


Figure 10. Typical metal-to-metal touch situations in GIS.

Most GIS manufacturers consider the enclosure properly designed and adequately grounded if the potential difference between individual enclosures and with respect to the voltage level of other grounded structures does not exceed 65-130 volts during a fault. As shown below, the substitution of $p = 0$ in the foot resistance term $1.5C(p)$ of (16a, 16b) reveals that this voltage range corresponds to the fault times from 0.6 to 3.2 second if the 50 kg criterion is used, and to the time span of 1.46 - 5.8 seconds for the assumption of a 70 kg body, respectively. This problem is, however, better perceived in a graphical form of Figure 11, which also helps to grasp the related problem of sufficient safety margins.

BY WM 180-8 A paper recommended and approved by the IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE PES 1982 Winter Meeting, New York, New York, January 31-February 5, 1982. Manuscript submitted February 23, 1981; made available for printing November 30, 1981.

The reduced equations for a metal-to-metal contact, are:

$$E_{touch_{50}} = 116 / \sqrt{t} \quad (\text{volts/seconds}) \quad (17a)$$

and

$$E_{touch_{70}} = 157 / \sqrt{t} \quad (\text{volts/seconds}) \quad (17b)$$

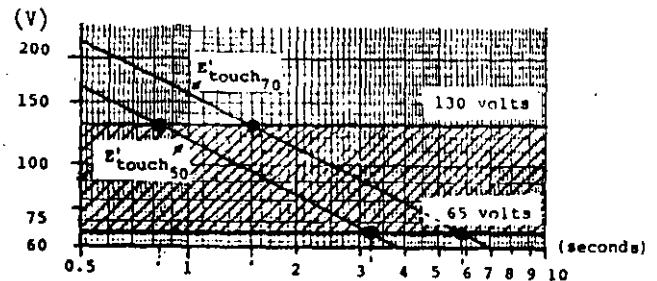


Figure 11. Touch voltage limits for metal-to-metal contact and a typical range of enclosure voltages to ground.

The fault conditions and the corresponding circuit equivalents for determining or verifying the critical design parameters of GIS grounding which are pertinent to safety will be discussed in more detail in Part II, Section 8.

6.4 Note on Effect of Sustained Ground Currents

After the safe step and touch voltage limits are established, the design of a grounding system can be carried out, satisfying the requirements based on the maximum ground fault current and the appropriate clearing time. However, currents below the setting of the protective relays may flow for extended periods of time. As such, they should be checked for causing body currents below a let-go current threshold. Fault currents between these two extremes will hardly require special considerations, since the time characteristics of protective relays usually allow passage of fault currents which in the range of permitted (12 x t) values are below the maximum fault current limit. The lower currents of longer duration may thus be expected to produce body current below the threshold of fibrillation, even if somewhat above the let-go current threshold.

11.

The purpose of this part, Sections 7 - 12, is to set forth the fundamental concepts of the grounding design which are shared by all substations, as well as to point out those specific design requirements and peculiarities which often distinguish the gas-insulated substations from the conventional ones.

7. PRINCIPAL DESIGN CONSIDERATIONS

A grounding system should be installed in a manner that will limit the effect of ground potential gradients to such voltage and current levels which will not endanger safety of people or equipment under normal and fault conditions, as well as assure continuity of service.

Def.(10) **GROUND ELECTRODE** is a conductor laddered in the earth and used for collecting or dissipating ground current from and into the earth, and for maintaining a ground potential on the conductors connected to it.

Def.(11) **GROUNDING GRID** is a system of ground electrodes which consists of a number of interconnected, bare conductors buried in the earth, providing common ground for electrical devices or metallic structures, usually in one specific location. Grids buried horizontally near the earth's surface are also effective in controlling the surface voltage gradients. A typical grid usually is supplemented by a number of ground rods and may be further connected to auxiliary ground electrodes, to lower its resistance with respect to remote earth.

Def.(12) **GROUND MAT** is a solid metallic plate, or a system of closely spaced bare conductors which are grounded and often placed in shallow depths above a ground grid or elsewhere at the earth surface, in order to obtain an extra protective measure minimizing the danger of the exposure to high step or touch voltages in a critical operating area or places which are frequently used by people. Grounded metal gratings, placed on or above the soil surface, are common forms of a ground mat.

Def.(13) **GROUNDING SYSTEM** comprises all interconnected grounding facilities in a specific area.

7.1 General Concept

In the discussion which follows, it is assumed that the system of ground electrodes has the form of a grid of horizontally buried conductors, supplemented by a number of vertical ground rods connected to the grid. Based on two consecutive surveys, the first reported in the AIEE Application Guide in 1954, and the second published in 1980, this concept also represents the prevailing practice of most utilities both in the USA and in the world /42,43/.

Some of the prominent reasons for using the combined system of vertical rods and horizontal conductors, are:

1) In substations of any size, no ordinary single electrode is adequate enough to provide the needed conductivity and current-carrying capacity. In turn, when several electrodes, such as ground rods, are connected to each other and to all equipment neutrals and frames or structures which are to be grounded, the result is, necessarily, a grid arrangement of ground electrodes, regardless of the original objective. If the connecting links happen to be buried in a soil of good conductivity, this network alone may represent an excellent grounding system in itself. That is to say, a design using multiple electrodes often requires an interconnecting network so effective that the original ground electrodes may, at least in terms of the total grounding resistance, become superfluous. Partly for this reason some utilities depend on the use of a grid alone. However, ground rods are relatively inexpensive and easy to install. Furthermore, they are of a particular value to safety, as explained next.

2) If the magnitude of current dissipated into the earth is high, it seldom is possible to install a grid with resistance so low as to assure that the rise of a ground potential will not generate surface gradients unsafe for human contact. Then, the hazard can be eliminated only by control of local potentials through the entire area. A system which combines a horizontal grid and a number of vertical ground rods penetrating lower soils, has the following advantages:

- While horizontal (grid) conductors are most effective in reducing the danger of high step and touch potentials on the earth's surface - provided that the grid is installed in a shallow depth usually .5-1 m (2-4 feet) below grade, sufficiently long ground rods will stabilize the performance of such a combined system. For many installations this is important; because of freezing or drying out, the resistivity of upper soil layers could vary with seasons.

- In practice, the rods are far more effective in dissipating fault currents whenever a two- or multi-layer soil is encountered and the upper soil layer has higher resistivity than the lower layers. For many GIS and other specialized installations, this condition becomes in fact the most desirable one to occur, or to be achieved by the appropriate design means. (Extra long ground rods, ground-ing wells, etc.)

- Finally, if the rods are placed predominantly along the grid perimeter in high-to-low or uniform soil conditions, the rods will considerably moderate the steep increase of the surface gradient near the peripheral meshes. Specific details of this arrangement will be further discussed in Parts III and IV, since these are pertinent to the use of simplified methods in determining the voltage gradient at the earth's surface.

7.2 Primary and Auxiliary Grounding Electrodes

In general, most grounding systems usually utilize two groups of ground electrodes: Those specifically designed for grounding purposes and the electrodes which comprise various underground metal structures, installed for purposes other than grounding.

Def. (14) A PRIMARY grounding electrode is defined as a ground electrode specially made or adapted for discharging the maximum value of a fault current into the ground for durations and often in a specific discharge pattern, as required (or implicitly called for) by the grounding system design.

Def. (15) AN AUXILIARY grounding electrode differs from the above by being a subject of certain design or operating constraints, such as of a limited current carrying capability, etc.

Grounding grids, counterpoise, ground rods or wells are typical primary electrodes. Steel structures or foundations encased in concrete - if tied to the grounding grid in order to reduce the overall system resistance - represent typical auxiliary grounding electrodes with a low current duty.

7.3 Basic Aspects of Grid Design

Conceptual analysis of a grid system usually starts with inspection of the station layout plan, showing all major equipment and structures. In order to establish the basic ideas and concepts, the following points may serve as approximate guidelines for a typical grounding design:

7.3.1 A continuous cable loop should surround the perimeter, to enclose as much ground as practical. This measure helps to avoid high current concentration and hence high gradients both in the grid area and near the projecting cable ends.

7.3.2 Within the loop, cables should be laid in parallel lines and - where practical - along the structures or rows of equipment, to provide for short ground connections.

7.3.3 A typical grid system for a distribution substation may comprise 4/0 bare stranded copper cables buried 0.5-0.6 m (12 to 18 inches) below grade, spaced 3 to 7 m apart, in a grid pattern. At cross-connections, the cables would be securely bonded together. Use of ground rods: At the grid corners and, say, at each second junction point along the perimeter there would be added a ground rod approximately 3m (8 feet) long. In multi-layer or very resistive soils, it might be useful to use longer rods. (Lengths approaching 100 feet already have been used by some utilities.)

7.3.4 This grid system would be extended over the entire substation switchyard and sometimes beyond the fence line. Multiple ground leads and reinforced conductors would be used where high concentrations of current may occur, such as at a neutral-to-ground connection of generators, capacitor banks, or transformers.

7.3.5 Usual mesh side ratio is from 1:1 to 1:3 unless a precise (computer-aided) analysis warrants more extreme values, typically in applications which are based on the advanced analytical methods, using unequal spacings. Without over-emphasizing the point, it is noted that frequent cross-connections are relatively inefficient in lowering the total resistance of a grid. However, their primary role is to assure adequate control of the surface potentials. The cross-connections are also useful in securing multiple paths for the fault current, minimizing the voltage drop in the grid itself and providing a certain measure of redundancy in the case of a conductor failure.

7.4 Design in Difficult Conditions

In areas where the soil resistivity is rather high or the substation space is at premium, it may not be possible to obtain a low impedance grounding system by spreading the grid electrodes over a large area, as it is done in more favorable conditions. Such a situation is typical of many GIS installations, occupying only a fraction of the land area normally used for conventional equipment. This often makes the control of surface gradients difficult. Some of the solutions include:

1) Alternate use of remote ground grids and adjacent grounding facilities; a combined system utilizing separate installations in buildings, underground vaults, etc. Apparently, a predominant use of remote ground electrodes prompts careful consideration of surge arrester location and other critical points because a significant voltage drop may develop between the local and remote ground facilities.

2) Use of deep-driven ground rods and drilled ground wells, in combination with a chemical treatment of soils, or use of bentonite clays for backfilling.

3) Use of counterpoise wire mats. In exposed areas, it is feasible to combine both an insulating material and fabricated mats of wire mesh, expanded metal or gratings; first to equalize the gradient field near the surface and then to reduce conductance from the surface to the underlying metal structures. A typical counterpoise mesh might consist of copperclad steel wires, say, of No. 6 AWG size, arranged in a 0.6 m x 0.6 m grid pattern (24 in x 24 in), installed 5 - 15 cm (2 - 6 in) below the earth's surface and overlaying the main ground grid which is installed to greater depth (usually between 0.3 - 1.5 m).

4) Where feasible, controlled use of other available means to lower the overall resistance of a ground system. Typical is the use of metallic objects on the site which qualify for and can serve as auxiliary ground electrodes, or as ground ties to other systems. Consequences of such applications have, of course, to be carefully evaluated.

7.5 Connections to Grid

Conductors of adequate capacity and mechanical strength should be used for the connections between:

7.5.1 All ground electrodes, such as ground grids, rod-beds, ground wells and, where applicable, water or gas pipes, water well casings, etc.

7.5.2 All non-current carrying metallic parts which might accidentally become energized - such as metal structures, machine frames, metal housings of conventional or gas-insulated switchgear, transformer tanks, guards, etc.

7.5.3 All fault current sources such as surge arresters, capacitor banks or coupling capacitors, transformers, and where appropriate, machine neutrals, secondary lighting and power circuits.

Copper cables or straps are usually employed for these ground connections. However, transformer tanks are often used as part of a ground path for surge arresters mounted thereon. Similarly, most steel or aluminum structures are used for the ground path if it can be established their conductivity, including that of any joints. It can be maintained as equivalent to that of the conductor which would normally be installed. Where this practice is followed, any paint films which might otherwise introduce

a highly resistive joint should be removed and a suitable joint compound applied or other effective means taken, to prevent subsequent deterioration of the joint from oxidation. In the case of GIS installations, extra attention should be paid to the possibility of unwanted circulation of induced currents. Section 8 covers the subject in more detail.

Equal division of currents between multiple ground leads at cross-connections or similar junction points, should not be assumed.

All accessible ground leads should be inspected on a periodic basis. Exothermic-weld, brazed, or pressure type connectors can be used for underground connections. Soldered connections are to be avoided. (A possibility of failure under high fault currents, or due to galvanic corrosion.)

Open circuits, even in exposed locations, can escape detection and it obviously is impractical to inspect buried portions of the grounding network, once it is installed. Those facilities which are most likely to supply or carry a high fault current, as transformer and circuit breaker tanks, switch frames and arrester pads, should always be connected to the grid with more than one ground lead. The leads should preferably be run in opposite directions. *

8. SPECIAL CONSIDERATIONS FOR GIS

8.1 Gas-Insulated Substation Characteristics

Gas-insulated substation (GIS) is subjected to the same magnitude of ground fault current and requires the same low impedance grounding as conventional substations.

Def.(16) **GAS-INSULATED SUBSTATION.** A compact, multi-component assembly, enclosed in a grounded metallic housing in which the primary insulating medium is a compressed gas and which normally consists of buses, switchgear and associated equipment (subassemblies).

Typically, the GIS installation necessitates 10 - 25 % of the land area required for conventional equipment. Due to this and the other unique characteristics described next, it may be difficult to obtain an adequate grounding solely by conventional methods. For instance, particular attention should be given to the bonding of the metallic enclosures of the GIS assembly, as these enclosures carry induced currents of significant magnitude, which must be confined to specific paths. In this respect, grounding recommendations by the manufacturer of a given GIS usually need to be strictly followed.

8.2 Enclosures and Circulating Currents

The shielding effectiveness of the bus enclosure is determined by its impedance which governs the circulation of induced currents.

Def.(17) **ENCLOSURE CURRENTS.** Currents which result from the voltages induced in the metallic enclosure by effects of currents flowing in the enclosed conductors.

Def.(18) **CONTINUOUS ENCLOSURE.** A bus enclosure in which the consecutive sections of the housing along the same phase conductor are bonded together, to provide an electrically continuous current path throughout the entire enclosure length. Cross-bondings, connecting the other phase enclosures, are made only at the extremities of the installation and at a few selected intermediate points.

Def.(19) **NON-CONTINUOUS ENCLOSURE.** A bus enclosure with the consecutive sections of the housing of the same phase conductor electrically isolated (or insulated from each other), so that no current can flow beyond each enclosure section.

With separate enclosures for each phase, the magnitude and direction of the enclosure current is influenced by the size of the enclosure and the phase spacing between the buses, as well as by the method of interconnecting the enclosures.

In a CONTINUOUS enclosure design, a voltage is induced in an enclosure by the current in the conductor that it surrounds, producing a longitudinal current flow in the enclosure. This current returns through the housing (enclosures) of adjacent phases.

When a continuity of all phase enclosures is maintained through short connections at both ends and the load is equalized between phases, the enclosure current is only slightly less than that flowing in the inner bus in the opposite direction. The magnetizing current lags the enclosure current by approximately 90 degrees; the flux

is mainly contained within the enclosure. *

In a NON-CONTINUOUS enclosure design, there are no external return paths for enclosure currents. The voltage induced in a non-continuous enclosure by the current of an inner bus(es) that it surrounds, thus cannot produce any longitudinal current flow. Also, voltages might be induced in each enclosure by the current of other phase conductors, that is, by the currents in the conductors not enclosed by it. Nonuniform voltages result, causing local current flows in each isolated enclosure section, with the currents flowing in nonuniform patterns. Note: Because of these properties, the non-continuous design is generally considered less advantageous than that of the continuous type. As such, it is not currently used by the industry.

8.3 Grounding of Enclosures

Normally, the enclosures of the continuous type provide a return path for induced currents so that the conductor and enclosure form a concentric pair with effective neutralization of the field external to the enclosure. However, under asymmetrical faults, the probability is that the current induced in the enclosures will be substantially different from the current in the enclosed conductor.

Complete bonding and grounding of GIS enclosures is the best principal solution to minimize hazardous touch and step voltages within the GIS area. Additional measures include the use of conductive platforms which are connected to GIS structures and grounded. Servicing platforms (usually) are an integral part of the GIS design, supplied by the manufacturer.

Def.(20) **MAIN GROUND BUS.** A conductor or system of conductors that provides for connecting of all designated metallic components of the GIS to a station ground.

To limit the undesirable effects caused by circulating currents, the following requirements should be met:

a) All metallic enclosures should normally operate at ground voltage level, and

b) when grounded at the designated points, the bus enclosure design must ensure that no significant voltage differences exist between individual enclosure sections and that neither the supporting structures nor any part of the grounding system is adversely influenced by the flow of induced currents.

c) To avoid the circulation of enclosure currents beyond regular return path within the GIS assembly, cable sheath grounds should be tied to the grounding system (ground grid) via connections which are separated from the GIS enclosures. To facilitate this isolation, the design of cable terminations (potheads) should be such that an isolating air gap or proper insulation elements are provided.

d) Enclosure return currents also cannot be permitted to flow through any externally mounted current transformers.

8.4 Cooperation Between GIS Manufacturer and User

Usually, it is the GIS manufacturer who defines clearly what constitutes the "Main Ground Bus" of the GIS and specifies what is required of the user for connecting the GIS assembly to the station ground. Ample documentation is necessary to assure that none of the proposed connections from the "Main Ground Bus" to the grounding grid (station ground) would interfere with the required enclosure current path or any other operational feature of the GIS design. That may be especially pertinent if the "Main Ground Bus" consists of a system of interconnections between the GIS components and structures, and no separate busbar (continuous common ground bus loop), is furnished.

It is usual that the GIS manufacturer also provides, or is responsible, for:

- providing the subassembly-to-subassembly ground connectors, to assure safe voltage gradients between all intentionally grounded parts of the GIS assembly and between those parts and the "Main Ground Bus" of the GIS;

- furnishing readily accessible connectors of sufficient mechanical strength to withstand electromagnetic forces and normal abuse in a point of application, as well as capable of carrying the anticipated maximum fault current in that portion of the circuit, without overheating;

* One possible exception is grounding of the secondaries of potential and current transformers. The grounding of such devices usually must be restricted to a single point, to avoid any parallel path that could cause undesirable circulation of currents, affecting the performance of relays and metering devices.

* However, despite all measures described, the presence of circulating currents can cause different parts of the GIS metal housing to have a slightly different potential to ground. Though the resulting voltage differences are small and generally of no concern with regard to a shock hazard, accidental metallic bridging of adjacent enclosures can cause annoying sparks.

- providing NEMA standard ground pads and/or connectors allowing - at least - for two paths to ground from the "Main Ground Bus", or from each metallic enclosure and auxiliary piece of GIS equipment designated for a connection to the station ground if the "main ground bus" of the GIS assembly does not actually exist;
- recommending proper procedures for connections between dissimilar metals, typically between a copper cable or similar ground conductor and aluminum enclosures.

The user usually provides information on the sources of fault current and the expected magnitudes and durations which ought to be considered. Moreover, he should be of assistance to the GIS manufacturer in reviewing all proposed grounding provisions, in order to assure proper interfacing of:

- connections for the neutral current of earthed equipment or apparatus and for dissipating surges caused by lightning and switching within the GIS;
- devices for dissipating lightning and switching surge currents, external to the GIS assembly;
- securing the requirements of protective relaying, and satisfying the provisions necessary for telephone and communication facilities;
- furnishing ground connections to all GIS supporting frames and structures, metallic sheaths and installation of shielding for cable terminations, where applicable;
- connections to those pads or connectors, furnished by the GIS manufacturer;
- assuring safe voltages for step and touch, under both normal and abnormal operating conditions external to the GIS assembly;
- compliance with the grounding specifications, related to correct grounding practices, as mutually agreed to by the GIS manufacturer and the user.

8.3 Other Special Aspects of GIS Grounding

8.3.1 Precautions should be undertaken to prevent excessive currents being induced into adjacent frames, structures or reinforcing steel, and to avoid establishing of current loops via other station equipment, such as transformers or separate switchgear. If there is the possibility of undesirable current loops via ground connections, or if any sustained current path might partially close or pass through grounded structures, the substation grounding scheme and the physical layout should be carefully reviewed with the GIS manufacturer.

8.3.2 Equal care is needed in the proximity of discontinuities in enclosure grounding paths at the transformer connections to GIS and at the interface points to conventional switchgear, to prevent circulating currents in the circuit breaker and transformer tank steel.

8.3.3 Where applicable, all isolating elements should be able to withstand the full potential difference which may occur between the locally grounded system and that external to the GIS. For instance, the isolation of high-pressure oil pipe cables from the GIS grounding system, often involves difficulties. Although the individual HV or EHV potheads may provide adequate separation from the external grounds - by the virtue of a design which usually includes the use of base plate insulators made of high voltage rated porcelain or fiberglass, problems sometimes arise if the same level of insulation is also expected at other interface points. One typical problem area is the auxiliary piping between the oil chamber of individual GIS potheads and the oil diffusion chamber at the end of a pipe cable which frequently branches to a variety of oil pressure monitoring instruments and alarm devices (46). There, the isolation of metal parts is often achieved by the means of ceramic or plastic inserts which might have inadequate creepage distance.

In those and similar circumstances, a close cooperation with the GIS manufacturer, in early stages of the design, is very important.

8.4 Notes on Grounding of GIS Foundations

Since the earth path of ground currents is strongly affected by the relative position of conductive objects which are in the ground, more attention should be paid to those portions of the GIS grounding system which include discontinuities; or where the design requires an abrupt change in the pattern of ground electrodes. Typically, the following circumstances are of concern:

8.4.1 In the limited space of GIS substations, a substantial part of the substation area is often occupied by concrete foundations, which may cause irregularities in a current discharge path. In this respect, a simple monolithic slab reinforced by steel is advantageous both as an auxiliary grounding device and for seismic reasons.

8.4.2 The reinforcing bars and other metal in GIS foundations can act as auxiliary ground electrodes and may be an used provided that under no circumstance the discharge of current would result in concrete damage due to overloading, or in a gradual erosion of the concrete-steel bonds. For details refer further to paragraph 12.6.

8.4.3 Where a continuous floor slab is used, a good attempt measure is to tie its reinforcing steel mesh to the common ground bus (Main Ground Bus) so that both the GIS enclosures and the structural steel in and above the foundation will be at approximately the same potential level. The assumption is that this measure should produce a certain proportion of the total current to be dissipated, considered together, should produce more even potential distribution and at the surface.*

8.5 Touch Voltage Circuit Equivalents

The tolerable potential difference between two points of contact can be calculated in terms of the circuit constants and the allowable body current by the Thévenin's theorem (Holtzoltz equivalent source theorem). The body current resulting from a touch, should be equal to that which the prospective voltage would cause to flow through the body resistance, assuming there as equal to 1000 ohms, in series with the equivalent network connected to the points of contact. Actually, the real network always includes at least two paths in parallel: the permanent, direct path through the enclosures and supporting structures to the ground and a parallel path of the "accidental circuit", with current passing either from hand-to-hand or hand-to-foot. However, a simplified approach, analogous to that used in Section 6, (Figures 4.5,9), is also adequate in this application.

In either case, it becomes necessary to limit the body current to some value in the milliamperes range, while the fault currents which are of concern range from hundreds to thousands amperes. Thus, one can safely assume that the full potential difference existing prior to a contact would not change while forcing the current through an alternate path, including the body - and the case of a person touching the GIS sheath metal can be reduced to the problem of finding the voltage drop between two points of contact along one or between two enclosures and a common ground. For the hand-to-foot contact made by a person standing on a non-metallic surface (concrete slab or a soil layer above the grounding grid, etc.), only a minor modification of the application criterion of formula (16) is required, in order to take into account the maximum inductive voltage drop occurring within the GIS assembly.

The touch voltage criterion for GIS, is:

$$\sqrt{(E_n + E_t + E_{trd})^2 + (E_{to\ max})^2} = E_{touch} \quad (10)$$

where

- E_n, E_t, E_{trd} is the calculated value of mesh, touch or transferred voltage, as determined for the point underneath a person's feet;
- $E_{to\ max}$ is the maximum value of a metal-to-metal voltage difference on and between GIS enclosures, or between these enclosures and the supporting structures, including any horizontal or vertical members, for which the GIS assembly is designed.

Although the GIS manufacturer generally designs such equipment to meet the already mentioned requirements for a safe installation and usually performs most, if not all, calculations which are necessary for determining the sheath voltages and currents during faults, there still are circumstances when the user has to ascertain that the entire installation is safe. Having this possibility in mind, some of the critical aspects of interconnecting the GIS with a grounding system are briefly discussed next.

Before examining the corresponding circuit equivalents, it is useful to clarify the difference between a circulating current and eddy-currents and their role in producing the sheath voltages.

With enclosures both grounded and bonded between phases, the voltage occurring on the outer sheath is not too high: a common mode voltage induced longitudinally and a transverse mode voltage caused by eddy-currents. The two voltage modes can be assumed superposed. Analyzing the transverse mode first, any non-magnetic tubular shield surrounding a conductor will contain to some degree an alternating magnetic field produced by currents flowing in the inner conductor and therefore somewhat reduce the effect of that field on other outside conductors. This shielding effect results solely from the presence of eddy-currents circulating in a perpendicular plane with respect to the conductor - as if the enclosure consisted of circular segments with no longitudinal current flow between them. And,

* It might be argued that the concrete slab, being a fairly good conductor itself, could produce a more uniform voltage at the floor level, if no current could flow into the reinforcing bars from the ground system, in practice. It makes little difference whether the reinforcing bars are tied to the grid or not. If the bars are connected, the electrical field in the earth between the bars of the slab and the non-energized grid would be zero. (As both walls are at the same potential, hardly any current would flow out of the bars into the concrete and toward the ground grid.) Therefore, the concrete floor with reinforcing bars will produce a substantially uniform potential field across the floor surface whether or not the bars are connected (electrically) to the ground grid.

since the currents produce their own magnetic fields opposing and counterbalancing the field of an inner conductor, a transverse voltage will occur across the enclosure, whether that is grounded or not. At 60 Hz, however, no non-magnetic enclosure of practical thickness provides enough shielding to be of any importance; the induced voltages are no more than a few volts and the relative shielding effectiveness would usually be less than 10 percent. Since the typical GIS enclosure of continuous design is effective by 80-90 percent, the predominant shielding effect results from the longitudinal circulation of currents in a closed path via the enclosures of individual phases and their bonds. With this insight, the following assumptions can reasonably be made:

- For continuous enclosures the effect of eddy-current may be completely neglected as a contributing voltage factor.
- Coupling from an inner conductor of one phase to any other outside conductor can be viewed as unaffected by the eddy-current shielding effect of its own enclosure.

Now, concerning solely the longitudinal effects, consider two elementary circuit models (a) and (b) of Figure 12.

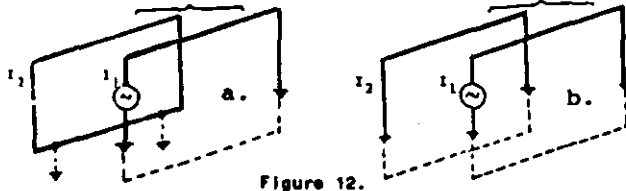


Figure 12.

Either sketch illustrates a system of two coupled circuits described by the following general equations:

$$V_a = Z_1 I_1 + Z_m I_2 \tag{19}$$

$$0 = Z_m I_1 + Z_2 I_2 \tag{20}$$

where

- Z_1 is self-impedance of the phase conductor with earth return
- Z_2 is self-impedance of the outer sheath
- Z_m is mutual impedance between the phase conductor and sheath

Solving (20) for I_2 and substituting the result into (19) will yield expressions for the apparent circuit impedance Z as seen by the source, and the relative magnitude and direction of I_2 with respect to I_1 .

$$I_2 = -\frac{Z_m}{Z_2} I_1 \text{ and } V_a = I_1 Z \tag{21}, (22)$$

$$Z = Z_1 - \frac{(Z_m)^2}{Z_2} \tag{23}$$

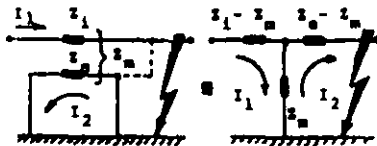


Figure 13.

In turn, these results can be both interpreted and manipulated in terms of the well-known T-equivalent of an ideal transformer in Figure 13, with the following implications:

- If the current return path includes both the ground connection and bonded enclosure loops, the circuit impedance is Z , as determined by (23).
- If only a small or no current flows into the ground connection and most of it returns via the sheath, the impedance is closer to Z' :

$$Z' = Z_1 + Z_2 - 2Z_m \tag{24}$$

(this condition is equivalent to eliminating the ground branch of the T-equivalent in Figure 13).

* It is important to realize that all conventions per (19) and (20) hold. Referring to Figure 12b, if, for instance, both conductors are assumed to be of the same size and elevation, then X_1 , X_2 and X_m can be expressed with respect to a ground plane, as

$$X_e = X_i = C \ln(2h/GMR) \text{ and } X_m = C \ln(2h/D).$$

Using (24), $X = C (2 \ln(2h/GMR) - 2 \ln(2h/D)) = C 2 \ln(D/GMR)$, which, of course, is the inductance of a closed loop of two long parallel conductors separated by distance D .

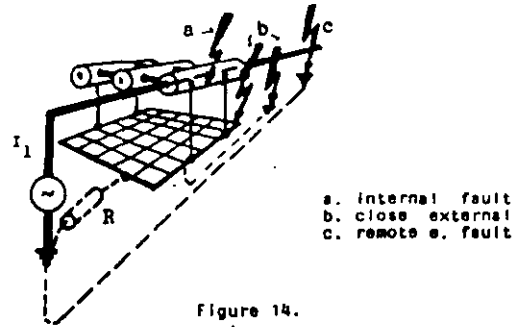


Figure 14.

In practical situations, as is shown in Figure 14, a multiplicity of return paths and a considerable cross-coupling occurs. For this reason, the simplified models apply only to a certain degree. This, however, makes the calculation of longitudinally induced currents difficult and for some remote external faults often outright impractical, as too many parameters remain ill-defined. Furthermore, because of a great variety in possible physical arrangements of the GIS assembly, it also is difficult to give specific guidelines. As a rule, the GIS manufacturers do detail calculations of this type for determining the basic design parameters, such as spacing and location of bonds, etc. Therefore, given the limited scope of this document, it is suggested to use the following simplified procedure only as means to obtain a rough estimate, if the lack of manufacturer's data makes it necessary.

6.7.1 INTERNAL FAULT

As illustrated in Figures 15, 16 and 17, on a single-bus basis, there are three possible locations of a fault point within the bus.

- 1) Enclosure grounded at point B, flashover occurs at point A, Figure 15:

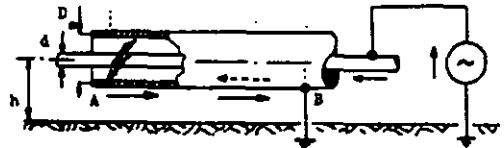


Figure 15.

Since only a minimum magnetic field exists outside the enclosure and most of the flux is retained inside the sheath acting as a coaxial cable, both the sheath resistance and inductance ought to be considered. Based on formula (24), the respective resistive and inductive voltage drops are:

$$V_{eR} = I R_e \text{ and } V_{eL} = j I (4.61 \times 10^{-7}) \log_{10} \left[\frac{(GMR - D_o)^2}{r_o GMR} \right] I \tag{25}$$

where

- r_o is effective radius of inner bus, taken as $r_o = 0.9 d/2$, d being the actual diameter, m
- GMR is geometric mean radius of enclosure, $GMR = D_o/2$, $D_o = \text{inner radius} + \text{outer radius}$, in m
- I is current in inner bus, amperes
- R_e is enclosure resistance per unit length, Ω/m
- l is enclosure length, m
- h is height above ground, m
- $\omega = 2 \pi f$, f being frequency in hertz

The total voltage drop along the enclosure is:

$$V_e = (V_{eR}^2 + V_{eL}^2)^{1/2} \text{ [volts]} \tag{27}$$

- 2) Enclosure grounded at point A, flashover occurs at point B, Figure 16:

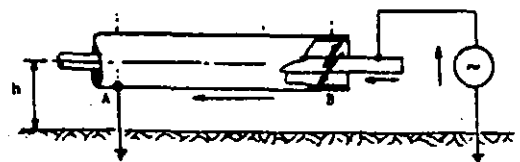


Figure 16.

In contrast, here the resistance can be neglected since the effect of enclosure inductance is predominant. The voltage drop is:

$$V_e = V_{e0} = jI (4.61 \times 10^{-7}) \log_{10} (2h/GMR) [volts] \quad (28)$$

3) Enclosure grounded at both ends. Flashover occurs between the end points A and B, Figure 17.

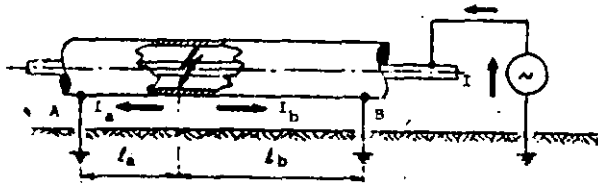


Figure 17.

For a fault anywhere between A and B the fault current I will divide according to impedances to ground which it sees. Hence, the longitudinal voltage drop will be at maximum whenever the following conditions are met for the respective left and right side currents I_a, I_b :

$$V = Z_A I_A = Z_B I_B \quad ; \quad I_A + I_B = I \quad (29), (30), (31)$$

Applying expression (28) and formula (26) to determine Z_a, Z_b , it can be shown that the solution for unknown I_a, I_b , which also satisfies the implicit constraint that $I_a + I_b = I$, is:

$$I_A = \left[\frac{1 - \sqrt{z_A/z_B}}{1 - z_A/z_B} \right] I_{AB} \quad ; \quad I_B = \left[\frac{1 - \sqrt{z_B/z_A}}{1 - z_B/z_A} \right] I_{AB} \quad (32), (33)$$

with z_a, z_b , determined on per unit length basis, Z_a, Z_b , and the total enclosure length between ground points A and B, are:

$$Z_A = I_A Z_A \quad ; \quad Z_B = I_B Z_B \quad ; \quad I_{AB} = I_A + I_B \quad (34), (35), (36)$$

In a case of $z_a = z_b$, the current would split evenly, with an internal fault occurring in the center: $I_a = I_b = 0.5 I_{ab}$.

Example 1 - Internal Fault

Referring to Figure 18, consider the illustrated half of a GIS 242 kV bus, consisting of a cable feed, a breaker and an overhead transmission line termination at the elevated end, which has been described in literature [45].

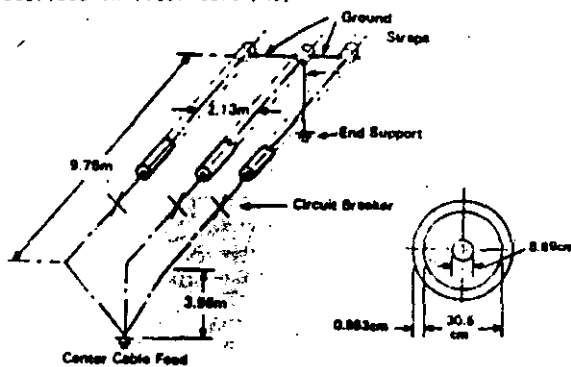


Figure 18.

In addition to the basic dimensions shown above, the following design data are given: $f = 60$ Hz, GMR (sheath) = 0.157 m, GMR_0 (ground strip and sheath loop) = 0.0227 m, GMR_{int} = 0.0059 m, Z_0 (enclosure resistance) = 1.16 micro-ohm/m, and current to the inner bus $I_0 = 50$ kA. Spacing between phases is $S = 2.33$ m.

For an infinite ground plane at zero depth (ground grid = slab with reinforcing steel bars tied-in), $S_0 = 2h = 7.22$ m. Utilizing $0.9 (0.7) = 0.04$ m, we get on per meter basis:

$$z_A = j(4.61)(377)10^{-7} \log_{10} (7.92/0.157) = j 0.296 \cdot 10^{-3} \Omega/m$$

$$z_B = 10^{-6} (3.16 + j 177.8 \log_{10} ((0.157-0.04)^2 / (0.157)(0.04))) =$$

$$= (3.16 + j 21.5) \cdot 10^{-6} = j 0.059 \cdot 10^{-3} \Omega/m$$

Assuming a fault in the center phase to be the worst case for a given arrangement, the equivalent enclosure length (including the length of grounding strips converted to enclosure length), l_{e0} :

$$l_{AB} = 9.75m + 3.96m + 3.96m \log_{10} (7.92/0.0227) + 10 \log_{10} (7.92/0.157)$$

$$= 17.71m + 3.96m(1 + 1.46) = 23.57m$$

Determining

$$I_A = 23.57m \left((1 - (296/59)^{1/2}) / (1 - 296/59) \right) = 7.73m$$

$$I_B = I_{AB} - I_A = 23.57m - 7.73m = 15.84m$$

$$I_A Z_A = I_B Z_B$$

$$I_A = I_A Z_A = 7.73(0.296) \cdot 10^{-3} = 2.15 \cdot 10^{-3} \text{ ohm}$$

$$I_B = I_B Z_B = 15.84(0.059) = 0.96 \cdot 10^{-3} \text{ ohm}$$

$$I_A = 2.15 / (2.15 + 0.96) 50 \text{ kA} = 34.5 \text{ kA}$$

$$I_B = 0.96 / (2.15 + 0.96) 50 \text{ kA} = 15.5 \text{ kA}$$

the maximum voltage drop is:

$$0.00215 \text{ ohm} (15.5 \text{ kA}) + 0.00096 \text{ ohm} (34.5 \text{ kA}) = 31.4 \text{ volts, say } 34 \text{ volts.}$$

8.7.2 EXTERNAL FAULT

For the typical arrangement of a continuous design (enclosures of individual phases bonded together at both ends), it is not unreasonable to assume that all sheath currents can return via the adjacent enclosures of other phases and no induced currents will flow into and close via the ground.

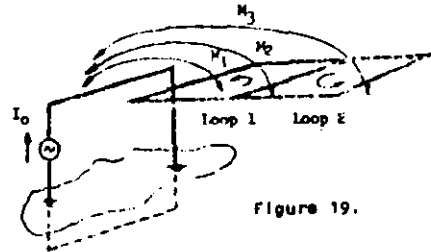


Figure 19.

With three identical buses in flat spacing, the enclosures can be viewed as forming two loops, each superposed on the other, and each separately coupled with the energized conductor. When the outer phase conductor is energized, as shown in Figure 19, the two corresponding loop equations are:

$$(Z_{M1} - Z_{M2})I_0 + Z_{Loop} I_1 = 0 \quad (37)$$

$$(Z_{M2} - Z_{M3})I_0 + Z_{Loop} I_2 = 0 \quad (38)$$

If I_0 (that is the current flowing in the inner bus toward the point of external fault) is given, loop currents I_1 and I_2 are defined by their ratio to I_0 :

$$(-I_1/I_0) = (Z_{M1} - Z_{M2})/Z_{Loop} = (I'_1/I'_0) \frac{\log_{10} (S/(GMR-r_0))}{2 \log_{10} (S/GMR)} \quad (39)$$

$$(-I_2/I_0) = (Z_{M2} - Z_{M3})/Z_{Loop} = (I'_2/I'_0) \frac{\log_{10} (2S/S)}{2 \log_{10} (S/GMR)} \quad (40)$$

where, as before, S denotes spacing between two adjacent buses. The mutual and outer enclosure loop lengths are:

$$l'_0 = l_{bus} + \frac{1}{2} l_{tie} \quad (41)$$

$$l'_1 = l_{tie} \quad ; \quad l'_2 = l_{tie} \quad (42), (43)$$

Alternatively, if the center phase conductor is assumed as feeding the fault, an approximate value of the enclosure current can be determined from (39), with I'_1 replaced by I'_0 , as it usually is the case, assuming the enclosure current to be from 10 to 15 percent higher than that calculated for the outer phase.

* Conversion formula used for this purpose, is:

$$I_{OH} \log_{10} (2h/GMR) = I_{int} \log_{10} (2h/GMR_{tie})$$

Once the induced currents are determined independently for the single-line-to-ground fault of each phase, superposition might be used to determine the net current flowing in the enclosures during a phase-to-phase or a three-phase fault. It should be noted that the fault currents are 180 degrees out of phase for a phase-to-phase and 120 degrees for a three-phase fault.

Example 2 - External Fault

Given the same bus arrangement and design data as those used in Example 1, estimate the probable enclosure currents for a close external fault, with 50 kA supplied from a) outer phase, and b) center phase.

The related lengths are:

$$L'_0 = 9.75 \text{ m} + 3.96 \text{ m} = 13.71 \text{ m}$$

$$L'_0 = 13.71 \text{ m} + 0.5(2.1 \text{ m})1.49 = 15.296 \text{ m}$$

$$L''_0 = 13.71 \text{ m}$$

For a loop formed by any two adjacent bus enclosures and their ties, the loop self-impedance is:

$$Z'_{\text{Loop}} = 1.74 \cdot 10^{-4} \cdot 2 \log_{10}(2.13/0.157) \cdot 15.296 = 6.028 \text{ m}\Omega$$

$$Z''_{\text{Loop}} = 0.394 \cdot 10^{-3} \cdot 13.71 = 5.402 \text{ m}\Omega$$

Using (37) and (38), the equivalent source voltages are:

$$(Z_{N1} - Z_{N2})I_0 = 13.71 (1.74 \cdot 10^{-4} \log_{10}(2.13/(0.157-0.04)))(50)10^3 = 150.31 \text{ V}$$

$$(Z_{N2} - Z_{N3})I_0 = 13.71 (1.74 \cdot 10^{-4} \log_{10}(2))(50)10^3 = 35.906 \text{ V}$$

Applying (39) and (40), the loop currents are:

$$I_1 = 150.31/(6.028 \cdot 10^{-3}) = 24.935 \text{ kA}$$

$$I_2 = 35.906/(6.028 \cdot 10^{-3}) = 5.956 \text{ kA} \quad I_1 + I_2 = 30.891 \text{ kA}$$

$$I_{\text{center phase}} = 150.31/(5.402 \cdot 10^{-3}) = 27.82 \text{ kA}$$

Finally, the current in the enclosure of a faulted phase can be put equal to $I_1 = 24.9 \text{ kA}$, $I_2 = 5.9 \text{ kA}$ anticipated in the center enclosure, and $I_3 = 5.9 \text{ kA}$ in the other outer enclosure. The maximum sheath voltage along enclosures of the faulted bus run can be estimated approximately 150.3 volts/2, say 75 volts.

8.8 Calculation Notes and Recommendations

To generalize the conditions which develop during a line-to-ground fault external to the GIS bus consisting of a number of enclosure runs bonded at both ends, consider the following:

First, as it has already been illustrated in Figure 12, let us assume that both the energized bus circuit and any coupled enclosure circuit have a common path of ground returns, and let

- Z_{11} = self-impedance of i-th conductor with a ground return,
- Z_{ij} = mutual impedance between i-th and j-th conductors with common ground return

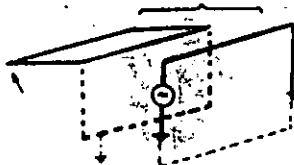


Figure 20.

Using index 'o' to denote the energized bus, the voltage drop along each conductor and the ratio between circuit currents I_0 and I_N for such a pair is defined by the following equations:

$$E_0 = Z_{00}I_0 + Z_{0N}I_N \quad (44)$$

$$0 = Z_{N0}I_0 + Z_{NN}I_N \quad (45)$$

Noting

$$Z_{N0} = Z_{0N} = Z_{NO} \quad \frac{I_N}{I_0} = - \frac{Z_{NO}}{Z_{NN}} \quad (46)$$

Alternatively, if the enclosure circuit is assumed ungrounded and forming a closed loop, Figure 20, the equations change to:

$$E_0 = Z_{00}I_0 + (Z_{01} - Z_{0N})I'_N \quad (47)$$

$$0 = (Z_{10} - Z_{1N})I_0 + (Z_{11} - Z_{1N})I'_N \quad (48)$$

and $\frac{I'_N}{I_0} = - \frac{Z_{NO}}{Z_{NN}}$, where Z'_{NN} is self-impedance of the sheath loop consisting of two conductors; $Z'_{NN} = Z_{11} - Z_{1N}$, similarly $I'_N = I_1 = I_2 = I_{12}$ and $Z'_N = Z_{10} - Z_{1N}$.

Expanding the above concepts for a system with multiple buses, more exactly, assuming one phase conductor energized and other phase conductors floating or carrying no current, but with all enclosures bonded together and grounded, the above procedures can be unified, leading to the following general form:

$$\begin{bmatrix} E_0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} & \dots & Z_{0n} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n0} & Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (49)$$

In such a notation, the "primitive" currents I^* can be related to the actual currents I by some convenient "formation" matrix C , containing appropriate arrays of 0, 1, -1 values:

$$[I^*] = [C][I], \text{ and } [I] = [C]^T [I^*] \quad (50)$$

If the current of energized bus I_0 is given (maximum fault assumed), the above matrix system ZI can be partitioned along the shown lines, and a reduced system solved for the enclosure currents I_1, I_2, \dots, I_n .

For instance, if a three-phase system is assumed and a faulted bus is as shown in Figure 21, only three equations need to be calculated to determine the sheath currents.

However, even a 3x3 matrix containing complex elements becomes a 6x6 array in actual calculations. Thus, to simplify further, assume for the moment only the inductive terms as significant, which allows us to introduce the following typical identities, characterizing a flat spacing of three identical enclosures:

$$X_{10}I_0 + X_{22}I_1 + X_{12}I_2 + X_{21}I_1 = 0 \quad (51)$$

$$X_{12}I_0 + X_{11}I_1 + X_{22}I_2 + X_{12}I_1 = 0 \quad (52)$$

$$X_{22}I_0 + X_{22}I_1 + X_{12}I_2 + X_{21}I_1 = 0 \quad (53)$$

where for $i, j = 1, 2, 3$, $Z_{ii} = Z_{11}$ and $Z_{ij} = Z_{ji}$ for $\text{abs}(i-j) = 1$
 $Z_{22} = Z_{11}$ for $\text{abs}(i-j) = 2$

Subsequent addition of (51), (52), (53), and division by three results in an equation of an average single circuit, rendering the introduction of geometric mean concepts.

$$I_0(X_{10} + X_{12} + X_{22})/3 + (I_1 + I_2)(X_{22} + X_{12} + X_{21})/3 + I_2(X_{22} + 2X_{12})/3 = 0 \quad (54)$$

where $(X_{10} + X_{12} + X_{22})/3 = X_{0avg}(GMD_0)$
 $(X_{22} + X_{12} + X_{21})/3 = X_{1avg}(GMD_1)$
 $(X_{22} + 2X_{12})/3 = X_{1avg}(GMD_2)$

Recognizing $I_1 + I_2 + I_3 = I_N$, the total sheath current " I_N " can be determined from the following expression, to which now is added the resistive term R representing the resistance of a return path to the current source.

$$\frac{-I_N}{I_0} = \frac{j Z_{NO} v \log_{10}(S_0/GMD_0)}{j I_0 v \log_{10}(S_0/GMD_0) + R} \quad [A_1 = \text{m}, Q/\text{m}, \text{m}/\text{m}, \Omega] \quad (55)$$

$$GMD_0 = \{[(GMR - r_0)(S)(2S)]^{1/3}\}$$

$$GMD = \{[(GMD_1)(GMD_2)(GMD_3)]^{1/3}\} = [GMR^3 (S)^4 (2S)^2]^{1/9} = 2\sqrt[9]{1.987 GMR S^2}$$

S_0 is distance to such a plane or point of the current return path over or to which all flux can be assumed integrated. For the assumption of an infinite metallic plate at the earth's surface S_0 is equal to twice the height of GIS above the ground, $S_0 = 2h$.

$GMR - r_0$ is distance from the inner bus to the inner wall of its enclosure $v(f) = 2.8965 (f \times 10^{-3})^2$, where f is frequency in hertz
 GMR is geometric mean radius of the outer sheath (enclosure)

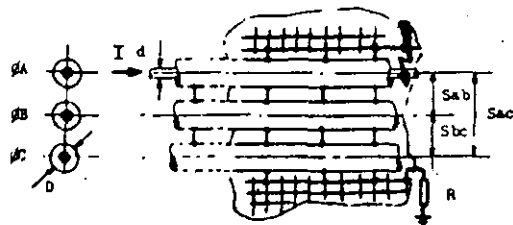


Figure 21.

Recommendations:

- In evaluating the magnitude of induced voltages caused by faults external to the GIS, only the case of a close fault (case "b" in Figure 14) need to be analyzed.*
- If the simplified method of loop currents is used in estimating the current flow in enclosures, and the fault current return path includes both a metal connection and the earth, (i. e. non-zero R in Figure 14, for instance $R = R_g$, where R_g is resistance of a grid), the sum of currents induced in the sheath should be calculated by (55) and, if necessary, the results of simplified loop calculations proportionally adjusted.**
- In applying the touch voltage criterion (18), the following facts should be considered: While the case of an internal fault with ground return requires to add the inductive voltage drop to the ohmic drop representing the difference of potentials between the station ground and the point beneath a person's feet, this generally is not necessary for faults external to the GIS. For an external line-to-ground fault, the voltages induced on the sheath should be checked for a hand-to-hand metal-to-metal contact, but the calculation of step and touch voltages at the earth's surface is the same as that for conventional installations, i. e. the inductive term in formula (18) is zero.

9. SELECTION OF CONDUCTORS AND JOINTS

In assessing which conductor material and what conductor size or what maximum allowable temperature limit need to be applied in individual design situations, the final choice should always reflect the following considerations.

9.1 Basic Requirements

Each element of a grounding system, including grid proper, grid conductors, joints, connecting leads, and all primary grounding electrodes, should be so designed that for the expected design life of the installation, it will:

- 1.1 Have sufficient conductivity, so that it would not contribute substantially to local voltage differences.
- 1.2 Resist fusing and deterioration under the most adverse combination of a fault current magnitude and fault durations.
- 1.3 Be mechanically reliable and rugged to a high degree, especially in locations exposed to corrosion or physical abuse.

The first requirement for selecting a conductor with sufficient conductivity is usually fulfilled when the other two requirements for current-carrying ability and mechanical strength are satisfied.

9.2 Choice of Material and Related Corrosion Problems

COPPER is by far the most common material used for grounding in the United States. Copper conductors, in addition to their high conductivity, have the advantage of being resistant to underground corrosion since copper is cathodic with respect to other metals which are likely to be buried in the vicinity. Copper-clad steel is usually used for ground rods and occasionally for grounding grids. Use of copper, or to a somewhat lesser degree, of copper-clad steel, therefore, assures that the integrity of an underground network will be maintained for years, so long as the conductors are of adequate size and not damaged.

Nevertheless, since a grid of copper or copper-clad steel forms a galvanic cell with buried steel structures, pipes, and any of the lead-based alloys which might be present in cable sheaths, it is also likely to hasten the corrosion of the latter. Some utilities tried tinning of the copper; that reduces the "cell" potential with respect to steel and zinc by about 50 percent,

and practically eliminates the potential with respect to lead, tin being only slightly sacrificial to lead. Other often used methods are:

9.2.1 Insulation of the sacrificial metal surfaces with plastic tape, asphalt compound, or both.

9.2.2 Routing of buried metal elements so that any copper-based conductor will cross gas-pipes or similar objects made of other metals as nearly as possible at right angles, and then applying insulating coatings to one metal or the other where they are in near proximity.

9.2.3 A full cathodic protection of sacrificial metals in the area or, where feasible, use of non-metallic pipes and conduit.

ALUMINUM has been used for ground grids less frequently. Though at first glance the use of aluminum would seem to be a natural choice for GIS equipment - with uncertainties made of aluminum or aluminum alloys - there are several disadvantages to consider:

- Aluminum itself may corrode in certain soils. The layer of corroded material is nonconductive for all practical grounding purposes.
- Gradual corrosion caused by alternating currents may also become a problem under some conditions.

Thus, aluminum should be used only after a full investigation of all circumstances. Despite the fact that like steel it would alleviate the problem of contributing to the corrosion of other buried objects and eliminate most difficulties in maintaining a reliable electric connection between dissimilar metals. If so used, the high-purity electric conductor grades are recommended as being more suitable than most alloys. An all-aluminum cable of the same conductance as an equivalent copper conductor will also have an approximately equal short-time ampacity. This follows from the fact that the respective temperature coefficient, specific heat, and density of copper and aluminum are such as to cause their respective melting points to be reached in approximately the same length of time./50/

STEEL, as material for ground grid conductors, has been used in many European countries and gradually is gaining acceptance in the USA - mainly due to the benefit of eliminating most of the adverse effects of copper already mentioned. Of course, such a design requires that attention is paid to the protection of the grid itself. Application of a galvanized or corrosion-resistant steel, in combination with cathodic protection, is typical./50/

In GIS, the use of cathodic protection may also be required for other reasons. Common is the protection of facilities which are external to the GIS, such as of pressurized oil-pipe cables or lead-shielded cables, etc. Because of the complexity of GIS assemblies, it is essential to consider all aspects of a corrosion prevention at once before designing the grounding system. Specific guidelines are difficult to establish since each sub-station conditions may be different due to its location and application in the electrical power system.

The subject of underground corrosion and cathodic protection is complex. Though many studies have been made and much has been published, a detailed discussion of these phenomena is beyond the present scope of this Guide.

9.3 Minimum Size Formula

Figure 22 and Table 1 provide a quick reference for most common materials and the following design parameters:

- Ambient temperature of 40 degrees C.
- Conductor fusing temperature limit, as given in Table 2.
- Required temperature of brazed joints, 450 degrees C.
- Required temperature of critical cables, 250 degrees C.

A quantitative determination of the short-time temperature rise in a ground conductor can be obtained from Equation (56). This equation allows to evaluate the ampacity of any conductor* for which the material constants are known, or can be determined by calculation. Physical constants of the commonly used grounding materials are listed in Table 2.

$$I = A \sqrt{\ln \left(\frac{T_m \cdot \rho_a \cdot K_0}{234 \cdot T_a} \right) / 48} \quad (56)$$

*). This general equation replaces Onderdonk's formula for copper, used in earlier editions of this Guide. As reported by SVORAK, for the assumption of a 1.589 micro-ohm-cm resistivity at 0°C, TCAP assumed to be 3.4964 joule/cm³, and the temperature coefficient of copper equal to 1/234 at 0°C, the substitution of these values into (56) indicates that the older formula can be viewed as a special case of the general formula. Alternatively in Onderdonk's equation, the constant in the denominator would be equal to 32.851 instead of 33, shown below /69/.

$$I = A \sqrt{\frac{K_0 \rho_a}{33S} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}$$

I is current, in amperes.
 A is copper cross-section, in circular mils.
 S is time, in seconds, during which current I is applied.
 T_m is maximum allowable temperature, in degrees C.
 T_a is ambient temperature, in degrees C.

*) For remote external faults the conditions within GIS will be less severe. For instance, were the GIS tied to an overhead transmission system, the assumption of $S=2h$ would no longer be valid for the fault current return circuit. The circuit equation would have to be based on an appropriate equivalent penetration depth, such as that given by Sealyen /12,75/.

**) Generally, if the source neutral is remote and not connected to the grid - or as it usually is the case - if a multiplicity of bondings results in much lower impedances of the current-path via enclosure horizontal ties in comparison to that of the grounding strips, the direct use of (39,40) is adequate. Alternatively, if the source neutral is tied to the grid and the impedance of vertical grounding strips is comparable to, (or less than) the combined impedance of bonding links, then Eq. (55) will yield higher enclosure current. For instance, if $R = 2$ ohms is assumed in Example 2, by using (55) we get:

$$Ab_1(I_R) = 50 \text{ kA} \cdot \sqrt{(12.1207 \text{ ohm}) / (2 + 12.342 \text{ ohm})} = 34.4 \text{ kA}$$

where I is rms current, in kA
 A is conductor cross-section, in mm²
 f_m is maximum allowable temperature, in °C
 v_a is ambient temperature, in °C
 v₀ is reference temperature for physical constants, in °C
 α₀ is thermal coefficient of resistivity at 0°C
 K₀ is 1/α₀
 t is time of current flow, in seconds
 TCAP is a material constant from Table 2. For definition refer to 9.4.

$$\beta = \frac{1}{(K_0 + v_0)TCAP} \rho_0 10^8; \rho_0 \text{ being the material resistivity at } v_0, \text{ in } \mu\Omega\text{-cm}$$

$$\ln(f_m \beta_0 K_0) = \ln[1 + (f_m - v_a)/(K_0 + v_a)]$$

Equation (56) reflects two basic assumptions: 1) all heat will be retained in the conductor, and 2) the product of (sh x sv) is approximately constant, sh increasing and sv decreasing at about the same rate. For most metals, these premises are applicable over a reasonably wide temperature range, as long as the fault duration is within a few seconds.**

9.4 Alternative Formulations

When working with materials which are not listed in Table 2, most engineering handbooks provide enough information, including the specific heat and weight data, for determining TCAP.

Specific heat (cal/gram/deg.C) and specific weight (gram/cm³) are related to the thermal capacity per unit volume in (Ws/cm³) as follows:

$$(\text{cal/gram/}^\circ\text{C}) \times (\text{gram/cm}^3) = 4.184 (\text{Ws/cm}^3/^\circ\text{C})$$

$$1 \text{ Ws} = 1 \text{ joule}$$

Hence, TCAP is defined by TCAP = 4.184 x s_h x s_w (56a)

s_h = specific heat in cal/gram/°C
 s_w = specific weight in gram/cm³

and equation (56) can be transcribed directly for sv and sh, as

$$A_{cm}^2 = 4.889 \times I \sqrt{\frac{\rho_0 (0^\circ\text{C}) t 10^{-4}}{K_0 s_w s_h \ln(v_m/v_a, K_0)}} \quad (57)$$

If the conductor size is given in circular mils,

$$I = 0.50671 \times A_{cm11} \sqrt{\ln(v_m/v_a, K_0)/\beta t} \quad (57a)$$

and

$$A_{cm11} = 1.9735 \times I \sqrt{\beta t / \ln(v_m/v_a, K_0)} \quad (57b)$$

EXAMPLE - Page 17 of the 1976 edition of Guide 80 provides tabulated data on the minimum size for copper and copper-clad steel, given in Circular Mills / Amperes. A similar tabulation can be made using Equations (57, 57a, 57b) and Table 2, to get data for 30 % and 40 % copper-clad steel, and for 100 % and 97 % copper conductors. For instance, to calculate one-second size of a 30% copper-clad steel (CWD) cable, one gets:

$$\beta = 56.21, K_0 = 245, \ln[(1084 + 245)/285] = 1.539693$$

and $\sqrt{56.21 / 1.539693} = 6.042,$

so that for I = 1 ampere $A_{cm11} = 1.9735 \times 6.042 = 11.924$

A complete tabulation of all calculated values is given below in Table 1.

TABLE 1 - Minimum Sizes

Fault Time sec.	Circular Mills per Ampere					
	100% Cu only	97% Cu only	40% CWD only	30% CWD only	97% Cu/temp. limits (450°C)	97% Cu/temp. limits (250°C)
30	37.0	37.3	56.5	65.3	49.0	62.2
4	13.5	13.6	20.6	23.8	17.9	22.7
1	6.8	6.8	10.3	11.9	8.9	11.4
.5	4.8	4.8	7.3	8.4	6.3	8.0

9.5 Selection of Joints

All joints which connect various parts of the grounding network into an electrically continuous system of apparatus, conductors and ground electrodes, should be evaluated in terms of conductivity, thermal capacity, mechanical strength, and reliability.

An obvious consideration is to ensure that the connection will withstand expected mechanical stresses without any significant deterioration due to corrosion or metal fatigue for many years.

Electromagnetic forces produced by a high fault current can be surprisingly severe; copper cables were observed to stretch in staged fault tests, when temperatures approached the fusing limit of the tested conductor. Also, where overhead grounding wires are installed in strain, some reduction in strength (due to annealing) should be anticipated.

The most common methods of making ground connections utilize exothermic-welds, brazed joints, and the use of pressure-type connectors. Some of the ground rules of their application are:

- If, for mechanical reasons, annealing of a conductor is a consideration, it may be prudent not to exceed 250 C regardless of the type of connection used.
- The temperature limit of 450°C is a reasonable value for brazed connections, considering that in practice many of copper-based eutectic brazing alloys will start to melt at temperatures less than 600°C.
- Exothermic-welded joints, if correctly applied and executed, will intimately join the cable with a conductor or material which has about the same fusing temperature, so that the entire connection can be viewed and rated as being an integral part of one homogeneous conductor.
- Pressure-type connectors exist in a variety of types and makes. The bolted, wedge, and compression types are most common. In general, most of the pressure joints, if made with properly used connectors of a proven design, would operate at lower temperatures than the conductor. Due to a heat-sink effect caused by the presence of a relatively large connector, the conductor itself may fuse before the joint fails. However, in the absence of any industry approved standard, the test performance and application of these connectors may considerably differ from case to case. Therefore, these connectors should be selected and applied on an individual basis. If there is uncertainty or a lack of test data, it is reasonably conservative to design for temperatures within a 250-350°C range. In the previous editions of this Guide, a 250°C limit was suggested for bolted connections.*

9.6 Additional Sizing Factors

As a rule, the designer should take precautions to ensure that the temperature of any conductor would not exceed the maximum allowable temperature of the lowest rated component, or some other limitation, such as:

- Low temperature due to special circumstances. Typically, conductors near flammable materials could be subjected to more stringent limitations.
- Environmental factors. A possible exposure to corrosive agents should be carefully examined. If a gradual degradation of the grounding system could occur during the planned design life, extra allowances should be made in this respect.

Conductors which are used as ground leads conducting the lightning current seldom require further consideration. The size of a conductor which is selected accordingly to its fault current duty usually is also adequate for carrying short-time surges caused by lightning. There is no recorded evidence of a copper conductor larger than No. 10 (AWG) ever being fused because of the passage of lightning current. The National Fire Protection Association Code and the American National Standard C 5.1/1969 both specify No. 2 wire as the minimum size for copper grounding runs /47,49/.

9.7 Final Choice of Conductor Size

In practice, the requirements on mechanical reliability will set a minimum conductor size. The earlier AIEE and IEEE Guides recommended minimum sizes of 1/0 and 2/0 copper for brazed and bolted joints, respectively. A recent international survey has shown that about 66 % of the questioned utilities use No. 4/0 copper conductor for grids and approximately 16% prefer to use conductors as large as 500 MCM. On the other hand, close to 25 % of utilities report the use of copper conductors as small as 1/0 without any mechanical problems./43/

While it might seem proper for the designer to establish minimum sizes in the light of his own local conditions, the need for a certain conservatism deserves some emphasis. Some of the specific reasons are:

- Relay malfunctions and human errors can result in fault durations greatly in excess of ideal clearing times. One approach, which seems applicable to smaller substations, is to assume a time of 4 seconds, that is, the identical duration as is used for the short-time rating of switchgear. In larger stations with a multiplicity of protective facilities, it is quite reasonable to use the worst fault clearing time of back-up relays. Typically, for a fault duration within 2-3 seconds, in a small substation a 4/0 size of copper is adequate. In larger substations there seldom is any need to go above a 500 MCM size, if the fault is cleared in about one second.

** Readers interested in more information on this subject might find a very comprehensive treatment of the fusing problem and a large number of further references in /74/.

* Research into the origins of this rating has indicated that the main reason for this value was to avoid annealing of hard-drawn copper conductors in above grade applications.

The ultimate value of current, determining the conductor size, should take into account the possibility of future growth. It is less costly to include an adequate margin in conductor size during the initial design than try to reinforce a number of ground leads at a later date.

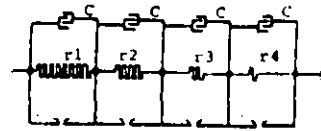


Figure 23.

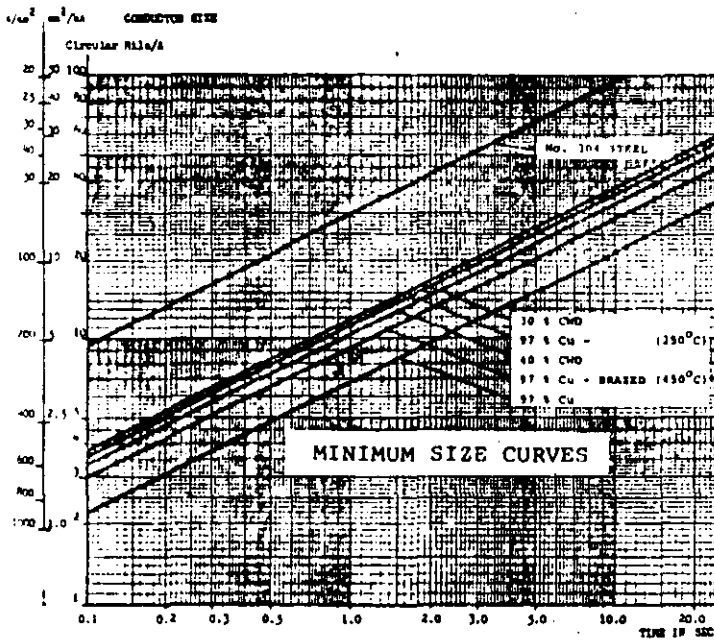


Figure 22.

TABLE 2 - Material Constants

Description	Material Conductivity (S)	α Factor @ 20°C	R_0 (1/A) @ 0°C	Fusing Temperature (°C)	20°C Resistivity Effective (Δ -cm)	TCAP Factor (Effective value) (1/cm/°C)	β Factor @ 40°C
Standard Annealed Soft Copper wire	100.0	0.00393	279	102	1.7241	3.685	18.42
Commercial Hard Drawn Copper wire	97.0	0.00381	242	1084	1.7774	3.680	18.43
Copper-clad Steel Core wire	40.0	0.00378	245	1004/1300	4.310	3.864	42.09
Copper-clad Steel Core wire	31.0	0.00378	245	1004/1300	5.747	3.838	56.21
Commercial 30% Aluminum wire	41.0	0.00403	228	657	2.8244	2.846	40.04
Aluminum Alloy Wire 7025	53.5	0.00353	263	660	3.2226	2.689	42.35
Aluminum Alloy Wire 7050	42.5	0.00347	268	660	3.2840	2.678	42.60
Aluminum-clad Steel Core wire	20.3	0.00360	258	660/1300	8.49	2.860	106.77
Zinc-coated Steel Core wire**	8.5	0.00320	293	419/1300	20.1	4.098	157.06
Galvanized Steel Wire 302	2.4	0.00130	797	1400	72.0	4.077	232.55

* The wire properties of aluminum alloy 1370 wire, as well as those of 7050AA and 7025AA material are covered by ASTM standards.
 ** High strength values listed; consult suppliers for other types and ratings.

10. SOIL CHARACTERISTICS

10.1 Soil as Grounding Medium

The behavior of a ground electrode buried in soil can be analyzed by means of the circuit in Figure 23. As shown, most soils behave both as a conductor of resistivity r , and as a dielectric. Except for high frequency and steep-front waves penetrating a very resistive soil material, the charging current is negligible in comparison to the "leakage" current, and the earth can be represented by a pure resistance.

10.2 Effect of Voltage Gradient

The soil resistivity is not affected by a voltage gradient unless the latter exceeds a certain critical value. The value somewhat varies with the soil material, but it usually has the magnitude of several kilovolts per centimeter. Once exceeded, arcs would develop at the electrode surface and progress into the earth so as to increase the effective size of the electrode, until the gradients are reduced to values which the soil material can withstand. This condition is illustrated by the presence of gaps in Figure 23. Since the substation grounding system normally is designed to comply with far more stringent criteria of step and touch voltage limits, the gradient can always be assumed as being below the critical range.

10.3 Effect of Current Magnitude

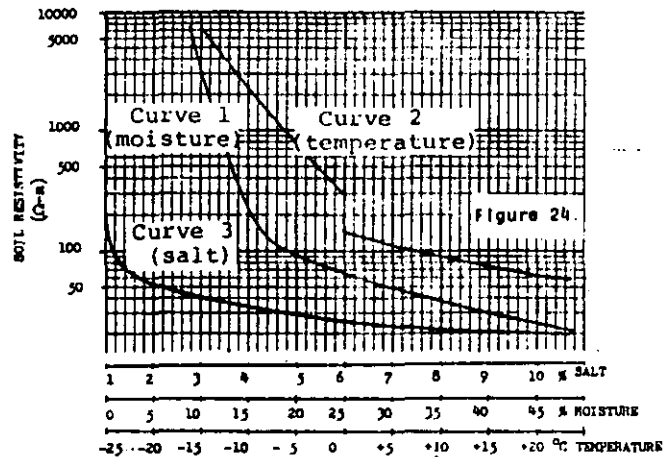
Soil resistivity in the vicinity of ground electrodes may be affected by currents flowing from the electrodes into the surrounding soil. The thermal characteristics and the moisture content of the soil will determine if a current of a given magnitude and duration will cause significant drying and thus increase the effective soil resistivity. A conservative value of current density, as given by Armstrong, is not to exceed 200 A/M² for one second /52/.

10.4 Effect of Moisture, Temperature and Chemical Content

Electrical conduction in soils is essentially electrolytic. For this reason the resistivity of most soils rises abruptly whenever the moisture content accounts for less than 15 percent of the soil weight. The amount of water further depends upon the grain size, compactness and variability of the grain sizes. However, as shown in Figure 24, Curve 1, the resistivity is little affected once the moisture content exceeds 22 percent.

The effect of temperature on soil resistivity is nearly negligible for temperatures above the freezing point. At 0 degrees C, the water in the soil starts to freeze and the resistivity increases rapidly. Curve 2 shows this typical variation for a clay soil containing 15.0 percent of moisture by weight. /54/

The composition and the amount of soluble salts, acids, or alkali present in the soil may considerably affect its resistivity. Curve 3, below, illustrates a typical effect of salt (sodium chloride) on the resistivity of a soil containing 30 percent of moisture. /51/



10.5 Use of Crushed-stone Layer

Gravel or crushed rock coverings, usually about 0.1 - 0.2 m (3 to 5 inches) in depth, are very useful in retarding the evaporation of moisture and thus in limiting the drying of top soil layers during prolonged dry weather periods. Also, as already discussed in Part I, covering the surface with a material of high resistivity is very valuable in reducing shock currents.

The ranges of surface resistivity for a crushed-stone layer depend on such factors as the kind of stone and its ability to retain moisture, average size, etc. Previous editions of this Guide suggested a 3000 ohm-cm value as typical of crushed-stone overlays between 4 and 6 inches deep, assuming a wet surface. However, depending on a number of local conditions and years of usage, this value may not always be conservative enough, as some examples discussed in references, seem to indicate. /55,58/ Several typical resistivity values are tabulated herein:

TABLE 3

Type of Stone	Wet Condition	Damp Condition
Granite, crushed	5000 ohm-cm	1500 ohm-cm
Granite, clean	6000 ohm-cm	8000 ohm-cm
Lime-stone, clean	1200 ohm-cm	2200 ohm-cm

The above shown values conveniently illustrate the need to evaluate the surface layer resistivity in terms of material actually used.

11. SOIL STRUCTURE AND SELECTION OF SOIL MODEL

11.1 Investigation of Soil Structure

Field investigation of a station site is most essential for determining both the general soil composition and obtaining some basic idea as to its homogeneity. Usually, excavations and other civil engineering work are already in progress at or near the site where the ground system will be located. The boring test samples and other geological investigations often provide useful information on the presence of various layers and the nature of soil material, leading at least to some ideas as to its resistivity and the range of values at the site.

11.2 Classification of Soils and Ranges of Resistivity

A number of tables exist in the literature, showing the ranges of resistivity for various soils and rocks. The tabulation from Rudenberg /55/ has the advantage of extreme simplicity. More detailed data are available in engineering handbooks and publications /59,60,61/.

TABLE 4

Type of Earth	Average Resistivity
Wet organic soil	10 ohm-m
Moist soil	(10)2 ohm-m
Dry soil	(10)3 ohm-m
Bed rock	(10)4 ohm-m

11.3 Resistivity Measurements

Estimates based on soil classification yield only a rough approximation of the resistivity. Actual resistivity tests therefore are imperative. These should be made at a number of places within the site. Station sites where the soil may possess uniform resistivity throughout the entire area and to a considerable depth, are seldom found; typically, there are several layers, each having a different resistivity. Most often lateral changes also occur, but in comparison to the vertical ones, these changes usually are more gradual. The electrical resistivity tests should, therefore, be made with different probe spacings, to get an indication of any important variation of resistivity with depth. As a rule, the number of such readings taken should be greater where the variations are large - especially if some readings are so high as to suggest a possible safety problem.

If a resistivity varies appreciably with depth, it is often desirable to use an increased range of probe spacings. The idea is that a fairly accurate estimate for still greater spacings can be determined by extrapolation. This is possible because, as the probe spacing is increased, the test-source current penetrates more and more distant areas, both in vertical and horizontal directions, regardless how much is the current path distorted due to the varying soil conditions. /62/

A number of measuring techniques is described in IEEE Guide 61, to a considerable detail. The Wenner's four-pin method is the most commonly used technique. In brief, four probes are driven into the earth along a straight line, at equal distances A apart, driven to a depth B . The voltage between the two inner (potential) electrodes is then measured and divided by the current between the two outer (current) pins to give a value of mutual resistance R .

Then,

$$R = \frac{4\pi AR}{\pi \left(\frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}} \right)} \quad (58)$$

Where: ρ is the resistivity of the soil in ohm-meters.

R is the resistance in ohms resulting from dividing the voltage between the potential probes by the current flowing between the current electrodes.

A is the distance between adjacent electrodes in meters.

B is the depth of the electrodes in meters.

If B is small compared to A - the case of probes penetrating the ground a short distance only, the above equation can be reduced into:

$$R = 2\pi AR \quad (58a)$$

A modification of the above method giving greater sensitivity for very large probe spacings, by Palmer, is also described in IEEE Guide 61./48,44/

Resistivity measurement records should include temperature data and information as to the dry or moist condition of the soil at the time the resistivity is measured. All data available on buried conductors already known or suspected to be in the area studied, should be also recorded.*

11.4 Uniform Soil Assumption

The derivation of the above equations for soil measurements is based on the assumption that the soil resistivity is uniform. More frequently than not, the actually measured values of resistivity obtained by the Wenner's method, may somewhat vary with the probe spacing. This usually indicates a soil resistivity which varies with depth, as the current tends to flow near the surface for small probe spacings, whereas more of the current penetrates deeper for large spacings. Still, it is customary to assume that the value of resistivity so measured for a given probe spacing A , represents the average resistivity of the soil to a depth A . The assumption is not rigorously exact, but can be considered acceptable for most practical purposes.

If the tests reveal existence of non-uniform soils, in many instances these conditions can be approximated in terms of an apparent resistivity, defined for an equivalent uniform soil, representing the prevailing resistivity values from a certain depth downward. The related assumptions are:

- lateral changes in resistivity are negligible;

- as far as vertical changes are concerned, the soil is assumed to consist of an upper layer of depth h with resistivity ρ_1 , overlying a lower strata of infinite depth, having the average resistivity ρ_2 .

Then, replacing the non-uniform soil stratification with the uniform soil model for all soil layers in depths larger than h , an "apparent resistivity" ρ_a can be used in calculations of the grounding system resistance, using the same equations as for uniform soils, replacing ρ with $\rho_a = \rho_2$. Nonetheless, care is required - the reader is cautioned to recognize that ρ_a has significance only for ground resistance calculations and should never be used in step and touch calculations. The value of ρ_a , besides being dependent upon ρ_1 , ρ_2 and h , will also depend on the size and configuration of the electrode, as described in detail by Endronyi /65/. The ρ_a value approaches ρ_2 if the radius (or equivalent dimension) of the electrode is greater than h , and it approaches ρ_1 in the opposite case. Consequently, the apparent resistivity as seen by the electrode will often differ from that calculated by the four-pin method. As documented by Blattner, the four-pin method will yield $\rho_a = \rho_1$ for pin spacing A less or equal to a half of the first layer thickness h , and $\rho_a = \rho_2$ for A equal or greater than h . If the top layer thickness is greater than pin spacing A but still less than $2A$, the "apparent" resistivity so measured will reflect a transition in values from ρ_1 to ρ_2 which can be quite different from comparative results obtained by means of a driven rod test /71,75/.

Above remarks are limited to the assumption of the simplest soil stratification, i.e. it is anticipated that a two-layer model is reasonably valid for the actual soil conditions and the range of resistivity variations found on the site. Luckily, in practice often is possible to satisfy these requirements without risking a serious calculation error.

More exact theoretical approaches to situations where resistivity varies markedly with depth are suggested by Sunde, and in some of the books on geophysical prospecting to which he refers. For example, it is often possible - from field readings taken with a wide range of probe spacings - to deduce a stratification of the earth into two or more layers of appropriate thickness - which will account for the actual test variations. /59/

11.5 Two Layer Soil Model

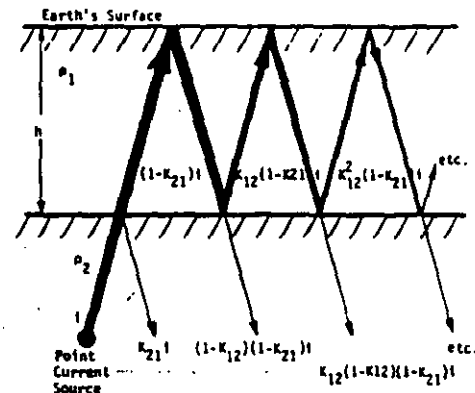


Figure 25

In principle, as shown by Sunde, and more recently verified by Thepar and Gross /70/, and Davaibi /84/,

* Buried conductors in contact with the soil, can invalidate readings made by the method described - if they are close enough to alter the test current flow pattern appreciably. For this reason, the soil resistivity measurements become of little value in an area where grid conductors have been installed (except perhaps for shallow-depth measurements in or near the center of a very large mesh rectangle). In such cases, a few approximate readings might be taken in a short distance outside the grid, with the probes so placed as to minimize the effect of the grid on the current flow pattern. Though not conclusive as to conditions inside the grid, such readings are better than nothing especially if there is reason to believe that the soil in the area is reasonably homogeneous.

performance of a grounding system in multi-layer soils can differ significantly from that of a system in uniform soil. Generally, for a grounding system in uniform soil or in a two-layer soil with p_1 less than p_2 (upper layer soil resistivity less than lower layer resistivity), the current density is higher in the conductors at the outer edges of the grounding grid. In two-layer soil with p_1 greater than p_2 (the soil in upper layer more resistive than the lower layer soil), the current density is more uniform over all the conductors of the grounding system. This is caused by the tendency of the leakage current to go downwards into the layer of lower resistivity, rather than up and outward to the more resistive upper layer;

equations which govern the performance of a grounding system buried in multi-layer soil can be obtained by solving Laplace's equations for a point current source, or by the method of images, giving identical results. The use of either method in determining the earth potential caused by a point-current source results in an infinite series of terms representing the contributions of each consequent image of the point current source, as shown in Figure 25. Exact formulation of the equations which include these effects is given in several references /44,84/.

The abrupt changes in resistivity at the boundaries of each soil layer can be described by means of a reflection factor. This reflection factor K is usually defined as

$$K_{21} = -K_{12} = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad (59)$$

where p_1 and p_2 are the resistivity values of the upper and lower layer of soil, respectively.

While the most accurate representation of a grounding system should certainly be based on the actual variations of soil resistivity present at the substation site, it will rarely be economically justifiable or technically feasible to model all these variations. However, in most cases, the representation of a ground electrode based on an equivalent two-layer earth model is sufficient for designing a safe grounding system.

The IEEE Guide 81 provides convenient methods for determining the equivalent resistivities of the upper and lower layers of soil and the height of the upper layer for such a model.

This two-layer model approach has been found to be much more accurate than the uniform soil model. Some of the reasons why this is so, are:

1) Variations in soil resistivity have considerable influence on the performance of most grounding systems, affecting both the value of ground resistance and the ground potential rise, and the step and touch surface potentials in often unpredictable ways. In general,

- for negative values of K , (upper layer more resistive than lower layer), the resistance is less than that of the same grounding system in uniform soil with resistivity p_1 , and

- in contrast, for positive values of K , the resistance is generally higher than that in uniform soil with resistivity p_1 .

- A similar relationship exists for the step and touch voltages produced on the surface of a two-layer earth versus on the surface of uniform soil. For negative values of K , the step and touch potentials are generally lower than the potentials for the same grounding system in uniform soil of resistivity p_1 . Also, for positive values of K , the step and touch potentials are higher than in uniform soil.*

2) Other parameters, such as the surface layer height h , also affect the differences in the performance of ground electrodes in a two-layer environment and in uniform soil conditions. The general rule is that when the upper layer height h becomes significantly larger than the electrode's own dimensions, the performance of the electrode approaches the performance of the same electrode in uniform soil of resistivity p_1 .

3) Also, it must be recognized that the above characteristics are based on the premise of a constant fault current source. The actual currents in the grounding system will change from case to case as a function of p_1 and p_2 , reflecting the local changes relative to all other ground fault current paths predetermined by the fault location. Therefore, in certain cases some of the assumptions given above may not always hold true.

Since the use of two-layer or multi-layer models necessitates the application of digital computers or similar means having large memory space available, it is impractical to insist on the use of multi-layer models for all grounding studies; for

* As it has already been discussed in Part 1, it is a common practice to have a thin layer of crushed rock overlaying the grounded area of a substation. It could appear that such a high resistivity layer, having the layer height h much less than the depth of the grounding system it might worsen both the step or touch potential. However, this is not the case. The crushed rock surfacing is used to increase the contact resistance between a person's foot and the earth's surface. Thus, for a given maximum allowable body current, considerably higher step and touch potentials can be allowed if a crushed rock surfacing is present. Therefore, the surfacing should be taken into account only as a resistance factor in determining the contact resistance of a person's feet, but should not be represented as a separate soil layer in a two-layer model analysis, since it does not otherwise significantly affect the grounding system performance.

design applications involving relatively simple grounding arrangements of electrodes buried in a reasonably uniform soil, the approximate methods provided elsewhere in the Guide will prove to be suitable enough for obtaining a realistic design with adequate safety margins. However, for designs involving a large grounded area, odd-shaped grids, etc., or where the resistivity of soil is clearly very non-uniform the engineer responsible for the design must decide which method to use and whether or not a multi-layer model is warranted, based on all the information available to him /67/.

12. EVALUATION OF GROUND RESISTANCE

12.1 Usual Requirements

An ideal grounding system should provide a near zero resistance to remote earth. In practice the ground potential rise at the station site increases proportionally to the fault current; the higher the current, the lower value of a total system resistance thus has to be obtained. For most transmission and other large substations, the ground resistance should be about 1 ohm. In smaller distribution substations the usually acceptable range is from 1 to 5 ohms, depending on the local conditions. As a limit for the latter, one may consider the NEC requirement on the maximum value of matching resistance, which must not exceed 25 ohms /47/.

12.2 Simplified Calculations

Estimation of the total resistance to remote ground is one of the first steps in determining the size and basic layout of a grounding system. At first glance this may appear difficult: the grounding system is not yet designed and so its resistance, depending on the design, is unknown. Fortunately, the station resistance depends primarily on the area to be occupied by the ground system which is usually known in the early design stage.

Thus, as a first approximation, a minimum value of the substation grounding resistance in uniform soil can easily be estimated by means of the formula of a circular metal plate, below, once the soil resistivity has been determined.

$$R = \frac{\rho}{4r} \quad (60)$$

where

- R is station ground resistance in ohms.
- ρ is average ground resistivity in ohm-meters.
- r is radius of a circle having the same area as that occupied by the ground grid.

Next, an upper limit of the substation resistance can be obtained by adding a second term to the above formula, as proposed by Laurent and Wremann /53/:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (61)$$

where L is the total buried length of conductors (meters).

The second term recognizes the fact that the resistance of any actual grounding system which consists of a number of conductors is higher than that of a solid metallic plate, and that the difference will decrease with the increasing length of buried conductors, approaching zero for infinite L , when the condition of a solid plate is reached.

The following tabulation from Kinyon's report /60/ offers some idea how the calculated and actually measured resistivities for five different substations compare. Equation (61) and Wenner's four pin method were used, respectively.

TABLE 5

Parameter	SUB 1	SUB 2	SUB 3	SUB 4	SUB 5
Soil Texture	Sand & Gravel	Sand Loam	Sand Clay	Sand Gravel	Soil Clay
Resistivity ohm-m	2000	800	200	1300	78
Grid Area sq.ft.	15159	60939	16849	15722	5000
Equip. Radius ft.	69.5	139.2	77.5	71.0	100.0
Buried Length ft.	3120	9500	1775	3820	3000
Rg Calculated ohms	25.7	4.97	2.55	16.15	0.19
Rg Measured -- ohms	39.0	4.10	3.65	18.2	0.21
Difference percent	-34	+21	-30	-11	-9

Recommendations:

- 1) Equation (60) should be used only when a non-zero value of substation resistance is desired for estimating the maximum fault current.
- 2) Equation (61) should be helpful in estimating the substation ground potential rise just for a preliminary design evaluation, to determine the approximate length of buried conductors needed for control of the step and touch voltages.

12.3 Schwartz's Formula

Total resistance of a system consisting of a combination of horizontal (grid) and vertical (rods) electrodes, will be lower than the resistance of either component alone, but still higher than that of their parallel combination. The total resistance is²:

$$R = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \quad (62)$$

where
 R_1 is resistance of grid conductors
 R_2 is resistance of all ground rods (rodded)
 R_{12} represents mutual resistance

Schwartz has developed a set convenient formulas, defining R_1 , R_2 , and R_{12} in terms of the basic design parameters, assuming uniform soil conditions /56/.

However, in practice it is often desirable to drive ground rods deep into the ground, to reach more conductive soils. The equations below have been modified for such a possibility, as follows: In (64) and (65) the resistivity terms reflect an apparent soil resistivity, as seen by the rods. Thus, for a two layer soil environment in which ground rods penetrate the lower layer in depth D, that is for $2D > D_1$ and usually $D > h$, the soil resistivity value is calculated by means of an expression shown in the notes below. The practical field testing and derivation of this expression is described in /75/. For uniform soils $\rho_1 = \rho_A$.

$$R_1 = (\rho_1/nL_1) [\ln(2L_1/h') + K_1(L_1/\sqrt{A}) - K_2] \quad (63)$$

$$R_2 = (\rho_a/2nL_2) [\ln(2L_2/d_2) - 1 + 2K_1(L_2/\sqrt{A})(\sqrt{n} - 1)^2] \quad (64)$$

$$R_{12} = (\rho_a/nL_1) [\ln(2L_1/L_2) + K_1(L_1/\sqrt{A}) - K_2 + 1] \quad (65)$$

- ρ_1 is soil resistivity encountered by grid conductors buried at depth h, in ohm-meters.
- ρ_a is apparent soil resistivity as seen by a ground rod, in ohm-meters. $\rho_a = \rho_1(\rho_2 D) / (\rho_1 D + \rho_2(L_2 - D))$
- ρ_2 is soil resistivity from depth D downward, ohm-meters
- L_1 is length of grid conductors, in meters
- L_2 is average length of a ground rod, in meters
- h is depth of grid burial, in meters
- $h' = \sqrt{d_1 h}$ for conductors buried at depth h, or $0.5 d_1$ for conductors at $h = 0$ (on earth's surface)
- A is area covered by a grid of dimensions a x b, in meters²
- n is number of ground rods placed in area A
- K_1, K_2 are constants related to the geometry of the system
- d_1 is diameter of grid conductor, in meters
- d_2 is diameter of ground rods, in meters
- a is short-side grid length, in meters
- b is long-side grid length, in meters

The resulting equations are reasonably accurate for most practical calculations and relatively easy to use. Moreover, the ability to work with separate expressions for a grid and a set of rods becomes advantageous in simplified calculations, some of which will be further discussed in Part IV.

A slight problem with the application of these equations was that the factors ("coefficients") K_1 and K_2 had been originally presented by Schwartz just in a graphical form shown below.

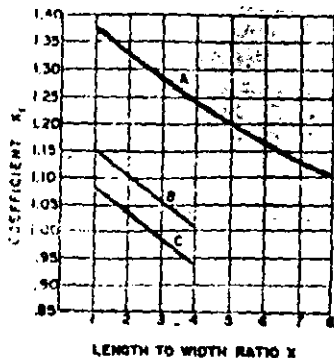
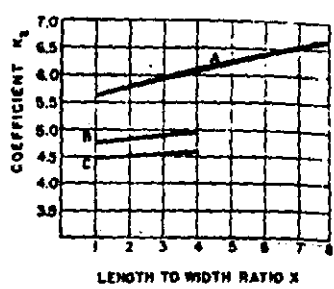


Figure 26.



- Curve A - for depth $z = 0$
- Curve B - for $z = \frac{1}{10} \sqrt{A/n}$
- Curve C - for $z = \frac{1}{6} \sqrt{A/n}$

Figure 27.

However, given the near-linear character of these curves, it is possible to use a linearized form of $y = mx + a$ to obtain K_1 and K_2 within the indicated range of values, or to linearly interpolate between several points taken from the original curve. Finally, in computer applications, it might be worthwhile to use the more elaborate expressions below, derived by Kerckel /57/

$$K_1 = \frac{\sqrt{ab}}{2} (1.84) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{a^2 + \sqrt{a^2 + b^2}}{b} \right) + \frac{1}{6} \ln \left(\frac{b^2 + \sqrt{a^2 + b^2}}{a} \right) + \frac{a}{3b^2} + \frac{b}{3a^2} - \frac{(a^2 + b^2) \sqrt{a^2 + b^2}}{3a^2 b^2} \right]$$

$$K_2 = \ln \frac{4(a+b)}{b} + 2K_1 \frac{(a+b)}{\sqrt{ab}} - \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}}{(b/2)} \right) - \frac{1}{2} \ln \frac{(b/2) + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}}{-(b/2) + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}} \quad (67)$$

The last reference also provides valuable information on the use of Schwartz's formula for determining the minimum buried length of conductors to attain a specified resistance for one, two, or three interconnected ground grids.

12.4 Note on Resistance of Primary Electrodes

In general, the resistance of any (made) primary electrode depends on the soil resistivity and is a function of the size and type of arrangement of all individual conductors comprising the ground electrode. For uniform soils, these latter two components can be combined into, and viewed as, a single geometrical expression which has the dimension of "inverse length".

Applying the above concept, a design chart for obtaining a quick estimate of the resistance of ground grids, has been developed and added to this Guide in Part IV, Appendix 3. The appendix also provides further information on the applicability and constraints of this method, if applied to vertical rods, horizontal rings, and plates.

In more complex arrangements involving criss-crossed wires and a multiplicity of rods in the same area, the mutual influence of individual elements plays an important role. More literature exists on this aspect of accurate evaluation of a ground resistance of grounding systems than any other. For studies utilizing computers, a number of references is available.**

12.5 Chemical Treatment of Soils and Use of Bentonite

As the current density and ground resistance are inversely proportional to the diameter of an electrode, the inner shell of soil closest to the metal normally comprises the bulk of the electrode resistance to remote earth. The described phenomenon is often utilized to an advantage, as follows:

- 1) Use of sodium chloride, magnesium and copper sulfates, or calcium chloride, to increase the conductivity of a soil cone surrounding the metal of an electrode, as much as is feasible.
- 2) Use of Bentonite. Bentonite is a natural clay containing the mineral montmorillonite, which was formed by volcanic action years ago. It is noncorrosive, stable, and has a resistivity of 2.5 ohm-m, at 300% moisture. The low resistivity results mainly from an electrolytic process between water, Na2O (soda), K2O (potash), CaO (lime), MgO (magnesia), and other mineral salts which ionize forming a strong electrolyte with pH from 8 to 10. Unlike a salt bed, this electrolyte will not gradually leach out, as it is part of the clay itself. Provided with a sufficient amount of water, it swells up to 13 times its dry volume and will adhere to nearly any surface it touches. Drying out and shrinking are not a problem:

- If exposed to direct sunlight, it tends to seal itself off, preventing the drying process to penetrate deeper.

- Due to its hygroscopic nature, it acts as a drying agent drawing any available moisture from the surrounding environment. Therefore, as such it represents an excellent backfill material which allows a substantial reduction of the resistance of ground rods in highly resistive soils./77/

** See references /6/ and /40/, listed in Part 3.

** Some of the recent references, such as that of Garrett and Holley /76/ become truly useful when the algorithm for a grid resistance is incorporated into the program which already has provisions for a mathematical treatment of large arrays which are further used in solving the problem of a surface gradient field.

12.6 Concrete-encased Electrodes

Concrete, being hygroscopic, attracts moisture. Buried in soil, a concrete block behaves as a semi-conducting medium with a resistivity of 25 to 40 ohm-m. This is of particular interest in medium and highly resistive soils, since a wire or metallic rod encased in concrete has lower resistance than a similar electrode buried directly in the earth. This encasement reduces the resistivity of the most critical portion of material surrounding the metal element in much the same manner as does a chemical treatment of soils. However, this phenomenon may often be found as being both a design advantage and disadvantage. Some of the reasons are:

- On one hand, it is probably impractical to build foundation for structures where the inner steel (reinforcing bars) is not electrically connected to the metal of the structure, that is, to the main frame. Even if extreme care were taken with the anchor bolt placement in order to prevent any direct metal-to-metal contact, the semi-conductive nature of concrete would provide for equally effective connection.
- On the other hand, the presence of a small D-C current can cause corrosion of rebar material. Although AC current as such does not produce corrosion, approximately 0.01 percent of the AC current becomes rectified at the interface of the steel bar and concrete /82/.
- As a result, spitting of concrete may occur either due to the above phenomenon, since a corroded steel occupies approximately 2.2 times of its original volume producing pressures approaching 5000 psi, or due to the passage of a very high current which would vaporize the moisture in the concrete block.

Fortunately, there is a certain threshold potential for the former, approximately 60 VDC, below which no corrosion will occur. Also, a number of field tests concerning the maximum current loading is reported in literature /68, 79, 80/.

For instance, if the evaporation of soil moisture is disregarded, the theoretical value of a short-time overcurrent capacity of concrete-encased electrodes can be estimated by means of Ottendorf's formula /81/:

$$I_w = \frac{1}{R_z} \sqrt{2 \lambda_g \rho_c (T - T_0)} \quad (68)$$

where

- λ_g = Thermal conductivity of the ground, W/m.K
- R_z = Ground resistance of the concrete pole, Ohms
- ρ_c = Ground resistivity, ohm-m
- T, T_0 = Temperature, ambient temperature, K

The applicability of this formula has been verified in /80/, which reports on the results of extensive field testing of concrete poles. In general, if damages are to be prevented, the actual current should be less than the value of I_w found by Equation (68). Use of a 20 - 25 percent safety margin appears reasonable for most practical applications.

Thus, with proper precautions, the concrete-encased foundations may be used as auxiliary ground electrodes.

References /78/, /79/ use the following equation for obtaining the effective resistance of a vertical rod encased in concrete:

$$R_{rod}^* = \frac{1}{2\pi l} \{ \rho_c [\ln(D/d)] + \rho_s [\ln(8L/D) - 1] \} \quad (69)$$

where

- ρ_c is resistivity of concrete, ohm-m
- ρ_s is resistivity of soil, ohm-m
- l is length of a ground rod, m
- d is diameter of a ground rod, m
- D is diameter of a concrete shell, m

Since the above equation can be related to the commonly used formula for a bare ground rod of length l and diameter d , as shown below,

$$R_{rod} = \frac{1}{2\pi l} [\ln(8L/d) - 1] \quad (70)$$

then (69) can be resolved into

$$R_{rod}^* = \frac{1}{2\pi l} \{ \rho_s [\ln(8L/D) - 1] + \rho_c [\ln(8L/d) - 1] - \rho_c [\ln(8L/d) - 1] \} \quad (71)$$

representing a combination of two resistances in series:

- resistance of a concrete "rod" of diameter D , directly buried in soil ρ_s , calculated by (70), and

- resistance of the inner segment of diameter D , containing a metal core of diameter d .

Obviously, the latter term is obtained as a difference of the hypothetical resistance values for a rod in concrete, if alternatively, d and D are entered into the single-medium formula (70), and ρ_s is replaced by ρ_c .

Such an approach is generally valid for any other electrode having a different shape. Noting, for convenience,

$$R_{SM} = F(\rho_s, S_0, G) \quad (72)$$

$$R_{DM} = F(\rho_c, S_0, G) + F(\rho_s, S_1, G) - F(\rho_c, S_1, G) \quad (73)$$

where in addition to the symbols already mentioned,

R_{SM} is electrode resistance in single medium

R_{DM} is electrode resistance in dual medium

S_0 is surface area of a given electrode

S_1 is area of interface

G represents a certain geometrical factor characterizing the particular shape of a given electrode

This form is adaptable to a variety of electrodes, buried in soil and assumed to be surrounded by a concentric shell of a material which has different resistivity than the soil. One possible model of this type, for which the Schertz's formula for a rodbed can easily be modified, is shown in Figure 18.

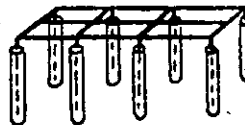


Figure 18.

Recommendations:

12.6.1 Connect anchor bolt and angle stubs to the reinforcing steel for a reliable metal-to-metal contact.

12.6.2 Make sure enough primary ground conductors (grounding grid and rods) will carry most of the burden of a high fault current and reduce the DC leakage to allowable level.

12.6.3 Bentonite clays may be used in areas of a high soil resistivity to reduce the resistance of primary grounding. Augering a hole and backfilling it with a bentonite slurry, say 15-25 cm (6-10 inches) around a ground rod, is a useful method to prevent the predominance of auxiliary electrodes in dissipating the fault current.

CONCLUSIONS

The second part of the proposed revised text of IEEE Std. 80 has been presented. It provides new material on GIS (Gas Insulated Substations), uniform and two-layer soils, use of bentonite and of concrete-encased electrodes. Information on the selection of grounding conductors and joints also is considerably revised and extended. More attention has been paid to the role of ground rods and cross-connections since a grid-rod combination is viewed as the most common type of a grounding system, used by the industry.

ACKNOWLEDGEMENTS

Section 8 has benefitted from the work done in the 1973-76 period by the Task Force on GIS Grounding of W.G. 70.1, led by E.F. Jones and having the following members: T.H. Dodds, R. G. Holdway, L.C. Robinson, J.G. Sverak, and M. Swardlow. The adapted material presented herein, reflects most of the ideas described in Chapter 4.3 of the IEEE Document P468-D5, presently balloted by the Working Group 70.1 "Gas Insulated Substations" of the Transmission Substations Subcommittee.

(However, additional work has been done in the area of GIS equivalent circuits for the analysis of touch potentials by Sverak and Dodds.)

Section 9 has utilized some material drafted by the following members of Working Group 80.1 "Permanent Connections in Substations" of the Distribution Substations Subcommittee: J. B. Cannon, F. Eldridge, D. Dobbs, L. N. Ferguson, H. H. Ferris, R. D. Jasek, F. W. Knorr, W. C. McCart, J.L. Mixon, T.S. McLennan, E. S. Ralla, R. H. Bower and W. K. Svitzer.

The Authors wish to thank their respective managements and companies for continued encouragement and technical support during the preparation of this second report; namely to:

Gibbs & Hill Inc., New York, ITT Blackburn Co., St. Louis, Southern Company Services, Atlanta, Consumers Power Company, Jackson, Michigan, Dayton Power & Light Co., Dayton, Ohio, Georgia Power Co., Atlanta, Ga., McGraw-Edison Co., Canonsburg, Pa., Safe Engineering Services Ltd. Montreal, Canada, USDA Rural Electrification Admin., Washington D.C., Westinghouse, Pittsburgh, Pa., Carolina Power & Light Co., Raleigh, N.C., Shawinigan Engineering Company Ltd., Montreal, Canada, Los Angeles Department of Water and Power, Los Angeles, Calif.

REFERENCES (Part II only)

- /41/ J. G. Sverak, W. K. Dick, T. H. Dodds, and R. H. Heppa, "Safe Substation Grounding - Part I", (W. G. 78.1 Report Paper 80 SM 652-08), IEEE Trans. Vol. PAS-100, pp. 4261-4270, September 1981.
- /42/ "Application Guide on Methods of Substation Grounding", by AIEE Working Group on Substation Grounding Practices, AIEE Transactions Vol. 73, Part III-A, pp. 271-278, 1954.
- /43/ F. Dawalibi, M. Bouchard, D. Mukhedkar, "Survey on Power System Grounding Design Practices", IEEE Transactions, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1396-1405, July/August 1980.
- /44/ IEEE Std. 81, "RECOMMENDED GUIDE FOR MEASURING EARTH RESISTIVITY, GROUND IMPEDANCE AND EARTH SURFACE POTENTIALS OF A GROUND SYSTEM", IEEE Inc., New York 1961.
- /45/ T. H. Dodds, H. E. Spindie, "Grounding of Gas Insulated Substations," *Ibid.*, Vol. PAS-94, No. 4, pp. 1183-1191, July/August 1975;
- /46/ H. W. Graybill, H. C. Koshler, J. D. Madkerni, and J. H. Nicholas "Termination of High-Pressure Oil Cables in SF6 Gas-Insulated Substation Equipment", *Ibid.*, Vol. PAS-93, No. 5, pp. 1669-1674, Sept/Oct 1974.
- /47/ ANSI C2-1977 NATIONAL SAFETY CODE -- note particularly ANSI C2.1-1972 Rule 123, Rule 127b, Rules 151 and 152, Rule 160B, Rule 192 and ANSI C2.2-1976 Section 9.
- /48/ L. S. Palmer, "Examples of Geotechnical Surveys", (Paper 2791-M), IEE Journal, pp. 231-244, Jan. 1955.
- /49/ P. L. Bellaschi, "Lightning Currents in Field and Laboratory", AIEE Trans., Vol. 54, pp. 837-843, 1935 yr.
- /50/ IEEE Paper 62-280 "Use of Aluminum for Substation Buses" authored by Working Group 97.1.
- /51/ H.M. Towns "Lightning Arrestor Grounds", Parts I, II, III, General Electric Review, Vol. 35, pp. 173-280, March to May, 1932.
- /52/ H.R. Armstrong "GROUNDING Electrode Characteristics from Model Tests", AIEE Trans., Vol. 72, Part III, pp. 1301-1306, 1953.
- /53/ J. Nleemann, "Unstellung von Hochspannungs-Erdungsanlagen Auf Den Betrieb Mit Starr Geerdetem Sternpunkt", E-Z, Vol. 73, No. 10, pp. 333-337, May 1952.
- /54/ IEEE Std. 142-1972 (Green Book), p. 88, Table 8, by IEEE Inc., New York 1972.
- /55/ R. Rudenberg "Fundamental Considerations on Ground Currents", Electrical Engineering, Vol. 64, January 1945.
- /56/ S. J. Schwartz, "Analytical Expression for Resistance of Grounding Systems", AIEE Trans., Vol. 73, Part III-B, pp. 1011-1016, 1954.
- /57/ S. W. Kerosi "Design of Switchyard Grounding Systems Using Multiple Grids", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1341-1350, March 1981.
- /58/ V. E. Manilov, and A. K. Torpov, "Measurement of the Resistance of Ground Connections of a 220 - 110 kV Substation with Actual Short-Circuit Currents", CIGRE Report No. 332 of 1937.
- /59/ "MANUAL ON GROUND RESISTANCE TESTING", Publ. No. 25 J, James O. Biddle Company, 1952.
- /60/ A. L. Kinyon, "Correlation of Measured and Calculated Substation Ground Grid Resistance", AIEE Trans. Vol. 76, Part I, pp. 698-701, 1959.
- /61/ C. F. Tegg, EARTH RESISTANCES, book, Pitman Publishing Corporation, New York 1964.
- /62/ F. Wenner "A Method of Measuring Earth Resistances", Report No. 258, Bulletin of the Bureau of Standards, Vol. 12, No. 3, pp. 469-482, February 1916.
- /63/ H.G. Taylor, "The Current-Loading Capacity of Earth Electrodes", IEE Journal, Vol. 77, pp. 542-560, October 1935.
- /64/ J. R. Eaton, "Grounding Electric Circuits Effectively", General Electric Review, Vol. 44, 1941.
- /65/ J. Endrenyi, "Evaluation of Resistivity Tests for Design of Station Ground in Nonuniform Soil", IEEE Trans., Vol. 84, No. 12, pp. 966-970, December 1963.
- /66/ V. N. Mahonar, R.P. Nagar "Design of Steel Earthing Grids in India", *Ibid.*, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2126-2134, Nov/Dec 1979.
- /67/ R. Verma, A. Merand and P. Barbeau "Design of Low Resistance Grounding System for Hydro-Electric Plant Located on Highly Resistive Soils", *Ibid.*, Vol. PAS-97, No. 5, pp. 1760-1768, Sept/Oct 1978.
- /68/ W.K. Dick, H.R. Holliday, "Impulse and Alternating Current Tests on Grounding in Soil Environment", *Ibid.*, Vol. PAS-97, No. 1, pp 102-108, Jan/Feb. 1978;
- /69/ J. G. Sverak, "Sizing of Ground Conductors Against Fusing", *Ibid.*, Vol. PAS-100, No. 1, pp. 51-59, Jan. 1981.
- /70/ B. Thepar, E.T.B. Gross, "Grounding Grids for High Voltage Stations, Part IV - Resistance of Grounding Grids in Nonuniform Soil", IEEE Trans., Vol. PAS-82, pp. 782-788, Oct., 1963.
- /71/ C. J. Blattner, "Prediction of Soil Resistivity and Ground Rod Resistance of Deep Ground Electrodes", *Ibid.*, Vol. PAS-99, No. 5, pp. 1758-1763, Sept./Oct. 1980.
- /72/ A. Semiyen, "Ground Return Parameters of Transmission Lines An Asymptotic Analysis for Very High Frequencies", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1031-1038, March 1981.
- /73/ A. Deri, G. Tevan, A. Semiyen, and A. Castagna, "The Complex Ground Return Plane - A Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 8, pp. 3686-3693, August 1981.
- /74/ V. T. Morgan, "Rating of Conductors for Short-Duration Currents", Proc. IEE, Vol. 118, No. 3-4, pp. 593-570, March/April 1971.
- /75/ C. J. Blattner, "Study of Driven Ground Rods and Four Point Soil Resistivity Tests", (to be printed)
- /76/ D. L. Garrett and H. J. Holtley, "Calculation of Substation Grounding Resistance Using Matrix Techniques", IEEE Trans. Vol. PAS-99, No. 5, pp. 2008-2011, Sept./Oct. 1980.
- /77/ W.R. Jones, "Bentonite Rods Assure Ground Rod Installation in Problem Soils", *Ibid.*, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1343-1346, July/August 1980.
- /78/ E. J. Fagan, R. H. Lee, "The Use of Concrete-Enclosed Reinforcing Rods as Grounding Electrodes", IEEE Trans. on Industry and General Applications, Vol. IGA-6, No. 4, pp. 337-348, July/August 1970.
- /79/ Miller, Hart, Brown, "Stray Current and Galvanic Corrosion of Reinforced Steel in Concrete", Material Performance, Vol. 15, No. 5, pp. 20-27, May 1976.
- /80/ W. Bogajewski, F. Dawalibi, Y. Gervais and D. Mukhedkar, "Effects of Sustained Ground Fault Current on Concrete Poles", Paper 81 WM 202-1, presented at the IEEE - PES Winter Meeting, Atlanta, Georgia, February 1981.
- /81/ F. Ollendorff, ERDSTROME (Ground Currents), book, Springer - Verlag 1928; Burkhauser-Verlag-Baselund, Stuttgart 1969.
- /82/ E. B. Rosa, B. McCollum, and O. S. Peters, "Electrolysis in Concrete", Dept. of Commerce, Tech. Papers of Bureau of Standards, No. 18, pp. 1-137, March 19, 1913.
- /83/ E. R. Stauffercher, "Short-time Current Carrying Capacity of Copper Wire", G. E. Review No. 6, Vol. 31, pp. 326-327, June 1928.
- /84/ F. Dawalibi, and D. Mukhedkar, "Resistance Calculation of Interconnected Grounding Electrodes", IEEE Trans., Vol. PAS-96, No. 1, pp. 59-65, January/February 1977.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS
III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

MODULO: 3

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

AUTOMATIZACION Y CONTROL DE SUBESTACIONES

ING. ARTURO CAMARGO RAYON

PALACIO DE MINERIA

Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 Primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. Tel.: 521-40-20 Apdo. Postal M-2285

APLICACION DE SISTEMAS DE CONTROL CON COMPUTADORAS
EN EL AREA ELECTRICA CENTRAL

Amando Frausto S., Arturo Camacho R.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
Departamento de Automatización y Control
México, D. F.

1. CONCEPTOS BASICOS

1.1 Teoría de la Información

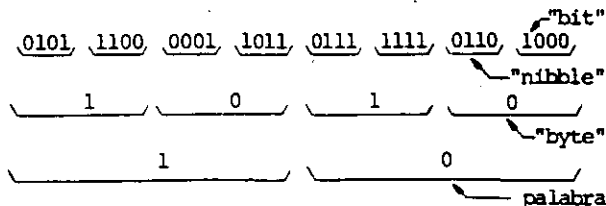
Existen dos tipos básicos de información empleada para la comunicación en sus diversas aplicaciones: (1) discreta y (2) continua. El lenguaje caracteriza al primer tipo y las mediciones físicas de cantidades al segundo. Las formas continuas de información pueden representarse por variables analógicas: corriente eléctrica, deflexión de una aguja, etc.

De los sistemas numéricos, el binario es el más elemental; utiliza los dígitos 1 y 0 para representar dos estados complementarios diferentes (cierto-falso, alto-bajo, etc.) El agrupamiento de dígitos permite distinguir diversas condiciones; formando palabras y mensajes, base del proceso de comunicación digital de las máquinas. Dependiendo de la cantidad de dígitos que se agrupan se puede representar un número mayor o menor de condiciones. Por ejemplo, si relacionamos el sistema binario con el sistema decimal veremos que con cuatro dígitos binarios es posible representar las siguientes cantidades:

BINARIO	DECIMAL
0000	0
0001	1
0010	2
0011	3
1111	15

En general, el número de combinaciones diferentes que pueden enumerarse con el sistema binario es 2^n , siendo n el número de dígitos que se agrupan. En el ejemplo anterior en realidad lo que se hace es enumerar ordenadamente las 16 diferentes combinaciones posibles ($2^4=16$). Los dígitos binarios son conocidos como bits (de "binary digits").

Como se mencionó, al agrupar dígitos se forman palabras y mensajes. A continuación se presenta como ejemplo un mensaje con dos palabras de 16 bits cada una, las que pueden subdividirse como se muestra:



La velocidad de transmisión de información se mide en bits/segundo o Bd (baud); empleándose comúnmente: 60, 110, 600, 1200 y 2400 Bd. Para ciertas aplicaciones especiales pueden requerirse velocidades superiores: 4800 y 9600 Bd o incluso mayores.

El mensaje representado antes puede graficarse según la figura 1. En ésta se ilustra que, los equipos que utilizan este sistema para comunicarse funcionan en base a niveles lógicos de decisión y por ejemplo 0 volts pueden corresponder al estado binario 0 y 5 volts al estado binario 1.

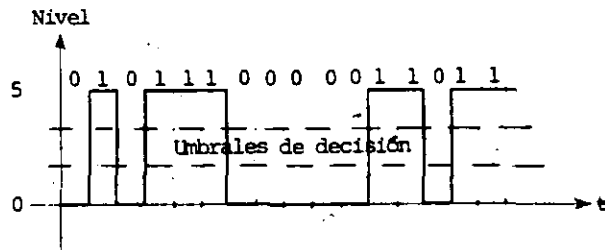


Figura 1

Existen otros sistemas numéricos con más de dos estados o dígitos, los más comunes son:

- Octal: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
- Decimal: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
- Hexadecimal: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, A, B, C, D, E, F

Para representar los caracteres alfanuméricos y gráficos existen códigos establecidos; por ejemplo el de la "American Standard Code for Information Interchange (ASCII)".

1.2 Computadoras y Programación

Como equipo, una computadora está formada de tres subsistemas principales: procesador, memoria y entrada/salida.

El procesador o unidad central de proceso es el "corazón" de la computadora: contiene los circuitos necesarios para obtener y ejecutar instrucciones, una unidad aritmética y lógica para manejar los datos y registros para almacenar los estados del procesador y una pequeña cantidad de datos. También tiene circuitos de interfaz para el control y comunicación con la memoria y subsistemas de E/S (ver figura 2).

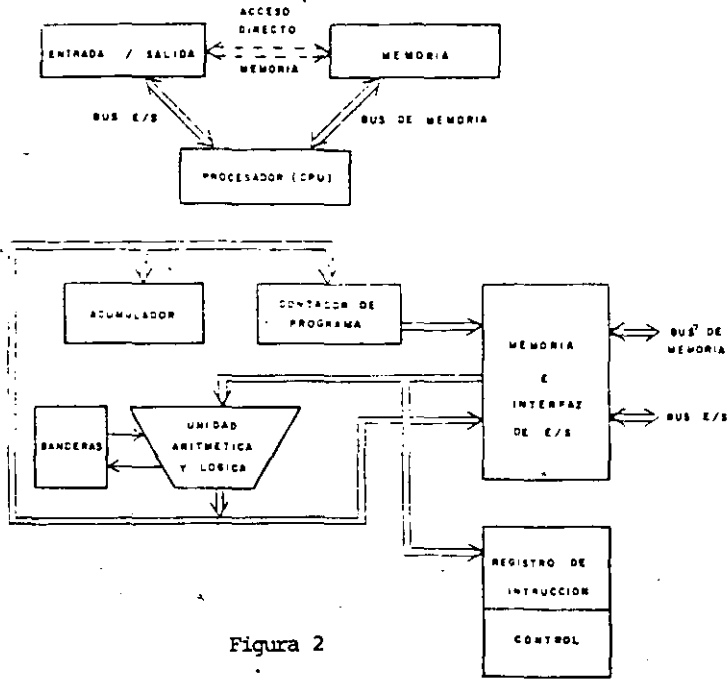


Figura 2

La memoria principal de una computadora tiene la capacidad de almacenar instrucciones y datos. Un bus es simplemente un conjunto de líneas o cualquier otro medio físico para transferir información. Una memoria de computadora tiene algún número de localidades, cada una de las cuales almacena una cantidad de b-bits. Asociado con cada localidad en la memoria, hay un número binario llamado dirección. Si hay n localidades el rango de dirección va desde 0 a n-1.

La distinción que se hace entre la memoria principal de otros tipos de memoria es el acceso aleatorio - El procesador tiene la misma velocidad de acceso para cualquier localidad en memoria. La cinta magnética - por ejemplo, es una memoria de acceso secuencial.

La figura 3 muestra cómo el procesador accesa la memoria principal en un sistema de cómputo pequeño.

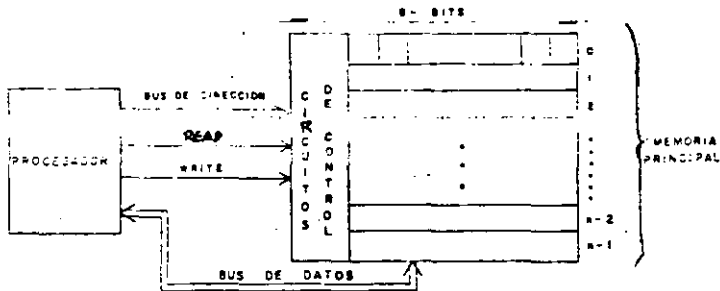


Figura 3

La memoria es un arreglo de n localidades de b-bits cada una. Para leer el dato almacenado en la dirección X, el procesador pone el número X en el bus de dirección y activa la señal READ, la memoria responde colocando el contenido de la dirección X en el bus de datos. Para escribir el valor V en la localidad X el procesador pone la dirección X en el bus de dirección y el dato V en el bus de datos y activa la señal WRITE; la memoria escribe el valor V en la localidad-

especificada X.

El subsistema E/S contiene dispositivos periféricos para comunicarse, observar y controlar el mundo exterior de la computadora. Los periféricos incluyen terminales, impresores, dispositivos de comunicación y sensores mecánicos y actuadores. También se incluye en el subsistema de E/S los dispositivos de almacenamiento masivo, tales como cintas magnéticas y discos. Estos dispositivos se requieren para almacenar información que no es de uso tan frecuente como para tenerla todo el tiempo en memoria principal. No todas las computadoras tienen dispositivos de almacenamiento masivo, sin embargo todas las computadoras requieren al menos de un periférico, puesto que por definición un periférico es el único medio de la computadora para comunicarse con el mundo exterior.

El procesador escribe y lee información a, y desde periféricos por medio de instrucciones de E/S y coloca comandos y datos en el bus de E/S.

En sistemas de cómputo simples, no hay un camino directo desde periféricos a memoria principal; la única forma de transferir datos entre un periférico y memoria es a través del procesador para leerlos del periférico y almacenarlos en memoria o viceversa. Sin embargo, en sistemas que requieren alta velocidad se tiene acceso directo a memoria (DMA) a través de un controlador que permite que un periférico lea y escriba en memoria, requiriéndose la intervención del procesador solo en el inicio del proceso.

El Sistema de Programación de una computadora consiste de instrucciones y datos. Una secuencia particular de instrucciones se llama programa. Los datos manejados por los programas se llaman bases de datos, archivos o simplemente datos, dependiendo de su naturaleza y cantidad.

Las instrucciones más primitivas que se pueden dar a una computadora son las que se interpretan directamente por "hardware" en lenguaje de máquina. Las instrucciones en lenguaje de máquina son codificadas en base de conjuntos de bits; usualmente una instrucción por localidad de memoria. El procesador trae u obtiene (fetches) las instrucciones de máquina de la memoria y las ejecuta una por una. Las instrucciones de máquina efectúan operaciones primitivas tales como "sumar al contenido del registro A", "almacenar el contenido del registro A en la localidad de memoria 15", "sumar el contenido de la localidad de memoria 35 al registro B" o "salta a la instrucción de la localidad 207 si el registro B es cero".

Puesto que es difícil para el humano leer y reconocer información presentada en forma de bits, los programas se escriben en diversos lenguajes, e.g., ENSAMBLADOR, FORTRAN, PASCAL, etc.

La programación de muchas computadoras está escrita en lenguaje ensamblador. Este lenguaje se usa con frecuencia en computadoras pequeñas o en módulos que se usan con bastante frecuencia. Sin embargo, se requiere para realizar alguna función un gran número de instrucciones en ensamblador, lo que puede ser establecido en una línea usando otro lenguaje, como "SET W EQUAL W PLUS X MINUS Y DIVIDED BY Z" o "REPEAT THE NEXT SEQUENCE OF INSTRUCTIONS UNTIL X IS LESS THAN O OR Y EQUALS Z".

Estudios realizados demuestran que los tiempos requeridos para escribir, depurar un programa, la dificultad de entenderlo y mantenerlo son proporcionales al número de instrucciones, con una pequeña dependencia de la complejidad de cada instrucción. Por lo tanto, la mayoría de programas son escritos en lenguajes de alto nivel que permiten operaciones comunes como son la evaluación de expresiones, repeticiones, asignaciones y acciones condicionadas, que pueden realizarse mediante una sola proposición.

Además, lenguajes de alto nivel estructurados (e.g., PASCAL), obligan a la utilización de una disciplina de programación que hacen que los programas sean más fáciles de diseñar, entender y mantener.

Hay algunos argumentos que recomiendan el lenguaje ensamblador para algunas aplicaciones. Puesto que el lenguaje ensamblador permite explícitamente el acceso al lenguaje de máquina, es teóricamente posible que un programa en ensamblador sea al menos tan compacto y eficiente como un programa en lenguaje de máquina obtenido de un programa de alto nivel. Dependiendo del compilador, la computadora y la aplicación, un programa de alto nivel podría ser entre 0% a 300% más grande y lento que un programa optimizado en lenguaje ensamblador, escrito por un programador de destreza promedio.

Los altos costos de desarrollo de los sistemas de programación y de su mantenimiento, obligan en muchos casos a la utilización de lenguajes de alto nivel, haciendo a un lado sus deficiencias. En muchos proyectos, el costo de más memoria para almacenar programas más grandes es menor que el costo de contratar más programadores.

La velocidad de ejecución para un programa de alto nivel usualmente no representa problema. Si se determina que un programa es muy lento, se mejora en la mayoría de los casos escribiendo alguna pequeña parte de él.

Puesto que las instrucciones en lenguaje de máquina están "codificadas", la acción de escribir instrucciones en cualquier lenguaje se conoce como "una línea de programación," donde la instrucción se conoce como código. Una línea de programación es justamente una pequeña parte de un programa, el cual engloba todos los aspectos del proceso: diseño, especificación, documentación, codificación y depuración.

1.3 El Control de Procesos

La utilización de computadoras digitales se ha venido generalizando en el control de procesos, principalmente en los que por la cantidad de variables que deben manejarse los sistemas analógicos resultan inadecuados. Además al usar una computadora se resuelven otros problemas del proceso; por ejemplo, reportes, archivo de datos, estudios de operación, etc. También con una computadora digital se consigue una mejor presentación de la información para el operador.

En todos los procesos, las variables pueden dividirse como se muestra en la figura 4.

- Variables de control u . Son las variables cuyos valores pueden ajustarse para llevar al proceso a un estado deseado.

- Disturbios w . Son variables cuyos valores afectan

la operación del sistema y constituyen generalmente una parte no controlable.

- Variables de estado x . Son variables usadas para describir el estado del proceso.

- Variables medidas z . Las variables de estado, en la mayoría de los casos, no son directamente accesibles y se requiere de un sistema de medición. El sistema de medición produce invariablemente el vector de errores v .

- Variables manipuladas. Son las salidas del sistema de control.

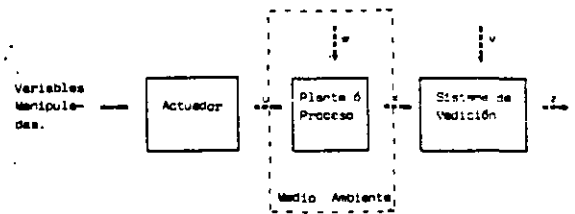


Figura 4 Variables de un Sistema

1.3.1 Control Convencional

En la figura 5 se muestra un sistema de control convencional o analógico y consta de un lazo con realimentación. El valor de la variable de estado x se detecta con un sensor, obteniendo la variable medida z . La variable medida se compara con un valor de referencia para generar un error. El controlador genera un cambio en la variable de control hasta que el error sea cero. La salida del controlador se aplica al sistema por medio de un actuador.

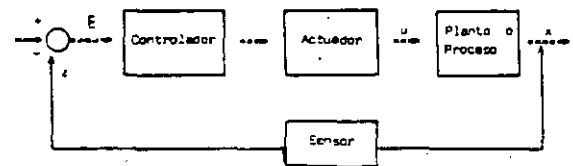


Figura 5 Control en lazo con realimentación

1.3.2 Control Digital Directo (CDD)

En el control digital directo la computadora calcula los valores de las variables manipuladas directamente de valores de referencia, variables de estado y otras mediciones del proceso. Las acciones de control de la computadora se aplican en línea al proceso como se muestra en la figura 6.

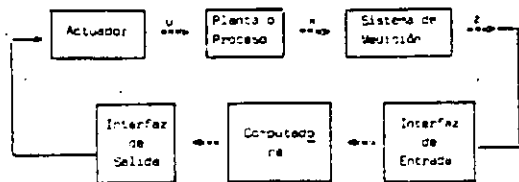


Figura 6 Control digital directo (CDD)

Debido a que las variables manipuladas son calculadas por medio de la computadora, la función del controlador es reemplazado por la utilización de un algoritmo de control.

1.3.3 Control Supervisorio

El control supervisorio es una de las aplicaciones - que más comúnmente se encuentran en el control de procesos con computadora. En esta aplicación la computadora actúa bajo comandos de un operador y proporciona los valores de referencia a los controladores para la operación de la planta o proceso, un esquema de control supervisorio se muestra en la figura 7. En este tipo de control, al igual que en el CDD, es necesaria la obtención de valores de distintas variables del proceso. En base al procesamiento y presentación de la información y considerando las restricciones de operación del proceso, la computadora representa una ayuda para operar eficientemente el proceso.

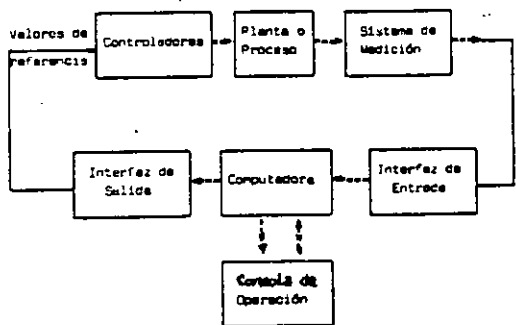


Figura 7 Sistema de control supervisorio

1.3.4 Variables del Sistema de Potencia

En relación con la figura 4, los vectores de variables del sistema de potencia son:

- Variables de estado x . El vector de estado en un sistema de potencia se define como el vector de voltajes complejos que incluye el

voltaje V_i de cada uno de los nodos de la red, V_i se representa en el plano complejo por:

$$V_i = e_i + jf_i \quad i=1, 2, \dots, N$$

Donde e_i es la parte real y f_i la parte imaginaria.

La expresión anterior puede representarse en coordenadas polares por la siguiente expresión:

$$V_i = U_i \angle \theta_i$$

Donde U_i es la magnitud del voltaje y θ_i la fase del mismo.

Por consideraciones físicas, el ángulo de fase en el K -ésimo nodo puede considerarse igual a cero (nodo de holgura). Entonces la dimensión n del vector x está dada por:

$$\dim [x] = 2N - 1 = n$$

Sin pérdida de generalidad, si hacemos $k=1$, las componentes del vector x está definida como:

$$x^t = [e_1, e_2, \dots, e_n, f_2, \dots, f_n] = [x_1, \dots, x_n]$$

Conociendo x y los parámetros de la red, es posible calcular todas las otras variables del sistema de potencia, i.e., corrientes, flujos en las líneas, etc.

- El vector de variables medidas z . Como se mencionó el vector de estado x no es directamente accesible y tiene que estimarse a partir del vector z , el cual es de dimensión $m \geq n$. La tabla 1 incluye cinco tipos diferentes de vectores z . En general, la función de relación entre los vectores z y x son funciones no-lineales dadas por:

$$z = h(x) + v$$

Donde el vector v es el vector de errores que produce el sistema de medición.

Tabla 1
Esquema de medición para un sistema con N buses y M líneas

Caso	Componentes	dim z
1	Potencias real y reactiva (P_i, Q_i) en todos los nodos, excepto i ($P_i, 0$) para el de holgura (inyecciones)	$2N-1$
2	Igual que el caso 1, más la magnitud del voltaje U para todos los nodos	$3N-1$
3	Flujos activos y reactivos (P_{ik}, Q_{ik}) en ambos extremos de la línea	$4M$
4	Igual que el caso 3, más magnitudes de voltaje en todos los nodos	$4M+N$

5 Sistema de medición con redundancia total

$$z = \left[\dots (P_i, Q_i) \dots (P_{ik}, Q_{ik}) \dots U_i \dots \Theta_i \dots \right] \quad 4N-1+4M$$

$$\Theta_i = \arctan f_i / \epsilon_i$$

El vector z del primer caso de la tabla 1 corresponde a un sistema de medición sin redundancia. En cambio, en el caso número 5 se trata de un sistema de medición totalmente redundante. Estos dos casos son pocos realistas ya que el primero sería totalmente inseguro y el quinto ilógico desde el punto de vista económico. La redundancia de los sistemas de medición es muy variable y depende de la configuración de la red, políticas de operación y de la programación de soporte para estimar el vector de estados.

- El vector de errores v. Un sistema de medición está siempre sujeto a errores aleatorios y a errores que siempre introducen los instrumentos empleados. Estos errores pueden clasificarse en:

1. Errores de instrumentos
 - . Precisión
 - . Instrumentación incompleta
 - . Puntos de datos malos
2. Modelo matemático
 - . Errores en el modelo matemático
 - . Imprecisión de los parámetros de la red
3. Incertidumbre
 - . Tiempo de respuesta del sistema de medición
 - . Cambios inesperados del sistema

Los errores del primer caso podrían reducirse mejorando el equipo de medición a expensas de costos altos por este concepto. En el segundo caso, el modelo matemático podría mejorarse con el sacrificio evidente de velocidad de cálculo y el aumento en capacidad de memoria para almacenar información. Adicionalmente a los errores enumerados se tienen los errores de incertidumbre imposibles de evitar.

En general, el vector de errores v constituye una parte importante que debe considerarse en la estimación del vector de estados x. Actualmente, muchos sistemas modernos de control con computadora cuentan con técnicas de estimación de estados para validar e identificar mediciones erróneas. Este punto es de vital importancia si consideramos que la información será usada para lograr la operación óptima y segura del sistema.

- El vector de disturbios w. El vector de disturbios w está constituido por las demandas P_{Di}, Q_{Di} las que están fuera de nuestro control ya que son directamente dependientes de las necesidades de los usuarios, entonces

$$w = \left[\dots P_{Di}, Q_{Di}, \dots \right] \quad i = 1, \dots, l$$

La dimensión de w es: $\dim [w] = 2l$

1.4 Confiabilidad

La confiabilidad se puede definir como la probabilidad de que un componente cumpla sus funciones, durante un tiempo determinado cuando es colocado

en condiciones ambientales especificadas.

El término componente denomina las partes que no se reparan durante su vida útil. Si un componente falla se retira de la población bajo consideración. Generalmente es sustituido por un componente nuevo, pero no se excluye la posibilidad de que algunos dañados se reparen, siempre y cuando se recuperen sus propiedades originales, en cuyo caso se le considera como un componente nuevo.

El término equipo o sistema, denomina un ensamble de componentes. El término "complejo" se le añade cuando el número de componentes es grande.

Se dice que un sistema está en estado de falla - cuando se le termina su capacidad para desarrollar la función que tiene asignada.

Si la confiabilidad se define como la probabilidad de que un componente desarrolle una función especificada, bajo condiciones ambientales establecidas, por un período de tiempo dado, entonces la confiabilidad puede expresarse como un número real entre 0 y 1, donde 0 representa la ocurrencia segura de la falla y 1, la incurrancia de la falla. Si P es la probabilidad de que falle, se debe cumplir:

$$P + F = 1$$

La confianza que un usuario le tiene a un sistema en particular está directamente relacionada con su confiabilidad. Sin embargo calcular la confiabilidad de un sistema complejo puede ser muy difícil.

1.4.1 Sistemas con Redundancia

Dependiendo del nivel de confiabilidad que se requiera de un sistema, será necesario adicionar una determinada cantidad de elementos a la cantidad mínima con la que se puede ensamblar el sistema. A continuación se presentan con un enfoque de probabilidad los conceptos básicos de confiabilidad considerando los posibles arreglos redundantes.

Si se toman en cuenta dos sistemas S_1 y S_2 y asignamos las variables aleatorias x y y como sus tiempos de falla y si $X(\zeta)$ es el tiempo de operación para S_1 desde $t = 0$ hasta su falla y $Y(\zeta)$ para S_2 , la función de distribución $F_x(t)$ será la probabilidad de que S_1 falle antes del tiempo t (iniciando en $t = 0$) y $F_y(t)$ es la función de distribución de S_2 . La probabilidad que S_1 falle en el intervalo $(t, t + \Delta t)$ será igual a $f_x(t) \Delta t$, donde $f_x(x)$ es la función de densidad de x y similarmente para y . La función de distribución conjunta $F_{xy}(t_1, t_2)$ es igual a la probabilidad que S_1 falle antes de t_1 y S_2 falle antes de t_2 . Existen tres formas básicas de conectar estos dos sistemas para formar un nuevo sistema combinado como se ilustra en la figura 8 para los que se aplican las siguientes definiciones:

Conexión serie. Se dice que un sistema está conectado en serie si el sistema combinado S falla cuando al menos uno de ellos falla (esto no necesariamente implica una conexión física en serie). Si z, es una variable aleatoria que representa el tiempo de falla para el sistema combinado, su tiempo de operación $z(\zeta)$ de S será el mínimo de los dos núme -

ros $x(\zeta)$ y $y(\zeta)$, por lo tanto la variable aleatoria z relaciona x y y por:

$$z = \min(x, y)$$

Conexión paralelo. En este caso se tiene que un sistema combinado falla solamente si ambos sistemas fallan, resultando obvio que:

$$z = \max(x, y)$$

Conexión con un elemento en espera. En este caso, S_1 se pone en operación al tiempo $t=0$, mientras S_2 está en espera. S_2 se pone en operación en el momento que S_1 falla. El sistema combinado falla cuando S_2 falla. Se ve claro que el tiempo de operación $z(\zeta)$ de S es igual a la suma de los tiempos $x(\zeta)$ y $y(\zeta)$ que como ya se indicó son los tiempos de funcionamiento de cada sistema; por lo tanto la nueva variable aleatoria z está relacionada con las otras dos por:

$$z = \text{suma}(x, y)$$

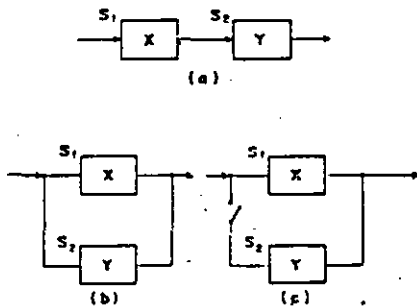


Figura 8 Arreglos Básicos de Redundancia: a) Serie b), Paralelo y c) con un Elemento de Espera

Un sistema combinado de orden n con redundancia serie (S_1, S_2, \dots, S_n) falla si cualquier S_i falla. Si las fallas son totalmente independientes y si P_1, P_2, \dots, P_n son las confiabilidades correspondientes, la confiabilidad del sistema combinado P está dado por:

$$P = P_1 P_2 \dots P_n$$

y para un sistema con redundancia en paralelo se tiene:

$$P = 1 - (1 - P_1)(1 - P_2) \dots (1 - P_n) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i)$$

En la práctica no es posible utilizar la redundancia en forma irrestricta debido a limitaciones de: complejidad, costo, tamaño, etc. Además, en muchos casos el empleo de redundancia implica el uso de elementos adicionales, los que están sujetos también a posibles fallas.

Algunos sistemas usan redundancia sin que necesariamente se identifiquen claramente los elementos redundantes y/o su tipo (serie, paralelo, etc.). El concepto de redundancia no se aplica sólo para elementos físicos; se encuentra en la transmisión de información, código de un programa, etc. En ocasiones disminuye la posibilidad de que una falla en alguna compo-

ponente cause trastornos al usuario de un sistema. Por ejemplo el empleo de relevadores con redundancia serie baja el riesgo de daños por contacto pegado; e.g. considerar que un controlador toma diversas acciones, dependiendo del tiempo que dure cerrado un contacto que lo comanda.

1.4.2 Disponibilidad y Facilidad de Mantenimiento

Otros dos conceptos íntimamente relacionados con la confiabilidad de un sistema que impactan también la redundancia son: disponibilidad y facilidad de mantenimiento.

Disponibilidad de un sistema. La disponibilidad de un sistema se refiere al tiempo útil de operación con respecto a un período de interés y puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTR} \times 100$$

donde:

A = disponibilidad
MTBF = tiempo medio entre fallas
MTR = tiempo medio por reparación

Facilidades de mantenimiento. La disponibilidad de un sistema se incrementa a medida que se aumenta el factor MTBF y se disminuye el factor MTR. Para lograr esto es necesario aplicar adecuadamente los mantenimientos correctivos y preventivos.

1.4.3 Variación de la Confiabilidad con el Tiempo

Se distinguen tres tipos de mortandad: (1) - mortandad infantil, (2) mortandad casual o aleatoria y (3) mortandad por fatiga. Estos tres tipos de mortandad se representan mediante la curva de tasa de falla de la figura 9 ("curva tina de baño"). De los tipos de mortandad el único dependiente directo del tiempo es el tercero ya que la tasa de falla aumenta con su paso.

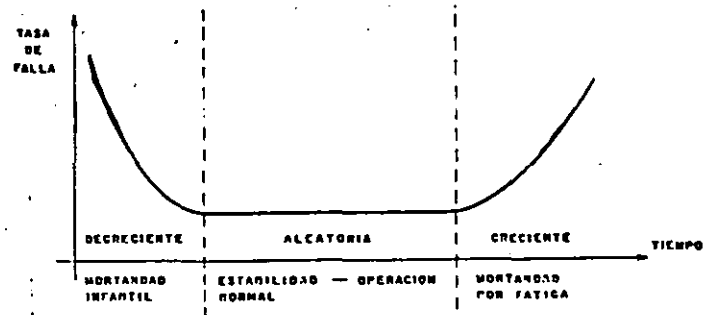


Figura 9 Variación de la Confiabilidad con el Tiempo

1.5 Control de Sistemas de Potencia

El diseño de sistemas de control hasta 1970 se efectuó considerando funciones de control locales y centralizadas, pero generalmente independientes, ejemplos de estas aplicaciones de control son: Control Automático de Generación y Control Supervisorio del Sistema de Transmisión y Generación. El funcionamiento de un Sistema de Potencia es muy complejo y su control requiere una coordinación estrecha de diversas funciones para lograr una confiabilidad de servicio adecuada y economía en la operación del sistema. Seguridad y economía son los factores más importantes que motivan la necesidad de tener un sistema de control integrado desde el punto de vista del sistema de potencia. El continuo estado cambiante de la demanda, generación y sistema de transmisión requiere una vigilancia continua e instantánea, mediante la cual se tiene un panorama real y en el momento preciso de las condiciones actuales del sistema de potencia, lo cual permite tomar las acciones de control adecuadas.

En los últimos años la filosofía en el diseño de sistemas de control ha cambiado y ahora se pretende crear sistemas de control integrados en tiempo real, donde la seguridad y la economía son la base fundamental en el diseño.

El término sistema de control se usa aquí en su sentido más amplio y en general implica un proceso de decisión.

Un sistema de control con seguridad, es el conjunto integrado de controles automáticos y manuales para la operación continua y eficiente del sistema eléctrico bajo todas las condiciones posibles.

El primer punto importante del concepto anterior es que se tiene un sistema integrado de controles lo cual requiere un enfoque global del sistema de potencia y donde el operador forma parte del sistema de control.

Otro aspecto importante es que las decisiones de control del sistema computadora-hombre deben efectuarse no sólo cuando el sistema de potencia funciona normalmente, sino también bajo condiciones anormales.

Desde el punto de vista de funcionamiento, en el sistema de potencia se pueden identificar cinco estados de operación: normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restaurativo. Desde el punto de vista de control estos estados se pueden agrupar en tres: normal, emergencia y restaurativo.

1.5.1 Jerarquía de Control

Ante un disturbio cada componente del sistema eléctrico reacciona con diferente rapidez, desde la respuesta casi instantánea del sistema de transmisión hasta la respuesta de la caldera en el orden de minutos. Esto sugiere la necesidad de tener acciones de control de acuerdo al tiempo disponible para su implantación.

La teoría de control en varios niveles jerárquicos reconoce las restricciones de tiempo, optimalidad y coordinación de las acciones de control mediante la estructuración de controles en los siguientes niveles:

- Directo
- Optimización
- Adaptivo

Funciones típicas de control directo para los estados de operación se muestran a continuación:

NORMAL Control automático de generación
Regulación de voltaje en generación
Cambio automático de taps en transformadores
Control de turbina mediante gobernador
Conexión y desconexión de elementos

EMERGENCIA Eliminación de fallas
Corte de carga
Desconexión de generadores
Partición del sistema

RESTAURATIVO Restauración automática de alimentadores
Transferencia automática de carga

Se puede observar que la mayoría de las funciones enumeradas requieren de la medición de una variable, comparación con una referencia y una decisión lógica la cual se puede realizar en forma rápida.

Funciones típicas de control optimizado en los diferentes estados de operación se muestran a continuación:

NORMAL Despacho económico de generación
Intercambio económico de generación

EMERGENCIA Control de demanda

RESTAURATIVO Procedimiento de restauración dinámico

La implantación de las acciones de control en este nivel se efectuará a través de órdenes dirigidas a los subsistemas de control directo, al operador de sistema o directamente al sistema eléctrico.

Funciones de control adaptivo típicas en los diferentes estados de operación se presentan a continuación:

NORMAL: Análisis de seguridad del sistema
Estudio de flujos en línea
Pronóstico de demanda
Coordinación hidrotérmica a corto plazo
Control de voltaje en el sistema
Determinación de puntos de referencia en funciones de control directo

EMERGENCIA Determinación de límites de variables.
Identificación de variables restrictivas.
Simulación de lógica en niveles inferiores.

RESTAURATIVO

Determinación de límites de variables.
Simulación de lógica en niveles inferiores.
Identificación de variables restrictivas.

La implantación de estas funciones se hará a través del operador, que con los medios disponibles realizará acciones sobre los subsistemas de control directo y sobre el sistema eléctrico directamente.

1.5.2 Procesamiento de Información

Como parte fundamental del control de un proceso se requiere tener información que describa el estado del sistema y en base a la cual se puedan tomar decisiones de control.

Con la tecnología actual para la adquisición de datos se puede tener información "en línea", donde en forma automática y sin intervención humana se colecta la información del sistema de potencia y se transmite hasta la computadora en cargada de almacenarla y realizar decisiones. La operación en línea trae consigo problemas importantes tales como: la validación de la información y la estructuración del modelo del sistema. Estos problemas son de solución trivial en las operaciones fuera de línea y plantean preguntas básicas a la filosofía del análisis de seguridad en línea del sistema. La problemática central es el valor de estudios de seguridad basados en posible información errónea, la cual no representa al sistema eléctrico real.

Lo anterior ha motivado en los últimos años el desarrollo de técnicas especiales para el procesamiento de información las cuales permiten detectar inconsistencia en la información y además identificar valores con alta probabilidad de poseer errores anormales. Estos métodos han logrado la consistencia entre información y objetivo del análisis de seguridad, permitiendo acciones de control confiables.

Se reconoce y acepta que la medición de cualquier cantidad física involucra un cierto error, sin embargo los errores que se desean detectar e identificar no son estos (normales, aleatorios) sino los anormales debidos a fallas de equipo que resultan en valores fuera del rango aleatorio.

Las ideas intuitivas para lograr la detección e identificación de errores se basan en el concepto de redundancia de información, lo cual da la posibilidad de comparar valores e identificar, basado en un nivel de probabilidad, los puntos sospechosos de error.

Las funciones de procesamiento de información necesarias en un centro de control son:

- . Configuración del sistema
- . Estimación de estado

El configurador de la red determina la conectividad eléctrica del sistema en base a la posición de interruptores y proporciona el modelo eléctrico a usar en estudios posteriores. El estimador de estado filtra la información y en su caso detecta e identifica datos erróneos con lo cual la información a usar en estudios de seguridad o de control adaptivo es validada.

1.5.3 Areas de Control

En sistemas interconectados generalmente se tienen áreas de control definidas por: límites de compañías, extensión territorial, centros de demanda importante, etc. Esta división descentraliza funciones de rutina de operación pero crea la necesidad de un centro coordinador de las funciones de seguridad y economía que necesariamente deben tener un enfoque global.

En cada área de control se puede aplicar las técnicas de control en varios niveles, pero dichas funciones estarán coordinadas por las funciones de optimización y adaptivas del centro coordinador. Esto aumenta la complejidad del problema de control ya que requiere de intercambio de información entre computadoras y disponibilidad de información. La tendencia actual es diseñar los sistemas de control con la redundancia adecuada en cada elemento, para ser consistentes con el objetivo del control.

1.6 EL SISTEMA DE CONTROL

La utilización de computadoras en la operación de un sistema eléctrico de potencia resuelve las funciones: (1) obtención y procesamiento de la información, (2) control, (3) análisis de seguridad, (4) estudios, (5) estadística y entrenamiento del personal operativo en base a simuladores.

Su estructura se resume en dos aspectos básicos.

- Implantación de la estructura adecuada para presentar en un centro de control, una imagen en línea de las condiciones de operación del sistema eléctrico. La actualización de la imagen en este centro, se hace de tal manera que los intervalos de tiempo entre adquisiciones de datos, sean suficientemente pequeños para reflejar las condiciones del sistema en una base denominada "tiempo real"
- Configuración del centro de control para permitir el aprovechamiento de la imagen de datos para la toma inteligente de decisiones y tener además los medios adecuados para aplicar estas decisiones a través de los comandos de control necesarios, los que pueden ser manuales y/o automáticos.

1.6.1 Criterios de diseño

Los criterios más importantes en el diseño se pueden resumir en:

- 1) Respuesta del sistema. Esta característica determina que tan rápido es un sis-

tema para satisfacer una función solicitada. Se puede medir considerando el tiempo que transcurre desde que se solicita la realización de una función hasta que ésta se satisface. El tiempo requerido para la realización de la función depende de su naturaleza e importancia, estando íntimamente determinado por la velocidad de respuesta del "hardware" y del "software".

- 2) Disponibilidad del sistema. La disponibilidad de un sistema se refiere al tiempo útil de operación con respecto a un período de tiempo de interés. Es recomendable clasificar las funciones dependiendo de su grado de importancia, exigiendo mayor disponibilidad las funciones más críticas. Por ejemplo, las funciones de la interfaz hombre-máquina se deben considerar de alta disponibilidad, ya que el operador podría realizar al menos las funciones mínimas de operación. Esta característica determina en parte las posibles redundancias en el sistema y la confiabilidad de los componentes.
- 3) Facilidades de mantenimiento. Para lograr una buena respuesta y una alta disponibilidad del sistema, es necesario tener un buen diseño, una buena implantación y buena operación; siendo un factor muy importante el mantenimiento de equipos y programación. Los tiempos de reparación de fallas dependerán de la capacitación del personal de los equipos y ayudas de diagnóstico con que se cuenta. Se deberá prever que el sistema permita usar la computadora como auxilio en el diagnóstico, depuración, correcciones, actualización, pruebas, mejoras y mantenimiento preventivo sin impacto en la operación normal del sistema.

1.6.2 Componentes del sistema

El sistema de control se puede considerar formado por los siguientes elementos: 1) Adquisición de datos y control, 2) Comunicaciones, 3) Computadoras, 4) Interfaz hombre-máquina, 5) Programación, 6) Sistema de alimentación no interrumpible. La configuración mínima se muestra en la figura 10.

1) Subsistema de adquisición de datos y control. Este subsistema consiste del equipo terminal remoto para enlazar los dispositivos sensores y/o controladores del sistema de potencia que envían o reciben la información al o del centro de control, interfaces con canales de comunicación y el equipo en el centro de control para acoplarse con el subsistema computadora.

2) Comunicaciones. Son los elementos que proporcionan el medio de transmisión y/o recepción de datos entre el centro de control y el equipo terminal remoto.

3) Subsistema computadora. Este subsistema requiere de computadoras diseñadas para operar en tiempo real, contando con un sistema operativo orientado para este fin, lo suficientemente eficiente y experimentado. Las características principales que se piden para este subsistema son: tiempos de acceso a memoria pequeños (del orden de nanosegundos), un número suficiente de líneas de interrupción externas, contar con memo-

rias auxiliares de almacenamiento masivo (discos) con tiempos de acceso pequeños, capacidad de memoria suficiente y expandible, canal de acceso directo a memoria (DMA) con posibilidad de manejo de varios periféricos compartiéndolo.

4) Subsistema interfaz hombre-máquina. Este subsistema proporciona el medio de enlace entre el sistema de control y el hombre, su configuración depende de las necesidades de operación del sistema de potencia y de la organización de los grupos operativos. Los elementos más comunes que integran a este subsistema son: tubos de rayos catódicos (TRC) incluyendo consolas de operación, tableros mímicos e impresores. Los TRC's proporcionan la ventana hacia el sistema de potencia y permiten a los operadores interactuar por este medio con su sistema. Los impresores son necesarios ya que se requiere de una huella permanente de las condiciones del sistema y permite la obtención de datos complementarios inherentes a la operación. Sobre los tableros mímicos se puede decir que no todos los sistemas consideran que sea indispensable su inclusión, siendo su función presentar en forma esquemática y muy general las condiciones de la red eléctrica.

5) Subsistema de programación. Este subsistema es de vital importancia ya que la eficiencia y rapidez del sistema de control dependen en gran parte de la programación. Puede hacerse la siguiente subdivisión:

- Programación estándar. Dentro de este conjunto se encuentran los programas escritos por el fabricante de cada computadora, y están diseñados teniendo en cuenta su arquitectura, para manejar adecuadamente su estructura de entrada/salida y periféricos asociados. Se pueden mencionar los siguientes programas: sistema operativo en tiempo real, ensambladores, compiladores, etc.

- Programación de aplicación. Los programas de aplicación se diseñan para realizar las funciones que se requieren efectuar mediante el sistema de control. Los paquetes principales que forman parte de este conjunto de programación son: control supervisorio y adquisición de datos, interfaz hombre-máquina, programas de análisis y control del sistema, etc.

- Programación de soporte. Son programas utilizados para auxiliar en el mantenimiento del equipo y programación.

6) Sistema de alimentación. Se requiere de un sistema altamente confiable de suministro de energía al centro de control, buscando los respaldos adecuados dependiendo del nivel de confiabilidad requerido. Normalmente se tiene un sistema denominado no interrumpible.

1.6.3 Configuraciones comunes de los centros de control

Los criterios de diseño en la respuesta del sistema, la disponibilidad y las facilidades de mantenimiento definirán en gran par-

te la configuración del mismo.

En general, se deberá usar más de una computadora en un centro de control para realizar las funciones requeridas dentro de los niveles de respuesta y disponibilidad necesarios. Una configuración consiste en un sistema dual de computadora, incluyendo cada sistema un procesador central, memoria principal y memoria auxiliar, operando normalmente las dos computadoras en línea, una de ellas llevando el control del sistema (denominada primaria) y la otra denominada secundaria se encuentra lista para tomar el control en el momento de falla de la primera. (Fir. 11-a)

Otra configuración se basa en separar los procesos de adquisición y procesamiento de la información (función SCADA) del resto de las funciones; la separación consiste en poner en un primer nivel dos computadoras (primaria y respaldo) de entrada para la adquisición de datos y un segundo nivel formado por dos computadoras para realizar el resto de las funciones deseadas, mejorando el tiempo de respuesta del sistema (fig. 11-b) Existe una tercera configuración que podría utilizarse, si el grado de complejidad de algunas de las funciones y la cantidad de información manejada por el sistema es considerablemente grande. Esta tercera configuración (figura 11-c) consiste en adicionar otro nivel de computadoras, las cuales serán generalmente muy poderosas para realizar funciones que requieren gran capacidad de cómputo.

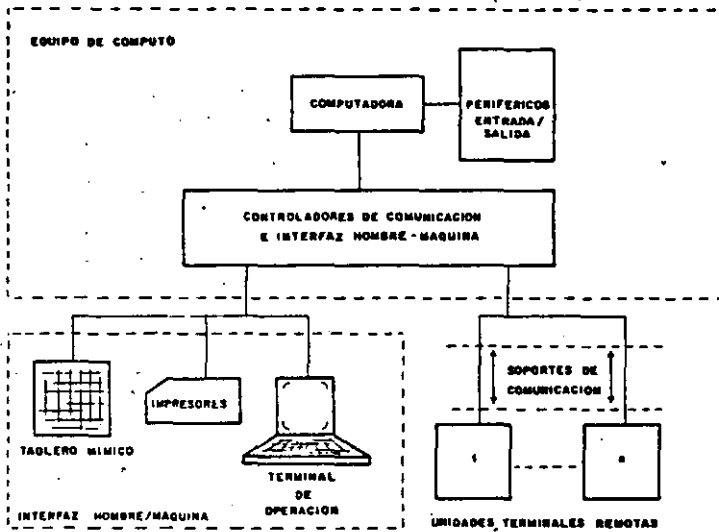


Figura 10 Configuración Mínima de Control con Computadora

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE CLFC Y SU EXPANSIÓN

La etapa inicial de automatización del sistema central, contempló la realización de las funciones relacionadas exclusivamente con el control remoto y adquisición de datos de algunas subestaciones, pensando en una configuración no muy sofisticada, pero que permitiese su expansión para adicionar nuevas funciones.

La configuración que se seleccionó para el actual

centro de control de CLFC es la mostrada en la figura 12 y corresponde a la descrita en la figura 11-a. Las funciones que se realizan con este sistema y las características del mismo se describen a continuación:

2.1 Funciones del Sistema

La aplicación que se ha hecho de los diferentes tipos de información que el sistema de control maneja por medio de sus terminales remotas es como sigue:

- Entradas discretas
 - . Posición de interruptores
 - . Posición de cuchillas desconectadoras de 85, 230 y 400 KV.
 - . Posición del cambiador de derivaciones de los transformadores
 - . Alarmas de equipos
- Entradas analógicas
 - . Potencia real y reactiva de líneas de transmisión y de transformadores
 - . Tensión en las barras de la subestación
 - . Corriente en alimentadores de distribución (23 KV)
 - . Frecuencia en algunas subestaciones
 - . Tensión y frecuencia para aplicaciones de sincronización
- Acumuladores de pulsos
 - . MW de entrada y salida de líneas de enlace con otros sistemas, de transformadores de distribución y de alimentaciones a clientes en 85 KV
 - . MVARH de alimentaciones a clientes en 85 KV
- Salidas discretas
 - . Apertura y cierre de interruptores
 - . Apertura y cierre de cuchillas desconectadoras de 85, 230, y 400 KV
 - . Restablecimiento de relevadores auxiliares
 - . Subir y bajar la posición del cambiador de derivaciones de transformadores.

Existen funciones adicionales que el sistema de control realiza y que se relacionan muy estrechamente con la adquisición de información; entre ellas pueden mencionarse:

- . Cálculo de MVA
- . Cálculo de MW y MVAR en algunos casos particulares
- . Funciones de control simuladas
- . Vigilancia de variables analógicas.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

2.2.1 Terminal remota

Sus salidas discretas se acoplan a través de relevadores que excitan los actuadores de los dispositivos que se van a comandar. Los sensores que se instalan en las subestaciones son de dos tipos:

Sensores binarios. Son de dos estados "0" y "1" que corresponden a cerrado/normal y abierto/alarma respectivamente, y se sientan a través de contactos.

Sensores analógicos. Los valores analógicos se reciben a través de transductores cuyas salidas se convierten a valores discretos.

Esta información se acondiciona hacia el centro de control a través de un adaptador de comunicaciones, el cual realiza la verificación de errores.

En lo referente al control, la terminal remota responde a dos modos de control: verificar antes de operar y operación directa. El primero se utiliza para realizar acciones de control que requieren muy alto grado de seguridad, en tanto que el segundo se usa para acciones que requieren menor grado de seguridad y acciones repetitivas de control (subir/bajar)

2.2.2 Canales de Comunicación

La información codificada y estructurada se envía al centro de control a través de los soportes de comunicación.

Los soportes de comunicación empleados en esta aplicación son línea telefónica y onda portadora y tienen las siguientes características:

- . Comunicación semidúplex
- . Velocidades de transmisión 1200 Bd
- . Modulación por desviación de frecuencia
- . Líneas dedicadas (una remota) y compartidas (más de una remota)
- . Soportes de comunicación primario y respaldo

2.2.3 Centro de Control

Se cuenta con dos computadoras que operan en línea; mientras una de ellas está llevando el control del sistema, la otra está en condición de "lista para operar" y se le actualiza a través de un canal de datos.

El subsistema interfaz hombre/máquina tiene duplicados los controladores de las terminales de operación; además, cada uno de éstos puede comunicarse con el procesador central que esté llevando el control.

La interfaz hombre/máquina está constituida por terminales de operación con base en pantallas de video policromáticas con teclado para entrada o solicitud de información y a estas terminales se les asocian impresoras esclavas con las que se obtiene información (alarmas, eventos, informes, etc.)

Este subsistema dispone de diferentes modos de control o autoridades. Las funciones que pueden realizarse desde alguna terminal de operación dependen de la autoridad asignada, existiendo los modos de programación, entrenamiento, transmisión, distribución y supervisor del sistema.

La interfaz de comunicaciones, como parte del subsistema de adquisición de datos, tiene la finalidad fundamental de acoplar la información de entrada/salida de la computadora con las terminales remotas e impresores. Opera con una configuración dual, y maneja ocho puertos por equipo, con sus respectivos adaptadores de canal. Para la comunicación remota se cuenta con 8 canales por puerto a través de una matriz conmutadora apoyada por un equipo modulador/demodulador. Contiene también el reloj de tiempo real del sistema y un circuito para inicializar en forma automática la computadora de respaldo en caso de falla de la otra.

2.3 Expansión del sistema

El sistema de control remoto y adquisición de datos en servicio debe expandirse a fin de hacer frente a las necesidades impuestas por el crecimiento de la red eléctrica y para satisfacer nuevos requerimientos funcionales para el control operativo del mismo.

Los problemas más relevantes que se pretenden resolver son los siguientes:

- Manejar en un futuro próximo hasta 35 subestaciones
- Relocalizar en un nuevo edificio (COC) los equipos del centro de control y los equipos de la interfaz hombre/máquina de la autoridad de transmisión
- Manejar un tablero mínimo dinámico a nivel de interruptor; actualmente sólo se maneja una lámpara por subestación para indicar una condición de emergencia.
- Descentralizar el área de operación redes de distribución en tres centros regionales, dos de los cuales estarán alejados del nuevo centro de control (zonas: centro, norte y sur)

Para satisfacer los planes de expansión será necesario reconfigurar el sistema de control, según se indica en la figura 13.

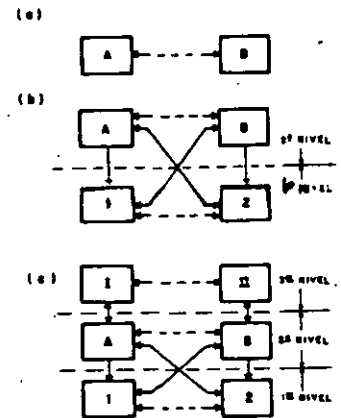


Figura 11 Configuraciones Básicas de Centros de Control

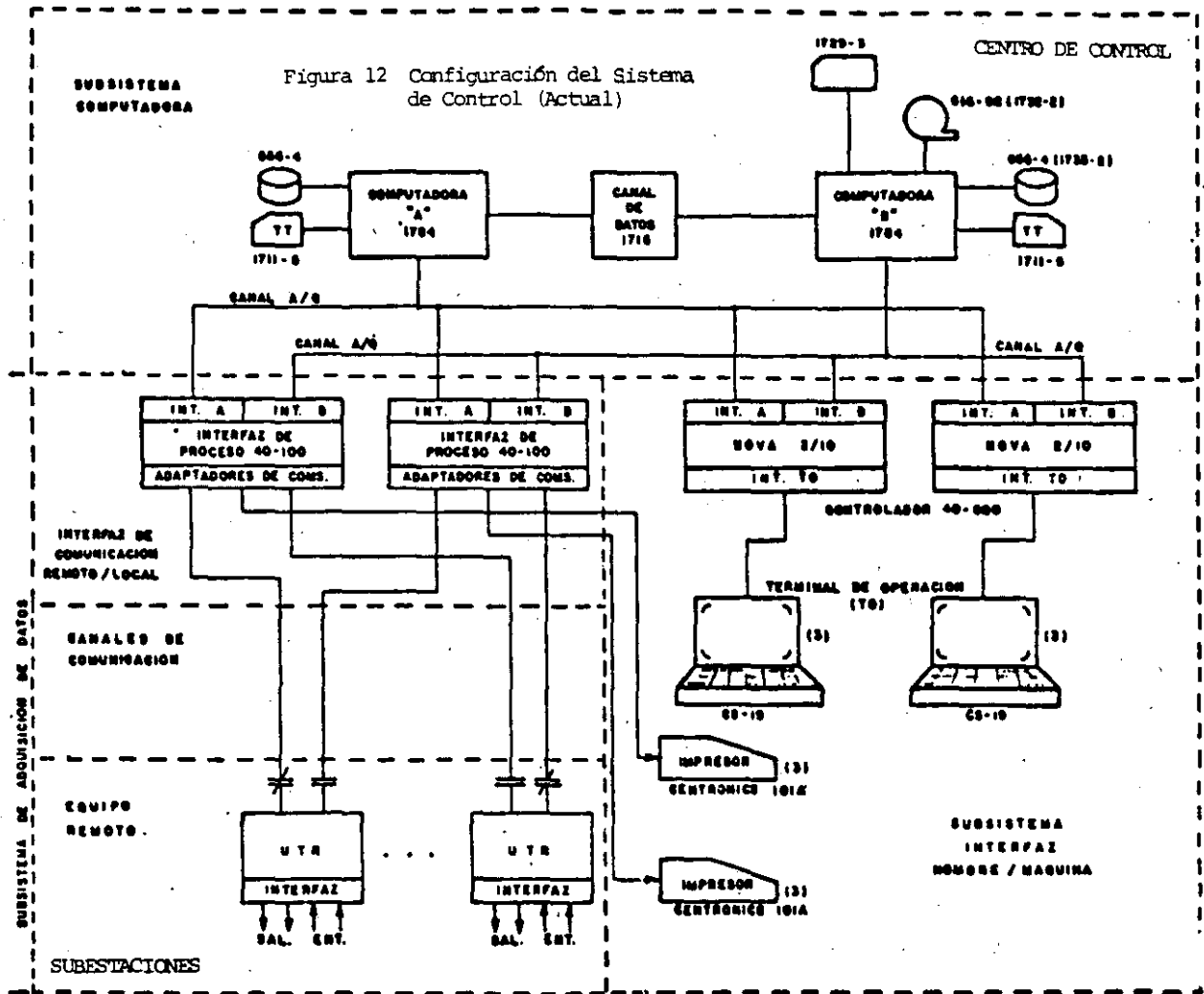
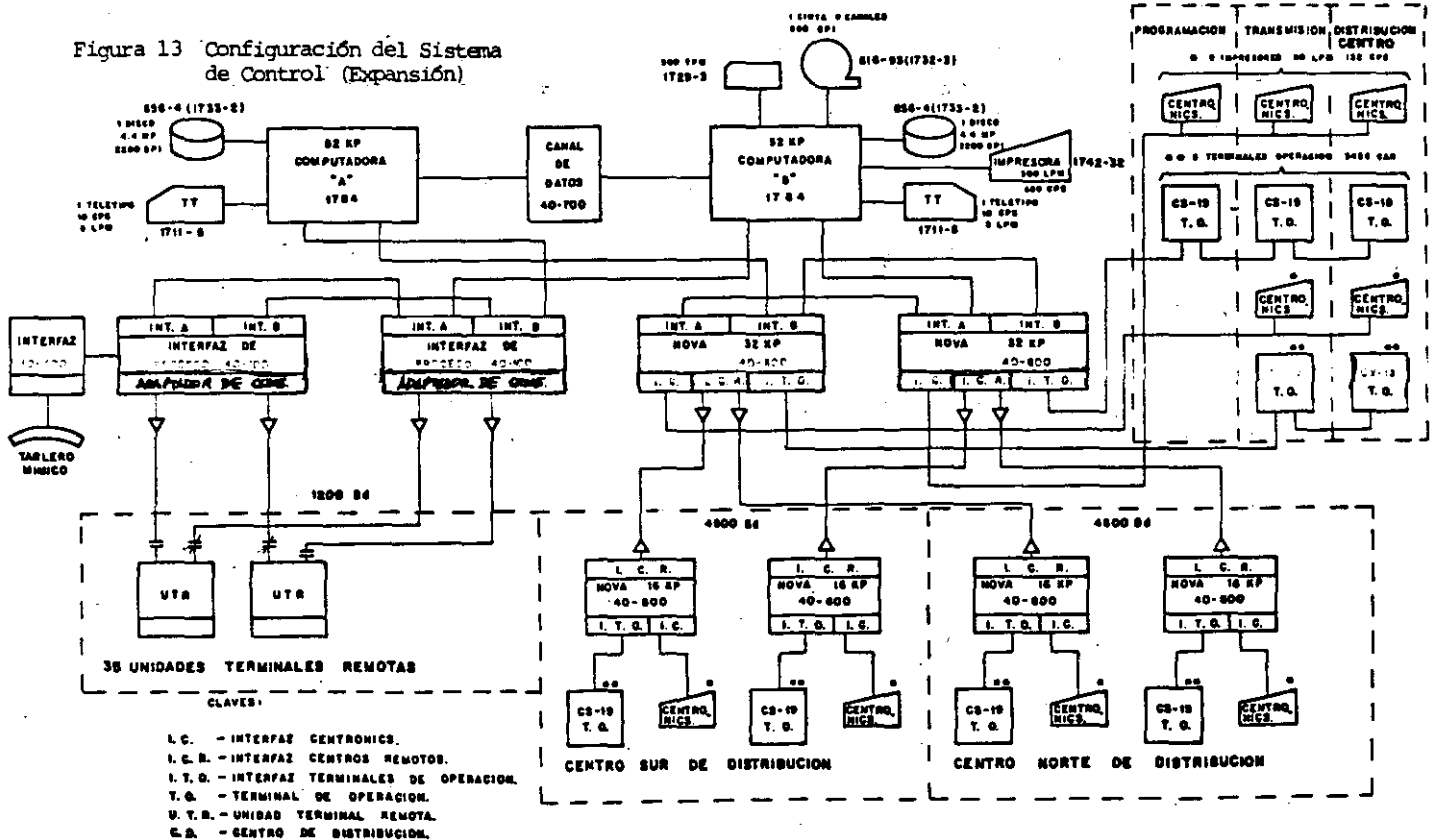


Figura 13 Configuración del Sistema de Control (Expansión)



3. EL SISTEMA DE INFORMACION Y CONTROL EN TIEMPO REAL

3.1 Introducción

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha delegado la operación y supervisión de la red eléctrica nacional en 8 áreas de control: (fig.14)

1. Central (México, D. F.)
2. Oriental (Puebla)
3. Occidental (Guadalajara)
4. Noroeste (Hermosillo)
5. Norte (Torreón)
6. Noreste (Monterrey)
7. Baja California (Mexicali)
8. Peninsular (Mérida)

La coordinación y supervisión de los centros de control de área está a cargo del centro nacional, ubicado en la ciudad de México, siguiendo estrategias y criterios a nivel nacional, para lograr los tres objetivos básicos:

- Continuidad en el suministro
- Calidad del servicio
- Optimización de los recursos energéticos primarios

En la actualidad se tiene una capacidad de 17600-MW distribuida en 178 centrales (hidráulicas, vapor, gas, ciclo combinado, geotérmicas, carbón, combustión interna), y 425 generadores, que transmiten la energía a través de más de 35000 Km. de líneas de transmisión (400, 230, 115 KV) y más de 200 subestaciones de 400, 230 y 115 KV.

Para lograr los objetivos mencionados, se requiere obtener información de la red troncal de generación y transmisión que permita tomar decisiones, ordenar acciones de control y analizar resultados de la operación del sistema.

3.2 Estructura Jerárquica

El proyecto SICTRE se configura en 3 niveles: (figura 15)

1er. Nivel.- Es el centro nacional con un sistema de 4 computadoras donde se recibe información de las áreas de control y se procesa para analizar la seguridad del sistema, despacho económico de la generación, y determinar los intercambios entre áreas, coordinando la operación como un todo nacional.

2o. Nivel.- Son los centros de control de área equipados con sistemas duales de computadoras donde se recibe la información proveniente de las subestaciones y centrales para supervisión y telemando de la red, y que es procesada para efectuar el control automático de generación, tomar acciones correctivas de emergencia y pronosticar la demanda.

3er. Nivel.- Son las terminales remotas instaladas en las subestaciones y centrales más importantes del sistema eléctrico interconectado que adquieren y transmiten la información a los centros de área y reciben y ejecutan los mandos provenientes de aquellas.

3.3 Terminales Remotas

Dentro del proyecto SICTRE se contemplan 3 diferentes tipos de unidades terminales remotas (UTR):

Harris 5000
Leeds and Northrup 2020
TRIE

Las funciones típicas de las UTR's se pueden clasificar en:

- ° Transmisión de Datos.- Para actualizar los bancos de datos en tiempo real definidos en las computadoras de los centros de área. Estos datos son los estados del equipo (interruptores abiertos o cerrados, alarmas, protecciones, etc.) y las mediciones analógicas MW, MVAR, KVHZ, MWH).
- ° Recepción de mensajes de la computadora. - Cuando ésta la interroga en busca de determinada información o para ejecutar los comandos de abrir o cerrar interruptores, o de subir o bajar la generación en las unidades bajo control automático, o para cambiar derivaciones en un banco de transformadores.

Los tiempos de exploración de una UTR son típicamente los siguientes:

Cada dos segundos se adquiere la medición de flujo de potencia activa (MW) de los enlaces entre áreas y en su caso, de los enlaces externos.

Cada 4 segundos se adquieren las mediciones de los generadores en control automático y de la frecuencia del sistema, así como reportar los cambios de estado de los interruptores, protecciones y ejecutar las órdenes de subir o bajar.

Cada 12 segundos se adquieren el resto de las mediciones analógicas.

Cada 60 segundos se adquieren los estados de los restantes dispositivos.
Cada 5 minutos se leen los acumuladores de MWH de generadores, enlaces y cargas.

3.4 Estación Maestra Centros de Control de Área

Cada centro de control de área está equipado con un sistema dual de computadoras Harris H500 de 512 K palabras cada una. (Fig.16). Una de ellas está en línea mientras la otra está como respaldo para absorber todas las funciones en caso de fallar la primera.

También en forma redundante, con posibilidades de conectarse a una u otra computadora se tienen los periféricos propios del sistema de cómputo: 2 unidades de disco de 80 megabytes, 2 unidades de cinta magnética, 2 impresoras de líneas y una lectora de tarjetas.

Cada computadora tiene asociada una terminal esclava de video en blanco y negro con teclado, para la operación y administración de la misma.

Cuenta con la interfaz hacia los registradores gráficos y al tablero mímico.

Se tiene además el subsistema de comunicaciones con las unidades terminales remotas a través de transmisores-receptores cuyo número varía según el número de remotas conectadas a la estación maestra, agrupándose varias remotas por cada puerto de entrada, así como también la interfaz con los dos canales de comunicación al centro nacional.

Las computadoras en tiempo real requieren una referencia de tiempo muy precisa a partir de la cual se actualizarán cada segundo, y para no depender de la frecuencia del sistema eléctrico existe una doble interfaz a un dispositivo de frecuencia patrón.

Interfaz Hombre-Máquina

Mediante dos gabinetes generadores de video se tienen 4 consolas con pantallas de televisión a color; 3 de las consolas tienen doble pantalla y serán utilizadas por los despachadores del sistema eléctrico y la cuarta es de una sola pantalla para mantenimiento, desarrollo y entrenamiento. Cada una de ellas tiene un teclado alfanumérico, un teclado de funciones, pluma-luminosa y dispositivo posicionador de cursor.

Se cuenta además con 3 impresores de eventos y alarmas y con un copiador de video.

Programación Básica

Puede resumirse en lo siguiente:

- ° Sistema operativo en tiempo real
- ° Adquisición y procesamiento de datos
- ° Subsistema interfaz hombre/máquina
- ° Comunicaciones
- ° Enlace de datos
- ° Base de datos y rutinas de acceso
- ° Generador de reportes
- ° Mantenimiento y soporte de programación (edición, depuración, integración)
- ° Recuperación e inicialización

3.5 Estación Maestra Centro Nacional

El equipamiento del centro nacional está configurado en 2 niveles: proceso y preproceso, funcionando en línea una computadora en cada nivel y permaneciendo las otras 2 como respaldo en caso de falla de las primeras.

Nivel de Proceso

Las computadoras Harris H500 tienen una capacidad de 256K palabras y en ese nivel se localizan los periféricos: 2 unidades de disco de 300 megabytes, 2 unidades de cinta magnética, 2 impresoras de líneas y una lectora de tarjetas.

También en el nivel de proceso se tiene la interfaz con 5 impresores de eventos, con los registradores gráficos, y con el tablero mímico, así como la provisión para un enlace futuro con computadora para propósitos de planeación.

Nivel de Preproceso.

Las computadoras Harris H 500 tienen una capacidad de 128 K palabras, y es en ese nivel donde se adquieren los datos procedentes de las áreas de control mediante canales duales de comunicación a

cada una de ellas, y donde se tiene la interfaz hombre/máquina consistente en 4 generadores de video a color para manejar 7 consolas, 4 de ellas con doble pantalla de televisión para el despacho y supervisión de la red eléctrica, y 3 más con una sola pantalla para estudios, entrenamiento y mantenimiento. Se cuenta también con un copiador de video.

Memoria compartida

Para alojar las bases de datos y tener rápido acceso a ellas por las exigencias del proceso en tiempo real, se tiene en esta configuración Harris 9400, memoria adicional por 384 K palabras, también redundante, y que se comparte por los dos niveles de cómputo.

Además se cuenta con terminales esclavas de video-blanco y negro y teclado, para la administración y operación de las computadoras.

Programación Básica

Se tienen los mismos subsistemas en las estaciones maestras de las áreas de control pero adaptados a la configuración de 4 computadoras.

3.6 Base de Datos

Se tienen tres tipos de bases de datos: tiempo real, administración de energía y programas de aplicación:

Base de datos de tiempo real (SCADA)

En cada área de control se tiene una base de datos SCADA con 6 tipos diferentes de puntos, correspondiente a la información dinámica proveniente del campo.

- TIPO 1 - ESTADOS (interruptores, cuchillas, protecciones, etc.)
- TIPO 2 - ANALÓGICOS (MW, MVAR, KV, HZ, etc.)
- TIPO 3 - ANALÓGICOS CALCULADOS (MVA, sumas de MW y MVAR para cargas, flujos, etc.)
- TIPO 4 - ACUMULADOS (MWH)
- TIPO 5 - ACUMULADOS CALCULADOS (sumas de MWH de varios puntos, etc.)
- TIPO 15 - RESULTADOS DEL ESTIMADOR DE ESTADO (información procesada y validada en el centro nacional y regresada al área en cuestión)

De todos los puntos definidos en las áreas de control se transmiten al centro nacional únicamente aquellos que son de interés para el modelo de la red nacional, y se alojan en base de datos SCADA nacional.

Base de datos de administración de energía (EMS)

También en cada área de control existe una base de datos EMS que contiene la información requerida para las unidades generadoras que estarán bajo control automático, o únicamente supervisadas, pero que participarán en el modelo de generación, para efectos de control, reserva y costos de producción.

Se tienen varios tipos de puntos definidos, y las variables dinámicas requeridas en ellos provienen de las bases de datos SCADA.

- TIPO 7 - Curvas de costos, reserva, zonas, tipo de generación, etc.
- TIPO 8 - Capacidad, límites, eficiencia, etc.
- TIPO 9 - Desviación generación, factores penalización, etc.
- TIPO 10 - Error de área, frecuencia, puntos base, factores de participación, etc.
- TIPO 11 - Modos de control

A su vez el centro nacional tiene el modelo de generación completo a nivel nacional en su propia base de datos EMS y hay transferencia de información en ambos sentidos hacia las bases de datos EMS de las áreas de control.

Base de Datos de Programas de Aplicación (APPS)

Esta base de datos reside únicamente en el centro nacional y contiene la información correspondiente al modelo de la red: número de áreas de control, enlaces, buses, líneas, transformadores, generadores, capacitores, reactores, cargas e interruptores, con sus respectivos parámetros y variables dinámicas, las cuales también se alimentan de la base de datos SCADA.

3.7 Programas de Aplicación

A partir de la infraestructura primaria del equipamiento y adquisición de datos para la operación y supervisión del sistema eléctrico, se implementan las funciones de más alto nivel en el proyecto SICIRE: la optimización de la operación de la red sobre dos aspectos básicos: SEGURIDAD Y ECONOMÍA.

A continuación se numeran los programas de aplicación y se da una breve descripción.

3.7.1 Programas de Aplicación Áreas de Control

Control Automático de Generación

Se encarga de la regulación de las unidades generadoras que se encuentran bajo control para corregir el error de área en base a las variaciones de frecuencia e intercambio entre áreas con objeto de mantener los límites especificados.

Pronóstico de Carga

Suministra los valores de demanda hora a hora y hexahorarios en MWh para cada área de control, para periodos de tiempo de hasta 7 días por adelantado. Los resultados de las 6 áreas interconectadas se transmiten al centro nacional donde se consolida el pronóstico a nivel nacional.

Supervisión de la Reserva

Proporciona la cantidad de reserva disponible en MW para propósito de generación y seguridad del sistema eléctrico y se calcula en base a regiones de generación.

Análisis Post-Disturbio

Guarda la información de los últimos barridos de la adquisición de datos con objeto de permitir el análisis posterior de las condiciones de la red antes de la

ocurrencia del disturbio, durante el disturbio y posterior al mismo.

Tiro y Restauración de Carga

Función semiautomática que se encarga proporcionar al operador la información de las cargas que deberán desconectarse/conectarse en forma manual, para lograr restablecer condiciones de equilibrio de la red en caso de emergencia.

3.7.2 Programas de Aplicación Centro Nacional

Configurador de la Red

Procesa la información para determinar la topología de la red incorporando los datos necesarios, a partir de la cual se tendrá un modelo consistente para la solución de los casos de análisis.

Estimador de Estado

Se encarga de obtener un vector de voltajes y ángulos estimados a partir de la información redundante de la base de datos en tiempo real, desechando las mediciones incorrectas o incorporando las faltantes por falla de algún componente o de la terminal remota completa.

Análisis de Contingencias

A partir de una lista seleccionada de contingencias, proporciona una evaluación de la seguridad del sistema en estado estable para las condiciones existentes en la red.

Flujos en Línea y Fuera de Línea

Proporciona al operador una herramienta eficiente de análisis que utilizará para tomar decisiones tanto con las condiciones presentes de la red eléctrica o con casos especiales de estudio.

Despacho Económico Restringido

El objeto del programa es obtener el punto base de operación más económica y factores de participación para cada unidad generadora despatchable representada por una curva de costo de producción, pero contemplando las restricciones que impone la propia red eléctrica.

Cálculo Automático de Intercambios

En un período de tiempo de aproximadamente 4 segundos y bajo condiciones normales de operación, se calculan las potencias de intercambio que deberán cumplirse entre las áreas interconectadas.

Coordinación Hidro-térmica

Obtiene el predespacho horario para satisfacer la demanda pronosticada asignando las unidades generadoras hidráulicas y térmicas optimizando la utilización de los recursos hidráulicos y el costo de los combustibles.

Costos de Producción

Proporciona el costo horario de producción pa

ra todas las unidades generadoras térmicas y el total por área de control. Cada área de control recibirá la información de sus costos de producción - - transmitida desde el centro nacional.

4. CONCLUSIONES:

La filosofía de los sistemas de control con computadoras ha cambiado en los últimos años, siendo ahora los objetivos fundamentales de su diseño la seguridad y la economía operativa de las redes eléctricas de potencia. De los niveles de control jerárquicos el adaptivo es el encargado de resolver los aspectos de seguridad, debiendo considerar al operador como parte importante del sistema de control, a fin de aprovechar su sensibilidad.

El área eléctrica central cuenta con un sistema dual de control remoto y adquisición de datos (SCADA), en servicio desde el año de 1977, teniendo a su cargo un total de 20 subestaciones, las cuales están sin atención local de personal.

Este sistema está en vías de expansión para hacer frente al crecimiento del sistema y para satisfacer los requerimientos operativos del área de Operación Redes de Distribución, ya que pretende descentralizarla en tres centros regionales.

También se ha tratado de mostrar la importancia del proyecto SICTRE por su magnitud y por los resultados esperados.

El estado de avance de este proyecto permite contemplar con optimismo la conclusión exitosa del mismo, lo que significará en un futuro cercano, - que se cuente con las herramientas más avanzadas que permitan operar el cada vez más difícil y complejo sistema eléctrico nacional con mejor confiabilidad, calidad, economía y seguridad.

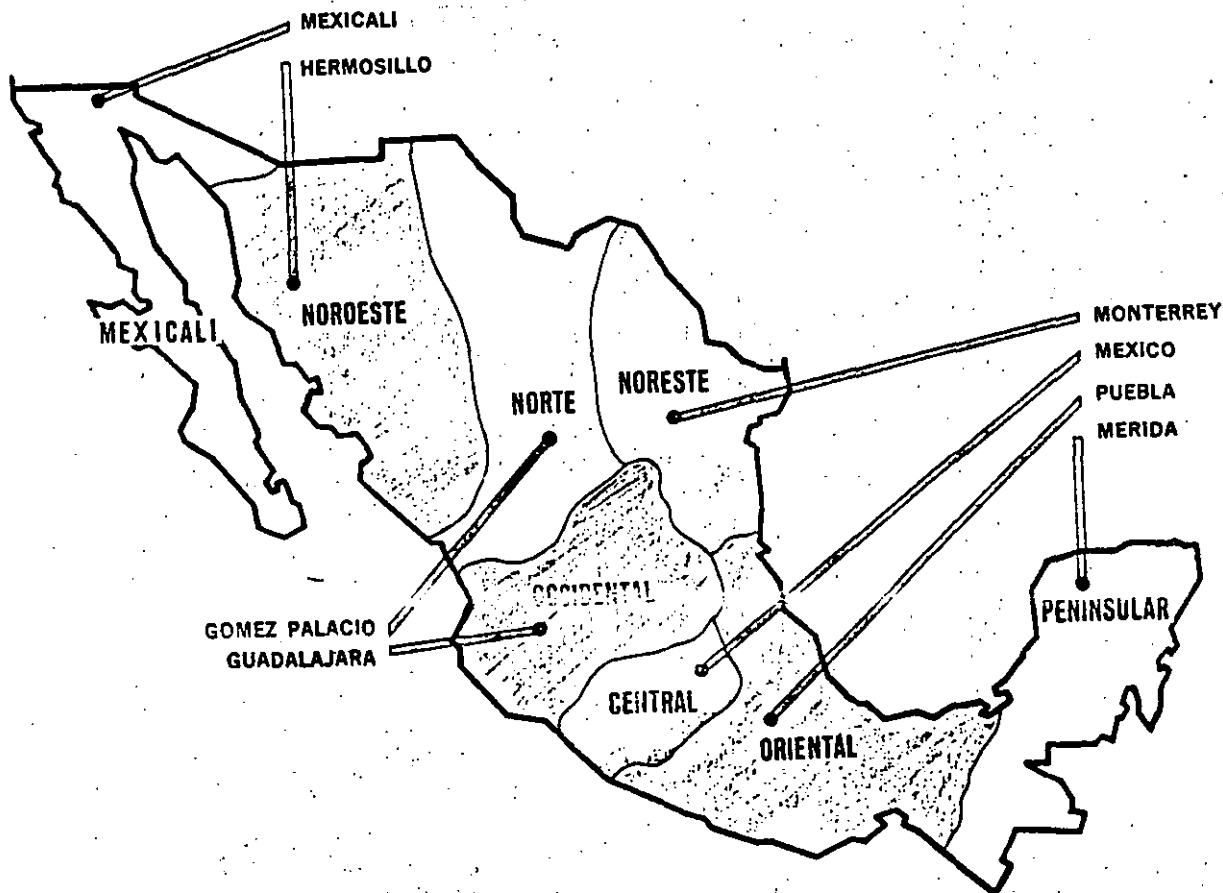


FIGURA 14

CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL

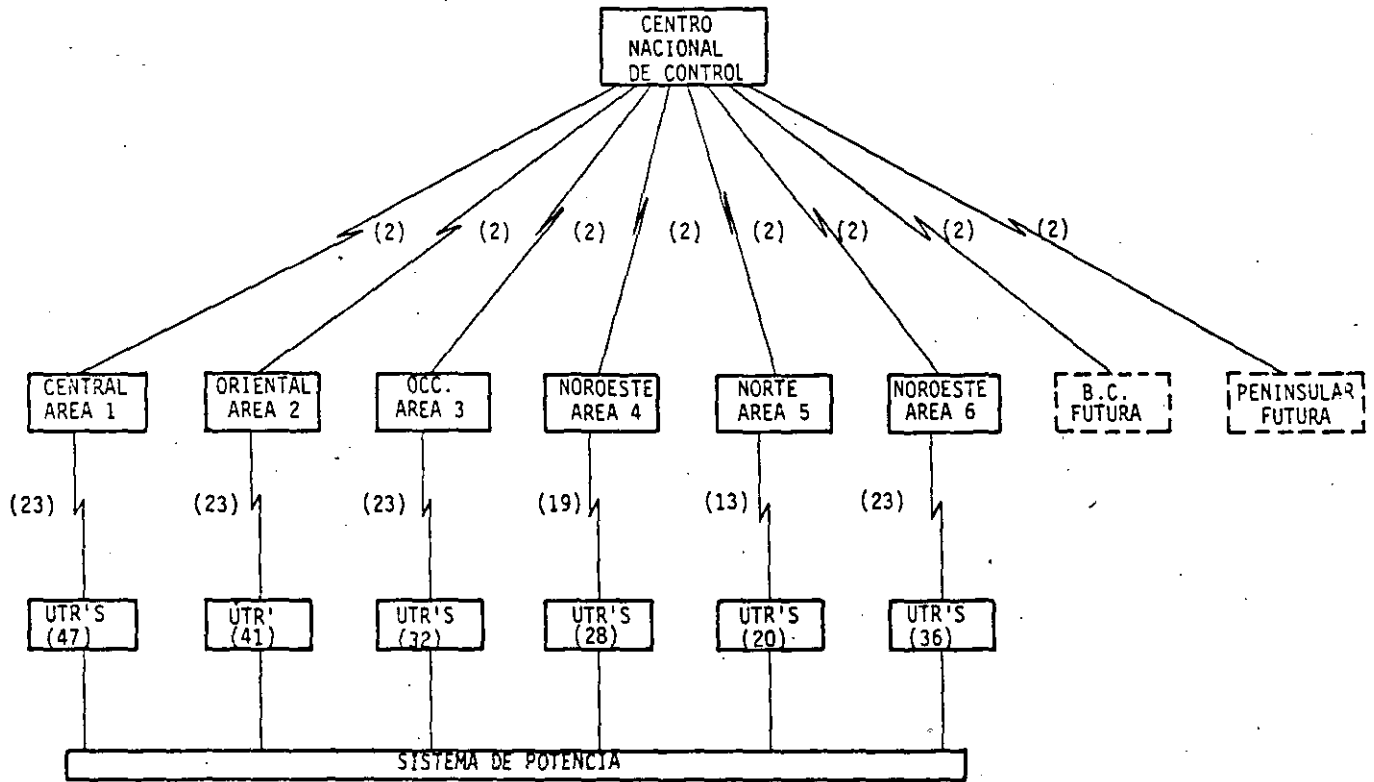


FIGURA 15

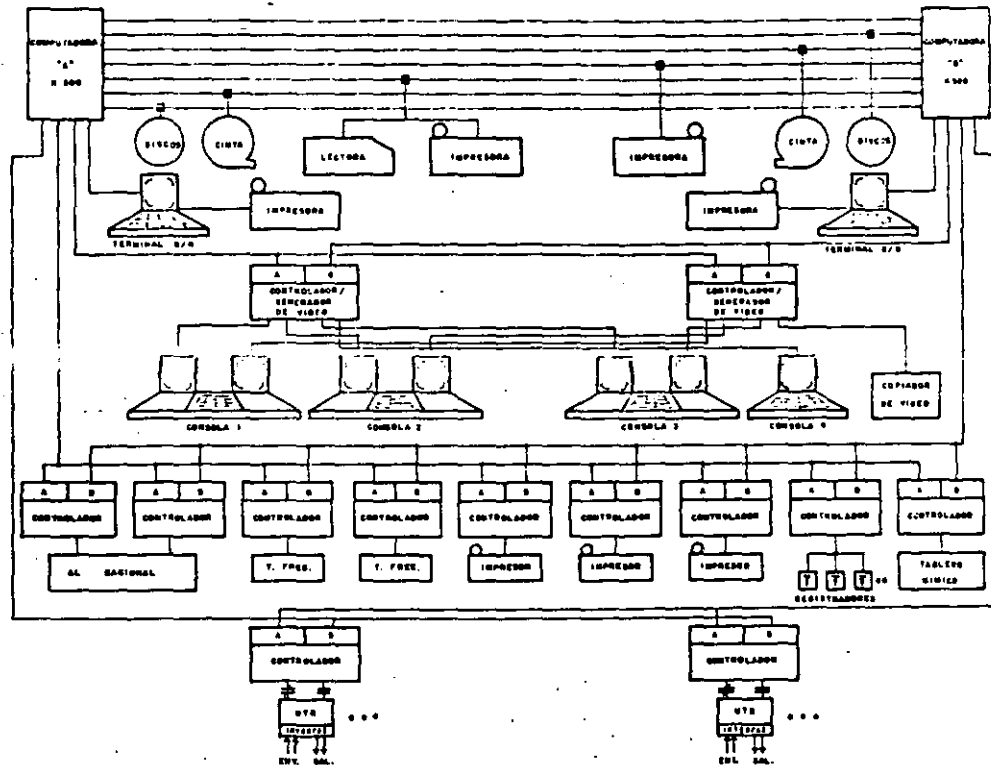
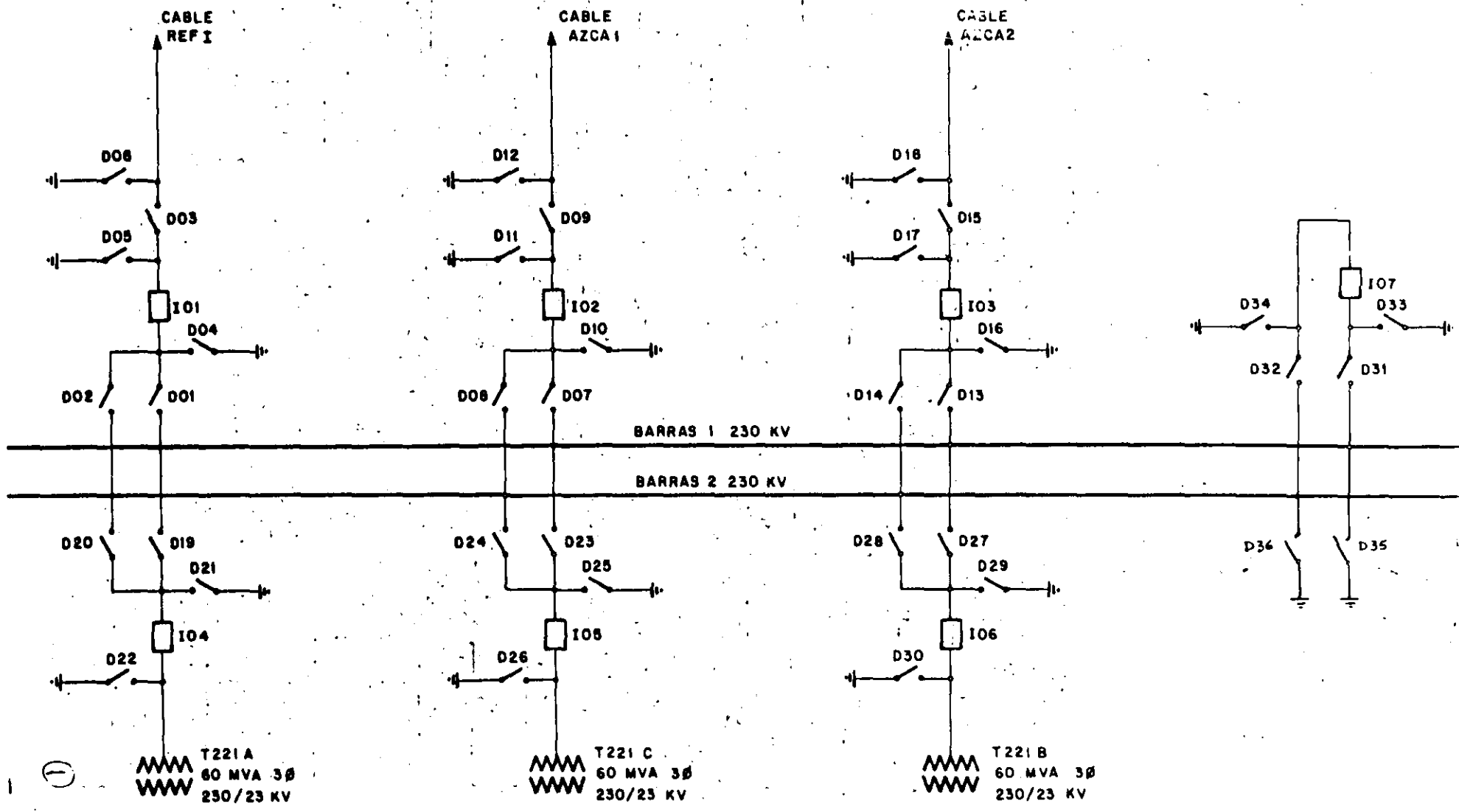


FIGURA 16

BIBLIOGRAFIA

1. Digital Computer Process Control
Cecil L. Smith, International Text Book Company
1972
2. Micro Computer Architecture and Programming
John F. Wakerly Wiley 1981
3. Real Time Control of Electric Power Systems
E. Handschin Brown Boverr & Company Limited 1972
4. Probability, Random Variables, and Stochastic
Processes
Athanasios Papoulis, McGraw-Hill
5. Luis Rance C. - El Proyecto SICIRE en el Centro
Nacional de Control de Energía de la C.F.E.
6. Desarrollo e Implantación del Sistema de
Control Remoto y Adquisición de Datos de
la CLFC
A. Frausto y A. Camargo-Simposio UAM 1979
7. Aplicación de Sistemas de Control en los
Centros de Despacho de Redes Eléctricas
A. Frausto - MEXICON 1978, IEEE
8. Control en Sistemas de Potencia
F. Aboytes - Curso Operación - C.F.E.
9. Redundancia en el Equipamiento de Centros
de Control
A. Frausto - Curso Operación - C.F.E.
10. Statement of Work
Contrato CFE/Harris 1979

Marzo, 1983



CABLE
REF I

CABLE
AZCA 1

CABLE
AZCA 2

BARRAS 1 230 KV

BARRAS 2 230 KV

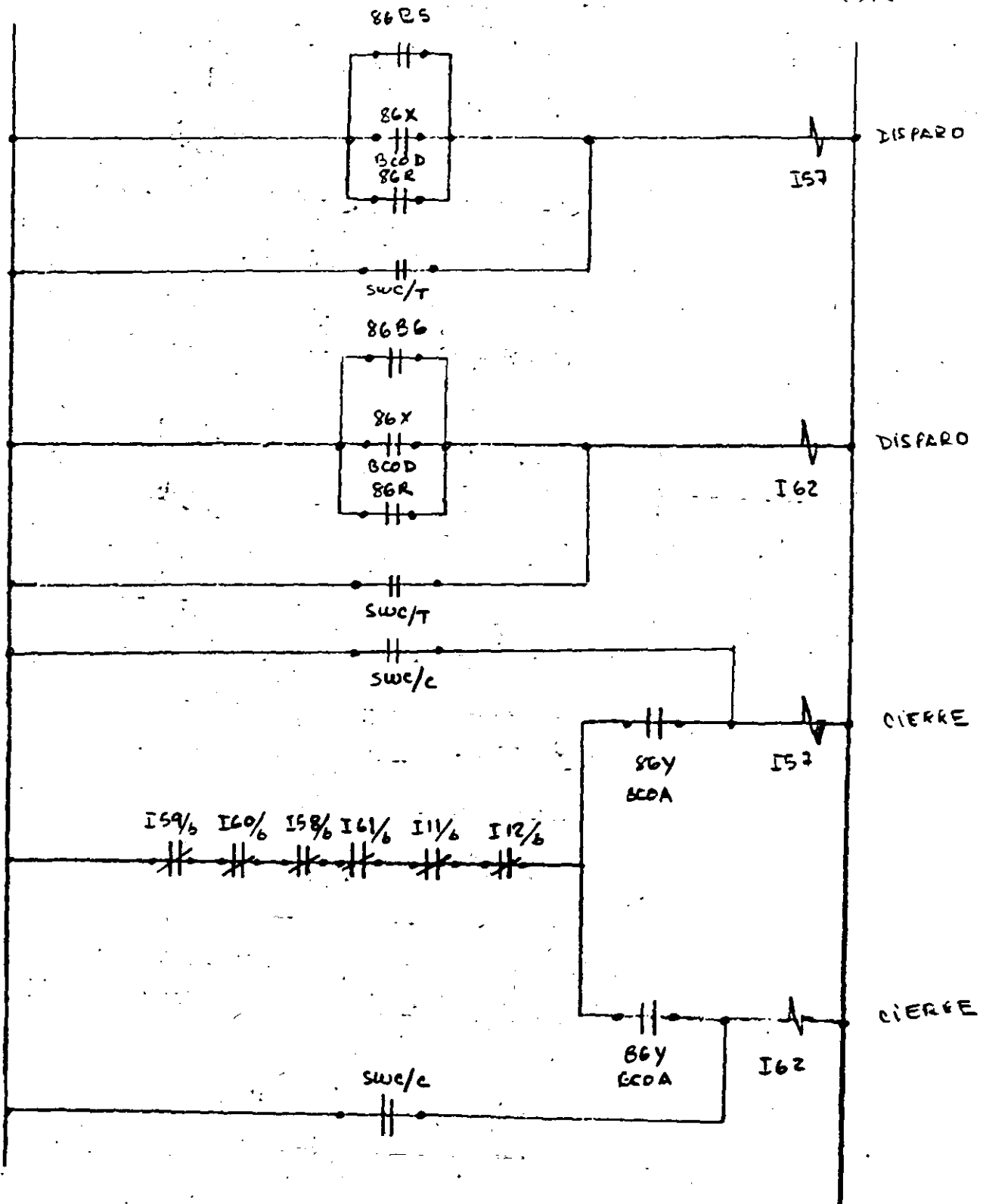
T221 A
60 MVA 3Ø
230/23 KV

T221 C
60 MVA 3Ø
230/25 KV

T221 B
60 MVA 3Ø
230/23 KV

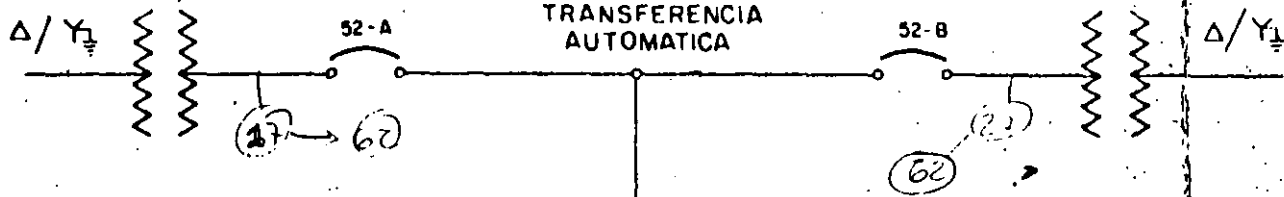
(+) PR

(-) PR



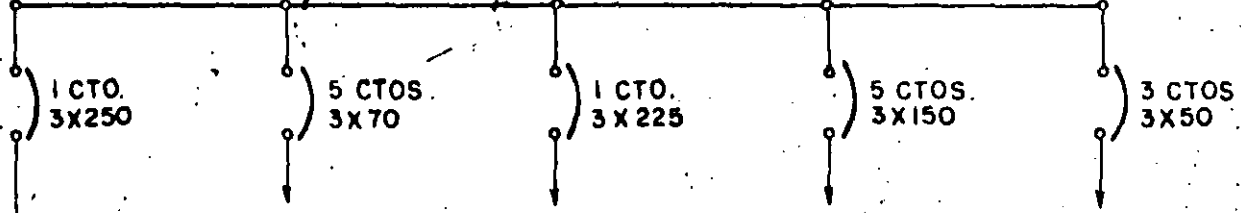
BCO. 20 A. 225 KVA.
3KV/220-127V.

BCO. 20 B. 225 KVA.
23KV/220-127V.



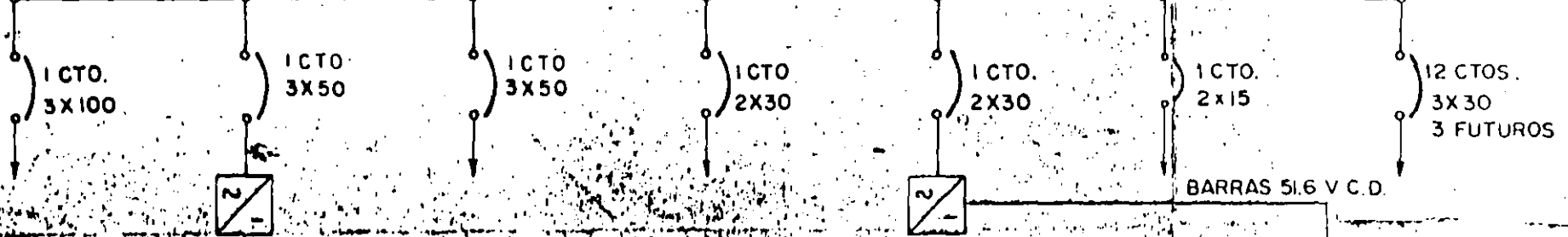
BARRAS DE 800 A. 220-127 VCA.

TAB. EXTERIOR



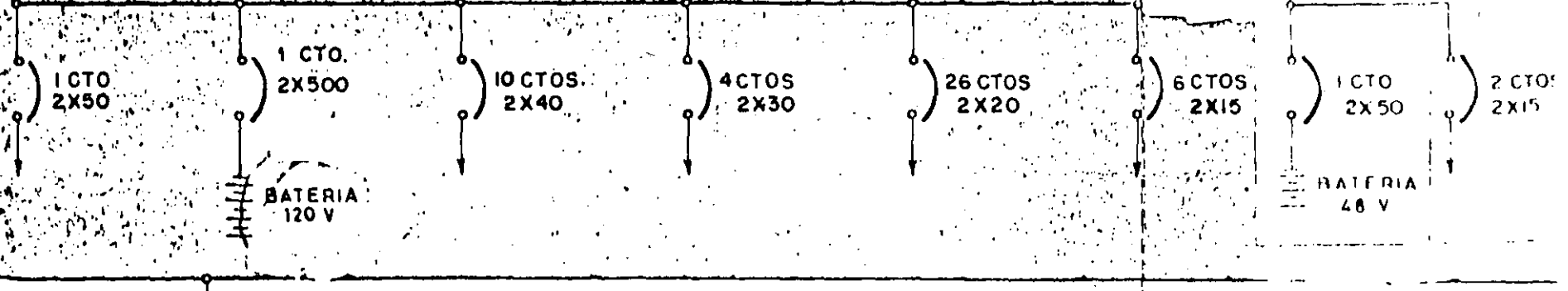
BARRAS DE 250 A

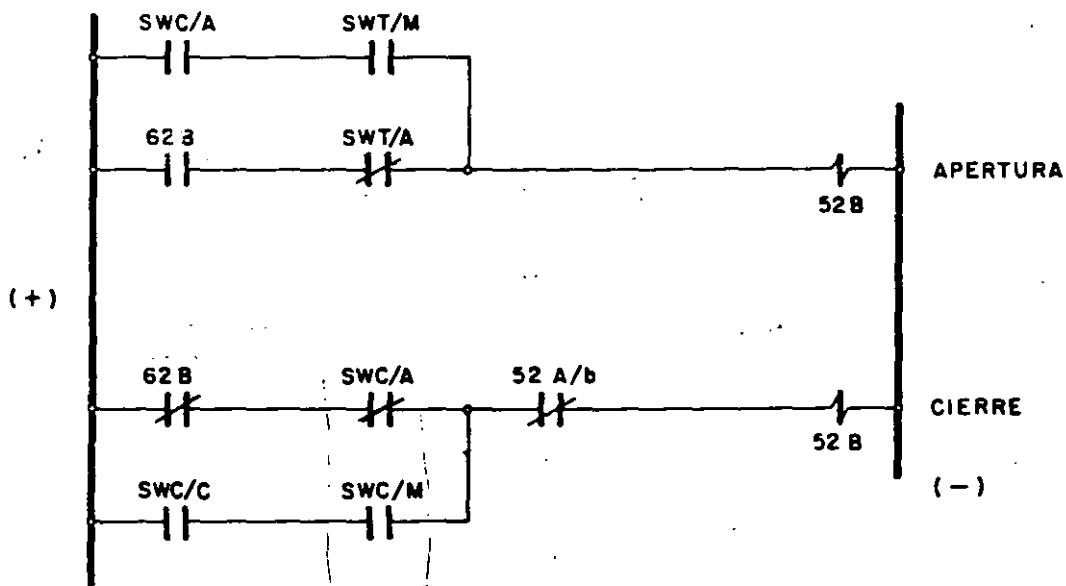
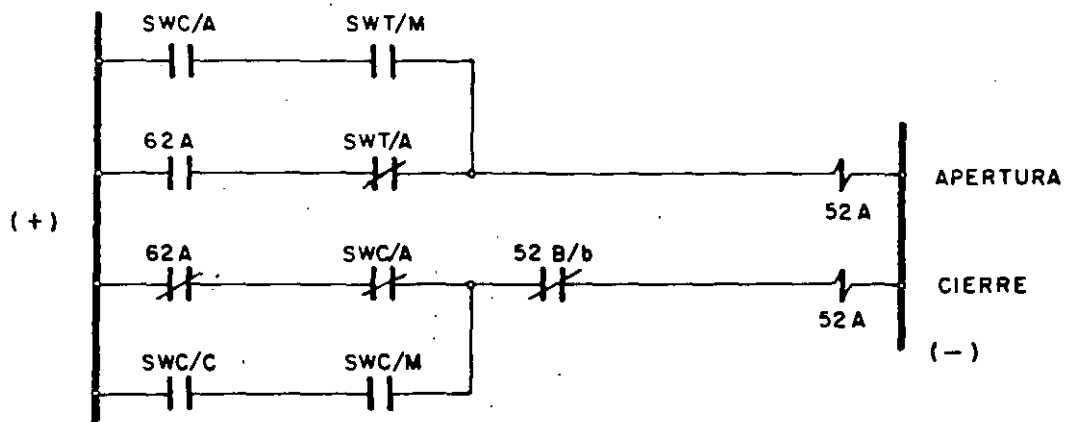
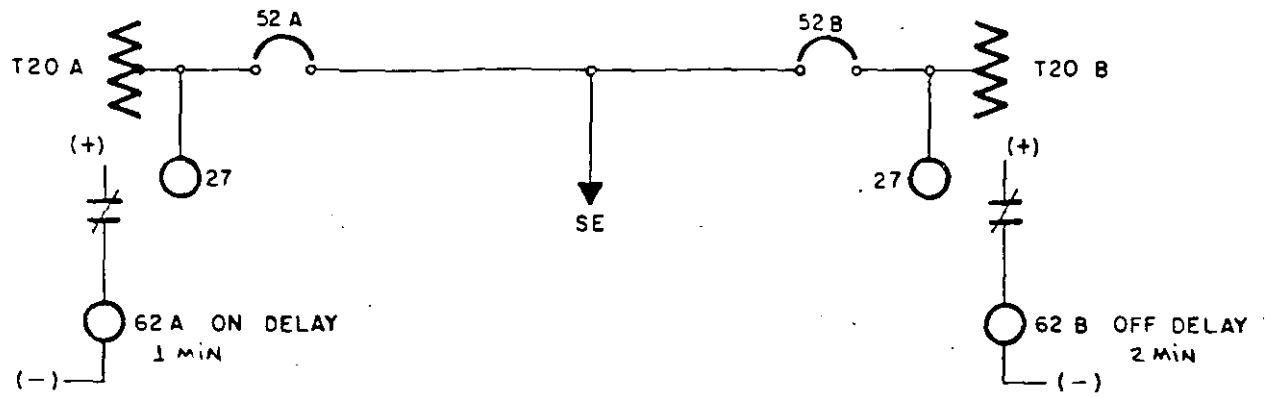
TABLERO INTERIOR



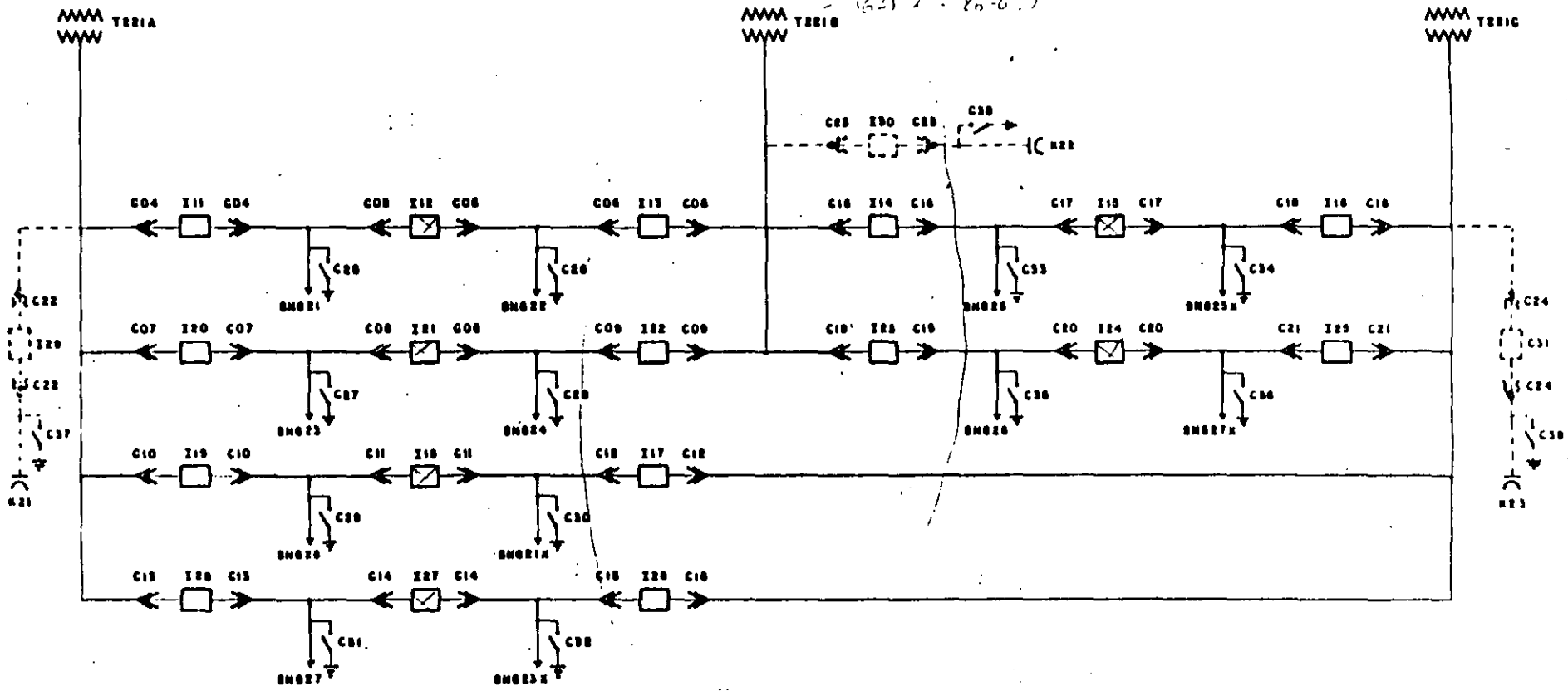
BARRAS 51.6 V C.D.

BARRAS 120V.C.D.

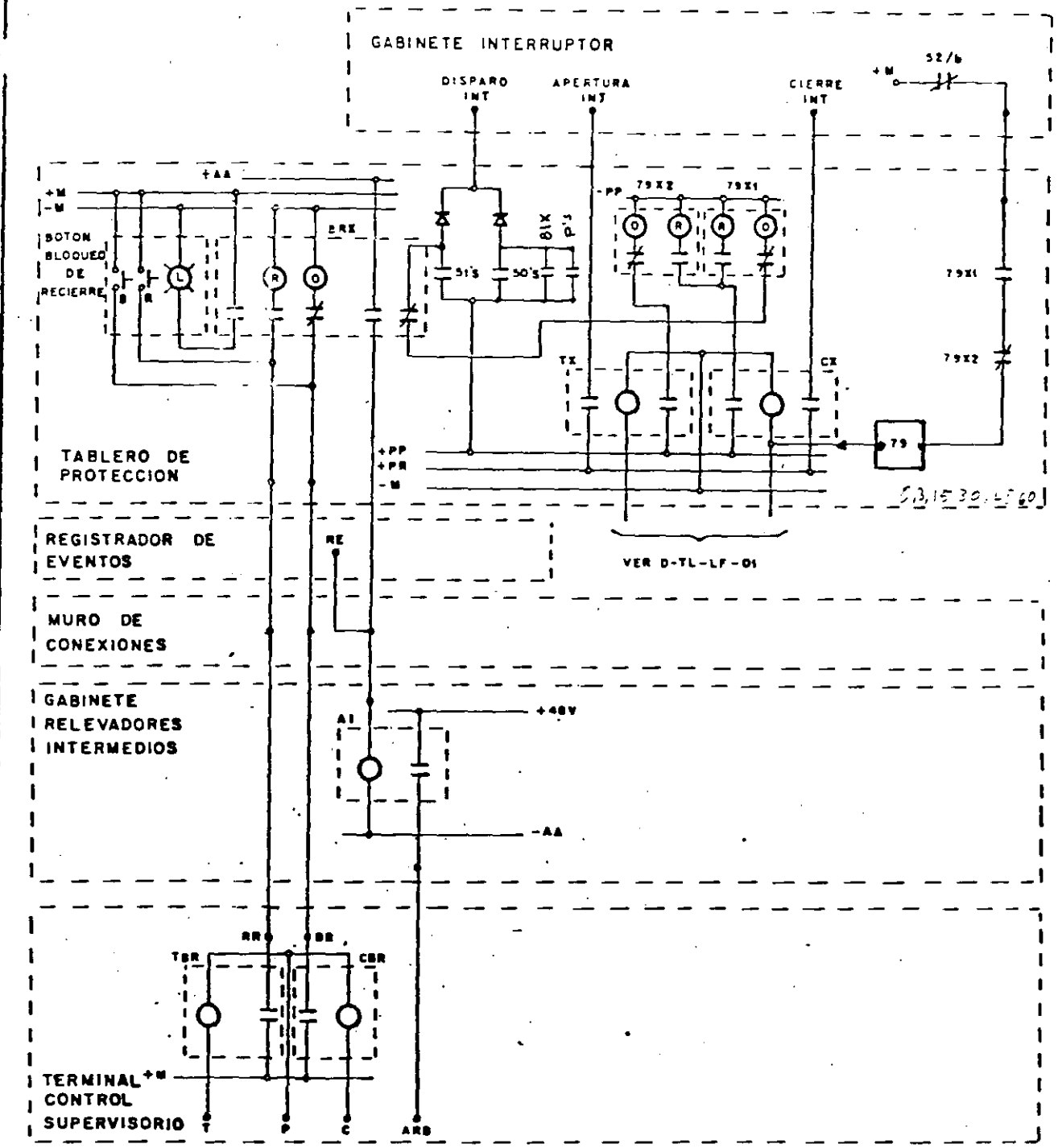




TRANSFERENCIA AUTOMATICA
SERV. DE ESTACION



6



53,1530,4560

VER D-TL-LF-01

P1S ANILLO : 86X y 86R
 DOBLE I : 86B1 y 86B2 23KV.

APROBADA POR: A. C. R.	ING. ELECT.	OP. SIST. SUB.	MANTO Y TALL.	LAB.	CONST.	AUTOMAT.
PROYECTO: N. R. R.						
FECHA: 9/IV/87						
REV. NUEVO						

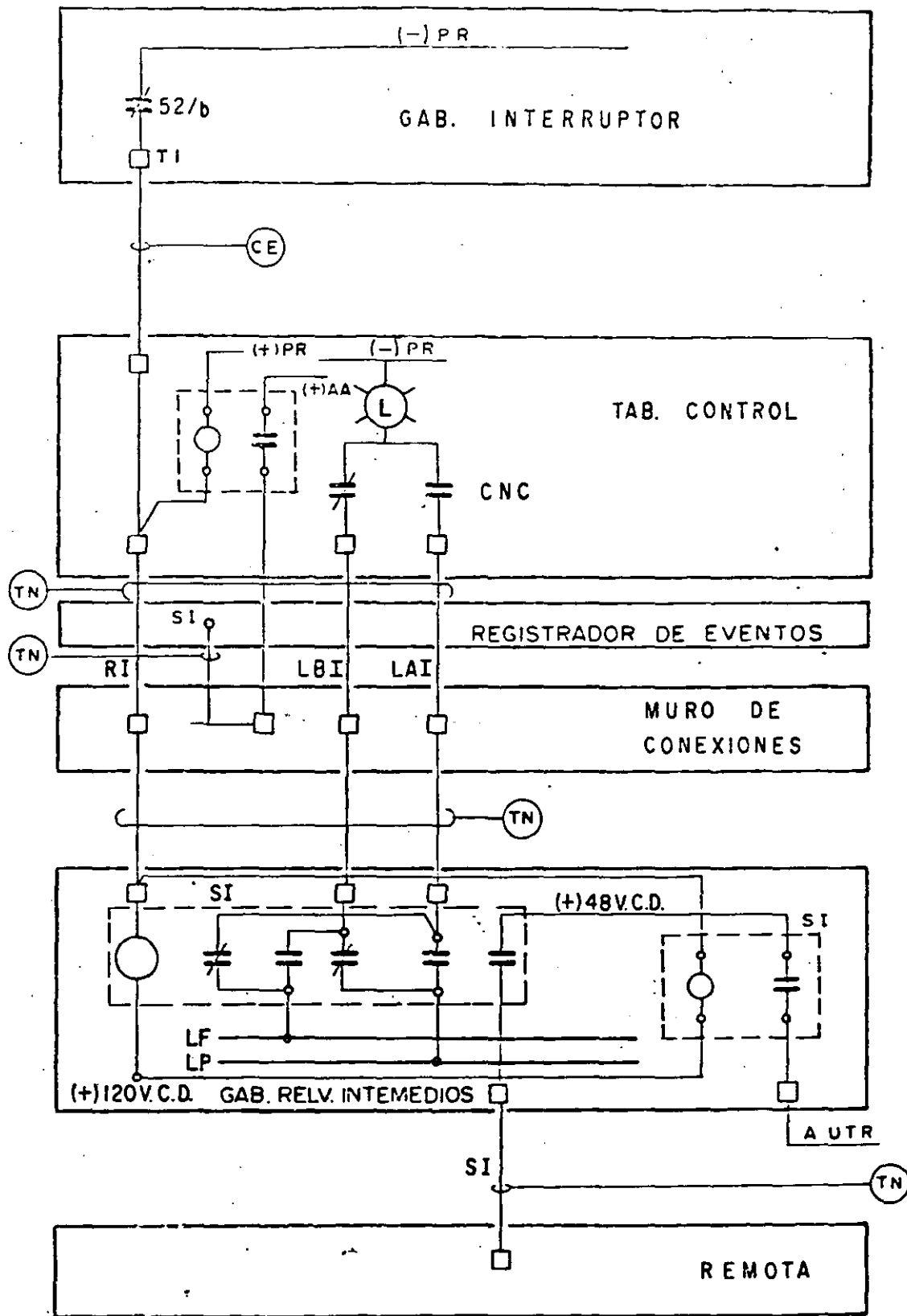


FIGURA 7.7 - SEÑALIZACION REMOTA DE INTERRUPTORES CON LUZ FIJA Y LUZ INTERMITENTE CONEXION MODIFICADA.

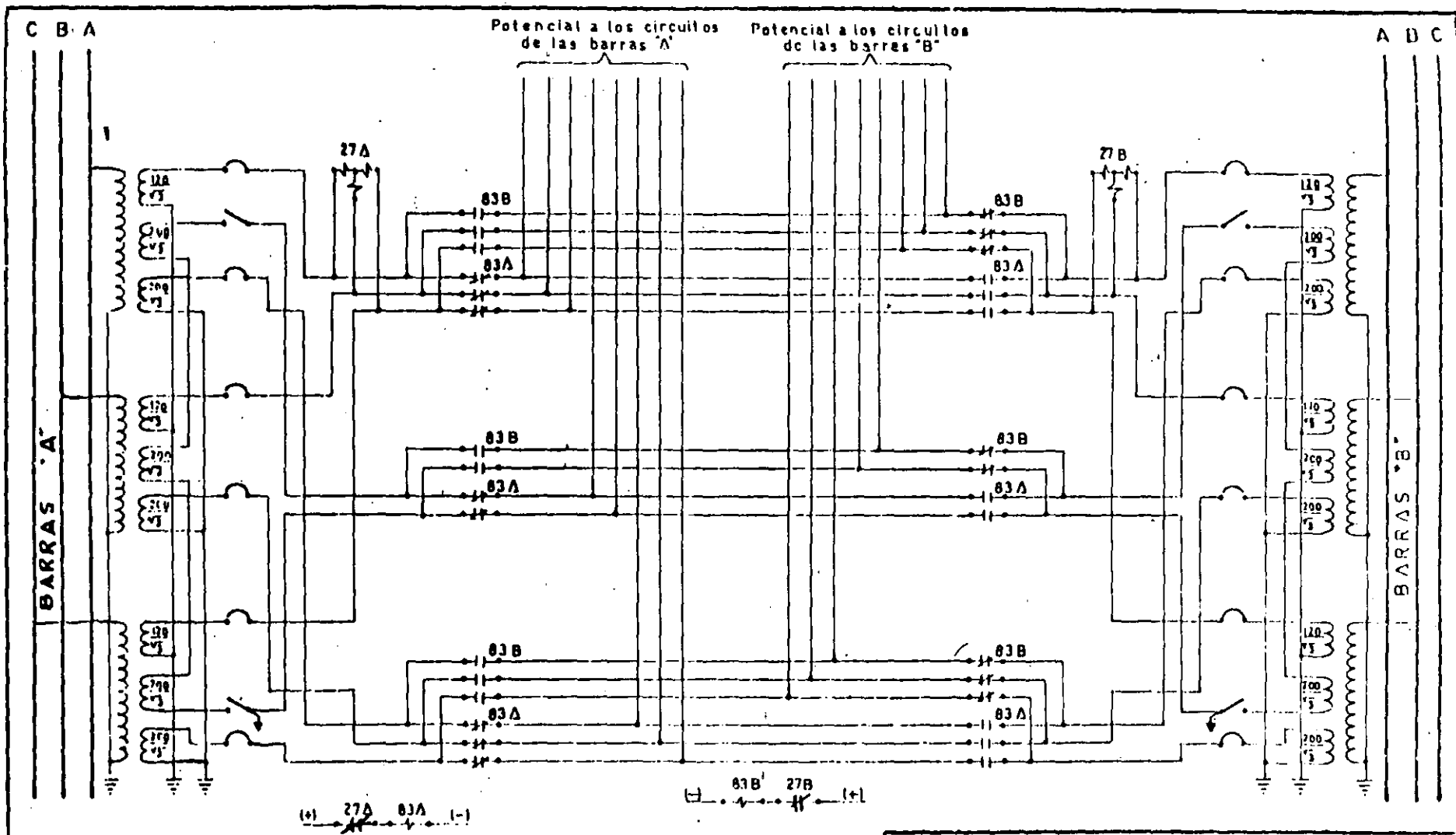
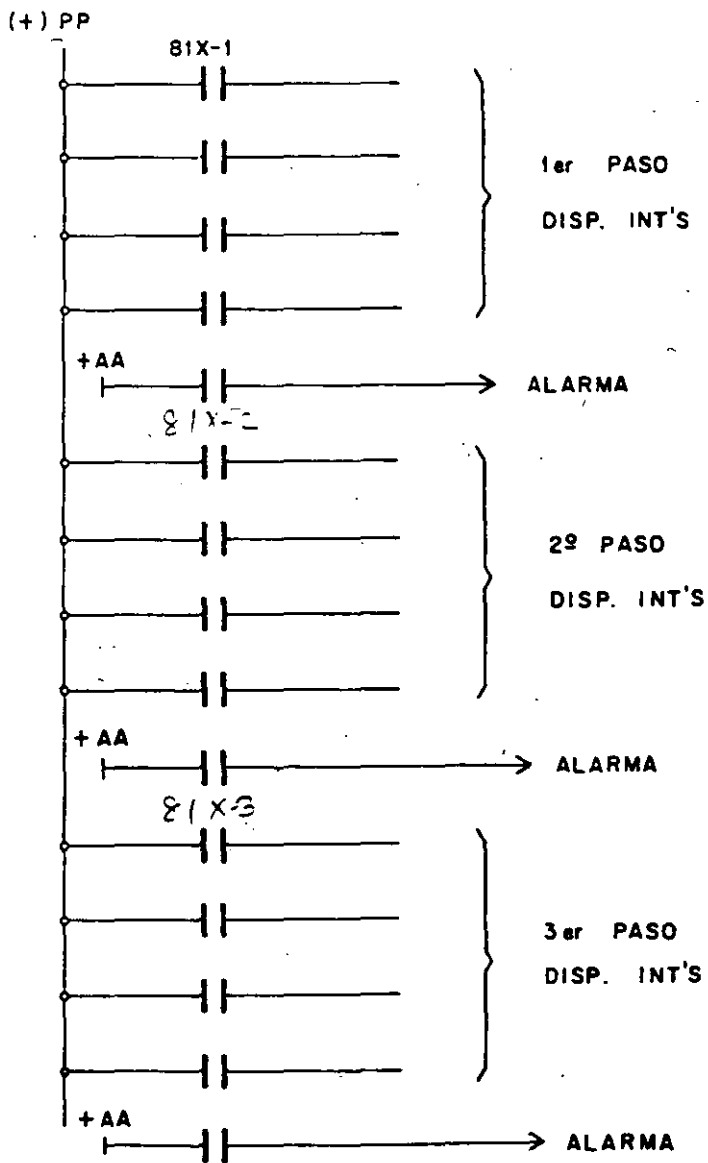
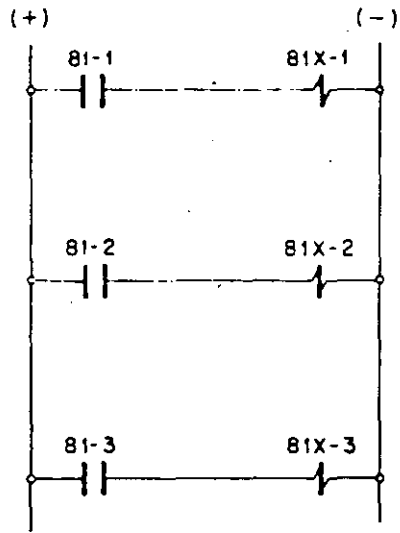
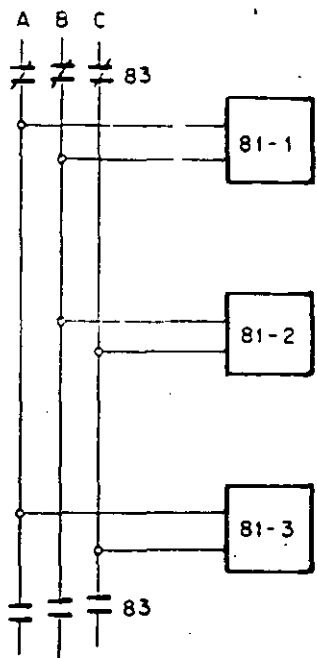


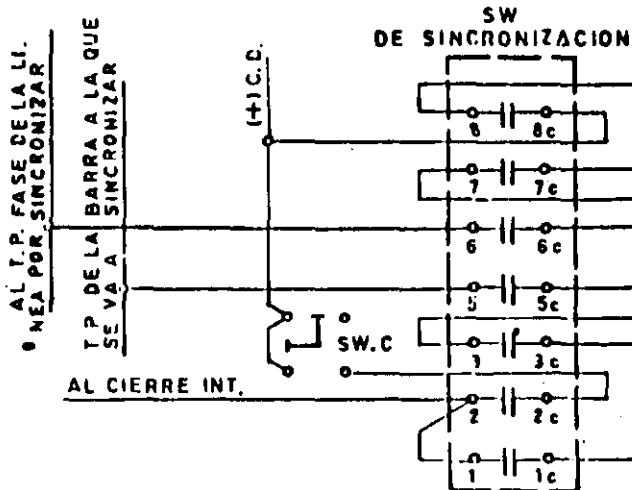
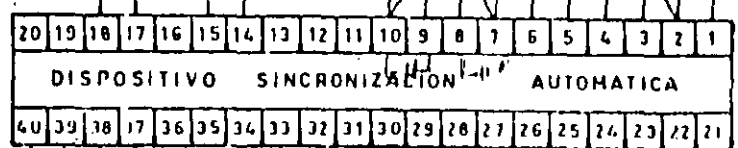
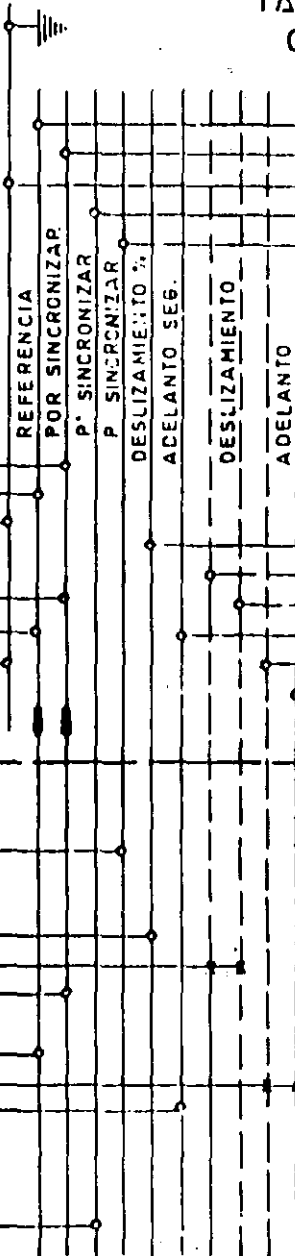
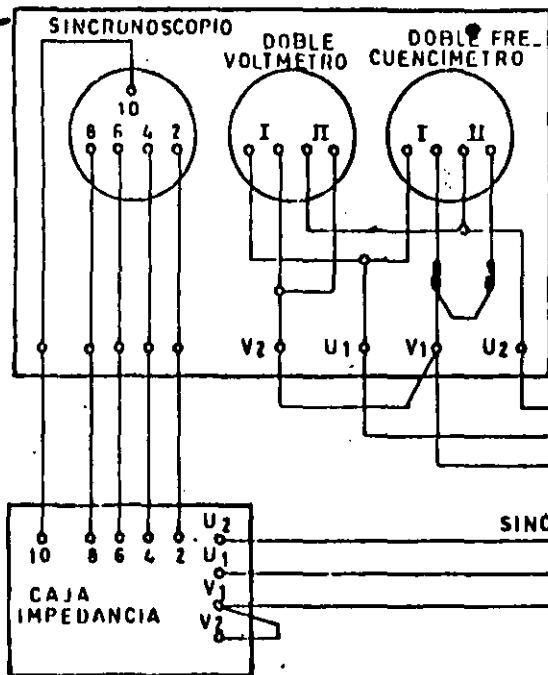
DIAGRAMA TRANSFERENCIA
 AUTOM. POTENCIALES; ARREGLO
 INTERRUPTOR Y MEDIO



TIRO DE CARGA
POR BAJA FRECUENCIA

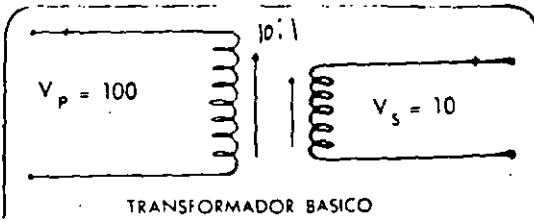
TABLERO DE SINCRONIZACION
CON DISPOSITIVO TIPO
RSTP 16 SIEMENS

ROTON PARA
SINC. AUT.

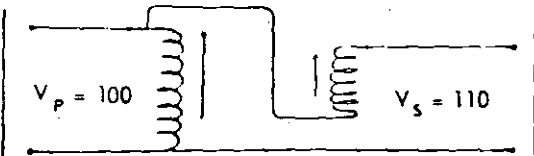


TABLERO DE LA LINEA ó BUS QUE
SE VA A SINCRONIZAR

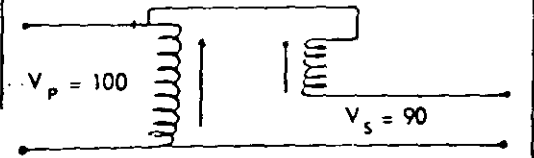
SINCRONIZACION
AUTOMATICA



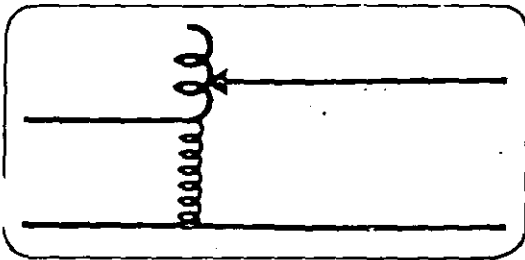
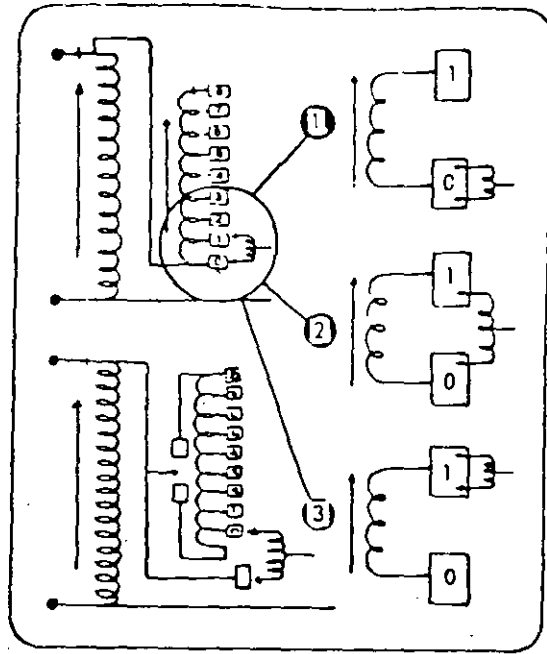
TRANSFORMADOR BASICO



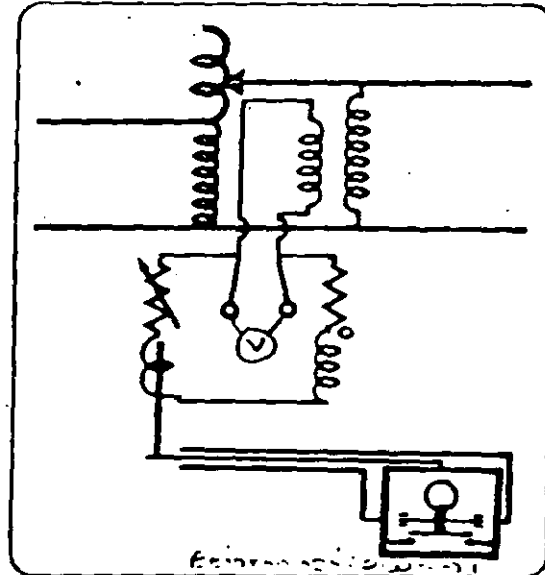
AUTO-TRANSFORMADOR ELEVADOR



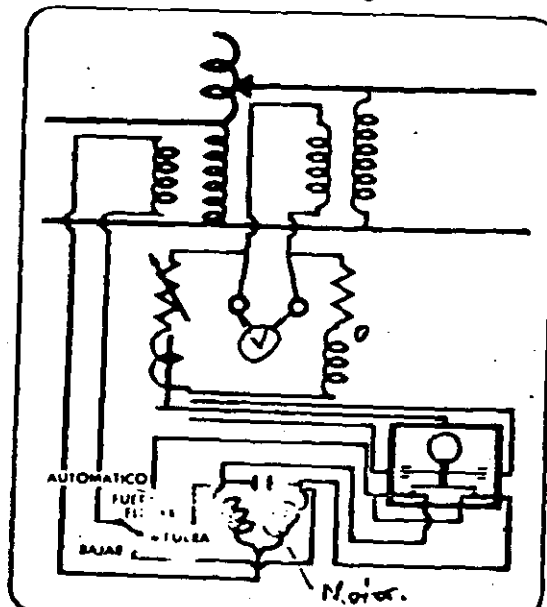
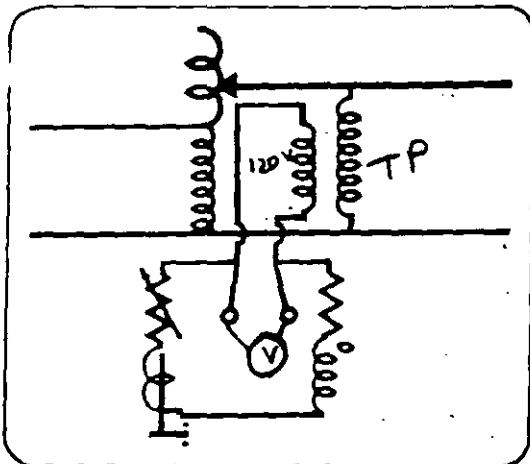
AUTO-TRANSFORMADOR REDUCTOR



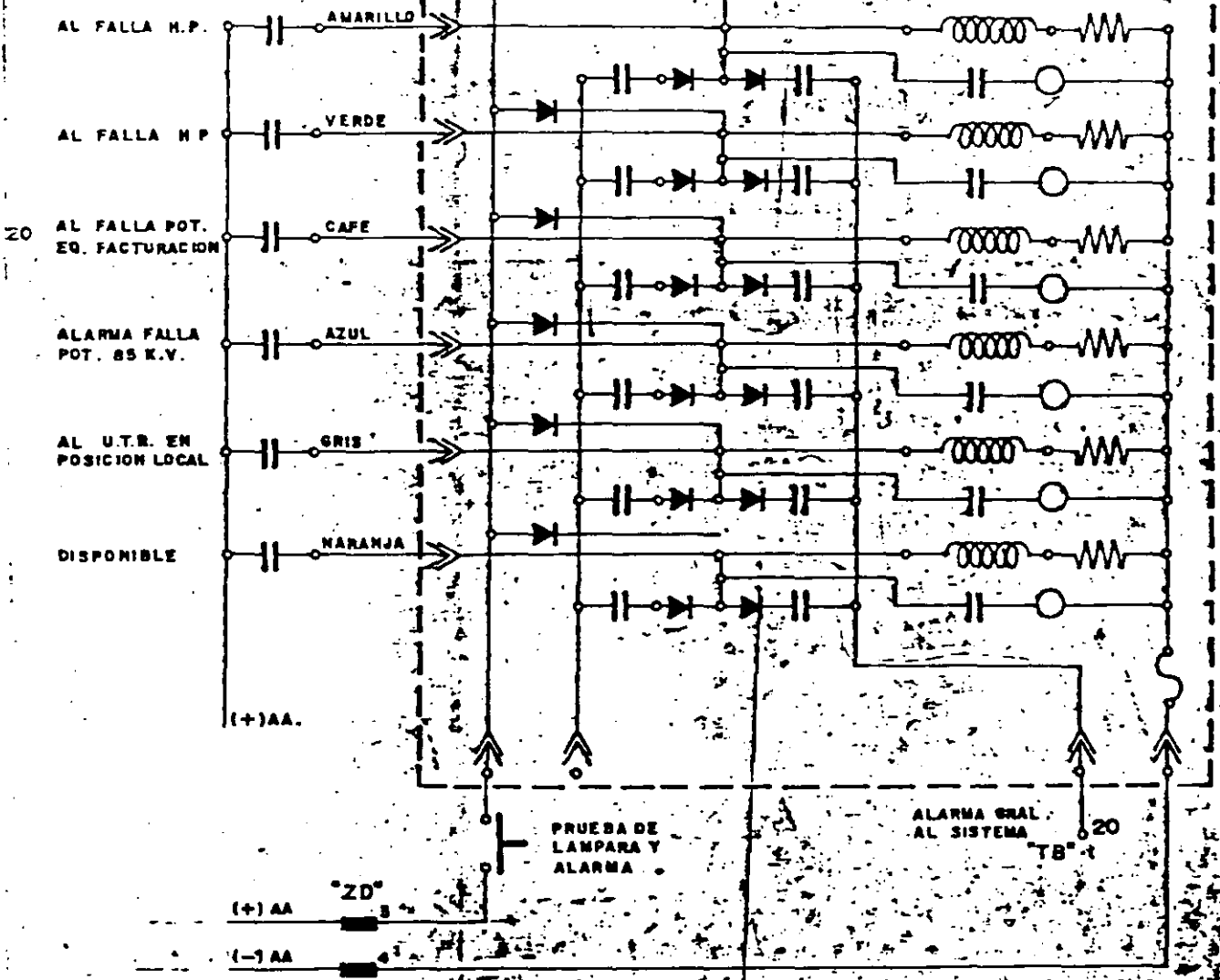
Relevador de Regulación de Voltaje



Abastecimiento de Energía al Motor



CUADRO DE ALARMAS MODELO
LyF AGN-RI



(1)

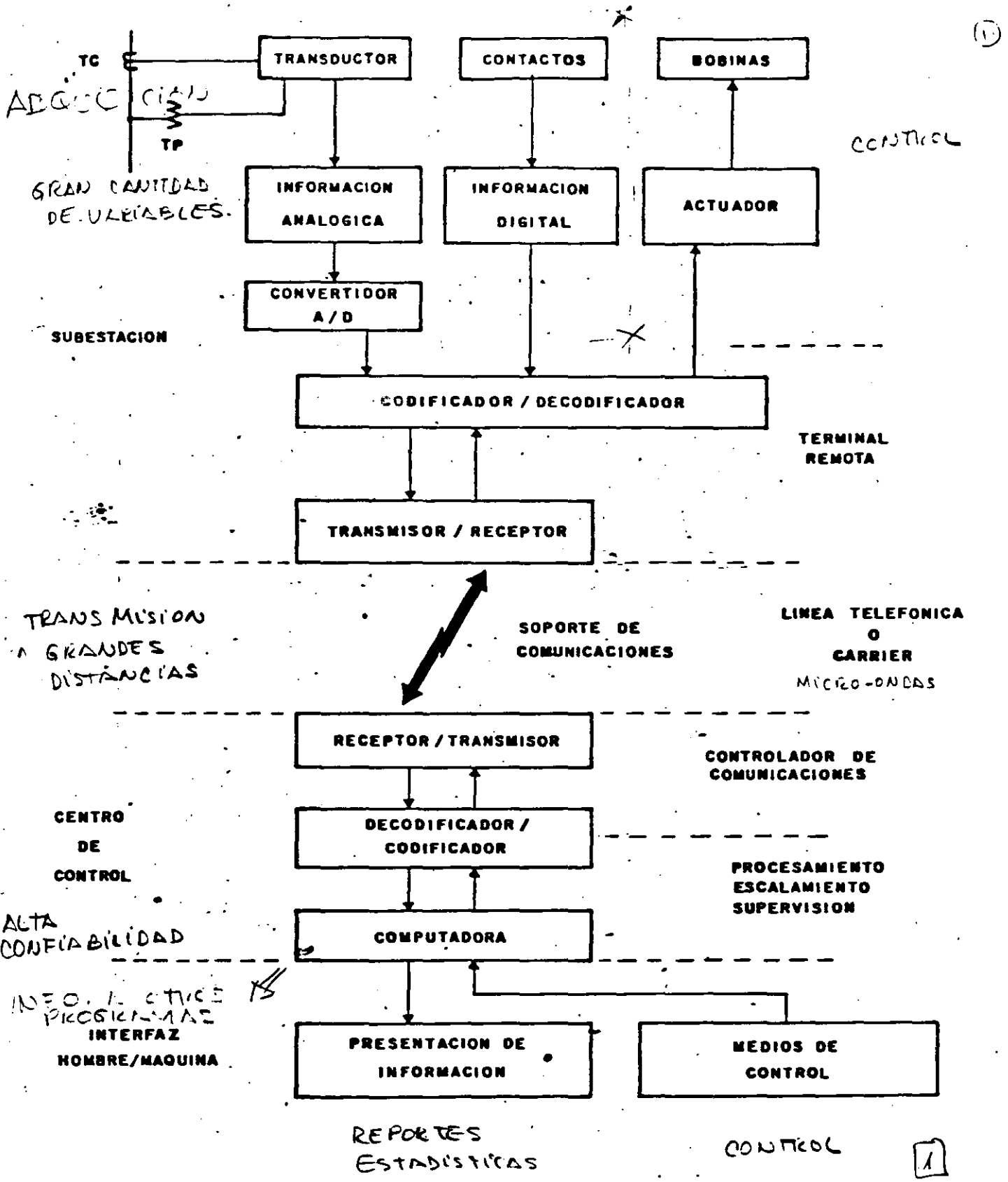


FIG - 6

SCADA = SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS Y CONTROL SUPERVISORIO ESTRUCTURA BASICA.

1

2

17

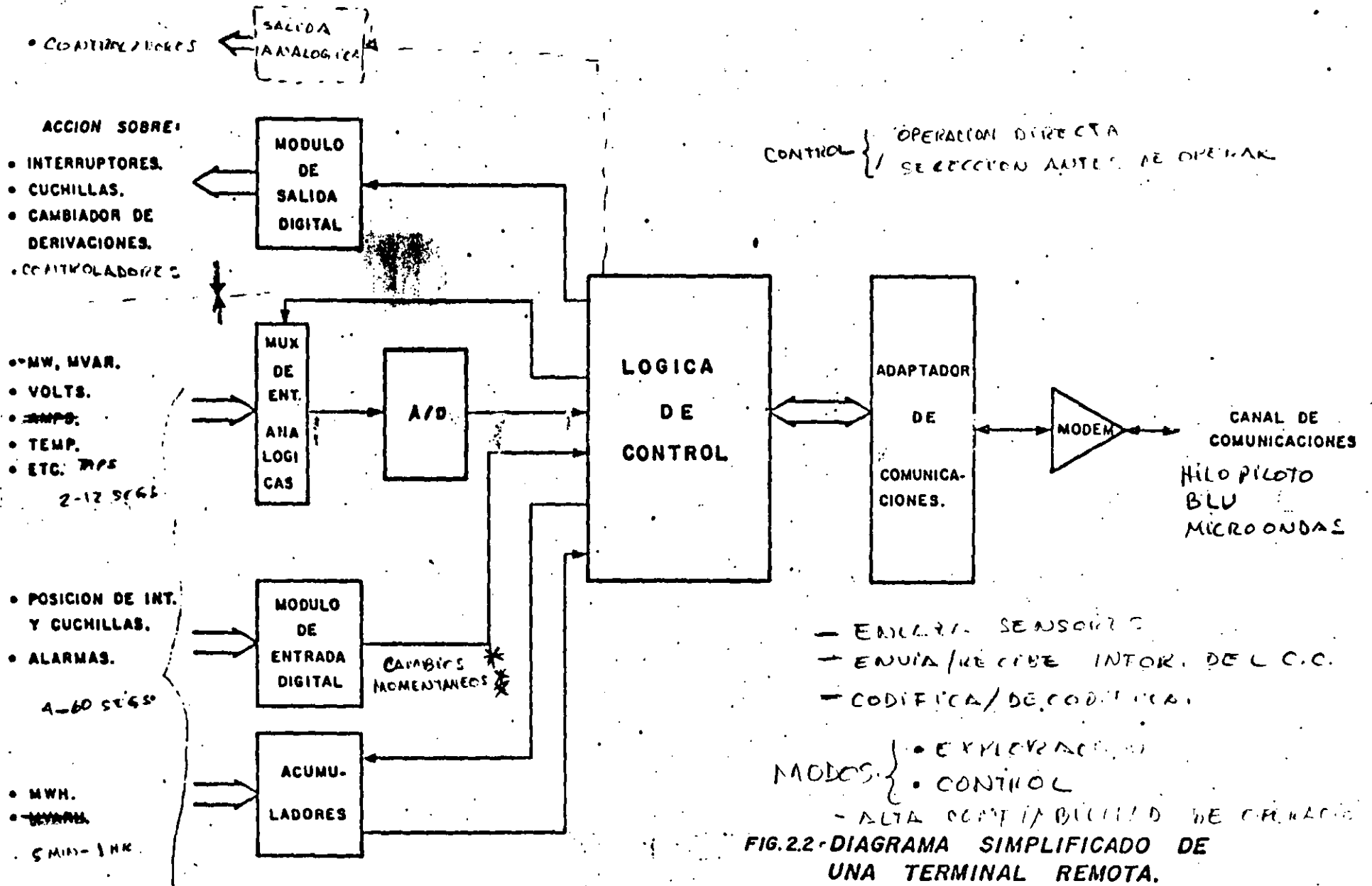


FIG.22-DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UNA TERMINAL REMOTA.

TECNICAS DE EXPLORACION

- CUCILLA - A DIFERENTE FREC: 2,4,10,60SEGS
- PERIODO PERIODO

TIPOS DE UTILES.

- ACAMBIO
- PROGRAMABLES
- ↳ AUTOMATISMOS.

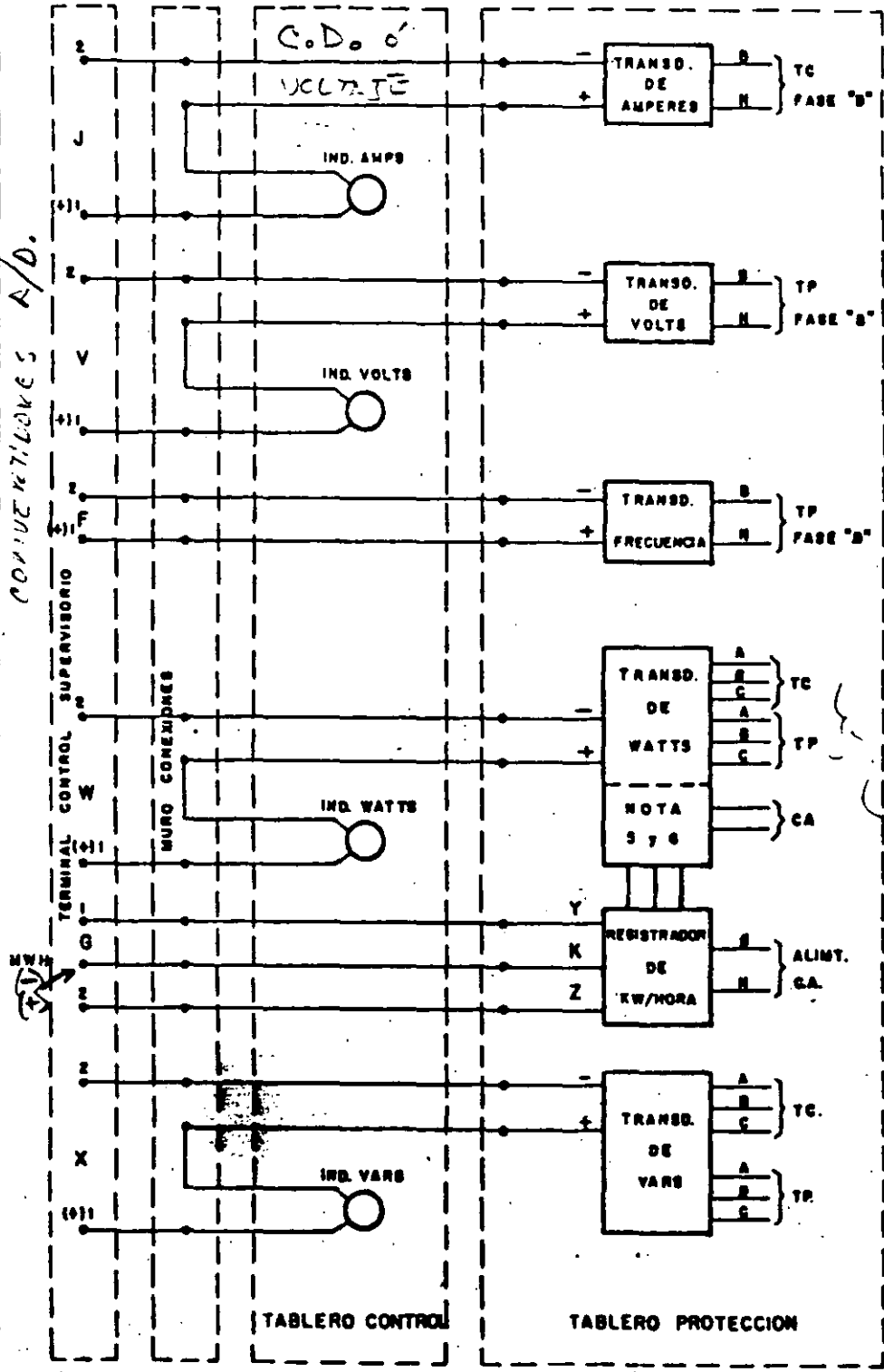
SISTEMA 13

18

2

MEDICION Y TELEMEDICION

SECTE (2)



NOTAS

- 1- SE TENDRA INDICACION DE AMPERES EN ALIMENTADORES DE 23 KV.
- 2- SE TENDRA INDICACION DE TENSION EN BARRAS DE 400 KV, 230 KV., 88KV, 23 KV, DE LA FASE "B" AL NEUTRO.
- 3- SE TENDRA MEDICION REMOTA DE FRECUENCIA DE BUSES DE 230 KV. y 400KV ^{ACQUIRS}
- 4- SE TENDRA INDICACION DE WATTS Y VARS, EN LAS LINEAS Y BANCOS. 20 y 42 y 82
- 5- SE USARA TRANSDUCTOR DE WATTS / WATTH Y REGISTRADOR DE KWH DE UN SOLO SENTIDO EN BANCOS 220 y 82
- 6- SE USARA TRANSDUCTOR DE WATTS / WATTHR Y REGISTRADOR DE KWH EN AMBOS SENTIDOS, EN LOS PUNTOS DE ENTREGA DE C.F.E.

2, 2 1/2, 3 alimentado

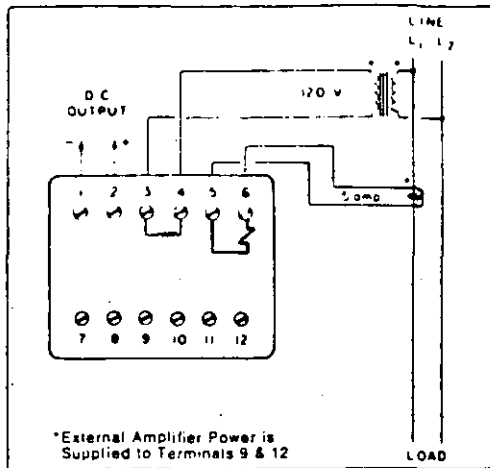
SEÑALES ANALOGICAS

6

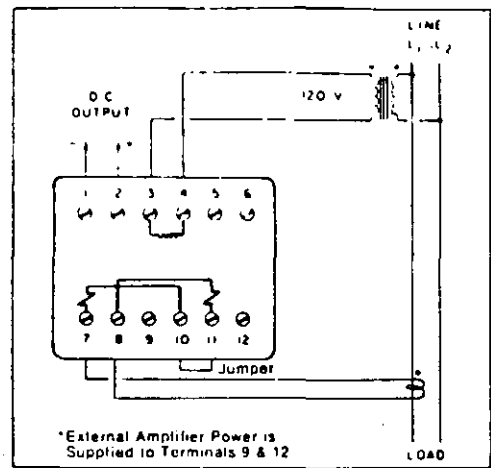
FIG-8

Connection Diagram

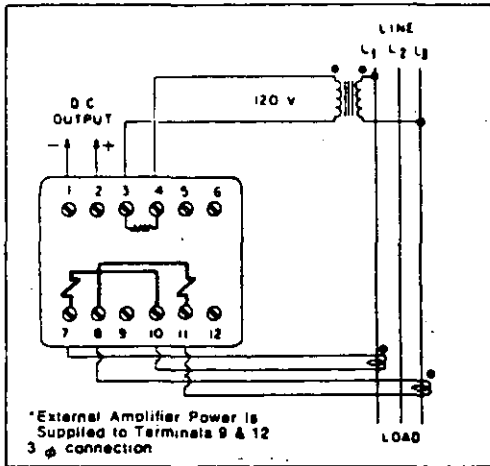
Calibration instructions, typical characteristic curves and application assistance are available on request.



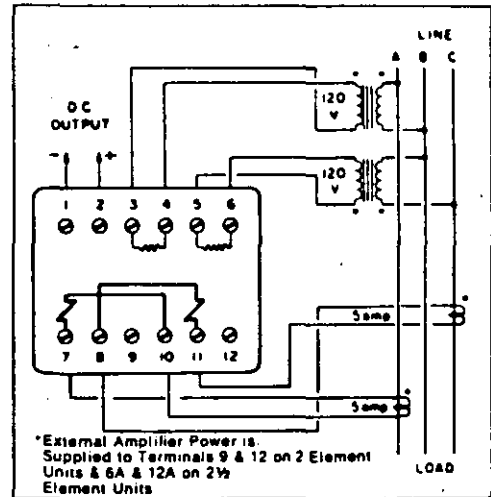
Watt or Var Single Phase One Element Units



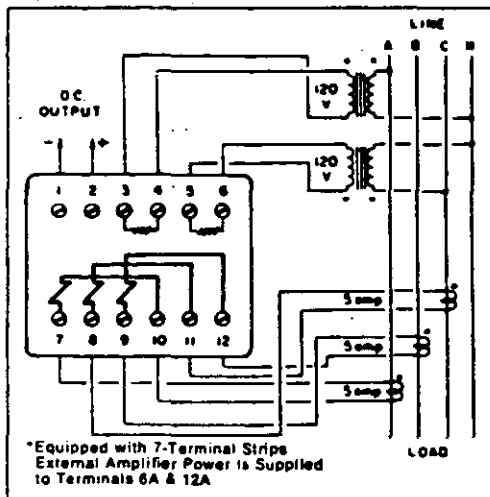
Watt Single Phase 1 1/2 Element Units



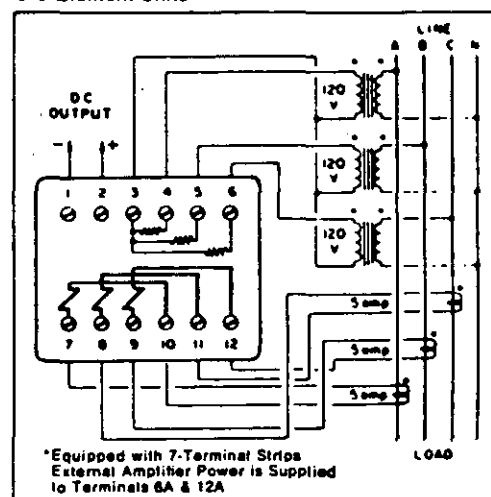
Watt Three Phase 1 1/2 Element Units



Watt or Var 3 Phase, 3 Wire Two Element or 2 1/2 Element Units



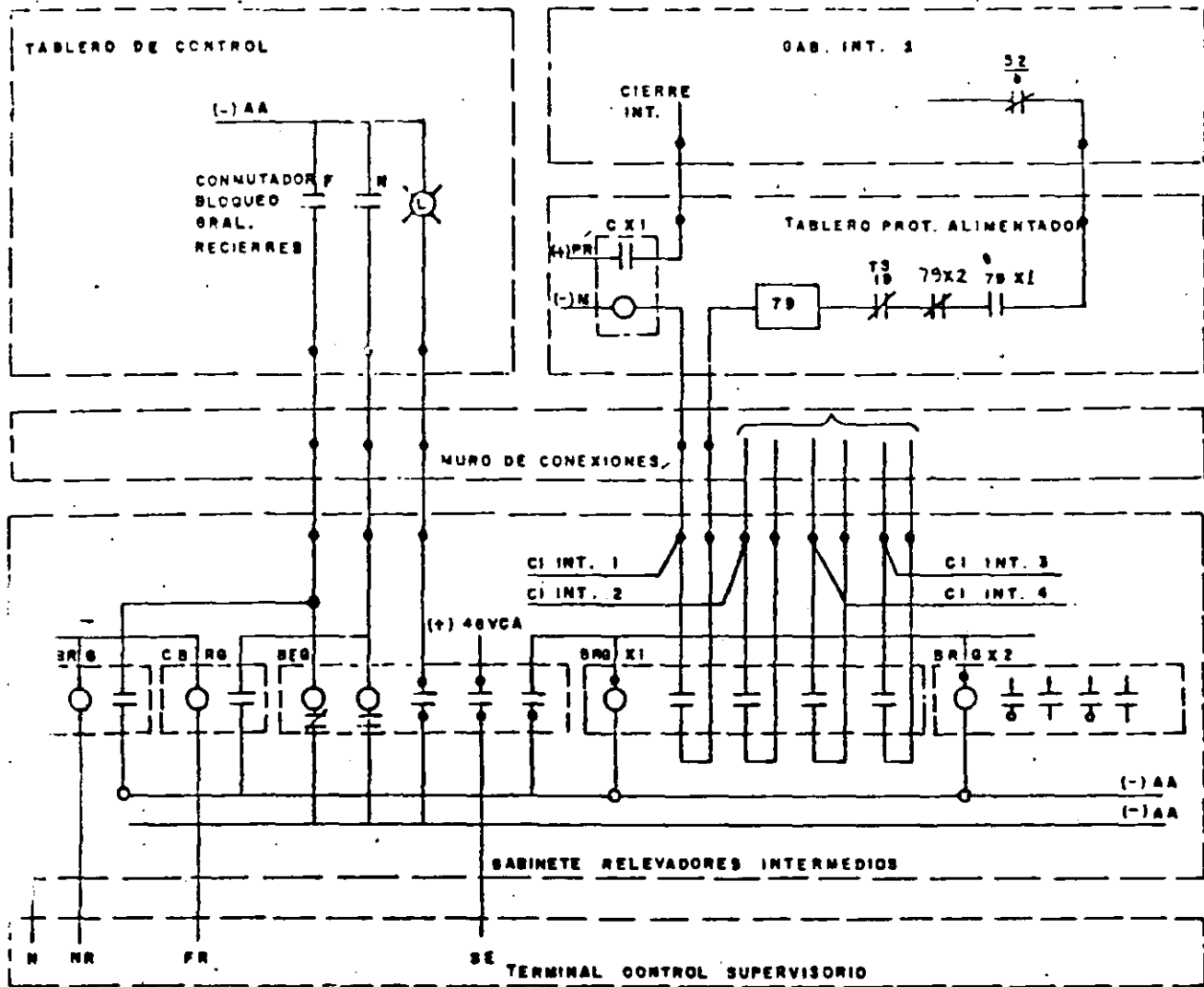
Watt or Var 3 Phase, 4 Wire 2 1/2 Element Units



Watt or Var 3 Phase, 4 Wire Three Element Units

*External Amplifier Power Required on A2 and A3 Models only

Note: These wiring diagrams apply to all Watthour Transducers. Additional terminals are provided for the SPDT output relay contacts.



NOTAS:

- 1- SE TENDRA UN CONTACTO PARA EL BLOQUEO DE C/U. DE LOS RECIERRES
- 2- POR CADA 4 ALIMENTADORES SE TENDRA UN RELE BRGX.

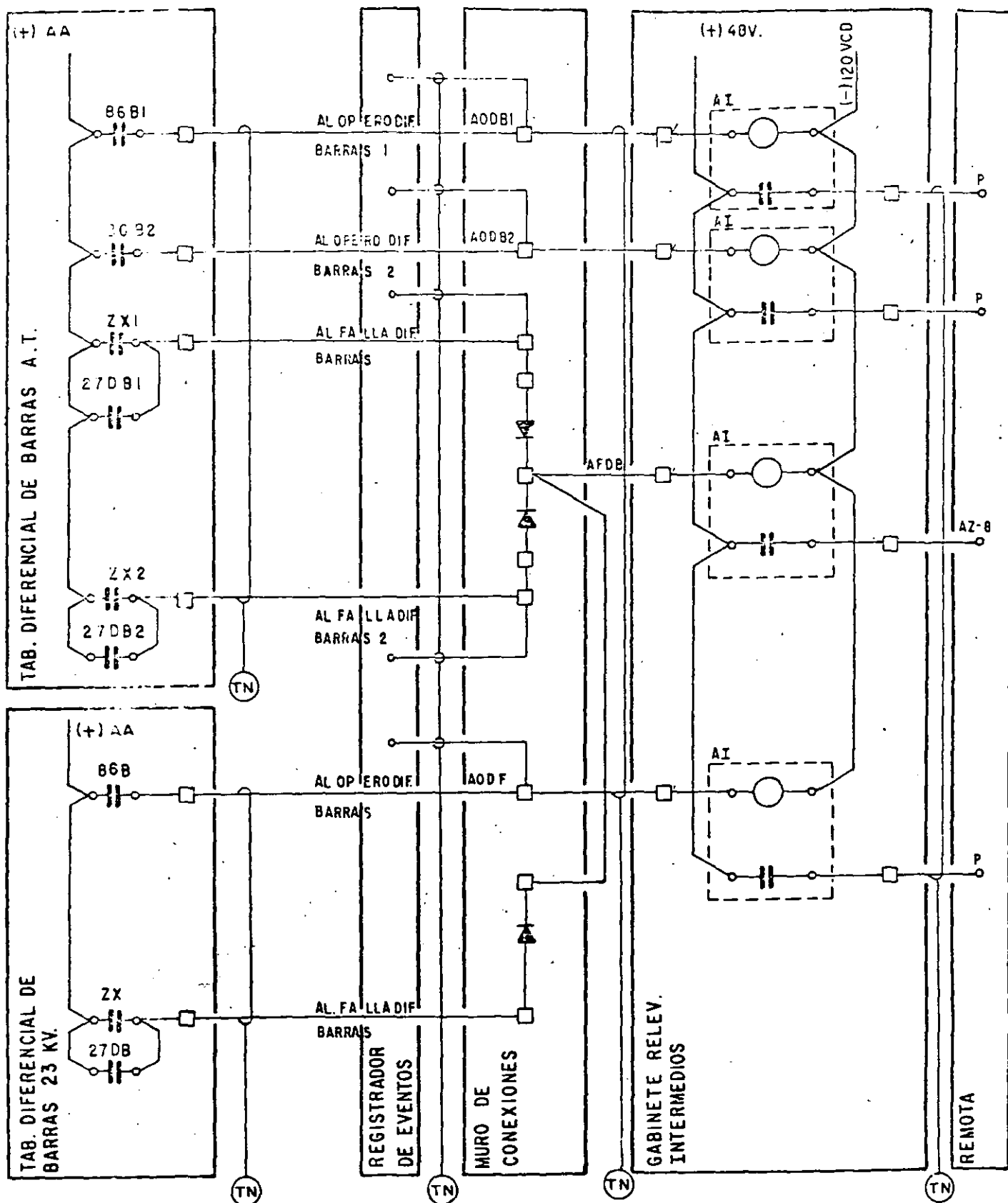


FIG.-7.12 - SEÑALIZACION REMOTA DE LA OPERACION Y FALLA DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS.

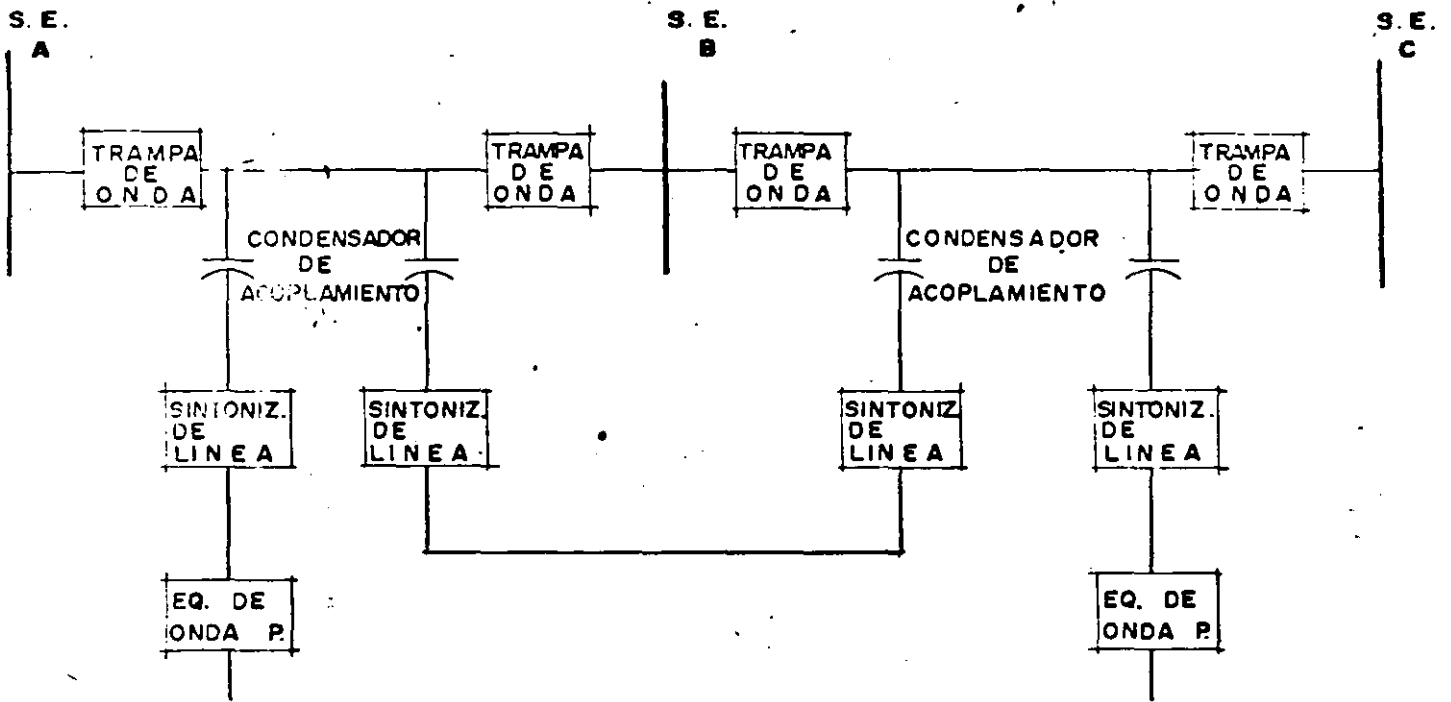
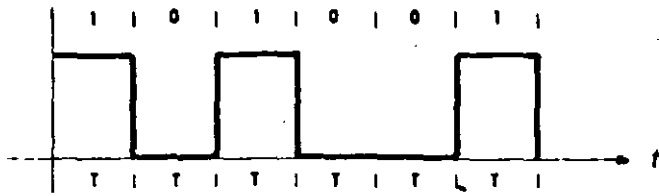
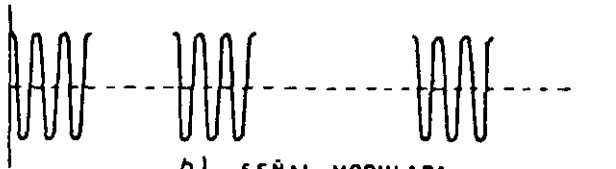


DIAGRAMA A BLOQUES DE UN SISTEMA SIMPLE DE CORRIENTES PORTADORAS SOBRE LINEAS DE ALTA TENSION

TEMA 6. LAS TÉCNICAS DE MODULACION
 SECCIONES DE C.R. DE MODULACION



a) - SEÑAL BINARIA



b) - SEÑAL MODULADA

Fig. Nº 6-4 MODULACION OOK

ON-OFF KEYING

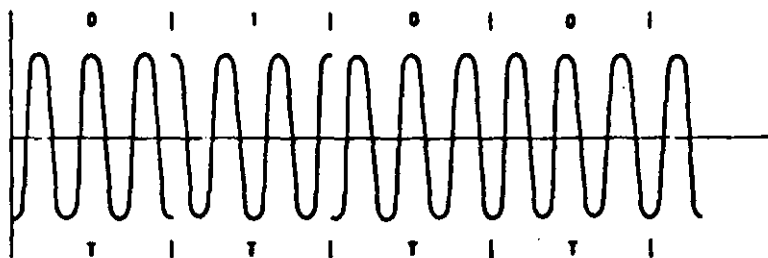


Fig. Nº 6-5 MODULACION PSK

PHASE SHIFT KEYING

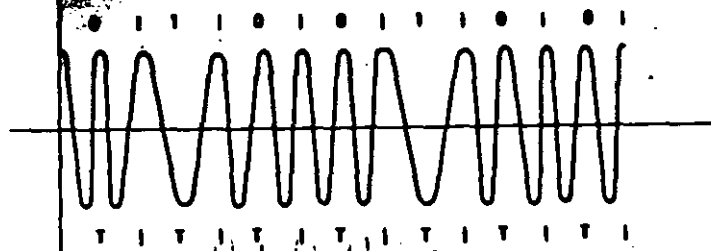
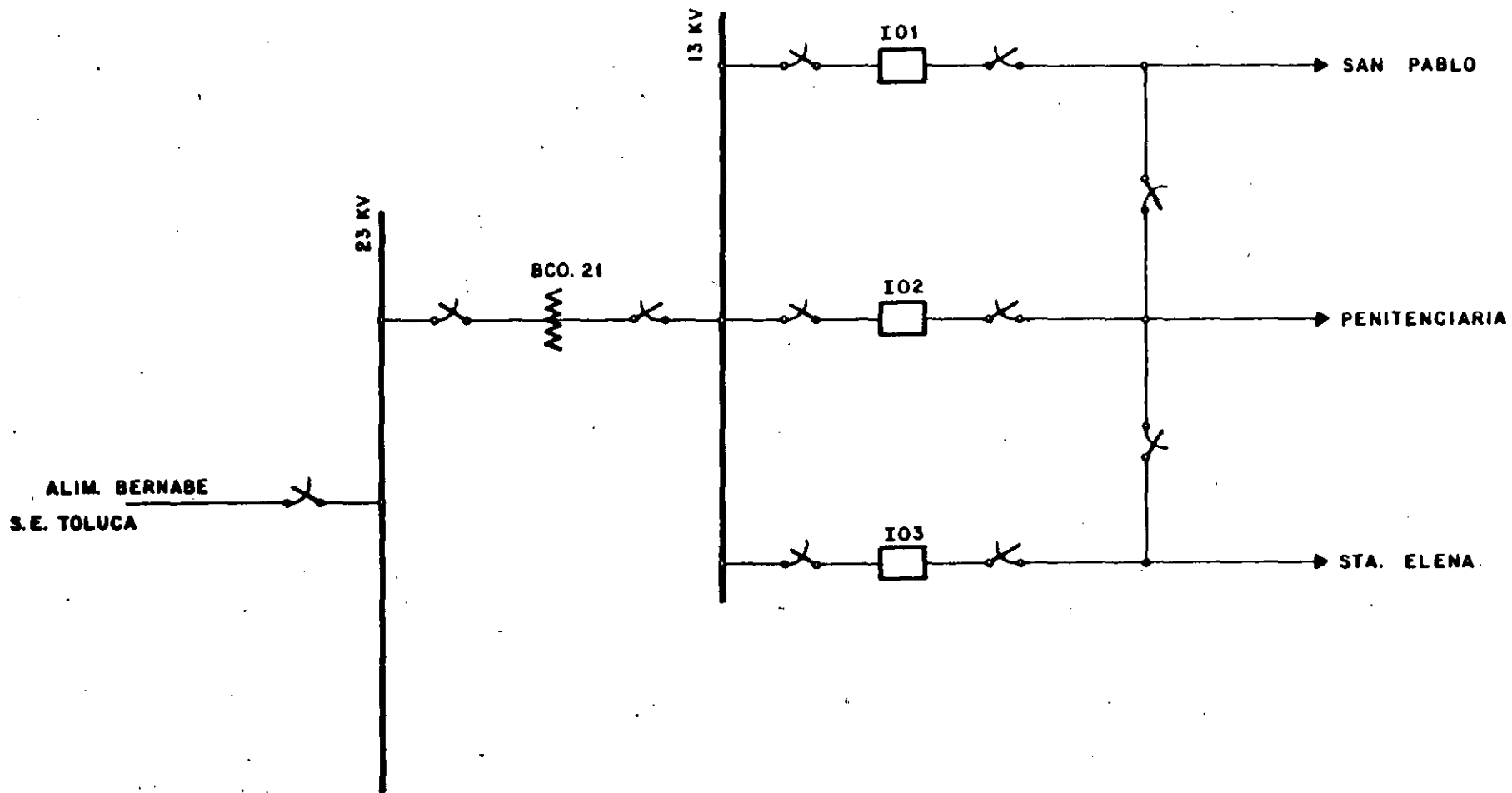


Fig. Nº 6-6 MODULACION FSK

MODULACION DE FRECUENCIA
 FRECUENCIA - 1700 Hz
 1 - 1200 Hz
 0 - 2200 Hz

FREQUENCY SHIFT KEYING



REV. 1 OCT 89 AL. C. R.

DIAGRAMA UNIFILAR

FECHA:
FEB/89

S.E. CALIXTLAHUACA

DEFINICION DE PUNTOS DE UTR's

SE. CALIXTLAHUACA.

UTR DTE-500 DL

ENTRADAS DIGITALES

- 1.- I01 INTE SPAB
- 2.- I02 INTE PENI
- 3.- I03 INTE SELE
- 4.- AZ7 FALLA C.A.
- 5.-
- 6.-

ENTRADAS ANALOGICAS

- 1.- MW BCO 21
- 2.- KV BARRA 13 KV

SALIDAS DE CONTROL

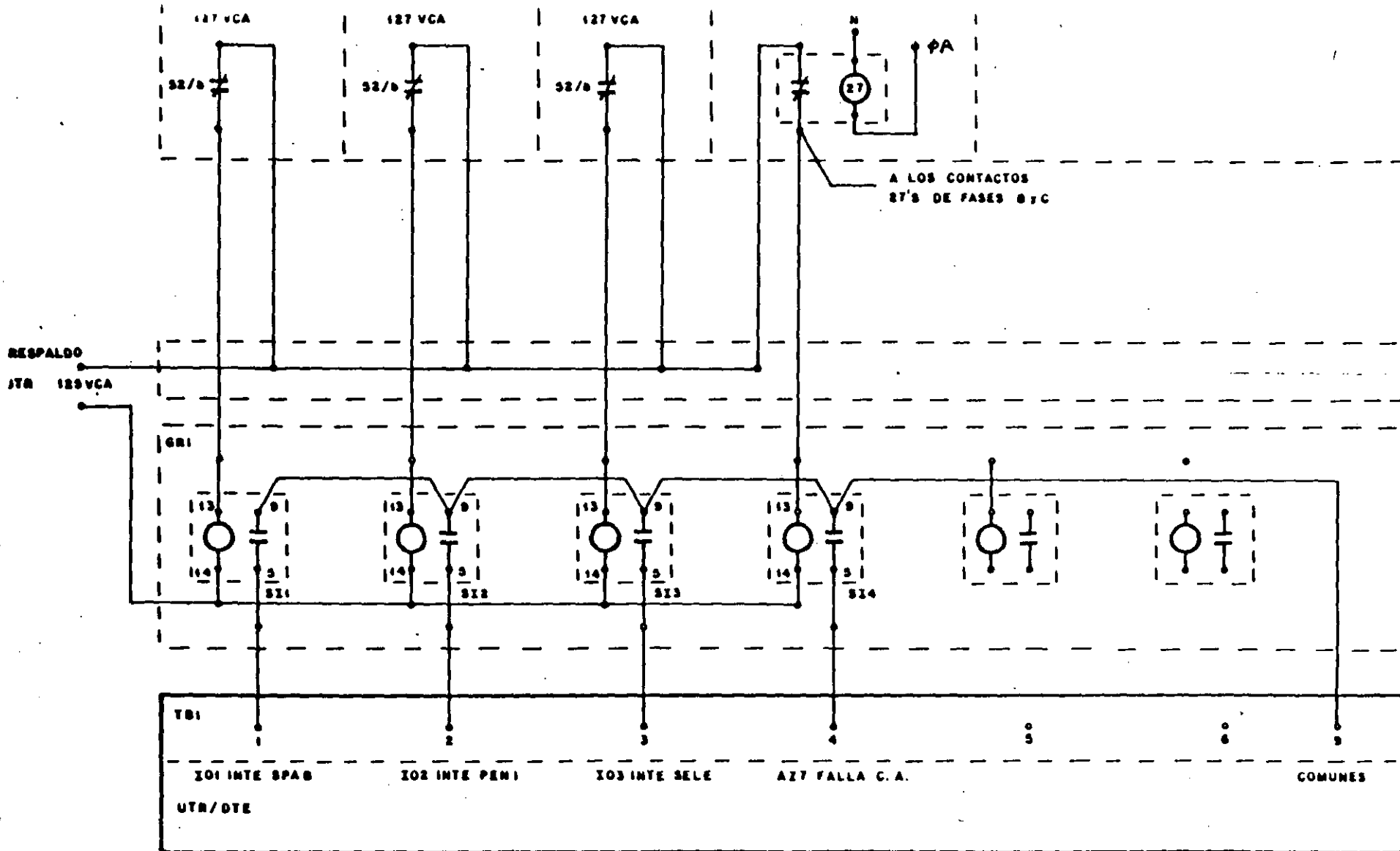
- 1.- I01 ABRIR
- 2.- I01 CERRAR
- 3.- I02 CERRAR
- 4.- I03 CERRAR

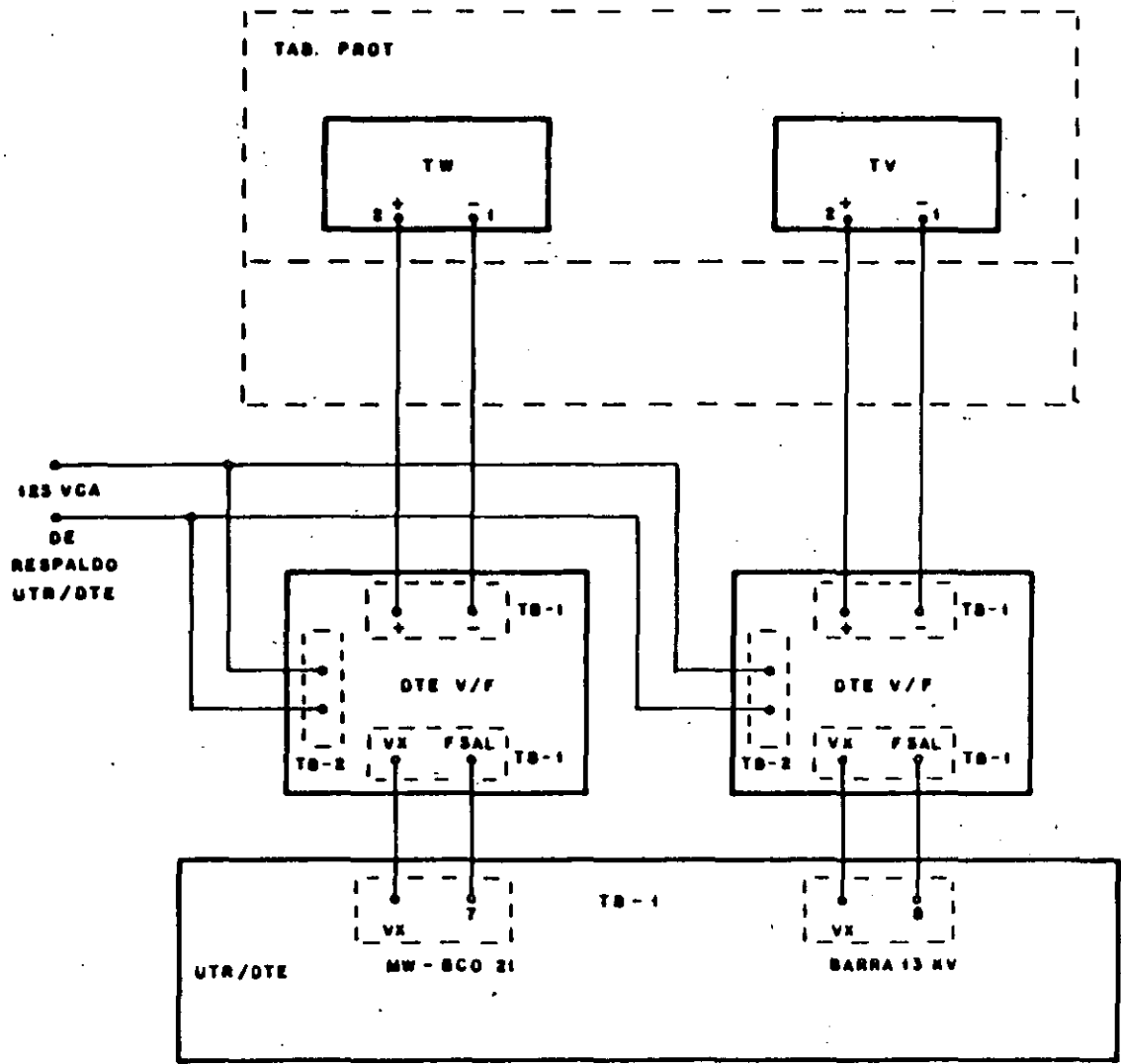
S. E. CALIXTLAHUACA

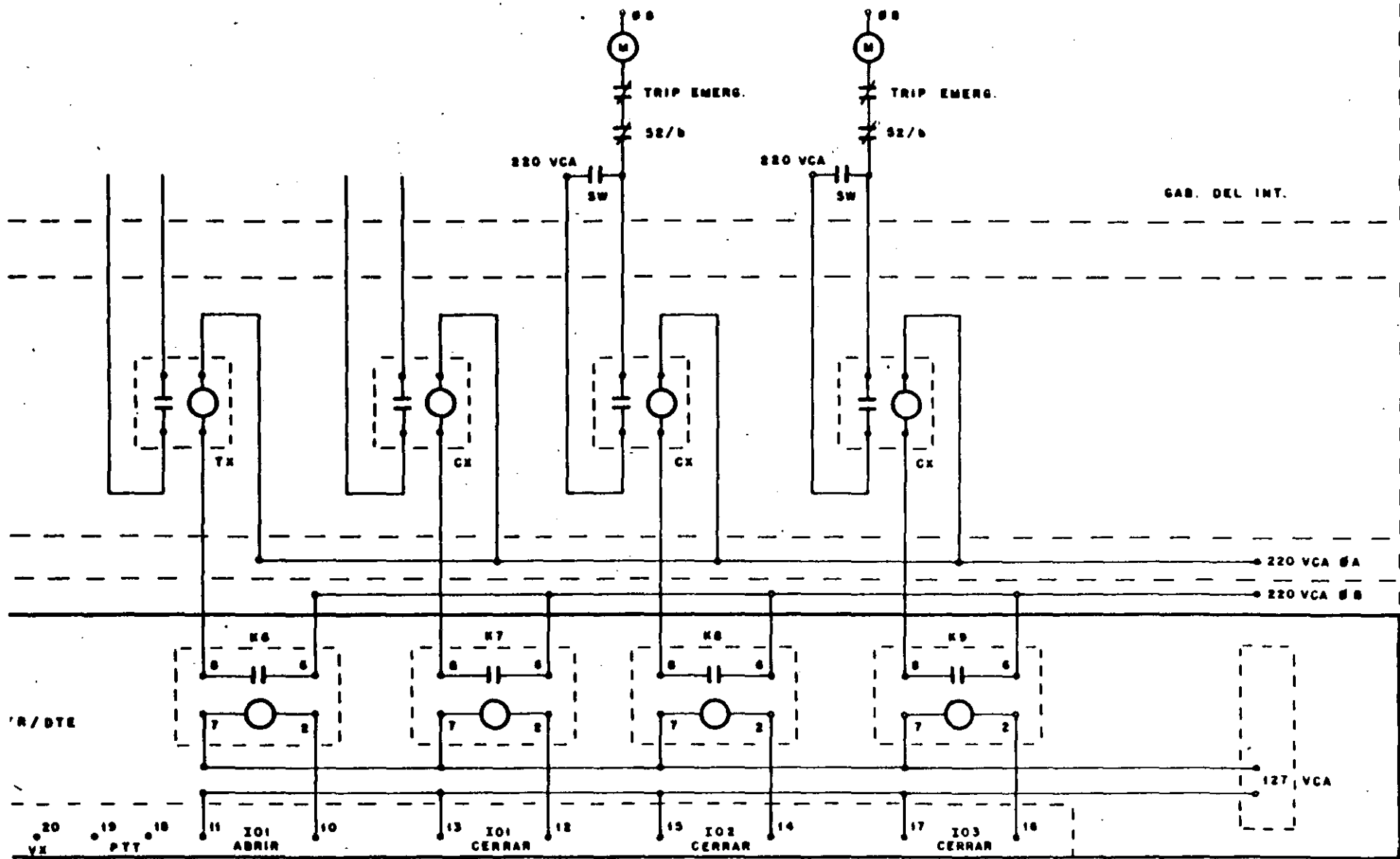
ENE/89 ACR.

REV.1. FEB/89 ACR/ALCR.

REV.2. OCT/89 ALCR.









FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO: 3

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

ANEXO AL TEMA DE AUTOMATIZACION Y

CONTROL
DE SUBESTACIONES

ING. ARTURO CAMARGO RAYON

PALACIO DE MINERIA

IEEE TUTORIAL COURSE

FUNDAMENTALS OF SUPERVISORY SYSTEMS

CHAPTER II

CONSIDERATIONS IN APPLYING
SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION SYSTEMS
TO ELECTRIC UTILITY STATIONS

An electric utility SCADA System depends on the interface between the power station and the SCADA remote terminal unit (RTU) to provide and maintain the high level of confidence demanded for power system operation. This chapter describes typical functions provided in utility SCADA systems and some important considerations in the interface between a power system and a SCADA system.

A. PHYSICAL CONSIDERATIONS

1. Locating the Interface Equipment

The implementation of a SCADA system in an electric utility requires the installation of remote terminal units (RTUs) in generation and switching stations and distribution substations through which the master station retrieves data and executes control commands. The RTU interfaces to control station equipment through interposing relays and to measuring circuits through transducers, meters, and other measuring devices as indicated in Figure II-1. Physically, this interface may be distributed throughout the station or centralized within one or two cabinets. The choice is often governed by available panel space and layout of station control centers. It is also a matter of philosophical and economic judgement.

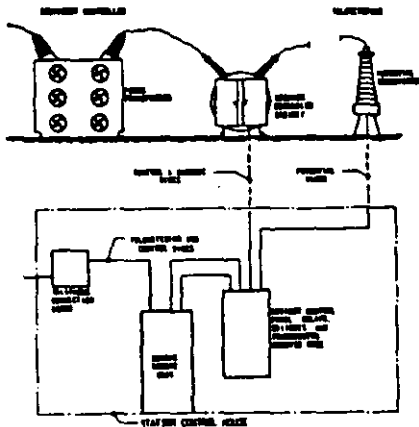


FIGURE II-1
SCHEMATIC DIAGRAM
POWER STATION SCADA SYSTEM INSTALLATION

The centralized approach simplifies implementation when installing a SCADA RTU in an existing station since the placement of the interface equipment affects only one or two panels (the new RTU and interface equipment panels). Cabling will be required from each controlled and monitored position which meets station panel wiring standards for insulation, separations, conductor sizing, and interconnection termination. Centralizing the SCADA RTU/Station equipment interface has the potential to adversely affect the security of the station, as all control and instrument transformer circuits become concentrated in a single panel or cabinet and can be seriously compromised by fire or by human error.

Placing the interface equipment on each panel for the monitored and controlled position is much less

compromising, but is more costly and difficult to design. Each interface placement must be individually located, and more panels are affected. If a low energy interface design is used, however, a substantial savings in cable cost may be realized since interconnections between the RTU and the interface may be made with less expensive cable and hardware.

As the distances between positions and SCADA RTUs increase, the cabling costs also increase, particularly if additional cable trays, conduit, or ducts are required. In some instances it is less expensive to install multiple small RTUs rather than one large RTU. Small RTUs and even digital transducers distributed throughout the station at each interface location and linked to a data concentrator RTU is also an economic and viable alternative to extensive cabling.

2. Environment

The environment of a power station is less than ideal for electronic equipment such as SCADA system RTUs, transducers, and other microprocessor-based devices. Station control buildings are seldom heated or air conditioned; thus, ambient temperatures may range from below freezing to above one hundred degrees fahrenheit (forty degrees centigrade). Metal clad switchgear substations and power plant meter rooms can reach ambient temperatures in excess of one hundred forty degrees fahrenheit (fifty degrees centigrade). Temperature changes are often cyclic with daily temperature cycles or even the result of the station being heated during the day for the attendant and not heated at night. These temperature changes stress the stability of measuring components like analog to digital converters and transducers. Good temperature stability is an important feature of SCADA system equipment that needs to be defined in the equipment specifications. In extreme environments, self contained heating or air conditioning may be advisable.

When equipment is installed in a free-standing, outdoor enclosure, not only is the temperature cycling problem aggravated, but in some climates moisture becomes a problem. Outdoor enclosures are often equipped with strip heaters to control their temperature to prevent condensation within the cabinet. Placement of heaters should be reviewed carefully when designing the enclosure, as they can aggravate temperature stability and even create hot spots within the cabinet that can damage components and shorten lifespan. In some applications, an incident solar radiation shield is also required to keep enclosure temperature manageable. The use of hermetically-sealed components, coated circuit boards, and corrosion-protected hardware should be a consideration when specifying and selecting SCADA equipment for outdoor installation.

Environmental considerations should also include such factors as airborne contamination in the form of dust or dirt, and corrosive atmospheres possibly found at some sites. Special non-corrosive cabinets and air filters may be required. In addition, seismic requirements may be important enough to be given special consideration.

3. Electrical Environment

The electrical environment of a power station is also severe. Large amounts of electrical noise and transients can be generated by the operation of power equipment and their control equipment. Transients generated by operating high-voltage disconnect switches commonly appear throughout the station on current, potential, control, and other wiring which enters or leaves the switch yard. This is only one noise source found in a station. Station control equipment operating circuit breakers, tap changers, and even space heaters can generate transients which can be found throughout the station on battery power and station service wiring. EHV stations have high electrostatic and magnetic field intensities whose coupling to station wiring can also be severe. Ground rise during faults or switching can also affect electronic equipment in stations.

These noise sources can find their way into RTUs and control and measuring devices. Effective noise control requires the extensive use of surge suppression, shielded and twisted pair cable, cable separation practices, radial grounding and separation of signal and protective grounds. These measures will help to suppress the introduction of noise and transients into an RTU and sensitive electronic equipment. Isolation of interconnected devices with optical isolation and "flying capacitor" multiplexers also is helpful at reducing noise effects. While every installation has a unique noise environment, some testing can help prevent noise problems from becoming unmanageable. The transients generated by operating high-voltage disconnect switches are represented by the IEEE Surge Withstand Capability Test. This test can be applied to RTUs and interface devices in a laboratory or on the factory floor. A new test, the fast transient test, has also been proposed to simulate the noise generated by the operation of electromechanical control devices. Both tests have value and should be considered when specifying station interface equipment. Insulation resistance and high potential test are also sometimes useful.

B. ANALOG DATA ACQUISITION

1. Measured Quantities

Electrical utility SCADA systems primarily gather power performance parameters (i.e., Volts, Amperes, Watts, and Vars) for system generators, transmission lines, transformer banks, and station buses and distribution feeders. Energy output and usage quantities (i.e., Kilowatt-Hours and Kilovar-Hours) are also important for an economic dispatch systems. Other quantities such as transformer temperatures, insulating gas pressures, fuel tank levels for on-site generation, or head level for hydro generation might also be measured in some applications. Often, transformer tap positions, regulator positions, or other multiple position quantities are also transmitted as if they were analog values.

Electrical quantities (Watts, Vars, Volts, Amps) are measured from power equipment instrument transformers with transducers as shown in Figure II-2. These convert instrument transformer outputs to DC voltages or currents which can be readily accepted by the SCADA system remote terminal unit. Their outputs are low energy signals which are easily processed with electronic equipment.

2. Planning

The value obtainable from SCADA system data is directly related to the investment made in their

measurements. In the initial planning stages of a SCADA system the value of the data to be received needs to be weighed against the cost to provide it. A balance must be struck to achieve the data quality required to suit the purpose of the system. This affects the conceptual design of the measuring interface and provides input to the selection of transducers and measuring practices applied. This step is important in that it is easy to overbuild the measuring system which raises the overall SCADA system cost, or underbuild which provides inadequate performance. Underbuilding also adds costs when it must be corrected in the future. The relationship between desired measured quantities and placement of available metering transformer sources deserves careful attention in the design stages of a utility SCADA system to insure satisfactory performance. Many design compromises must be made when a SCADA system is overlaid on an existing power system, because of the availability of metering sources. Meter source placement may result in measurements which include or exclude reactive contributions of a series or shunt reactor or capacitor; measurements which include reactive component contributions of a transformer bank; or measurements which are affected when a section breaker is open because the potential source is on an adjacent bus. The compromises are endless and each produces an unusual operating condition in some state. When deficiencies are recognized, the changes to correct them can be very costly, especially, if instrument transformers must be installed or replaced to correct the problem.

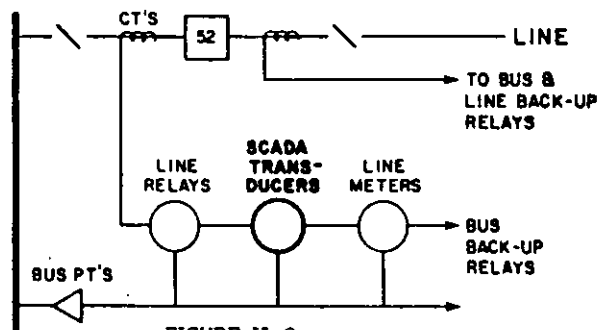


FIGURE II-2

SCADA SYSTEM MEASURING INTERFACE

3. Measuring System Performance

The overall accuracy of transmitted quantities is affected by a number of factors. These include instrument transformer errors, transducer performance, analog to digital (A/D) conversion quantizing error, and offsets introduced in transducers and A/D converters. Accuracy is not predictable based solely on the transducer or A/D converter specifications. Significant measuring errors often result from instrument transformer performance, and errors induced by quantizing scaled transducer inputs. Also, precise Watt and Var measurements are not possible at their quadrature angles in that small phase angle errors from instrument transformers greatly affect measurement accuracy. Power system and line charging current unbalances also influence measurement accuracy, especially at low load levels.

In applications using metering grade instrument transformers and 0.25% inaccuracy class transducers, consistent real power measurements with inaccuracies of 1% or less at 0.5 to 1.0 power factor, and reactive power measurements with inaccuracies of 1% or less at 0 to 0.5 power factors are readily achievable. Metering grade transformers are usually required for SCADA systems monitoring power system

interconnections and generation output when the system performs economic generation dispatch and load frequency control. Often, energy transfer from interconnection billing meters is also provided, and the entire package of interchange watt-hour meters and transducers is installed with certified instrument transformers.

When a SCADA system provides generalized information for internal power flow telemetering, metering grade instrument transformers are not usually available. SCADA transducers must often share lesser accuracy instrument transformers provided for protective relaying or panel metering. Overall inaccuracies under these conditions can easily increase to 2-3% for real power, Voltage, and current measurements and 5% or greater for reactive power. When capacitor voltage transformers provide the metering potential source, accuracies can suffer even more.

4. Instrument Transformer Performance

a. Current Transformers

Power system electrical quantities can be no more accurate than the instrument transformers used for their measurement. When metering grade transformers (0.1%) are available, they will provide the best accuracy. Very often, however, utility SCADA systems monitor stations where only standard relaying transformers are available. Current transformers (CTs) of all sizes and types find their way into power stations to provide the current replicas for metering, controls, and protective relaying. A CT's performance is characterized by ratio correction factor (turns ratio error), saturation voltage, phase angle error, and rated burden. Bushing CTs installed in power equipment, as shown in Figure II-3, are the most common type found in medium and high-voltage power equipment. They are toroidal and have a single primary turn, the power conductor, which passes through their center. The current transformation ratio results from the number of turns wound on the core to make up the secondary. More than one ratio is often provided by tapping the secondary winding.

The core cross-sectional area, diameter, and magnetic properties determine the CT's performance. As the CT is operated over its current ranges, its deviations from specified turn ratio is characterized by its ratio correction curve, sometimes provided by

the manufacturer. At low currents, the exciting current causes ratio errors which are very large until sufficient primary flux is present to overcome the effects of core magnetizing current. Thus, Watt or Var measurements made at very low load may be substantially in error both from ratio error and phase shift. They may even appear to be zero for some minimum primary current flows. Exciting current errors are a function of individual CT construction and are difficult to generalize.

Normally, metering CTs will have a smaller core cross section to minimize exciting current effects. In CTs provided for protection, exciting current at low load is not considered important. Relaying CTs are designed to faithfully reproduce current at many times their thermal rating to allow accurate sensing of faults, whereas metering CTs are allowed to saturate at fault currents. The core size and magnetic properties limit the ability of the CT to develop voltage to drive its secondary current replica through the circuit burden (load impedance). This is an important consideration when adding SCADA transducers to existing metering CT circuits, as it can affect accuracy. The added burden of SCADA transducers is less likely to create metering problems with relaying CTs at load levels, but could have undesirable effects on protective relaying at fault levels. In either case, CT burdens are an important consideration.

In relaying CTs, current reproduction is impaired at low levels by the exciting current of a larger core, specially when the operating current range is wide. The core size and ratio required to accurately reproduce large current faults reduces the ability to reproduce low currents. Experience has shown, however, that many relaying CTs perform comparably with metering CTs, once the operating current sufficiently exceeds the exciting current. In higher voltage class CTs, the dimensions of the core, and thus the exciting current, are dictated by the dimensions required for insulation levels and loadability. This has the effect of narrowing the differences between metering and relaying CTs. Tests made on samples of modern design 120 and 345 kV bushing CTs showed that satisfactory performance for SCADA metering could be expected at 10% or more of the thermal rating of the CT when the full ratio was used. Figure II-4 illustrates the typical performance differences between relaying and metering CTs. Since

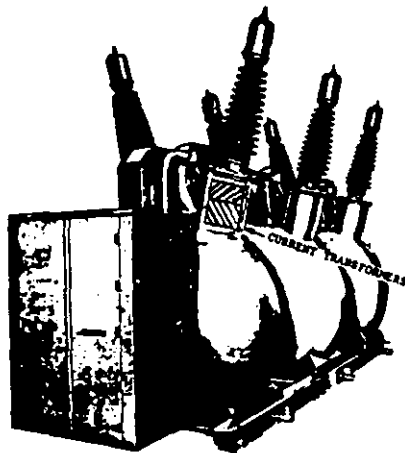


FIGURE II-3

BUSHING CURRENT TRANSFORMER INSTALLATION

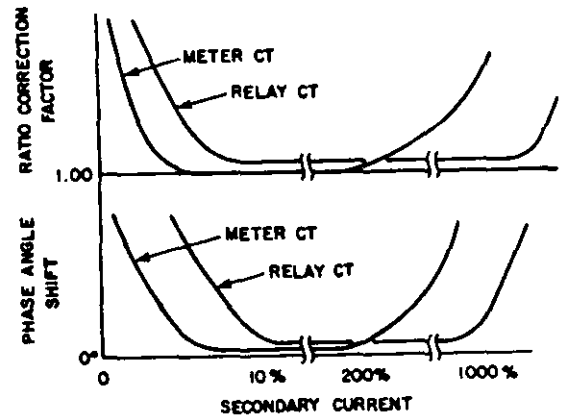


FIGURE II-4

COMPARISON OF RELAY AND METER CT PERFORMANCE CHARACTERISTICS

relay CTs vary greatly within the population of utility power equipment, each user may need to perform his own verification tests. Lower voltage class and older design CTs can usually be expected to produce wider differences between relaying and metering CTs.

Occasions arise where it is necessary to obtain current from more than one source by summing currents with auxiliary CTs. This can be accomplished satisfactorily, but it becomes very important to be sure the auxiliaries used are adequate. If the core size is too small to drive the added circuit burden, the auxiliaries will introduce excessive ratio and phase angle errors which will degrade measurement accuracies. It is not possible to generalize on auxiliary transformer performance except to view their application with caution.

b. Potential Sources

Potential sources for power system measurements can be either wound transformer type, potential transformers, or capacitive divider devices as in capacitor voltage transformers or bushing potential devices. They provide scale replicas of their high-voltage side potential characterized by their ratio, load capability and phase angle response. Wound potential transformers (PTs) provide the best performance with ratio and phase angle errors suitable for billing metering. Even relaying type potential transformers can provide metering grade performance. PTs are usually capable of supplying large potential circuit loads without degradation, provided their secondary wiring is of adequate size. For SCADA metering purposes, PTs are unaffected by changes in load or temperature. They are the preferred source for metering potential.

Capacitor voltage transformers (CVTs) use a capacitor stack divider to obtain a primary voltage replica, and can approximate wound transformer performance. While metering grade CVTs are available, CVTs are less stable and less accurate than wound PTs. Some are totally unsatisfactory. CVTs can be

affected by load and ambient temperature. Most must be individually calibrated in the field to bring their ratio error within 1%, and must be recalibrated whenever the load is changed. Older CVTs can be expected to change ratio up to $\pm 5\%$ with ambient temperature variation. In all, CVTs are a reluctant choice for SCADA system metering. When CVTs are the only choice, as often is the case, consideration should be given to using the more modern devices which provide better performance. A periodic calibration program for CVTs can also help maintain their performance at satisfactory levels.

Bushing capacitor potential devices use a tap made in the capacitive grading of a high-voltage bushing to provide the potential replica. They can supply only very limited output and are very load sensitive. They can also be very temperature sensitive. As with CVTs, if BCPDs are the only choice, they would be individually calibrated and periodically checked.

5. Transducers

The measuring interface element between a SCADA system and power system instrument transformers is the transducer. These provide a scaled, low-energy signal which represents a power system quantity that the RTU can easily accept. Transducers also isolate and buffer the RTU from the power system and station environments. Typical installations of transducers are shown below in figure 11-5.

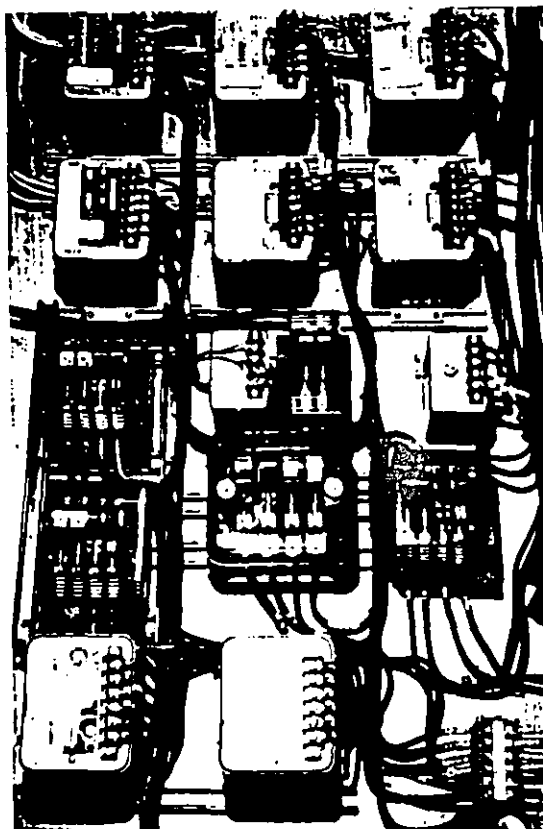
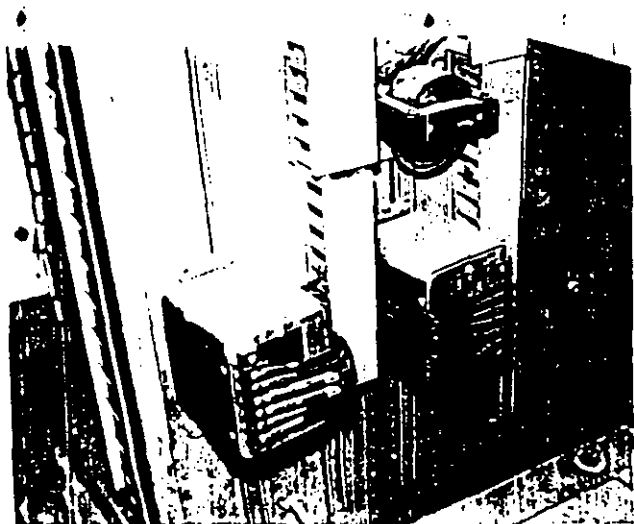


FIGURE 11-5

TYPICAL TRANSDUCER INSTALLATIONS

Transducer outputs are usually DC voltages or currents which range upwards of a few tens of volts or milliamperes. They may be unipolar or bipolar in that their output polarity corresponds to direction of flow. They may also be offset such that quantity zero is represented by something other than zero output, a practice common to the process control industry. Some transducers also provide integrating demand contacts to drive accumulator registers.

Transducers measuring power system electrical quantities are generally designed to be compatible with instrument transformer outputs. Potential inputs are based around 120 or 115 VAC and current inputs accept 0-5 amperes. These are, for the most part, long-time, steady-state ratings. Input circuits are provided with short-time, over-range capabilities so that they may survive power system disturbances, which may produce abnormally high voltages or currents many times higher than rated for short durations. Many transducers can operate at levels above their normal ranges with little degradation in accuracy provided their output limits are not exceeded. Transducer input circuits may share the same instrument transformers as the station metering and protection systems; thus, they must conform to the same standards as any switchboard component. Wiring standards for current and potential circuits vary between utilities, but generally 800-volt class wiring is required, and #12 AWG or larger wire is used. Special termination standards also apply in many utilities. Test switches for "in-service" testing of transducers are often provided to make it possible to test transducers without shutting down the monitored equipment. Transducers may also require an external power source to supply their power supply requirements. When this is the case, the reliability of this source must be considered.

Transducer outputs are most commonly voltage or current sources specified to supply a rated voltage or current into a specified load. For example, full output may correspond to be 10 volts at 1.0 milliamp or 1.0 milliamp into 10 kilohms, maximum. Some over-range capability is provided in transducers so long as the maximum current and/or voltage capability is not exceeded. The over-range may vary from 20 to 100%, depending on the transducer; however, accuracy is usually not specified for the over-range area. Transducer outputs are usually wired with shielded, twisted pair cable to minimize stray signal pickup.

Transducers associated with thermocouple or strain gauges are sometimes used which output only a few millivolts. These are generally provided with an instrumentation amplifier to bring up their signal levels and provide scaling. Shielding and cable routing or these low level signals is also very important to avoid stray signal pick-up.

Normally #18 AWG conductors or smaller are satisfactory, but individual utility practices differ. It is a common practice to allow the output circuits to remain isolated to reduce the susceptibility of the transducer to transient damage, although some suppliers provide a common ground for all analog quantities at the RTU, often to accommodate static multiplexers. Practices also differ somewhat on shield grounding with some shields grounded at both transducer and RTU ends, but is also common practice to ground shields at the RTU end only. When these signals must cross a switchyard, however, it is a good practice to not only provide the normal shielded twisted pairs, but to also provide a heavy gauge shield for cable pairs. This shield should be grounded where it leaves a station control house to enter a switchyard and where it re-enters another control house. These grounds are terminated to the station

ground mass, and not the RTU analog grounds bus.

6. Scaling of Analog Quantities

In a SCADA system, the transition of power system measurements to displayed values at the master stations is a process which entails several steps of scaling. Power system parameters are first scaled by current and potential transformers, then by transducers, and again by the RTU's A/D converter. Each of these steps has its own proportionality constant which, when combined, relate the digital coding of the transmitted messages to the primary quantities. At the master station, these are operated on by one or more constants to convert the transmitted data to user-acceptable values for a data base and displays. In addition, each step has an associated operating range into which the scaling factors compress the quantities. Many variations of the scaling process exist in utility SCADA systems which affect scale factor assignments, and each has its philosophical justification.

SCADA system measuring performance can be severely affected by quantity scaling. Ideally, under normal power system conditions, each transducer output should be in its most linear range and utilize as much of the range of the A/D converter as possible. Scaling should take into account the minimum, normal, and maximum value for the quantity, even under abnormal or emergency loading conditions. Optimum scaling balances the expected value at maximum, the current and potential transformer ratios, the transducer range, and the A/D converter input range, to utilize as much of the transducer output and A/D range as possible under normal power system conditions without driving the converter over its full scale at maximum value. This practice minimizes the quantizing error of the A/D conversion process and provides the best quantity resolution. A suitable safety margin at maximum value should be provided, however, to allow for growth. It is also important to be able to detect the differences between a quantity which is at maximum value, from one which has failed and is at full output.

Under the practical restraints imposed when applying SCADA to an existing power system, scaling can be expected to be compromised by available instrument transformer ratios and the A/D converter scaling provisions. Often, only a few scale choices are provided at the RTU, and quantity scaling is provided at the master station. Likewise, transducer standardization and the limited choices of instrument transformer ratios available, when sharing existing current and potential sources, further reduces scale options. A reasonable selection of scale factor and range would provide half output or more from transducers under normal conditions, but not exceed 90% of full output under maximum load. As much of the A/D converter range as possible should also be used.

Another approach for selecting range and scale factors is to select a quantizing resolution standard for overall system performance. This then imposes an arbitrarily-selected unit resolution; for example ± 1 Megawatt, ± 1 Megavar, 1 Kilovolt, or 1 Ampere to each quantity, and often allows a more liberal selection of scaling factors when attempting to minimize transducer and quantizing errors through scaling.

Some utilities insist on a transmission format which constrains the scaling of quantities in the RTU data to represent "engineering units." This concept produces transmitted data in which the binary coding represents the primary quantity in Megawatts, Megavars, Kilovolts, Amperes, etc. It has the advantage of reducing the

scale factor applied at the master station to unity in most cases and simplifies interpretation of transmitted data words for servicing technicians. The scaling must then be applied at the RTU input or at the transducer level: however, which may introduce additional complications. In some instances, this technique helps unload the master station computer, since it reduces the number of calculations to convert the transmitted data into useable display values. Some RTUs can also process analog signal scaling locally to unload master station processing.

In addition to scaling and measurement errors, analog quantities can be affected by the noisy environment of a power station and loads which have large excursions from their long term average values. Generally, the effect of noise and swinging loads on transmitted quantities is to make values "bounce" around their actual steady-state values. These deviations can occur frequently, almost at a continuous rate, or infrequently. Noise induced problems can sometimes be related to a specific occurrence within the power station, such as the operation of disconnect switches or a control device. But, many times the noise source cannot be readily identified and suppressed.

When noise affects a quantity which is operating near its pre-programmed alarming point, an erroneous alarm indication can result. The alarm usually returns to normal soon after, a characteristic which is annoying and compromises confidence in the SCADA system. Noise may also result in reasonability limit failures for quantities.

Noise effects can be minimized by good surge protection designs in stations, through shielding practices, and by providing isolation between analog inputs and the RTU.

7. Integrated Analog Quantities - Pulse Accumulators (PA)

Some power system quantities of interest are energy transfer values derived from integrating instantaneous quantities over an arbitrary time period, usually fifteen minutes or one hour. The most common of these is watt-hours, although var-hours and amp-squared-hours are not uncommon. They are usually associated with energy interchange over interconnecting tie lines, generator output, or the load of major customers. In most instances, they originate from a billing meter package which includes metering grade instrument transformers, one or more watt-hour and var-hour meters, and a local recording device such as a magnetic tape recorder. They also can be interfaced to an RTU.

Integrated energy transfer quantities are recorded by counting the revolutions of the disc on an electromechanical watt-hour meter type device. A set of contacts is opened and closed in direct proportion to the disc rotation; either mechanically from a cam driven by the meter disc shaft, or through the use of opto-electronics and a light beam interrupted by or reflected off the disc. These contacts may be standard form "a", form "b", form "c", or a form "k", which is peculiar to watt-hour meters. A recent development in analog transducers has been to provide an integrating contact output which performs the same function as the disc-operated contact. Contact configuration is dictated more by the requirement of the equipment being driven than by meter restriction, and most SCADA remotes accept many contact options. Each contact transfer, commonly referred to as a "pulse", represents an increment of energy transfer as measured by a watt-hour meter. Pulses are

accumulated over a period of time, and then the total is recorded on command from a clock.

When applied to SCADA systems, energy transfer quantities are processed by PAs in the RTU. The PA receives contact closures from the metering package and accumulates them in a register. On command from the master station, the pulse count is frozen, then transmitted to the master station, and the register is sometimes zeroed to begin the cycle for the next period. This command is synchronized to the master station clock, and all demand quantities are polled in the same scan cycles. Some RTUs can freeze and store their pulse accumulators from an internal or local external clock should the master "freeze-and-transmit command" be absent. These may be internally "time tagged" for transmission when commanded by the master station. Other RTU options may include the capability to arithmetically process several demand quantities to derive a resultant. Software to "de-bounce" the demand contacts is also sometimes available.

Integrated energy transfer telemetering is almost always provided on tie lines between bordering utilities. The location of the measuring point is usually specified in the interconnection agreement, along with a procedure to insure metering accuracy. Some utilities agree to share a common metering point at one end of the tie and electronically transfer the interchange reading through a SCADA system or simple telemetering. Others insist on having their own duplicate metering, sometimes specified to be a "back-up" service. When a tie is metered at both ends, it's important to verify that the metering installations are in agreement. Even with high accuracy metering, however, some disagreement can be expected, and this is often a source of friction between utilities.

Recent advances in meter technology have brought the "energy meter" concept to market. These devices perform many functions using a single package. These include analog, demand, Watt/Var hour, and computed values. Not only are these functions provided for visual observation, as an option, they can be provided as traditional analog outputs and demand contacts which replace transducers and electromechanical meters. These devices can also be equipped to communicate with an intelligent remote terminal unit via a communications network thereby replacing many interconnections to the RTU with single communications pair.

C. STATUS MONITORING

Status indications are an important function of SCADA systems for the electrical utility. Status monitoring is often provided for power circuit breakers, circuit switchers, reclosers, motor-operated disconnect switches, and a variety of other on-off functions in a power station. They may be provided with status change memory for between scan monitoring and, in some cases, time tagging to provide sequence of events. These indications originate from contacts which are mechanically actuated by the monitored device and are input to the RTU, either directly or through an interposing relay. Utility practices vary somewhat on driving status indications directly from the device auxiliary switches. Most often an interposing relay is required because there are seldom enough auxiliary switch contacts available, and the distance between the RTU and the monitored device is often great. The exposure of RTU status point wiring to the switchyard environment is also a consideration.

1. Contact Performance

The mechanical response of either relay contacts

or auxiliary switch contacts can create monitoring difficulties in that contacts "bounce" when they transfer from one position to another. An RTU may interpret the bouncing of the status contact as multiple operations of the primary device. A mercury "wetted" contact is sometimes used to minimize contact bounce. Another technique used is to employ "c" form contacts for status indications so that status changes are recognized only when one contact closes following the opening of its companion. Contact changes occurring on one contact only are ignored; "C" contact arrangements thus become more immune to noise pulses.

Event recording with high-speed resolution is particularly sensitive to contact bounce as each transition is recorded. When the primary device is subject to pumping or bouncing induced from mechanical characteristics, it may be difficult to prevent excessive status change reporting. Event contacts can also contain unwanted delays which can confuse interpretation of event sequences. While this may not be avoidable, it is important to know the response time of all event devices so that event sequences can be correctly interpreted.

2. Special Status Circuits

A combination of contacts which represent a logical function is sometimes used for status points. The example in figure 6 shows a configuration to detect incomplete control cycles. In the example one set of contacts is closed, when the monitored device is in one position (i.e., open), and another set is closed when the monitored device is in the opposing position (i.e., closed).

When applied to a status point, the point current loop becomes open to activate the point when the control stroke is incomplete. This can be applied to independent pole circuit breakers to detect pole failure, and to motor-operated disconnects to detect failure to complete a control stroke. When combined with the more complex RTUs available, this technique can provide breaker opening time as a sequence of events function or through an internal "dead man's timer," an alarm for incomplete stroke or slow control.

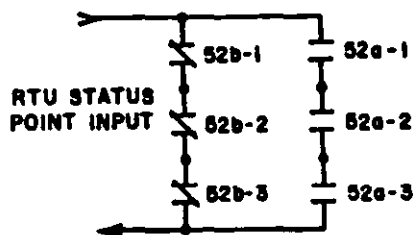


FIGURE II-6

CIRCUIT BREAKER AUXILIARY SWITCH CONTACTS
COMBINED TO INDICATE POLE COINCIDENCE

3. Wetting Sources

Status points may be isolated "dry" contacts sourced from the RTU or voltage signals from a station control circuit. RTU suppliers can provide a variety of status point input options in this regard. When selecting between these options the choice balances circuit isolation against design convenience. The availability of spare isolated contacts often becomes an issue in choice. Voltage signals eliminate the need for spare contacts, but requires the circuits from

various parts of the station and from different control circuits be brought to a common termination location. This compromises circuit isolation within the station and raises the possibility of test personnel causing circuit misoperations. Usually, switchboard wiring standards would be required for this type of installation, which could increase costs.

In installations using isolated "dry" contacts, the wetting voltage is sourced from an RTU supply. Each control circuit to be monitored must then provide an isolated contact for status monitoring. Circuit isolation then occurs at each control panel, thus improving the overall security of the installation. Usually, in this approach, all status points share a common supply which can be either station battery or a low voltage RTU supply provided for this purpose. When status points are powered from the station battery, the monitored contacts have full control potential appearing across their surfaces and thus can be expected to be more immune to open circuit failures from contact surface contamination. Switchboard wiring standards would be required for this type of installation.

An alternative source for status points is a low voltage internal power supply of the RTU. Wiring for low voltage sourced status points may not need to be switchboard standard in this application which may realize some economies. Usually, shielded, twisted pairs are used with low voltage status points to minimize noise effects. Concern over contact reliability due to the lower "wetting" voltage can be partially overcome by using contacts which are closed when the device is in its normal position, thereby maintaining a loop current through the contact.

In either approach, the status point loop current is determined by RTU requirements. Generally, the loop current is 1.0 to 20 milliamperes when semiconductor opto-isolators are provided and is higher when lamp-photo cell or reed relay isolators are used. Some internally-sourced status inputs do not provide isolators at all, and much lower loop currents are present. Filter networks and/or software filtering are usually provided to reduce noise effects and false changes resulting from bouncing contacts.

4. Wiring Practices

When wiring status points, it is important to make cable runs radially between the RTU and the monitored device. Circuits where the RTU status circuit loops are not parallel pairs are subject to induced currents that can cause false status changes. Since circular loops that are not parallel pairs most often occur when using spare existing conductors in multiple cables or when using a common return connection for several status points, designers should be wary of this practice. The resistance of status loops can also be an important consideration. In EHV stations, shielding is also important. Shielded, twisted pairs make the best interconnection for status points, but this type of cable is not always readily available in switchboard standard sizes and insulation for use in control battery-powered status circuits.

Finally, it is important to provide for testing RTU status circuits. Test switches or jumper locations for simulating open or closed status circuits are needed as well as a means for isolating the circuit for testing.

5. Alarm Interfaces

Status points can also be used to monitor station alarms in addition to power device status. The alarms

may be associated with circuit breaker systems, cable or transformer cooling systems, relaying or communication channels. Alarm indications generally originate as a contact closure and supply status changes to a station annunciator. When a SCADA system parallels a station annunciator, it is possible in some instances to repeat status changes from the annunciator to the RTU. This economizes installation, but creates an interdependency. Many utilities prefer to provide separate status contacts for both the annunciator and the RTU at the monitored device. It also is not always feasible to retransmit status changes from an annunciator to an RTU because of their design.

D. CONTROL FUNCTIONS

The supervisory control functions of electric utility SCADA systems provide routine and emergency switching and operating capability for station equipment. SCADA controls are most often provided for circuit breakers, reclosers, and switchers. It is not uncommon to also include control for voltage regulators, tap changing transformers, motor-operated disconnects, valves or even peaking units through a SCADA system. The load control of major generation is another common control function executed through utility SCADA systems. All these control functions share a commonality in that station control functions must be interfaced to the SCADA RTU. The RTU cannot execute controls directly from its logic levels, but

must be interposed to the station control circuits. RTUs can generally provide both momentary timed control outputs and latching type interposing. Latching is commonly associated with blocking of automatic breaker reclosing or voltage controllers for capacitor switching. A typical application of SCADA circuit breaker interfacing is shown in Figures II-7 and II-8.

1. Interposing Relays

Power station controls often require high power levels and operate in circuits powered from 48, 125, or 250-VDC station batteries or from 120 or 240-VAC station service. Control circuits often must switch 10 or 20 amperes to effect their action, which imposes constraints on the interposing devices when applying supervisory control.

The interposing between a SCADA RTU and station controls is most commonly done with rather large electromechanical relays. Their coils are driven by the RTU control system through static or small relay-type drivers, and their contacts switch the station control circuits. Interposing relays are often specified with 25 Amp, 240 VAC contact rating to insure adequate interrupting duty. Smaller interposing relays are also used, however, often with only 10 or 3 Amp contacts, where control circuits allow. When controlling DC circuits, the large relays may be required, not because of the current requirements, but to provide the long contact travel needed to interrupt the arc associated with interrupting a DC circuit. Note that most relays which would be considered for the interposing function do not carry DC interrupting ratings. "Magnetic Blowout" contacts, contacts fitted with small permanent magnets which lengthen the interruption arc to aid in extinguishing it, may also be used to improve interrupting duty. They are polarity sensitive, however, and may not work if incorrectly wired. Correct current flow direction must be observed in order to be effective.

2. Control Circuit Designs

Many station control circuits can be designed so that the interrupting duty problem for interposing relays is minimized. These circuits "self-complete" once they are initiated, allowing some other device in the circuit to interrupt current in preference to the initiating device, make them compatible with station control requirements. These are more easily

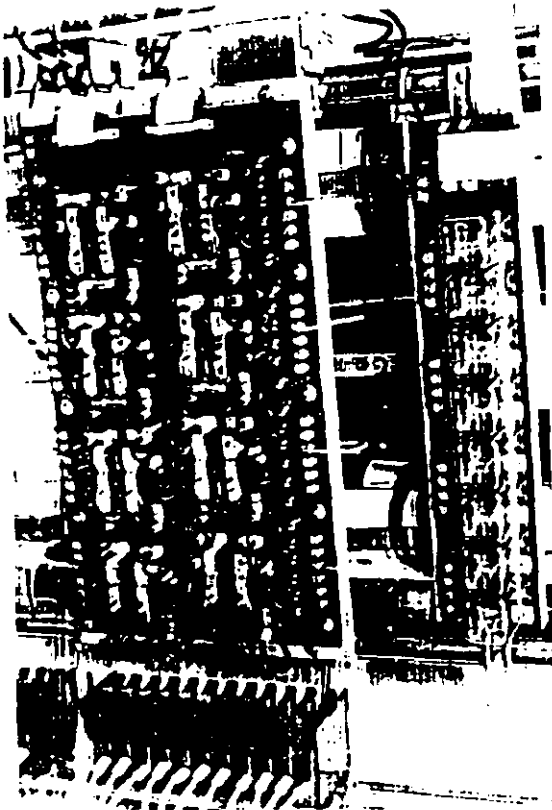


FIGURE II-7

**CONTROL INTERPOSING RELAY STRIPS
INSTALLED IN AN RTU**

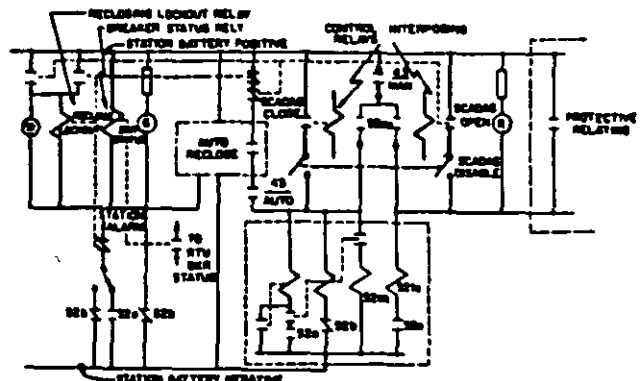


FIGURE II-8

**SCHEMATIC DIAGRAM
CIRCUIT BREAKER CONTROL INTERFACE**

driven from momentary outputs. Their control logic is such that the initiating contact is bypassed once control action begins, and remains bypassed until control action is completed. The initiating circuit current is then interrupted, or at least greatly reduced, by a device in another portion of the control circuit. This eliminates the need for the interposing relay to interrupt heavy control circuit current. This is typical of modern circuit breaker closing circuits, motor-operated disconnects, and many circuit switchers. Other controls which "self-complete" are breaker tripping circuits, where the tripping current is interrupted by the breaker auxiliary switch contacts long before the initiating contact opens.

Control circuit revisions often simplify the application of supervisory control. The need for large interposing relay contacts can be eliminated in many cases by simple modifications to the controlled circuit to make them "self completing." An example of this would be the addition of any auxiliary control relay to a breaker control circuit, which maintains the closing circuit until the breaker has fully closed and provides anti-pumping should it trip free. This type of revision is often desirable, anyway, if a partially completed control action could result in some equipment malfunction.

Control circuits may also be revised to limit control circuit response to prevent more than one action from taking place while under supervisory control. This includes preventing a circuit breaker from "pumping" if it were closed into a fault or failed to latch. Another example is to limit tap changer travel to one tap per initiation.

3. Latching Devices

It is often necessary to modify control circuit behavior when supervisory control is used to operate station equipment. Control actions, which would ordinarily accompany manual local operation, must also occur when this action occurs through supervisory control. Many of these require latched interposing relaying which modify control behavior when supervisory control is exercised, and can be restored through supervisory or local control. The disabling of automatic circuit breaker reclosing when a breaker is opened through supervisory control action is an example. Automatic reclosing must also be restored and/or reset when a breaker is closed through supervisory control. This concept also applies to automatic capacitor switcher controls which must be disabled when supervisory control is used and can be restored to automatic control through local or supervisory control.

These types of control modifications generally require a latching type interposing design. More recently, it has become possible to buy solenoid-operated control switches, which can directly replace the manual switch on the switchboard and can closely mimic manual control action. These can be controlled through supervisory control, and can frequently provide the proper control behavior.

4. AGC Controls

Another application of SCADA systems control is that of automatic generation control (AGC). In this application, the RTU control capability is used to raise and lower generator governor settings on command from the master station. In essence, the RTU control parallels the operator's manual governor controls and can increase or decrease generator loading through its interposing relay contacts. The loading rate-of-change is established by the governor

characteristics, but is controlled through the RTU by the time duration the interposing relay contacts are closed. Two systems of control pulses are used; variable rate-fixed duration, and variable duration. When variable duration pulses are used, the RTU is given a command which selects the generator, the function, and the duration of the pulse which it is to execute. In the other method, the RTU provides only fixed duration pulses and is given commands at a variable rate. Note that the RTU analog metering unit serves as the feedback loop to the master station providing the dispatch control. In AGC applications, the operator must intervene should the RTU lose communications, or the pulse control fail.

Set point control is also used for AGC and power system regulation. It differs from pulse control in that a new regulation point is sent to the controlled device via the RTU, rather than just moving the regulator setting up or down in increments. The RTU receives a new set point from the master station and passes it on as an analog signal output or as a group of contact closures or logic level outputs. When analog outputs are used they should be treated as transducer outputs and interconnected with shielded twisted pairs to reduce the introduction of noise. Digital set point outputs should also be protected from noise pick-up with appropriate shielding. Introduction of noise in a set point loop can have serious effects if the controlled equipment regulator attempts to response to noise pulses.

E. SUMMARY

The addition of SCADA systems control impacts station security and deserves a great deal of consideration. It should be recognized that SCADA control concentrates station control in a small area and can increase the vulnerability of station control to human error and accident. This deserves careful attention to the control interface design for SCADA systems. The security of the equipment installed must insure freedom from false operation, and the design of operating and testing procedures must recognize these risks and minimize them.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO: 3

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

SUBESTACIONES AISLADAS EN SF₆

OCTUBRE , 1992

INTRODUCTION

SF₆ The Product

How SF₆ is Produced

The Toxicity Question

APCI Quality Control

PROPERTIES OF SF₆

Chemical

Physical

Thermodynamic

Electrical

ADVANTAGEOUS QUALITIES OF SF₆

APCI SPECIFICATIONS FOR SF₆

DECOMPOSITION PRODUCTS OF SF₆

PRODUCT DETECTION OF DEGREE OF SF₆ DECOMP

PROCEDURES FOR SAFE HANDLING OF SF₆

1. Characteristics
2. Precautions
3. Clean Up: Required Safety Equipment
4. Disposal of Metal Fluoride Powder
5. Chemicals for Cleaning SF₆
6. Recommended First Aid Treatment

CONTAMINATION OF THE SF₆ SYSTEM

1. Conducting Particles
2. Moisture
3. Oil
4. Atmosphere Gases

PROCEDURES FOR REFILLING SF₆ EQUIPMENT

LEAK DETECTION

1. Tracer Gas
2. Diluted Tracer Gas
3. Measuring Total Leakage
4. Periodic Pressure Checks

• APPLICATIONS

INTRODUCTION

SF₆ The Product

Sulfur hexafluoride has been commercially produced for over thirty years. This stable dielectric gas was the first commercial chemical produced from elemental fluorine to be offered to the industrial world.

Although an early use proposed for SF₆ was in high voltage capacitors, one of its major applications was its use in transformers. This use has since expanded to include circuit breakers, Van de Graaff generators, wave guides, linear particle accelerators, and chemically pumped continuous wave lasers. Specialty uses include magnesium casting as a gas air tracer, as a leak detector, as a tagging gas in explosives, for ventilation studies, and in physiological flow studies.

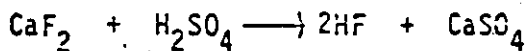
Due to its many outstanding properties, which are described in this brochure, SF₆ is also superior to any other gaseous insulation. Its use in a variety of electrical and electronic applications and equipment makes possible many advantages not obtainable with oil insulation. These include simplified design, lightness, reliability of operation, ease of installation and repair and cleanliness.

SF₆ provides an outstanding insulating medium for a wide range of electrical and electronic equipment and applications. It is remarkably inert and possesses exceptional thermal stability. These characteristics, together with high dielectric strength, unique arc quenching properties, ease of handling, and noncondensing characteristics at low temperatures have been responsible for the growing use of SF₆ as an insulation medium.

The new uses of SF₆ in gas insulated transmission lines, minisubstation and other unreported uses along with its older, more established uses truly gives SF₆ a promising future.

How SF₆ is Produced

Air Products and Chemicals, Inc. prepares SF₆ from the reaction of sulfur and three equivalents of fluorine. This is well documented chemistry and can be examined in reference 13. The synthesis can be traced to sources of lump sulfur and hydrofluoric acid. Hydrofluoric acid is prepared from two principal sources: fluorospar or fluorapatite. The crude fluorospar has to be beneficiated by flotation to achieve high calcium fluoride content prior to reaction. In this case, the HF is prepared by the reaction of the mineral with sulfuric acid and as shown below. Several additional

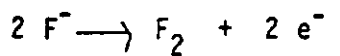
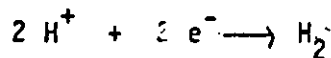


reactions must be employed to separate the desired HF from the impurities in the ore. These reactions do little to affect the main reaction and so they will not be dealt with in detail. The second source of HF is really a side light of fertilizer production. The reaction again consumes sulfuric acid and is represented below.



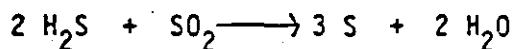
The use of HF from these sources for SF₆ production represents only a minor portion of the market for this chemical. The aluminum industry and fluorocarbon industry represent the two largest consumers of this acid.

Fluorine is ultimately prepared from the electrolysis of HF; but due to its low conductivity, an electrolyte approximating to KF.HF, anhydrous potassium bifluoride, is used in its place. The fluoride ion is oxidized at the anode to elemental fluorine while hydrogen is liberated at the cathode. The half reactions as well as the balanced equation are given below:



The fluorine produced in this manner can be used to react with sulfur to produce SF_6 . Although this is a significant use for fluorine, by far the largest use in the government uranium enrichment program.

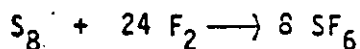
The other raw material sulfur is available from several sources. The largest one is known as the Frasch process which removes sulfur from underground deposits by the use of hot water and air. The other major source is from the scrubbing of natural gas to remove H_2S . The key reaction is shown below. The reaction is coming to be of more



commercial importance since the opening of the "sour" gas wells in Alberta,

Canada. The sulfur produced by either of these routes is light yellow and composed largely of S_8 molecules. This is the predominant form in which it is shipped and used.

The synthesis of SF_6 from S_8 and F_2 follows the following stoichiometry.



The actual preparation involves passing purified fluorine from an electrolytic generator over staggered trays containing a quantity of lump sulfur. Since the reaction is highly exothermic (262 K cal/mole), considerable heat is generated and so the rate of F_2 addition must be carefully controlled. The principal by-products of the reaction are the lower fluorides of sulfur, and so they must be removed first. Since several of these compounds are quite toxic,¹⁴ they must be completely decomposed. This is accomplished by heating the product to about 400°C in a monel or

nickel tube. This heating pyrolyzes the S_2F_{10} into SF_4 and SF_6 . Subsequent purification consists of hydrolysis of the tetra and monofluorides and absorption of the acidic components such as HF and F_2 . This involves contact with H_2O and dilute alkali. The final step is removal of the water by passage through drying towers containing such things as P_2O_5 . The gas is then transferred to suitable storage containers.

The Toxicity Question

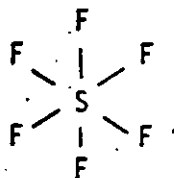
Sulfur hexafluoride is pharmacologically innocuous to animals and man. Lengthy exposure (16-24 hrs.) of albino rats to an atmosphere of 80% sulfur hexafluoride and 20% oxygen produced no discernible physiological effects.¹⁵ One of the key manufacturing quality-control tests proves the absence of toxic impurities. In the test, mice are exposed to an atmosphere composed of 80% SF_6 and 20% oxygen for a period of 16 to 20 hours, and the mice must show no visible effects from the gas. Dogs have been maintained for many months without harm with pneumoperitoneum produced by sulfur hexafluoride. However, breakdown products of SF_6 produced by electrical discharge are toxic and proper safety precautions must be observed.¹⁶

APCI Quality Control

There are a variety of other quality control tests performed on the SF_6 prior to shipment. One of the tests involves detection of HF by measurement of acidity. Another involves the determination of air contamination by gas chromatographic techniques. These include analysis for O_2 plus Ar down to 5 ppm and N_2 down to 5 ppm. Carbon tetrafluoride concentration is determined by gas chromatographs as well as infrared spectroscopic techniques. The other possible sources of contamination such as OF_2 , SOF_2 , and SO_2F_2 are also determined by infrared spectroscopic techniques. Finally, the entire sample is assayed by summing up all the impurities and subtracting from 100%.

Properties of SF₆

The properties of SF₆ are all related to the basic octahedral structure of the molecule shown below. The chemistry is best explained by examining the bonding in this



molecule. The key feature is the sp^3d^2 hybridization of the orbitals on sulfur.

This is a prime example where the strongly electronegative fluorine assist in promoting the d orbital participation of the central sulfur.¹⁸ This participation leaves 3 d orbitals on sulfur vacant and willing to accept electron density.

This had led people¹⁹ to conclude that the gas is electronegative due to the willingness of these orbitals to accept six electrons. This explanation is a bit simplistic because only sigma bonding has been considered. The possibility of pi bonding is very important to a molecule of this sort. The filled p orbitals on the fluorines have the same symmetry and size to effectively overlap with the empty d orbitals on sulfur. This type of bonding is shown below, and effectively donates



electron density from fluorine to sulfur. Thus, the pi bonding and σ bonding exert a synergistic effect which should be reflected in the S-F bond strength. In the S-F bond, length is 1.53 \AA ²⁰ which is 0.20 \AA less than the sum of the covalent radius of the two atoms. This supports the contention that there is pi bonding and so the 3 d orbitals are not totally devoid of electron density. Thus, although SF₆ is clearly an electronegative gas, clearly vacant d orbitals on sulfur does not provide the entire explanation.

The manifestation of the bonding scheme is seen in the macroscopic properties.

The compound is very stable especially toward hydrolysis. This is presumably due to a combination of factors including high S-F bond strength and the fact that sulfur is coordinatively saturated as well as sterically hindered. These effects are augmented by the lack of polarity²⁰ (the molecule has no dipole moment).¹⁵

The low reactivity is due to kinetic factors and not to thermodynamic stability. This is clearly seen in the hydrolysis reaction shown below for which $G = 460$ kilojoules.²⁰ Thus, a good deal of energy is available from reactions of SF_6 if the proper catalysts can be found.

$$SF_6 + 3 H_2O \longrightarrow SO_3 + 6 HF$$

In addition to these properties, SF_6 does not react with alkali hydroxides, ammonia, or hydrochloric acid.¹⁵ In quartz it is unaffected by temperatures as high as $500^\circ C$. SF_6 will react with metallic sodium at $250^\circ C$. It has been found that SF_6 will react with sodium in liquid ammonia at $64^\circ C$. Also sodium diphenylide in ethylene glycol - dimethyl ether will quantitatively react with SF_6 at room temperature according to the following equation:

$$8 Na + SF_6 \longrightarrow Na_2S + 6 NaF$$

The compound forms a solid hydrate which decomposes above $0^\circ C$. In the presence of certain metals, SF_6 decomposes slightly above $200^\circ C$. Steel and silicon steel will cause a slow decomposition of SF_6 at this temperature, but aluminum and copper remain unaffected.

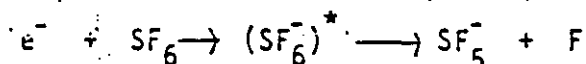
Advantageous Properties of SF₆

Due to the great stability, high dielectric strength, and high molecular weight, it is used as a gaseous insulator in electrical equipment.¹⁵ When working in an electric field, the principal problem is production of stray electrons which can collide with other particles and produce additional current-carrying particles.

The big advantage to SF₆ is its ability to absorb these electrons before they contact other particles. The large collision diameter of the molecule, estimated to be 4.77 Å, assists in capturing these electrons. An even more significant property is the ability of the molecule to store energy after electron attachment.

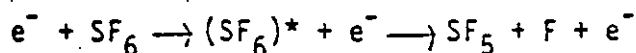
The energy is stored in vibrational and electronic levels of the SF₆, thereby forming stable negative ions of low mobility. A general correlation has been established between the production of negative ions in a gas and its dielectric strength.

This process is a part of the resonant capture process shown below.

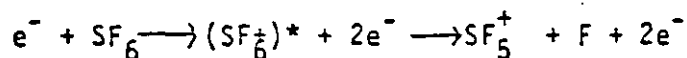


In addition, positive ions can be formed by one of the following mechanisms.

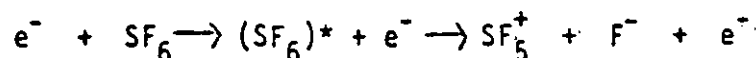
Excitation and Dissociation



Positive Ion Formation



Positive and Negative Ion Formation



Another key property of this gas is its self-healing ability.²³ When the gas is subjected to arcing, the molecules are reassociated. SF₆ has the unique feature that when the arcing is removed, the excited, reassociated molecules recombine and

and restore the gas to its original state. This provides SF_6 with a high degree of quenching ability. Its dielectric strength versus nitrogen is shown in the figure below. A comparison of spark-over and corona onset voltages are given below.

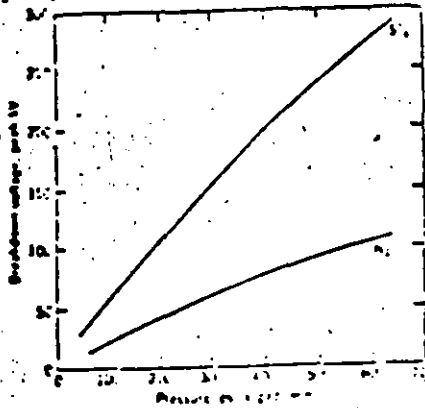


Fig. 1. Breakdown voltage of sulfur hexafluoride and nitrogen. Lower frequency, lower diameter of wire, closer to ground.

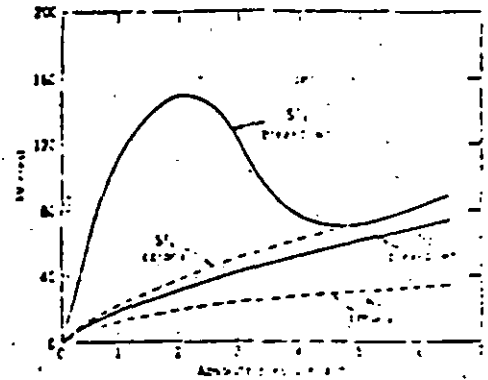


Fig. 2. Sparkover and corona onset voltages for sulfur hexafluoride and nitrogen. Full gas, spherical current, close to ground.

In addition to these advantages, SF_6 decomposition products do not significantly degrade the dielectric strength of the SF_6 . As a result of all of these properties, SF_6 is clearly superior to any other gaseous insulator.

The chief disadvantages of solid dielectrics is their ease of breakdown.²³ This is no problem with SF_6 and in addition SF_6 is self-healing which represents a real advantage. Some liquids such as silicones, askarels, and oils have also been used as liquid dielectrics. Oil suffers from the problem of flammability during arcing. Askarels suffer from the problem of toxicity. Silicones have the problem of depositing conducting carbon upon breakdown. Sulfur hexafluoride suffers from none of these problems plus has several distinct advantages over these liquids. First, SF_6 filled equipment is easier to repair and maintain than liquid-filled equipment. If breakdown does occur in liquid systems, there is a surge in pressure, but in the case of SF_6 gas, there is very little increase in pressure. SF_6 also has the added bene

of excellent heat transfer characteristics. Finally SF_6 has a very low sublimation temperature and so the gas does not condense even at very low temperatures.

Air Products Specifications for SF₆

Sulfur hexafluoride consumption has increased gradually as dielectric uses have broadened. Due to its uses, SF₆ is prepared to rigid specifications, and all material is carefully analyzed prior to shipping. The specifications and typical analyses of Air Products and Chemicals, Inc. samples are given below.

SULFUR HEXAFLUORIDE

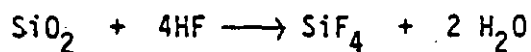
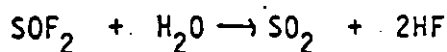
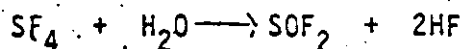
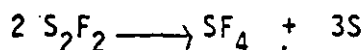
Commercial Grade

	<u>APCI Specification</u>		<u>ASTM Specification</u>
	<u>Molar %</u>	<u>Wt. %</u>	<u>Wt. %</u>
Sulfur Hexafluoride	99.65%	99.8%	99.8%
Air	0.25%	0.05%	0.05%
Carbon Tetrafluoride	0.035%	0.021%	0.05%
Hydrogen Fluoride	0.00022%	0.00003%	0.00003%
Dew Point	-50°F	-50°F	-49°F (-45°C)
Water	0.0066%	0.0008%	0.0009%

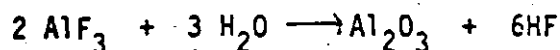
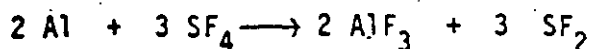
As a result, the commercial samples can be used with no fear of contamination.

Decomposition Products of SF₆

In most applications SF₆ is very safe. It is generally used at relatively low pressure (approximately 75 psig) and at ambient temperatures (arcing is of course an exception). The one key exception to this is samples of SF₆ which have experienced arcing. These samples must always be treated as toxic materials. Although the concentration and composition of this gas vary from case to case, it is generally agreed that the initial products are lower fluorides of sulfur. The two principal gaseous decomposition products are SF₄ and S₂F₂.¹⁷ At temperatures above 200°C, various side reactions can occur,²⁵ and they are listed below.



Other investigators have detected SO₂F₂, SOF₄, and H₂S.²⁶ The principal solid products are metal fluorides in the absence of moisture or metal oxides in the presence of water. These reactions are caused by local vaporization of the metal in the vicinity of the arcing. The chemistry may be simply represented by the reactions represented below for aluminum. The same sort of chemistry would apply to other metal



These solid compounds are also dangerous and must be handled carefully. The chief gaseous products which are dangerous are SO₂F₂ and H₂S. Some authors attribute the

Clean-up

3. Required Safety Equipment:

- A.) Approved work gloves, goggles, and approved respirator (full facepiece with approved filters for dust and vapors should be used during opening and cleaning operations. It is important that every piece of skin be covered because the contamination products will penetrate under the gloves and coveralls. shirt sleeves and pant legs should be taped down tightly. The respirator can be of the dust type unless the equipment is in a confined space lacking adequate ventilation; then the respirator should be of the self-contained type. The gloves both protect the personnel and equipment from contamination.
- B.) New approvals have recently been made for OSHA and NIOSH. To meet these standards the MSA "COMFO" respirator with "GMC" (yellow) cartridges are recommended.
- C.) A portable blower with or without a heater attachment shall be of a two-speed design and have a minimum volume with a 15 ft. hose of approximately 800 CFM or 650 CFM with a 25 ft. hose.
- D.) Prior to entry into circuit-breaker compartments, the compartments are to be ventilated by a blower for a minimum of five minutes.
- E.) If a tent enclosure is used about the breaker, the blower/heater should be heated outside the tent and additional time of blower operation should be added for tent ventilation.
- F.) Low-speed blower operations may be considered for constant ventilation.

Judgment should be used, however, if introduction of moist unheated air might present operating problems.

4. Disposal of Metal Fluoride Powder:

- A.) Metal fluoride powders found inside the SF₆-insulated apparatus should first be vacuumed out and all easily accessible parts wiped clean with clean dust cloths. Personnel in the immediate vicinity should be wearing or using safety equipment as previously described.
- B.) Powders removed from the apparatus, as well as spent molecular sieve cartridges, should be placed in a double, sealed plastic bag and disposed of in a sanitary landfill. Be sure to check local regulations regarding the landfill operations.
- C.) All cleaning rags, disposable gloves (if used), ect. should also be disposed of in a double, sealed plastic bag.

5. Chemicals for Cleaning Inside of Equipment:

- A.) Use of cleansers, solvents, and degreasers should be in accordance with electrical equipment manufacturers specifications.

"rotten egg" odor to H_2S and others to SOH_2 . At any rate this smell is a strong indication that dangerous decomposition products are present. In strong concentration, these impurities are very offensive and will burn the eyes, nostrils, and lung tissues. Specific procedures are given below as a recommendation.

TABLE OF PROPERTIES

Physical Properties of SF₆

Formula		SF ₆
Molecular Weight		146.05
Sublimation Temperature at 1 atm	°C	-63.9
	°F	-83
Melting Point at 2.21 atm	°C	-50.8
	°F	-59.4
Density of gas at 21.1°C	1 atm g/l	6.139
	at 70°F 1 atm lb/cu. ft.	0.382
	relative to air = 1 at 70°F 1 atm	5
Critical Temperature	T _c °K	318.79
	°C	45.64
Critical Pressure	P _c bars	37.772
	atm	36.557
Critical Volume	V _c , cu. cm./g	1.356
	liters/g mole	0.198
Solubility of SF ₆ , at 1 atm in:		
	Transformer oil at 27°C	
	MI SF ₆ /MI oil	0.408
	Water at 24.85°C	
	cu. cm SF ₆ (STP)/cu. cm H ₂ O	0.0055
Solubility of SF ₆ in water	25°C, 1 atm	0.0010
Surface Tension, at -20°C	dyne/cm	8.02
Viscosity, cp liquid at 13.52°C		0.305
	gas at 31.16°C	0.0157
Index of Refraction		
	at 0°C, 760 mm Hg, nd	1.000783

ELECTRICAL

Dielectric Strength (rel $N_2=1$) at 60 Hz-1.2 MHz	2.3-2.5
Dielectric Constant at 25°C, 1 atm	1.002049
Loss Tangent, 1 atm	$< 2 \times 10^{-7}$

THERMODYNAMIC

Heat of Sublimation	5640
Heat of Fusion, Cal/g mole	1200
Heat of Vaporization, at 70°F BTU(lb)/lb or at 25°C, cal/g	28.380 15.767
Heat of Formation at 25°C Kcal/g-mole	-291.77
Free Energy of Formation at 25°C ΔG , Kcal/g-mole	-266.966
Molar Heat Capacity, at 298°K atm, C_p , cal/g-mole °C	23.22
Thermal Conducting, 30°C Cal/sec CM °C	3.36×10^{-5}
Enthalpy ^a at 70°F, 1 atm, BTU/lb or at 21.1 °C, 1 atm, cal/g	61.9474 34.4155
Entropy ^a at 70°F, 1 atm, BTU/lb °R or at 21.1°C, 1 atm Cal/g °K	0.15887
^a Base Enthalpy and Entropy = 0.00 at -40°F	0.15887

1. Characteristics

- A.) SF₆ is heavier than air and tends to collect in low places. While unarced SF₆ is nontoxic, it can exclude oxygen, and hence cause suffocation. Caution should therefore be observed when working in the bottom of circuit-breaker tanks or other confined areas where pockets of SF₆ can accumulate.
- B.) SF₆ gas is odorless, tasteless, colorless, and nontoxic in the pure state.
- C.) Toxic decomposition products of SF₆ formed following arcing are both solids and gases. The solids appear as metal fluorides in the form of white (aluminum) or tan (copper) powders. These powders are generally light, easily dispersed and sometimes several inches deep in a breaker. They cause skin irritations (requiring a shower to remove) and cause a slight nauseous feeling. It is essential to have a source of water to act as a diluent in case of eye irritation.
- D.) In addition, dangerous gaseous decomposition products include HF, SO₂F₂, and H₂S. These gases have a noxious odor described as characteristic of rotten eggs.

2. Precautions to observe when working around SF₆ gas

- A. A molecular sieve should be incorporated in all SF₆ breakers. This material is quite efficient at removing the chemically active products formed during arcing as well as water. A sufficient amount of the material should be used to remove toxic arc products expected to be produced between maintenance operations on the breaker. The small percentage of gas which remains after

the evacuation and back-filling operation is allowed to escape to the atmosphere upon opening the breaker. As a result, operating personnel are not likely to be exposed to a large amount of bad gas when the breaker is opened.

- B.) If, for some reason, a significant amount of arced gas is present, there will be certain warning indicators. A pungent and unpleasant odor and/or irritation of the upper respiratory tract and eyes will give an early, sufficient warning within seconds to personnel in the vicinity to evacuate before a toxic reaction can occur.
- C.) The absence of any odor or irritation "should" indicate safe working conditions.
- D.) The arced SF_6 sample usually contains dangerous by-products and so must be handled with some care. Several options are available for meeting this problem. The simplest, but surely not the cheapest or safest is to vent the SF_6 into the atmosphere. Obviously at nearly \$3.00/pound for SF_6 and present day circuit breakers requiring 500 to 3500 pounds of SF_6 , this is an expensive solution. In addition, unless the facility is in an open space, the decomposition products can represent a local hazard. A second solution is to rebottle the impure SF_6 and return it to the manufacturer for purification. Certain manufacturers will do this since their production facilities are capable of eliminating these impurities which result from the original synthesis. This solution has the disadvantage of excessive handling and cost. The third and most convenient method is to use a gas cart for reclaiming the arced gas.
- E.) The SF_6 reclamation is designed to remove moisture and SF_6 breakdown products

and not to remove air or nitrogen.²⁸ The air or nitrogen impurities are not terribly troublesome since a 50-50 mixture of SF₆/Air has 80% of the dielectric strength of pure SF₆. As a matter of fact, just such mixtures are utilized in some high voltage equipment. The one point of contention is the applicability of this type of procedure.²⁹

F.) The reclamation process involves transferring the gas from the circuit breaker, purifying it, storing it, and returning it to the circuit breaker. A properly designed cart will reclaim 99.5% of the SF₆ from each transfer. Most systems are based upon liquefaction of the gas during storage. This is accomplished by maintaining a temperature of 70°F and 300 psig. Under these conditions SF₆ exists as a mixture of liquid and vapor with the liquid settling to the bottom of the tank. These units are available with either 1600 pound or 2500 pound capacity.³⁰

G.) The actual cleanup procedure involves use of a regenerative, adsorptive type dehydrator to reduce moisture content to the generally acceptable level of 65 ppm. Next, the gas is brought in contact with a three-cartridge chemical bed. The recommended sequence is soda lime (NaOH 7 CaO), activated alumina (Al₂O₃), and finally a five or ten micron absolute filter. The soda lime and alumina cause the decomposition products of SF₆ to be absorbed or further decomposed. The final filter assures entrapment of all solid contaminants including breakdown products of the two preceding filters. Finally, the cart should be equipped with provisions for removal of oil contamination, some of which is introduced by the cart itself. In most cases since SF₆ is drawn off as a gas, it is sufficient to place an oil separator in the outlet from the vacuum pumps.

H.) The normal drying and purification procedure is to process the gas within the cart after transfer from the circuit breaker is completed. This is normally accomplished during routine maintenance or during shutdown for repairs. Recently several carts have been modified to purify the SF₆ gas while the circuit breaker is still in operation. For more complete details and actual operating procedures, refer to references 28 and 30 and also literature available from the gas cart manufacturers.

Contamination of the SF₆ System

1. Conducting Particles

In gas-insulated systems the most serious contaminants which cause arcing are conducting particles.³¹ Particles of metal or carbonaceous matter tend to bounce around in the SF₆ gas between the inner conductor and the grounded enclosure. As they touch either of the electrodes, they pick up a charge and are repelled by that electrode. Depending on their mass, the applied voltage, the space between the electrodes, and other factors they may or may not reach the other electrode before the polarity reverses in a 60 HZ system. The result is that each time the particle reaches either electrode, a tiny spark is produced at normal operating voltages, even though these sparks cause some localized ionization of the SF₆ gas, no internal flashover will usually result. This is attributed to the arc quenching property of SF₆. However, if the voltage gradient in volts per millimeter is high enough, electrons are accelerated so rapidly that ionization by collision proceeds faster than the ions can be absorbed, and so the ion avalanche leads to internal flashover.

All new equipment should be free of any conducting particles when they leave the factory because of careful procedures in manufacture and assembly.³¹ Most manufacturers conduct dielectric (high potential) and partial discharge tests as routine procedures. This assures cleanliness prior to shipping, but in spite of these precautions free conducting particles can be a problem due to the following happenings: Carelessness in handling the equipment at the factory between completion of the tests and sealing the equipment for shipment; vibrational damage incurred during shipment; damage in installation due to personnel not following procedures in the installation instructions; and accidental particle generation at moving parts such as sliding contacts in a disconnecting or

or ground switch.

To test for possible problem prior to energization, the following tests should be performed.³¹ The key test is the test for free conducting particles inside the gas-insulated system. This is done by conducting a dielectric (high potential) test on all parts of the system, applying a 60 HZ voltage at the manufacturer's recommended field test voltage for one minute. The recommended test equipment is a series resonant test transformer because it is easily transportable and has very low power requirements. If the equipment is free of flashovers at the recommended test voltage, it may be considered to be sufficiently free of conducting particles to be suitable for energization.

2. Moisture

Another problem which should not occur with new equipment but may occur after repair work is performed on the apparatus is moisture.³¹ Commercial SF₆ is very low in moisture, generally less than 50 ppm by volume, and so should not present a problem. The chief source of trouble is improper evacuation of the apparatus prior to adding the SF₆. The water molecules adhering to the solid surfaces inside the system will diffuse into the gas, and possibly cause trouble. Increasing moisture concentrations greatly increase the chance of flashovers across the surface of the insulation. If the system is evacuated to about 0.2 MM Hg and held there for four to five hours, there should be no moisture problem upon refilling with SF₆. The system should again be checked for moisture content after several days. This can be easily done with dewpoint indicators which sell in the \$100.00 range. This sort of test is also one which is good to include in a routine maintenance program. It has been recommended that the test be performed monthly or bimonthly.

3. Oil

Another source of trouble can be oil contamination of the SF₆.³¹ Operating experience indicates that oil contamination is not serious if the oil is clean and not carbonized. On the other hand, if the vapor or oil-contained free carbon, the flashover voltage of insulation would undoubtedly be decreased. Of course if a line-to-ground flashover did occur in system containing carbonized oil, free carbon could be deposited. Seldom is it ever possible to simply re-energize a system which has experienced power flashover, and so clean-up work will be required. If the clean-up work is performed properly, all of the carbon should be removed and so this would not represent a serious problem. Oil is removed in the purification of SF₆ with a gas cart and so if this procedure is used, this should not represent a problem. If large amounts of oil vapor are present, it can be detected by an otherwise unexplained increase in gas pressure. On the other hand, there is no known method to test for small amounts of oil, and so it is not worthy of much concern.

4. Atmospheric Gases

Another possible source of contamination is atmospheric gases.³¹ If the system is properly evacuated as suggested earlier, 99.98% of the air will be removed. If the equipment is carefully filled with high-purity SF₆, there should be less than 0.007% air in the SF₆. Since dilution of SF₆ by air does not greatly affect the dielectric properties of the SF₆, small contaminations should not harm the equipment. As far as is known, no gas-insulated system has ever failed in service due to contamination by air or nitrogen.

Procedures For Refilling Equipment

The key to avoiding contamination problems is to use proper procedures for refilling the equipment. As an example, the recommended procedures for refilling Gas-Insulated Station (GIS) or Gas-Insulated Transmission Line (GITL).³²

- 1.) A manifold arrangement of valves is utilized to fill or evacuate, individually or simultaneously, up to six gas compartments. To assure that the entering gas is clean and dry, all gas is passed through a particle trap and a molecular sieve filter (X13). To determine gas leakage and pressure sensor settings, a portable digital readout pressure gauge with 0.10 psi resolution is suggested. To locate the leak source, an ultrasonic leak detector is recommended for larger leaks, while small, portable gas-leak detectors can be used for smaller leaks.
- 2.) When filling the GIS, the individual compartments are first isolated and evacuated to 0.5 MM Hg for 30 minutes. The initial fill was with dry nitrogen; it serves to break the vacuum and to pressurize each compartment to 50 psig. All manifold valves are opened until the gas temperature is stabilized and then the valves are shut. After 24 hours, the moisture and pressure readings are taken; and if they are acceptable, then the compartments are reevacuated and filled with SF₆ to 50 to 85 psig at 68°F and 760 MM Hg. If the initial moisture readings with dry nitrogen are unacceptable, then that compartment is reevacuated and refilled with dry nitrogen until acceptable readings are obtained. After all the compartments have been pressurized with SF₆ gas, all assembled flange joints should be tested for leaks using an SF₆ leak detector. In addition, the connection holes between double sealed joints should be checked for O-ring leakage with a liquid U-tube manometer.

3.) The testing of the GITL is done predominately for leaks. The test should be performed after several 40-foot GITL sections are welded together. This is done in order to facilitate repair should a weld prove defective. In other respects the leak tests are similar to those for the GIS. Final moisture reading utilizing an electrolytic hygrometer should be made on the GIS and GITL two weeks after the SF₆ gas is allowed to stabilize and before energization. After these tests, the standard resistance and 60 Hz tests should be performed prior to energization.

Leak-Detection

A problem alluded to in the previous section is leak detection. At the high price of SF_6 , this is a key function to perform. Since most equipment is pressurized to 2 to 5 atm., even small leaks can present big problems. Many companies manufacture equipment with alarms to warn of pressure drops and possibly even to shut down the equipment. These safety precautions are good, but they do not prevent loss of the gas. As an example of proper procedure, a list is presented for new procedures for leak detecting circuit breakers.³³

- 1.) Generally a tracer gas is a gas added to the pressurized component which is to be detected by the leak detector. For certain types of tests such as the bubble test, any gas will be a tracer gas. However, for instrumental methods, some gases give much higher sensitivity than others. Because of the sensitivity of the halogen-sensitive detectors, the FREONS have become popular tracer gases. With the development of the electron-capture detector, SF_6 has become an excellent tracer gas.
- 2.) Most leak detection can be done with both pure SF_6 and mixtures of FREON-12 with air. The use of pure SF_6 as both the pressurizing and tracer gas insures that the component is tested exactly as it is used, but recovery of the SF_6 after the test is inconvenient. While the diluted tracer gas may be convenient and economical, it does have disadvantages. First the tracer and diluent gases must be uniformly mixed during pressurization of the system. With tracer gases of high molecular weight and low diffusion coefficients (such as FREON-121), stratification can occur and tracer gas may not reach all internal regions of the component. In addition, the use of diluted tracer gases also places high requirements on the detector sensitivity.

3.) In most cases; the measurement of total leakage is much more important than leak location. For this use the halogen-sensitive detector was developed to be used with the FREON-type tracer gas. It has excellent sensitivity, specificity, and is portable and convenient to operate. It is, however, considerably less sensitive to SF_6 , and so far SF_6 detection gas chromatograph equipment employing an electron capture detector proves superior. The commercially available halogen and SF_6 leak detectors are designed with sniffer probes which are scanned over a suspected leak area, pulling any leaked tracer gas into the detector. The detector output is used to drive a meter, recorder, warning light, or audio alarm. The meters are calibrated by the use of standard leaks and are designed to give a direct readout of leak rate. However, it has been seen that it is very difficult to obtain quantitative leak-rate data with these devices. A quantitative measurement of leakage requires that all gas which has leaked from a compartment in a given period of time must be collected by the sniffer probe. The simple method is to incorporate a flexible boot to surround and contain the leak. This method has the following advantages to be considered: increased sensitivity, decreased background variations, better quantification of results, wide applicability, ease of handling, and small additional capital investment.³⁴

Even after extensive leak detection has been performed, problems may develop over time. If permanent gauges and warning devices are not a part of the equipment, it is recommended to check the gas pressure frequently. A good procedure is to check it every second month for the first year and at least annually thereafter.

The detection of leaks leads naturally to one of the most troublesome problems. This is detection of the degree of SF_6 decomposition when total failure of the

equipment has not occurred. The problem is particularly sticky because of the toxic nature of the decomposition products. Some people perform the rancid-odor test. This consists of smelling the gas to detect traces of the "rotten-egg" odor. If this odor is detected, it is assumed that the gas needs to be cleaned up or replaced. This method has the alurious disadvantage that excessive inhalation of these gases can be harmful. Another procedure which people use to detect the acidity as HF and from it concentration determine the condition of the SF₆ samples. Either of these procedures are highly subjective but appear to be the only simple ones presently available. More sophisticated procedures involving gas chromatography or mass spectroscopic analysis are too expensive and unhandy to use in the field.

MANTENIMIENTO Y TALLERES.

MANTENIMIENTO ELECTRICO

GAS SF6

Debido a que el Instructivo de Operación del equipo que utiliza SF6 para su funcionamiento esta referido a presiones absolutas, pero el equipo tan solo puede medir presiones relativas o de equipo y esta presión relativa se da con respecto a -- condiciones sobre el nivel del mar (Presión atmosférica 1:013 bares y $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$). Es necesario establecer el siguiente:

CRITERIO PARA EL CALCULO DE PRESIONES RELATIVAS O DE EQUIPO INSTALADO EN LA CIUDAD DE MEXICO.

De termodinámica sabemos que la presión absoluta es igual a:

$$P_{abs} = P_{atm} + P_{man} \dots\dots 1$$

Donde P_{abs} : Presión absoluta
 P_{atm} : Presión atmosférica
 $P_e = P_{man}$: Presión manométrica
o de equipo.

...

CONDICIONES DE PRESION ATMOSFERICA

Sobre el nivel del mar = 1.013 bares a $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ del SF6

Del instructivo tenemos una presión de equipo máxima de operación:

de 6.7 bar a nivel del mar para la Cd. de México a una

Presión atmosférica = 0.78 bar a $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ del SF6

Presión manométrica o de equipo = ?

Calculemos inicialmente la presión absoluta, esta es igual en cualquier parte:

a nivel del mar

De (1) $P_{abs} = P_{atm} + P_{man}$ y sustituyendo sus valores:

$$P_{abs} = 1.013\text{ bar} + 6.7\text{ bar}$$

$$P_{abs} = 7.713\text{ bar}$$

Entonces para el cálculo de la presión manométrica o de equipo en la Cd. de México tendremos:

...

De (1)

$$P_{abs} = P_{atm} + P_{man}, \text{ despejando } P_{man}$$

$P_{man} = P_{abs} - P_{atm} \dots\dots(2)$ como P_{abs} es igual, tendremos al sustituir en (2):

$$P_{man} = 7.713 \text{ bar} - 0.78 \text{ bar}$$

$$P_{man} = 6.933 \text{ bar con } t = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

En caso de ser necesario utilizar otras unidades por el equipo de medición de presión, utilícese las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ bar} = 14.51 \text{ PSI}$$

$$1 \text{ bar} = 1.02 \text{ kg/cm}^2$$

A continuación se cita un ejemplo utilizando el Diagrama Dependiente de Presión y Temperatura, (el cual se anexa junto con -- condiciones de operación) y Presión máxima de operación del --- equipo.

Ejemplo:

Supongamos que tenemos una temperatura de 5 $^\circ\text{C}$ en el equipo de SF6, el cual se haya ubicado en alguna Subestación en la Ciudad de México, a qué presión se cargaría el SF6 manteniendo condiciones de operación.

...

Ubicaremos inicialmente en el diagrama dependiente de presión y temperatura el punto de carga de Presión máxima de operación del equipo $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, aquí utilizaremos la presión absoluta = 7.713 bares y $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ encontrando para este punto una densidad del SF6 de 51.5 g/dm^3 aprox.

Ahora siguiendo esta curva de densidad hasta el cruce con la -- línea de $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ tendremos una presión absoluta $P_{abs} = 7.2\text{ bar}$.

Con este valor de P_{abs} calculemos ahora la presión manométrica para $T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ de (2)

$P_{man} = P_{abs} - P_{atm}$ sust. valores:

$P_{man} = 6.42\text{ bar}$ para $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

o bien directamente del diagrama dependiente de Presión y temp.

$P_e = 6.42\text{ bar}$ para $P_{abs} = 7.2\text{ bar}$

La Presión manométrica calculada o de equipo será con la cual se cargue al equipo en condiciones de la Ciudad de México y $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

La diferencia entre las presiones atmosféricas al nivel del mar y la de la Ciudad de México es la siguiente:

$P_{atm} = 1.013\text{ bar}$
nivel del mar

$P_{Cd. de México} = 0.78\text{ bar}$

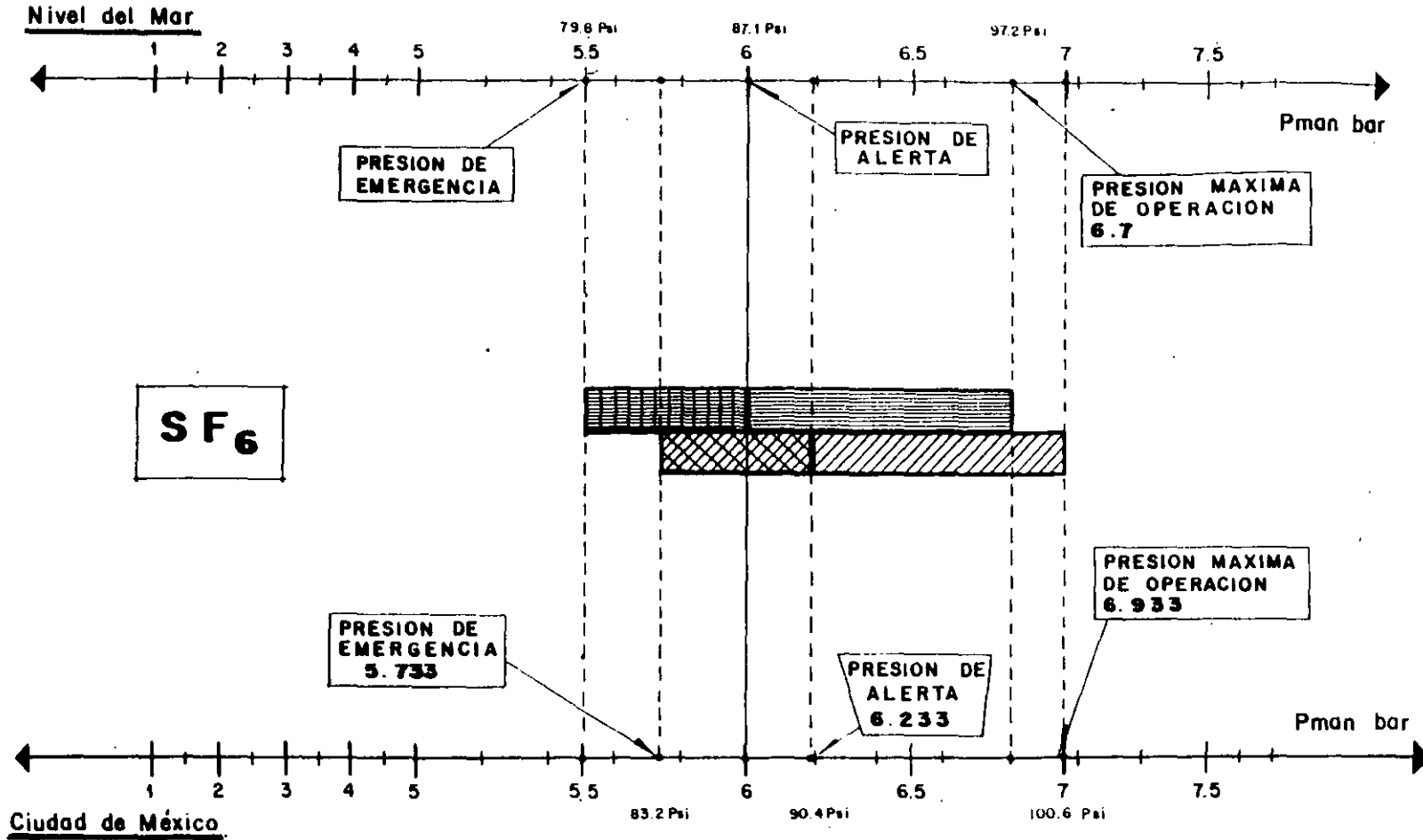
Diferencia $P_{atm} = 0.233\text{ bar}$.

Esta diferencia de presiones ocasiona que al cargar los equipos de SF6 con una temperatura de 20 °C con una presión máxima de operación de 6.7 bar según recomendación del instructivo, - esto referido al nivel del mar, tendrá una pérdida de presión en el equipo de 0.233 bar para la Ciudad de México, por lo que habrán que compensarse las presiones recomendadas por el instructivo en:

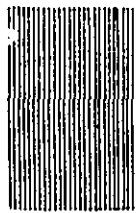
$$0.233 \text{ bar} \approx 3.38 \text{ Psi}$$

Esto ocasiona que las alarmas de alerta y emergencia se activen anticipadamente, al no compensarse la presión, el rango real de presiones de trabajo se disminuye, al no estar calibradas las alarmas con respecto a las condiciones atmosféricas de la Ciudad de México.

DIAGRAMA DE NIVEL DE PRESIONES DE EQUIPO



26



**ALSTHOM
ATLANTIQUE**

appareillage haute tension

DELLE-ALSTHOM

130 RUE LEON-BLUM 69611 VILLEURBANNE
FRANCE

SECCION FA

EDICION 1.82

HEXAFLUORURO DE AZUFRE SF₆

1. GENERALIDADES

- 1.1 Definición
- 1.2 Producción
- 1.3 Características físicas y químicas
- 1.4 Propiedades eléctricas
- 1.5 Características comerciales
 - 1.5.1 Impurezas
 - 1.5.2 Olor
 - 1.5.3 Toxicidad
 - 1.5.4 Certificado
 - 1.5.5 Proveedores
 - 1.5.6 Acondicionamiento
- 1.6 Prueba de la calidad del gas
 - 1.6.1 Identificación
 - 1.6.2 Prueba de rigidez dieléctrica
 - 1.6.3 Porcentaje de aire
 - 1.6.4 Porcentaje de agua

2. PRESION DE LLENADO

- 2.1 Presión y densidad del gas
- 2.2 Medida de presión - Presión relativa y presión absoluta
- 2.3 Unidades de presión
- 2.4 Determinación de la presión relativa de llenado
 - 2.4.1 Corrección según la temperatura
 - 2.4.2 Corrección según la presión atmosférica

1. GENERALIDADES

1.1 Definición

El hexafluoruro de azufre (SF₆) se utiliza en la aparata Delle-Alsthom (disyuntores "ORTHOFLUOR", subestaciones blindadas "FLUOBLOC", etc.) en forma gaseosa en el intervalo completo de temperatura a que puede ser sometida en servicio, sin calefacción.

La curva de presión de vapor (fig.1), muestra que a la temperatura de + 20 °C, el SF₆ se halla en forma líquida a presión absoluta de 22 bar. A + 30 °C, se halla en forma líquida a presión absoluta de 28 bar.

El SF₆ no sigue exactamente la ley de los gases perfectos.

La figura 4 ilustra la variación de presión, con volumen constante, para varias densidades de llenado. Se nota especialmente que se puede alcanzar una temperatura de -40°C sin que el gas se licue si la densidad de llenado corresponde a una presión absoluta de 4,5 bar a $+20^{\circ}\text{C}$.

1.2 Producción

El SF_6 es un producto industrial conseguido por síntesis directa de fluor y de azufre fundido. El producto que se obtiene se purifica por lavado, cracking y secado. Luego, se licua por compresión para eliminar los elementos que no se condensan, el oxígeno y el nitrógeno del aire, o el tetrafluoruro de carbono, antes de conservarlo bajo presión en recipientes de acero.

1.3 Características físicas y químicas

El SF_6 es un gas incoloro e inodoro. Sus propiedades principales son:

- Peso molecular : 146,07 gramos;
- Temperatura crítica : $+45,5^{\circ}\text{C}$
(por encima de la temperatura crítica, no se puede licuar el SF_6 por compresión; la curva de equilibrio "líquido-vapor", a temperatura crítica, corresponde a la presión crítica);
- Presión crítica : 40 bar;
- Densidad crítica : $0,730\text{ g/cm}^3$;
- Densidad a 20°C :
 - a presión absoluta de 1 bar (presión atmosférica) $6,4\text{ g/dm}^3$,
 - a presión absoluta de 2 bar : $12,5\text{ g/dm}^3$,
 - a presión absoluta de 6 bar : 39 g/dm^3 .

La velocidad del sonido en el SF_6 es más o menos tres veces menor que en el aire.

El SF_6 es especialmente estable. El calentamiento no lo descompone, sino por encima de 500°C , a pesar de que ciertas materias puedan facilitar un poco esta descomposición. Una descomposición parcial del SF_6 se observa bajo la acción del arco. Los productos de descomposición son esencialmente productos gaseosos (fluoruros de azufre de grados inferiores o compuestos de azufre - fluor - oxígeno), y productos sólidos (fluoruros y sulfuros metálicos).

1.4 Propiedades eléctricas

El SF_6 posee excelentes propiedades dieléctricas. En condiciones comparables, la rigidez dieléctrica del SF_6 es unas 2,5 veces mayor

que la del aire (fig. 3). A pesar de que sean debidas a varios factores, estas propiedades van estrechamente unidas con la naturaleza muy electronegativa de la molécula SF_6 que capta los electrones libres y retarda el fenómeno de avalancha que origina la destrucción. Esta misma razón hace que el SF_6 es un agente de extinción del arco cuya eficacia se puede estimar a más de diez la del aire.

1.5 Características comerciales

El gas del comercio contiene una pequeña cantidad de impurezas; al interior de ciertos límites, no tienen influencia sobre sus calidades. Estos límites se indican en una recomendación de la Comisión Electrotécnica Internacional.* Esta recomendación se refiere únicamente al SF_6 nuevo, que aún no ha servido, es decir tal como lo entrega el fabricante de productos químicos antes de introducirlo en aparataje eléctrico.

1.5.1 - Impurezas

El SF_6 que cumple con esta recomendación no debe contener mayores cantidades de impurezas que las que se indican a continuación:

Impurezas o grupo de impurezas	Concentración máxima autorizada (peso)
Tetrafluoruro de carbono (CF ₄)	0,05 %
Oxígeno + nitrógeno, aire	0,05 %
Agua	15 ppm
Acidez (en HF)	0,3 ppm
Fluoruros hidrolisables (en HF)	1,0 ppm

1.5.2 - Olor

El gas puro es inodoro. Ciertas impurezas (esencialmente las ácidas) que pueden existir en gas nuevo tienen un olor; sin embargo las cantidades autorizadas por la recomendación no son suficientes para ser detectadas por el olfato.

1.5.3 - Toxicidad

El gas puro no es tóxico, pero no puede sustentar la vida.

Algunas impurezas que pueden formarse durante la fabricación del SF_6 son tóxicas, pero la concentración de impurezas autorizada es inferior al umbral de toxicidad.

* Publicación CIE 376 (1ª Edición 1971) "Especificaciones y aceptación del hexafluoruro de azufre nuevo".

Sin embargo, la recomendación CEI aconseja hacer una prueba biológica del gas. Se hace permanecer cinco ratas durante 24 horas en una atmósfera de 79% de SF₆ y 21% de oxígeno; las ratas deben mantenerse en vida y no presentar un comportamiento anormal.

1.5.4 - Certificado

Si el comprador lo requiere, el fabricante de gas debe entregar un certificado para atestiguar que el gas nuevo responde a los imperativos de la especificación, o bien según su acuerdo, a algunos de aquellos imperativos, mayormente la prueba de exención de toxicidad.

1.5.5 - Proveedores

El SF₆ se halla en numerosos países. Los principales proveedores incluyen:

- en FRANCIA : PECHINEY, PRODELEC ;
- en ALEMANIA : KALI-CHEMIE ;
- en ITALIA : MONTECATINI-EDISON ;
- en GRAN BRETAÑA : IMPERIAL CHEMICAL INDUSTRIES ;
- en los ESTADOS UNIDOS de AMERICA : ALLIED CHEMICAL.

1.5.6 - Acondicionamiento

El SF₆ se entrega bajo presión, líquido a temperatura ambiente, en tanques de acero (botellas, esferas, cilindros).

La masa de gas contenida en un tanque puede ser de 3 kg a 500 kg, con una relación máxima de llenado de 1,04 kg/dm³.

1.6 Prueba de la calidad del gas

La calidad del SF₆ se puede comprobar por medidas físicas o químicas, definidas en la recomendación CEI. Requieren, generalmente, tomas de muestras y medios de laboratorio de gran precisión de medida. Sin embargo, se puede efectuar rápidamente ciertas pruebas cualitativas con medios sencillos que se pueden generalmente emplear en el lugar de instalación, para comprobar el gas nuevo o el gas en servicio.

1.6.1 - Identificación

- Método CEI :
 - Espectro de absorción de rayos infrarrojos ;
 - Determinación de la densidad.

- Método rápido

Si existe duda en cuanto al gas, se debe dejar escurrir un poco de gas en un frasco. El SF₆, que es más pesado que el aire, llena el frasco. Un papel encendido, sumergido en el frasco se apagará si el gas es SF₆, y flotará a la

superficie una nube de humo.

1.6.2 - Prueba de rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica es una característica esencial del SF₆. Probándola, se puede identificar el gas y asegurarse que es capaz de cumplir su principal función como aislante.

La rigidez dieléctrica se puede medir sencillamente por medio de una célula con un espinterómetro alimentado por un generador alta tensión.

Las curvas de tensión disruptiva de SF₆, de CO₂ y de aire en relación con la presión se ilustran en la figura 2.

1.6.3 - Porcentaje de aire

La curva de la figura 3 muestra que se necesita una gran cantidad de aire mezclado con el SF₆ para afectar su resistencia dieléctrica y por consiguiente la calidad del SF₆. El pequeño porcentaje de aire que se autoriza en el SF₆ puro no tiene efecto sobre la resistencia dieléctrica.

También, al poner el material en servicio, las operaciones anteriores al llenado con SF₆ dejan una pequeña cantidad de aire residual que no tiene ninguna influencia práctica sobre la resistencia del gas. Sin embargo, conviene asegurarse que se ha eliminado el aire antes de llenar con SF₆. Además, después de una operación de mantenimiento puede haber permanecido una entrada de aire (por las cañerías por ejemplo). Conviene asegurarse que no ha penetrado aire en el SF₆.

Existen métodos de comprobación :

- - Método CEI :
 - Cromatografía en fase gaseosa ;
 - Analizador fundado sobre la medida de susceptibilidad paramagnética del oxígeno.
- - Método rápido
 - Medida de la rigidez dieléctrica del gas con una célula de prueba.

1.6.4 - Porcentaje de agua

La medida se efectúa mediante un higrómetro que indica, sea el punto de rocío del vapor de agua contenido en el SF₆ a presión atmosférica, o sea el porcentaje de vapor de agua en partes por millón en volumen (ppm vol.) del gas a presión atmosférica, o sea en partes por millón en peso (ppm peso).

1 ppm peso de humedad en el SF₆ = 8,15 ppm vol. de humedad en el SF₆.

Es fácil utilizar un higrómetro de tipo electrolí-

tico, puesto que se puede acertar la medida en aparato en servicio. Pero con una pérdida de gas de cierta importancia (1 dm³/minuto, durante 15 a 20 minutos) la baja de presión puede ser algo notable. Antes de hacer esta medida en aparato en servicio, es menester que el volumen del compartimiento que se controla sea suficiente para que la baja de presión no haga disparar el presostato de control de presión.

● Gas del comercio

La humedad contenida en el gas del comercio debe ser inferior a 120 ppm vol. Esta medida se debe hacer con una muestra de líquido, lo que requiere un material especial. Si la medida se efectúa con gas (por encima del líquido) el porcentaje de humedad puede ser mayor, por ejemplo 400 ppm vol.

● Gas en el material en servicio

El porcentaje de humedad depende de la eficacia del tratamiento antes de llenar con SF₆. También depende de la temperatura del material al momento en que se efectúa la medida (a causa de fenómenos de absorción, el porcentaje de humedad aumenta cuando la temperatura aumenta, o disminuye cuando la temperatura de la aparato disminuye).

La humedad contenida en el SF₆ no tiene consecuencias perjudiciales sino cuando el porcentaje es muy elevado, lo que puede resultar en fenómenos de condensación a bajas temperaturas; son sin embargo muy atenuadas por la adsorción del agua por materias sólidas cuando la temperatura disminuye. Se puede considerar normal un porcentaje de humedad de 600 ppm vol. a la temperatura de 20 °C.

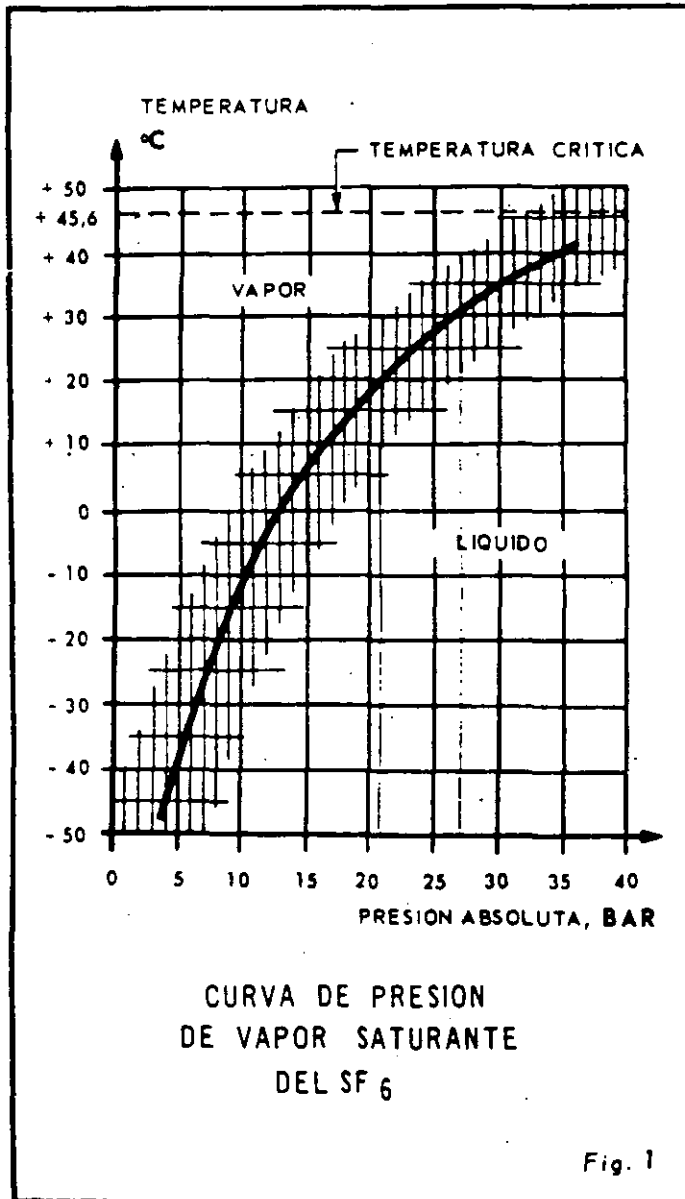


Fig. 1

TENSION DISRUPTIVA DEL HEXAFLUORURO DE AZUFRE, DEL AIRE Y DEL GAS CARBONICO EN RELACION CON LA PRESION

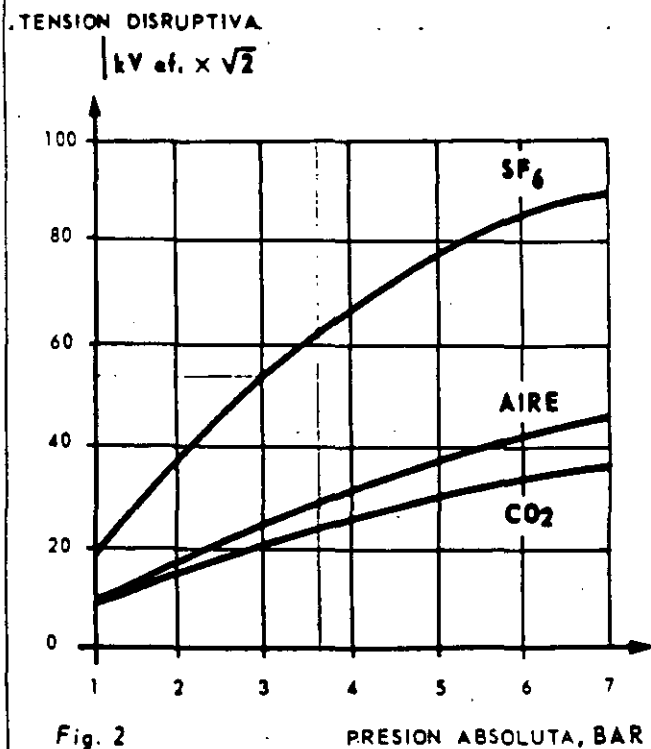
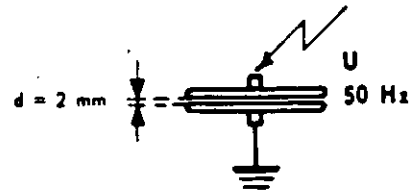
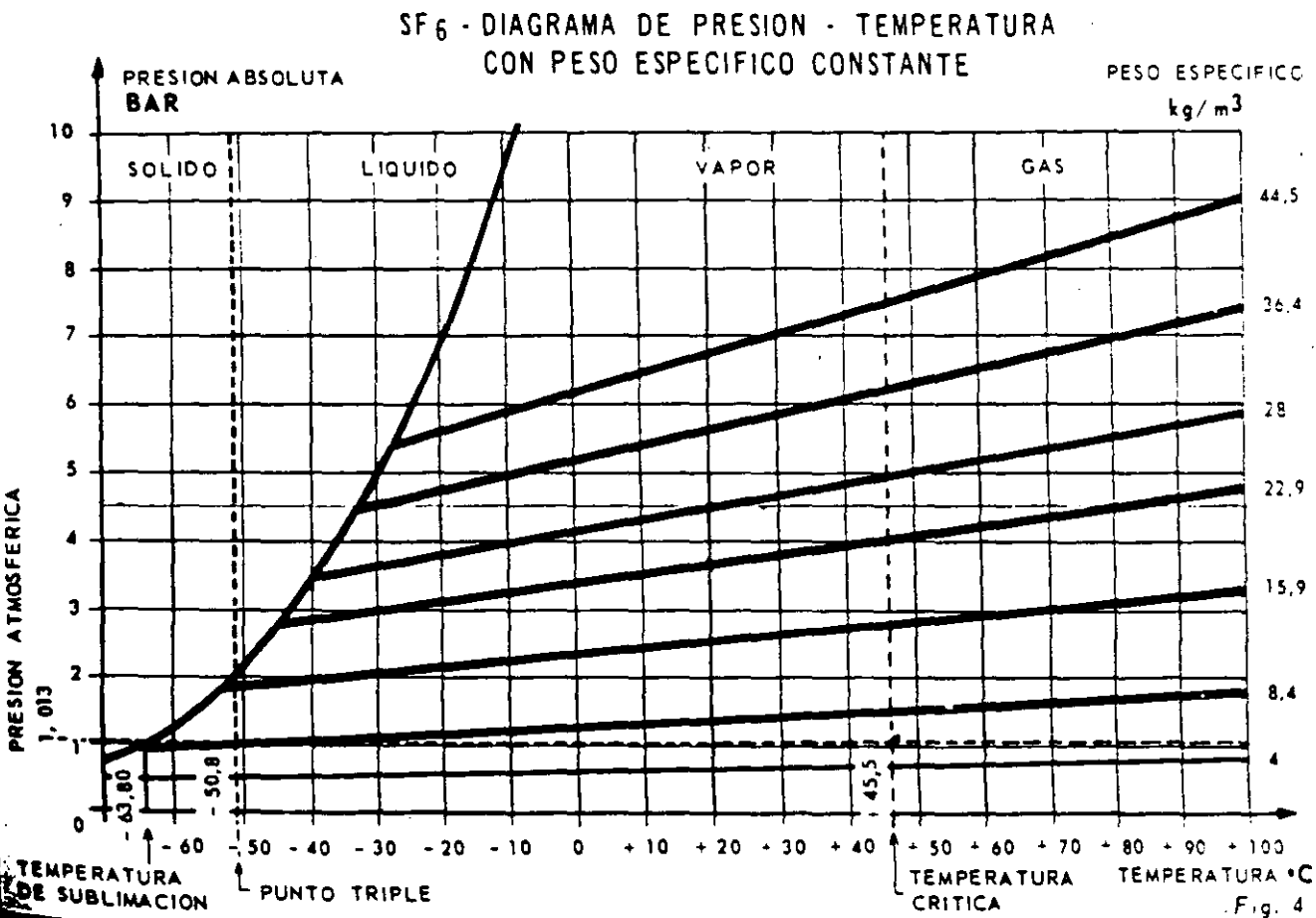
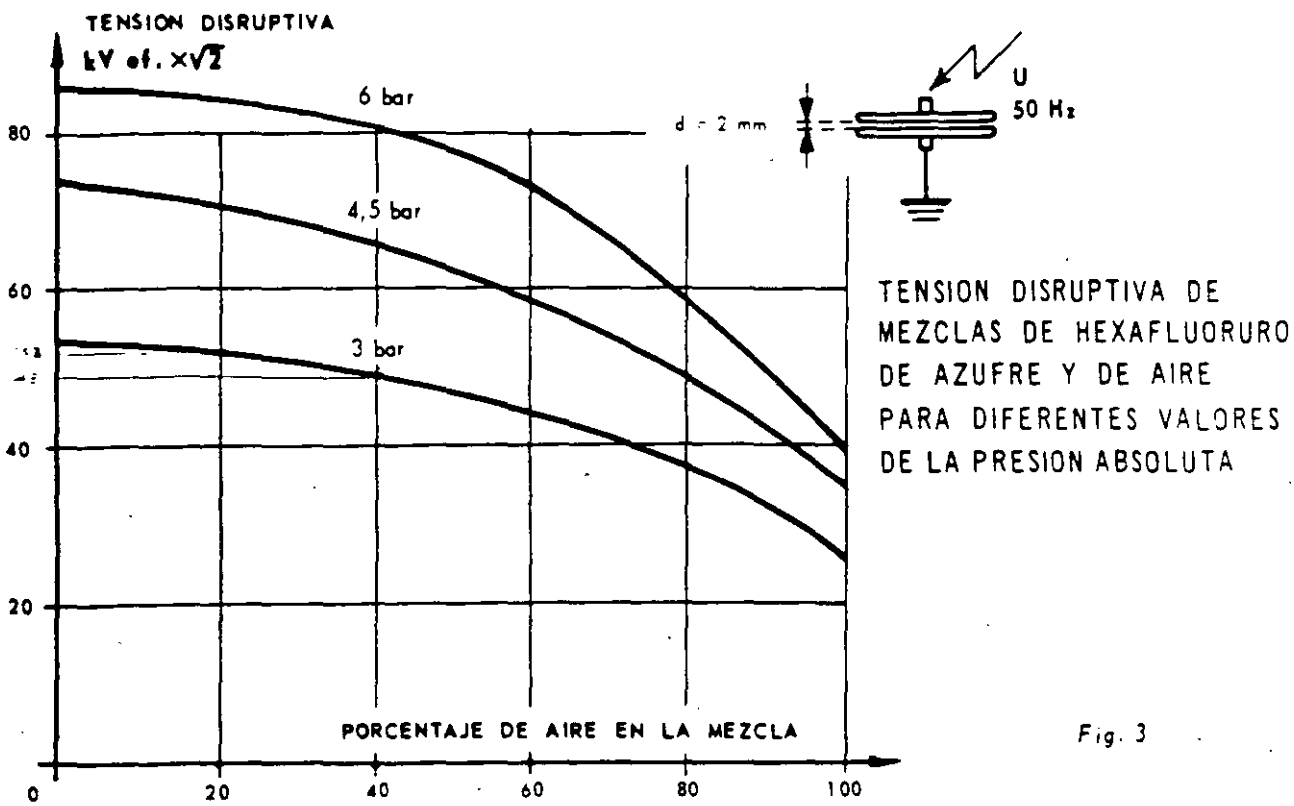


Fig. 2

PRESION ABSOLUTA, BAR



2. PRESIÓN DE LLENADO

2.1 Presión y densidad del gas

Las características eléctricas de la aparatenta SF₆ dependen de la densidad del gas, es decir del peso de SF₆ que se ha introducido en un volumen. A temperatura constante, una aumetación de la densidad del gas produce una aumetación de la presión ejercida por el gas sobre la pared del compartimiento. A densidad constante, siendo invariable el volumen del compartimiento, la presión del gas varía en el mismo sentido que la temperatura. Si la densidad del gas no varía (pues no se ha modificado la cantidad de gas ni el volumen del compartimiento) las características eléctricas no se modificarán.

Siendo difícil de medir directamente la densidad del gas, es preciso conocer exactamente su presión y temperatura.

2.2 Medida de presión. Presión relativa y presión absoluta

La presión de SF₆ se mide con un manómetro industrial que lleva una membrana deformable que actúa una aguja indicadora.

Una superficie de la membrana está en contacto con el SF₆ y la otra con la atmósfera. Se mide la diferencia de presión entre el SF₆ y la atmósfera: tomando la atmosférica como presión de referencia, se mide la presión relativa del SF₆.

Se nota que puesto que la presión relativa del SF₆ es la diferencia con la atmosférica, esta última se debe tener en cuenta al efectuarse la medida.

Si la superficie de la membrana deformable en contacto con el SF₆ obstruye una cápsula en la cual se ha producido un vacío, el manómetro mide la diferencia de presión entre el SF₆ y el vacío. Siendo nula la presión en el vacío, el manómetro indica la presión absoluta del SF₆.

$\text{Presión absoluta} = \text{presión relativa} + \text{presión atmosférica.}$

La presión absoluta del SF₆, que es independiente de la atmosférica, caracteriza la cantidad de SF₆ introducida en el compartimiento y por

lo tanto, la densidad del SF₆. Se mide con un manómetro de presión absoluta, menos corriente y más delicado que el de presión relativa. Es la razón por la cual se utiliza un manómetro de presión relativa y se efectúan correcciones para tener en cuenta las variaciones de presión atmosférica que resultan de perturbaciones atmosféricas y de diferencias de altitud.

2.3 Unidades de presión

- La unidad legal en Francia es el Pascal (Pa).
- La unidad práctica es el bar (1 bar = 10⁵ Pa).
- La presión atmosférica normal es:
1 atmósfera = 1,013 bar = 760 mm de mercurio (o torr)
1 kg / cm² = 0,981 bar.

2.4 Determinación de la presión relativa de llenado

La presión nominal de llenado con SF₆ se fija una valor P_n a la temperatura de 20 °C y a presión atmosférica de 760 mm de mercurio (1,013 bar).

Para valores diferentes de temperatura y / o de presión atmosférica, se debe hacer una corrección de presión P1 en relación con la temperatura y / o una corrección de presión P2 en relación con la presión atmosférica

La presión de llenado P_r viene definida por la fórmula siguiente:

$$P_r = P_n + P_1 + P_2$$

2.4.1 - Valor de P1, corrección de presión en relación con la temperatura. La temperatura del gas puede ser diferente de la ambiente, especialmente en los casos siguientes:

a - Si el material está atravesado por una corriente de carga, la temperatura del gas será más elevada que la ambiente. Se debe tomar la temperatura de las envolturas como referencia.

b - Durante la operación de llenado, el gas se enfría al salir del tanque de almacenamiento a causa de su expansión y se calienta a medida que se comprime en el compartimiento que se llena. Se debe por lo tanto ajustar la presión algunas horas después de la operación, es decir cuando el gas se ha vuelto a temperatura ambiente. Esta precaución no es necesaria si se trata solamente de un relleno adicional.

La figura 5 indica el valor de P1 (en bar) en relación con la temperatura.

2.4.2 - Valor de P2, corrección de la presión en relación con la atmosférica .

a - Con un barómetro

La presión atmosférica se mide con un barómetro ajustado para el nivel del mar. El barómetro indica las diferencias de presión atmosférica que resultan de las perturbaciones atmosféricas y de la altitud.

El tablero de la página 7 indica los valores

de P2 (en bar) para diferentes valores de presión atmosférica (en milímetros de mercurio) .

b - Sin barómetro

Las diferencias de presión que resultan de las perturbaciones atmosféricas son limitadas y basta tener en cuenta una corrección en relación con la altitud.

La figura 6 indica el valor de P2 en relación con la altitud.

Ejemplos

1 - La temperatura alcanza 40 °C y el barómetro indica una presión atmosférica de 700 mm de mercurio:

- según la Fig. 5, a la temperatura de 40 °C, el valor de P1 es 0,34 bar;

- según el tablero o continuación, con una presión atmosférica de 700 mm de mercurio, el valor de P2 es 0,08 bar ;

La presión efectiva de llenado debe ser :

$$P_r = P_n + P_1 + P_2 = P_n + 0,34 + 0,08 = P_n + 0,42 \checkmark$$

si Pn es la presión nominal de llenado en bar a 20 °C y 760 mm de mercurio.

2 - La temperatura es -5°C y la altitud es 1200 metros (no se dispone de barómetro) ;

- según la Fig. 5 a la temperatura de -5°C ,el valor de P1 es - 0,43 bar ;

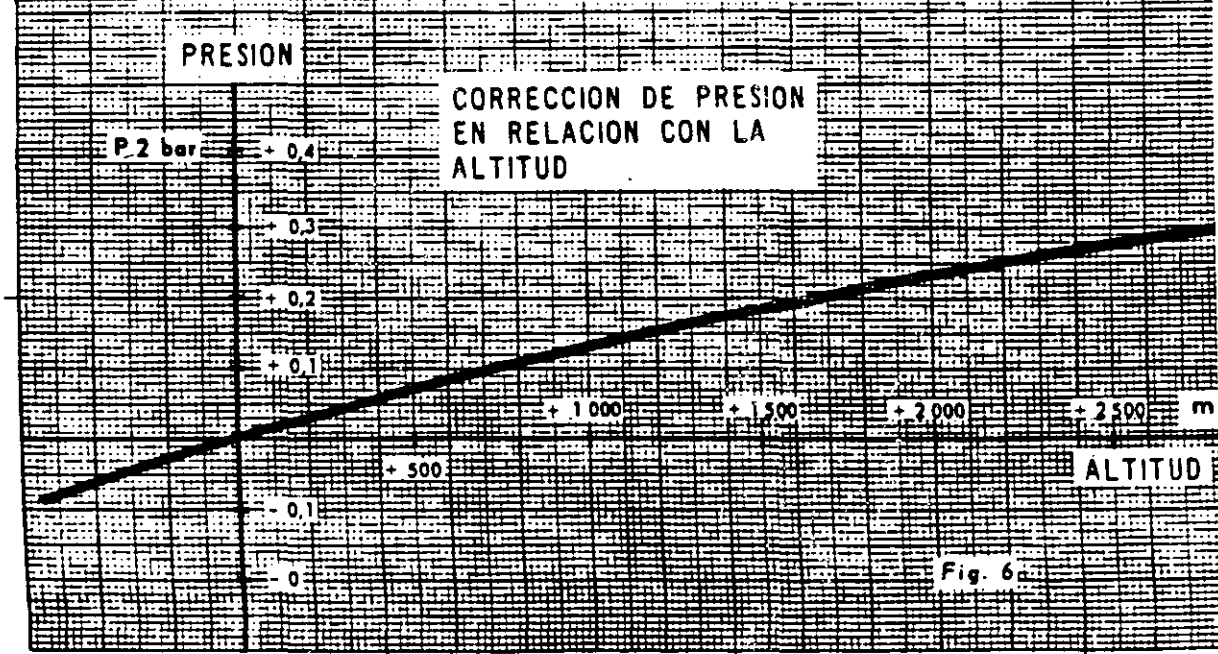
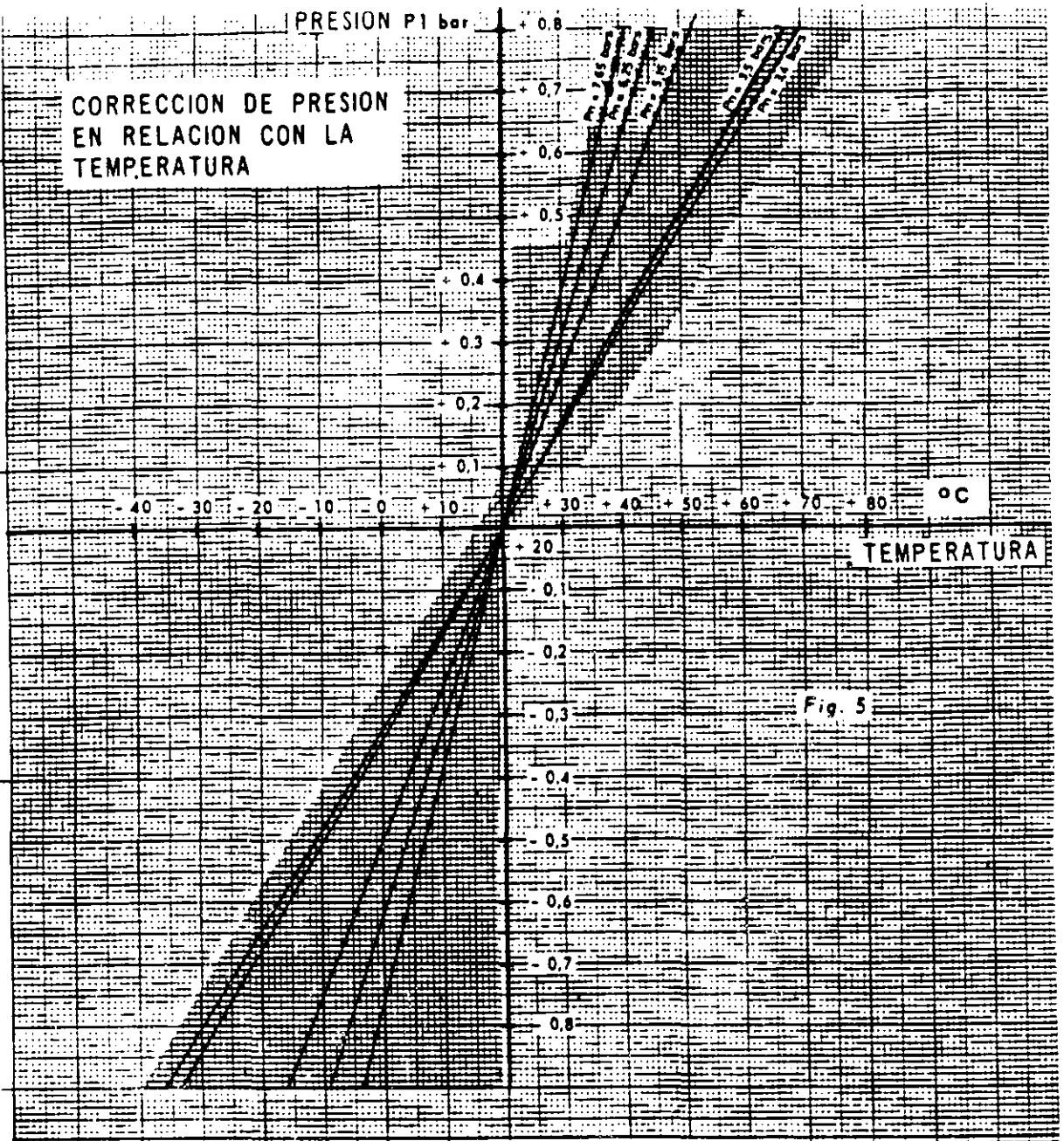
- según la Fig. 6, a una altitud de 1200 metros, el valor de P2 es 0,15 bar ;

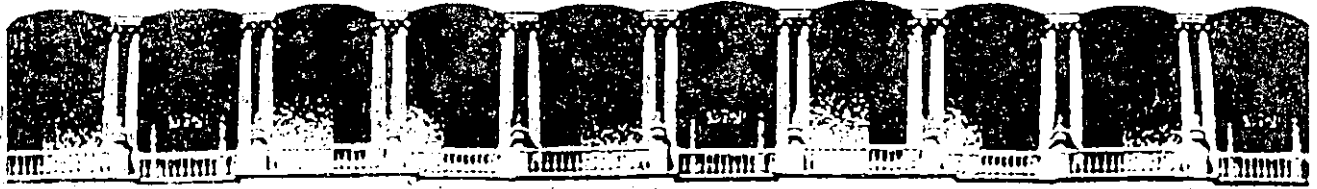
La presión efectiva de llenado debe ser :

$$P_r = P_n + P_1 + P_2 = P_n - 0,43 + 0,15 = P_n - 0,28$$

si Pn es la presión nominal de llenado en bar a 20 °C y 760 mm de mercurio.

CORRECCION SEGUN PRESION ATMOSFERICA			
Presión atmosférica milímetros de mercurio	Corrección P 2 bar	Presión atmosférica milímetros de mercurio	Corrección P 2 bar
790	- 0,040	650	0,145
780	- 0,025	640	0,160
770	- 0,015	630	0,175
760	0	620	0,185
750	0,015	610	0,200
740	0,025	600	0,215
730	0,040	590	0,225
720	0,055	580	0,240
710	0,065	570	0,255
700	0,080	560	0,265
690	0,095	550	0,280
680	0,105	540	0,295
670	0,120	530	0,305
660	0,135	520	0,320





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

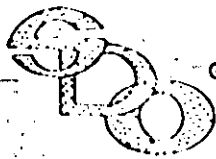
**III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA**

MODULO III

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

**PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE
PROTECCIONES**

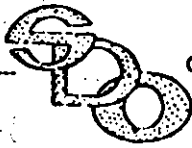
C.F.E.



"PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCION"

INDICE

TEMA	PAG.	
1.0	OBJETIVO	IV
2.0	CONSIDERACIONES	IV
3.0	RESUMEN	V
4.0	DESARROLLO	
4.1	ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	
4.1.1	Componentes Simétricas	1
4.1.2	Sistema en por Unidad	6
4.1.3	Cálculo de Impedancias de Secuencia	7
4.1.4	Redes Secuencia	14
4.1.5	Cálculo de Fallas	16
4.2	DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION.	
4.2.1	Transformadores de Corriente	22
4.2.2	Relevadores	28
4.2.3	Interruptores	34
4.2.4	Restauradores	36
4.2.5	Seccionalizadores	37
4.2.6	Fusibles	38
4.3	COORDINACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION.	
4.3.1	Lineamientos Básicos	39
4.3.2	Subestaciones con Sistema de Protección Fusible - Relevador	42
4.3.3	Subestaciones con Sistema de Protección Relevador - Relevador.	43
4.3.4	Alimentadores Primarios	45
4.3.5	Redes de Distribución	47
4.4	EJEMPLOS DE COORDINACION.	
4.4.1	Ejemplo de Coordinación en Subestación y Alimentadores Primerios.	57
4.4.2	Información General del Ejemplo	57
4.4.3	Estudio de Coordinación	59
4.4.4	Ejemplo de Coordinación para Transformadores de Distribución Subterránea	79
4.4.5	Información General y Estudio de Coordinación	79
4.5	USO DE PLANTILLAS PARA COORDINACION	83



" PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCION "

APENDICE

- A.- INSTRUCTIVOS PROGRAMAS PARA CALCULO DE :
IMPEDANCIAS. Z1Z02H, Z1Z01H, Z1Z00H, TRIMO Y TRIMON.
- B.- FORMATOS PARA CALCULO DE FALLAS METODO MANUAL.
- C.- INSTRUCTIVOS PARA CALCULO DE FALLAS METODO
SISTEMATIZADO. FACTX1, CORTO1
- D.- DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE TRANSFORMADORES.
- E.- CURVAS DE DAÑO DE CONDUCTORES.
- F.- CURVA DE DAÑO DE TRANSFORMADORES MAYORES A 500 KVA. Y MENORES A 500 KVA.
- G.- DESIGNACION DE DISPOSITIVOS Y RELEVADORES POR NUMERO.
- H.- CURVAS CARACTERISTICAS PARA COORDINACION DE TRANSFORMADORES DE DIS-
TRIBUCION.

1.- OBJETIVO:

Este procedimiento integrado por las Divisiones y los Comités de Distribución va encaminado a proporcionar los conocimientos básicos necesarios para la coordinación de protecciones de sobrecorrientes en Sistemas de Distribución, y como un medio de consulta adecuado para los Ingenieros de Distribución que operan y mantienen los sistemas, para contribuir a mejorar la continuidad de servicio ya que la coordinación de protecciones tiene por meta restringir las interrupciones por fallas permanentes a la sección del circuito más pequeña y por el menor tiempo posible cumpliendo así con las políticas establecidas por Comisión Federal de Electricidad de proporcionar servicio eléctrico con máxima continuidad, calidad y economía.

Se pretende resumir al máximo posible la gran cantidad de literatura que sobre el tema existe, enfocándola al problema específico de distribución, reuniendo fórmulas y procedimientos que solucionarán de una manera simple la gran mayoría de los problemas que sobre protecciones en Sistemas de Distribución se presentan, tomando en cuenta que el Ingeniero de Distribución requiere aplicar la teoría en la forma más directa posible.

Es conveniente que se complementa la teoría con observaciones en Laboratorio o taller, donde se efectuarán ajustes de dispositivos y simulación de fallas para observar el funcionamiento de los mismos en las posibles diferentes condiciones de operación, auxiliados en el aspecto teórico por las personas más experimentadas en los temas tratados.

Por último, será necesario aplicar los conocimientos en el campo sobre la coordinación de dispositivos de protección - - -

del Sistema de Distribución con la intervención de personas que puedan aportar toda su experiencia, conocimientos y habilidades, lo que al final redundará en proporcionar a los consumidores un servicio eléctrico más eficiente, con el máximo de continuidad y a la empresa, los beneficios que esto acarrea.

2.- CONSIDERACIONES:

En el mes de mayo de 1961, en la Tercera Reunión del Comité de Distribución Centro Occidental, la División Bajío presentó un trabajo "Procedimiento para Coordinación de Protecciones en Circuitos de Distribución". Posteriormente, en el mes de agosto del mismo año, en la Tercera Reunión del Comité de Distribución Sur-Sureste, la División Oriente, presentó el trabajo de "Conocimientos Mínimos para Ajustos y Coordinación de Protecciones en Subestaciones de Distribución y Circuitos de las mismas"; como ambos trabajos se complementaban y en sendos Comités se consideró que reunían los requisitos necesarios para implantarse como procedimiento, se nombró un representante de la Gerencia de Distribución para que en base a los "criterios generales de aplicación de protecciones en sistemas de Distribución", se estableciera un procedimiento a nivel nacional.

Con la participación de representantes de los tres Comités Regionales y de la Gerencia de Distribución, se concluyó el presente procedimiento.

La selección de equipo no se tomó en cuenta en este procedimiento por considerarse un tema diferente; aunque en base a sus curvas características tiempo-corriente, se analizan las marcas, rangos y tipos más usuales.



Por último, podemos decir que ya se han hecho algunos cursos con el contenido de este procedimiento y se están logrando resultados positivos, en vista de que se norman criterios y procedimientos que redundan en beneficio de la continuidad del servicio.

3.- R E S U M E N:

El presente trabajo se inicia con el estudio de corto circuito, -- analizando las fallas trifásicas y monofásicas por medio del método de las componentes simétricas; se establecen métodos de cálculo manual y -- sistematizado para la obtención de las impedancias de secuencia positiva y cero en líneas y su manejo en sistema por unidad.

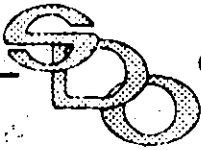
Se muestran también los métodos de cálculo de corto circuito en Sistemas de Potencia y Distribución, manual y sistematizados.

Se describe y analiza asimismo el funcionamiento de los diferentes dispositivos de protección que interviene en la coordinación como: -- transformadores de corriente, relevadores, interruptores, restauradores seccionalizadores y fusibles.

Con los conocimientos anteriormente descritos se inicia propiamente el estudio de coordinación de los dispositivos de protección en un -- Sistema de Distribución, estableciendo los lineamientos básicos para su coordinación en Subestaciones con -- sistema de protección Fusible-Relevador y Subestaciones con sistema de -- protección Relevador-Relevador. También se analizan los lineamientos básicos para la coordinación de los -- dispositivos de protección que se -- tienen generalmente en alimentadores primarios y redes de distribución -- como: Interruptor-fusible lado carga, Interruptor-Restaurador, Restaurador-fusible, Restaurador-Seccionalizador, etc., y para mayor claridad de los conceptos señalados se efectúan ejemplos de coordinación.

Finalmente se establece el -- uso de plantillas de la curva -- característica tiempo-corriente de los dispositivos que intervienen en la coordinación, con objeto de reducir el tiempo de trazo y estudio.

Se incluye además un apéndice con los instructivos para el cálculo sistematizado de impedancias de secuencia y el cálculo -- de corto circuito manual y sistematizado, curvas de daño de conductores; para transformadores -- su curva de daño y los diagramas de secuencia positiva y cero para su conexión en las redes de -- secuencia y también la clasificación corta por número de relevadores y dispositivos que usamos. Las curvas tiempo-corriente de fusibles de expulsión y limitadores de corriente para protección de transformadores de distribución subterránea, así como la curva de operación de la protección secundaria termomagnética de estos. Dado que las tablas con características de conductores son ampliamente conocidas, -- no se incluyen en este trabajo.



4. DESARROLLO

4.1 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

El presente capítulo pretende proporcionar las bases matemáticas necesarias para el cálculo de valores de corto circuito 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.
- Sistema en P.U. como arma matemática para simplificar los cálculos de corto circuito.
- Cálculo de impedancias positiva, negativa y cero en líneas, en vista de que este parámetro es siempre desconocido y hay que calcularlo a partir de las características físicas del conductor y su disposición respecto a otros.
- Al finalizar el capítulo se deberá estar capacitado para efectuar cálculos manuales de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero en líneas de subtransmisión y distribución así como cálculo de corto circuito en sistemas radiales.
- En el apéndice se ven procedimientos que permiten efectuar estos cálculos en forma sistemática.

4.1.1 COMPONENTES SIMÉTRICAS

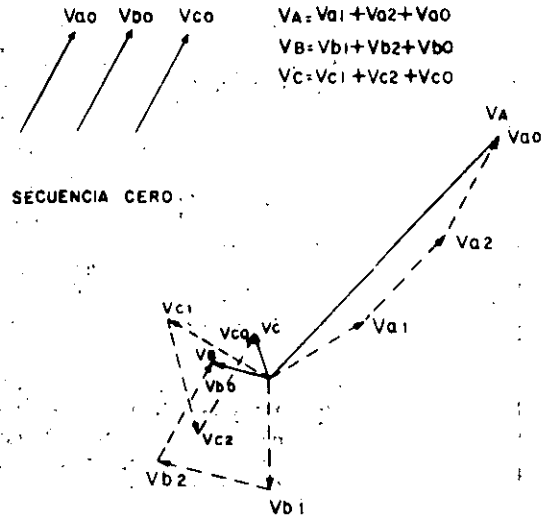
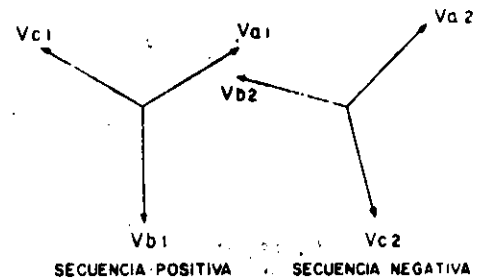
El método de las componentes simétricas establece que un sistema trifásico desbalanceado puede descomponerse en tres sistemas trifásicos balanceados llamados de secuencia y que son:

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

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

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

Aplicando estos conceptos al vector voltaje de cada fase, éste será igual a la suma de sus tres componentes de secuencia como se muestra en las figuras siguientes:

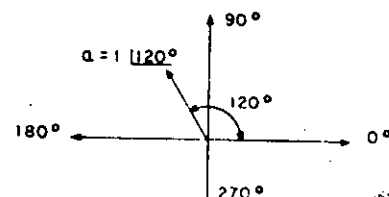


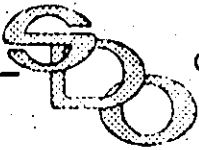
En igual forma podemos relacionar los vectores de corriente obteniendo ecuaciones similares.

Con objeto de simplificar el desarrollo de las fórmulas básicas que nos permitirán el análisis matemático para el cálculo, se presenta a continuación el uso y las relaciones de un operador similar al usado en el sistema cartesiano (operador "j").

OPERADOR "a"

El operador "a" es un vector de magnitud unitaria y ángulo 120°





Tuente en forma cartesiana

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

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

$$a^3 = 1 + j0$$

La propiedad de uso más general se deduce efectuando la suma algebraica de: $a + a^2 = -1$ de donde:

$$a^2 + a + 1 = 0$$

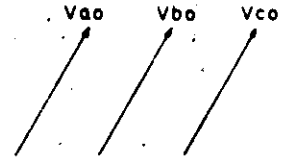
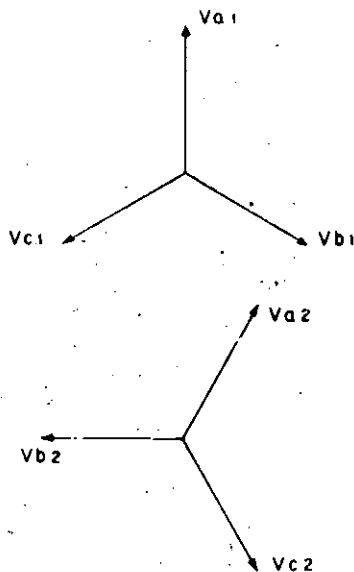
Si las relaciones de las componentes simétricas:

$$V_A = V_{A0} + V_{A1} + V_{A2}$$

$$V_B = V_{B0} + V_{B1} + V_{B2}$$

$$V_C = V_{C0} + V_{C1} + V_{C2}$$

Les aplicamos un operador "a", tomando como base la fase a, tenemos que:



$$V_A = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0}$$

$$= V_{A1} + V_{A2} + V_{A0}$$

$$V_B = V_{B1} + V_{B2} + V_{B0}$$

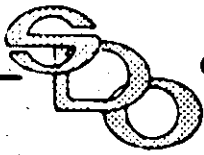
$$= a^2 V_{A1} + a V_{A2} + V_{A0}$$

$$V_C = V_{C1} + V_{C2} + V_{C0}$$

$$= a V_{A1} + a^2 V_{A2} + V_{A0}$$

Lo cual en forma matricial:

$$\begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} V_{A1} \\ V_{A2} \\ V_{A0} \end{pmatrix}$$



Para poder despejar de aquí

$$V_{a0}, V_{a1} \text{ y } V_{a2}$$

hay que obtener su matriz inversa - lo cual queda:

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

o bien

$$3 V_{a0} = V_A + V_B + V_C$$

$$3 V_{a1} = V_A + a V_B + a^2 V_C$$

$$3 V_{a2} = V_A + a^2 V_B + a V_C$$

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 quedan:

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

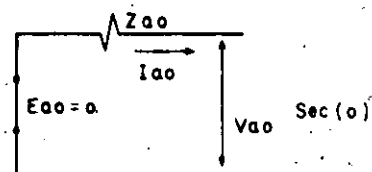
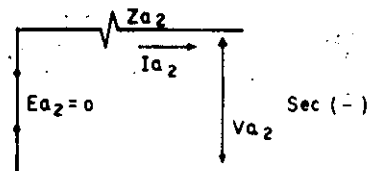
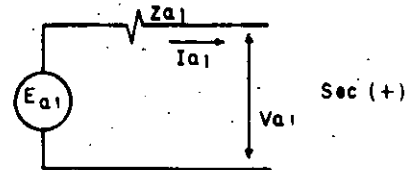
$$3 I_{a1} = I_A + a I_B + a^2 I_C$$

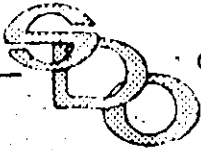
$$3 I_{a2} = I_A + a^2 I_B + a I_C$$

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

- Voltajes de secuencia positiva, negativa o cero, inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa o cero, respectivamente.
- Corrientes de determinada secuencia, sólo podrán producir voltajes de esa misma secuencia.
- Los puntos a y b se resumen diciendo que no existe interacción entre secuencias distintas.
- Los elementos activos de la red, sólo generarán voltaje 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 en magnitud y estuvieran en fase, característica de las cantidades de secuencia cero.
- Los voltajes de secuencia negativa y cero, se consideran generados en el punto de falla; disminuyen en magnitud tan pronto nos alejamos de ese punto.
- El voltaje de secuencia positiva es cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.
- Como las corrientes de secuencia cero, están en fase y son del mismo tamaño, necesitan el neutro, 4o. conductor, conectado a tierra, para poder circular.

De las reglas anteriores indicadas, podemos definir tres mallas de secuencia de la fuente al punto de falla, como se puede ver en las figuras:





De donde se verifican las siguientes ecuaciones:

$$V_{a1} = E_{a1} - I_{a1} Z_{a1}; E_{a1} = \text{Voltaje de Sec.(+)} \text{ fase A}$$

$$V_{a2} = E_{a2} - I_{a2} Z_{a2}; E_{a2} = 0$$

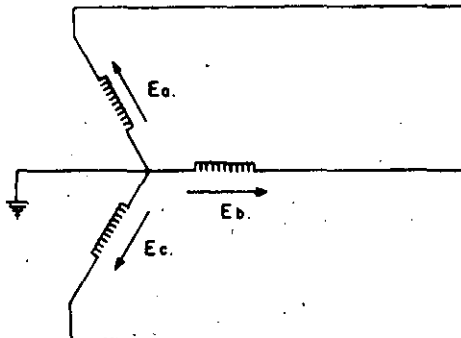
$$V_{a0} = E_{a0} - I_{a0} Z_{a0}; E_{a0} = 0$$

Siendo la impedancia un elemento pasivo para el análisis simplificado, del inciso d) anterior podemos apreciar que la de secuencia positiva y negativa será la misma, es decir, para efectos de cálculo $Z1=Z2$.

No así la de secuencia cero donde interviene la resistividad del terreno para su obtención como se verá más adelante.

Aplicando los conceptos anteriores, veamos el comportamiento en un generador ante una falla trifásica y monofásica a tierra.

FALLA TRIFASICA:



Secuencia Positiva

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

Tomando como referencia la fase A y aplicando el operador "a"

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

$$a^3 = 1 \angle 0^\circ$$

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

Secuencia negativa

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

$$= I_A + a^2(a^2 I_A) + a(a I_A)$$

$$= I_A + a I_A + a^2 I_A$$

$$3I_{a2} = (1 + a + a^2) I_A$$

Sabemos que $1 + a + a^2 = 0$

$$3I_{a2} = 0$$

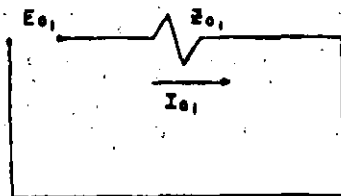
Secuencia Cero

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

$$= I_A + a^2 I_A + a I_A$$

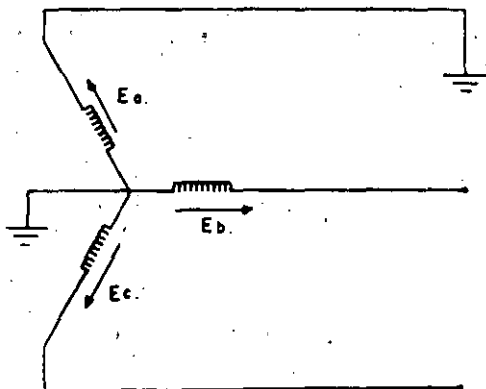
$$3I_{a0} = 0$$

CONCLUSION: - En condiciones trifásicas balanceadas, sólo existe secuencia positiva y la red equivalente será:



$$I_{a1} = I_{c0} = \frac{E_{01}}{Z_{01}}$$

FALLA DE FASE A TIERRA



Es evidente que:

$$V_A = 0 \quad I_b = 0 \quad I_c = 0$$

Por lo que tendremos:

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

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

restando miembro a miembro

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

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

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

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

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

Por lo anterior hay componentes de secuencia positiva y negativa y éstas son iguales.

Según lo establecido:

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

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

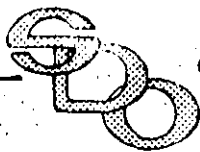
$$I_a = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a1}$$

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

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

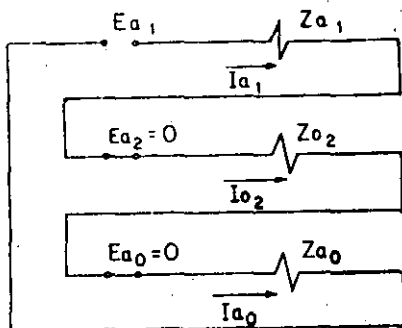
$$0 = I_{a0} - I_{a1}$$

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



CONCLUSION: - 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:



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

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

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

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

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

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0}} \quad I_A = \frac{3E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0}}$$

En los circuitos de distribución se agrega una resistencia de falla a tierra, como se aclara más adelante y dado que las tres corrientes de secuencia pasan a través de ésta, la fórmula anterior queda como:

$$I_A = I_{cc} = \frac{3 E_{a1}}{2Z_{a1} + Z_{a0} + 3R_f}$$

4.1.2 SISTEMA EN POR UNIDAD.

Como sabemos desde la fuente al punto de falla, el sistema genera, transmite y distribuye a diferentes rangos de voltaje, lo que dificulta el manejo de las redes de secuencia

para determinar valores de impedancia y corriente. Se hace necesario utilizar un sistema de unidades que homogenice las variables utilizadas.

A manera de ilustrar como se desarrolla éste, si nosotros tenemos un voltaje de 90 volts, y suponemos un voltaje de 115 como la unidad o el 100%, los 90 volts podrán expresarse como 0.7826 de 115 V ó 78.26% de 115 V. Este mismo concepto puede aplicarse a la corriente o a la impedancia.

Es decir, podemos fijar un valor conocido y expresar cualquier otro en por unidad o por ciento de éste.

Para el caso que nos ocupa, podemos ver que existe una variable que relaciona el voltaje, la corriente y la impedancia, ésta es los voltamperes y que para efecto de las magnitudes que se manejan, se aplica como megavoltamperes o MVA.

Las ecuaciones que nos relacionan estas cantidades son las siguientes:

Dados LVAb trifásicos y KVb de fase fase.

$$I_b = \frac{MVA_b \times 1000}{\sqrt{3} KV_b} \quad (\text{Corriente Base})$$

$$Z_b = \frac{KV_b \times 1000}{\sqrt{3} I_b} = \frac{(KV_b)^2}{MVA} \quad (\text{Imp. Base})$$

Una vez obtenidos estos valores, tendremos los valores de corriente e impedancia referidos a la base en:

Sistema por Unidad

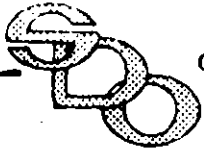
$$I_{p.u.} = \frac{I (\text{Amp.})}{I_b} \quad Z_{p.u.} = \frac{Z (\Omega)}{Z_b}$$

Sistema Porcentual

$$I\% = \frac{I (\text{Amp.})}{I_b} \times 100$$

$$Z\% = \frac{Z (\Omega)}{Z_b} \times 100$$

Si los valores son monofásicos es decir:



$$MVA_{b1} = \frac{MVA_{b2}}{3} \quad KVB_{b1} = \frac{KVB_{b2}}{\sqrt{3}}$$

$$I_b = \frac{MVA_{b1}}{KVB_{b1}} \times 1000$$

$$Z_b = \frac{KVB_{b1}}{I_b} \times 1000 = \frac{(KVB_{b1})^2}{MVA_{b1}}$$

De la misma forma que se vio anteriormente tendremos los valores de impedancia y corriente en sistema por unidad o porcentual, se podrá observar que en ambos casos, los valores son los mismos.

Existe una ventaja en la utilización del sistema por unidad con respecto al porcentual, ya que el producto o el cociente de dos cantidades en p.u. da como resultado otra cantidad en p.u. no así en el porcentual, en que deberá dividirse o multiplicarse por 100 el producto y el cociente, respectivamente.

Finalmente podemos deducir una ecuación que nos permita efectuar un cambio de base, como se requiere generalmente para transformadores que especifican su impedancia en % a capacidad y voltaje nominales.

Si

$$Z_{pu1} = \frac{Z(\Omega)}{(KVB_1)^2} MVA_{b1}$$

$$Z_{pu2} = \frac{Z(\Omega)}{(KVB_2)^2} MVA_{b2}$$

$$\frac{Z_{pu1} (KVB_1)^2}{MVA_{b1}} = \frac{Z_{pu2} (KVB_2)^2}{MVA_{b2}}$$

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \frac{MVA_{b2}}{MVA_{b1}} \left(\frac{KVB_1}{KVB_2} \right)^2$$

Generalmente, usamos una base de 100 MVA al voltaje nominal de operación.

Los datos suministrados por el fabricante son en % y sabemos $Z\% = 100 (Z_{p.u.})$ de donde nuestra fórmula para transformadores se reducirá como sigue:

$$Z_T(p.u.) = \frac{\% Z_T}{MVA \text{ NOM } T}$$

Circuito Monofásico:

Se escoge: KVA_{base} .

Se conoce: KV_{base} .

$$1) I_B = \frac{KVA_B}{KV_B}$$

$$2) Z_B = \frac{KV_B \times 10^3}{I_B} = \frac{(KV_B)^2 \times 10^3}{KVA_B} = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B}$$

Circuito Trifásico:

Se escoge: KVA_{base} .

Se conoce: KV_{base} .

$$1) I_b = \frac{KVA_{base}}{\sqrt{3} KV_{base}} \quad KVA_b = \sqrt{3} KV_b I_b$$

$$2) Z_b = \frac{KV_{base}}{\sqrt{3} \times 10^3} \times \frac{KV_{base}}{KVA_b / \sqrt{3} \times KV_b}$$

$$Z_b = \frac{\left(\frac{KV_b}{\sqrt{3}} \right) \sqrt{3} KV_b \times 10^3}{KVA_b}$$

$$Z_b = \frac{(KV_b)^2}{KVA_b} \quad Z_b = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b}$$

Aunque no es una norma, en la mayoría de los estudios de corto circuito, se escoge como potencia base 100 y como tensión base la propia del punto de estudio.

4.1.3. CALCULO DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.

- 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 tienen 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.

Las fórmulas básicas para el cálculo de la secuencia positiva y cero, son las siguientes:

$$Z_1 = Z_2 = r_a + j(X_a + X_d) \quad ; \text{ donde}$$

r_a = Resistencia propia del conductor. (En tablas de cond.)

X_a = Reactancia inductiva propia del conductor. (En tablas de conductores).

X_d = Reactancia inductiva mutua con los otros conductores. (Esta se obtiene por tablas para lo cual se calcula, la Distancia Media-Geométrica entre conductores o Distancia equivalente que es:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{13} \times d_{23}} \quad \text{donde}$$

d_{12}, d_{13}, d_{23} = la distancia entre los conductores 1, 2, 3.- Una vez se calcula la DMG se entra a las tablas con este valor en pies.

Secuencia Cero. - Como se indicó anteriormente, depende de varias condiciones, la fórmula general que incluye todas éstas, es la siguiente:

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

Impedancia de Secuencia Cero propia del conductor

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

r_a, X_a = los obtenidos para secuencia positiva.

r_e = Resistencia de secuencia cero - en función de la frecuencia

$$r_e = 0.286 \Omega / \text{mi para } 60 \text{ Hz.}$$

X_e = Reactancia Inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y la frecuencia

$$X_e = 2.888 \Omega / \text{mi para } 60 \text{ Hz. y } 100 \Omega - \text{m}$$

X_d = Se obtiene como se indicó para la secuencia positiva o promediando las reactancias mutuas - tomando las distancias entre conductores para entrar a la tabla de X_d , es decir:

$$X_d = \frac{1}{3} (X_{d12} + X_{d13} + X_{d23})$$

Impedancia de Secuencia Cero propia del hilo de Guarda

$$Z_{0g} = \frac{3}{n} [r_{ag} + r_e + j(X_e + 3X_{ag} / n - 3(n-1) \frac{X_{dg}}{n})]$$

r_{ag}, X_{ag} = Resistencia y reactancia inductiva del hilo de guarda, de tablas.

r_e, X_e = Resistencia y reactancia inductiva ya definidas anteriormente.

X_{dg} = Reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda.

n = Número de hilos de guarda.

En caso de no existir hilo de guarda

$$Z_{0g} = 0$$

Para un hilo de guarda

$$Z_{0g} = 3[r_{ag} + r_e + j(X_e + 3X_{ag})]$$

Para dos hilos de guarda

$$Z_{0g} = \frac{3}{2} [r_{ag} + r_e + j(X_e + \frac{3}{2} X_{ag} - \frac{3}{2} X_{dg})]$$

Impedancia mutua de secuencia cero conductor - hilo de guarda.

$$Z_{0ag} = r_e + j(X_e - 3X_d) \quad ; \text{ donde}$$

r_e, X_e = Valores ya definidos.

X_d = Distancia media geométrica existente entre los conductores y - el ó los hilos de guarda, es - también equivalente a la suma de las X_d obtenidas por tabla - entre cada conductor a cada uno de los hilos de guarda entre - tres veces el número de hilos - de guarda.

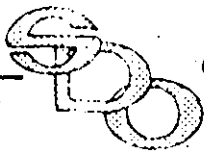
$$X_d = \frac{1}{3n} (X_{d1g1} + X_{d2g1} + X_{d3g1} \dots)$$

Para tres conductores un hilo de guarda

$$X_d = \sqrt[3]{d_{1g} d_{2g} d_{3g}} = \frac{1}{3} (X_{d1g} + X_{d2g} + X_{d3g})$$

Para tres conductores dos hilos de guarda

$$X_d = \sqrt[6]{d_{1g1} d_{2g1} d_{3g1} d_{1g2} d_{2g2} d_{3g2}} = \frac{1}{6} (X_{d1g1} + X_{d2g1} + X_{d3g1} + X_{d1g2} + X_{d2g2} + X_{d3g2})$$

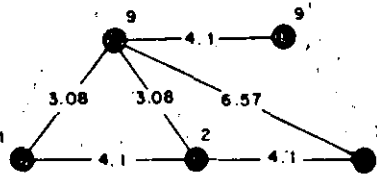


Si no existe hilo de guarda, el valor de la impedancia de secuencia cero será $Z_0 = Z_{0a}$.

Con objeto de manejar los conceptos anteriores, se resolverá el siguiente ejercicio:

Calcular las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de una línea trifásica que va sobre estructuras "H", conductor ACSR 336.4 MCM, dos hilos de guarda AGAR 5/16"φ. Para operar a 115 KV, 60 HZ con la disposición mostrada en la figura.

Determinar los valores en por unidad



Obtención de los datos de tablas para el cálculo.

- $r_a = 0.306 \Omega/\text{mi}$
- $X_o = 0.451 \Omega/\text{mi}$
- $r_e = 0.286 \Omega/\text{mi}$
- $X_e = 2.888 \Omega/\text{mi}$
- $r_{ag} = 7.900 \Omega/\text{mi}$
- $X_{ag} = 1.05 \Omega/\text{mi}$

Cálculo de impedancia de secuencia positiva y negativa.

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

Para obtener X_d

$$DMG \text{ cond.} = \sqrt[3]{d_{12} d_{23} d_{13}} = 5.16568 \text{ m}$$

De tablas $X_d = 0.3434 \Omega/\text{mi}$

$$X_d = \frac{1}{3}(X_{d12} + X_{d23} + X_{d13})$$

- $X_{d12} = 0.3154 \Omega/\text{mi}$
- $X_{d23} = 0.3154 \Omega/\text{mi}$
- $X_d = 0.3434 \Omega/\text{mi}$
- $X_{d13} = 0.3995 \Omega/\text{mi}$

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0.3060 + j(0.451 + 0.3434) \Omega/\text{mi} \\ &= 0.3060 + j0.7944 \Omega/\text{mi} \\ &= 0.8513 \angle 68.93^\circ \Omega/\text{mi} \\ Z_1 &= 0.5291 \angle 68.93^\circ \Omega/\text{Km.} \end{aligned}$$

Pasando estos valores en P.U.

$$Z_B = \frac{KV_B^2}{MVA_B} \quad KV_B = 115; MVA_B = 100$$

$$Z_B = 132.25 \Omega$$

$$Z_1 \text{ pu} = 0.0040 \angle 68.93 \text{ pu/Km}$$

Cálculo de impedancia de secuencia cero.

Propia del conductor.

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

X_d = Valor obtenido anteriormente.

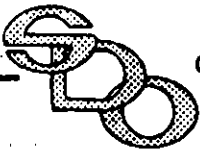
$$\begin{aligned} Z_{0a} &= (0.306 + 0.286) + j(0.451 + 2.888 - (0.3434)) \\ &= 0.592 + j2.5346 \Omega/\text{mi} \\ &= 2.7175 \angle 77.42^\circ \Omega/\text{mi} \\ &= 1.6889 \angle 77.42^\circ \Omega/\text{Km.} \\ Z_{0a} &= 0.0128 \angle 77.42^\circ \text{ pu/Km.} \end{aligned}$$

Cálculo de impedancia mutua entre conductor - hilos de guarda de secuencia cero.

$$\begin{aligned} Z_{0ag} &= r_e + j(X_e - 3X_d) \\ DMG &= \sqrt[6]{3.08 \times 3.08 \times 3.08 \times 3.08 \times 6.57 \times 6.57} \\ DMG &= 3.96481 \text{ m.} \end{aligned}$$

De tablas $X_d = 0.3113 \Omega/\text{mi}$

ó de otra forma por tablas sabemos que



$$X_{d1g} = X_{d2g} = X_{d3g} = X_{d3g} = 0.2807 \Omega/\text{mi}$$

$$X_{d1g} = X_{d3g} = 0.3726 \Omega/\text{mi}$$

$$X_d = \frac{1}{3} (X_{d1g} + X_{d2g} + X_{d2g} + X_{d3g} + X_{d3g} + X_{d3g})$$

$$X_d = \frac{4(0.2807) + 2(0.37194)}{6}$$

$$X_d = 0.3113 \Omega/\text{mi}$$

$$Z_{00g} = 0.286 + j(2.888 - 3(0.313))$$

$$= 0.286 + j1.9540 \Omega/\text{mi}$$

$$= 1.9748 \angle 81.67^\circ \Omega/\text{mi}$$

$$= 1.2274 \angle 81.67^\circ \Omega/\text{mi}$$

$$= 0.0093 \angle 81.67^\circ \text{ p.u./Km.}$$

Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda.

$$Z_{0g} = (3/2)(R_{0g} + r_g) + j(X_{0g} + 3/2 X_{0g} - 3/2 X_{0g})$$

$$X_{0g} = 0.3154 \Omega/\text{mi para } d = 4.1 \text{ m.}$$

$$Z_{0g} = (3/2)(7.9) + 0.288 + j(2.888 + (3/2)(1.08 - (3/2)(0.3154)))$$

$$= 12.1350 + j3.9899 \Omega/\text{mi}$$

$$= 12.7751 \angle 18.20^\circ \Omega/\text{mi} = 7.9397 \angle 18.20^\circ \Omega/\text{Km.}$$

$$Z_{0g} = 0.0600 \angle 18.20^\circ \text{ p.u./Km.}$$

Impedancia total de secuencia cero.

$$Z_0 = Z_{00} - \frac{(Z_{00g})^2}{Z_{0g}}$$

$$Z_0 = 0.0128 \angle 77.42^\circ - \frac{(0.0093 \angle 81.67^\circ)^2}{0.0600 \angle 18.20^\circ}$$

$$Z_0 = 0.0128 \angle 77.42^\circ - 0.0014 \angle 149.14^\circ$$

$$Z_0 = 0.0123 \angle 71.21^\circ \text{ p.u./Km.}$$

Cálculo de impedancias en forma sistematizada.

Cuando se tiene que calcular las impedancias de varias líneas, puede resultar tedioso y poco práctico el tener que hacer los cálculos en forma manual, existen programas en lenguaje basic--- plus que permiten obtener estos datos en forma sistematizada, estos son:

Z1Z02H Para líneas con 2 hilos de guarda.

Z1Z01H Para líneas con 1 hilo de guarda.

Z1Z00H Para líneas sin hilo de guarda.

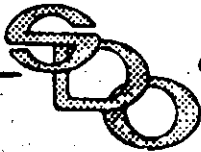
Estos se pueden consultar en la cuenta (40, 17). En el Apéndice se anexa el instructivo para la utilización de estos programas.

-Líneas subterráneas:

Las fórmulas para el cálculo de impedancias son muy similares a las utilizadas en redes aéreas, solo que en este caso los elementos que originan variación en los valores de impedancia son los siguientes:

- Aislamiento.- Espesor, tipo y temperatura de operación máxima.
- Conductor.- Sólido o cableado en diferentes formas como son concéntrico circular, circular compacto, sectorial, anular o segmental.
- Forma de construcción.- Unipolares o multipolares.
- Forma de instalación.- Separación y disposición de los cables, directamente enterrados o en ductos.
- Pantalla metálica.- Conductor concéntrico sobre el aislamiento de material no magnético.

Comisión Federal de Electricidad- emplea generalmente dos tipos de cable de media tensión para distribución subterránea:



- 1) Tipo DRS.- Cable unipolar con conductor de aluminio o cobre cableado circular compacto, pantalla concéntrica de alambres de cobre estañado aplicados helicoidalmente sobre el aislamiento, capacidad del 100% de la del conductor, aislamiento EP o XLP con espesor de 4.45 mm (0.175 pulg.) para 15 KV (100% de Aislamiento); temperatura de operación máxima de 90° C; temperatura de emergencia 130° C y temperatura de corto circuito 250°C. Se instala generalmente en el fondo de una trinchera de disposición horizontal y separados 20 cm entre AB y BC y 40 cm entre AC.

Tipo DS.- De características similares sólo que además de la pantalla metálica de alambre de cobre aplicado helicoidalmente, lleva el neutro de cable desnudo por separado, su instalación es de un cable por ducto en disposición horizontal, vertical o triangular, el conductor neutro se instala por separado junto con el conductor que se encuentra en el ducto central. La separación entre conductores es de 16.5 cm entre centros, se utiliza generalmente en áreas comerciales y turísticas.

Impedancia de secuencia positiva y negativa.

La fórmula general para el cálculo de la impedancia es la siguiente:

$$Z_1 = (r_c + r) + j(X_a + X_d - X); \text{ donde}$$

r_c = Resistencia propia del conductor (De tablas).

X_a = Reactancia inductiva propia del conductor (De tablas).

X_d = Reactancia inductiva mutua entre conductores, es función de la distancia media geométrica entre conductores.

$$X_d = 0.2794 \log \frac{DMG_{sc}}{12} \text{ [}\Omega/\text{mi]}$$

$$DMG_{sc} = S = \sqrt{S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ca}} \text{ [pulg]}$$

Como generalmente para cables aislados la distancia es menor a un pie, la reactancia es negativa. También puede obtenerse por tablas.

r y x son valores que dependerán de la resistencia de la pantalla y de la reactancia inductiva entre conductor y pantalla. Estas representan las pérdidas adicionales de la corriente al fluir en la pantalla por el efecto del voltaje inducido sobre ésta al circular la corriente en el conductor.

Para cables monopolares:

$$X = \frac{X_m^2}{X_m^2 + r_s^2} \quad r = \frac{X_m^2 r_s}{X_m^2 + r_s^2}$$

r_s = resistencia de la pantalla.

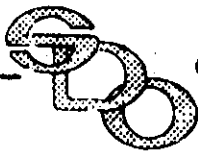
X_m = Reactancia inductiva mutua entre conductor y pantalla.

$$r_s = \frac{0.200}{(Y_o + Y_i)(Y_o - Y_i)}$$

Y_o = radio externo de la pantalla en pulgadas.

Y_i = radio interno de la pantalla en pulgadas.

$$X_m = 0.2794 \log \frac{2S}{Y_o + Y_i}$$



Para cables tripolares:

$$r = \frac{44160 (S_1)^2}{r_s (r_s + r_i)^2} \times 10^{-6} \quad [\Omega / \text{mi}]$$

$$S = 1/\sqrt{3} (d + 2T)$$

S = Distancia entre el centro del conductor y el centro de la pantalla para el cable tripolar. (pulgadas).

d = Diámetro del conductor.

T = Espesor del aislamiento del conductor.

X = 0; El efecto de la corriente de pantalla es despreciable.

Impedancia de secuencia cero.

Quando la corriente de secuencia cero fluye a través de los conductores de un circuito trifásico, EL RETORNO PUEDE SER POR TIERRA, POR LAS PANTALLAS O POR ALBAS. Es por esto que la impedancia de secuencia cero será diferente dependiendo de la instalación y de si el cable es monopolar o tripolar.

Las fórmulas generales para calcular la impedancia de secuencia cero son las siguientes:

a) Impedancia de secuencia cero considerando retorno por tierra y pantalla:

$$Z_0 = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_s} \quad [\Omega / \text{mi}]$$

b) Impedancia de secuencia cero considerando retorno por pantalla únicamente:

$$Z_0 = Z_c + Z_s - 2 Z_m \quad [\Omega / \text{mi}]$$

c) Impedancia de secuencia cero considerando retorno por tierra únicamente:

$$Z_0 = Z_c$$

Donde:

Z_c = Es la impedancia de secuencia cero equivalente del conductor considerando retorno por tierra pero ignorando la presencia de la pantalla.

Z_s = Es la impedancia de secuencia cero de la pantalla, considerando el retorno por tierra pero ignorando la presencia del grupo de conductores.

Z_m = Es la impedancia mutua de secuencia cero entre conductores y pantalla tomando en cuenta el retorno por tierra común a ambos.

Para cables monopolares:

$$Z_c = (r_c + r_s) + j(X_a + X_s - 2X_d) \quad [\Omega / \text{mi}]$$

r_c, X_a = Resistencia y reactancia inductiva propia del conductor (por tablas).

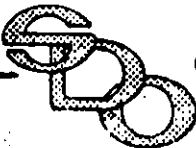
r_s, X_s = Resistencia y reactancia inductiva del retorno por tierra (por tablas). (Ver líneas aéreas).

X_d = Reactancia inductiva mutua entre conductores.

$$X_d = 0.2794 \log \frac{DMG3C}{12} \quad (\Omega / \text{mi})$$

$$S = DMG3C = \sqrt{S_{ab} + S_{bc} + S_{ac}} \quad (\text{pulg.})$$

$$Z_s = (r_s + r_0) + j(X_s + X_0 - 2X_d) \quad [\Omega / \text{mi}]$$



r_s = Resistencia de la pantalla para cable unipolar ya definido.

r_e, X_e = Valores ya definidos.

X_e = Reactancia inductiva de la pantalla.

$$X_e = 0.2794 \log \frac{24}{r_o + r_i} (\Omega / \text{mi})$$

r_o, r_i = Radio externo e interno de la pantalla al centro del conductor ya definidos (pulgada).

X_d = Reactancia inductiva mutua entre las pantallas, se considera $S = \text{DMG3C}$ para su cálculo.

$$Z_m = r_e + j (X_e + X_s - 2X_d)$$

r_e, X_e, X_s = Valores ya definidos

X_d = Reactancia inductiva mutua entre conductores y pantallas -- tomados en grupos.

Para cables tripolares:

$$Z_c = (r_c + r_e) + j (X_c + X_e - 2X_d) [\Omega / \text{mi}]$$

r_c, X_c = Resistencia y reactancia inductiva propia de un conductor.

r_e, X_e = Valores ya vistos.

$$X_d = 0.2794 \log \frac{\text{DMG3C}}{12} (\Omega / \text{mi})$$

$$\text{DMG3C} = S = (d + 2T) (\text{pulg.})$$

d, T = Ya definidos en el cálculo de impedancia de secuencia positiva de cables tripolares.

$$Z_s = (3r_s + r_e) + j (3X_s + X_e) [\Omega / \text{mi}]$$

r_e, X_e = Valores ya dados.

$$r_s = \frac{0.200}{(r_o + r_i)(r_o + r_i)} (\Omega / \text{mi})$$

$$X_s = 0.2794 \log \frac{24}{r_o + r_i} (\Omega / \text{mi})$$

r_o, r_i = Radio externo e interno de la pantalla del cable tripolar respectivamente en pulgadas.

$$Z_m = r_e + j (3X_s + X_e)$$

Los datos son ya conocidos.

El siguiente ejercicio nos permite manejar los conceptos vistos:

Calcular las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, para un alimentador subterráneo tres fases cuatro hilos, --- 13.8 KV, con cable unipolar tipo DRS calibre 4/0 AWG, de aluminio circular compacto 19 kilos, diámetro del conductor 12.1 mm --- (0.475), diámetro sobre el aislamiento 22.52 mm (0.885) y diámetro total 29.22 mm (1.15"), pantalla concéntrica de alambres de cobre estañado 13 X 10 AWG y aislamiento con espesor de 4.45 mm --- (0.175"). Para una longitud de --- 10 kms y disposición horizontal con separación de 20 cms entre --- A-B y B-C. Las pantallas aterrizadas en ambos extremos.

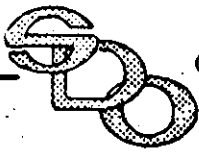
Los datos con que contamos son:

$$r_c = 0.5546 \Omega / \text{mi} \quad r_i = 0.4725 (\text{pulg.})$$

$$X_c = 0.5063 \Omega / \text{mi} \quad r_e = 0.5750 (\text{pulg.})$$

$$r_s = 0.2860 \Omega / \text{mi} \quad r_o + r_i = 1.0475 (\text{pulg.})$$

$$X_e = 2.8880 \Omega / \text{mi} \quad r_o - r_i = 0.1025 (\text{pulg.})$$

Cálculo de impedancia de secuencia - positiva y negativa.

$$Z_1 = Z_2 = (r_c + r) + j(X_0 + X_d - X)$$

$$S = DMG_{3c} = \sqrt{0.20 \times 0.20 \times 0.40} = 0.2520 \text{ m} \\ = 9.9206 \text{ pulg.}$$

$$X_d = 0.2794 \log \frac{9.9206}{12} = -0.0231 \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$r_s = \frac{0.200}{(1.0475)(0.1025)} = 1.8627 \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$X_m = 0.2794 \log \frac{2(9.9206)}{1.0475} = 0.3569 \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$r = \frac{(0.3569)^2 (1.8627)}{(0.3569)^2 (1.8627)^2} = 0.0660 \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$X = \frac{(0.3569)^2}{(0.3569)^2 + (1.8627)^2} = 0.0126 \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$Z_1 = (0.5546 + 0.0660) + j(0.5063 - 0.0231 - 0.0126)$$

$$Z_1 = 0.6206 + j0.4706 = 0.7789 \text{ } \angle 37.17^\circ \text{ } \Omega / \text{mi}$$

Cálculo de impedancia de secuencia - cero.

$$Z_0 = Z_c - (Z_m)^2 / Z_s$$

$$Z_c = (0.5546 + 0.2860) + j(0.5063 + 2.888 - 2(-0.0231)) \\ = 0.8406 + j3.4405 = 3.5416 \text{ } \angle 76.27^\circ \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$X_s = 0.2794 \log \frac{24}{1.0475} = 0.3800 \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$Z_s = (1.8627 + 0.2860) + j(0.380 + 2.888 - 2(-0.0231)) \\ = 2.1487 + j3.3142 = 3.9498 \text{ } \angle 57.04^\circ \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$Z_m = 0.286 + j(2.888 + 0.380 - 2(0.0231)) \\ = 0.286 + j3.3142 = 3.3265 \text{ } \angle 85.07^\circ \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$Z_0 = 3.5416 \text{ } \angle 76.27^\circ - \frac{(3.3265 \text{ } \angle 85.07^\circ)^2}{3.9498 \text{ } \angle 57.04^\circ}$$

$$Z_0 = 2.1233 \text{ } \angle 23.99^\circ \text{ } \Omega / \text{mi}$$

$$Z_1 = Z_2 = 4.8470 \text{ } \angle 37.17^\circ \text{ } \Omega$$

$$Z_0 = 13.1960 \text{ } \angle 23.99^\circ \text{ } \Omega$$

En p.u. a 100 MVA y 13.8 KV

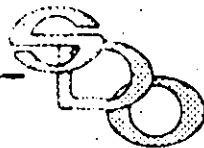
$$Z_1 = Z_2 = 2.5420 \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 6.9294 \text{ p.u.}$$

4.1.4. REDES DE SECUENCIA.Objetivos.

El presente capítulo, no pretende agotar el tema, sino más bien, proporcionar los elementos mínimos para que el Ingeniero de Distribución norme y unifiqué — criterios, respecto al procedimiento a seguir en los cálculos de corto circuito en sistemas de potencia, considerando que con ellos cubrirá un 99% de sus necesidades; por tal razón, al término de su estudio deberá estar capacitado para:

- Hacer cálculos de corto circuito monofásico y trifásico en sistemas de potencia por el método manual en base a los teoremas de Thevenin y Norton.
- Hacer cálculos de corto circuito monofásicos y trifásicos en sistemas de potencia por el método sistematizado, utilizando programas de computadora ya establecidos en el sistema de tiempo compartido.

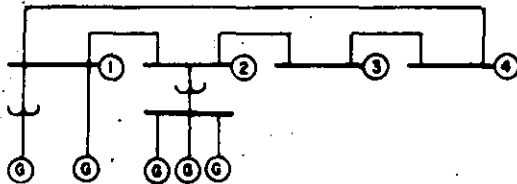


Generalidades

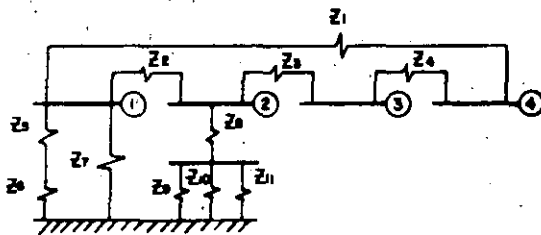
TEOREMA DE THEVENIN.- "Para un par de terminales, una red activa lineal se puede substituir por una fuente generadora de voltaje y una impedancia en serie con dicha fuente".

TEOREMA DE NORTON.- "Para un par de terminales, una red activa lineal se puede substituir por una fuente generadora de corriente y una impedancia en paralelo".

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



se substituye por:

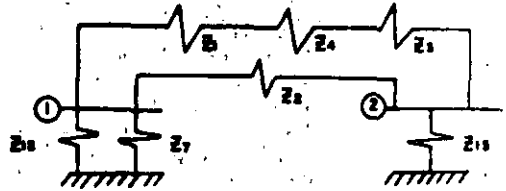


Si queremos saber el comportamiento de la red para un corto circuito en el nodo 1, se dibuja una red equivalente y mediante aritmética simple, transformación serie, paralelo y delta estrella, el valor de la impedancia de Thevenin puede ser calculado.

La transformación sería de la siguiente manera:

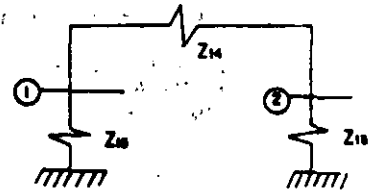
Primera Reducción.

- a) Z_1, Z_2, Z_3 seremos a las barras 1 y 2
- b) $Z_{12} = Z_2 + Z_3$
- c) $Z_{12} = (Z_2 // Z_3) + Z_1$



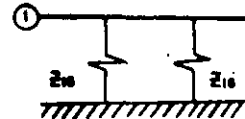
Segunda reducción:

- a) $Z_{12} = (Z_1 + Z_3 + Z_4) // Z_2$
- b) $Z_{12} = Z_{12} // Z_7$



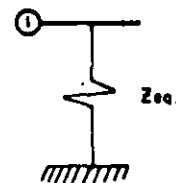
Tercera Reducción: a).

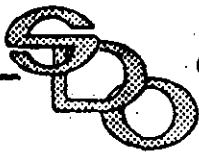
- b) $Z_{12} = Z_{12} + Z_{16}$



Cuarta Reducción:

$Z_{eq} = Z_{12} // Z_{18}$

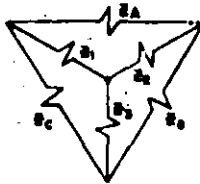




Como ya se vio en el capítulo anterior los valores de las impedancias en secuencia positiva y cero son diferentes, en igual forma el circuito equivalente de un transformador trifásico, dependiendo de sus conexiones, es diferente en secuencia positiva y cero, por tal razón en el apéndice se muestran los circuitos equivalentes de las diferentes conexiones trifásicas existentes en transformadores, para más adelante poder establecer las redes de secuencia adecuadas al tipo de conexión y así calcular los valores de corto circuito.

Transformación delta - estrella.

En muchas ocasiones al reducir la malla, encontramos que ésta presenta en alguna de sus partes como una delta de impedancias, en tal caso podremos hacer la siguiente transformación y proseguir la reducción



$$Z_1 = \frac{Z_{12} Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}$$

$$Z_2 = \frac{Z_{23} Z_{21}}{Z_{23} + Z_{21} + Z_{12}}$$

$$Z_3 = \frac{Z_{31} Z_{32}}{Z_{31} + Z_{32} + Z_{12}}$$

4.1.5 CALCULO DE FALLAS.

Cálculo de fallas trifásicas y monofásicas en un sistema de potencia por el método manual.

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

1. El flujo de corriente en la red previo a la falla es cero, o sea, todos los voltajes de generación son iguales en magnitud y ángulo.
2. Con excepción de las fuentes, se desprecian todos los "shunts" (reactores y capacitores) admitancias en paralelo de las líneas (efecto capa

citivo) y cargas propias de la red.

3. Todos los transformadores se suponen en su tap nominal.
4. Las líneas de transmisión se suponen continuamente transparentes por lo que se consideran balanceadas y sin acoplamientos mutuos con otras líneas, excepto en secuencia cero.
5. Se supone disponibilidad del 100% en todo el equipo.

Para fines ilustrativos, se analiza un área de distribución, en la cual se quiere calcular los valores de corto circuito trifásico y monofásico a tierra en la barra 6 de 13.8 KV.

Todos los transformadores de las subestaciones se encuentran conectados en "delta" del lado de alta tensión y "estrella aterrizada" del lado de baja tensión. En la planta, el transformador elevador es estrella en alta tensión y delta en baja tensión.

Con anterioridad, se han calculado las impedancias de líneas y obtenido de placa las propias de transformadores y generadores, tanto en secuencia positiva como en cero; además todos los valores se han convertido en P.U. con base 100 MVA y tensión propia de cada elemento.

Como es casi imposible, para el cálculo de corto circuito de una barra como la propuesta, tomar en cuenta todos los elementos que intervienen desde el punto de generación, periódicamente, las Regiones de Transmisión nos proporcionan las impedancias de Thevenin en las barras de alta tensión de puntos de entrega, en este caso, en la barra de 230 KV de la Subestación 1. Como el problema propuesto es de manera ilustrativa, aquí tampoco se toma toda el área de estudio, sino

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE DISTRIBUCION

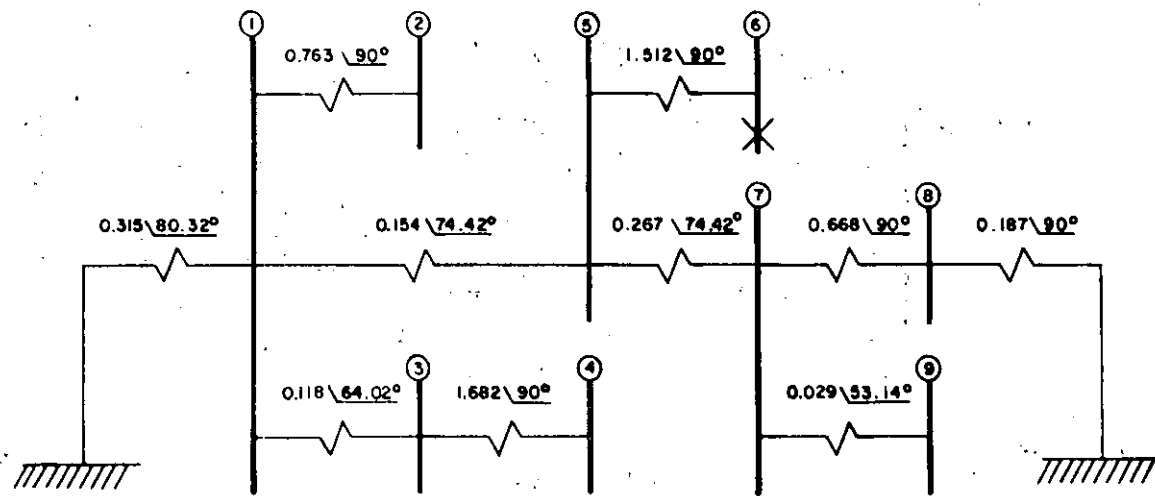
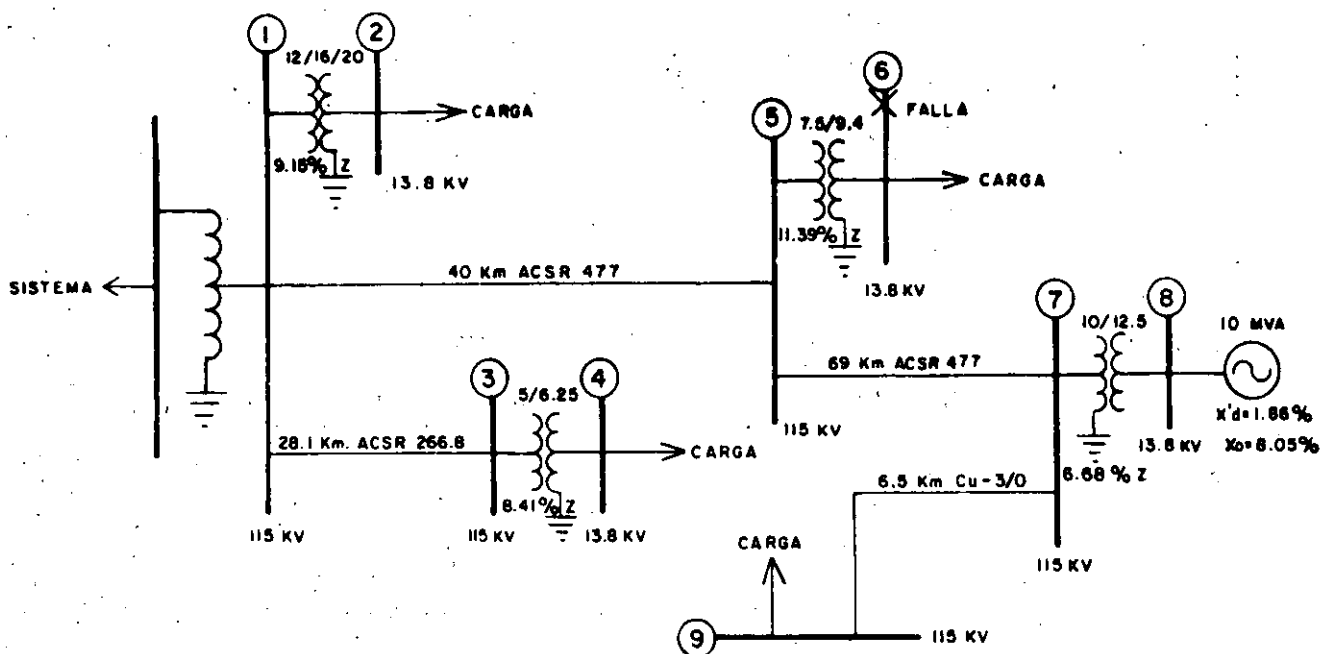
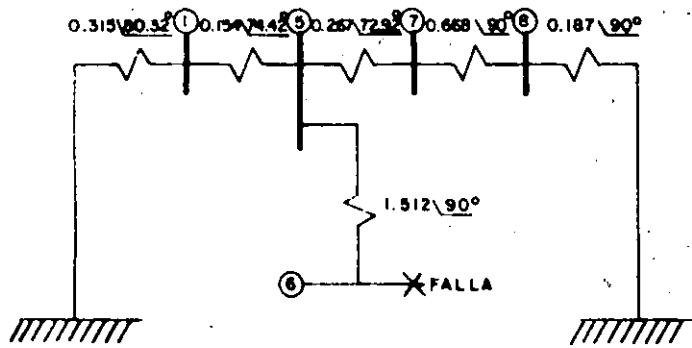
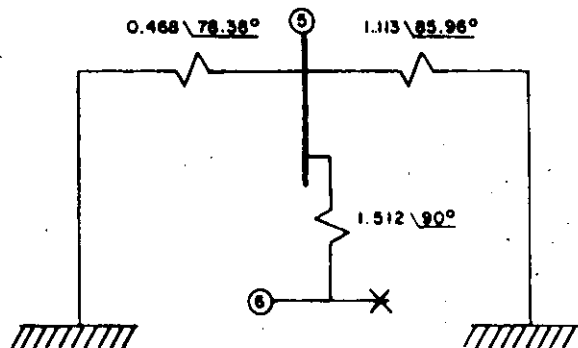


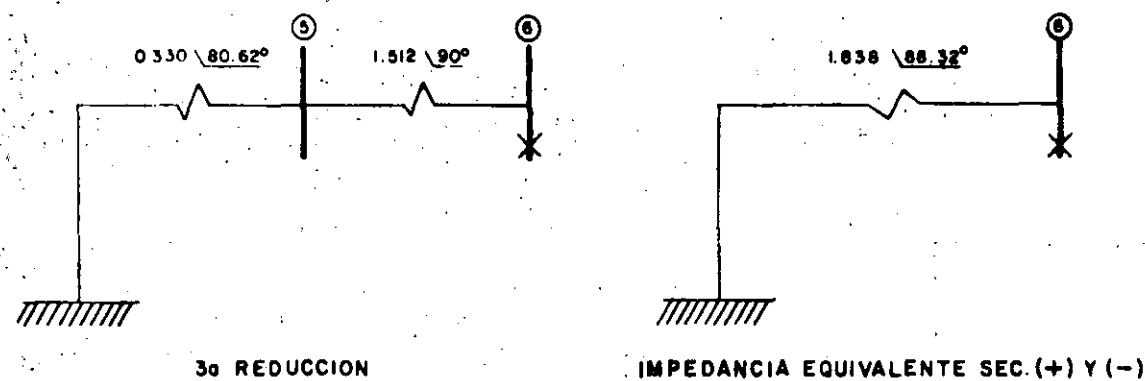
DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA



1a REDUCCION



2a REDUCCION



3a REDUCCION

IMPEDANCIA EQUIVALENTE SEC. (+) Y (-)

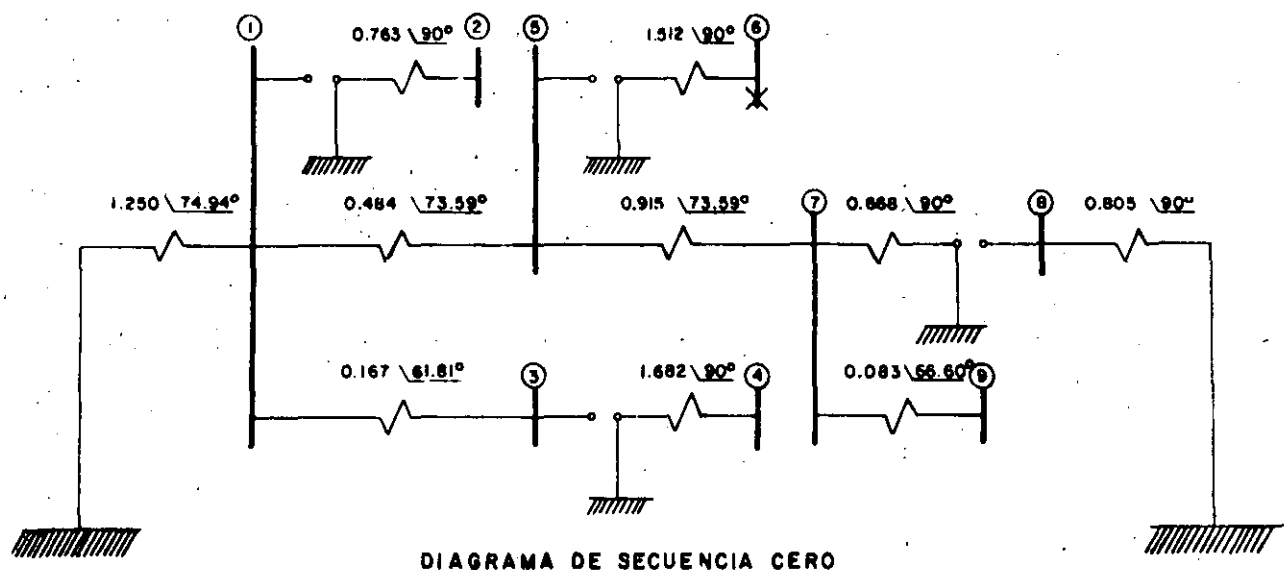
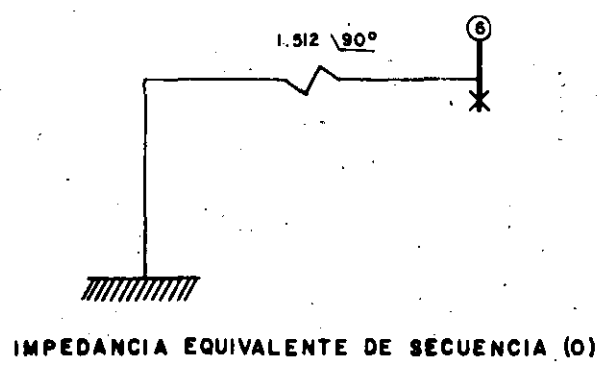
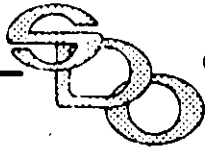


DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO



IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE SECUENCIA (0)



que se parte de la impedancia de Thevenin en la barra de 115 KV de la Subestación 1.

Como punto inicial del estudio se procede a elaborar las redes de secuencia positiva y cero como se muestra en las figuras, en donde se han asentado los valores de las impedancias propias de la red.

CALCULO DE LA FALLA TRIFASICA

Analizando el diagrama unifilar, vemos que las aportaciones a la falla en la barra número 6 son por dos ramas:

- Por la impedancia equivalente del sistema y a través de la línea 1-5 en 115 KV.
- Desde la planta de generación a través del transformador 8-7 y la línea 7-5 en 115 KV.

Las figuras correspondientes - al ejemplo muestran los pasos de reducción de las mallas de secuencia.

En el apéndice se muestran las operaciones para reducir la malla sumando las impedancias serie y paralelas, llegamos a la impedancia equivalente de secuencia positiva. De acuerdo con lo establecido tendremos:

FALLA TRIFASICA

$$I_{cc3\phi} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1}} ; E_{a1} = 1 \text{ P.U.}$$

$$Z_{a1} = Z_{eq} = 1.8381 \text{ P.U.}$$

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{1.8381} = 0.5440 \text{ P.U.}$$

Nuestros valores base son:

$$MVA_B = 100 \text{ MVA}$$

$$KVA_B = 13.8 \text{ KV}$$

Por lo que:

$$I_0 = \frac{MVA_B}{\sqrt{3} \text{ KV}_B} \times 1000 = 4183.82$$

$$I_{amp} = I_0 + I_{pu} \quad I_0 = \frac{MVA_B}{\sqrt{3} \text{ KV}_B} \times 1000$$

$$I_{amp} = I_{pu} \times \frac{MVA_B \times 1000}{\sqrt{3} \text{ KV}_B}$$

$$MVA_{cc} = \frac{\sqrt{3} \text{ KV}_B I_{amp}}{1000}$$

$$MVA_{cc} = \frac{\sqrt{3} \text{ KV}_B}{1000} \times \frac{MVA_B \times 1000}{\sqrt{3} \text{ KV}_B}$$

$$MVA_{cc} = I_{pu} \times MVA_B = 100 I_{pu}$$

Aplicando lo anterior tendremos:

$$I_{cc3\phi} = 4183.82 \times 0.5440 = 2,276.2 \text{ A}$$

$$MVA_{cc3\phi} = 100 (0.5440) = 54.40 \text{ MVA}$$

CALCULO DE FALLA MONOFASICA

De acuerdo con el diagrama de impedancias de secuencia cero, podemos ver que en esta secuencia no hay aportación sino a través del propio transformador debido a su conexión. Por lo que utilizando las fórmulas, tendremos:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 E_{a1}}{2Z_1 + Z_0}$$

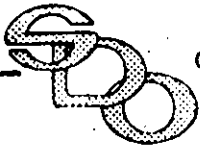
$$= \frac{3}{2(1.8381) + 1.5116} = 0.57826$$

Aplicando los valores encontrados en el análisis de falla trifásica:

$$MVA_{cc1\phi} = 100 I_{cc1\phi} (\text{p.u.}) = 57.826$$

$$I_{cc1\phi} = (0.57826) (4183.82) = 2419.4 \text{ A}$$

Resolución de problemas por método sistematizado.



Si se decidiera efectuar los cálculos por el método manual para todas las barras de una división, se presentaría un trabajo demasiado tardado y costoso, por lo que se han establecido diversos programas por computadora, los cuales pueden ser accedidos por tiempo compartido.

Entre los programas que existen, se sugiere el uso del FACTX1 que se encuentra en la cuenta (40, 27) por su exactitud, ya que considera la resistencia o reactancia además de que converge rápidamente para dar resultados. Las instrucciones para el uso de este programa vienen consignadas en el apéndice.

FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Objetivos.

Proporcionar un método de cálculo manual simplificado y una opción sistematizada para la obtención de valores de corto circuito trifásicos y monofásicos a tierra en sistemas de distribución para diferentes voltajes de operación, utilizando valores en P.U. en base 100 MVA y tensiones de operación, con la transformación a valores reales de corriente y potencia.

- Cálculo de fallas trifásicas y monofásicas en sistemas de distribución por el método manual y sistematizado.

A.- METODO MANUAL - FALLA TRIFASICA --

Se utiliza la tabla anexa correspondiente al "CALCULO DE FALLAS TRIFASICAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION".

Columnas 2 y 3.- Se asientan las resistencias y reactancias de secuencia positiva correspondientes, tomadas del diagrama unifilar.

Columnas 4 y 5.- Se elevan al cuadra

do las resistencias y reactancias de secuencia positiva de las columnas 2 y 3.

Columna 6.- Se suman los cuadrados de las resistencias y reactancias de las columnas 4 y 5.

Columna 7.- Se calcula la raíz cuadrada de los valores de la columna 6 para obtener la impedancia de falla en P.U.

Columna 8.- Se efectúa la división 100 entre los valores de la columna 7, para obtener la potencia de falla en MVA.

Columna 9.- Se multiplican los valores de la columna 8 por 100 y se dividen entre el producto de los KV de operación por raíz de 3 (1.732) para obtener la corriente de falla en Amp.

Columna 10.- Proporciona el ángulo cuya tangente es el cociente obtenido al dividir los valores de la columna 3 entre la 2.

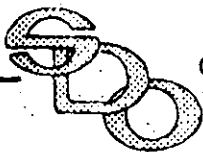
B. METODO MANUAL - FALLA MONOFASICA - Se utiliza la tabla anexa correspondiente al "CALCULO DE FALLAS MONOFASICAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION".

Columna 2.- Se asienta el valor de la resistencia de secuencia cero correspondiente y se le suma 40 ohms (21 p.u. para circuitos 13.8 KV) Ver nota al final.

Columna 3.- Se asienta el valor de la reactancia de secuencia cero correspondiente.

Columnas 4 y 5.- Se asientan los valores duplicados de las resistencias y reactancias de secuencia positiva correspondientes.

Columna 6.- Se suman los valores de las columnas 2 y 4.



Columna 7.- Se suman los valores de las columnas 3 y 5.

Columnas 8 y 9.- Se elevan al cuadrado las columnas 6 y 7.

Columna 10.- Se suman los valores de las columnas 8 y 9.

Columna 11.- Se calcula la raíz cuadrada de los valores de la columna 10 para obtener la impedancia de falla en P.U.

Columna 12.- Se efectúa la división 300 entre los valores de la columna 11 para obtener la potencia de falla en MVA.

Columna 13.- Se multiplican los valores de la columna 12 por 1000 y se dividen entre el producto de los KV de operación por raíz de 3 (1.732) para obtener la corriente de falla en Amp.

Columna 14.- Proporciona el ángulo cuya tangente es el cociente obtenido al dividir los valores de la columna 7 entre la 6.

C. METODO SISTEMATIZADO.

Se elaboraron en lenguaje basic - plus dos programas "TRIMO" y "TRIMON" los que se encuentran en la cuenta 40,17 y proporcionan valores de corto circuito para fallas trifásicas y monofásicas a tierra además de las impedancias equivalentes en secuencia positiva y cero para cada punto de estudio.

El programa Trimo sirve para circuitos 13.8 KV en estructuras tipo "T" y el programa Trimon es para cualquier disposición de conductores y cualquier tensión de trabajo.

Para proporcionar los datos y obtener resultados se pueden utilizar los formatos anexos, los que por sí solos se explican.

En la cuenta 44,12 hay otro programa de nombre "CORTO 1" que proporciona el mismo estudio, con la ventaja de que calcula además de la troncal, los ramales correspondientes.

Se anexa instructivo para su utilización.

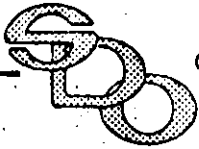
El crecimiento actual del sistema interconectado, ha ocasionado que en algunas áreas el valor de corto circuito en las instalaciones de distribución llegue a niveles muy altos, muchas veces al límite de los valores de diseño del equipo primario.

Una solución para limitar el valor de falla, es instalar una bobina al neutro de los transformadores, con lo cual las fallas a tierra se abaten a valores aceptables de corriente de falla.

En el cálculo de corto circuito, la impedancia limitadora se toma como $3Z_n$, sumada a la fórmula del cálculo de falla monofásica:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3E_{a1}}{2Z_1 + Z_0 + 3Z_n + 3R_f}$$

El valor de la resistencia de arco $3R_f$, aun cuando existen diferentes criterios para el cálculo teórico, se considera un valor de $3R_f = 40 \Omega$, debiendo determinar el valor real por medio de pruebas directamente en el terreno.



4.2 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

4.2.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferencias de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas, por ello y para proteger al personal y aislar eléctricamente de los equipos primarios los equipos de protección y medición, es que éstos últimos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas fielmente del sistema a través de dispositivos especiales llamados transformadores de instrumentos.

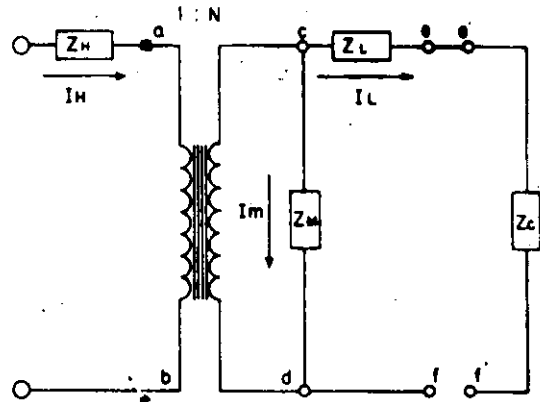
La relación de las magnitudes de corriente y potencial logra también una disminución de niveles de aislamiento y capacidad y por lo mismo, del tamaño y costo del equipo.

El comportamiento y la selección de los transformadores de instrumentos es crítico para la protección y medición, ya que ésta será sólo tan eficientemente exacta como lo sean los primeros.

Existen dos tipos de transformadores de instrumentos: Transformadores de corriente y transformadores de potencial.

Un transformador de corriente a "TC" es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito, su principio de funcionamiento puede ser obtenido a través del modelo del transformador ideal; haciendo algunas consideraciones derivadas de su diseño y conexión dentro del sistema.

Refiriéndonos al diagrama que se muestra y haciendo las siguientes consideraciones:



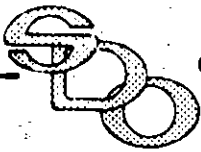
En el diagrama:

- Z_H = Impedancia propia del devanado de alta tensión.
- Z_L = Impedancia propia del devanado de baja tensión.
- Z_M = Impedancia de magnetización del transformador.
- Z_c = Impedancia de carga en el secundario.
- I_H = Corriente primaria.
- I_L = Corriente que alimenta a la carga.
- $1:N$ = Relación de transformación "RTC".

1) - El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces es esta misma, por lo que la corriente primaria I_H es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_H es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

2) - La impedancia de carga Z_c es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el "TC" debe alimentar, ésta tendrá siempre una magnitud pequeña para ofrecer una oposición mínima al paso de corriente y no sacar al "TC" de sus características de diseño.

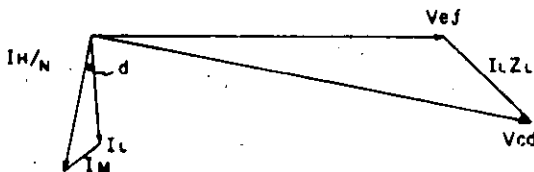
Podemos definir las condiciones-



de operación del "TC" como sigue:

CONDICIONES DE OPERACION NORMAL

Bajo condiciones normales de operación, la corriente secundaria será $1/N$ veces la corriente primaria del "TC" y su diagrama vectorial de operación será aproximadamente el siguiente:



Donde el error de relación que representan la corriente de magnetización I_M y el ángulo d son despreciables, han sido exagerados en el dibujo para poder ser observados.

CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION Y SATURACION

La capacidad de transferencia de energía entre el circuito primario y el secundario, depende de las características de diseño y construcción del "TC", como son:

La capacidad de sus conductores, el nivel máximo de voltaje que debe soportar el "TC" entre espiras y las características magnéticas de su núcleo.

Como sabemos en todo material magnético la permeabilidad se puede suponer como una función lineal de la densidad de flujo para determinados valores de esta última y que rebasando este rango de valores, varía en forma no lineal haciendo tender la densidad a un máximo dado por las características propias del material.

En el análisis que sigue representaremos este efecto considerando la impedancia de magnetización Z_M como constante para los valores de transferencia de energía

que están dentro de las características de diseño y disminuyendo no linealmente para valores fuera de los mismos, logrando un efecto similar al observado en el comportamiento real del "TC".

Observemos que pasa en el "TC" para los siguientes tres casos:

1) - La corriente primaria es demasiado grande.

2) - La impedancia de carga demasiado grande.

3) - El circuito secundario abierto.

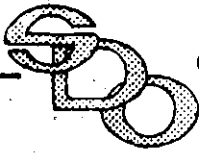
1) - Cuando la corriente primaria I_1 crece, la corriente I_1/N crecerá proporcionalmente a la primera.

Supongamos que la corriente es mayor a la especificada en el diseño del "TC", las corrientes secundarias I_M de magnetización e I_c corriente que alimenta la carga, crecerán también.

Al crecer I_M la excitación del núcleo será mayor y como habíamos dicho, el efecto que se presentará será similar a la disminución de Z_M provocando un crecimiento mayor de I_M que de I_c , y así un aumento en el error de relación y ángulo como se puede observar en el diagrama fasorial en donde la relación ideal está dada por I_1/N .

El aumento en la corriente de magnetización I_M , nos representa el efecto de histéresis del núcleo magnético y traera consigo un calentamiento y, por lo mismo, un daño si la exposición a ésta es prolongada.

2) - Cuando la carga Z_c tiene una magnitud mayor a la que el "TC" puede alimentar el voltaje entre las terminales cd será mayor para un valor de I_1 que el transformador normalmente debe soportar sin problemas. Al ser mayor V_{cd} , la corriente de magnetización I_M crecerá logrando un efecto similar al anterior.



3) - Cuando el circuito secundario está abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario crezca hasta un valor dado por:

$$V_{ed} = V_{ej} = I_H \times Z_M / N$$

que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras y, algunas veces, la explosión del "TC".

Si la excitación del núcleo dada por IM es grande y varía en forma repentina, como lo puede ocasionar una corriente de falla elevada, el núcleo puede quedar magnetizado y provocar errores de relación aún dentro de los valores especificados para el "TC", sin embargo, como se verá más adelante, este magnetismo remanente del núcleo puede ser eliminado.

SATURACION

El efecto representado por la disminución de impedancia de magnetización del núcleo es conocido normalmente como saturación.

Este efecto debe ser considerado especialmente, pues provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente, ya que debido a las características del sistema y del "TC", se presentará en el momento de la falla una respuesta similar a la existente en la energización brusca de un circuito inductivo.

SELECCION DE LA RELACION DE TRANSFORMACION

Los valores para seleccionar la relación del "TC" deberán responder al siguiente modelo:

a) - La corriente secundaria del "TC" no deberá ser mayor a 5A para los valores normales de carga; ya que por norma, el valor de corriente que soportan los equipos conectados al secundario en forma constante, es este

$$5A < \frac{I_c}{RTC}$$

Donde: I_c es la corriente de carga máxima del circuito.

RTC es la relación de transformación del mismo.

b) - La corriente máxima de falla en el punto donde será colocado el "TC" no deberá exceder a 20 veces el valor nominal de corriente primaria del "TC", por ejemplo, supongamos en TC de RTC = 600/5.

La falla máxima que el "TC" soportará por diseño según las normas ANSI, con un error menor al 10% en la relación será:

$$600 \times 20 = 12000 > I_{fmax}; I_{fmax} < 20 I_H$$

donde:

I_{fmax} = falla máxima en el circuito

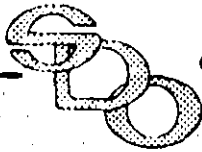
I_H = Corriente nominal del devanado de alta, se deberá considerar siempre la RTC a que esté trabajando el "TC" para aquellos de relación múltiple.

c) - Para evaluar la carga que deberá soportar el "TC" basta con sumar las cargas que representan cada uno de los equipos conectados en el secundario.

ESPECIFICACIONES

Las especificaciones generales de un "TC" son:

a) - TIFO



1) - Tipo "bushing" viene integrado al equipo primario como son transformadores e interruptores.

Debido a que por diseño la sección transversal de su núcleo es mayor, este tipo responde mejor a altas corrientes con menor saturación, sin embargo su corriente de excitación es mayor y es inexacto a pequeñas corrientes. Su impedancia secundaria en general es baja.

2) - Tipo devanado es requerido por separado al equipo primario su costo es superior, debido a que su tipo de aislamiento es similar al del equipo primario. Su impedancia secundaria es alta y se satura más rápido que el TC tipo bushing.

b) - AISLAMIENTO: Porcelana o Aceite.

c) - Realización: de uno o varios devanados secundarios.

d) - Frecuencia nominal del sistema.

e) - Nivel básico de aislamiento.

f) - Factor de sobrecorriente: Sobrecorriente que el "TC" soportará normalmente sin dañarse por períodos largos de tiempo en general 120% de la nominal.

g) - Sobrecorriente dinámica. Valor instantáneo máximo de sobrecorriente que el "TC" soportará sin dañarse.

h) - Sobrecorriente térmica. Sobrecorriente que el "TC" soportará durante 4 seg. sin dañarse.

i) - Clase y Precisión: Las clases nominales de un "TC" para protección son las indicadas en la siguiente tabla:

CLASE	POTENCIA	CARGA ADMISIBLE ("B" BURDEN)
C - 10	2.5 VA	0.1
C - 20	5 VA	0.2
C - 50	12.5 VA	0.5
C - 100	25 VA	1.0
C - 200	50 VA	2.0
C - 400	100 VA	4.0
C - 800	200 VA	8.0

Según las normas ANSI para un error máximo de 10% a 20 veces la corriente nominal.

Debe tomarse en cuenta que para los "TC" de relación múltiple, la clase está dada para la relación máxima y ésta sigue una proporción directa al tomar una relación menor.

Por ejemplo:

Supongamos un "TC" de RTC =

$$100 - 600/5$$

Clase C-400 (Relación Máxima)

Conectado en RTC = 300/5.

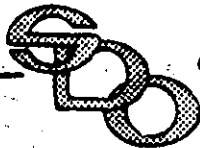
Los volts amperes que soportarán:

$$VA = 100 \times \frac{300/5}{600/5} = 50 VA$$

La carga máxima admisible será:

$$B = 4 \times \frac{300/5}{600/5} = 2 \Omega$$

Quedando para esa relación con la capacidad de un "TC" clase C-200.

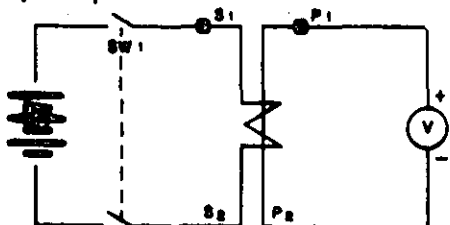
PRUEBAS DE CAMPO A TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Es conveniente determinar en campo la polaridad así como la curva de saturación del "TC" que nos permita la buena operación de los equipos de protección conectados a los TC'S.

PRUEBA DE POLARIDAD

Esta prueba llamada "Golpe Inductivo" se efectúa con una batería y voltmetro analógico de C.D., bajo la conexión mostrada. Se cerrará y abrirá súbitamente el SW-1; si la aguja del voltmetro se desplaza en dirección de la escala (+) el T.C., tiene polaridad sustractiva, de no ser así, se invertirá la conexión del voltmetro y se repetirá la operación, en caso de desplazarse la aguja en dirección de la escala (+) el T.C., tendrá polaridad aditiva.

Si el T.C., tiene polaridad aditiva, se indicará marcando las terminales P_2 y S_2 y si la polaridad es sustractiva, las marcas de polaridad estarán en las terminales P_1 y S_1 .

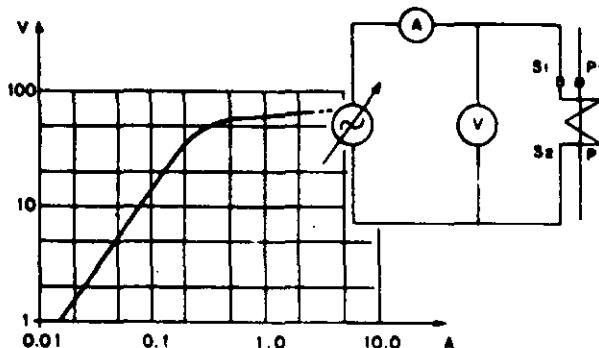
CURVA DE SATURACION

Para obtener la curva de saturación de un TC, se requiere contar con una fuente variable de voltaje superior a la clase de precisión del mismo, un ampermetro y un voltmetro.

Una vez efectuadas las conexiones indicadas en la figura y con el primario abierto asegurándose

que la fuente de voltaje esté en 0 volts, se comienza a levantar el voltaje en pasos de 10 volts (más o menos según se requiera) y se mide la corriente que toma para el voltaje asignado.

Se obtendrá una tabulación voltaje corriente que deberá graficarse en papel log-log, obteniéndose una curva similar a la mostrada en la figura.



Debe tenerse cuidado al efectuar la prueba ya que una vez que el TC llega a la saturación, a una pequeña variación de voltaje corresponde una muy grande de corriente.

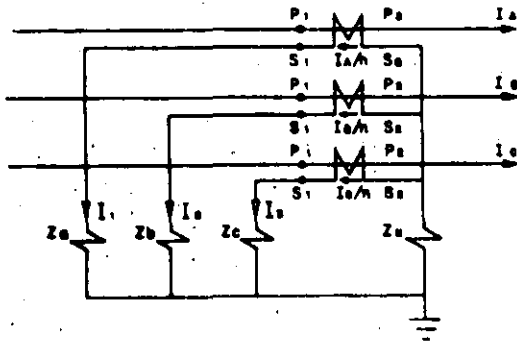
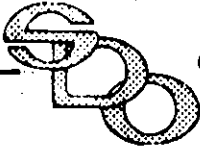
Si se efectúa la misma prueba a los cables que van a la carga de protección (fase-neutro) alimentando 5 Amp. y leyendo el voltaje recibido medido, obtendremos el burden que representa, $B = V/I$ para saber si éste es adecuado a la clase de precisión obtenida.

CONEXION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

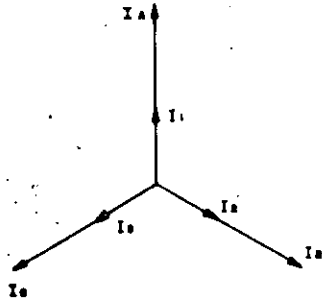
La forma de conexión de un transformador de corriente depende del uso que se le dará a las corrientes secundarias que éste proporcionará.

Las conexiones comunmente usadas son:

a) Conexión Estrella



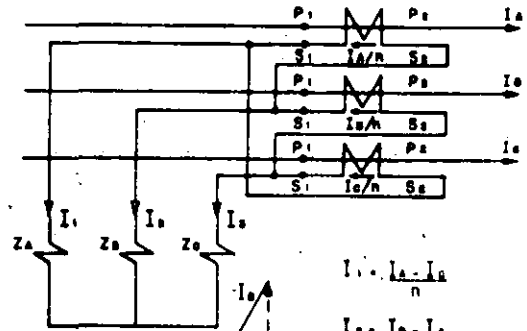
n = RTC Relación de transformación de corrientes.



Debe cuidarse que la dirección de las corrientes, es decir, que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta: pues la inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella provocando una señal errónea en los dispositivos conectados al secundario Z_a , Z_b , Z_c y Z_0 .

La inversión de las polaridades de las tres fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias no importando para esquemas donde sólo intervengan el valor de la magnitud de corriente como son: relevadores de sobrecorriente no direccionales, empero, para aquellos esquemas donde se consideran más de una corriente o voltaje alterará el funcionamiento del esquema.

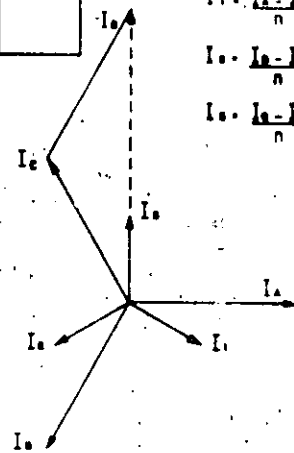
b) Conexión Delta



$$I_1 = \frac{I_a - I_b}{n}$$

$$I_2 = \frac{I_b - I_c}{n}$$

$$I_3 = \frac{I_c - I_a}{n}$$

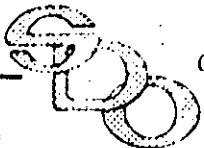


Como se puede apreciar en los diagramas fasoriales, la conexión delta modifica la relación y ángulo con que la corriente secundaria alimentará a los dispositivos conectados al secundario, el factor por el cual se modifica la relación de transformación es $\sqrt{3}$.

En la conexión deberá verificarse la polaridad de cada uno de los transformadores de corriente, pues la inversión de uno o dos de ellos provocaría un desbalance y, por lo tanto, una señal equivocada en los dispositivos conectados en el secundario.

La inversión de la salida de las señales de la delta causará únicamente un desplazamiento de 180° en las corrientes I_1 , I_2 e I_3 , afectando en forma similar a la inversión de los TC'S de una estrella.

Dado que no se tiene conexión a tierra, podemos observar que la conexión delta no permite corrientes de secuencia cero, esto es válido para cualquier tipo de transformador. Es decir, aparece abierto en el circuito en donde la conexión es delta.



4.2.2. RELEVADORES

Aún cuando existen muchos dispositivos de protección, en esta sección se describirán los usados en subestaciones de distribución para protecciones de banco y alimentadores.

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

El uso de relevadores de sobre corriente no direccionales es muy extendido en nuestras Subestaciones de distribución, como protección de alimentadores así como protección de respaldo para bancos de transformación. Esto es debido a sus características de velocidad, seguridad, simplicidad y confiabilidad.

Sin embargo, su aplicación, ajustes y mantenimiento como todo equipo requiere de algunos lineamientos básicos que aseguren las características indicadas anteriormente.

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO (50)

Es un relevador que funciona instantáneamente para un excesivo valor de corriente e indica una falla en el aparato o circuito protegido (0.05 segundos o menor).

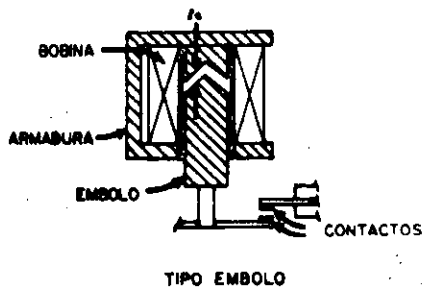
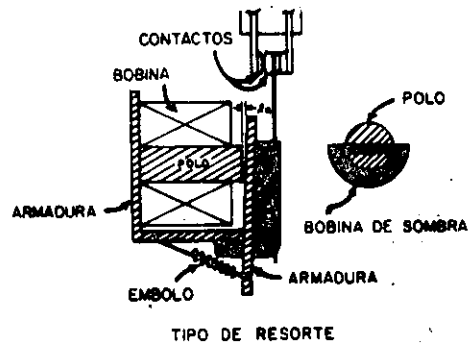
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE CON RETRASO DE TIEMPO (51)

Es un relevador con una característica de tiempo definida o inversa, que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor determinado, a mayor corriente, menor tiempo en la característica inversa.

PRINCIPIOS DE OPERACION

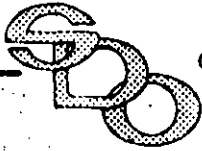
Relevador 50

Este relevador, aún cuando ya existe de tipo estático, el más comúnmente usado es el de tipo de atracción electromagnética y es básicamente un electroimán alimentado a través de un T.C. la fuerza generada ejercida sobre el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro; existen dos tipos básicos: de resorte y de émbolo como se muestra en las figuras



Estos relevadores tienen una bobina cortocircuitada (bobina de sombra) abarcando parte del núcleo magnético, que en algunos casos es una arandela de cobre, con objeto de defasar el flujo magnético y de esta forma evitar la vibración que se produciría por la senoide de la corriente.

Existen algunos relevadores que se ve no utilizan bobina de sombra sino que hacen que el con



tacto fijo vibre a la par del móvil, esto es, lo montan con flejes de cobre en forma de "U" para que muelle a la par del movimiento del contacto móvil.

La fórmula derivada del principio de operación es:

$$F = K_1 I^2 - K_2$$

Donde F = Fuerza de atracción-neta que hará cerrar los contactos.

I = Corriente del T.C.

K1 = Constante de conversión.

K2 = Fuerza de restricción resorte u oposición del núcleo magnético, según el tipo de relevador.

El punto de arranque para operar el relevador será cuando las fuerzas de restricción y operación se equilibren, es decir, cuando F = 0, de donde:

$$K_1 I^2 - K_2 = 0 \quad ; \quad K_1 I^2 = K_2$$

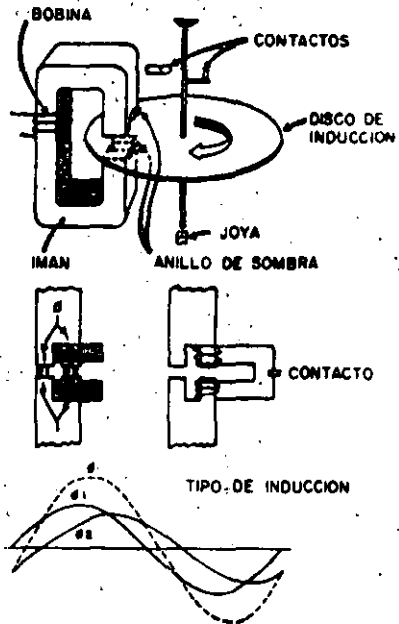
$$I^2 = \frac{K_2}{K_1} \quad ; \quad I = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} = \text{CONSTANTE}$$

Relevador 51

De este tipo de relevadores -- también se tienen de estado sólido, -- los electromecánicos operan bajo el principio de inducción electromagnética y han sido los más ampliamente utilizados. Debido a su principio de operación no actúan con C.D.

Este relevador es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, generalmente un disco, de material no magnético conductor de la corriente por la interacción de los flujos electro-

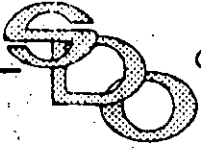
magnéticos con las corrientes parásitas (de Foucault) que se inducen en éste. Ver figuras:



La fórmula derivada de su principio de operación es la misma anteriormente vista, la característica inversa, lo da principalmente la restricción a través de un resorte de tipo helicoidal, además de su diseño.

PARTES PRINCIPALES Y CONEXIONES - DE UN RELEVADOR 50/51.

Se indica 50/51 porque generalmente en una misma caja vienen los dos relés formando así un esquema. Físicamente está constituido por su unidad instantánea (50) que se ajusta a través de un tornillo que introduce o saca el émbolo dando mayor o menor restricción, o con un dial que regula la tensión del resorte (de menos uso), al cerrar los contactos, levanta al mismo tiempo mecánicamente una lámina que indica la operación del relevador. En otros casos, esta función se hace a través de C.D., permitiendo al mismo tiempo sellar la operación del relevador, a través de un contacto auxiliar.



La unidad de inducción, es decir, la característica de tipo inverso, es más complicada.

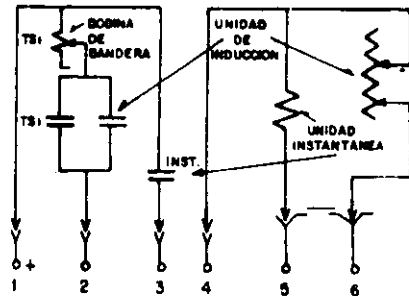
Primeramente identificamos el disco del relevador montado sobre un eje que está fijado con cierto juego en soportes completamente lisos, que minimizan la fricción. Cuenta además con un resorte helicoidal anclado a su marco de montaje y al propio eje con opción a girar sobre el mismo para darle mayor o menor restricción al giro y que nos permitirá darle su ajuste de Pick-up durante la calibración. Al fondo en la parte superior se tienen un determinado número de orificios con rosca que significan diferentes derivaciones de la bobina que se conecta al T.C., por medio de un tornillo se selecciona la corriente mínima de operación del relevador, le denominamos "TAP".

Montado sobre el eje se encuentra el contacto móvil a través de un dial en la parte superior del eje numerado del 1 al 10, este dial acerca o aleja este contacto del contacto fijo anclado al marco del relevador, variándonos así el tiempo de operación del mismo. Este ajuste le denominamos "PALANCA" y permite establecer un juego de curvas similares tiempo corriente del relevador.

Los fabricantes de relevadores han normalizado estos juegos de curvas en función del tap de ajuste; es decir, estas curvas son graficadas como tiempo contra número de veces el Tap del ajuste del relevador para determinada palanca. Es decir, si nuestro relevador tiene TAP de ajuste 5 amperes secundarios y queremos saber el tiempo que tarda en cerrar sus contactos para una corriente de 20 amperes secundarios y un ajuste de palanca 1, tendremos que buscar en el juego de curvas la correspondiente a palanca 1 y múltiplo de Tap 4 (Tap por el múltiplo de Tap = 20 amperes secundarios).

Comunmente los relevadores cuentan con elementos que permiten la desconexión del relevador a sus fuentes de alimentación, dejan abiertos los circuitos de control y en cortocircuito el de corriente. Cier-

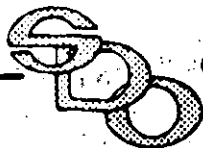
tos relevadores utilizan una clavija general que denominamos peina que establece la continuidad entre la caja alamburada al exterior por la parte posterior del relevador por medio de tornillos y el propio relevador o a través de clavijas individuales (dedos) que tienen el mismo principio. La figura muestra el arreglo esquemático de un relevador 50/51.



Diferentes tipos de curvas de relevadores de sobrecorriente y su APLICACION.

Existen en el mercado, diferentes tipos de relevadores de sobrecorriente, la diferencia principal la constituye básicamente su característica tiempo-corriente, como se muestra en la figura, a saber:

- a) Tiempo definido - Este tipo de curva puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, además de que la corriente de falla no varía para condiciones de generación máxima y mínima, así como para bus local y remoto.
- b) Tiempo moderadamente inverso - Es muy semejante a la curva de tiempo definido, su aplicación para circuitos es mínima y solamente como respaldo de banco de transformación, aún cuando se prefiere la curva (a) es común.
- c) Tiempo inverso - Donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios



de generación o switcheos de líneas, puede lograrse una buena utilización.

d) Tiempo muy inverso - Pueden utilizarse para coordinar con fusibles aún cuando es menos deseable que el extremadamente inverso. Su utilización es muy adecuada donde existen variaciones de corriente de fallas pequeñas y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es importante.

e) Tiempo extremadamente inverso -- Es el que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.

La versatilidad de ajuste de un relevador de cobrecorriente deriva en gran medida en la solución de la relación de transformación, algunos principios básicos que debe seguir ésta, son los siguientes:

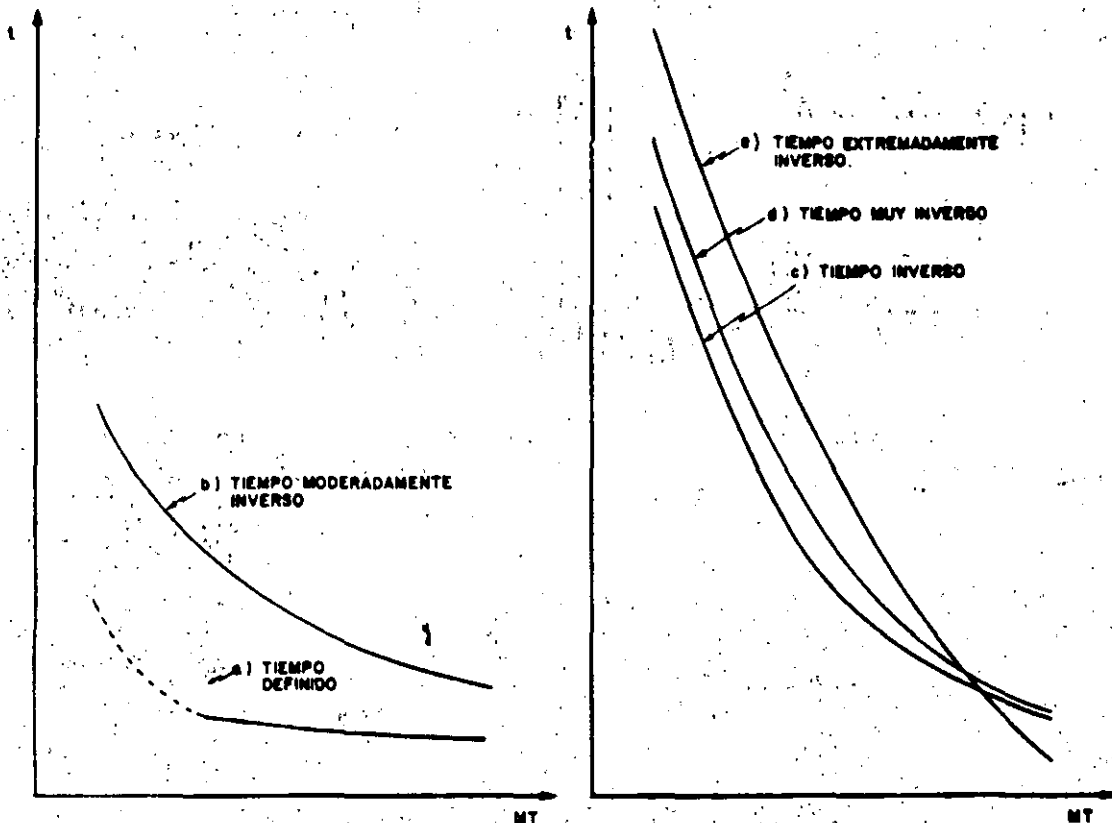
1.- El rango primario del T.C. -- debe exceder la capacidad nominal de la línea en un 200 % con objeto de no dañar el equipo por sobrecarga.

2.- Como consecuencia del punto anterior, la relación de transformación no excederá la capacidad térmica de los dispositivos conectados bajo condiciones de carga o falla.

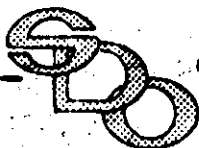
3.- Usualmente el fabricante diseña los TC's para responder sin error apreciable a un valor de veinte veces su corriente nominal primaria.

Lo anterior condicionado además a la carga conectada en su secundario y que determina su clase de precisión.

Esto requiere utilizar los taps de relación más altos en cuanto sea posible a fin de evitar saturación por corriente de falla elevada.



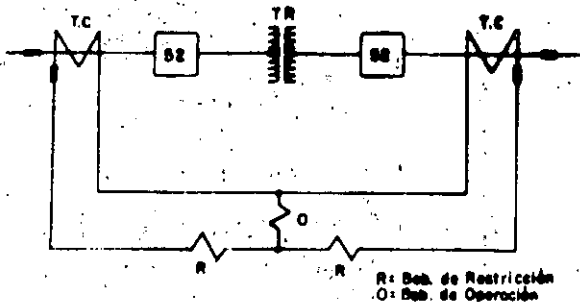
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE



RELEVADORES DIFERENCIALES

Como lo indica su nombre, estos relevadores operan bajo una diferencia de corriente. Su principio de operación es similar a la de un relevador de sobrecorriente de inducción. Estos dispositivos brindan la protección más selectiva ya que su zona de operación está restringida al área definida por los transformadores de corriente ubicados en los extremos del equipo protegido. Comparan las corrientes de entrada y salida sin involucrar condiciones externas. Recibe el número de función 87 y se acostumbra una letra como sufijo para definir el equipo que está protegido, así, puede ser una B, T o G, indicando Barras, Transformador o Generador respectivamente.

La figura siguiente muestra el diagrama unifilar de conexiones para un transformador.



R - Bobina de restricción.

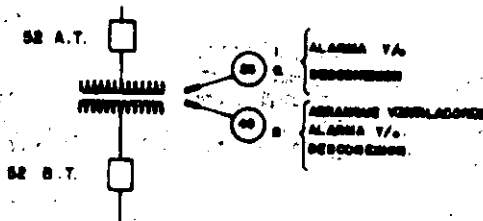
O - Bobina de operación.

RELEVADORES DE TEMPERATURA.

Estos dispositivos son termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga. Se usan en Subestaciones para la protección de transformadores de potencia; y éstos pueden ser para aceite, devanado (Hot Spot) o porcentaje de carga térmica, y dependiendo su uso reciben su número de función:

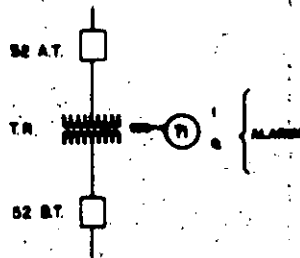
26Q - Temperatura Aceite.

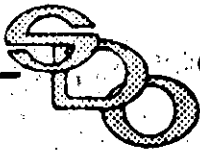
49T - Temperatura Devanado.



RELEVADOR DE NIVEL

Se utilizan en Subestaciones para la protección de transformadores de potencia para detectar niveles críticos del líquido aislante (aceite dieléctrico); reciben el número de función 71Q.





de generación o switcheos de línea, puede lograrse una buena utilización.

d) Tiempo muy inverso - Pueden utilizarse para coordinar con fusibles aún cuando es menos deseable que el extremadamente inverso. Su utilización es muy adecuada donde existen variaciones de corriente de fallas pequeñas y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es importante.

e) Tiempo extremadamente inverso - Es el que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.

La versatilidad de ajuste de un relevador de cobrecorriente deriva en gran medida en la solución de la relación de transformación, algunos principios básicos que debe seguir ésta, son los siguientes:

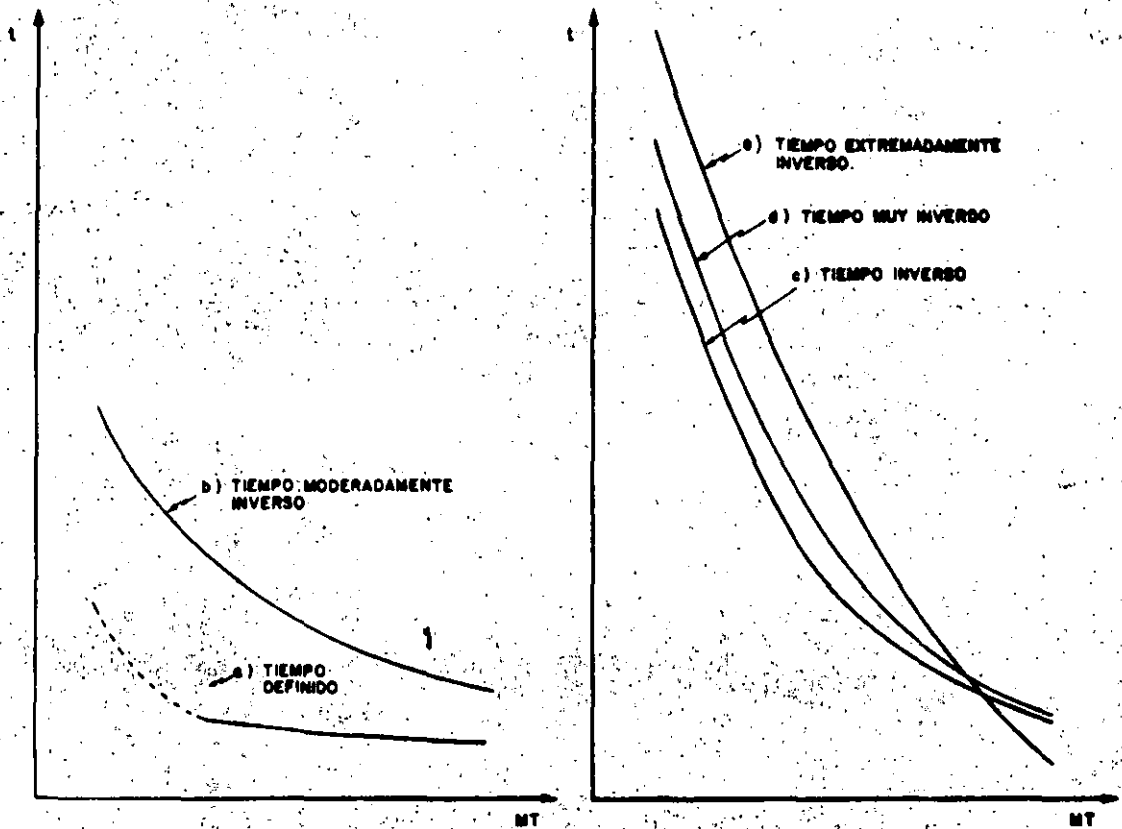
1.- El rango primario del T.C. -- debe exceder la capacidad nominal de la línea en un 200 % con objeto de no dañar el equipo por sobrecarga.

2.- Como consecuencia del punto anterior, la relación de transformación no excederá la capacidad térmica de los dispositivos conectados bajo condiciones de carga o falla.

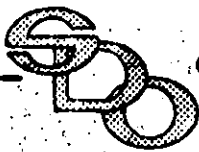
3.- Usualmente el fabricante diseña los TC's para responder sin error apreciable a un valor de veinte veces su corriente nominal primaria.

Lo anterior condicionado además a la carga conectada en su secundario y que determina su clase de precisión.

Esto requiere utilizar los taps de relación más altos en cuanto sea posible a fin de evitar saturación por corriente de falla elevada.



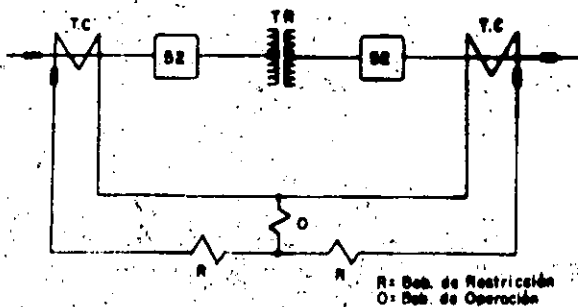
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE



RELEVADORES DIFERENCIALES

Como lo indica su nombre, estos relevadores operan bajo una diferencia de corriente. Su principio de operación es similar a la de un relevador de sobrecorriente de inducción. Estos dispositivos brindan la protección más selectiva ya que su zona de operación está restringida al área definida por los transformadores de corriente ubicados en los extremos del equipo protegido. Comparan las corrientes de entrada y salida sin involucrar condiciones externas. Recibe el número de función 87 y se acostumbra una letra como sufijo para definir el equipo que está protegido, así, puede ser una B, T o G, indicando Barras, Transformador o Generador respectivamente.

La figura siguiente muestra el diagrama unifilar de conexiones para un transformador.

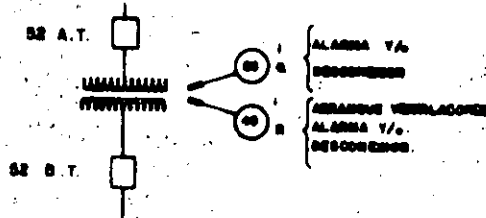


R - Bobina de restricción.
O - Bobina de operación.

RELEVADORES DE TEMPERATURA.

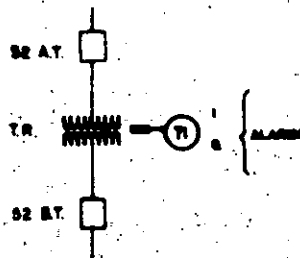
Estos dispositivos son termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga. Se usan en Subestaciones para la protección de transformadores de potencia; y éstos pueden ser para aceite, devanado (Hot Spot) o porcentaje de carga térmica, y dependiendo su uso reciben su número de función:

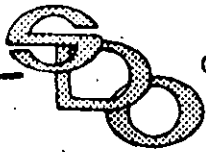
- 26Q - Temperatura Aceite.
- 49T - Temperatura Devanado.



RELEVADOR DE NIVEL

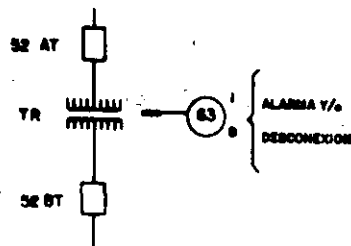
Se utilizan en Subestaciones para la protección de transformadores de potencia para detectar niveles críticos del líquido aislante (aceite dieléctrico); reciben el número de función 71Q.



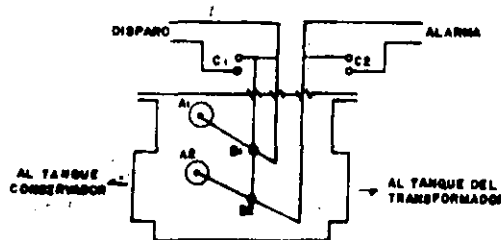
**RELEVADOR DE PRESION.**

En subestaciones tienen su aplicación como dispositivos de protección de transformadores de potencia, al detectar y desfogar sobrepresiones internas y peligrosas causadas por fallas; el número de función que reciben es el 63P.

Su operación es a través de un diagrama que detecta la presión interna y acciona un microinterruptor.

**RELEVADOR DE FLUIDO Y PRESENCIA DE GASES.**

Son comúnmente conocidos como "Buchholz" y se utilizan en las Subestaciones para la protección de transformadores de potencia que cuentan con tanque conservador al actuar como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador, así como detector de flujo inverso del líquido dieléctrico; se le proporciona el número 63T de función.

**RELEVADORES AUXILIARES**

Son aquellos dispositivos que complementan los esquemas de protección y que sirven para diferir la función principal del relevador ya sea: Transfiriendo, bloqueando, sellando o multiplicando la capacidad de operación.

Por lo general reciben el número de función del relevador principal, agregándose como sufijo la letra X. Aun que existen relevadores de función propia y definida que auxilian a otros, como es el caso del relevador 86 (Bloqueo sostenido) que acompaña generalmente a los relevadores 87 de protección diferencial.

Estos relevadores operan generalmente bajo el principio de atracción electromagnética ya descrito anteriormente.

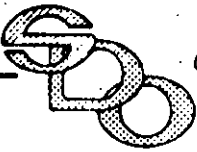
RELEVADORES DE RECIERRE

Los relevadores de recierre son del tipo de relevadores de programa que supervisan la posición de un interruptor permitiendo su reenergización ya sea instantánea o con tiempo, posterior a una apertura del mismo por acción de su sistema de protección.

Hacemos la observación de que tiene una secuencia de operación de acuerdo a las necesidades de aplicación y por diseño del mismo, que lo bloquean una vez que se cumplieron el número designado de intentos de cierre sobre una falla permanente, así como también su reposición una vez que no es cumplido su ciclo completo, el interruptor cierra definitivamente, es decir, si la falla es temporal.

Su principio de operación, es el siguiente:

La secuencia de operación se controla con un motor de C.A. o C.D., que acciona un tren de levas. Estas a su vez efectúan la apertura y cierre de los relevadores integrados al control del interruptor y que permitirán su reenergización, otros relevadores también sobre este rele, permiten las labores de bloqueo y reposición del recierre una vez que se determinó falla permanente o transitoria respectivamente.



4.2.3. INTERRUPTORES

El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe, una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico. Está diseñado básicamente para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir en condiciones de seguridad las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a éstas.

Nuestro interés principal del mismo es su circuito de control.

El control de interruptores es el que se encarga de:

- Abrir y cerrar el mismo a través de una manija, cuando uno lo requiera.
- Que dispare inmediatamente cuando exista una falla; y el equipo de protección se lo indique.
- Indique a través de lámparas de señalización su estado de abierto o cerrado local y remotamente.
- Enviar señales que indiquen alguna anomalía como falta de presión de aire u otro gas que se utilice para su operación.
- Bloquearse en su operación si existe alguna anomalía.

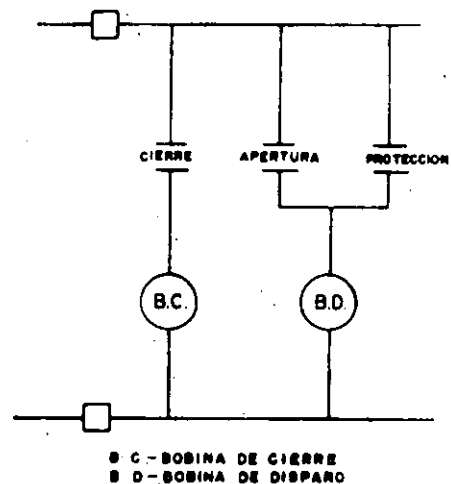
Es pues el control de un interruptor la parte principal para ejercer las funciones para las cuales está diseñado.

Este control está alimentado para su operación por una fuente de alimentación de corriente que puede ser alterna o directa. Independientemente al control está la fuente de alterna o directa en algunos casos, que efectúa la carga del elemento mecánico que hace la apertura o cierre.

Para los efectos de control eléctrico de interruptores, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula se efectúa a través de electroimanes que se energizan por conducto de este control.

Estos electroimanes llamados bobinas de cierre y disparo, son pues las que debemos energizar por medio del mismo.

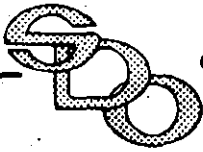
Un diagrama que muestra lo anterior es el siguiente:



Supongamos el control alimentado por corriente directa. El esquema mostrado hace que el interruptor al cual pertenecen las bobinas de disparo y cierre efectúe estas funciones.

Pero qué sucede si el interruptor se cierra con falla en el circuito?

La protección cerrará el contacto de la misma en el control de interruptor inmediatamente que este cierre, ocasionando que mientras no se abra el contacto manual que operemos para cierre el interruptor abra y cierre repetidas veces en tanto no se abra el contacto de cierre. A lo anterior se le llama bombeo del interruptor.

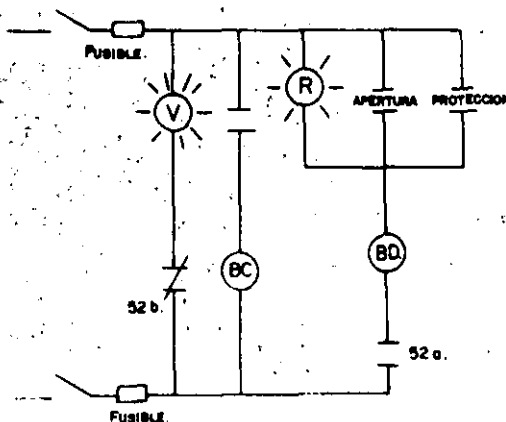


Otro problema, es que no se cuenta con bloqueo al cierre para el caso en que se baje la presión o no se accione el motor de carga mecánica. En el diagrama mostrado, no se indica tampoco la señalización.

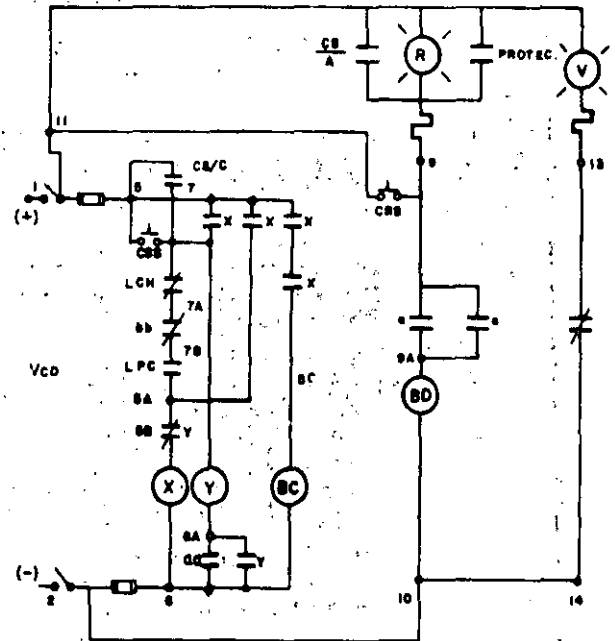
La manera de lograr romper sellos y señalización, es por medio de contactos auxiliares montados sobre el vástago principal del interruptor directamente. su accionamiento es mecánico.

El diagrama que se muestra, resolverá el que se quemó la bobina de disparo además de que contamos con señalización a través del arreglo mostrado; el hecho de que la lámpara de señalización esté a través de la bobina de disparo, nos da algunas ventajas:

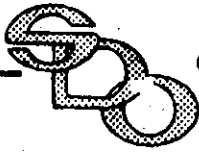
- Mantenerla caliente y por consiguiente en condiciones adecuadas.
- Supervisa la continuidad del circuito de disparo.



De todas formas seguimos teniendo el problema de bombeo del interruptor, además se puede apreciar en los diagramas anteriores que la fuente de alimentación es a través de un juego de fusibles para el cierre y el disparo. Esto no se usa, lo normalizado es el cierre a través de fusibles y el disparo antes de éstos, con objeto de que éste se asegure, ya que dada la utilización del interruptor como dispositivo de apertura bajo condiciones anormales del sistema o baja falla principalmente, debe tenerse plena seguridad en el disparo por lo cual se ha normalizado de la forma en que se indica.



X	BOBINA AUX. DE CIERRE
Y	BOBINA AUX. DE CIERRE
BC	BOBINA DE CIERRE
BD	BOBINA DE DISPARO
CSS	CIERRE LOCAL
LPC	INTERRUPTOR DE BAJA PRESION
V	LAMP SEÑALIZACION/APERTURA
R	LAMP SEÑALIZACION/CIERRE



4.2.4. RESTAURADORES.

Un restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como de hacer recierres automáticamente y reenergizar el circuito. En caso de persistir la falla, vuelve a abrir, recerrando nuevamente, esta secuencia de operación se lleva a cabo hasta cuatro operaciones de apertura al final de las cuales quedará bloqueado. La secuencia realiza dos importantes funciones.

- 1.- Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- 2.- Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

TEORIA DE OPERACION.

Independientemente que efectúan la misma función, existen diferentes características de restauradores como son:

- a) Número de fases.- En nuestro país en su mayoría el sistema de distribución es trifásico, por lo que solamente en los casos de distribución monofásica se utilizarán restauradores monofásicos.
- b) Medio interruptivo.- En Aceite o en Vacío, se están utilizando de los dos tipos en la actualidad, aún cuando el tipo de cámaras en vacío es más moderno.
- c) Tipo de control.- Hidráulico o Electrónico, es también más moderno - el tipo electrónico y utiliza para su operación señales de TC que son sensadas convenientemente a través de relevadores electrónicos, requieren de una fuente de polarización para que el restaurador logre su operación.

En el caso de los hidráulicos existen distintos tipos de disparo,

como son:

1.- Disparo serie - Como se muestra en la figura, este tipo de disparo utiliza la energía electromecánica generada por la acción de la sobrecorriente a través de la bobina A, abriendo los contactos del restaurador y cargando el resorte S al mismo tiempo.

Después de un tiempo predeterminado que usualmente es de 90 a 120 ciclos, libera el resorte S cerrando nuevamente el circuito.

Se ha normalizado que la bobina de operación A efectúe su Pick up al 200% de su corriente nominal. Es decir, a partir de este valor comienza a operar.

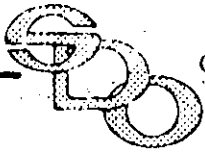
La secuencia y tiempos de operación de apertura y cierre se realiza a través de un mecanismo de bombas, pistones y válvulas.

2.- Disparo serie con relevadores - El arreglo es similar al anterior, sólo que la bobina de operación "A" es energizada únicamente al llegar la corriente al valor de Pick-up de la bobina auxiliar "B", antes de este valor, "A" está puentada a través de un contacto N.C. propio de la bobina "B" como se ve en la figura.

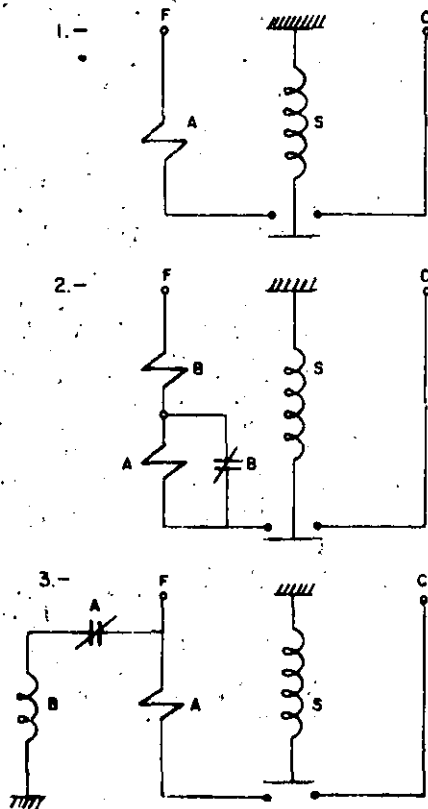
Las funciones de tiempo y cierre utilizan el mismo principio indicando en el tipo anterior.

3.- Disparo serie piloto - Difiere de los dos tipos anteriores debido a que su operación de apertura y cierre la efectúa con bobinas diferentes, lo que hace que requiera menos energía para operar.

El principio de apertura es el mismo modificándose el arreglo de cierre, para el cual utiliza una bobina a voltaje plano fase-tierra o entre fases del lado



fuentes, la cual es energizada por medio de un contacto N.C. de la propia bobina de operación "A", una vez que el restaurador abre, se energiza la bobina "B" ya que se cierra el contacto "A", esto hace que se cargue el resorte S y quede preparado de esta forma el recierre. El Principio de temporización es el mismo de los casos anteriores.



4.2.3. SECCIONALIZADORES.

Es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas serie o electrónica y TC, sensa la corriente de corto circuito superior a la mínima preestablecida para actuar y cuenta el número de veces que ésta es interrumpida por un dispositivo de respaldo que es generalmente un restaurador. Después de una cantidad específica de recuentos, el seccionizador abre sus contactos cuando la línea está desenergizada. Esto nos

permite prever puntos de seccionamiento automático a bajo costo ya que no cuentan con capacidad interruptiva para la corriente de falla ni, por lo tanto, curvas características de operación tiempo-corriente. Aunque si tienen capacidad interruptiva suficiente para la corriente de carga.

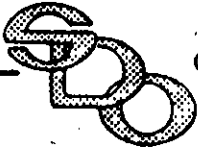
Principio de operación.— Los seccionizadores hidráulicos tienen un pistón que levanta una varilla la cual accionará la barra de apertura de contactos del dispositivo previamente cargada al momento del cierre.

El seccionizador puede ser colocado para uno, dos o tres recuentos hasta la apertura, simplemente cambiando la altura de la varilla de corte. Dado que la corriente mínima de cuenta es 160% de la capacidad de la bobina solenoide, se obtienen diferentes valores de corriente mínima de recuento cambiando la bobina.

Si la falla es temporal, el pistón de corte se repone lentamente a su posición original, "olvidando" de esta manera los recuentos. El tiempo de reposición para seccionizadores con control hidráulico es aproximadamente un minuto por recuento. Después que el seccionizador queda abierto cumpliendo la cantidad seleccionada de recuentos debe ser cerrado manualmente.

Sin capacidad de ruptura, estos dispositivos cuestan considerablemente menos que los restauradores o los interruptores con la misma capacidad de corriente nominal.

Los seccionizadores con control hidráulico tienen capacidades en 14.4 KV en los monofásicos de 140 amperes o trifásicos de 200 amperes. Pueden ser fácilmente montados sobre postes y operados con una pértiga común.



Los seccionalizadores con control electrónico efectúan el mismo trabajo solo que a través de tarjetas y TC's, requieren de fuente de alimentación externa que pueda polarizar sus circuitos. Están disponibles para 14.4 KV hasta 34.5 KV y 400 Amperes Nom. Con esta capacidad, pueden aplicarse para muchos usos que no podían ser resueltos en el pasado. Además, se dispone de accesorios especiales para ampliar el uso de los seccionalizadores electrónicos.

La economía es la principal ventaja que se obtiene del uso de los seccionalizadores automáticos.

4.2.6. FUSIBLES.

Es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

Un fusible debe especificarse en base a la frecuencia de operación, capacidad nominal de corriente, voltaje nominal de operación, voltaje máximo de diseño y capacidad interruptiva.

La capacidad nominal es por definición la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamientos que pudieran modificar sus características de diseño.

El tipo de fusible en conjunto con la capacidad da información suficiente para entrar a las curvas características y verificar sus tiempos de operación en ellas.

Existen tres tiempos característicos de operación de un fusible.

1.- MMT o tiempo mínimo de fusión (Minimum Melting Time) es el intervalo que existe entre la aparición de la falla y el momento en que el elemento es roto por fusión y se

establece el arco eléctrico.

2.- Tiempo de arqueo (Arcing-Time) es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico.

3.- MCT o tiempo máximo de limpieza (maximum Clearing Time) es el intervalo de tiempo entre la aparición de la falla y la apertura total del elemento fusible; es la suma del tiempo mínimo de fusión y el tiempo de arqueo.

Para coordinación de elementos fusibles, debe considerarse los siguientes aspectos:

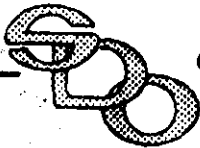
1.- El elemento fusible no debe operar a causa de corriente de carga, debe ser capaz de mantener el flujo de la corriente de carga máxima sin calentarse al grado de modificar sus características originales.

2.- Para coordinar sus tiempos de operación con los del equipo adyacente, debemos estar conscientes de que para valores cercanos al MMT el fusible perderá sus características de diseño y aún cuando el elemento no se fundido, no se apegará a sus tiempos originales.

3.- La falla no es librada hasta que se rebasa el valor de MCT.

Para elementos fusibles utilizados para protección de subestaciones y líneas de subtransmisión, es necesario especificar el voltaje de operación.

En la aplicación de elementos fusibles deben considerarse: Las características de los dispositivos de protección adyacentes a esto y las del circuito buscando la correcta operación y discriminación de la falla a través de la coordinación de los tiempos de operación.



4.3. COORDINACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

4.3.1. LINEAMIENTOS BASICOS.

- Redes Aéreas.

Estudios estadísticos efectuados en sistemas de distribución aérea, han demostrado que hasta el 95% de las fallas son transitorias.

Las causas típicas de dichas fallas pueden resumirse en:

- a) - Conductores que por acción del viento se tocan.
- b) - Descargas atmosféricas sobre algún aislador.
- c) - Animales que "Puentean" alguna superficie conectada a tierra con los conductores o conductores entre sí.
- d) - Ramas de árboles, antenas, láminas, etc.
- e) - Sobrecargas momentáneas que producen ondas de corriente las que pueden hacer operar los dispositivos de protección.
- f) - Contaminación ambiental.
- g) - Vandalismo.

La experiencia real de fallas nos han demostrado que en el primer recierre se elimina hasta el 88% de ellas, en el segundo un 5% adicional y en el tercero un 2% más, quedando un promedio del 5% de fallas permanentes.

Para la ubicación correcta del equipo de protecciones deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- a) El primer punto lógico a proteger será la salida del alimentador.
- b) Idealmente el origen de cada ramal debería considerarse como punto de seccionalización con el objeto de limitar el retiro de servicio al menor segmento práctico-

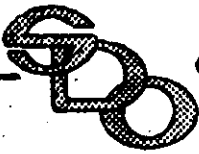
del sistema.

- c) Se debe tomar en cuenta la facilidad de acceso al equipo de protección que se instale.
- d) La decisión definitiva sobre el grado de protección debe quedar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial en los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

Los factores que deben tomarse en cuenta para la aplicación apropiada del equipo de protección se pueden resumir en:

- a) Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- b) Voltaje del sistema.
- c) Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- d) Niveles de falla máxima y mínimos en los puntos que se desean proteger. (Gen. Máx. y Mín.)
- e) Valores mínimos de operación.
- f) Características operativas (curvas tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- g) En el equipo de protección se deben considerar ciertos márgenes de capacidad, tales que cubran los futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema.
- h) Normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados.

Existen dos principios básicos que deben tomarse en cuenta en la coordinación de dispositi-



vos de protección.

- a) El dispositivo de protección más cercano debe eliminar una falla permanente o transitoria antes que el dispositivo de respaldo, adyacente al lado de alimentación, interrumpa el circuito en forma definitiva.
- b) Las interrupciones del servicio motivadas por fallas permanentes, deben ser restringidas a una sección del circuito lo más pequeña y por el tiempo menor que sea posible.

- Redes Subterráneas.

La distribución subterránea de energía eléctrica se ha ido desarrollando cada vez con mayor intensidad, tanto en la evolución de los materiales empleados para su construcción, como en las técnicas y sistemas utilizados en su diseño.

El objetivo que se persigue al construir una red subterránea es variable en cada caso de aplicación, pero los motivos más importantes de esta decisión consisten en:

- a) - Buscar una mayor continuidad de servicio evitando interrupciones motivadas por contaminación, fenómenos atmosféricos o golpes de vehículos sobre los soportes de una red aérea.
- b) - Evitar la saturación de las instalaciones aéreas que por el índice elevado de densidad de carga, originan congestiónamiento de postes con el montaje de transformadores en un gran número y conductores aéreos de calibres demasiado gruesos para soportarse en postes de una red común.
- c) - Otra causa fundamental que está aunada a la anterior, aun cuando no necesariamente, consiste en buscar una mejor apariencia al oviarse tener postes y conductores aéreos que contaminen el ambiente superficial, por una vista antiestética y peli-

grosa, independientemente de la dificultad que se presenta con árboles y edificios que obstruyen a la red aérea.

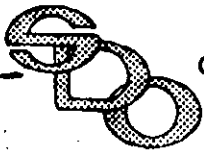
Como cualquier sistema eléctrico, las redes subterráneas están expuestas a la ocurrencia de fallas, muchas de ellas originadas por problemas diversos algunos de ellos distintos de los que ocurren en las redes aéreas, y cuyas consecuencias pueden crear interrupciones de un mayor tiempo o daño en las instalaciones, cuando éstas o su protección no están debidamente calculadas y diseñadas.

Los principales motivos de fallas en los sistemas subterráneos, que se pueden mencionar son:

- 1° - Reducción o pérdida del aislamiento debido principalmente a humedad.
- 2° - Daños físicos del aislamiento debido a esfuerzos mecánicos.
- 3° - Esfuerzos eléctricos de sobretensión a que se somete el aislamiento, provocado por voltajes transitorios.
- 4° - Envejecimiento del aislamiento, producido principalmente por sobrecarga permanente o de corta duración, creado por transitorios eléctricos de corto circuito.

Cada uno de los motivos de falla expuesto, en términos generales, involucran la totalidad de causas de interrupciones o daño en estos sistemas, y por lo tanto deben ser vigilados para evitar incurrir en ellos.

Como las fallas en los sistemas subterráneos representan casi siempre interrupciones permanentes (dependiendo del sistema-



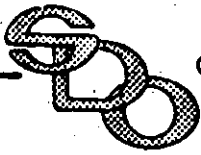
empleado) y su duración es generalmente prolongada, es necesario que la protección que se instale sea eficiente para lograr aislar la falla en un tiempo mínimo, evitando mayor daño a la instalación.

Los sistemas de distribución subterránea más usuales en Comisión Federal de Electricidad, son:

- a) - Tres fases cuatro hilos 3F - 4H, neutro multiterrizado.
- b) - Dos fases tres hilos, 2F - 3H, neutro multiterrizado.
- c) - Una fase dos hilos 1F - 2H, neutro multiterrizado.

En las instalaciones subterráneas de tipo comercial, el hilo neutro se instala en forma separada del cable, generalmente con un conductor de cobre multiterrizado, instalado en los mismos ductos de la red.

En las instalaciones del tipo residencial, el hilo neutro está instalado en el propio cable en forma concéntrica al conductor, formado por hilos de cobre estafado desnudo, cableado en forma helicoidal sobre el aislamiento del conductor. En este caso también la instalación se hace multiterrizada y en ambos, se conecta al neutro de la estrella del transformador de potencia de la subestación.



4.3.2. SUBESTACIONES CON SISTEMA DE PROTECCION FUSIBLE-RELEVADOR.

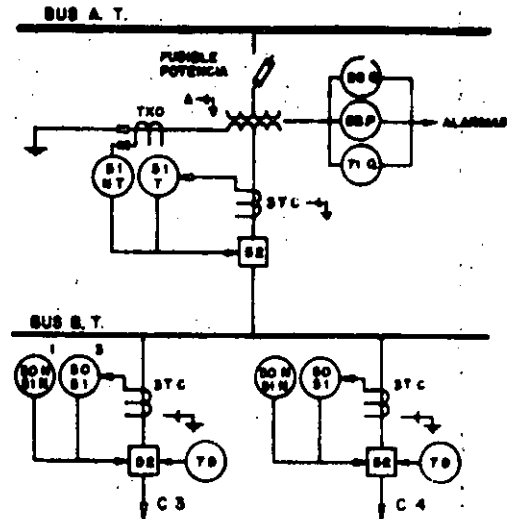
Las subestaciones que emplean este sistema de protección son aquellas en las cuales sus bancos de transformación son de capacidad menor a los 12 000 KVA y no se justifica económicamente el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión. Los transformadores cuentan con los siguientes dispositivos para su protección interna:

Relevadores de:

- | | |
|------------------------|-------|
| a) Nivel | 71Q.- |
| b) Presión | 63P.- |
| c) Térmico de líquido | 26Q.- |
| d) Térmico de Devanado | 49T.- |

Para estas capacidades el relevador 49T y el relevador 63P son substituidos por un dispositivo de desfogue tipo "Cuello de Ganso" obturado por un vidrio que se rompe a una presión crítica, permitiendo la salida de gases provocados por falla interna. Ocasionalmente se tienen transformadores de potencia en estas capacidades que cuentan con tanque conservador y que poseen también el relevador de flujo y de presencia de gases (Buchholz). Para la protección externa del transformador de potencia se emplean fusibles de potencia en el lado de alta tensión y relevadores de sobrecorriente en el lado de baja tensión.

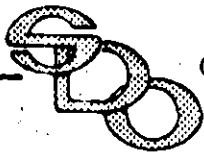
Un diagrama unifilar que muestra el sistema de protección para una subestación de capacidad menor a 12 000 KVA, es el siguiente:



Podemos observar que son los fusibles de potencia los que realmente protegen al transformador y lo aíslan en caso de falla, además de respaldar la función de los relevadores del interruptor de baja tensión.

Los fusibles de potencia deben cumplir algunas condiciones para su elección como medio de protección primaria del transformador:

- Las curvas MMT y MCT del fusible deben quedar abajo de la curva de daño del transformador.
- El fusible deberá soportar la corriente de magnetización (Inrush), es decir, la curva MMT quedará a la derecha de los siguientes puntos: $3I_n = 10.0$ seg.; $6I_n = 1.00$ seg.; $12I_n = 0.10$ seg.; $25I_n = 0.01$ seg.; $I_n =$ corriente nominal (OA) del transformador.
- El fusible deberá soportar las corrientes de carga fría. La carga fría es el resultado de la combinación de cargas conexas en el circuito y que en el momento de energizar el transformador pueden intervenir.



La experiencia ha determinado que la curva MMT debe quedar a la derecha de los siguientes puntos: - 6In - 1 seg.; 3In - 10 seg.

- d) La curva MMT se toma como frontera de coordinación para los elementos inferiores en la cascada.

Los relevadores de sobrecorriente de fases que operan sobre el interruptor de banco de baja tensión, protegerán al transformador de sobrecargas sostenidas, evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y de tiempo de reposición largo para estas anomalías que no son fallas internas del transformador. Otra de las funciones es respaldar la operación de los relevadores de fase de los circuitos, para el caso en que éstos no operaran con falla en el alimentador primario.

El relevador 5INT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del T.C. de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro de transformador, su reflejo a través del T.C. es más fiel que en una conexión residual de una estrella. Cuando existe interruptor en alta tensión, este relevador actuará sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de baja tensión del transformador.

Para el caso que describimos la función del relevador será despejar las fallas en el bus y respaldar la operación de los relevadores 5IN de los alimentadores. Las fallas del transformador las despejarán únicamente los fusibles de potencia.

Los relevadores que operan sobre el interruptor de banco de baja tensión, carecen de unidad instantánea (50) ya que siendo el bus y la salida de los alimentadores el mismo punto eléctrico, operarán simultáneamente con los relevadores del alimentador, no existiendo coordinación. Los relevadores para protección interna del transformador, al

no contar con equipo de desconexión en alta tensión pierden su utilidad, a menos que la S.E. cuente con control supervisorio que permita tomar medidas correctivas al emitirse señales de alarma por condiciones anormales en la misma.

Los relevadores de sobrecorriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal del transformador y su tiempo de operación para falla en la barra de baja tensión deberá tener de 0.3 - 0.4 seg., más que el tiempo de operación del esquema de protección del alimentador.

El relevador 5INT, debido a que no se afecta con la corriente de carga, es posible ajustarlo a un valor entre el 10 y el 70% de ésta.

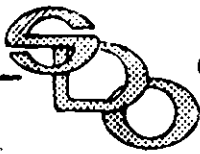
El tiempo de operación deberá seleccionarse en forma similar a la de los relevadores de fase.

4.3.3. SUBESTACIONES CON SISTEMA DE PROTECCION RELEVADOR-RELEVADOR.

Este sistema de protección emplea generalmente en los bancos de transformación con capacidad superior a los 12000 KVA, aunque no es raro encontrar subestaciones con transformadores de 7500 KVA con este sistema de protección.

Para la protección interna de estos transformadores, se utilizan los siguientes relevadores:

- a) De nivel - 71Q
- b) De presión - 63P
- c) De flujo y presencia de gases - 63T
- d) Térmico de líquido - 26Q
- e) Térmico de Devanado 49T.



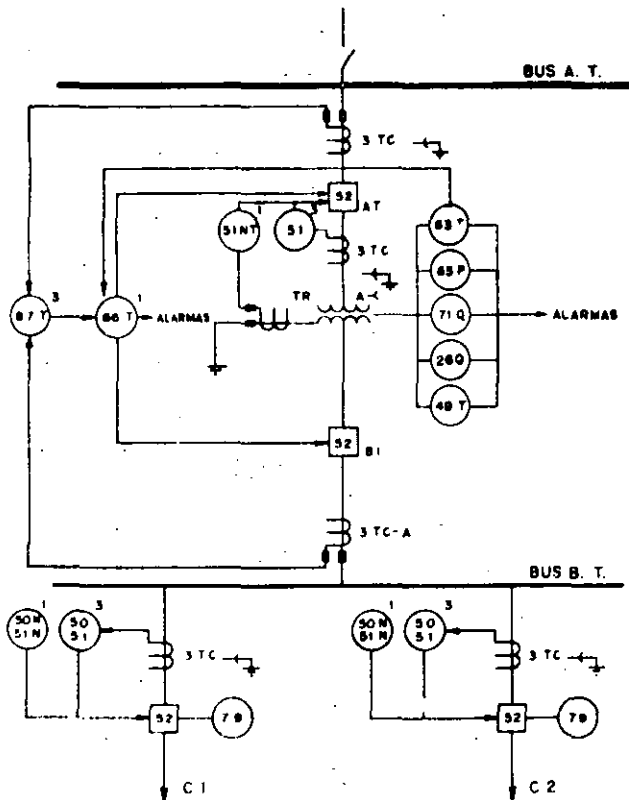
Los relevadores 63P, 63T y 71Q operan sobre el interruptor de banco de alta tensión, desenergizando el transformador. Los relevadores 63T y 71Q tienen un arreglo de detección de condiciones anormales leves o severas. El primer paso se utiliza para mandar una señal de alarma y el segundo como se indicó, de desconexión.

Los relevadores 26Q y 49T, actúan de manera preventiva, es decir, no desenergizan el transformador pero dan una señal de alarma, con el fin de que se elimine la causa de su operación.

Si se cuenta con control supervisorio, únicamente el disparo del interruptor de alta tensión será por 63T y 63P.

El relevador 49T, se utiliza para controlar automáticamente los pasos de ventilación forzada de transformadores.

Veanos la figura siguiente:



Para la protección externa del transformador, éste cuenta generalmente con dos esquemas: Diferencial de corriente y sobrecorriente.

El primero brinda la protección más eficiente por sus características de selectividad y velocidad. El segundo actúa como respaldo del primero y a la vez protege contra sobrecargas peligrosas y respalda la operación de los esquemas de los alimentadores. La figura nos muestra el diagrama unifilar del sistema de protección de la subestación.

La protección diferencial de disco de inducción podrá aplicarse a subestaciones alejadas de las grandes fuentes de generación en donde la corriente de magnetización es despreciable.

Los relevadores con restricción de armónicas que son más complejos y más seguros deben usarse en donde haya probabilidad de una corriente desmagnetización severa

Para una operación confiable del esquema, debe considerarse lo siguiente:

- Diferencias en las características de los TC's (magnetización y saturación).
- El porcentaje de errores de la relación de corrientes secundarias a los taps de ajuste de los relevadores (mismatch).

$$M = \left(\frac{I_L/I_H - T_L/T_H}{S} \right) \times 100$$

donde:

I_L, I_H = corrientes secundarias que entran al relevador de los TC's de alta y baja tensión.

T_L, T_H = Taps de ajustes del relevador para corriente secundaria de alta y baja tensión.

S = El menor de los dos términos.

- c) Relación de transformación variable (cambiador de taps del transformador).
- d) Corrientes de magnetización del transformador.

Los tres primeros puntos se presentan para fallas externas, la operación errónea de un relevador diferencial debe evitarse verificando que el error sea menor al 10% para el valor máximo de falla externa y dando un margen de seguridad del 5 al 15% adicional al % de pendiente calculado.

Debido a que la selección de las RTC se hace considerando la relación del tap central del transformador de potencia, al mismatch obtenido se le añadirá la variación máxima en % para el tap más alejado.

El cuarto punto, ya se mencionó al principio, aparece como falla interna para los relevadores diferenciales, su valor pico puede llegar a ser de 8 a 10 veces la corriente nominal, su valor máximo es alcanzado cuando el transformador se energiza estando el valor de voltaje cercano al valor cero, decayendo rápidamente en los primeros ciclos y luego lentamente tardando hasta 4 o 5 segundos para alcanzar su valor final.

El disparo de este relevador, debe hacerse a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual que tenga los contactos necesarios para disparar los interruptores asociados y bloquear el cierre de los mismos, de manera que eviten un cierre imprudente. Los T.C.S deben ser exclusivos para esta protección.

La protección de sobrecorriente de fase, es similar a la mencionada en el punto 4.3.3. solo que aparece en alta tensión, su ajuste máximo deberá ser del 200% de la In del transformador y para la coordinación de fallas en la barra de baja tensión con un tiempo de 0.3 a

0.4 segundos mayor que los esquemas de los alimentadores.

La protección de sobrecorriente de neutro es la que se menciona en el punto 4.3.2.

Estos esquemas operarán sobre el interruptor de alta tensión.

4.3.4. ALIMENTADORES PRIMARIOS.

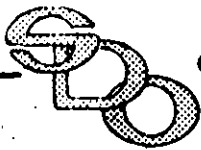
Podemos distinguir tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- a) Tipo Rural.- Con dos tipos de carga; la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores chicos (bombas, molinos, pequeñas industrias) y alumbrado y la que alimenta grandes sistemas de bombeo.
- b) Tipo Urbano.- Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias; y
- c) Tipo Industrial.- Urbano o Rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos, éstos están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.

La forma más usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobrecorriente, con un esquema formado por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de TC's cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo indica se conecta al neutro común de la estrella formada.

Este esquema cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50).



También debe tenerse un relevador de recierre (79) que permita recerrar el interruptor cuando éste abra por acción de los relevadores de sobrecorriente por una falla transitoria, que son las que se presentan en un gran porcentaje en comparación a otras fallas.

Si la falla es permanente el relevador tiene la habilidad de quedar bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programó (generalmente a 2.5 y 15 segundos) no se despeja esta falla. Si se cuenta con control supervisorio, su función ya no es necesaria y deberá bloquearse mientras éste esté en operación.

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobrecorriente como ya se vio anteriormente y se considera que la curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles y restauradores.

El ajuste de la unidad de disparo instantáneo de sobrecorriente, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es fusible o restaurador, como se indica en los lineamientos básicos.

Si el siguiente dispositivo es fusible se puede optar por:

- 1) Ajustar la unidad instantánea para ver la falla en el punto de ubicación de los fusibles en la primera operación de la protección, después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no se libra en esta primera ocasión opere la unidad 51 dando tiempo a que el fusible se quemé.
- 2) Ajustar la unidad instantánea de manera que no vea la falla en la localización del fusible y seleccionando la unidad de tiempo de forma tal que permita se funda éste.

El criterio que puede aplicarse para asegurar que no sobrealcanze y que es aplicable también para el caso de que el siguiente dispositivo de protección sea un restaurador es como sigue:

$$N = \frac{K_i(1-K_i) + 1}{K_i}$$

donde:

N.- Distancia en F.U. del tramo protegido.

$K_i = 1.3$ (para instantáneas del tipo IIT, SC, IT).

$$K_s = Z_s / Z_1$$

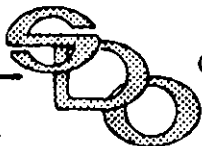
Z_s = Impedancia del sistema.

Z_1 = Impedancia del alimentador.

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deberán ajustar a un tap que permita llevar el 200% de la corriente de carga máxima (nunca menor al 150%) y de manera que la corriente secundaria no sea mayor a 4 o 5 Amperes y a la vez que la corriente de falla máxima no sobrepase los 100 Amperes secundarios.

El tiempo de operación del relevador "palanca" se obtiene de la coordinación respecto a los ajustes de los relevadores de respaldo; un valor típico de 0.2 segundos para falla en bus dadas las características generales de las curvas de los fabricantes de relevadores tanto para los de fase como los residuales.

El relevador de sobrecorriente residual, se ajustará en la forma ya indicada para la unidad instantánea, la unidad con retardo de tiempo se ajustará a un valor en



tre el 10% y el 20% de la corriente nominal del transformador sin que sea superior al ajuste dado al 5INT, el tiempo de operación será de 0.2 segundos para falla en bus como se indicó anteriormente.

Las curvas de estos relevadores deberán trazarse en papel logarítmico para verificar los tiempos de coordinación con los dispositivos de protección lado carga y lado fuente con que se cuente y deberán trazarse también las curvas de daño de los equipos protegidos que nos permita asegurar y optimizar el sistema de protección.

4.3.5. REDES DE DISTRIBUCION.

Una vez definidas algunas reglas para la coordinación en subestación y alimentadores primarios, veremos a continuación algunas reglas aplicables a los dispositivos utilizados en la protección de redes, como son restauradores, fusibles y seccionalizadores.

1.- COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE

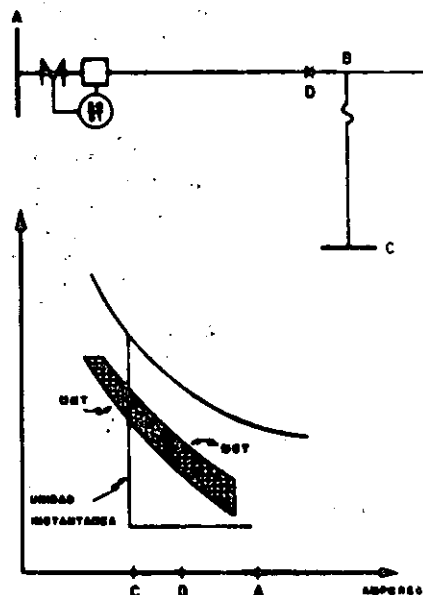
DE LADO DE CARGA.

La coordinación de estos dispositivos ocurre normalmente encontrándose el interruptor dentro de la subestación.

En base a la curva tiempo-corriente del relevador del interrup-

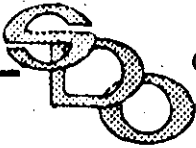
tor, podremos realizar la coordinación de protecciones observando las siguientes consideraciones:

Si el ramal B-C es muy importante, se debe utilizar un restaurador o bien tratar de hacer el arreglo siguiente:



Es conocido el hecho de que la aplicación de protecciones es un arte y como tal, permite satisfacciones que dependen de la actitud, experiencias, conocimientos, habilidades y disciplina del Ingeniero que resuelve el caso.

Con la operación alternada del instantáneo (1 Disparo Instantáneo 2 Disparo Tiempo) cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo hace el relevador, a través del recierre, el interruptor vuelve a cerrar y si la falla persiste,

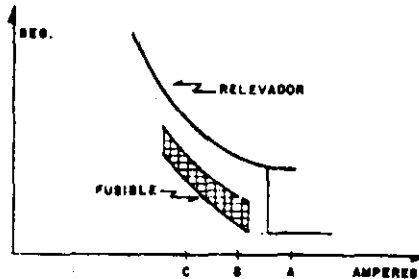


se fundirá el fusible.

VENTAJAS - Como el 85% de las fallas puede ser eliminada en el primer disparo, es muy probable que por medio del recierre del interruptor quede todo normalizado y no sea necesario reponer fusible.

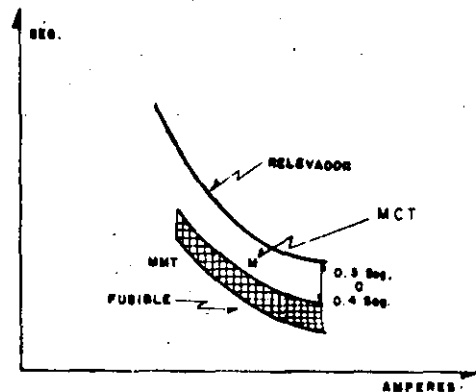
DESVENTAJAS - Es afectado mayor número de consumidores por falla en un ramal en el caso de que ésta sea transitoria, por lo tanto no es conveniente sensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles.

La otra consideración es aumentar la operación por instantáneo o bloquearlo.



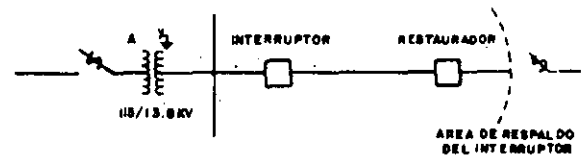
Para fallas entre B-C se fundirá el fusible sin afectar todo el circuito.

Los tiempos de coordinación se tratará de fijarlos entre 0.3 - 0.4 segundos.



2.- Coordinación Interruptor-Restaurador.

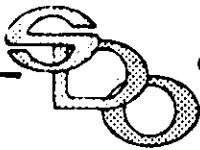
La coordinación de estos dispositivos positivos ocurre en un circuito donde el interruptor actúa como respaldo normalmente dentro de la subestación.



En el estudio de coordinación es necesario notar lo siguiente:

- Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después que su relevador de sobrecorriente opera.
- El tiempo de reposición del relevador del interruptor es extremadamente largo y si la corriente de falla se reaplica antes de que el relevador se reponga completamente éste avanza nuevamente hacia el punto de cierre desde la posición de reposición incompleta.

Para aclarar los conceptos anteriormente expuestos, veamos el siguiente ejemplo: (Tiempo —



para palanca 5).

RESTAURADOR: - Ajustado a una frecuencia 2A 20, intervalo de recierre de 2 segundos, tiempo de despeje para curva A de 0.035 segundos y para curva C de 0.3 segundos.

RELEVADOR DEL INTERRUPTOR: - Tiempo de operación del relevador 0.6 segundos y 30 segundos para reponerse totalmente.

Al producirse una falla actúa el restaurador en curva A y el relevador del interruptor inicia su carrera durante 0.035 segundos, es decir, avanza en porciento de su carga total.

$$\frac{0.035}{0.6} \times 100 = 5.8 \%$$

A continuación el restaurador abre para liberar la falla durante 2 segundos y el relevador del interruptor se repone.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7 \%$$

lo cual quiere decir que hay una reposición completa en las dos operaciones de secuencia rápida del restaurador.

Cuando el restaurador percibe la falla ahora en curva C, el relevador del interruptor avanza

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50 \%$$

y se repone durante los dos segundos de despeje.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7 \%$$

es decir, que en este momento tiene

un avance neto del:

$$50 - 6.7 = 43.3\%$$

Al percibir nuevamente la falla con curva C del restaurador, tiene un nuevo avance de:

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

a partir del punto anterior, es decir:

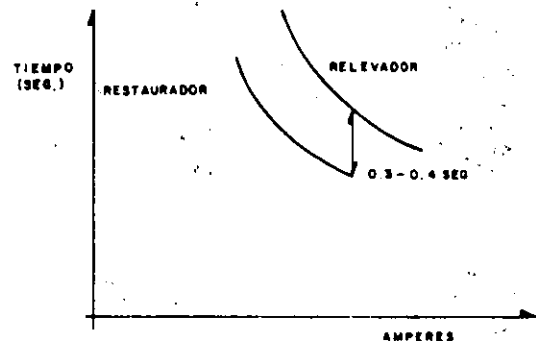
$$50 + 43.3 = 93.3\%$$

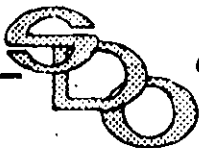
En este momento el restaurador opera definitivamente por falla permanente impidiendo que el interruptor opere primero, es decir, que la curva característica acumulativa del restaurador no se cruce con la del interruptor y por lo tanto hay posibilidad de coordinación.

Lo anterior podría considerarse totalmente real, sin embargo, en la práctica el avance no debe exceder del 90% en vista de que hay que considerar que el mantenimiento de los restauradores, no siempre es el adecuado.

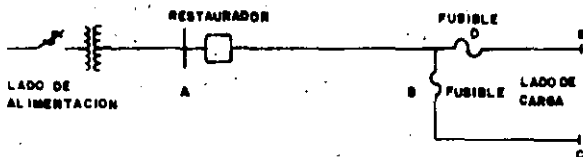
También hay que tomar en cuenta para una efectiva coordinación entre interruptor y restaurador, que la distancia entre ellos debe ser como mínimo de 3-Kms, o bien eliminar una operación lenta del restaurador.

Es conveniente dejar un tiempo de 0.3 - 0.4 segundos entre la curva acumulativa del restaurador y la característica del relevador.





3.- Coordinación Restaurador-Fusible del lado de carga.



Para hacer posible la coordinación, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida (desde el punto A hasta C y E).

Se obtiene máxima coordinación de estos dispositivos, ajustando el restaurador para una secuencia de dos operaciones rápidas seguidas por dos demoradas.

SECUENCIA 2A 2B

VENTAJAS: Excelente coordinación, -- permite despejar hasta un 90% durante las operaciones rápidas y un 5% más -- cuando el fusible opere.

DESVENTAJAS: Puede ocurrir el fenómeno de cascada limitada -- cuando dos restauradores -- del mismo rango están conectados en serie y cada -- uno está ajustado para dos operaciones rápidas y dos demoradas. (Consultar el -- caso de coordinación restaurador/RESTAURADOR).

SECUENCIA 2A 2C

VENTAJAS: Se amplía el rango de coordinación.

DESVENTAJAS: Tiempo total de operación mayor que con secuencia 2A 2B y la misma posibilidad de cascada limitada.

SECUENCIA 2A 2D

Las mismas ventajas y desventajas de la secuencia 2A 2C.

SECUENCIAS 1A 3B, 1A 3C o 1A

3D.

Se obtiene coordinación en -- menor grado que las anteriores, -- aunque permite despejar hasta un 85% de las fallas antes de que -- el fusible opere.

Generalmente se usa cuando -- se instalan seccionadores -- automáticos entre los fusibles y el restaurador.

SECUENCIAS TODAS RAPIDAS O TODAS

DEMORADAS.

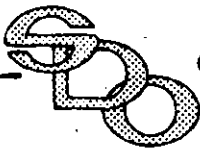
No es posible la coordinación selectiva, en vista de que con las secuencias "Todas rápidas", no operaría el fusible y -- en secuencia "Todas demoradas", -- a la primera operación operaría el fusible.

Para la coordinación con elementos fusible hay que tomar en cuenta dos reglas fundamentales:

a) El punto máximo de coordinación, es el valor de corriente en la intersección de las curvas mínimas de fusión del elemento fusible con la curva de tiempo rápido de despeje -- del restaurador multiplicada -- por un factor "K".

Para una marca de restaurador en particular tenemos que

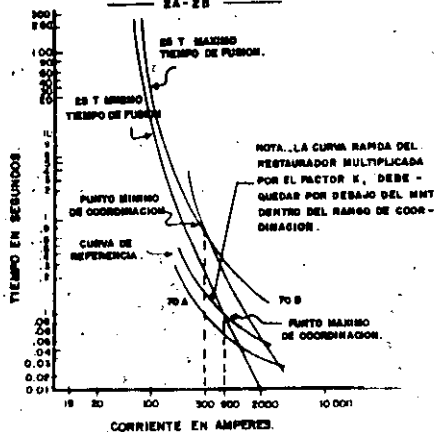
Tiempo de recierre (Seg)	Factor "K" para Una operación Rápida.	Dos operaciones Rápidas.
0.5	1.2	1.8
1.0	1.2	1.35



Tiempo de recierre- (seg.)	Una opera- ción Rápi- da.	Dos opera- ciones RÁ- pidas.
1.5	1.2	1.35
2.0	1.2	1.35

b) El punto mínimo de coordina- ción es el valor de corriente en la intersección de las curvas má- xima de fusión del elemento fusible con el tiempo de despeje mí- nimo del restaurador o interruptor- en su curva demorada. (ver figura)

RANGO DE COORDINACION DE FUSIBLE 25T. CON UN RESTAURADOR DE 70 AMP. SECUENCIA 2A-2B



4.- Coordinación Restaurador-fusible del lado alimentación.

Todas las operaciones del res- taurador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusi- ble. Además, la secuencia de opera- ción del restaurador y el intervalo de recierre deben ser considerados.

Para la máxima corriente de -- falla disponible en un punto determi- nado del circuito, el tiempo mínim- de fusión del elemento fusible en el lado de alimentación del transforma- dor debe ser mayor que el tiempo pro- medio de despejar de la curva demora- da del restaurador, multiplicada por un factor específico.

Esto introduce otro grupo de -- factores K que varía con las secuen- cias de recierre y operación y del --

tipo de restaurador usado; a con- tinuación se muestran valores -- para una marca de restaurador en particular.

FACTORES DE MULTIPLICACION "K" PARA ELEMENTOS FUSIBLES DEL LADO DE ALIMENTACION.

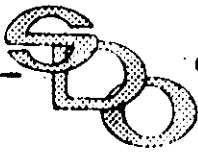
TIEMPO DE RECERRE SEQUENC.	FACTORES DE MULTIPLICACION		
	DOS OPERACIONES RAPIDAS Y DOS DEMORAS.	UNA OPERACION RAPIDA Y 2 DEMORAS.	CUATRO OPERACIONES DEMORADAS.
0.4	2.7	3.7	3.7
0.8	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

La coordinación de los res- tauradores con los fusibles de -- lado de carga, así como con los del lado de alimentación utiliza- zan las curvas características -- de tiempo-corriente del elemento fusible para cualquier tipo par- ticular, en consecuencia, los -- elementos fusibles usados en un -- plan de protecciones, deben con- tar con curvas características -- garantizadas. Cada estudio de -- coordinación identifica un tipo -- de elemento específico y el régi- men de corriente que debe usarse para asegurar una coordinación -- correcta.

Cuando un elemento opera de- bido a una falla, el liniero de- be reemplazar el elemento consu- mido por el mismo tipo y régimen de amperes, preferiblemente del mismo fabricante.

5.- Coordinación Restaurador-Seccionalizador.

Un seccionalizador, cuenta -- la cantidad de veces que una co- rriente superior a su mínima ac- tuante es interrumpida por un -- dispositivo de respaldo y des- -- pués de una cantidad preseleccio- nada de recuentos abre sus con--



tactos.

Cuando es debidamente utilizado, abrirá la línea estando desenergizada.

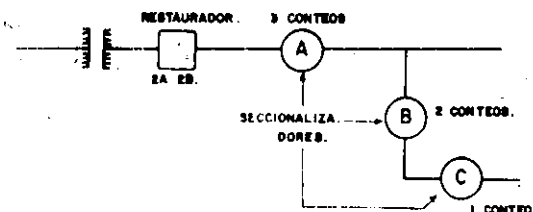
No tiene capacidad de ruptura para corriente de falla, aunque sí tiene suficiente para abrir el circuito con carga normal.

Si la corriente que fluye a través del seccionizador es mayor del 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionizador efectuará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abrirá sus contactos quedando abierto debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionizador se repone a su estado original, para lo cual quiere un determinado tiempo, el cual para seccionizadores hidráulicos es aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede preseleccionarse dicho tiempo.

Como los seccionizadores no tienen características de tiempo-corriente, su coordinación no requiere un estudio de curvas pero para asegurar la coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionizador.

La regla para la coordinación Restaurador-Seccionizador, es ajustar este último a una cuenta menos que el restaurador y cada seccionizador adicional en serie, deberá ser ajustado para una cuenta menos que el anterior.



La secuencia 2A 2B en el restaurador es una buena selección para coordinar estos dos dispositivos, aunque si posteriormente al seccionizador se desea coordinar con un fusible no se considerará la más adecuada como veremos más adelante.

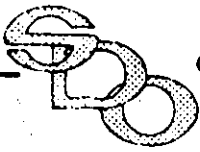
Con un restaurador hidráulico y un seccionizador hidráulico se asegura la coordinación cuando tanto el restaurador como el seccionizador utilizan bobinas con el mismo régimen continuo.

La suma de los tiempos de corte y recierre del restaurador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionizador.

En el caso de corriente de entrada, cuando ésta excede la corriente actuante del seccionizador pero por debajo del restaurador, el seccionizador cuenta y puede abrir el circuito innecesariamente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada probable.

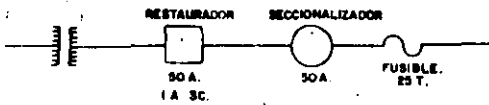
Otra solución será instalar en el seccionizador un accesorio de restricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista voltaje del lado de alimentación. Con este accesorio, puede instalarse un seccionizador entre dos restauradores.

Ahora que si la corriente de entrada hace que el restaurador corte, el voltaje al seccionizador se perderá y abrirá innecesariamente. Si se instala un accesorio de restricción de corriente de entrada en el seccionizador el problema se elimina, ya que detecta si la falla ocurre antes o después del seccionizador para que en caso de que sea después de ésta, pueda operar normalmente, pero si la falla está entre el restaurador y seccionizador se bloquea su



operación.

6.- Coordinación Restaurador-Seccionalizador-fusible.



Las secuencias 1A 3B, 1A 3C y 1A 3D se consideran excelentes para la coordinación de estos tres dispositivos con las siguientes desventajas:

DESVENTAJAS: El fusible se funde y despeja la falla durante la primera operación demorada, aunque anteriormente el restaurador eliminó el 85% de las fallas transitorias con la operación rápida.

El tiempo total de operación es mayor que con secuencia 2A 2B y puede haber daño en el conductor.

Con las secuencias 2A 2B, 2A 2C y 2A 2D no coordinan los tres dispositivos en vista de que en la primera operación demorada abriría el seccionalizador ajustado para tres conteos y se fundirá el fusible.

La secuencia de coordinación debe ser como sigue:

- El restaurador y fusible se coordinan como fue descrito en el punto número 4, tomando en cuenta que el restaurador debe ajustarse con una secuencia de una operación rápida para tres demoradas.
- Luego el restaurador y seccionalizador se coordinan como fue descrito en el Punto número 5.

Una secuencia de operación 2A-

2B, 2A 2C o 2A 2D, es posible en el caso de que el seccionalizador esté equipado con accesorios de restricción de voltaje en vista de que la operación de un fusible más allá del seccionalizador, no hará que este corte o que cuente, debido a que habrá voltaje todavía en el lado de alimentación del seccionalizador.

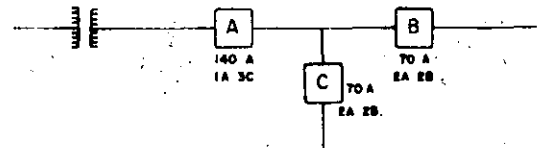
7.- Coordinación Restaurador-Restaurador.

Para coordinar los restauradores hidráulicos, es necesario estudiar sus curvas características tiempo-corriente y suponer que para una corriente alterna - 60 Hz:

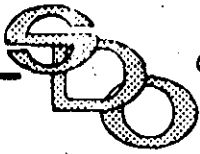
- Los restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de .033 segundos de separación, siempre operarán simultáneamente.
- Si la separación es entre 0.2 0.033 segundos de diferencia, pueden operar simultáneamente.
- Si la separación es mayor de 0.2 segundos, los restauradores operarán independientemente.

Hay tres métodos básicos para efectuar su coordinación:

- Usando una combinación de tamaños de bobina y secuencias de operación.



Este método es el más reco-



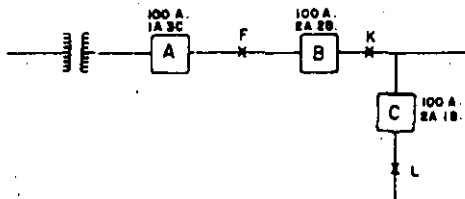
mendable en la coordinación entre restauradores, debiendo ser usado siempre que sea posible, ya que elimina o al menos minimiza el efecto de cascada y puede mantener una buena coordinación con los fusibles de los ramales.

Para efectuar la coordinación, es necesario estudiar las curvas características de tiempo-corriente aplicando los métodos básicos de coordinación descritos en los incisos A y B.

Para la coordinación correcta de restauradores controlados electrónicamente, debe seguirse el siguiente procedimiento:

- a - Coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo en forma similar como se describió para los restauradores hidráulicos.
- b - Elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.
- c - Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia preseleccionada para todas las condiciones de falla.

B) Usar los mismos tamaños de bobina y diferentes secuencias de operación.

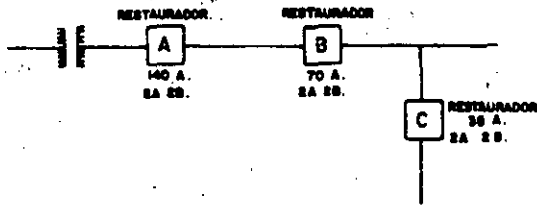


Si analizamos las posibles fallas permanentes en los puntos F, K y L de la figura anterior, los restauradores operan de la siguiente forma:

- Para una falla en F, solamente debe operar el restaurador A y despejar la falla abriendo el circuito.
- Para una falla en K, los restauradores A y B la detectan y operan simultáneamente en su primera operación rápida, la segunda operación la hace únicamente B en su curva rápida, la tercera operación la pueden hacer simultáneamente A y B en sus curvas demoradas (tomando en cuenta que para A sería su segunda operación) y en la última, también puede operar simultáneamente en sus curvas demoradas, pero como B tiene sus cuatro recierres, solamente recierra A y B queda abierto para despejar la falla.
- Para una falla en L, los tres restauradores operan simultáneamente en su curva rápida A, en la segunda ocasión operan únicamente B y C en su curva rápida y A permanece sin operar, en la tercera ocasión pueden operar simultáneamente los tres restauradores y C queda abierto, mientras que B se queda con 3 cuentas y A con 2 cuentas restableciéndose estos últimos para nuevas operaciones.

Por lo anterior, se puede concluir que aunque se tienen algunas operaciones simultáneas, puede asegurarse una coordinación efectiva.

C) Usar diferentes tamaños de bobinas y las mismas secuencias de operación.



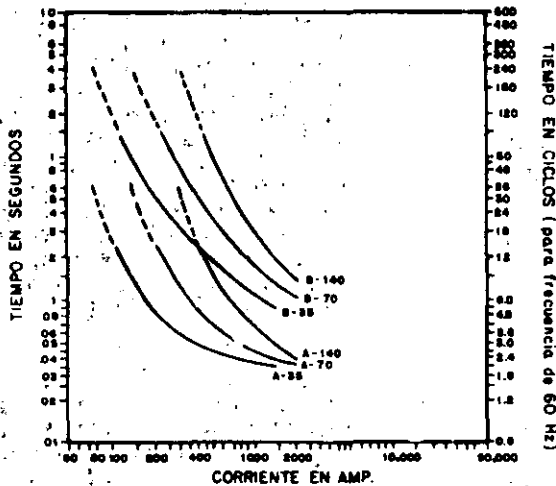
rar simultáneamente.

B-35/b-70 0.2 Operan independiente-mente.

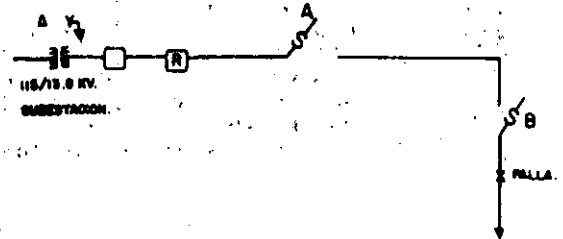
B-70/B-140 0.5 Operan independiente-mente.

Analizamos el ejemplo mostrado en la figura que antecede en donde se quieren coordinar tres restauradores con la misma secuencia de operación 2A 2B y con diferentes tamaños de bobinas. Sus curvas características aparecen en la figura siguiente y en ellas podemos ver que para una corriente de falla de 1000 amp., tenemos:

Podemos concluir que a nivel de 500 Amp., de falla es posible la coordinación entre los restauradores del ejemplo de la figura aunque puede experimentarse el efecto de cascada durante las operaciones rápidas.

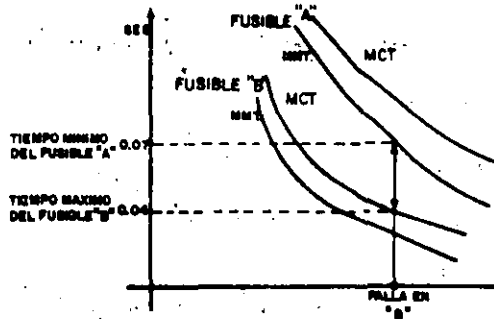


8.- Coordinación Fusible-Fusible



La regla esencial para la coordinación Fusible-Fusible establece que el tiempo máximo de apertura de fusible "B" no debe exceder del 75% del tiempo mínimo del fusible "A".

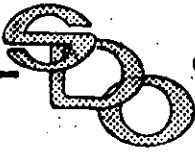
COORDINACION DE CURVAS	SEPARACION EN SEG.	OBSERVACIONES.
A-35/A-70	menos de 0.033	Operan simultáneamente.
A-70/A-140	menos de 0.033	Idem.
B-35/B-70	0.067 seg.	Pueden operar simultáneamente
B-70/B-140	0.117 seg.	Idem.



PARA UNA FALLA DE 500 AMP.

A-35/A-70	menos de 0.033	Operan simultáneamente.
A/70/A-140	0.083	Pueden opa

La relación de tiempo no debe ser mayor que 75R



$$\frac{0.04 \times 100}{0.07} = 57\% < 75\%$$

Por lo tanto esta coordinación del fusible "B" y "A" es satisfactoria.

9.- PROTECCION DEL CONDUCTOR.

Es extremadamente importante - que en todos los estudios de coordinación de dispositivos de protección, se observe la duración y magnitud de las corrientes de falla, calibre y tipo de conductor ya que la falla debe despejarse antes de que el calor lo recueza y haga que cambie sus características mecánicas lo suficiente como para que la línea resulte peligrosa.

Los dispositivos de protección deben operar en curvas más rápidas - que la curva de daños del conductor, lo que hace que en ciertas ocasiones, sobre todo en casos de sistemas muy recargados, se tenga que hacer un sacrificio en la coordinación para no afectar el conductor.

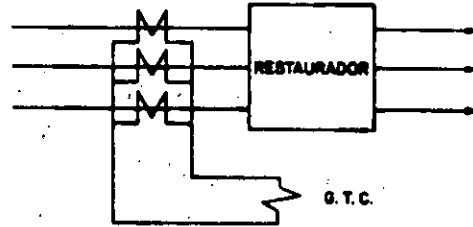
Un método para minimizar los daños del conductor en sistemas sobrecargados es utilizando un restaurador ajustado, para operaciones todas rápidas como respaldo de seccionadores automáticos de línea instalados en los ramales coordinados - como se describió en el punto número 5.

En el Apéndice se muestran las curvas de daño de los conductores de cobre, ACSR y aluminio.

10.- DETECTOR DE FALLAS DE LINEA A TIERRA EN RESTAURADORES.

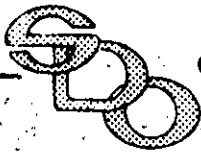
Los restauradores instalados, deben poseer un arreglo que detecte las fallas de línea a tierra. Los de tipo electrónico normalmente ya vienen dotados de dicho arreglo, empero, aquellos de tipo electromecánico será necesario proveerles del ar-

reglo siguiente:



Donde los TC'S se conectan como se muestra y con la RTC adecuada (generalmente 100/5) para determinar la coordinación correspondiente. Comúnmente el valor de pick-up para la bobina GTC (Ground Trip Coil) es de 2.3 Amp.; - los ajustes de las operaciones y curvas que se emplean para este tipo de bobinas lo determinan el estudio de coordinación y de acuerdo con las características del equipo en cuestión.

Si se emplea RTC = 100/5 y el pick-up es de 2.3 Amp., la corriente primaria mínima que hará operar a este arreglo será de $100/5 \times 2.3 = 46$ Amp., el retardo de operación lo proporcionan las características propias del equipo.



4.4. EJEMPLO DE COORDINACION.

4.4.1 Información General.

Con objeto de facilitar el entendimiento de los temas vistos a lo largo de este trabajo, se presenta el siguiente ejemplo en el cual se conjuntan los diversos dispositivos de protección que intervienen en un estudio de coordinación. (ver figura).

Dado que una subestación de distribución y sus alimentadores son parte de un sistema, en este caso a través de la línea de subtransmisión L1, es necesario conocer las características y ajustes de los dispositivos de protección de la misma, así como las impedancias del sistema al bus de donde parte ésta para desarrollar el estudio de coordinación.

El desarrollo del estudio de coordinación consta principalmente de tres pasos:

- 1) Cálculo de corto circuito en los puntos donde se tienen dispositivos de protección instalados.
- 2) Selección de R.T.C. y ajustes de los esquemas de protección.
- 3) Uso de gráficas para determinar la correcta coordinación entre los dispositivos de protección.

Los datos con que contamos para comenzar el estudio de coordinación son los siguientes:

Impedancias de sistema de bus de donde parte L1.

$$Z_{s1} = 0.1149 + j0.2345 = 0.2612 \angle 63.9^\circ$$

$$Z_{s0} = 0.2229 + j0.5779 = 0.6194 \angle 68.91^\circ$$

Línea de subtransmisión L1.

Características:

Longitud: 47 Km.

Conductor: ACSR 477 MCM

Guarda: AGAR 5/16" \emptyset

Disposición: Horizontal en estructura normalizada tipo I.

Voltaje de Operación: 115 KV.

Impedancias de secuencia a 100 - MVAB (calculadas según 4.1.2.)

$$Z_1 = 0.0477 + j0.1708 = 0.1774 \angle 74.39^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.1670 + j0.5736 = 0.5975 \angle 73.76^\circ \text{ p.u.}$$

Esquema de protección L1

50/51

Tipo IAC51B.

Ajustes: Tap 5; Pal. 2.0; Instant = 20 A

50N/51N

Tipo IAC51B

Ajustes: Tap 1.5; Pal. 2.0; Instant. = 15 A.

Relación de Transformación L1 ---
RTC = 300/5.

Datos de la Subestación:

Transformador 1 (T1)

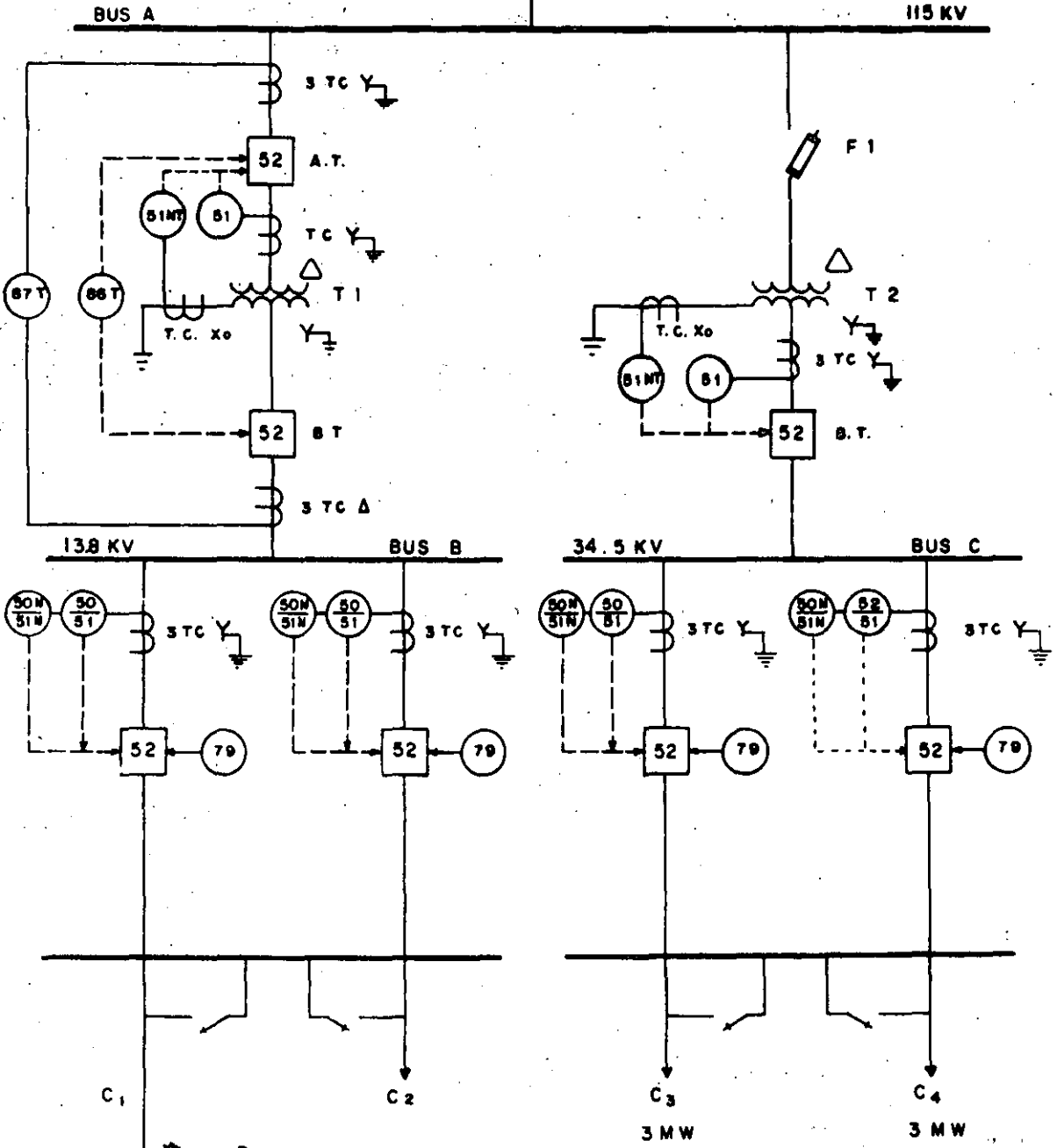
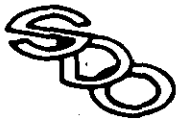
12/16/20 MVA; 110 Δ /13.8-7.96 Y
% Z = 8.03/10.64/13.3
 $Z_t = 0.6692 \angle 90^\circ \text{ p.u. } 100 \text{ MVAB ---}$
(ver 4.1.2.)

Esquema de protección:

87T -; Tipo BDD 51T/51 NT; Tipo-IAC51A.

Transformador 2 (T2)

7.5/9.375 MVA; 110 Δ /34.5-19.92Y-



ACSR-366.4 MCM
 L = 5 KM DE B a E
 KW = 4 000

D
 F 40 K CARGA = 1000 KW
 FUSIBLES A 3 KM DE BUS "B"

RTC = 100/5
 BOB. FALLAS ϕ -T
 EN SERIE

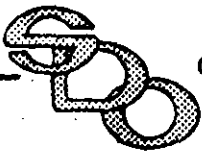
RESTAURADOR "R"
 E BOBINA SERIE = 100 A
 CURVAS 3 A + B
 3 TC EN Y

CURVAS 2(1-2)+(2)(2)

CARGA 3000 KW

C₃
 3 MW

C₄
 3 MW



$\% Z = 7.85 / 9.84.$

$Z_t = 1.0467/90^\circ$ p.u. a 100 KVAB.

Esquema de protección:

51T / 51NT. Tipo IAC51A.

Fusibles de Potencia SKD-2B.

Alimentador 13.8 KV.

Características:

Conductor: 336.4 LCL.

Disposición: Horizontal en estructura tipo T normalizada.

Impedancias de secuencia a 100 KVAB (calculadas según 4.1.2.)

A 3 Km.

$Z_1 = 0.2997 + j0.6237 = 0.6920/64.3^\circ$ p.u.

$Z_0 = 0.5796 + j2.9040 = 2.9613/78.71^\circ$ p.u.

a 5 Km.

$Z_1 = 0.4995 + j1.0395 = 1.1533/64.3^\circ$ p.u.

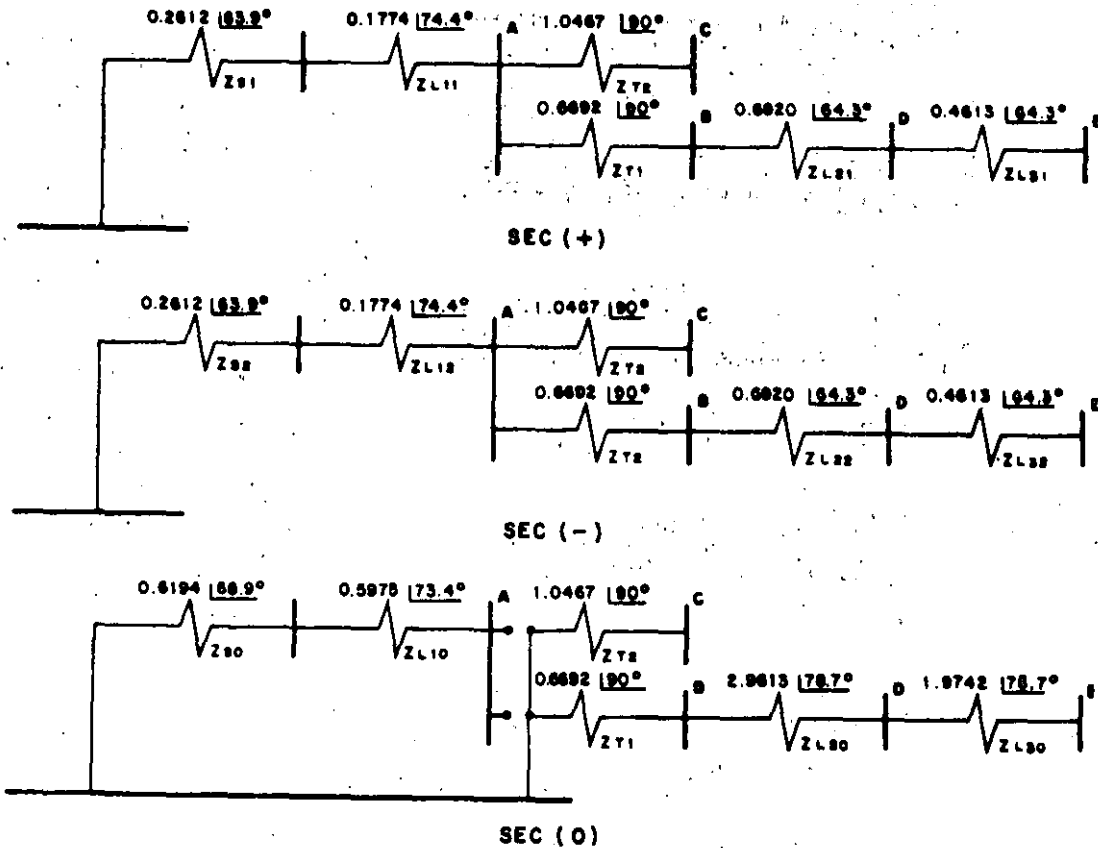
$Z_0 = 0.9660 + j4.8400 = 4.9355/78.71^\circ$ p.u.

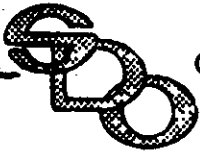
4.4.2 ESTUDIO DE COORDINACION.

1) Cálculo de Corto - Circuito.

Con los datos definidos en el inciso anterior, procedemos a calcular el corto circuito en los diferentes puntos del sistema. Para lo cual se muestran los valores de impedancia entre cada punto.

Como vimos en el inciso 4.1.1., la conexión de los diagramas de secuencia dependerá del tipo de falla: Trifásica (únicamente se utiliza el diagrama de secuen-





cia positiva) o Monofásica (se conectan los tres diagramas de secuencia en serie). Así también es conveniente recordar que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales y que la impedancia de transformador en secuencia cero y positiva es la misma, difiere únicamente en su conexión al sistema, es decir, la conexión delta impide la aportación en secuencia cero.

El valor de falla se obtendrá acumulando los valores de impedancia, partiendo de la referencia hasta los diferentes puntos de interés.

1.1) Impedancias de Thevenin.

a) Impedancias de Thevenin al bus A.

$$Z_1 = Z_{1s} + Z_{L11} = 0.2612 \angle 63.9^\circ + 0.1774 \angle 74.39^\circ = 0.4368 \angle 68.14^\circ$$

$$2Z_1 + Z_0 = 2.0699 \angle 69.78^\circ \text{ p.u.}$$

b) Impedancias de Thevenin al bus B. Es la suma de los resultados anteriores más la impedancia T1 en secuencia positiva y únicamente la impedancia del transformador T1 en secuencia cero, por la conexión de éste:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0.4368 \angle 68.14^\circ + Z_{t1} \\ &= 0.4368 \angle 68.14^\circ + 0.5692 \angle 90^\circ \\ &= 1.0868 \angle 81.41^\circ \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$Z_0 = Z_{t1} = 0.6692 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$$

$$2Z_1 + Z_0 = 2.8371 \angle 83.41^\circ \text{ p.u.}$$

c) Impedancias de Thevenin al bus C. Al igual que en B) sólo que con T2.

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0.4368 \angle 68.14^\circ + Z_{t2} \\ &= 0.4368 \angle 68.14^\circ + 1.0467 \angle 90^\circ \\ &= 1.4612 \angle 83.61^\circ \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$Z_0 = Z_{t2} = 1.0467 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$$

$$2Z_1 + Z_0 = 3.9643 \angle 85.29^\circ \text{ p.u.}$$

d) Impedancias de Thevenin al punto D.

Se sumará a los resultados obtenidos en b) la impedancia del alimentador hasta el punto D. En la falla a tierra se debe agregar a la impedancia de sec(0) el valor de la resistencia de falla. ($3R_f = 40 \Omega = 21 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$), como se indicó en el inciso 4.1.5.

$$Z_1 = 1.0868 \angle 81.41^\circ + Z_{L21}$$

$$Z_1 = 1.7600 \angle 74.77^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.6692 \angle 90^\circ + Z_{L20} + 3R_f.$$

$$Z_0 = 21.8736 \angle 9.40^\circ \text{ p.u.}$$

$$2Z_1 + Z_0 = 23.5590 \angle 17.21^\circ \text{ p.u.}$$

e) Impedancia de Thevenin al punto E.

Sumando Z_{L31} ; Z_{L30} a los resultados del inciso anterior en secuencia positiva y cero respectivamente.

$$Z_1 = 1.7600 \angle 74.77^\circ + Z_{L31}$$

$$Z_1 = 2.2152 \angle 72.60^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.6692 \angle 90^\circ + Z_{L20} + Z_{L30} + 3R_f.$$

$$Z_0 = 22.6468 \angle 14.08^\circ \text{ p.u.}$$

$$2Z_1 + Z_0 = 25.2443 \angle 22.68^\circ$$

1.2) Determinación de los valores de corto circuito:

Como vimos en el capítulo 4.1 con objeto de determinar

los valores de falla, es necesario - aplicar las siguientes ecuaciones:

Falla trifásica:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{Z_1} \text{ p.u.}$$

$$MVA_{cc3\phi} = 100 I_{cc3\phi} = \frac{100}{Z_1}$$

Falla monofásica:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0} \text{ p.u.}$$

$$MVA_{cc1\phi} = 100 I_{cc1\phi} = \frac{300}{2Z_1 + Z_0}$$

$$I_{amp} = I_{p.u.} \cdot I_b ; I_b = \frac{MVA_B}{\sqrt{3} \text{ KV}_B} \times 1000$$

Para 115 KV

$$I_B = \frac{100 \times 1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 502.04 \text{ Amp.}$$

Para 34.5 KV

$$I_B = \frac{100 \times 1000}{\sqrt{3} \cdot 34.5} = 1673.48 \text{ Amp.}$$

Para 13.8 KV

$$I_B = \frac{100 \times 1000}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = 4183.70$$

a) Valores de falla al Bus A.

$$I_{3\phi} = \frac{1}{0.4368 \angle 68.14^\circ} = 2.2894 \angle -68.14^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 1149.36 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{3\phi} = 228.94 \angle 68.14^\circ \text{ MVA.}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2.0699 \angle 69.78^\circ} = 1.4493 \angle -69.78^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 727.63 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{1\phi} = 144.93 \angle 69.78^\circ \text{ MVA.}$$

b) Valores de falla al Bus B.

$$I_{3\phi} = \frac{1}{1.0868 \angle 81.41^\circ} = 0.9201 \text{ p.u.}$$

$$= 3849.56 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{3\phi} = 9201 \angle 81.41^\circ \text{ MVA.}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2.8377 \angle 83.41^\circ} = 1.0574 \text{ p.u.}$$

$$= 4423.92 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{1\phi} = 105.74 \angle 83.41^\circ \text{ MVA}$$

c) Valores de falla al bus C.

$$I_{3\phi} = \frac{1}{1.4612 \angle 83.61^\circ} = 0.6844 \text{ p.u.}$$

$$= 1145.33 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{3\phi} = 68.44 \angle 83.61^\circ \text{ MVA}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{3.9643 \angle 85.29^\circ} = 0.7568 \text{ p.u.}$$

$$= 1266.41 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{1\phi} = 75.68 \angle 85.29^\circ \text{ MVA.}$$

d) Valores de falla al punto D.

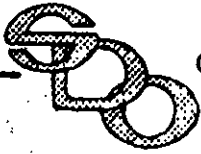
$$I_{3\phi} = \frac{1}{1.7600 \angle 74.77^\circ} = 0.5682 \text{ p.u.}$$

$$= 2377.10 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{3\phi} = 56.82 \angle 74.77^\circ \text{ MVA}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{23.5590 \angle 17.21^\circ} = 0.1273 \angle -17.21^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 532.75 \text{ Amp.}$$



$$MVA_{1\phi} = 12.73 \text{ 17.21 KVA}$$

$$MVA_{3\phi} = 45.12 \text{ 72.60° KVA}$$

e) Valores de falla al punto E

$$I_{3\phi} = \frac{1}{2.2152 \text{ 72.60°}} = 0.4512 \text{ -72.60° p.u.}$$

$$= 1888.63 \text{ Amp.}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{25.2443 \text{ 22.68°}} = 0.1188 \text{ 22.68° p.u.}$$

$$= 497.18 \text{ Amp.}$$

$$MVA_{1\phi} = 11.88 \text{ 22.68° KVA.}$$

FALLA	BUS A 115 KV	BUS B 13.8 KV	BUS C 34.5 KV	PUNTO D 13.8 KV	PUNTO E 13.8 KV
MVA 3 ϕ	228.94	92.01	68.44	56.82	45.12
AMP	1 149.36	3 849.56	1 145.33	2 377.10	1 888.63
MVA 1 ϕ	144.93	105.74	75.68	12.73	11.88
AMP	727.63	4 423.92	1 266.41	532.75	497.18

2) Selección de RTC y ajustes de los esquemas de protección.

En este ejemplo, podemos ver dos ramas de coordinación en cascada. La primera abarca desde el interruptor de línea L1, transformador T1 con sus interruptores, interruptor de alimentador C1 y fusibles y restaurador en los puntos D y E respectivamente. La segunda rama abarca al interruptor de línea L1, fusibles en alta tensión del transformador T2 e interruptor de baja del mismo, finalmente interruptores de los circuitos C3 y C4.

Primeramente seleccionaremos los ajustes de la protección diferencial del transformador T1, para después continuar con la rama correspondiente.

2.1) Protección Diferencial 87T1.

a) Determinación de las corrientes del transformador a sus diferentes capacidades.

A 12 000 KVA.

$$I_{AT} = \frac{12 \text{ 000}}{\sqrt{3} \text{ 110}} = 62.98 \text{ Amp.}$$

$$I_{BT} = \frac{12 \text{ 000}}{\sqrt{3} \text{ 13.8}} = 502.04 \text{ Amp.}$$

A 16 000 KVA.

$$I_{A.T.} = \frac{16 \text{ 000}}{\sqrt{3} \text{ 110}} = 83.98 \text{ AMP.}$$

$$I_{B.T.} = \frac{16 \text{ 000}}{\sqrt{3} \text{ 13.8}} = 669.39 \text{ AMP.}$$

A 20 000 KVA.

$$I_{AT} = \frac{20 \text{ 000}}{\sqrt{3} \text{ 110}} = 104.97 \text{ AMP.}$$

$$I_{BT} = \frac{20 \text{ 000}}{\sqrt{3} \text{ 13.8}} = 836.74 \text{ AMP.}$$

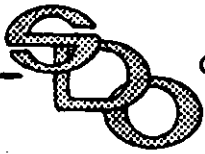
b) Selección de RTC en alta y baja tensión para máxima corriente de carga. (20 MVA).

$$I_{AT} = 104.97 \text{ Amp. RTC} = 200/5$$

$$I_{BT} = 836.74 \text{ Amp. RTC} = 1 \text{ 000}/5.$$

c) Determinación de corrientes secundarias.

En este caso, antes de obtener las debemos contemplar primero la conexión secundaria de los TCs, en este caso será estrella en alta tensión y delta en baja tensión del transformador, se calcula la corriente a capacidad nominal.



Alta tensión: Conexión Y

$$I_{sa} = \frac{62,98}{200/5} = 1.5746 \text{ Amp. sec.}$$

Baja tensión: Conexión Δ

$$I_{sb} = \frac{502,04}{1000/5} (\sqrt{3}) = 4.3478 \text{ Amp. sec.}$$

d) Selección de taps de ajuste.

Para este caso se fija un valor y por regla de tres se obtiene el otro. La protección BDD, cuenta con los siguientes taps de ajuste para alta y baja tensión:

2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0 y 8.7.

Generalmente se selecciona el tap más alto para la mayor corriente en este caso

$$T_B = 8.7 \quad I_{sb} = 4.3478 \text{ Amp.}$$

$$T_A = X \quad I_{sa} = 1.5746 \text{ Amp.}$$

$$T_A = \frac{8.7(1.5746)}{4.3478} = 3.1508 \text{ Amp.}$$

El tap real más cercano es 3.2.

Así, los taps de ajuste de la protección serán:

Lado de A.T. Tap = 3.2 Amp.

Lado de B.T. Tap = 8.7 Amp.

e) Verificación del porcentaje de error de la relación de corrientes secundarias a los taps de ajuste (mismatch).

$$M = \frac{I_{sb} / I_{sa} - T_b / T_a}{S} \times 100.$$

Relación de taps:

$$\frac{T_b}{T_a} = \frac{8.7}{3.2} = 2.7188 = S$$

Relación de corrientes secundarias:

$$\frac{I_{sb}}{I_{sa}} = \frac{4.3478}{1.5746} = 2.7612.$$

$$M = \frac{2.7612 - 2.7188}{2.7188} \times 100 = 1.5629\%.$$

Este valor es menor al 5% -- por lo que los ajustes calculados son los adecuados.

f) De acuerdo con el instructivo del relevador, la corriente secundaria máxima que circulará por el relevador durante falla, no debe exceder 220 Amp., ya que este es el valor de capacidad térmica nominal a 1 segundo. ($I^2T = 48\ 400$).

De la tabla del resumen de fallas tenemos que:

$$\text{Alta tensión } I_s = \frac{1149,36}{40} = 28.73.$$

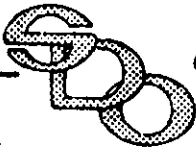
$$\text{Baja tensión } I_s = \frac{4423,92}{200} \times \sqrt{3} = 38.31.$$

Ninguno de los dos valores rebasa el límite de 220 Amp.

g) Ajuste de porcentaje de pendiente.

El tap seleccionado debe ser mayor que la suma del error de relación de corriente secundaria a los taps de ajuste (mismatch) más el porcentaje que representa la relación de transformación más alejada del tap central a que se ajusta el transformador, debe tomarse en cuenta además las características de magnetización y saturación de los TCs, es conveniente considerar de un 10 a un 15% como margen de seguridad.

Si el total de error no excede del 20%, el tap de 25% debe ser usado, si excede del 20% pero no pasa del 35%, el tap de 40% será usado de acuerdo con las especificaciones del fabricante.



Para este caso tendremos:

$$\% \text{ de Pendiente} = 5\% + 10\% + 1.5\% = 165\%$$

$$\% \text{ de Pendiente} = 25\%$$

2.2) Ajustes de la protección de Sobrecorriente del interruptor de banco T1 de alta tensión.

Puesto que los ajustes del interruptor de la línea de subtransmisión L1 ya fueron dados, deberemos ajustar nuestra protección para que coordine con el interruptor mencionado.

Protección 50/51 - L1.

$$\text{RTC} = 300/5; \text{ tap} = 5 \text{ Amp.}; \text{ Pal} = 2.0;$$

$$\text{Instantáneo} = 22 \text{ Amp sec} = 1320 \text{ Amp. primarios.}$$

La siguiente tabla nos muestra la tabulación de tiempo corriente en que operan los relevadores:

I	Is	MT	T
450	7.5	1.5	2.20
600	10.0	2.0	1.50
750	12.5	2.5	1.20
900	15.0	3.0	1.00
* 1 150	19.2	3.8	0.85
1 200	20.0	4.0	0.82
1 500	25.0	5.0	0.72

* Valor de falla en el bus A.

Protección 50N/51N - L1.

$$\text{RTC} = 300/5; \text{ Tap} = 1.5 \text{ Amp}; \text{ Pal} = 2.0$$

$$\text{Instantáneo} 14 \text{ Amp sec} = 840 \text{ Amp. primarios.}$$

Tabulación tiempo-corriente:

I	Is	MT	t
135	2.25	1.5	2.20
180	3.00	2.0	1.50
450	7.50	5.0	0.72
630	10.50	7.0	0.62
* 728	12.13	8.1	0.50
900	15.00	10.0	0.47
1 080	18.00	12.0	0.49

* Valor de falla en el bus A.

2.3) Ajustes de los relevadores -- 51T1, 51NT1.

Relevadores 51T1.

a) Pick-up del relevador.

Se fija aproximadamente al 200% de la corriente nominal del transformador T1.

$$I_n = \frac{12\ 000}{\sqrt{3}(110)} = 62.98$$

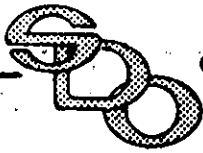
$$200\% I_n = 125.96 \text{ Amp.}$$

$$I \text{ pick up} = 125.96 \text{ Amp.}$$

b) Selección de RTC. Se emplea una conexión estrella para los secundarios de los TCs, lo que implica que la corriente secundaria que recibe cada relevador de fase es un reflejo fiel de la corriente primaria que circula a su vez por el primario del TC. Se deben cubrir las siguientes condiciones:

1.- Se requiere que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 amperes.

2.- Se requiere que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor de 100 amperes.



$$I \text{ nom máx} = \frac{20\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104.97 \text{ Amp.}$$

$$I \text{ máx falla} = \frac{1149.36}{RTC} < 100$$

$$RTC = \frac{1149.36}{100} = 11.49/1 = 57.47/5.$$

$$\text{Con } RTC = 100/5 = 20/1$$

$$\frac{104.97}{20} = 5.25 \text{ Amp. sec.}$$

$$\frac{1149.36}{20} = 57.47 \text{ Amp. sec.}$$

$$RTC = 100/5$$

c) Selección de Tap.

Con la corriente de pick-up y RTC seleccionados tendremos:

$$\text{Tap} = \frac{I \text{ pick-up}}{RTC} = \frac{125.96}{20} = 6.29.$$

El relevador cuenta con los siguientes taps de ajustes:

4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 Amperes.

Tomamos el más cercano:

$$\text{Tap} = 6 \text{ Amp.}$$

Con lo que podemos definir el valor exacto de pick-up.

$$I \text{ pick up} = \text{TAP} \times RTC = 6 \times 20 = 120 \text{ Amp.}$$

Esto corresponde a:

$$\frac{120}{62.98} \times 100 = 190.5 \% \text{ de la corriente nominal del transformador T1.}$$

d) Determinación de la palanca.

Puesto que es necesario respaldar la operación de los dispositivos de protección para fallas en el bus de baja tensión que estén fuera de la protección diferencial, debemos liberar una falla de éstas en un tiempo máximo de 0.6 segundos, para coordinar con los dispositivos mencionados.

dos.

Corriente de falla trifásica en el bus B.

$$I_{3\phi} = 3849.52 \text{ Amp. en } 13.8 \text{ KV.}$$

Referida a 115 KV

$$I_{3\phi} = 3849.52 \left(\frac{13.8}{110} \right) = 482.94 \text{ Amp.}$$

$$M.T. = \frac{482.94}{6 \times 20} = 4.02$$

De la curva característica del fabricante.

$$\text{Para Pal} = 1.5 \quad t = 0.6 \text{ seg.}$$

Para los ajustes obtenidos, es necesario ahora verificar si existe coordinación con el esquema de L1, así, para falla trifásica en el bus A.

$$I_{3\phi} = 1149.36 \text{ M.T.} = \frac{1149.36}{120} = 9.58$$

$$\text{con pal } 1.5 \quad t = 0.42 \text{ seg.}$$

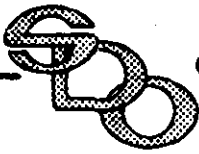
t. coord. = 0.85 - 0.42 = 0.43 segundos valor aceptable para coordinación (entre 0.3 y 0.4 seg.)

e) Ajustes 51T1 tipo IAC51

$$RTC = 100/5; \text{ Tap} = 6; \text{ Pal} = 1.5.$$

I	I _s	MT	t
180	9.0	1.50	1.50
240	12.0	2.00	1.05
*320	16.0	2.66	0.80
**480	24.0	4.00	0.60
720	36.0	6.00	0.50
900	45.0	7.50	0.46
1 150	57.5	9.60	0.42

* Corriente de falla a tierra en el bus. La conexión delta estrella de un transformador -



para una falla a tierra en el lado de la estrella, produce en dos de las fases de la línea que alimenta la delta del transformador una corriente del 58% ($1/\sqrt{3}$) de la corriente de falla en baja tensión por la relación de transformación. De aquí podemos ver que el tiempo es adecuado para coordinar con los dispositivos de baja tensión.

Por los ajustes dados a L1, podemos ver que este interruptor operará con un tiempo muy largo - - -

$$MT = \frac{320.4}{300} = 1.07.$$

**Corriente de falla trifásica en B vista en A.

El tiempo de operación del esquema L1 para esta corriente será también largo.

$$MT = \frac{480}{300} = 1.6 \quad t = 1.49 \text{ segundos.}$$

- Relevador 51NT1.

a) Pick-up del relevador:

Para este ejemplo tomamos el ajuste de pick-up al 40% de la corriente nominal del transformador.

$$In = \frac{12\,000}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = 502.04 \text{ Amp.}$$

$$0.4 In = 0.4(502.04) = 200.82 \text{ Amp.}$$

$$I_{pick-up} = 200.82 \text{ Amp.}$$

b) Selección de RTC (TCXO).

La corriente máxima de falla secundaria no deberá ser mayor a los 100 Amp. sec.

$$I_{max \text{ falla}} = 4423.92 \text{ Amp.}$$

$$\frac{I_{max \text{ falla}}}{RTC} < 100 \text{ Amp. sec.}$$

$$RTC = \frac{4423.92}{100} = 44.24/1 = 221.19/5$$

$$\text{Con } RTC = 1000/5 = 200/1.$$

Limitamos nuestra corriente secundaria para falla máxima y nos

permite seleccionar ajustes bajos que respalden a los circuitos sin problemas de saturación y capacidad térmica del relevador, quedando dentro de la curva característica del fabricante.

c) Selección de tap.- Con la corriente de pick-up y RTC seleccionados tendremos:

$$\text{Tap} = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{200.82}{200} = 1.00$$

Los taps disponibles para este relevador son: 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5 y 2.0

Tomamos el tap = 1.0.

d) Determinación de la Palanca.

Este relevador deberá respaldar fallas a la salida de los alimentadores, por lo que deberá librar la falla en un tiempo máximo de 0.6 segundos.

$$\text{Para } MT = \frac{4423.92}{200(1)} = 22.12; \text{ de la}$$

característica tiempo-corriente del relevador, tenemos que:

Para $MT = 22.12$ y $Pal\ 3$ $t = 0.55$ segundos, tiempo adecuado para la coordinación.

e) Ajustes 51NT1, tipo IAC51:

$$RTC = 1000/5; \text{ Tap} = 1; \text{ Pal} = 3.$$

Debido a que es necesario graficar cada una de las curvas tiempo-corriente con objeto de visualizar la coordinación completa, se debe fijar un voltaje de referencia que permita leer la gráfica correctamente. Para este ejemplo se utilizará 13.8 KV como referencia.

Tabulación tiempo-corriente:

I	I _a = MT	t
300	1.5	3.40
400	2.0	2.20
1 000	5.0	1.05
2 000	10.0	0.73
3 000	15.0	0.62
4 000	20.0	0.58
4 424	22.1	0.55

f) Finalmente, es conveniente incluir en la gráfica la curva de daño del transformador, que nos permita verificar la coordinación con los dispositivos de protección, es decir, observar que la curva de daño quede a la derecha de éstos.

Tabulación tiempo-corriente:

I_n = 502.04 Amp.

N I _n	I	t
25	12 551	2.0
20	10 041	3.0
15	7 531	5.2
10	5 020	12.0
8	4 016	19.0
6	3 012	36.0
4	2 008	100.0
3	1 506	340.0
2	1 004	10 000.0

2.4) Ajustes de la protección del alimentador C1.- Para calcular los ajustes se siguen los mismos pasos que ya se vieron con los relevadores de respaldo.

- Relevadores 50/51 C1.

a) Pick-up de los relevadores. 200% de-

la carga máxima. Considerando un FP = 0.95

Carga máxima = 4210.5

I_{pick-up} = $\frac{2(4210.5)}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = 352.31$ Amp.

b) Selección de la RTC.

RTC = $\frac{4423.92}{100} = 44.24/1 = 221.2/5$.

Seleccionamos RTC = 300/5 = 60/1

c) Selección del Tap.

Tap = $\frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{352.31}{60} = 5.87$.

Seleccionamos Tap 6.

d) Selección de Palanca. Se propone un tiempo de operación de 0.3 segundos para falla en bus debido a que contamos con unidad de disparo instantáneo, permitiéndonos coordinar con los relevadores de fase del interruptor de banco de alta tensión que operan en 0.6 segundos.

Para falla trifásica máxima:

MT = $\frac{3849.56}{6(60)} = 10.69$.

De la curva característica para relevadores IAC51, tenemos que:

Para Pal 1 T = 0.3 segundos.

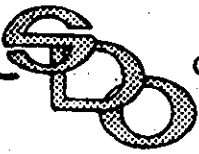
e) Ajuste de la unidad instantánea.

Ajustando para supervisar el 80% del tramos de circuito C1 hasta el primer elemento coordinable en la troncal, tendremos:

Valor de falla a 4 km.

Z₁ = 1.0868 |81.41° + 0.9226

|64.3° = 1.9872 |73.56° p.u.



$$I_{co3\phi} = 0.5031 \angle -73.56^\circ$$

$$= 2104.82 \text{ Amp.}$$

Instantáneo = 35 Amp.

- f) Ajustes de los relevadores 50/51
 tipo IAC51; RTC = 300/5 Tap 6; Fal -
 1; Instant = 35 Amp. sec.

Tabulación tiempo-corriente:

I (13.8 KV)	Is	MT	t
540	9.0	1.50	1.10
720	12.0	2.00	0.74
1 080	18.0	3.00	0.53
1 800	30.0	5.00	0.39
2 100	35.0	5.93	0.37
2 380	48.0	8.00	0.32
3 840.5	64.2	10.70	0.30

El relevador de recierre eliminará el disparo por unidad instantánea después del primer disparo ya que el alcance de la unidad instantánea cubre al fusible D a 3 km del bus B.

Tabulación tiempo-corriente del fusible 40 K.

I (13.8 KV)	MT	KCT
80	300.000	—
100	35.000	300
200	1.100	2.3
400	0.210	0.34
600	0.090	0.15
1 000	0.032	0.060
1 500	0.014	0.034
2 000	—	0.023
2 380	—	0.019

- Relevador 50N / 51N - C1

- a) Pick-up del relevador.

Para este ejemplo tomaremos el 40% de la carga máxima del circuito:

$$I_{pick-up} = \frac{0.4(4210.5)}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = 70.46 \text{ Amp}$$

- b) Selección del tap.

La RTC ya fue elegida, por lo que:

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{70.46}{60} = 1.174 \text{ Amp}$$

El tap más cercano es 1.2.

- c) Selección de Palanca.

Para la corriente de falla en bus B, daremos un tiempo de operación de 0.2 segundos.

$$MT = \frac{4424.03}{1.2(60)} = 61.44$$

Este valor de múltiplo de tap queda fuera de la característica del relevador, por lo que seleccionamos tap 1.5

$$MT = \frac{4424.03}{1.5(60)} = 49.15$$

Para palanca 1 t = 0.2 seg.

- d) Ajuste de la unidad instantánea.

De igual manera que los relevadores de fase, ajustaremos para ver el 80% del tramo entre el relevador y el restaurador.

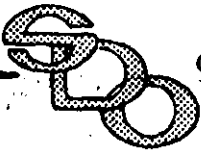
Valor de falla a 4 km.

$$Z_1 = 1.9872 \angle 73.56^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.6692 \angle 90^\circ + 3.9484 \angle 78.71^\circ =$$

$$4.6065 \angle 80.33^\circ \text{ p.u.}$$

$$2Z_1 + Z_0 + 3R_f = 24.3745 \angle 20.04^\circ$$



$I_{1\phi} = 0.1231 \angle -20.04^\circ \text{ p.u.}$
 $= 514.33 \text{ Amp.}$

Instantáneo = 8.6 Amp. sec.

Se fija en 10 Amp.sec. = 600 Amp.primarios.

e) Ajuste del relevador 50N/51N C1. -- tipo IAC51; RTC = 300/5

tap 1.5; pal = 1; Instant. = 10 Amp.

Tabulación tiempo - corriente			
I	Is	MT	t
135	2.25	1.5	1.15
225	3.75	2.5	0.60
360	6.00	4.0	0.44
450	7.5	5.0	0.39
630	10.5	7.0	0.34
900	15.0	10.0	0.30
1 800	30.0	20.0	0.24
2 700	45.0	30.0	0.22
4 500	75.0	50.0	0.20

2.5) Ajustes del restaurador ubicado en el punto E.

En este ejemplo, como vemos en el unifilar, los ajustes de éste ya han sido dados, aunque es posible hacer las modificaciones necesarias de acuerdo con nuestro análisis.

La forma más rápida de verificar si coordina con los relevadores es hacer la suma de los tiempos de operación del restaurador y checar que ésta sea menor que el tiempo de operación del relevador, además de verificar que el tiempo de coordinación sea entre 03 y 04 segundos.

Tabulando los tiempos del restaurador tipo "R" tenemos:

- Para falla de fase:

Bobina serie 100-200 Amp. secuencia de operación 3A - 1B; tres operaciones rápidas (curva A) y una lenta (curva 3) TCC - 421.

I	tA	tB	3tA+tB
200	0.123	9.000	9.304
300	0.090	2.700	2.970
400	0.070	1.500	1.710
540	0.056	0.900	1.063
720	0.048	0.600	0.744
1 080	0.042	0.331	0.457
1 800	0.040	0.100	0.300
2 100	0.040	0.147	0.267

Comparando esta tabulación con respecto a la de los relevadores 50/51-C1, vemos que no existe una coordinación adecuada para bajas corrientes de falla.

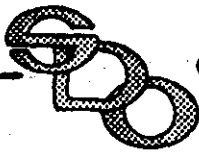
- Para fallas a tierra.

RTC = 100/5; dispositivo de disparo en conexión serie; corriente mínima de disparo 63.5 Amperes primarios. Secuencia de operación 3 (1-2)-1(2) tres operaciones rápidas (curva 1-2) y una lenta (curva 2) TCC-437.

I	t(1-2)	t(2)	3(1-2)+t(2)
63.5	0.450	31.70	33.050
90.0	0.200	7.50	8.100
200.0	0.090	2.10	2.370
300.0	0.080	1.62	1.860
450.0	0.077	1.35	1.501
540.0	0.076	1.27	1.408
1 080.0	0.075	1.20	1.425
2 100.0	0.075	1.20	1.425

Comparando respecto a los relevadores para falla a tierra, vemos que no existe coordinación.

Con objeto de poder coordinar el restaurador contra el esquema del alimentador, se eliminarán las operaciones de tiempo, dejando 4 operaciones instantáneas tanto de fase como a tierra.



2.6) Selección de los fusibles de potencia para el transformador T2. SLD-2B.

Para hacer esta selección, es necesario tener en cuenta las condiciones indicadas en el inciso 4.3.2.

a) Deberá quedar abajo de la curva de daño del transformador. Para el transformador T2 a 7.5 MVA, 110 KV, tendremos:

$$In = \frac{7500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 39.4 \text{ Amp.}$$

Tabulación tiempo-corriente de la curva de daño:

In	I(34.5KV)	t
25	3137.8	2.0
20	2510.2	3.0
15	1982.7	5.2
10	1255.1	12.0
8	1004.1	19.0
6	753.1	36.0
4	502.0	100.0
3	376.5	340.0
2	251.0	10000.0

b) Deberá soportar la corriente de magnetización y carga fría, es decir, debe quedar a la derecha de los siguientes puntos:

25 In = 984 Amp. t = 0.01 segundos.
 12 In = 472 Amp. t = 0.10 segundos.
 6 In = 236 Amp. t = 1.00 segundos.
 3 In = 118 Amp. t = 10.00 segundos.

c) De las curvas características de fusibles 153-1 y 153-1-9, vemos que, para la corriente de carga máxima, debemos elegir un fusible 40E o superior.

Verificando los puntos tabulados abajo para IMT y MCT, tenemos:

In	IMT 40E	IMT 50E	IMT 65E
25 In	0.038	0.054	0.107
12 In	0.18	0.24	0.46
6 In	0.69	1.06	2.10
3 In	3.0	10.0	..

In	MCT 40E	MCT 50E	MCT 65E
25	0.124	0.145	0.210
15	0.210	0.270	0.210
10	0.37	0.500	0.860
6	0.88	1.30	2.700
3	4.20	16.0	..

Inspeccionando los resultados vemos que el más conveniente es el 50E, el 40E queda abajo de 3In y el 65E arriba.

El IMT del fusible para falla máxima en baja tensión será para el fusible 40E:

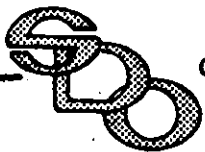
$$\text{Para } I = 1145.33 \times \frac{34.5}{110} = 359.2 \text{ Amp.}$$

t = 0.40 segundos.

Este tiempo es muy pequeño para coordinar contra los dispositivos de protección de baja tensión, el tiempo mínimo será la suma del tiempo del relevador de circuito más el tiempo de coordinación entre el relevador de respaldo en baja tensión y el de circuito más el tiempo de coordinación entre este último y el IMT del fusible. Suponiendo que el relevador de circuito operara en 0.1 segundos el IMT del fusible deberá ser:

$$\text{IMT} = 0.1 + 0.3 + 0.3 = 0.7 \text{ seg.}$$

El fusible 65E, tiene un IMT de-



0.78 seg. adecuado para coordinación, aunque la corriente mínima de operación del transformador queda arriba de la curva de daño del fusible.

Seleccionamos el fusible 65E - ya que el 50E no sería posible coordinarlo aún cambiando relevadores.

Tabulación tiempo-corriente 65E:

I(110Kv)	LMT	KCT
130	300.000	=.
150	1.500	50.00
200	3.400	5.00
300	1.170	1.60
500	0.400	0.58
700	0.210	0.34
1000	0.100	0.20
2000	0.025	0.10

2.7) Ajustes del esquema de protección del interruptor de banco T2 de baja tensión. Siguiendo los mismos pasos que para el banco 1, tendremos:

- 51T2.

a) $I_{pick-up} = 2.00 \text{ In}$

$$In = \frac{7500}{\sqrt{3} \cdot 34.5} = 125.5 \text{ Amp.}$$

$$I_{pick-up} = 2(125.5) = 251 \text{ Amp.}$$

b) Selección de RTC.

$$I_{max.falla} = 1145.33 \text{ Amp.}$$

$$RTC \geq \frac{1145.33}{100} = 11.45/1 = 57.26/5.$$

$$RTC \geq 251 \text{ Amp.}$$

$$RTC = 300/5 = 60/1 \text{ Amp.}$$

c) Selección de tap.

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{251}{60} = 4.18 \text{ Amp.}$$

$$Tap = 4.0 \text{ Amp.}$$

d) Selección de palanca.- Para falla en bus 0, el tiempo de operación se seleccionará para $t = 0.78 - 0.3$, $t = 0.48$

$$KT = \frac{1145.31}{60 \times 4} = \frac{1145.31}{240} = 4.77$$

$$\text{Para pal} = 1.25 \quad t = 0.47 \text{ segundos.}$$

e) Ajustes 51T2

$$\text{tipo IAO51; } RTC = 300/5$$

$$tap = 4; \text{ pal. } 1.25$$

Tabulación tiempo-corriente:

I	Is	KT	t
360	6	1.5	1.34
480	8	2	1.00
600	10	2.5	0.70
840	14	3.5	0.55
1440	24	6.0	0.42
1920	32	8.0	0.37

- 51NT2.

$$a) I_{pick-up} = 0.40 \text{ In} = 0.40(125.5) = 50.20 \text{ Amp.}$$

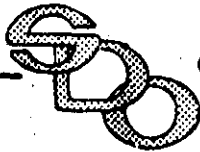
b) Selección de RTC.

$$RTC \geq \frac{1266.41}{100} = 12.66/1 = 63.32/5$$

$$\text{Seleccionamos } RTC = 300/5 = 60/1.$$

c) Selección de Tap.

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{50.20}{60} = 0.8367.$$



$$\text{tap} = 1.0.$$

d) Selección de Palanca.- Para falla a tierra en bus C, $t = 0.5$ segundos.

$$\text{MT} = \frac{1266.41}{60(1.0)} = 21.10$$

Para pal 2.5 $t = 0.48$

e) Ajustes 51NT2.

tipo IAC51; RTC = 300/5.

tap 1; pal. 2.5

Tabulación tiempo - corriente:

I	I _s = MT	t
90	1.5	2.70
150	2.5	1.45
240	4	1.05
300	5	0.90
480	8	0.70
900	15	0.55
1200	20	0.50
1500	25	0.45

2.8) Ajustes de los esquemas de protección de los alimentadores -- C3 y C4. Supondremos ajustes -- similares para ambos alimentadores.

- 50/51 C3 y C4.

a) Ipick-up = 2.0 I carga máx.

$$\text{I carga máx.} = \frac{3000}{\sqrt{3} 345(0.95)}$$

$$= 52.84 \text{ Amp}$$

$$\text{PF} = 0.95$$

$$\text{Ipick-up} = 2(52.84) = 105.69 \text{ Amp.}$$

b) Selección de RTC.

$$\text{Imáx.falla} = 1145.33 \text{ Amp.}$$

$$\text{RTC} = \frac{1145.33}{20} = 57.76 \text{ Amp.}$$

$$\text{RTC} = 100/5 = 20/1.$$

c) Selección de tap

$$\text{Tap} = \frac{\text{Ipick-up}}{\text{RTC}} = \frac{105.69}{20} = 5.28 \text{ Amp.}$$

$$\text{Tap} = 6 \text{ Amp.}$$

d) Selección de Palanca.

$$t = 0.47 - 0.30 = 0.17 \text{ segundos --}$$

para falla máxima.

$$\text{Para MT} = \frac{1145.33}{6(20)} = 9.54 \text{ y Fal} = 0.5$$

$t = 0.19$; el tiempo de coordinación -- será 0.28 segundos.

e) Ajuste de la unidad instantánea.-- Puesto que no contamos con datos -- de los alimentadores, ajustaremos -- nuestra unidad instantánea al 75% -- de la falla trifásica en el bus C.

$$\text{Instantáneo} = \frac{0.75(1145.33)}{20} =$$

$$= \frac{859}{20} = 42.94 \text{ Amp.}$$

$$\text{Instantáneo} = 43 \text{ Amp.}$$

f) Ajustes 50/51 C3 y C4.

tipo IAC51; RTC = 100/5

$$\text{tap} = 6; \text{Fal} = 0.5.$$

Tabulación tiempo - corrientes:

I	MT	t
180	1.5	0.60
240	2.0	0.44
420	3.5	0.29
540	4.5	0.25
960	8.0	0.20
1800	15.0	0.17

- 50/51-N C3 y C4

a) $I_{pick-up} = 040$ (Icarga máx.)

$$I_{pick-up} = 21.13 \text{ Amp.}$$

b) Selección de tap para $RTC = 100/5$

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{21.13}{20} = 1.06$$

Tap = 1.

c) Selección de Palanca. Para

$$MT = \frac{1266.45}{20(1)} = 63.72.$$

Esta MT sale de la característica del relevador, por lo que es necesario subir el tap de manera que el MT sea menor a 50.

$$Tap = \frac{63.32}{50} = 1.26.$$

Seleccionando Tap = 1.5.

$$MT = \frac{63.32}{1.5} = 42.2; \text{ con Pal} = 0.5.$$

t = 0.14 segundos y el tiempo de coordinación será

$$t = 0.48 - 0.14 = 0.34.$$

d) Ajuste de la unidad instantánea. De igual manera que en los relevadores de fase sólo que para la corriente de falla a tierra máxima, ajustaremos al 75%, ya que no contamos con más datos.

$$\text{Instantáneo} = \frac{0.75(1266.41)}{20} = 47.49 \text{ -- Amp.}$$

Instantáneo = 45 Amp.

e) Ajustes 50/51-N C3 y C4.

Tipo IAC51; $RTC = 100/5$.

Tap 1.5; Pal = 0.5; inst. = 45Amp.

Tabulación tiempo - corriente:

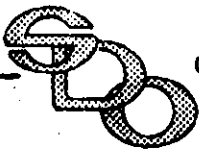
I	Is	MT	t
45	2.25	1.5	0.61
60	3.00	2.0	0.44
90	4.50	3.0	0.32
150	7.50	5.0	0.21
210	10.50	7.0	0.24
300	15.00	10.00	0.17
600	30.00	20.0	0.16
1200	60.00	40.0	0.14

3) Uso de Gráficas para determinar la correcta coordinación entre los dispositivos de protección.

Con los datos calculados en el inciso 2), procedemos a vaciar en la gráfica de coordinación los valores tabulados que tenemos, con la finalidad de verificar que las curvas de operación de los dispositivos en cascada, tengan los intervalos de tiempo de coordinación dentro de los límites definidos (0.3 - 0.4 segundos).

Es conveniente recordar que la coordinación comprende en un caso los dispositivos empleados para detectar falla trifásica y en otro los de detección de falla a tierra. En este último graficamos también la curva de los relevadores de fase en 115 Kv, que respaldarán fallas a tierra en 13.8 kv como mencionamos en 2.3.d.

3.1) Gráfica 1.- Coordinación de dispositivos para falla trifásica en 13.8 kv.



De su análisis, podemos comprobar que los ajustes dados son los adecuados, con el único inconveniente de que el fusible ubicado en D, operará al mismo tiempo que el relevador 50/51-C1 para falla en D, no pudiendo coordinarse dada la cercanía al bus de 13.8 kv. Si la falla es en este ramal, al recierre el interruptor entrará normal.

positivos para falla monofásica en 34.5 Kv.

De igual manera que para falla trifásica, la coordinación es adecuada como se observa, aunque persiste la intersección de la curva de daño con la curva del fusible en baja corriente.

3.2) Gráfica 2.- Coordinación de Dispositivos para falla monofásica en 13.8 Kv.

En este caso podemos observar que no existe coordinación entre el relevador 50/51N - C1 (curva 5) y el fusible ubicado en D (curva 6) para baja corriente de falla, esta situación no es posible corregirla con el tipo de relevadores empleados dado que un cambio en tap o palanca tendría forzosamente que modificar las curvas 4 y 3 y consecuentemente toda la coordinación. Esto nos volvería menos sensible la protección.

La mejor opción es el cambio de los relevadores (curvas 4 y 5) por otros de característica extremadamente inversa IAC 77, que es muy similar a la del fusible (curvas 6, 8 y 9) permitiendo una buena coordinación como puede verse.

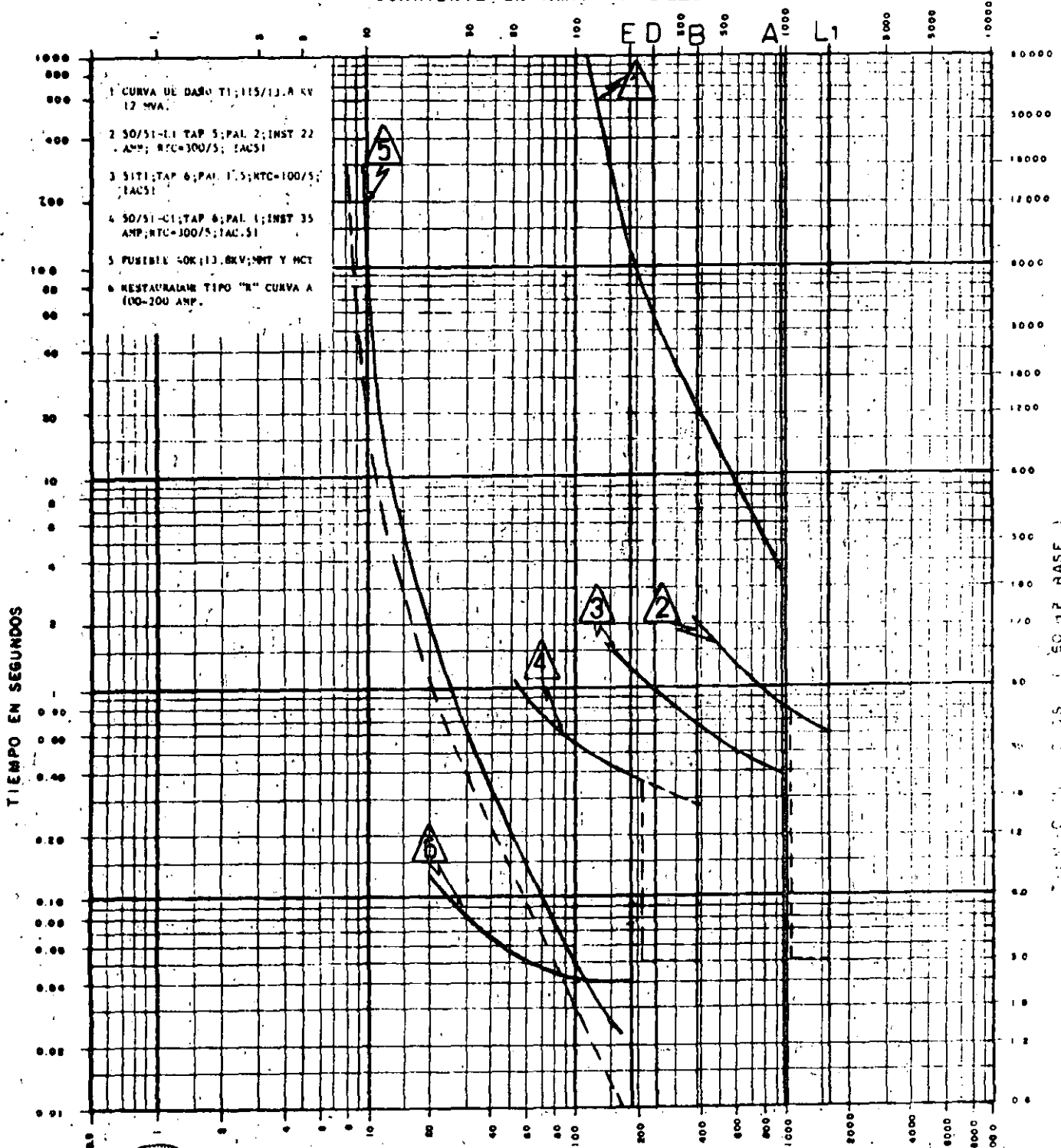
En forma similar que para falla trifásica, el relevador de circuito C1 operará al mismo tiempo que el fusible para corriente de falla ceroana a D.

3.3) Gráfica 3.- Coordinación de Dispositivos para falla trifásica en 34.5 Kv.

Salvo el fusible que no queda bajo de la curva de daño del transformador para bajas corrientes, la coordinación es adecuada como puede observarse.

3.4) Gráfica 4.- Coordinación de Dis

75
CORRIENTE EN AMP. x 10



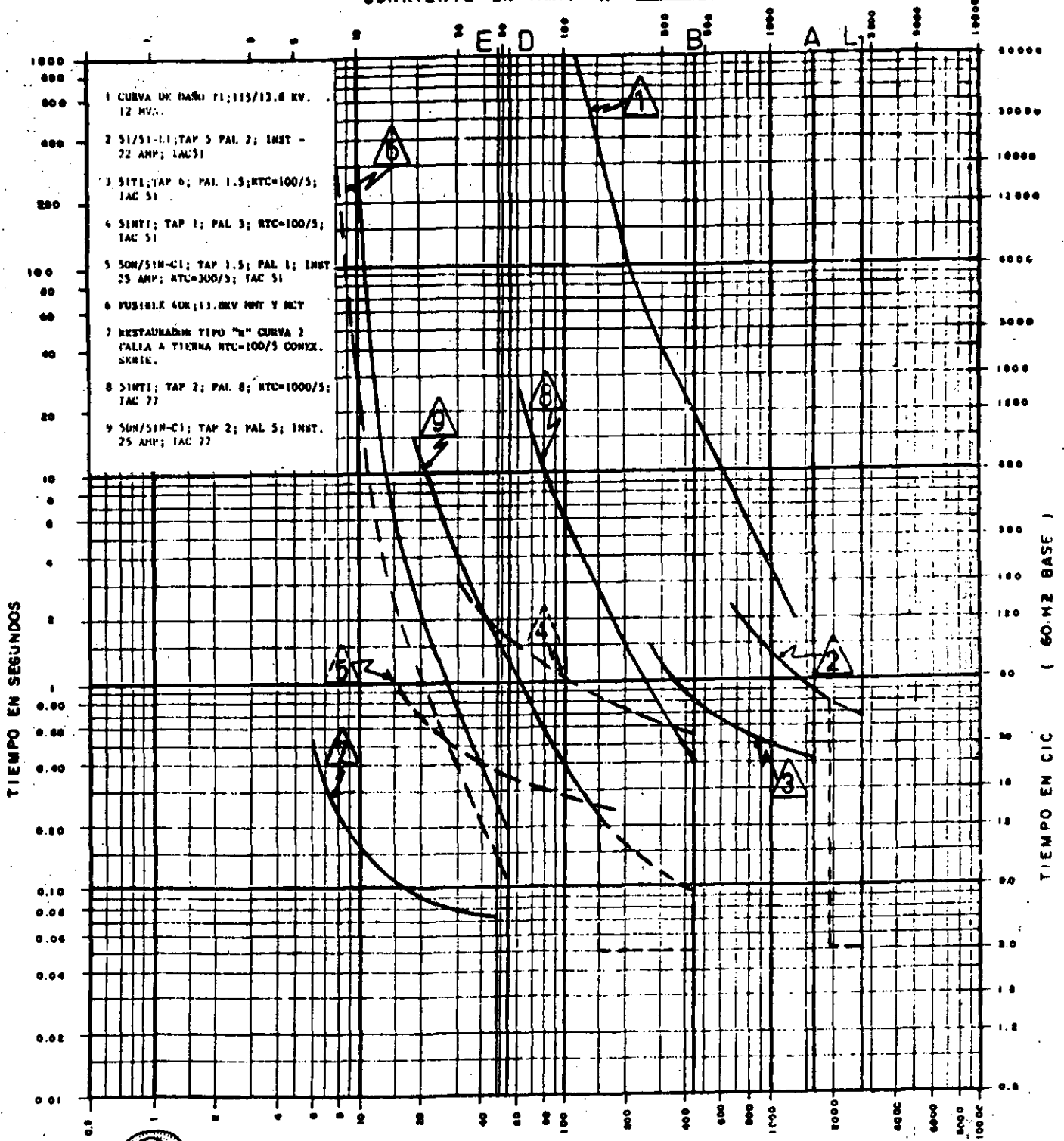
GERENCIA DE DISTRIBUCION

CURVAS CARACTERISTICAS DE CORRIENTE CONTRA TIEMPO

ESTACION EJEMPLO 1 VOLTAJE DE REFERENCIA 13.8 KV. AUTOR _____

NOTAS GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA TRIFASICA

REF. C.C.	REF. COR.
FECHA	HOJA <u>1</u>



- 1 CURVA DE DADO TI: 115/13.8 KV. 12 MV.
- 2 SI/SI-11; TAP 3 PAL. 2; INST. - 22 AMP; IAC 51
- 3 SI/SI; TAP 6; PAL. 1.5; RTC=100/5; IAC 51
- 4 SI/SI; TAP 1; PAL. 3; RTC=100/5; IAC 51
- 5 SON/SIN-C1; TAP 1.5; PAL. 1; INST. 25 AMP; RTC=100/5; IAC 51
- 6 FUSIBLE 40R; 13.8KV INT Y INT
- 7 RESTRABADOR TIPO "B" CURVA 2 (CALA A TIERRA RTC=100/5 CONEX. SERIE.
- 8 SI/SI; TAP 2; PAL. 8; RTC=1000/5; IAC 77
- 9 SON/SIN-C1; TAP 2; PAL. 5; INST. 25 AMP; IAC 77

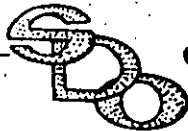
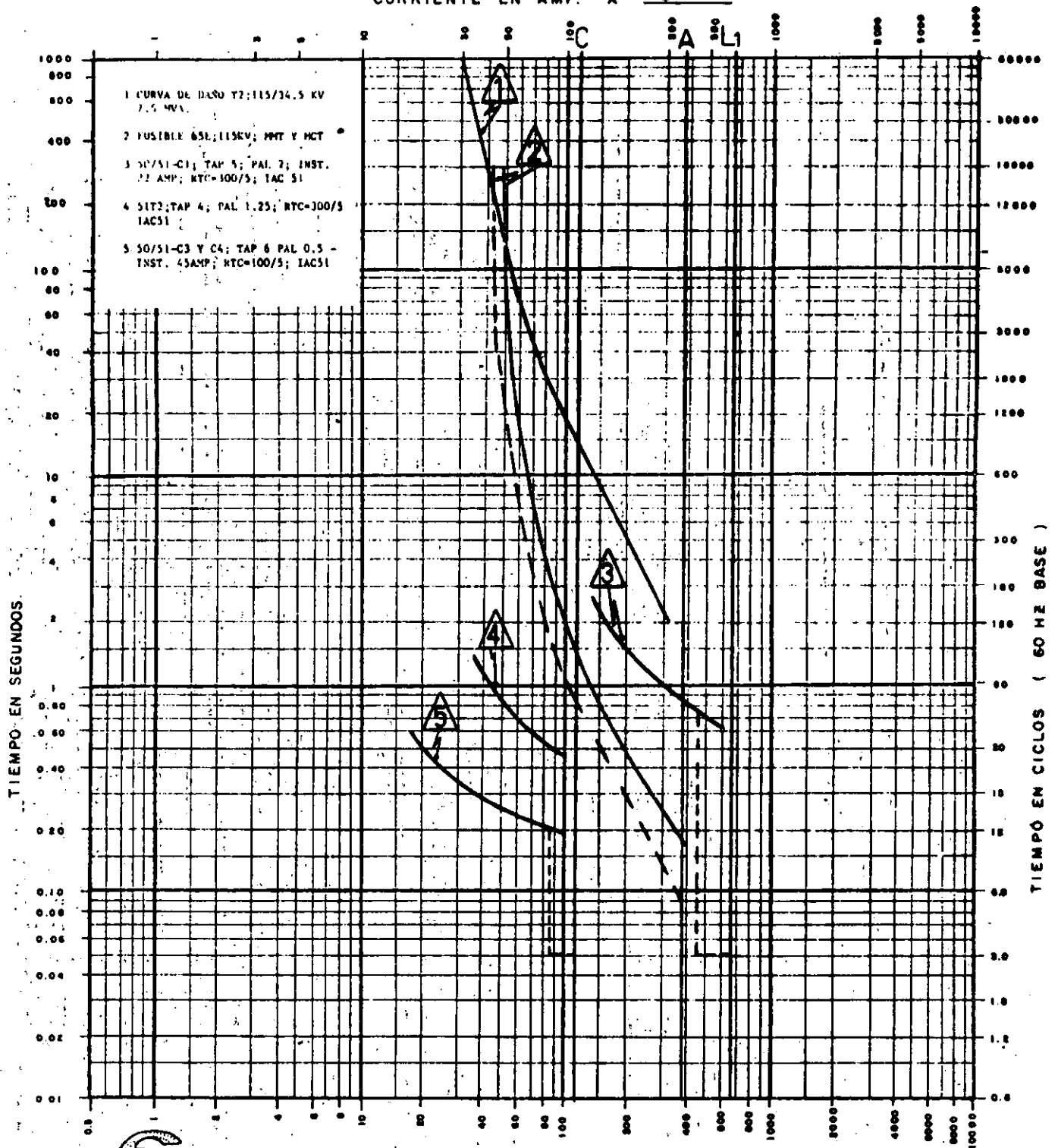
SERVICIO DE DISTRIBUCION

CURVAS CARACTERISTICAS DE CORRIENTE CONTRA TIEMPO

ESTACION EJEMPLO 1 VOLTAJE DE REFERENCIA 13.8 KV. AUTOR _____

NOTAS GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA MONOFASICA

REF. C. C. _____	REF. COR. _____
FECHA _____	HOJA <u>2</u>



GERENCIA DE DISTRIBUCION

CURVAS CARACTERISTICAS DE CORRIENTE CONTRA TIEMPO

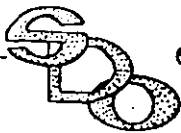
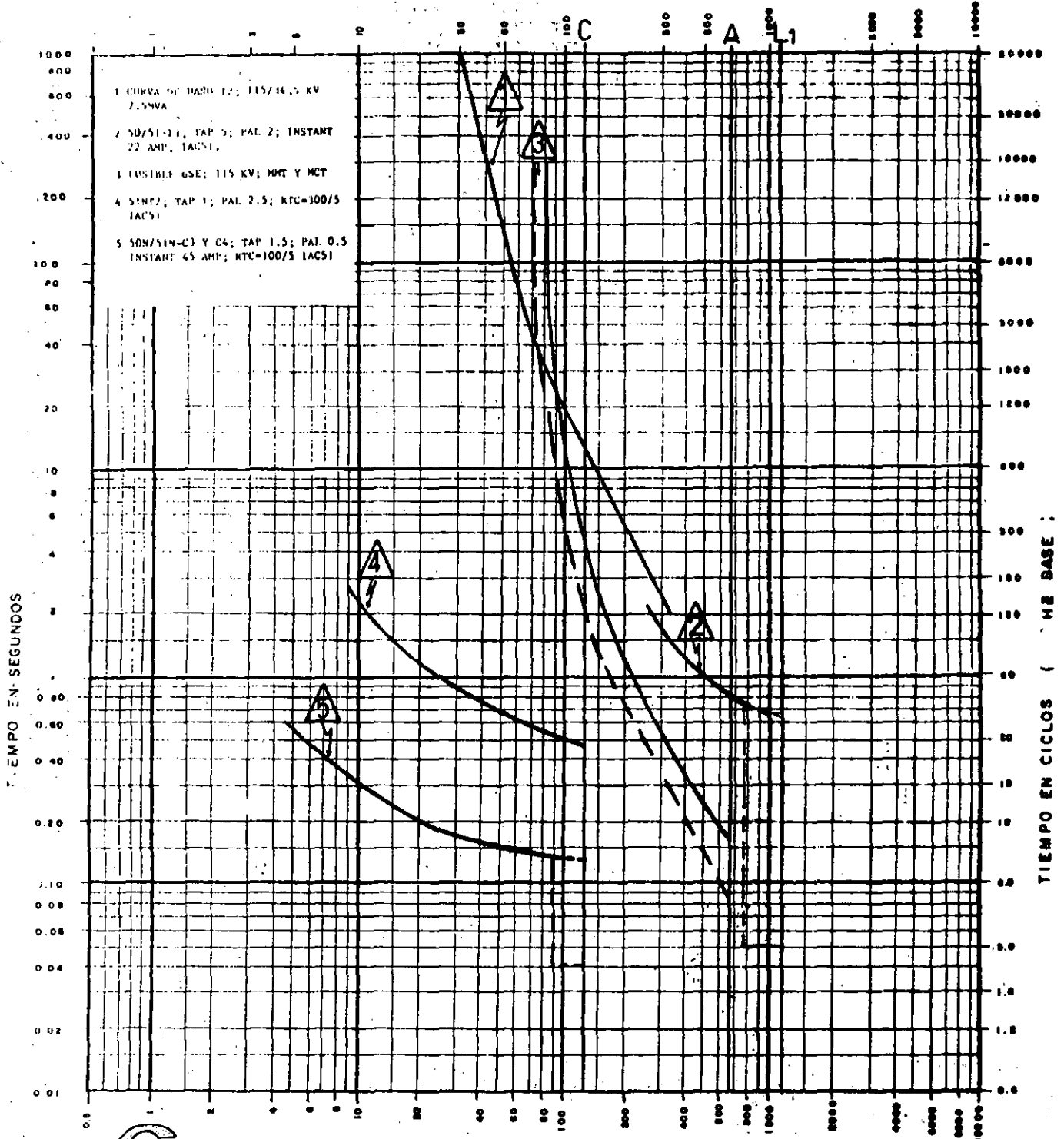
ESTACION EJEMPLO 1 VOLTAJE DE REFERENCIA 34.5 KV. AUTOR _____

NOTAS GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA TRIFASICA

REF. C. C. _____ REF. COR. _____

FECHA _____ HOJA 3

78
CORRIENTE EN AMP. x 10



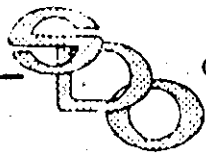
GERENCIA DE DISTRIBUCION

CURVAS CARACTERISTICAS DE CORRIENTE CONTRA TIEMPO

ESTACION EJEMPLO 1 VOLTAJE DE REFERENCIA 34.5 KV. AUTOR

NOTAS GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA MONOFASICA

REF. C. C. REF. COR.
 FECHA NOJA 4



4.4.4 Ejemplo de Coordinación Red Subterránea.

4.4.5 Información General.- La coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución Subterránea es básicamente el mismo procedimiento que en una Red Aérea, variando sólo los parámetros eléctricos del circuito y en parte la filosofía de Operación de las protecciones. Los puntos principales a considerar para una adecuada protección y coordinación de las Redes Subterráneas, se pueden reducir a los siguientes:

- En una Red Subterránea las fallas deben considerarse siempre como fallas permanentes, por lo que no deben utilizarse recierres.
- Es importante considerar en los tiempos de operación de las protecciones la capacidad térmica de los conductores para evitar envejecimiento prematuro. Se tomarán las curvas de sobrecarga de corta duración de los conductores, en función a su aislamiento.
- Para evitar pruebas repetitivas que envejezcan el aislamiento se deberán utilizar dispositivos de sobrecorriente indicadores de fallas.

Como un ejemplo de aplicación de los procedimientos analizados en este trabajo, aplicados a la Distribución Subterránea, se considera la parte de una Red alimentada por un Transformador de Distribución de 75-KVA tipo Pedestal en el cual se selecciona su protección primaria y secundaria, así como se analiza su coordinación.

Datos del Ejemplo analizado:

Transformador de Distribución-Subterránea tipo pedestal 3 fases, - 75 KVA de capacidad, 60 Hz. 13,200 - YT/7620-220 YT/127 Volts. Especificación CFE K0000-08.

1.- Fusible primario de expulsión- tipo Protective Link de la capacidad

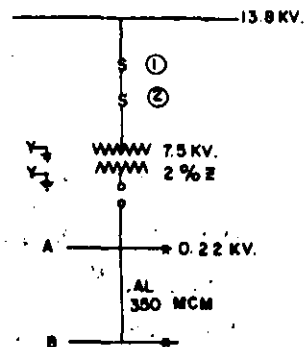
necesaria recomendada para este transformador. Capacidad Int. -- 3 500 AMP. Asimétricos.

2.- Fusible de aislamiento de tipo Expulsión adecuado para este Transformador.

3.- Interruptor Termomagnético de Baja Tensión tipo QR-75 para Operación interna, 1.2 KV 208.1-AMP. Cont., 30 KV de NBI, Cap. - Int. 25,000 AMP. Sim. Curva 450-B 950-75QR.

El equipo de protección con que contará este Transformador será el de norma para esta capacidad, debiendo tomar en cuenta que dependiendo de la corriente de falla en el punto de aplicación la protección primaria a seleccionar podrá ser de fusible de expulsión Bay-o-net, o de fusible limitador de corriente cuando la falla sea superior a los 3,500 Amp. Asimétricos.

Los parámetros del circuito a analizar se presentan:

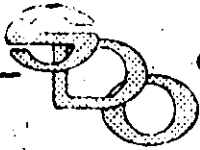


Corrientes de Falla del Sistema.

ICC3F - Sist. = 3,500 AMP.

ICC1F-Sist. = 2,700 Amp.

1.- Fusible de Expulsión Protective Link 8 Amp. 13,200 V



Sist. Estrella aterrizada.

- 2.- Fusible de Expulsión de Aislamiento 13,200 V. Sist. Estrella-aterrizada.
- 3.- Interruptor Termomagnético de -- Baja Tensión 208 Amp. 1.2 KV.

Transformador 3 fases, 75 KVA, 13,200 Y/7,620-220/127 Volts.

En base a estos datos se determinan las impedancias de secuencias-positiva y cero a fin de determinar las corrientes de falla en cada punto de la Red.: Lado Baja Tensión del Transformador y final del circuito - Secundario a las bases:

$$MVAB = 100 \text{ MVA.}$$

$$KVB = 13.8 \text{ KV.}$$

Aplicando las fórmulas y procedimientos del punto 4.1.3. se tiene:

$$PCC5 \text{ 3 F} = 83.5 \text{ MVA.}$$

$$PCC5 \text{ 1 F} = 64.4 \text{ MVA.}$$

$$ZIS = \frac{100}{83.5} = 1.197 \text{ p.u.}$$

$$ZOS = \frac{100}{64.4} = 1.55 \text{ p.u.}$$

$$ZIT = 0.02 \frac{MVAB}{MVAT} = 0.02 \frac{100}{0.075} = 26.66 \text{ p.u.}$$

$$Z3F-A = ZIS + ZIT = J1.197 + J26.66 = J27.86$$

$$P3F-A = \frac{100}{27.86} = 3.589 \text{ MVA}$$

$$Z1F-A = (2ZIS + ZOS) + 3ZIT$$

$$Z1F-A = J83.92$$

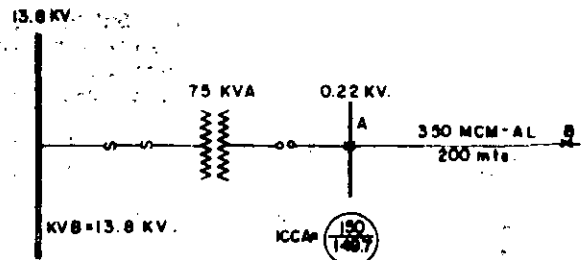
$$P1F-A = \frac{3 \times 100}{83.92} = 3.574 \text{ MVA.}$$

$$ICC3F-A \text{ (KVB)} = 150 \text{ AMP}$$

$$ICC1F-A \text{ (KVB)} = 149.7 \text{ AMP.}$$

Los valores de corriente de falla obtenidos corresponden al punto A, localizado en el lado de salida del transformador en baja tensión, referido al voltaje base de 13.8 KV, a fin de tomarlo como base para la coordinación de las protecciones.

Para calcular el valor de falla en el punto final del circuito secundario se consideran los parámetros del cable de baja tensión, resultando



$$RL = 0.209 \text{ OHMS/KM.}$$

$$XL = 0.0904 \text{ OHMS/KM.}$$

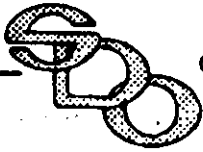
$$R = 0.209 \times 0.5 = 0.1045 \text{ OHMS/200M.}$$

$$X = 0.0904 \times 0.5 = 0.0452 \text{ OHMS/200M.}$$

Por su bajo valor se desprecia el efecto de la reactancia, quedando después de aplicar las fórmulas para los parámetros de cables Subterráneos.

$$Z1 = ra = 0.1045 \text{ OHMS.}$$

$$ZO = \frac{ra + (4.788 \times 10^{-5} \times 2 \times 3.1416f) + 2(4.788 \times 10^{-5} \times 2 \times 3.1416f)^2}{3(4.788 \times 10^{-5} \times 2 \times 3.1416f)^2 + rn + (4.788 \times 10^{-5} \times 2 \times 3.1416f)}$$



r_n = Resistencia del Hilo Neutro.

$P3F$ = 3.589 MVA

N = Número de cables del Neutro.

$P1F$ = 3.574 MVA

En nuestro caso $r_n = 0.1725$ --
(resistencia de cable al calibre 4/0
AWG).

$N = 1$ (número de neutros).

de donde:

$Z_0 = 0.01872$ OHMS.

Convirtiendo estos valores a --
p.u. se tiene:

$Z_{1L} = 0.0548$ p.u.

$Z_{0L} = 0.009$ p.u.

Los nuevos valores de impedancias de falla se tienen:

$$Z_{3F-B} = Z_{1S} + Z_{1T} + Z_{1L} \\ = J1.197 + J26.66 + J0.0548 = J 27.911$$

$$P_{3F-B} = \frac{100}{27.911} = \underline{3.582 \text{ MVA}}$$

$$Z_{1F-B} = (2Z_{1S} + Z_{0S}) + 3Z_{1T} + (2Z_{1L} + Z_{0L})$$

$$Z_{1F-B} = J 2.394 + J 1.55 + J 79.98 + J 0.1096 \\ + J 0.009 = J 84.06$$

$$P_{1F-B} = \frac{100}{84.6} = \underline{3.568 \text{ MVA}}$$

De los valores anteriores se --
desprende que la falla al final del--
circuito secundario, es prácticamen--
te igual a la que se tiene a la sali--
da del transformador, por lo que pa--
ra la coordinación se toma como va--
lores de falla:

Uso de gráficas para determi--
nar la correcta coordinación en--
tre los Dispositivos de protec--
ción en Sistemas Subterráneos.

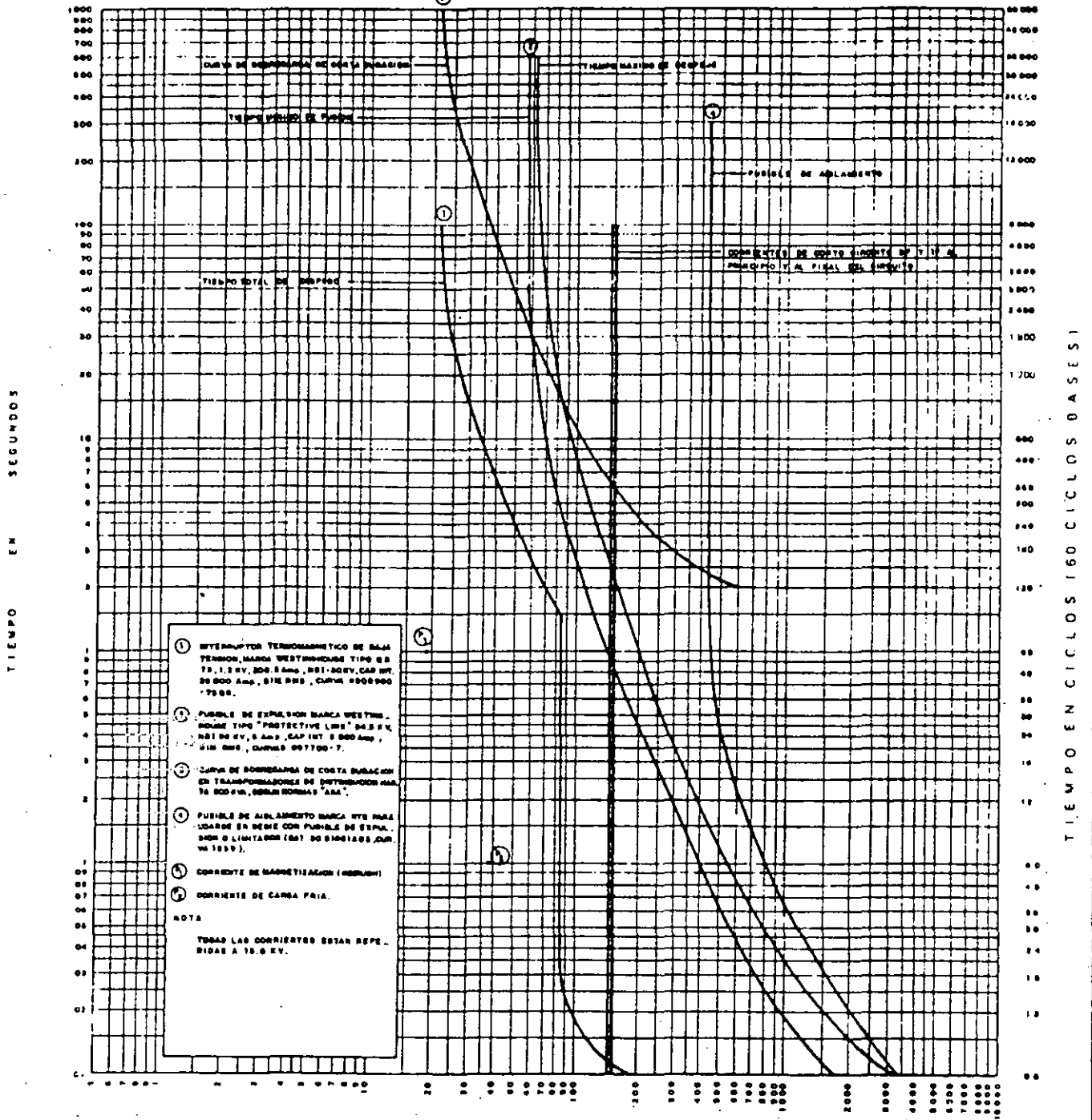
En este caso y como primer --
paso, se procede a vaciar en la--
gráfica de coordinación logarít--
mica la curva característica tiem--
po-corriente del interruptor ter--
momagnético de B.T. que el fa--
bricante recomienda para ser usa--
do en el transformador de 75 ---
KVA. (ver curvas), posterior--
mente se traza la curva del fusi--
ble de expulsión tipo Protective
Link de 8 Amps, recomendado por--
el fabricante y que en cuyo caso
debe quedar debidamente coordi--
nado con la protección secunda--
ria, tal y como se observa en la
gráfica. (ver curvas).

Junto con el Fusible de Ex--
pulsión, está en serie el Fusi--
ble de aislamiento, este fusible
opera únicamente con fallas de --
baja impedancia y generalmente --
sirve para proteger al resto del
circuito cuando ocurran fallas --
internas en el transformador, --
como se observa en la Gráfica, --
la curva característica tiempo--
corriente, está muy a la derecha
tanto de la curva del termomagné--
tico como la de expulsión, lo --
que nos indica que la coordina--
ción es adecuada.

Con lo anterior se puede ---
concluir que para una falla de --
corto circuito trifásica y mono--
fásica tanto al principio como --
al final del circuito la coordi--
nación es correcta.

CORRIENTE EN AMPERES

82

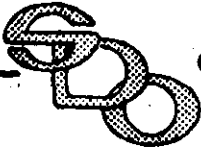


① INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE BAJA TENSION, MARCA WESTINGHOUSE TIPO 8 B 75, 12 KV, 200 A Amp., 251-20KV, CAP. INT. 20 000 Amp., SIN BMS, CURVA 4500000-7500.
 ② FUSIBLE DE EXPRESION MARCA WESTING. MODELO TIPO "PROTECTIVE LINK" 24.5 KV, 1001 DE KV, 5 Amp., CAP. INT. 5 000 Amp., SIN BMS, CURVA 007700-7.
 ③ CURVA DE SOBRECORRIENTE DE CORTA DURACION EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION MARCA 2000 VA., SEGUN NORMAS "ASA".
 ④ FUSIBLE DE ADELANTO MARCA WYS PARA USARSE EN SERIE CON FUSIBLE DE SEPAR. SIN O LIMITADOR (601 30 01001000, JUN. 1939).
 ⑤ CORRIENTE DE MAGNETIZACION (MAGNETIZ).
 ⑥ CORRIENTE DE CARGA FRIA.
 NOTA
 TODAS LAS CORRIENTES ESTAN REFERIDAS A 15.0 KV.

CORRIENTE EN AMPERES

CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO — CORRIENTE

TIEMPO EN CICLOS 160 CICLOS BASE SI



4.5. USO DE PLANTILLAS PARA COORDINACION.

Al hacerse la coordinación de protecciones, es necesario trazar en papel logarítmico las curvas de operación de cada uno de los dispositivos de protección que intervienen en el estudio.

Para facilitar el trazado de estas curvas, se utilizan plantillas de plástico o acrílico recortadas a la forma de la curva tiempo-corriente indicada en el instructivo o placa del propio dispositivo de protección y a la escala logarítmica utilizada.

Para nuestro caso, la gráfica para coordinación será tamaño doble carta con las siguientes especificaciones:

Escala de corriente:

0.5 a 10 000 Amp; $4\frac{1}{2}$ ciclos logarítmicos.

Escala de tiempo:

0.6 a 60 ciclos margen derecha, 0.01 a 1 000 segundos margen izquierda; 5 ciclos logarítmicos.

Dependiendo del dispositivo, se tendrán los parámetros tiempo-corriente que definen su característica como se indica:

Relevador de Sobrecorriente (Ver figura).

a) La curva utilizada será la de Palanca 10 del relevador a la escala antes indicada.

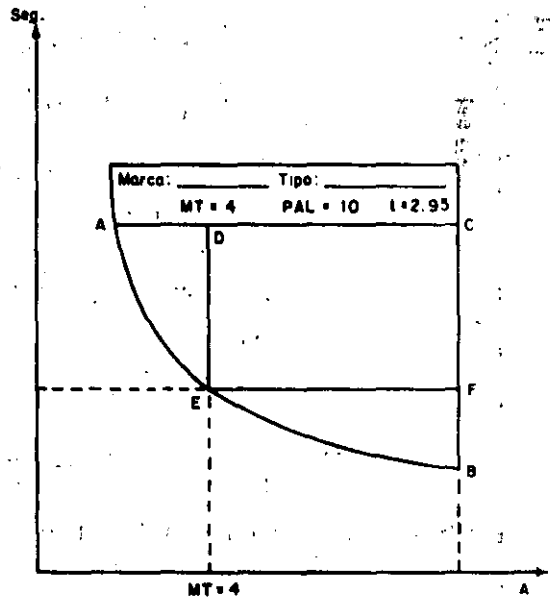
b) Se trazan en la plantilla dos líneas paralelas al eje de tiempo. La primera corresponderá al múltiplo de tap 4 del relevador. La segunda al múltiplo de tap má-

ximo del relevador indicado por el fabricante, generalmente 20, (líneas DE y CB respectivamente)

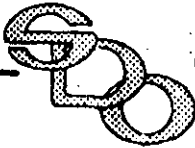
c) Se trazan en la plantilla dos líneas paralelas al eje de corriente. La primera corresponderá al tiempo de operación del relevador para múltiplo de tap 4 palanca 10. La segunda corresponderá al tiempo máximo de operación del relevador para palanca 10, indicado por el fabricante (líneas EF y AC respectivamente)

d) En la parte superior se indicarán para identificación de la plantilla los siguientes datos:

- 1) Marca del relevador.
- 2) Tipo del relevador.
- 3) Múltiplo de tap (4).
- 4) Palanca (10) y tiempo corriente PONDIENTE A MT = 4.



Una vez fabricada la plantilla para utilizarla en la coordinación cuando se ha definido el tiempo de operación y tap de ajuste del rele-



vador y se requiere conocer la palanca a que deberá quedar ajustado, se aplica una regla de tres simple con objeto de situar ésta para su trazado en la gráfica de coordinación, — moviéndola sobre el eje DE (a MT=4) y localizando el tiempo al MT seleccionado.

Así por ejemplo, si se requiere un tiempo de operación de 1.2 seg. para múltiplo de Tap 6, tendremos que seguir la siguiente secuencia:

- Se moverá plantilla sobre el eje a MT = 4 hasta localizar en MT = 6 el tiempo de 1.2 seg.
- Para la posición encontrada según el inciso anterior, se verá el tiempo resultante a MT = 4;
T = 1.41 segundos.
- Una vez determinados estos valores, se aplica la siguiente ecuación:

$$\frac{T_{10}}{T_x} = \frac{P_{10}}{P_x} ; \text{ donde}$$

T 10 = Tiempo a Palanca 10 y — MT = 4;

T 10 = 2.95 seg. (datos de la plantilla)

P 10 = Palanca 10.

T_x = Tiempo encontrado a MT=4 en la gráfica (inciso b).

P_x = Palanca buscada.

$$P_x = \frac{P_{10} T_x}{T_{10}} = \frac{10 (1.41)}{2.95} = 4.78$$

- Dado que las divisiones del dial son de 0.5 en 0.5, es conveniente seleccionar la palanca a un valor identificable en el dial, así:

Para P_x = 4.5

$$T_x = \frac{P_x T_{10}}{P_{10}} = \frac{4.5 (2.95)}{10} =$$

1.3275

Situando la plantilla en el tiempo encontrado para MT = 4, determinamos el tiempo para MT = 6; T = 1.14 seg.

Para P_x = 5.0

$$T_x = \frac{5.0 (2.95)}{10} = 1.475$$

Situando la plantilla en la posición de tiempo encontrado para MT = 4, determinamos que para MT = 6 T = 1.24 seg.

Dependerá de las necesidades — que se planteen en el estudio — dejar el valor de ajuste de — palanca.

- Generalmente, la coordinación se efectúa en amperes primarios al voltaje de operación del sistema. La forma de cambiar los valores de MT a amperes será:

$$I \text{ amp} = \text{Tap} \times \text{M.T.} \times \text{RTC.}$$

Es decir, si para el ejemplo — tenemos que la RTC = 600/5 y — tap 4, los valores que obtuvimos en los incisos anteriores — serán:

Tap	MT	RTC	I _p
4	4	600/5	1920 Amp.
4	6	600/5	2880 Amp.

Así también, podremos observar los límites de tiempo y corriente máximos y mínimos de operación, para este caso y para la primera selección (ver inciso a) será:

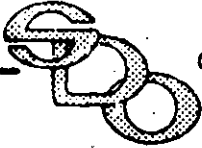
$$I = 670 \text{ Amp} \quad t = 4.78 \text{ seg.}$$

$$I = 9600 \text{ Amp} \quad T = 0.95 \text{ seg.}$$

Estos valores pueden obtenerse también aplicando la fórmula empleada en el inciso c).

RESTAURADOR.

Los restauradores, para un valor de bobina serie y arreglo para falla a tierra cuentan con un número de curvas tiempo-corriente instantáneas y de tiempo a las que pueden ajustarse en cada caso será necesario elaborar la plantilla correspondiente.



Para la bobina de fase, la corriente mínima de disparo es al 200% de la corriente nominal de placa. -- Por lo que la plantilla se trazará a un múltiplo de la corriente nominal de placa de ésta, por lo que la plantilla se trazará a múltiplo de tap 2. Su manejo en la gráfica de coordinación es similar al explicado para los relevadores.

Para el caso del disparo por falla a tierra, se especifica el valor de la corriente mínima de disparo, por lo que la plantilla se hará para este valor como eje de referencia al tiempo indicado por el fabricante.

FUSIBLES.

Como ya vimos el fusible cuenta con dos curvas características -- LMT y MCT (tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de libramiento respectivamente), la corriente mínima de operación es el 200% de la corriente nominal a un tiempo de 300 o 600 segundos generalmente dependiendo del tamaño del fusible y para la característica de tiempo mínimo de fusión.

Deberán pues elaborarse dos plantillas por cada fusible y tener en cuenta al utilizarlas en la gráfica de coordinación los factores de tiempo que se utilizan para coordinar lado fuente o carga con restauradores.

INSTRUCTIVO PARA EL USO DE LOS PROGRAMAS ZIZO2H, ZIZO0H ó ZIZO1H
CUENTA (40, 17)

LA ENTRADA DE DATOS PARA SU USO ES COMO SIGUE:

1000 DATA N, KV

donde: N = No. de líneas

KV = Tensión de trabajo de las líneas

1010 DATA Bx, By, Cx, Cy, Gx, Gy, G'x, G'y

1011 DATA Ra, Xa, A\$, Km

donde: Bx, By = coordenadas de la fase B en metros

Cx, Cy = coordenadas de la fase C en metros

Gx, Gy = coordenadas de un hilo de guarda en metros

G'x, G'y = coordenadas de otro hilo de guarda en metros

Ra = resistencia del conductor en ohms/milla/conductor

Xa = reactancia del conductor en ohms/milla/conductor

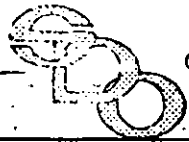
A\$ = nombre de la línea (13 espacios)

Km = longitud de la línea

NOTAS: La fase A debe tener coordenadas (0, 0)

En caso de que no tenga hilo(s) de guarda, eliminar las -
coordenadas correspondientes.

Los programas están dimensionados para el cálculo de 30 -
líneas en una sola corrida a partir de los datos 1010, --
1011 para la primera línea, 1020, 1021 para la segunda y -
así sucesivamente hasta los datos 1300, 1301 para la línea
No.30

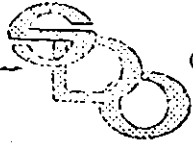


GERENCIA DE DISTRIBUCION

TRIMO

CLAVE DE CONDUCTORES													
ACSR			AAC			COBRE							
CLAVE	CALIBRE		CLAVE	CALIBRE		CLAVE	CALIBRE						
1	4	6/1	9	4	6/1	17	6						
2	2	6/1	10	2	6/1	18	4						
3	1/0	6/1	11	1/0	6/1	19	2						
4	2/0	6/1	12	2/0	6/1	20	1						
5	3/0	6/1	13	3/0	6/1	21	1/0						
6	4/0	6/1	14	4/0	6/1	22	2/0						
7	2668	26/7	15	2668	26/1	23	3/0						
8	3364	26/7	16	3364	26/1	24	4/0						
NOMBRE DEL CIRCUITO													
500 DATA													KV
Nº TRAMOS													
510 DATA	Ri	Xi			Ro			Xo					
LONGITUDES EN KM DE CADA TRAMO													
520 DATA	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)
CLAVE DE LOS CONDUCTORES													
530 DATA	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)

A-2



GERENCIA DE DISTRIBUCION

TRIMON

900 DATA	NOMBRE DEL CIRCUITO				KV	(R) TIERRA	Nº TRAMOS	
	R(+) EQUIV. EN BUS	X(+) EQUIV. EN BUS	R(o) EQUIV. EN BUS	X(o) EQUIV. EN BUS				
1000 DATA								
1010 DATA	1	Bx	By	Cx	Cy	ra	Xa	KM
1020	2							
1030	3							
1040	4							
1050	5							
1060	6							
1070	7							
1080	8							
1090	9							
1100	10							
1110	11							
1120	12							
1130	13							
1140	14							
1150	15							
1160	16							
1170	17							
1180	18							
1190	19							
1200	20							
1210	21							

A-3



CALCULO DE FALLA MONOFASICA EN CIRC. DISTRIBUCION 13.8 KV

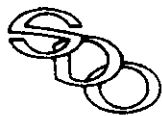
PUNTO	R _o	X _o	2R _i	2X _i	R _o + 2R _i	X _o + 2X _i	R _F ²	X _F ²	R _F ² + X _F ²	Z _F	MVA _F	3I _o	ANGULO
					(2)+(4)	(3)+(5)	(6)X(6)	(7)X(7)	(8)+(9)	(10)	300/(11)	$\frac{(12) \times 1000}{23.9}$	Tg-1(7)/(6)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
BUS													
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													

NOTA: A PARTIR DEL PUNTO No. 1 SUMAR 40 OHMS (21 P.U.) EN LA COLUMNA No. 2 RESIST. DE TIERRA ESTIMADA

$$Z_B = \frac{KV^2}{MVA_B} = \frac{13.8^2}{100} = 1.9044$$

$$MVA_F = \frac{3 MVA_B}{2Z_F - Z_0} = \frac{300}{2Z_F}$$

$$3I_0 = \frac{KVA_F}{13.8 \sqrt{3}} = \frac{KVA_F}{23.9}$$



GERENCIA DE DISTRIBUCION

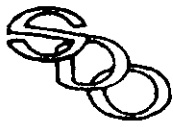
CALCULO DE FALLA TRIFASICA EN CIRC. DISTRIBUCION 13.8 KV

PUNTO	R _i	X _i	R _i ²	X _i ²	R _i ² + X _i ²	Z _F	MVA _F	I _F	ANGULO
			(2) X (2)	(3) X (3)	(4) + (5)	√ (6)	100 / (7)	$\frac{(8) \times 1000}{23.9}$	Tg ⁻¹ (3)/(2)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
BUS									
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									

$$Z_0 = \frac{KV^2}{MVA_0} = \frac{13.8^2}{100} = 1.9044$$

$$MVA_f = \frac{MVA_0}{Z_f} = \frac{100}{Z_f}$$

$$I_f = \frac{KVA_f}{KV \sqrt{3}} = \frac{KVA_f}{23.9}$$



INSTRUCTIVO PARA EL USO DEL PROGRAMA FACTXI

CUENTA (40, 27)

1.- FORMACION DE ARCHIVOS DE DATOS

Se requiere disponer de dos archivos: uno para sec.(+) y otro para sec. (o)

SEC. (+)

Su formación se indica a continuación:

NEW XXXX

900 DATA 'T'

910 DATA 'M1\$'

920 DATA 'L1\$'

930 DATA 'L2\$'

donde:

T indica que se trata de fallas trifásicas

M1\$ es el nombre del área o región, con un máximo de 20 caracteres.

L1\$ características o condiciones del caso Máximo 60 caracteres

L2\$ IDEM al anterior

1000 DATA N1, N2

donde:

N1 es el número de nodos en la red sin contar la referencia

N2 es el número de ramas en la red, (ramas de líneas y transformadores, exclusivamente).

1001 DATA M\$ (1)

1002 DATA M\$ (2)

.
. .
. .

donde:

M\$ es el nombre del nodo i, con un máximo de 8 caracteres

1101 DATA P, Q, R, X

1102 DATA P, Q, R, X

.
. .
. .

donde:

P, Q son los números de los nodos entre los cuales se conecta una rama del sistema.

R es la resistencia de la rama, en p.u.

X es la reactancia de la rama en p.u.

En el caso de doble circuito, es necesario introducir el equivalente como una rama individual.

1200 DATA N3

donde:

N3 indica el número de nodos en los que existen elementos en derivación. (generadores y/o equivalentes de sistema).

1201 DATA K1, X1

donde:

K1 es el número del nodo donde existe el elemento en derivación.

X1 es la reactancia del elemento.

Debe mencionarse que el nodo de referencia es el número cero. Por lo que no se requiere indicar.

SEC. (o)

su formación se indica a continuación:

NEW Y Y Y

900 DATA 'M'

1000 DATA N1, N2

1001 DATA P, Q, R, X

1200 DATA N3

1201 DATA K1, X1

Es similar al archivo de Sec. (+), con la diferencia de que no es necesario especificar:

- Nombre del área o región
- Condiciones del caso
- Nombre de los nodos

INSTRUCTIVO PARA EL USO DEL PROGRAMA CORTO 1

CUENTA (40, 12)

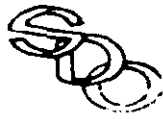
2 000 DATA "NOMBRE DEL CIRCUITO".
 2 010 DATA F, RO, D1, D2, D3, B, V, M, MO, C, SZ, S4Z
 2 020 DATA S 5Z (1), S5Z (2), S 5Z (3)
 2 030 DATA L1, X1, R1.
 2 040 DATA S2, "B\$".
 2 050 DATA L2, X2, R2.

donde: B\$ = nombre del circuito
 F = frecuencia del sistema
 RO = resistividad del terreno (100 OHMS-METRO)
 D1 = distancia A-B entre conductores (Metros)
 D2 = distancia B-C entre conductores (Metros)
 D3 = distancia C-A entre conductores (Metros)
 B = potencia base en MVA (100)
 V = Voltaje del circuito $\emptyset - \emptyset$ (KV)
 M = potencia falla trifásica (MVA)
 MO = potencia falla monofásica (MVA)
 C = resistencia de contacto a tierra (40 OHMS)
 SZ = No. de tramos en la troncal
 S4Z = No. de tramos con ramales
 55Z (KZ) = cada No. de tramo donde hay ramal
 S2 = Número de tramos en el ramal
 B\$ = Nombre del ramal
 L = Longitud del tramo (km)
 X = reactancia inductiva del tramo (OHMS/km)
 R = resistencia de tramo (OHMS/km)

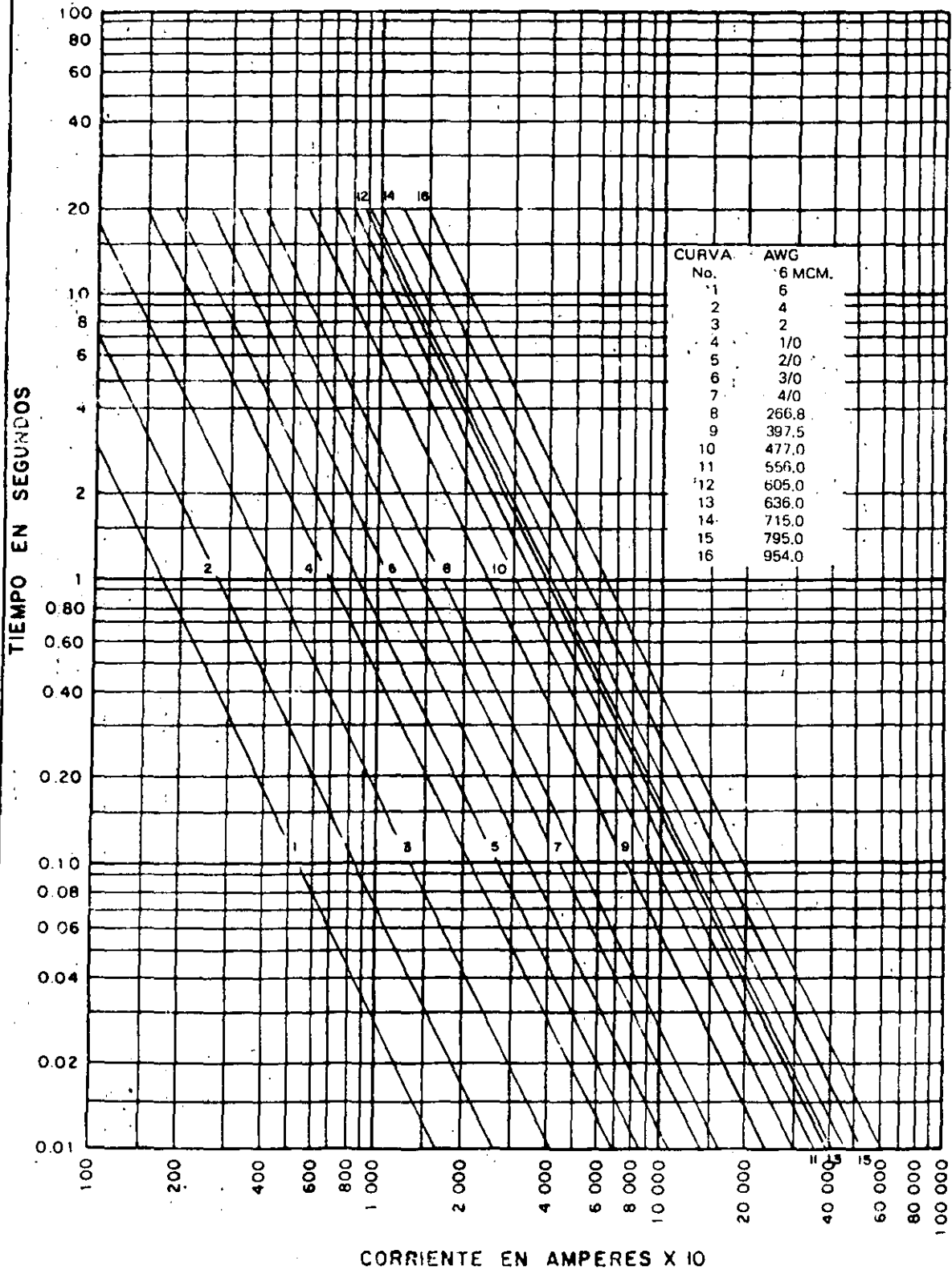


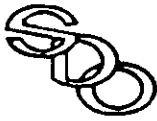
DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
DESCRIPCION	DIAGRAMA DE CONECCIONES	CTO. EQUIVALENTE SEC. POSITIVA	CTO. EQUIVALENTE SEC. CERO
A-1 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = Z_{48}\%$
A-4 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS FLOTANTES INTERCONECTADOS ENTRE SI		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = \infty$
A-5 ESTRELLA ATERRIZADA / DELTA		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = Z_{48}\%$
A-6 DELTA / ESTRELLA ATERRIZADA		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = Z_{48}\%$
A-7 DELTA / DELTA		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = \infty$
AUTOTRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
B-1 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = Z_{48}\%$
B-3 ESTRELLA / ESTRELLA NEUTROS FLOTANTES		 $Z_1\% = Z_{48}\%$	 $Z_0\% = \infty$

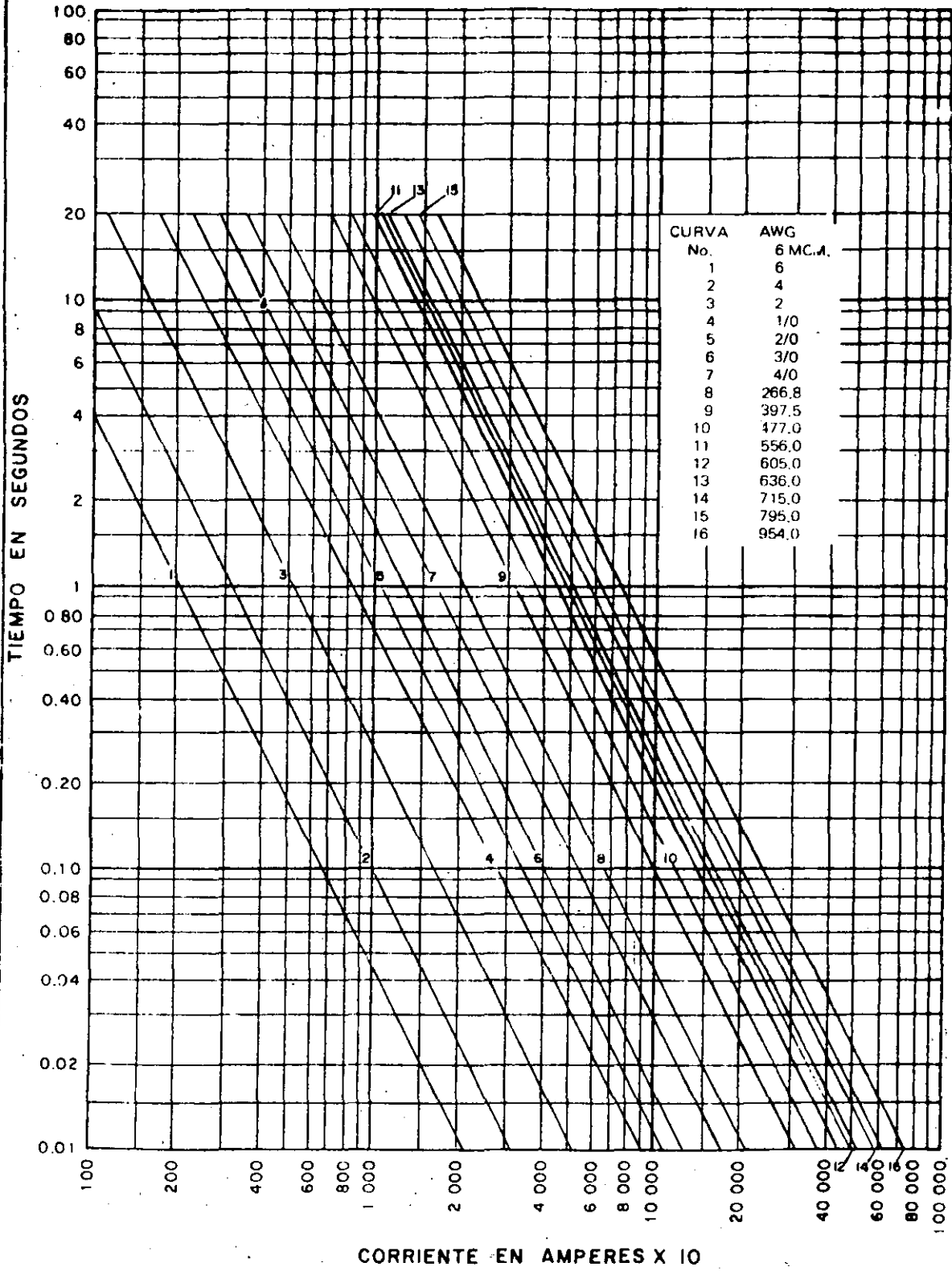


CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO



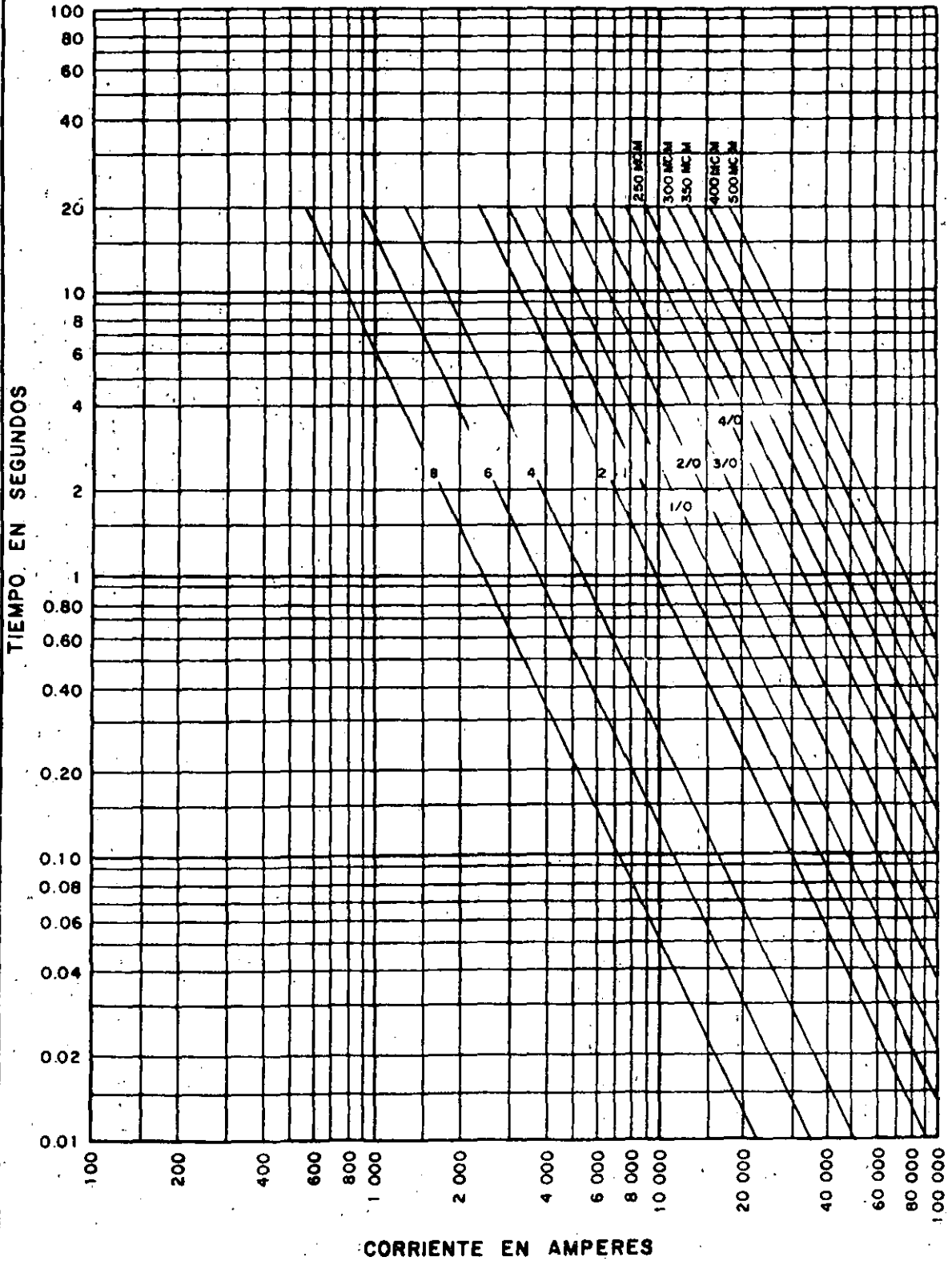


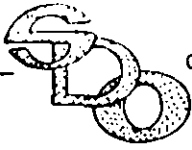
CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE ACSR





CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE COBRE

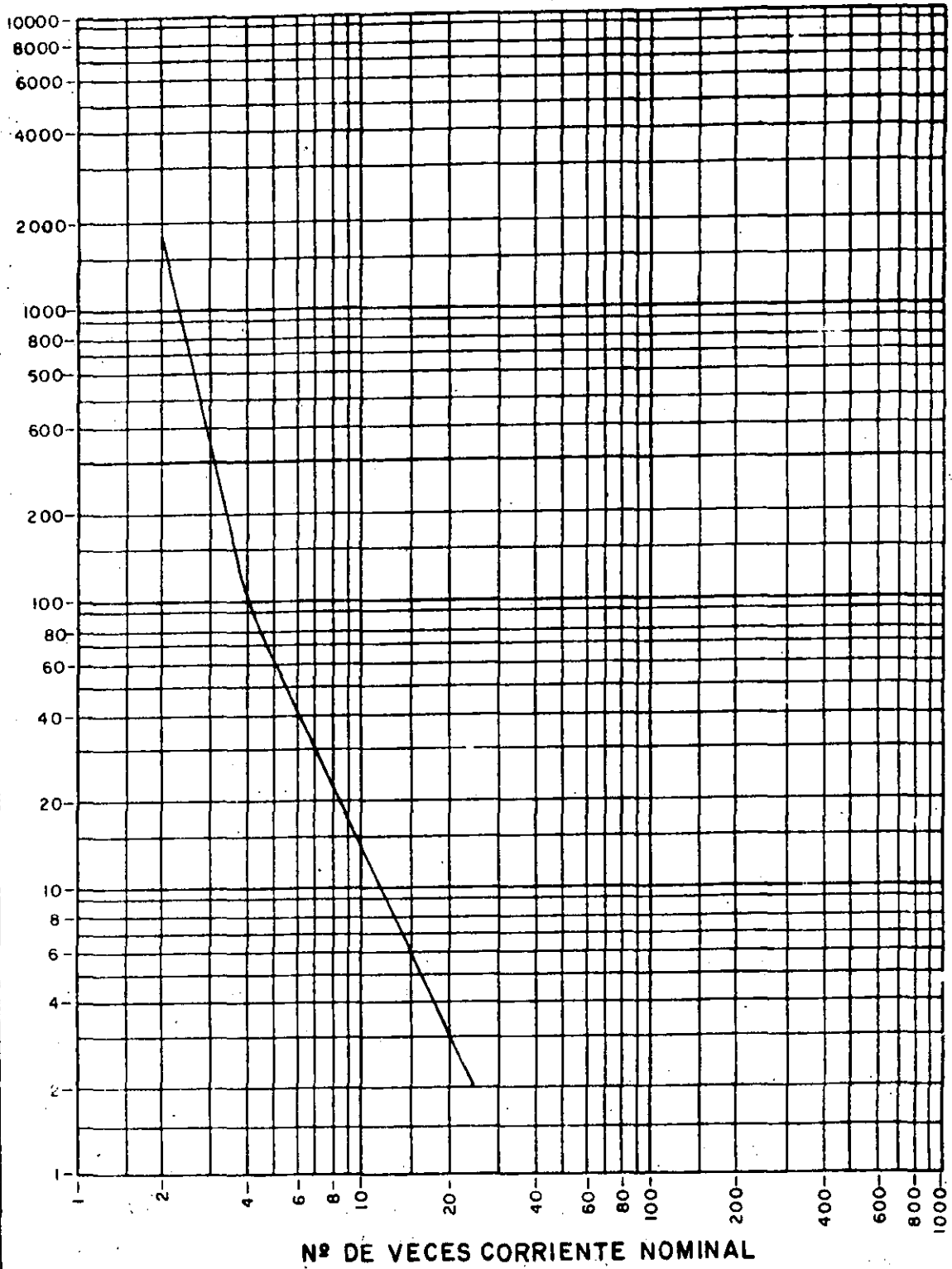


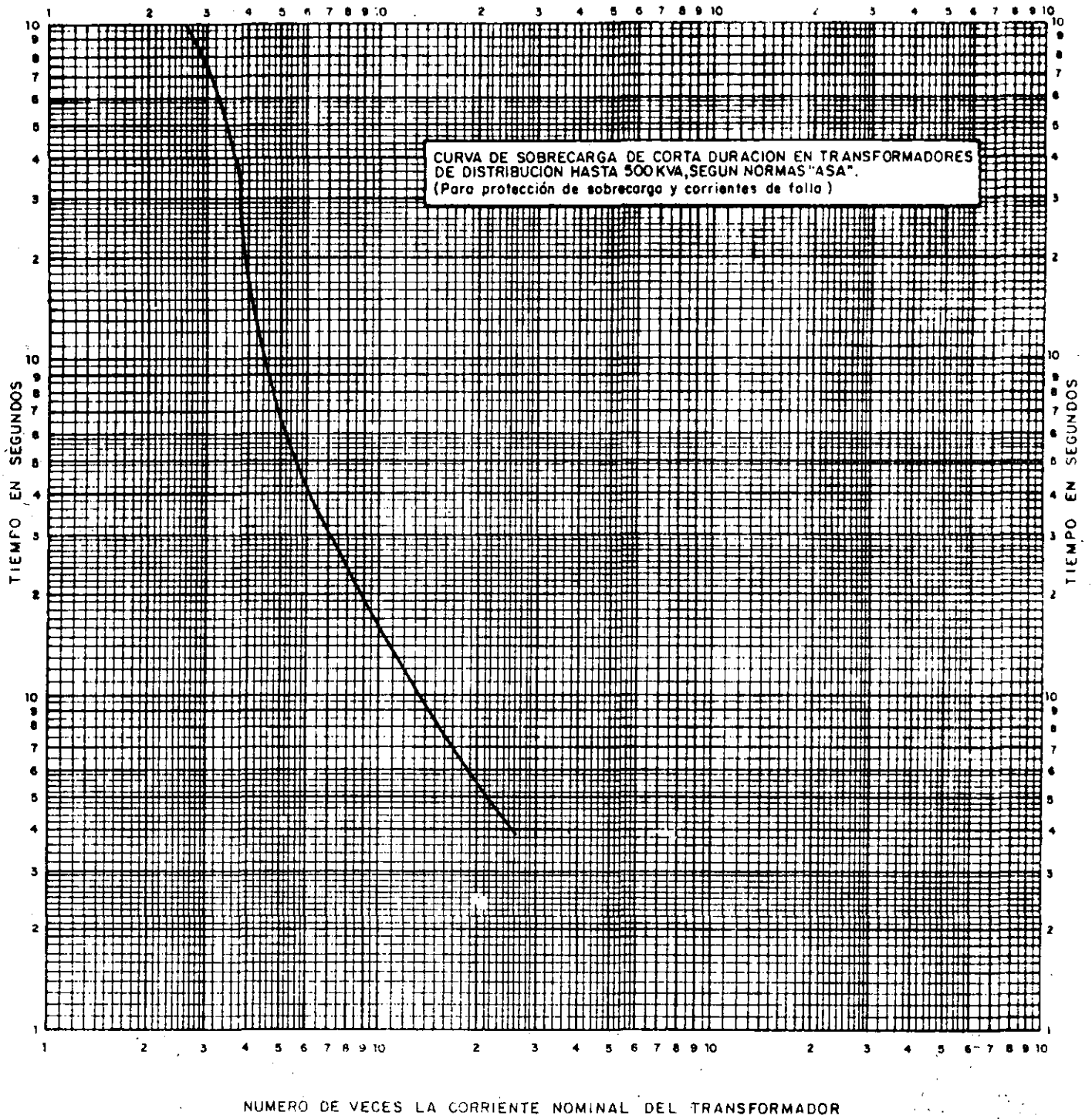


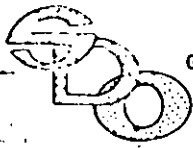
GERENCIA DE DISTRIBUCION
F-1

CURVA DE DAÑO TRANSFORMADORES DE POTENCIA

(MAYORES A 500 KVA)

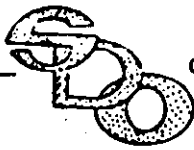




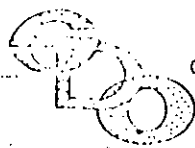


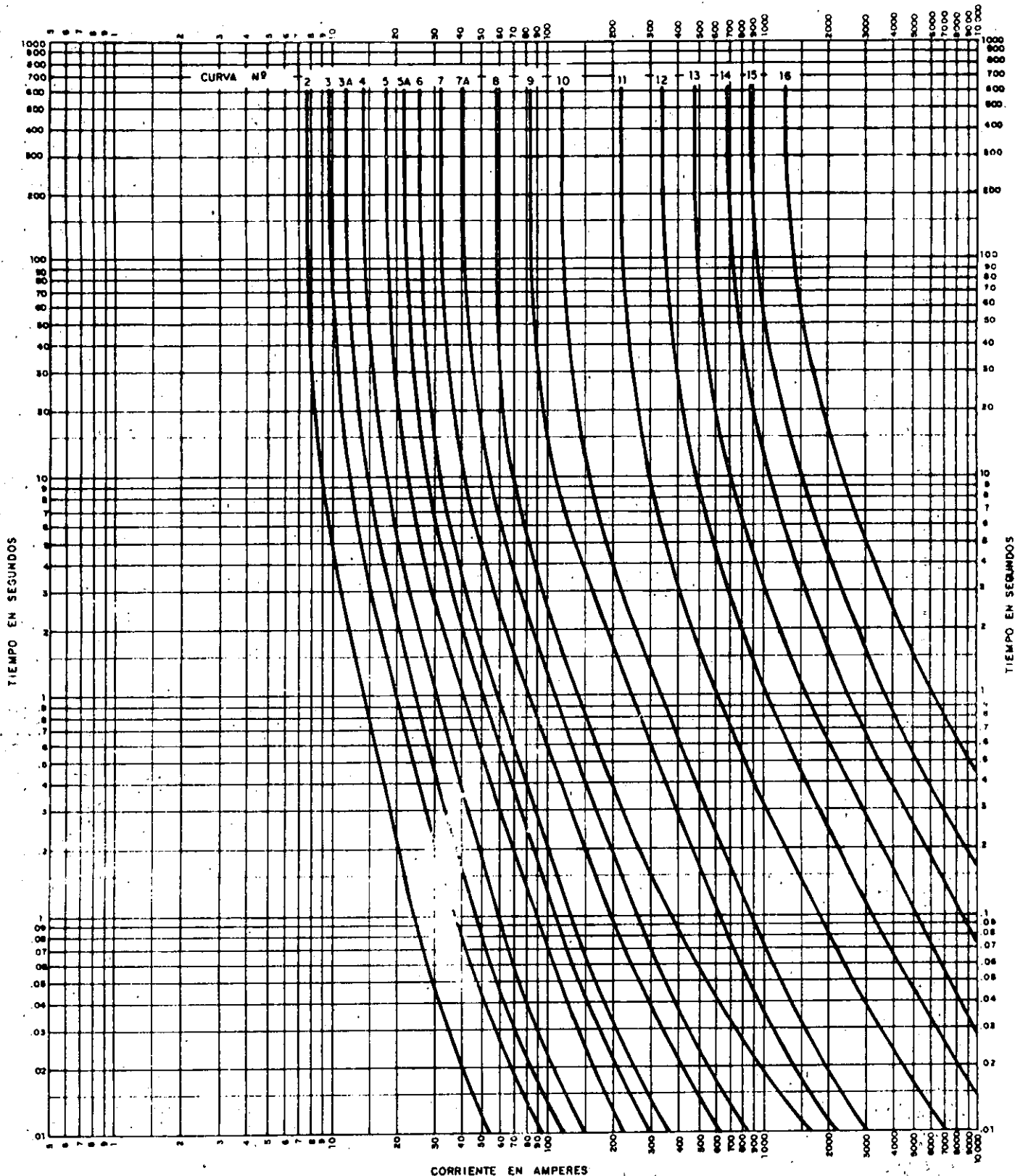
DESIGNACION DE DISPOSITIVOS POR NUMERO.

- 1.- Elemento Principal.
- 2.- Relé de tiempo retardado para arranque - o cierre.
- 3.- Relé de entrelace o verificación.
- 4.- Contactor Principal.
- 5.- Elemento de parar.
- 6.- Interruptor de arranque.
- 7.- Interruptor de Anodo.
- 8.- Elemento de desconexión de la fuente -- de Control.
- 9.- Elemento reversible.
- 10.- Switch de secuencia unitaria.
- 11.- Aplicación futura.
- 12.- Elemento de sobrevelocidad.
- 13.- Elemento de velocidad síncrona.
- 14.- Elemento de baja velocidad.
- 15.- Elemento de correspondencia de velocidad- o frecuencia.
- 16.- Aplicación futura.
- 17.- Switch de descarga o de conexión en Shunt.
- 18.- Elemento de aceleración o de desaceleración
- 19.- Contactor de transición entre el arranque - y marcha.
- 20.- Válvula operada eléctricamente.
- 21.- Relevador de distancia.
- 22.- Interruptor de circuito igualador.
- 23.- Elemento de control de temperatura.
- 24.- Aplicación futura.
- 25.- Elemento de sincronización o para verificar- sincronización.
- 26.- Elemento de aparato térmico.
- 27.- Relevador de bajo voltaje.
- 28.- Aplicación futura.
- 29.- Contactor de aislamiento.
- 30.- Relé anunciador.
- 31.- Elemento de excitación separada.
- 32.- Relevador de potencia direccional.
- 33.- Switch de posiciones.

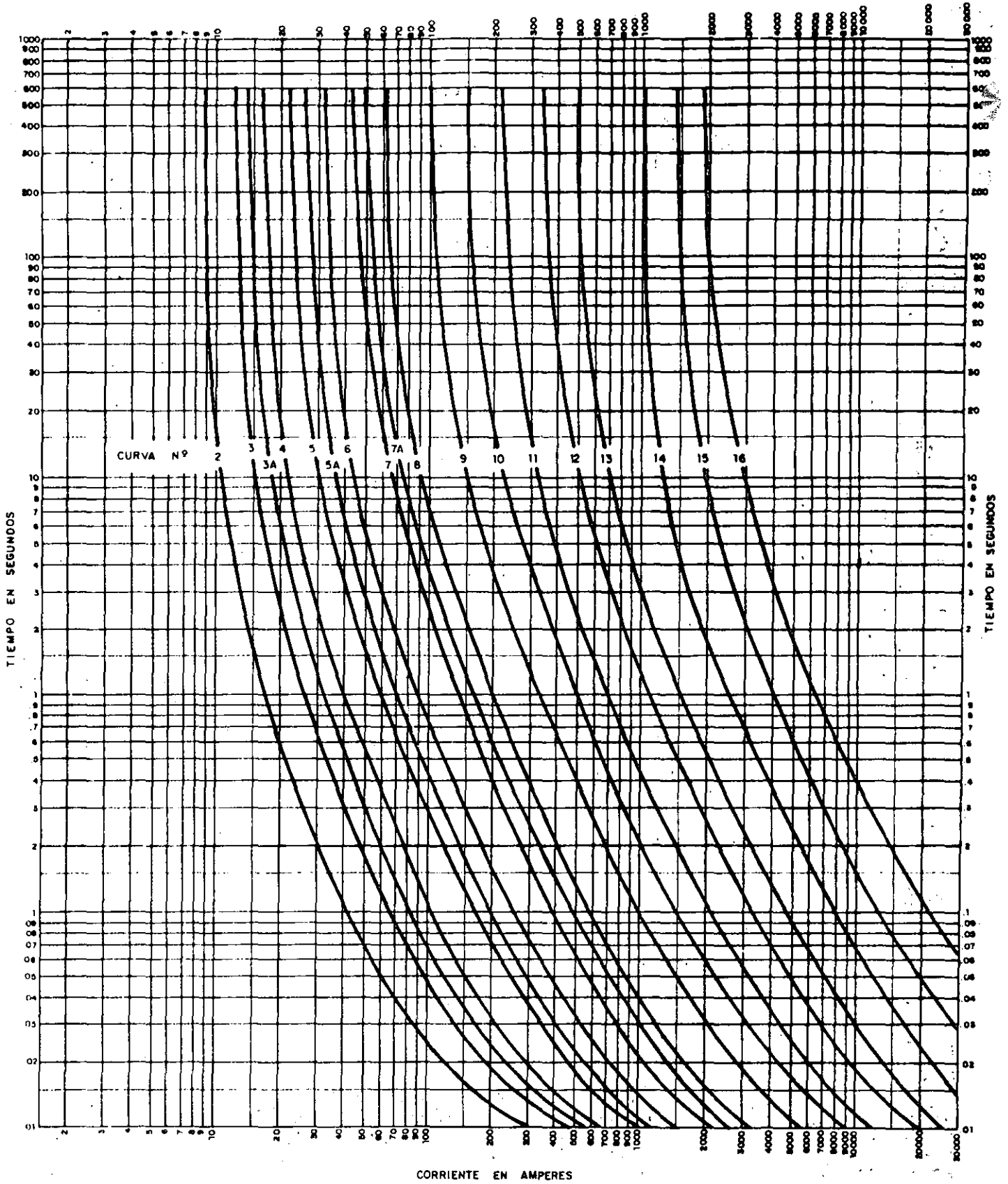


- 34.- Switch de secuencia operado por motor.
- 35.- Elemento de operación de escobillas o para conectar en corto circuito los anillos deslizantes
- 36.- Elemento de Polaridad.
- 37.- Relé de baja potencia o baja corriente.
- 38.- Elemento de protección de Chumacera.
- 39.- Aplicación futura.
- 40.- Relé de campo.
- 41.- Interruptor de campo.
- 42.- Interruptor de marcha.
- 43.- Elemento selector de transferencia manual.
- 44.- Relé de arranque de secuencia unitaria.
- 45.- Aplicación futura.
- 46.- Relé de corriente para fase inversa o de balance de fases.
- 47.- Relé de voltaje de secuencia de fase.
- 48.- Relé de secuencia incompleta.
- 49.- Relé térmico de transformador o de maquina.
- 50.- Relé sobrecorriente instantánea.
- 51.- Relevador de sobrecorriente de tiempo (C.A).
- 52.- Interruptor de corriente alterna.
- 53.- Relé de excitador o de generador. (C.D).
- 54.- Interruptor de C.D. de alta velocidad.
- 55.- Relé de factor de potencia.
- 56.- Relé de aplicación de campo.
- 57.- Elemento de cortocircuito o de conexión a tierra.
- 58.- Relé de falla para rectificador de potencia.
- 59.- Relé de sobre voltaje.
- 60.- Relé de voltaje balanceado.
- 61.- Relé de corriente balanceada.
- 62.- Relé de tiempo retardado para arranque o apertura.
- 63.- Relé de presión de líquido o de gas, de nivel o de flujo (Buchholz).
- 64.- Relé de protección a tierra.
- 65.- Gobernador.
- 66.- Elemento de aceleración intermitente.
- 67.- Relevador direccional de sobrecorriente (A.C.)
- 68.- Relé de bloqueo.
- 69.- Dispositivo de opción.

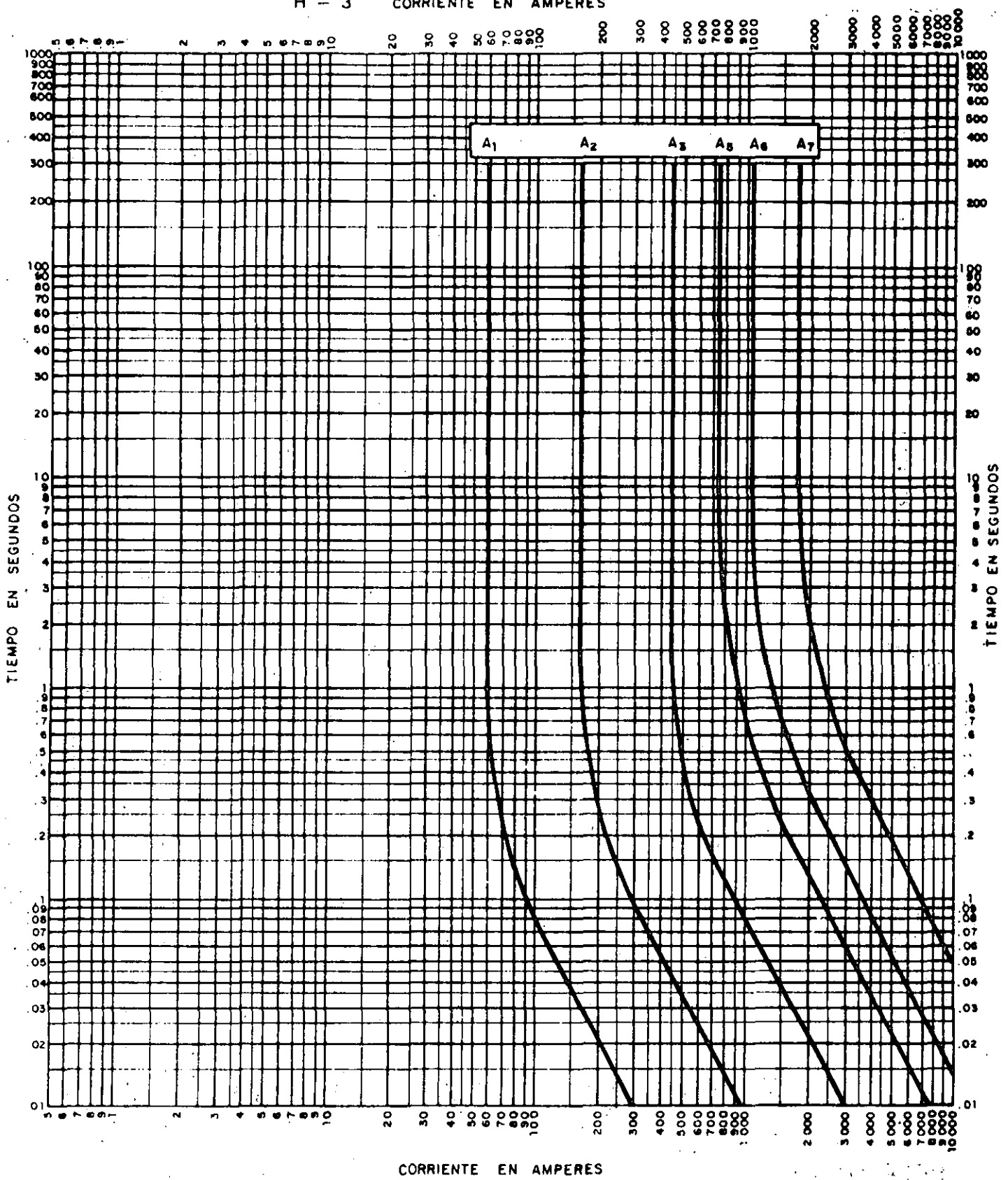
- 
- 70.- Rostato operado eléctricamente.
 - 71.- Aplicación futura.
 - 72.- Interruptor de corriente directa.
 - 73.- Contactor de resistor de carga.
 - 74.- Relé de alarma.
 - 75.- Mecanismo de cambio de posición.
 - 76.- Relé de sobrecarga de (C.D)
 - 77.- Transmisor de Pulsaciones.
 - 78.- Relé de medición de ángulo de fase o pérdida--
de sincronismo.
 - 79.- Relé de recierre (C.A).
 - 80.- Aplicación futura.
 - 81.- Relé de frecuencia.
 - 82.- Relé de recierre (C.D.)
 - 83.- Relé de transferencia o de control selectivo--
automático.
 - 84.- Mecanismo de operación.
 - 85.- Relé receptor de carrier o hilo piloto.
 - 86.- Relé auxiliar de bloqueo.
 - 87.- Relevador de protección diferencial.
 - 88.- Motor auxiliar o grupo motor generador.
 - 89.- Switch de línea.
 - 90.- Elemento de regulación.
 - 91.- Relé de voltaje direccional.
 - 92.- Relé de voltaje y de potencia direccional.
 - 93.- Contactor de cambio de campo.
 - 94.- Relé de disparo.



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
FUSIBLES DE EXPULSION MINIMO TIEMPO DE FUSION
(CURVA 697700)

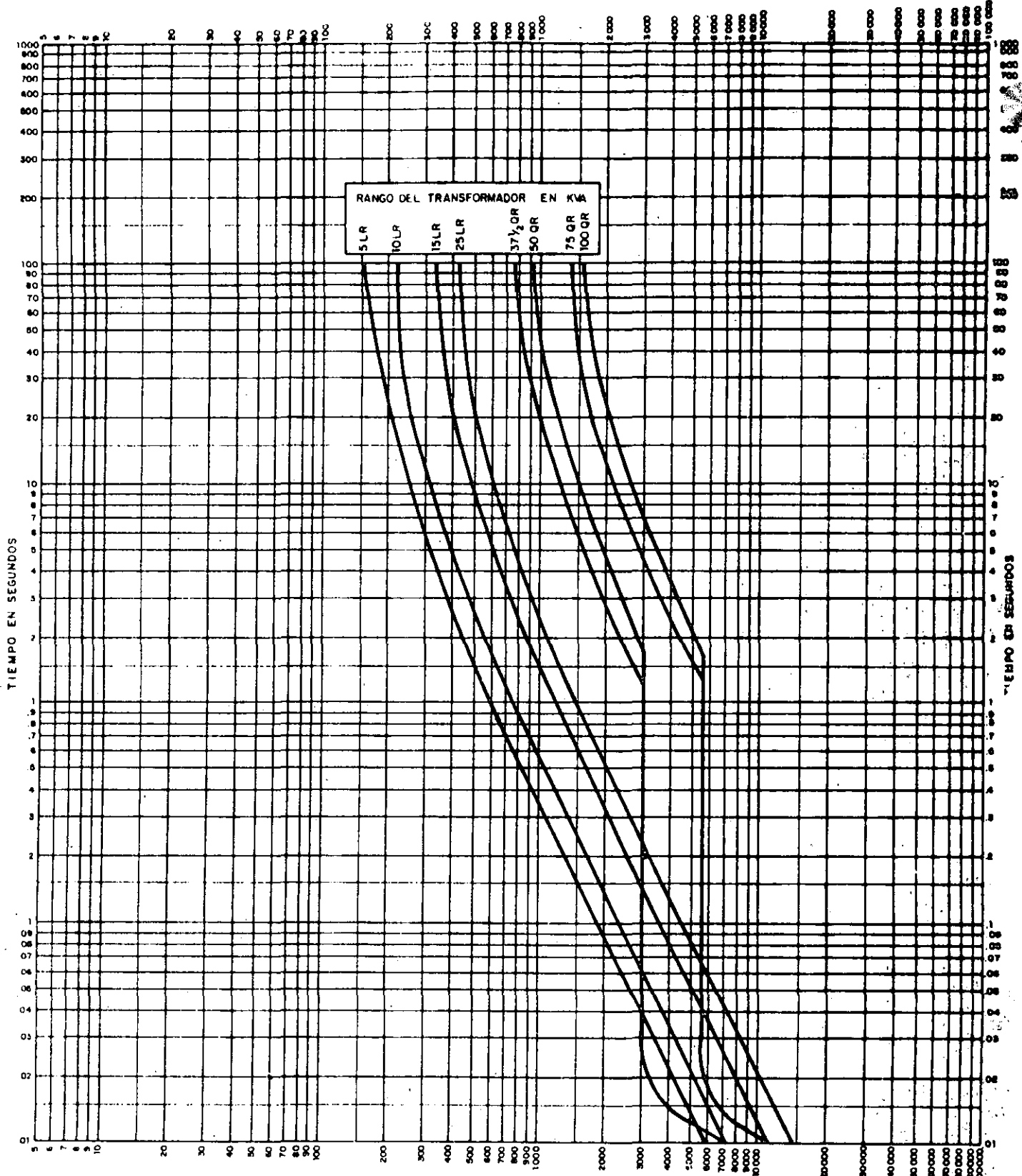


CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
FUSIBLE DE EXPULSION MAXIMO TIEMPO DE DESPEJE
(CURVA 450 B 950)



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
FUSIBLES DE AISLAMIENTO

(CURVA 1559 B)



CORRIENTE EN AMPERES

CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO B.T. WESTINGHOUSE
 TIEMPO TOTAL DE DISPARO
 (CURVA 450B950)

EDICIONES DEL SECTOR ELECTRICO
Obras Publicadas

1. OPERACION DE SISTEMAS DE POTENCIA ELECTRICA. *Salvador Cisneros Chávez*. Prólogo: Alberto Escofet Artigas.
2. GENESIS DE LOS ARTICULOS 27 y 123 DE LA CONSTITUCION POLITICA. 1917. *Pastor Rouaix*. Prólogo: Humberto Hiriart Urdanivia.
3. DISEÑO SISMICO DE PRESAS DE TIERRA Y ENROCAMIENTO. ESTADO DEL ARTE. *Daniel Reséndiz, Emilio Rosenblueth y Enrique Mendoza*. Prólogo: Antonio Capella Vizcaíno.
4. CALCULO DE FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA. *Rafael Guerrero C.* Prólogo: Jesús Flores Valle.
5. 1810-1821. DOCUMENTOS BASICOS DE LA INDEPENDENCIA. *René Cárdenas Barrios*. Prólogo: Píndaro Urióstegui Miranda.
6. LOS REACTORES NUCLEARES Y LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD. *Enrique García y García*. Prólogo: Carlos Vélez Ocón.
7. LOS GRANDES PROBLEMAS NACIONALES. *Andrés Molina Enríquez*. Prólogo: Guillermo Pérez Velásco.
8. GEOLOGIA Y GEOTECNIA DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DE CHICOASEN, CHIAPAS. *Ricardo Rivapalacio*. Presentación: Joaquín Carrión Hernández.
9. PROCESO DE INTEGRACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA EN MEXICO. *Ernesto de la Peña C.* Presentación: Leonardo Rodríguez Alcaine.
10. INTRODUCCION AL ESTUDIO DE LOS RADIOISOTOPOS. *Manuel Navarrete y Luis Cabrera*. Prólogo: Marcos Mazari.
11. INVESTIGACIONES SOBRE EL DISEÑO Y COMPORTAMIENTO DURANTE LA CONSTRUCCION DE LA PRESA DE CHICOASEN, MEXICO. *Raúl J. Marsal y Edmundo Moreno G.* (Edición en español e inglés).
- 11-A. INVESTIGACIONES SOBRE EL DISEÑO Y COMPORTAMIENTO DURANTE LA CONSTRUCCION DE LA PRESA DE CHICOASEN, MEXICO. *Raúl J. Marsal y Edmundo Moreno G.* (Edición en español).
12. ENSAYO SOBRE EL VERDADERO ESTADO DE LA CUESTION SOCIAL Y POLITICA QUE SE AGITA EN LA REPUBLICA MEXICANA. *Mariano Otero*. Prólogo: Humberto Hiriart Urdanivia.
13. MANUAL DE DISEÑO DE OBRAS CIVILES, C.F.E., *Instituto de Investigaciones Eléctricas*, Fascículos:
Hidrotecnia (A.1.1., A.1.2., A.1.3., A.1.4., A.1.5., A.1.6., A.1.7., A.1.8., A.1.9., A.1.10., A.1.11., A.1.12., A.2.1., A.2.2., A.2.3., A.2.4., A.2.5., A.2.6., A.2.7., A.2.8., A.2.9., A.2.10., A.2.11., A.2.12., A.2.13., A.2.14., A.2.15. y A.2.16.)
Geotecnia (B.1.1., B.1.2., B.1.3., B.1.4., B.1.5., B.2.1., B.2.2., B.2.3., B.2.4., B.3.1., B.3.2., B.3.3., B.3.4., B.3.5., B.3.6. y B.3.7.)

Estructuras (C.1.1., C.1.2., C.1.3., C.1.4., C.2.1., C.2.2., C.2.3., C.2.4., C.2.5., C.2.6. y C.2.7.)

14. CONTRIBUCIONES A LA MECANICA DE MEDIOS GRANULARES. SELECCION DE TRABAJOS DE RAUL J. MARSAL. Prólogo: Daniel Reséndiz Núñez.
15. COMPORTAMIENTO DE LAS PRESAS EL INFIERNILLO Y LA VILLITA, INCLUIDO EL TEMBLOR DE MARZO 14, 1979 (Edición en español e inglés).
16. PALINOLOGIA Y SUS APLICACIONES GEOLOGICAS, CON REFERENCIA ESPECIAL A LA REGION CARBONIFERA DE PIEDRAS NEGRAS, COAHUILA. *Enrique Martínez Hernández, Beatriz Ludlow-Wieches y Magnolia Sánchez-López.* Presentación: Joaquín Carrión Hernández.
17. HOMENAJE AL MERITO PROFESIONAL Y A LA INVESTIGACION CIENTIFICA. RAUL J. MARSAL.
18. LOS REACTORES NUCLEARES Y LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD. *Enrique García y García.* Segunda Edición. Prólogo: Carlos Vélez Ocón.
19. ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA. *Werner G. Doehner S., Lauro Castanedo Contreras, José Méndez Zavala, Pedro Pablo López Careaga, Ricardo Rodríguez Hernández y Alfonso Grados Jiménez.*
20. LA PLANEACION DEL DESARROLLO ECONOMICO. *Francisco Serrano Migallón.* Prólogo: Humberto Hiriart Urdanivia.
21. CONTRIBUCIONES AL DESARROLLO DE LA INGENIERIA EN MEXICO. *Fernando Hiriart Balderrama.* Prólogo: Daniel Reséndiz Núñez.
22. ASPECTOS HIDROMECANICOS DE PLANTAS HIDROELECTRICAS. *José Luis Sánchez Bribiesca.* Prólogo: Fernando Hiriart Balderrama.
23. GEOESCRITURA, UNA GUIA PARA ESCRIBIR, EDITAR E IMPRIMIR EN LAS CIENCIAS DE LA TIERRA. *Wendell Cochran, Peter Fenner, Mary Hill.*
24. FERNANDO HIRIART BALDERRAMA, PREMIO NACIONAL DE INGENIERIA 1980.
25. OPERACION DE SISTEMAS DE POTENCIA ELECTRICA. *Salvador Cisneros Chávez.* Segunda Edición. Prólogo: Alberto Escofet Artigas.
26. GEOLOGIA Y GEOTECNIA DEL PROYECTO HIDROELECTRICO. EL CARACOL, GUERRERO. *Jorge I. Maycotte.* Presentación: Joaquín Carrión Hernández.
27. HOMENAJE A LA MEMORIA DE UN MEXICANO EJEMPLAR, RAUL SANDOVAL LANDAZURI.
28. INTRODUCCION AL CONTROL Y SIMULACION DE PLANTAS. *Hugo A. Grajales R.*

29. EXPLORACION DE LA REGION GEOTERMICA LOS HUMEROS-LAS DERRUMBADAS, ESTADOS DE PUEBLA Y VERACRUZ. *Camilo Yéñez García y Salvador García Durán.*
30. INTRODUCCION A LA GEOTERMIA. *José Luis Sánchez Bribiesca.* Prólogo: Gerardo Hiriart Le Bert.
31. INFORMACION BASICA 1982.
32. INFORME DE OPERACION 1982.
33. PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTLMAS DE DISTRIBUCION. Subdirección de Operación. Gerencia de Distribución.
34. ESTADISTICAS POR ENTIDAD FEDERATIVA 1982.
35. SECTOR ELECTRICO NACIONAL, ESTADISTICAS 1965 - 1982
36. RESULTADOS DE EXPLOTACION 1982.
37. CASCADAS DE ENERGIA. *Elena Salazar Mallén.*
38. LA UNIFICACION DE LA FRECUENCIA ELECTRICA EN LA REPUBLICA MEXICANA
39. INFORME DE OPERACION 1983.
40. DESARROLLO DEL MERCADO ELECTRICO NACIONAL.
41. CENTRALES GENERADORAS, SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION 1983.
42. PROCEDIMIENTO PARA CORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION. Subdirección de Operación. Gerencia de Distribución. Segunda Edición.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO 3:

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

EQUIPO PRINCIPAL

ING: PABLO SANDOVAL GONZALEZ

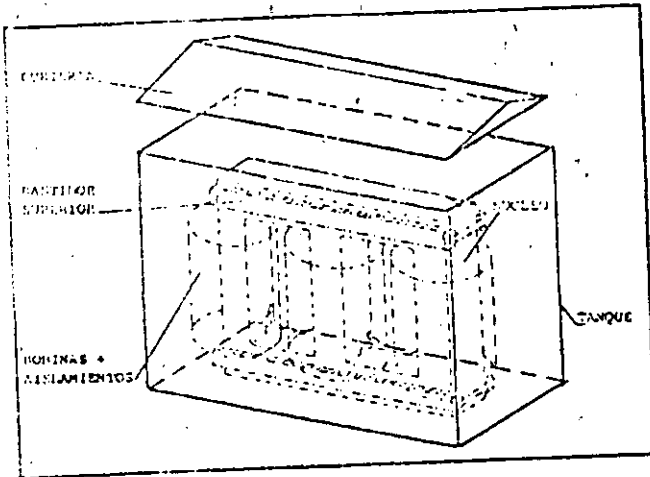


FIGURA 2 TRANSFORMADOR TIPO COLUMNA

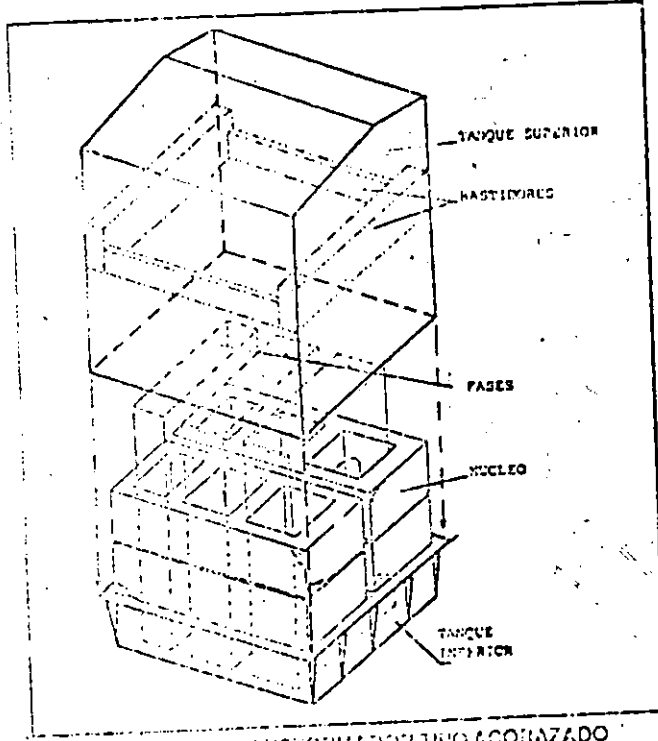


FIGURA 3 TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

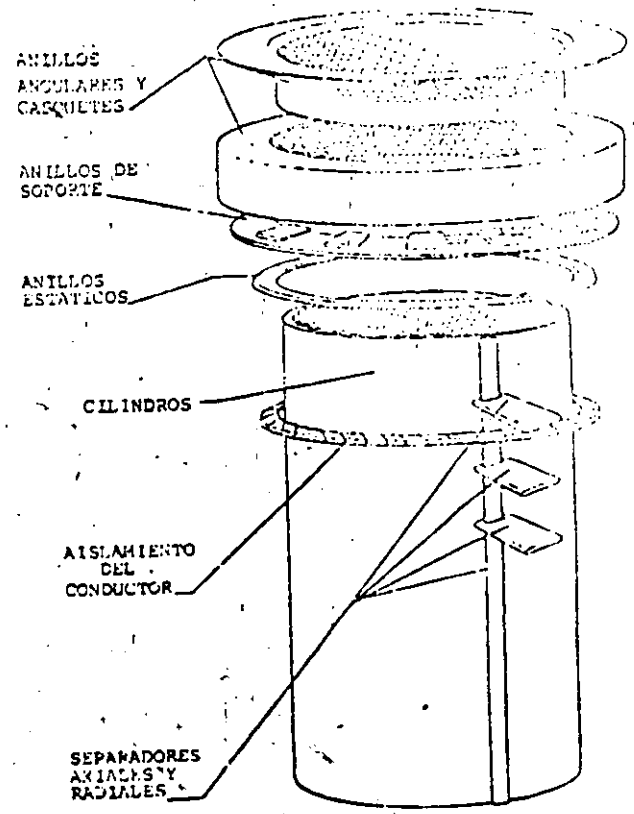


FIGURA 4 AISLAMIENTO TRANSFORMADOR TIPO COLUMNA

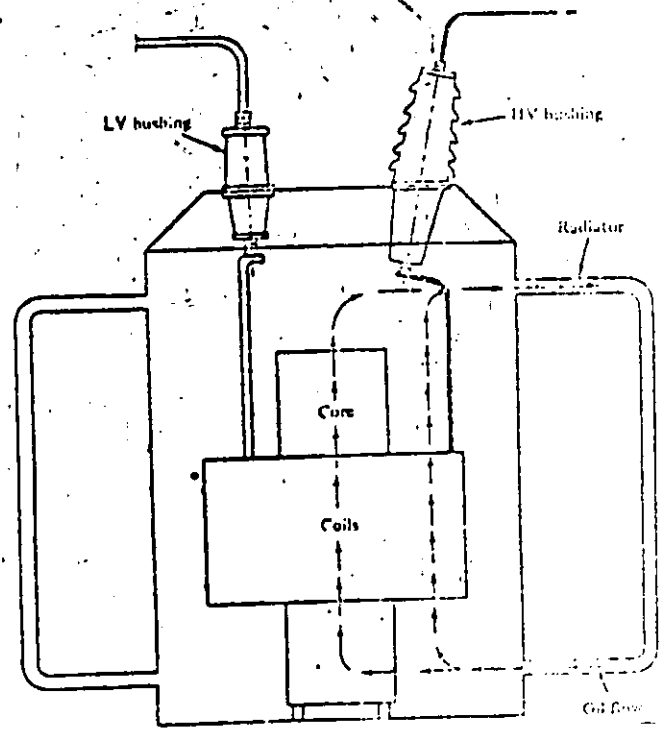


Figure 5.14

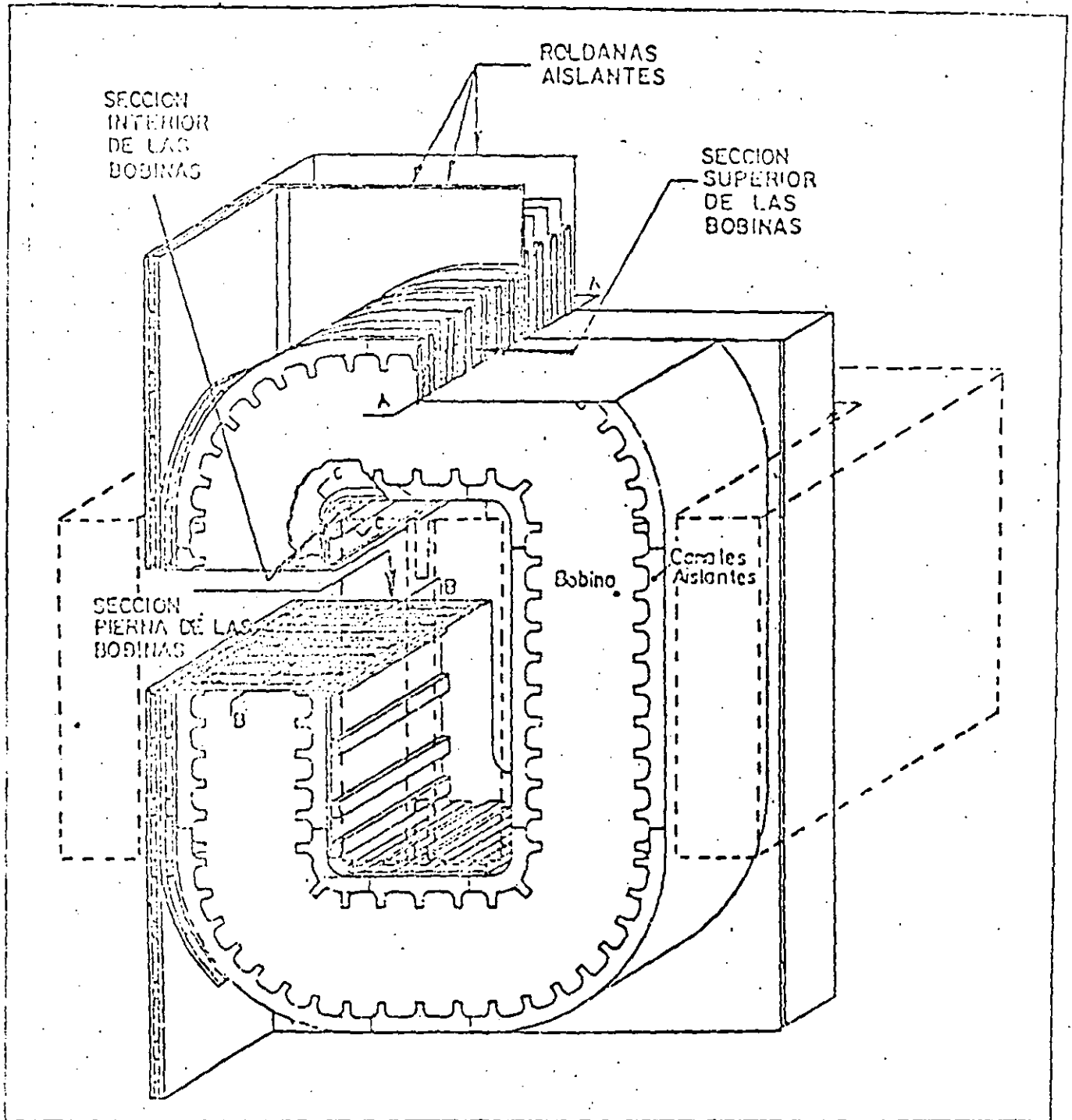


FIGURA 10 FASE TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

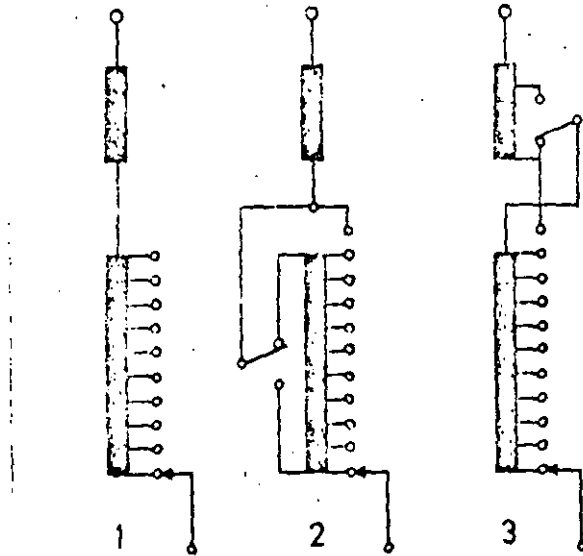
7.4 Extracción de Agua

La utilización de un medio de transporte de

calor con menor presión de vapor que el agua, asegura una continua extracción de agua desde el calentamiento inicial hasta completar el ciclo de secado.

CAMBIADORES DE DERIVACIONES
BAJO CARGA.

A.- ARREGLOS BASICOS :

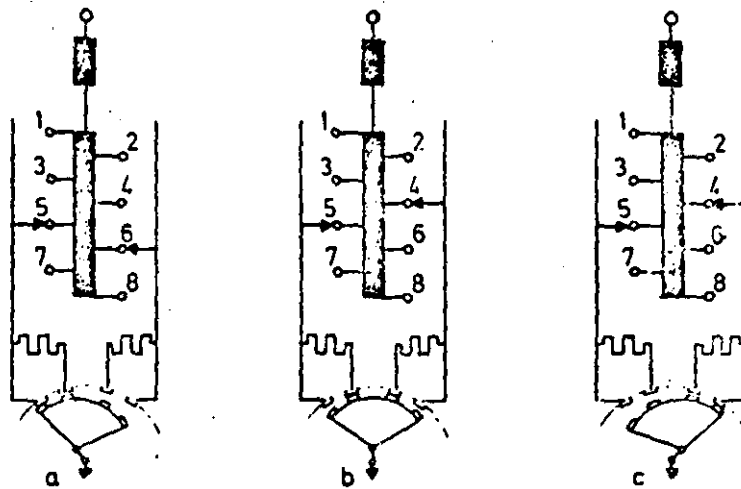


1.- Lineal

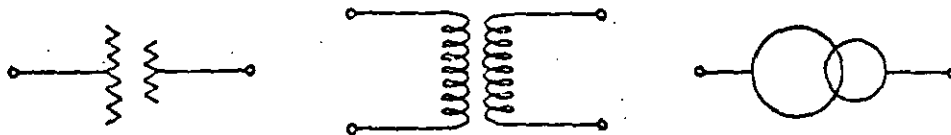
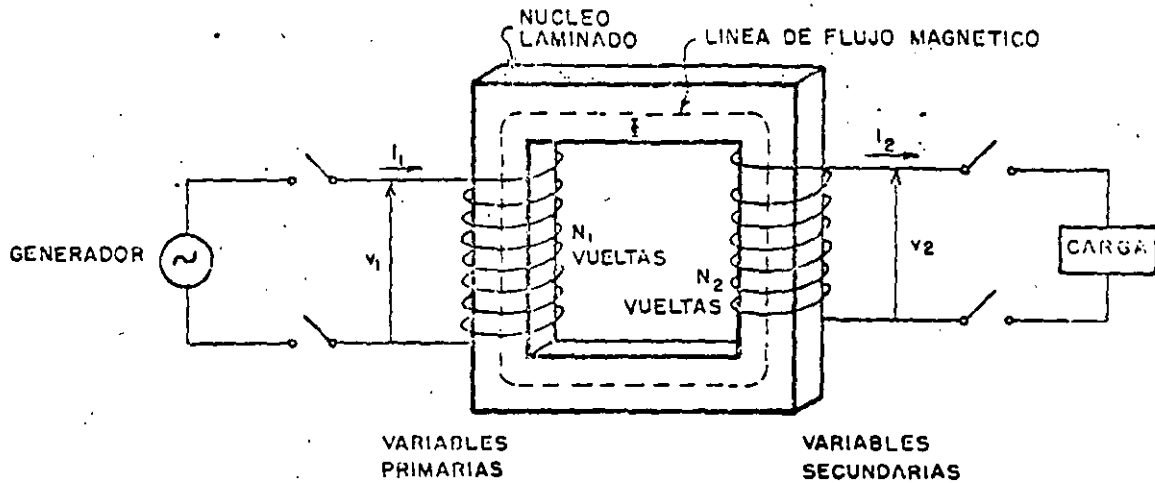
2.- Inversión

3.- Preselección

B.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO



EL TRANSFORMADOR IDEAL



SIMBOLOS

1) TRANSFORMADOR SIN CARGA

$$v_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$\frac{v_1}{v_2} = a$$

2) TRANSFORMADOR BAJO CARGA

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = \mathcal{R} \cdot \phi$$

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = 0$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a}$$

$$P_1 = v_1 i_1$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$v_1 i_1 = v_2 i_2$$

3) CIRCUITO MAGNETICO

$$\phi = B \cdot A$$

FUERZA MAGNETOMOTRIZ

$$\mathcal{F} = NI$$

FUERZA MAGNETIZANTE

H amp-vuelta/cm

PERMEABILIDAD

$$\mu = \frac{B}{H}$$

$$VPT = \frac{V_1}{N_1} = 4.44 fAD$$

RELUCTANCIA

$$\mathcal{R} = \frac{\mathcal{F}}{\phi}$$

$$\mathcal{R} = \frac{HL}{BA} = \frac{l}{\mu A}$$

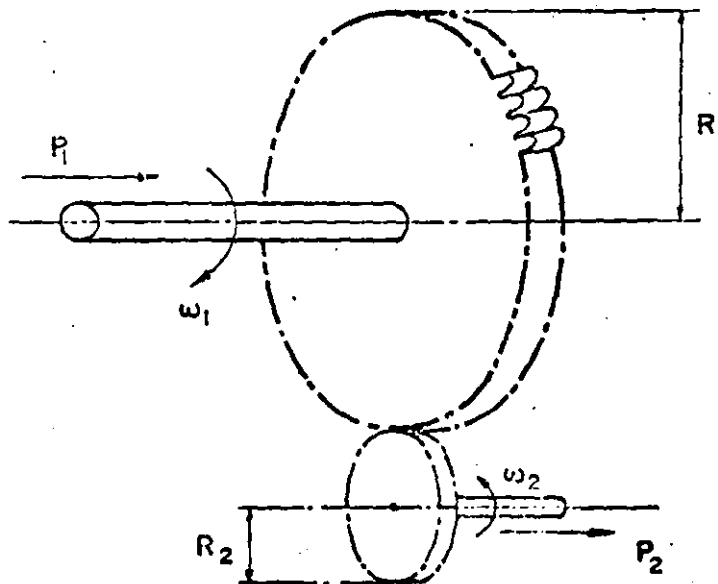
IMPEDANCIA

$$V = Z I$$

$$Z = \frac{V}{I}$$

$$Z = R + jX$$

ANALOGIA MECANICA DEL TRANSFORMADOR



$$a = \frac{R_1}{R_2}$$

$$a = \frac{v_1}{v_2}$$

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{R_2}{R_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{R_1}{R_2} = a$$

$$\frac{v_1}{v_2} \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$P_1 = \omega_1 T_1$$

$$P = v_1 i_1$$

$$P_2 = \omega_2 T_2$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$P_2 = a \omega_1 \left(\frac{T_1}{a} \right) = \omega_1 T_1 = P_1$$

$$P_1 = P_2$$

CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES

CAPACIDAD: 300 MVA.

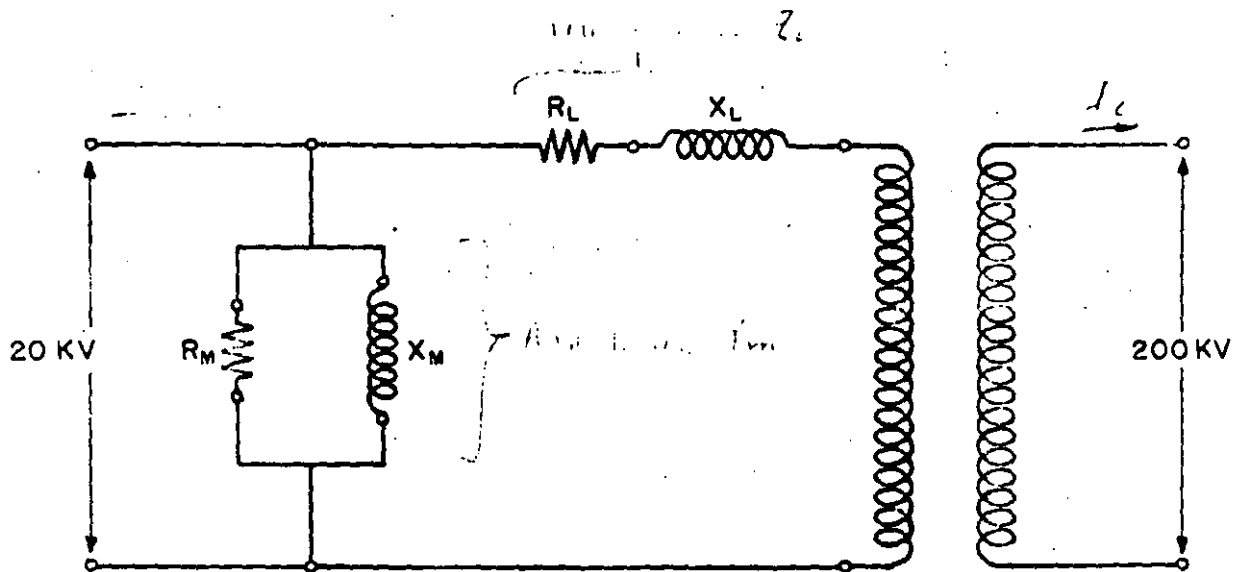
TENSIONES: 345 000/20 000 VOLTS.

IMPEDANCIA: 10 %

N B I: 900/150 KV.

REGULACION: \pm 5%

CONEXIONES: ESTRELLA-DELTA.



RAMA EN DERIVACION (R_M, X_M)

ASOCIADA CON EL NUCLEO

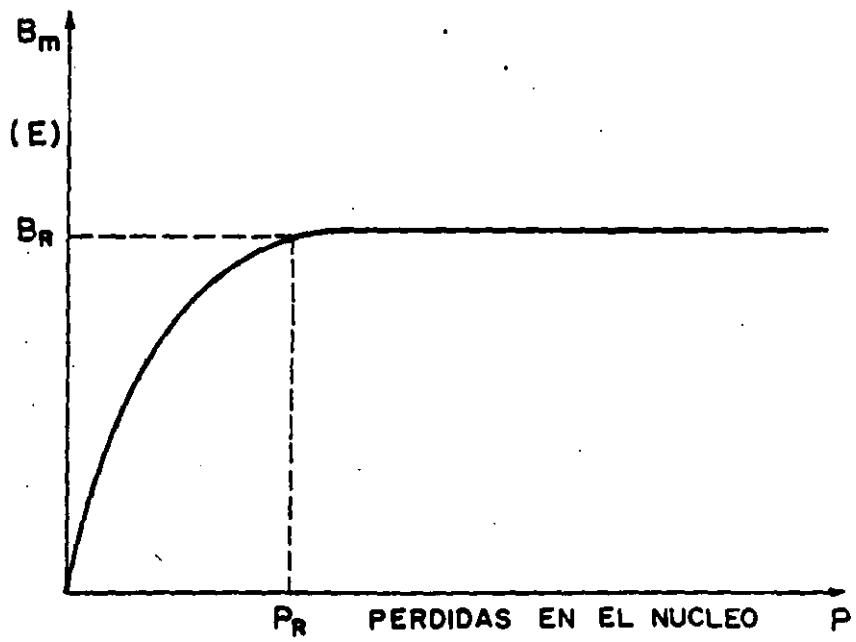
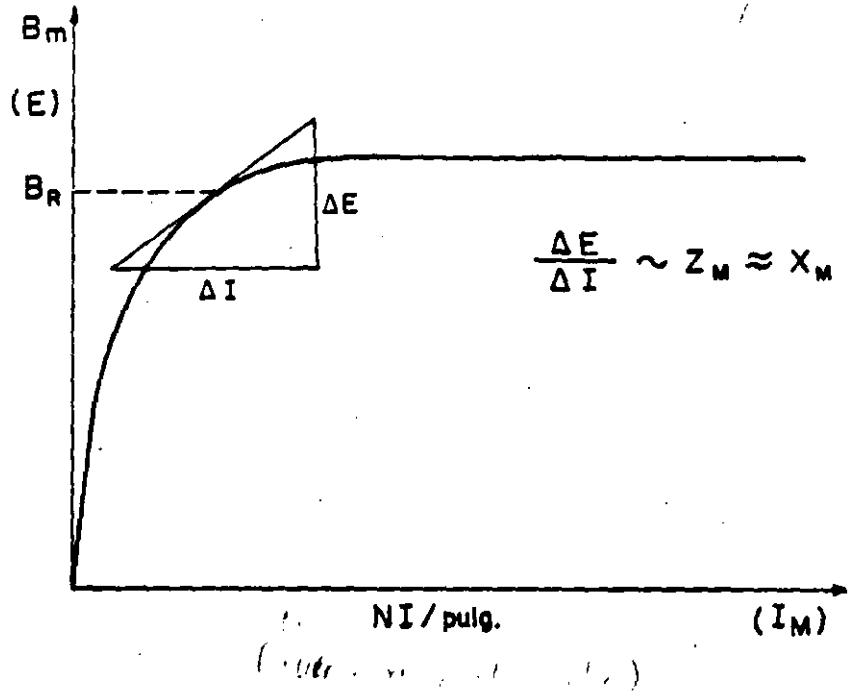
PERDIDAS
CORRIENTE DE EXCITACION
RUIDO

RAMA EN SERIE (R_L, X_L)

ASOCIADA CON LOS DEVANADOS

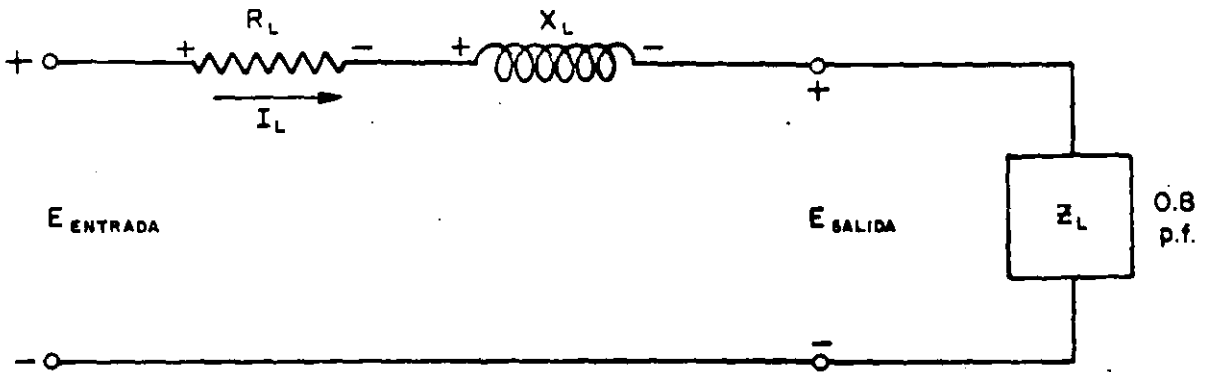
PERDIDAS
IMPEDANCIA
REGULACION

$$E \sim f N \phi_m \sim f N B_m A$$

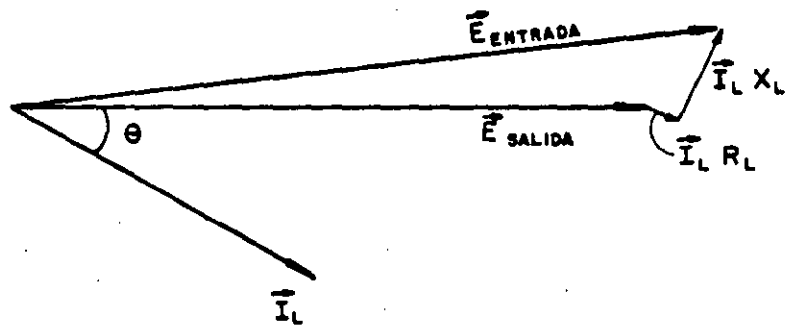


$$R_M \sim \frac{E^2}{P_R}$$

REGULACION



$$\vec{E}_{ENTRADA} = \vec{E}_{SALIDA} + \vec{I}_L R_L + \vec{I}_L X_L$$



$$\% \text{ REGULACION} = 100 \left[\frac{E_{ENTRADA} - E_{SALIDA}}{E_{SALIDA}} \right]$$

CALCULO APROXIMADO DE LA REGULACION

$$\% \text{ REG.} = 100 \left[p I_L R_L + q I_L X_L + \frac{(p I_L X_L - q I_L R_L)^2}{2} \right]$$

$p = \cos \theta =$ FACTOR DE POTENCIA .

$q = \text{sen } \theta$

$I_L =$ p.u. = CORRIENTE DE LA CARGA

$X_L =$ p.u. = REACTANCIA

$R_L =$ p.u. = RESISTENCIA SERIE

EJEMPLO : $p = 0.8$ $q = 0.6$

$I_L = 1.0$, $X_L = 0.10$, $R_L = 0.005$

$$\begin{aligned} \% \text{ REG.} &= 100 \left[0.8 \times 0.005 + 0.6 \times 0.10 + \frac{(0.8 \times 0.10 - 0.6 \times 0.005)^2}{2} \right] \\ &= 100 \left[0.004 + 0.06 + \frac{(0.08 - 0.003)^2}{2} \right] \\ &= 100 [0.004 + 0.06 + 0.003] \\ &= 100 [0.067] = 6.7 \% \end{aligned}$$

A PLENA CARGA $E_{\text{ENTRADA}} = 1.067$ E_{SALIDA}

EFICIENCIA

$$E F I C . = \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} = \frac{P_{SALIDA}}{P_{SALIDA} + P_{PERDIDAS}}$$

EJEMPLO: $P_{SALIDA} = 300 \text{ MW}$
 $R_M = 100,000 \text{ } \Omega = 1000 \text{ } \mu\Omega$
 $R_L = 0.5 \text{ } \Omega = .005 \text{ } \mu\Omega$

$$PERDIDAS \text{ EN VACIO} = \frac{E^2}{R_M} = \frac{I^2}{1000} = .001 \text{ } \mu\Omega$$

(300 KW)

$$PERDIDAS \text{ CON CARGA} = I_L^2 R_L = I^2 \times .005 = .005 \text{ } \mu\Omega$$

(1500 KW)

$$E F I C . = \frac{P_{SALIDA}}{P_{SALIDA} + P_{PERDIDAS}} = \frac{1.0}{1.006} = .9940$$

(99.40%)

$$E F I C . = \frac{300,000 \text{ KW}}{301,800 \text{ KW}} = .9940$$

(99.40%)

SELECCION DE IMPEDANCIA.

- ALTA XL
- Regulación alta
 - Estabilidad baja.
 - Corriente de Corto Circuito baja.
 - Perdidas altas.- Más flujo de calentamiento.
- BAJA XL
- Corriente de Corto Circuito elevada.
 - Esfuerzos mecánicos elevados.

EFECTO DE INCREMENTAR LA IMPEDANCIA

SE LOGRA POR :- Reducir la sección transversal del nucleo.
(Se afecta la constante de la densidad del flujo en el nucleo.

EFECTO DIRECTO: Disminuye el peso del nucleo.

- Disminuyen las perdidas en vacio.

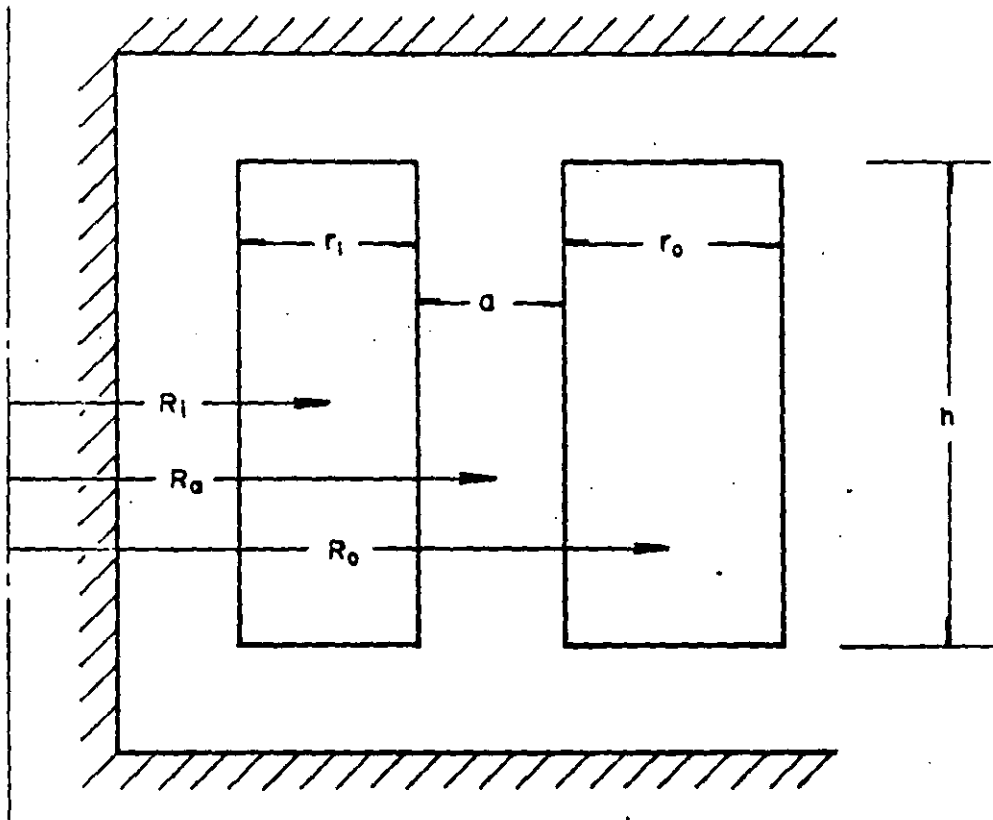
EFECTO INDIRECTO: -Disminuyen los volts por vuelta.

- El número de vueltas se incrementa.
- La longitud por vuelta del conductor disminuye.

EFECTO NETO:

- Se incrementan las pérdidas con carga.
- Se incrementan las pérdidas totales.
- Se incrementa el peso del conductor.

REACTANCIA EN LOS TRANSFORMADORES



AREA EFECTIVA DE FLUJO

$$\%X = 0.126 \frac{f \cdot \text{kVA/pierna}}{e^2 \cdot h} \left[\frac{r_1 R_1}{3} + a R_0 + \frac{r_0 R_0}{3} \right]$$

$$e = \text{Volts por vuelta} = \frac{E}{N}$$

$$\frac{E}{N} = Kf\phi = KfBA$$

E = Voltaje del devanado

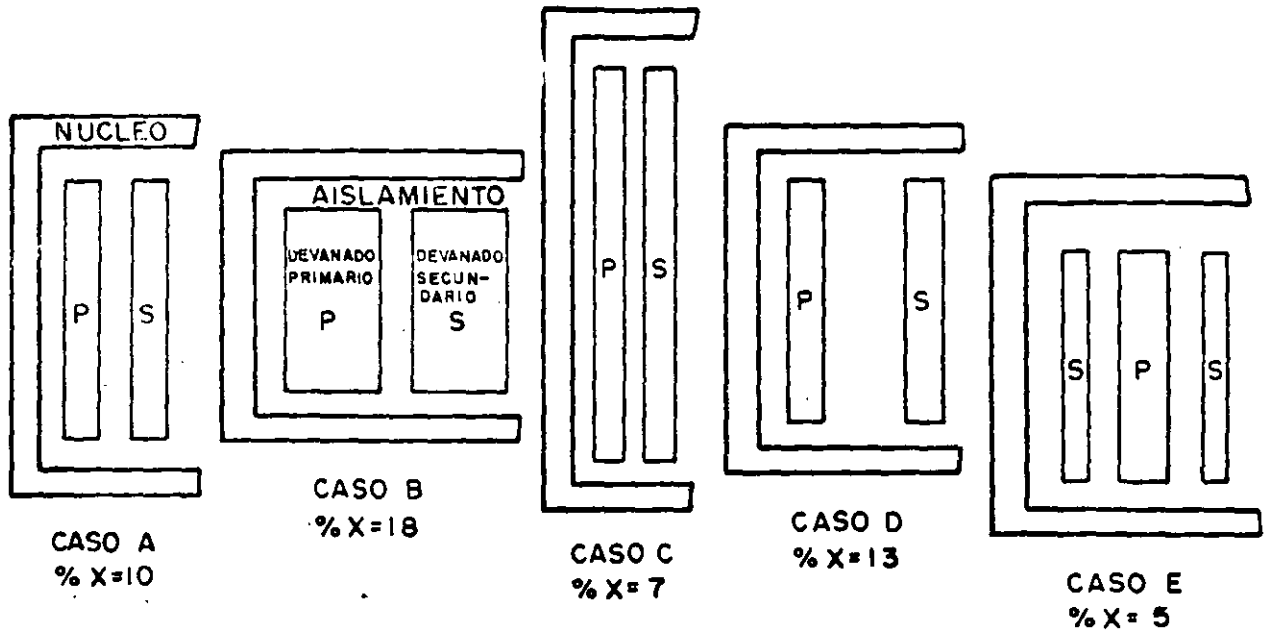
N = Número de vueltas

ϕ = Flujo magnetizante total

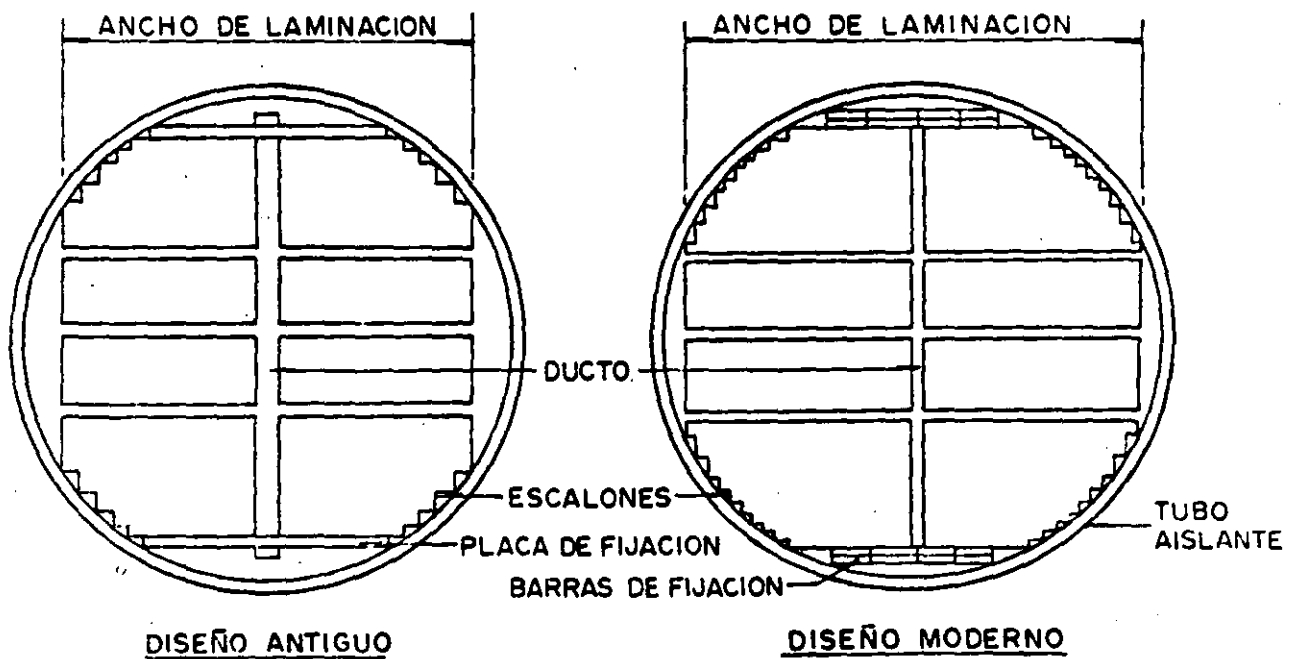
B = Densidad de flujo

A = Area del núcleo

GEOMETRIAS DE DEVANADOS



MEJORAS EN LA CONSTRUCCION DEL NUCLEO



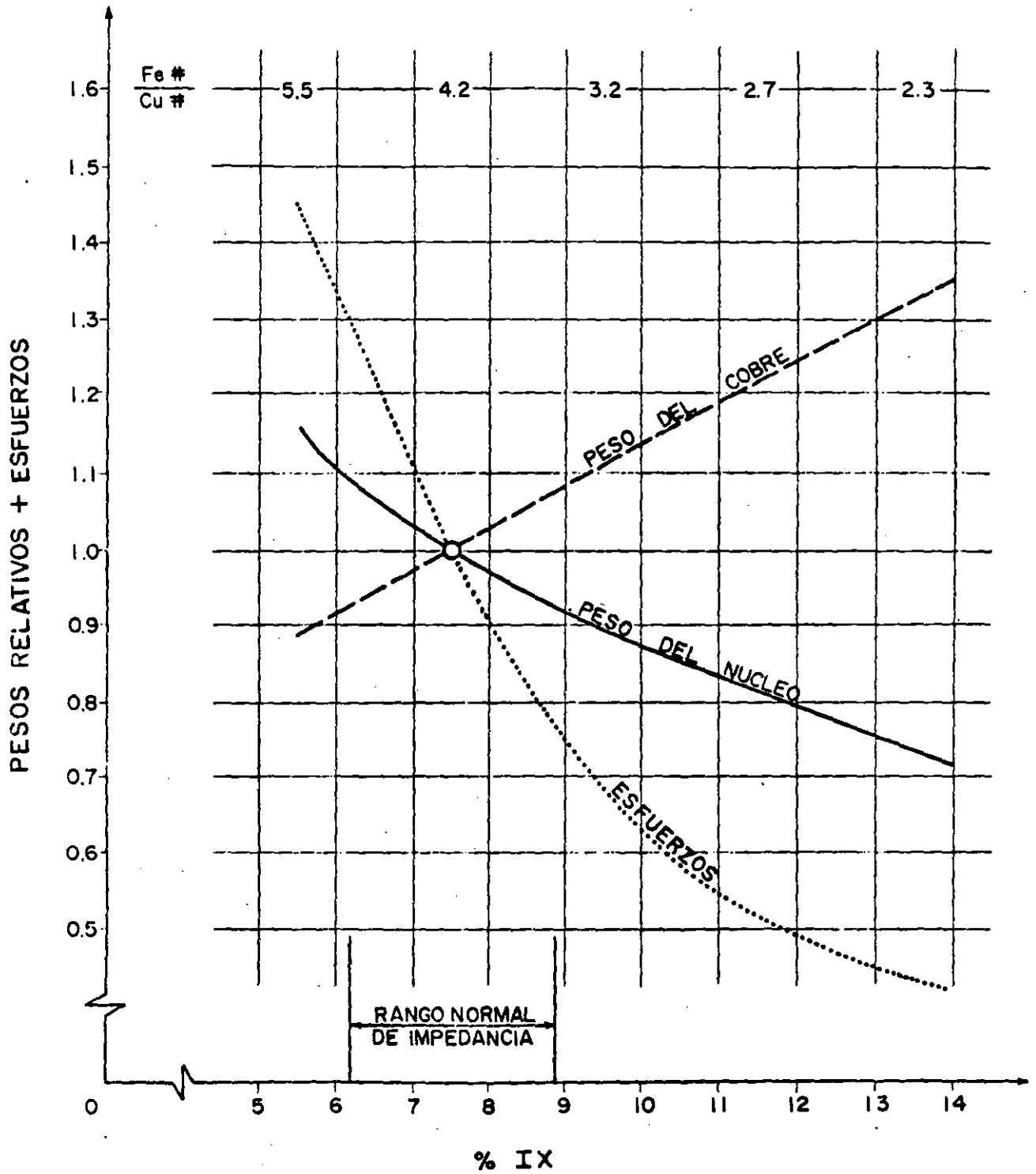
EFFECTO DE REDUCIR LAS PERDIDAS TOTALES.

- SE LOGRA : - Incrementando la sección transversal del conductor.
- EFFECTO DIRECTO : - Se incrementa el peso del conductor.
- Disminuyen las pérdidas con carga.
- EFFECTO INDIRECTO : - Se incrementa el peso del núcleo
- Se incrementan las pérdidas en vacío.

FACTORES DE CAPITALIZACION DE PERDIDAS
TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

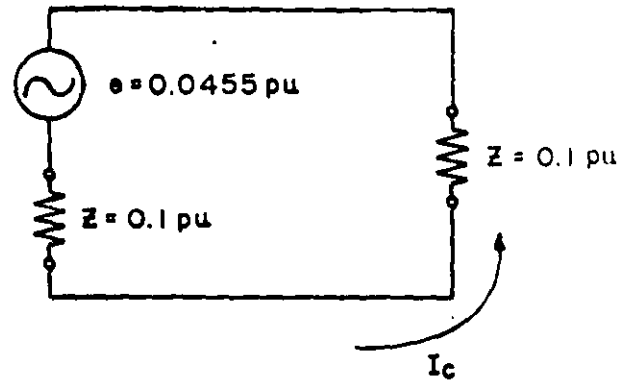
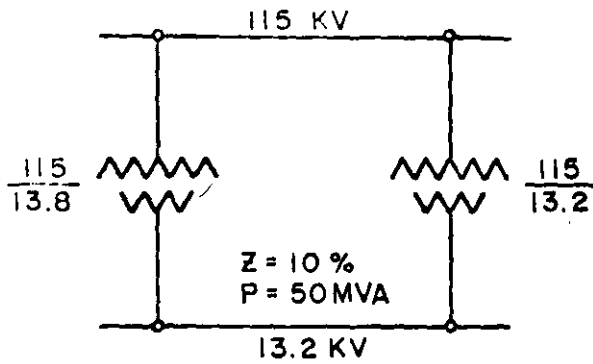
CONCEPTO	MILES DE PESOS		DOLARES
	CLFC	C F E	E U A
PERDIDAS EN EL FIERRO	6 470/ KW	5 800/ KW	1500-2000/KW
PERDIDAS TOTALES	2 690/ KW	1 750/ KW	1000-1500/KW
CONSUMO DE AUXILIARES	50/ KW	---	---
CORRIENTE DE EXCITACION	40/ KVA	40/ KVA	---

AUTOTRANSFORMADOR DE 400 MVA 500/230 KV Y-Y



OPERACION DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

CASO A: DIFERENTE RELACION

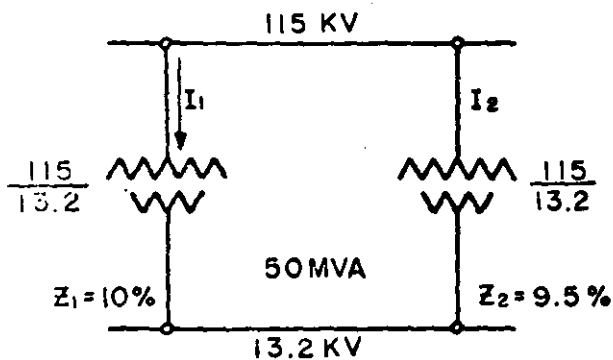


$$I_c = \frac{0.0455}{0.2} = 0.2275 \text{ pu}$$

$$= 22.75\%$$

(50 MVA Base.)

CASO B: DIFERENTE IMPEDANCIA



$$I_1 Z_1 = I_2 Z_2$$

$$0.1 I_1 = 0.095 I_2$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{0.1}{0.095} = \underline{\underline{1.05}}$$

5% DE DESBALANCE EN LA CORRIENTE A CUALQUIER NIVEL DE CARGA.

Un transformador puede tener varias capacidades según el tipo de enfriamiento, así por ejemplo, hay transformadores:

<u>CLASE</u>	<u>MVA</u>
OA/FA/FA	12/16/20
OA/FA/FOA	20/25/30
OW/FOW	30/40 ... etc.

Guías de Carga y Sobre Carga de Transformadores

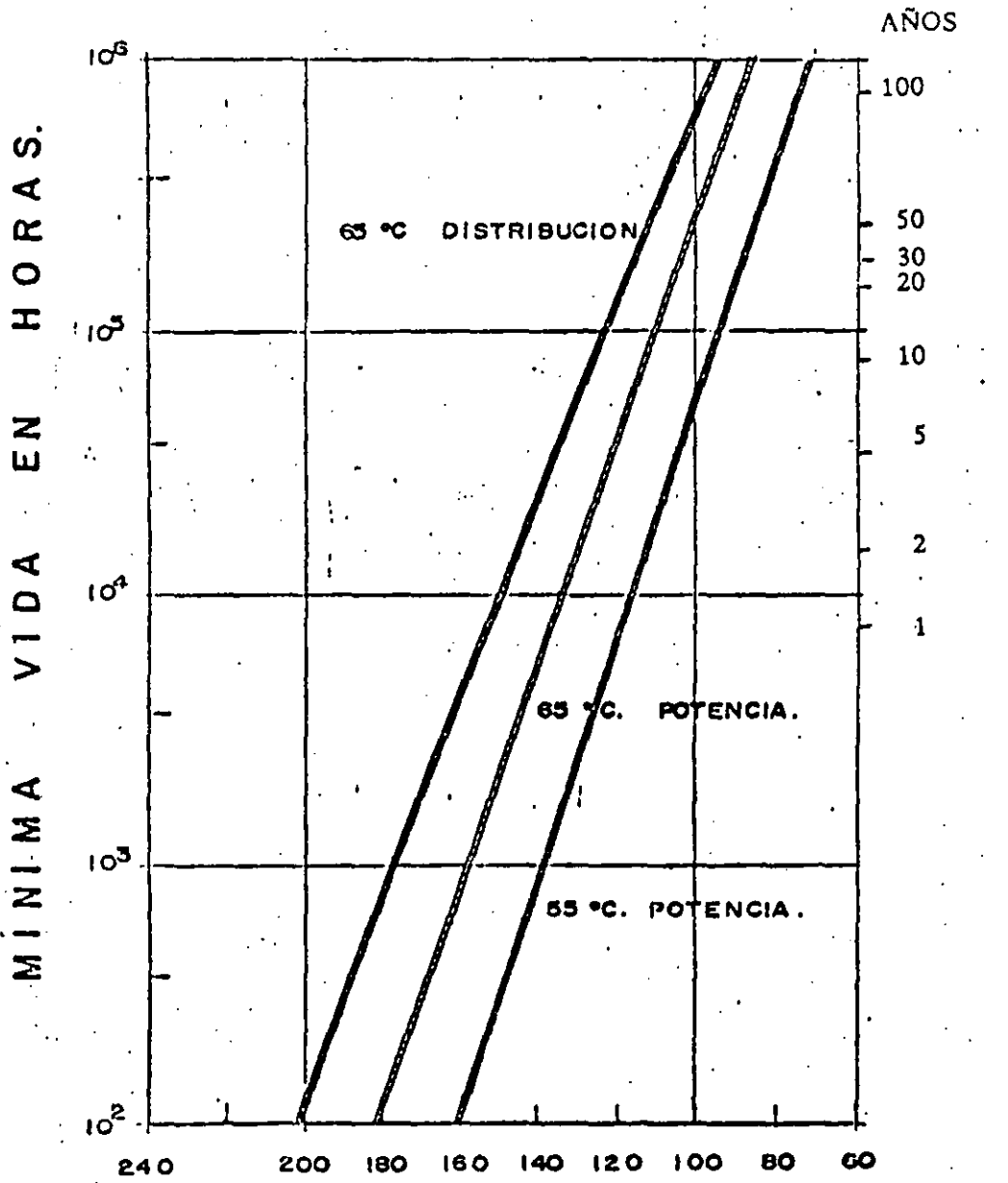
Las normas establecen una temperatura promedio diaria de 95°C - para el punto más caliente del devanado como guía de una esperanza de vida útil satisfactoria, en las siguientes bases:

Temperatura ambiente promedio diaria	= 30°C
Elevación promedio del devanado sobre ambiente	= 55
Temperatura promedio diaria del devanado	= 85
Diferencial entre dev.promedio y punto más caliente	= 10
Temp. promedio diaria del punto más caliente	= 95
Temperatura ambiente máxima	= 40
Temperatura máxima del punto más caliente	= 105

Si la temperatura alcanza un valor mayor de 95°C los aislamientos se deterioran más rápidamente. Un aumento así podría ser tolerado en la base de que no ocurra muy frecuentemente y sea de corta duración. Las guías de sobre carga nos dan una idea de los aumentos permisibles durante cierto tiempo, y la correspondiente pérdida de vida que estos representan.

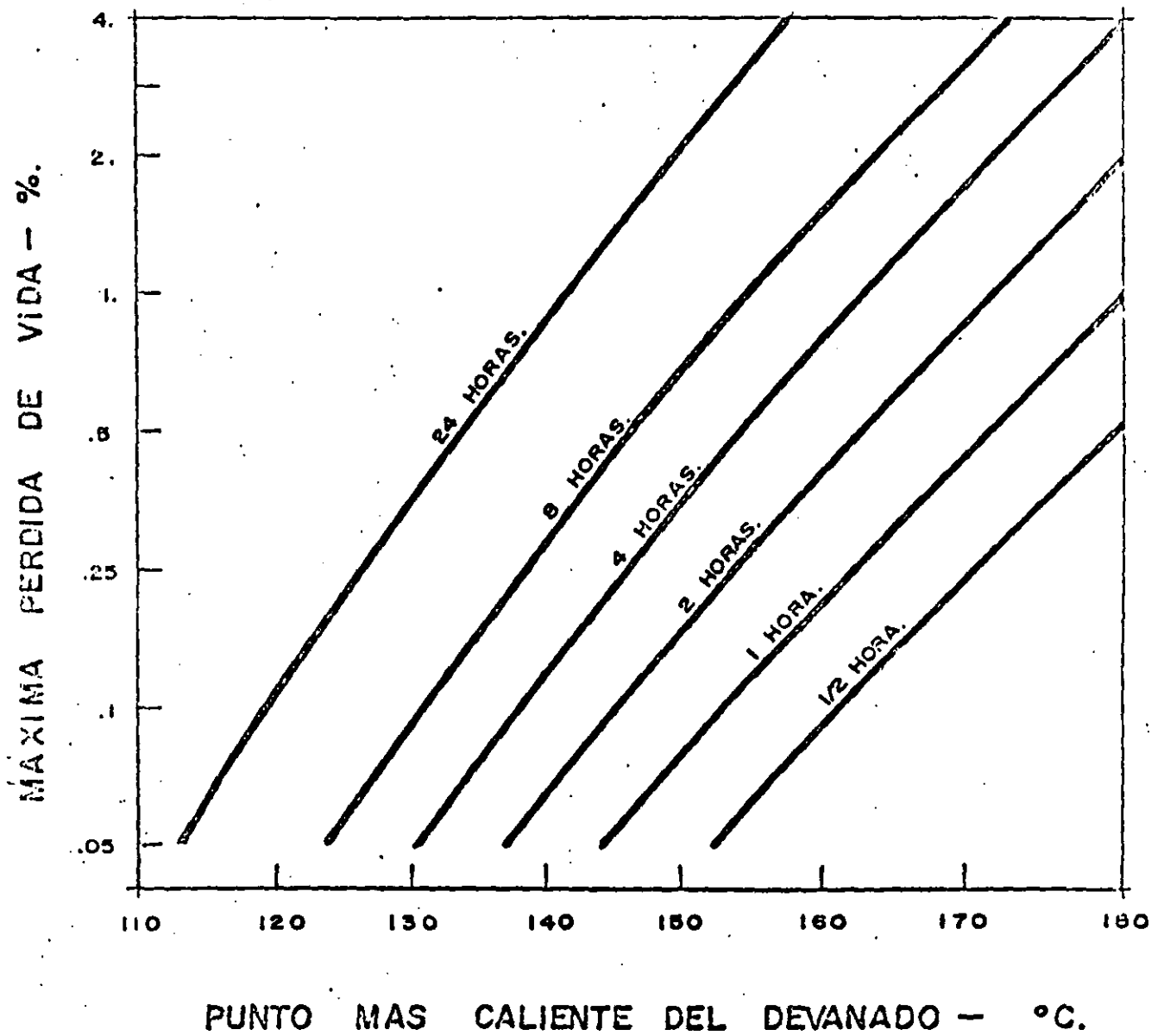
VIDA DEL AISLAMIENTO = VIDA DEL TRANSFORMADOR

VIDA ESPERADA.



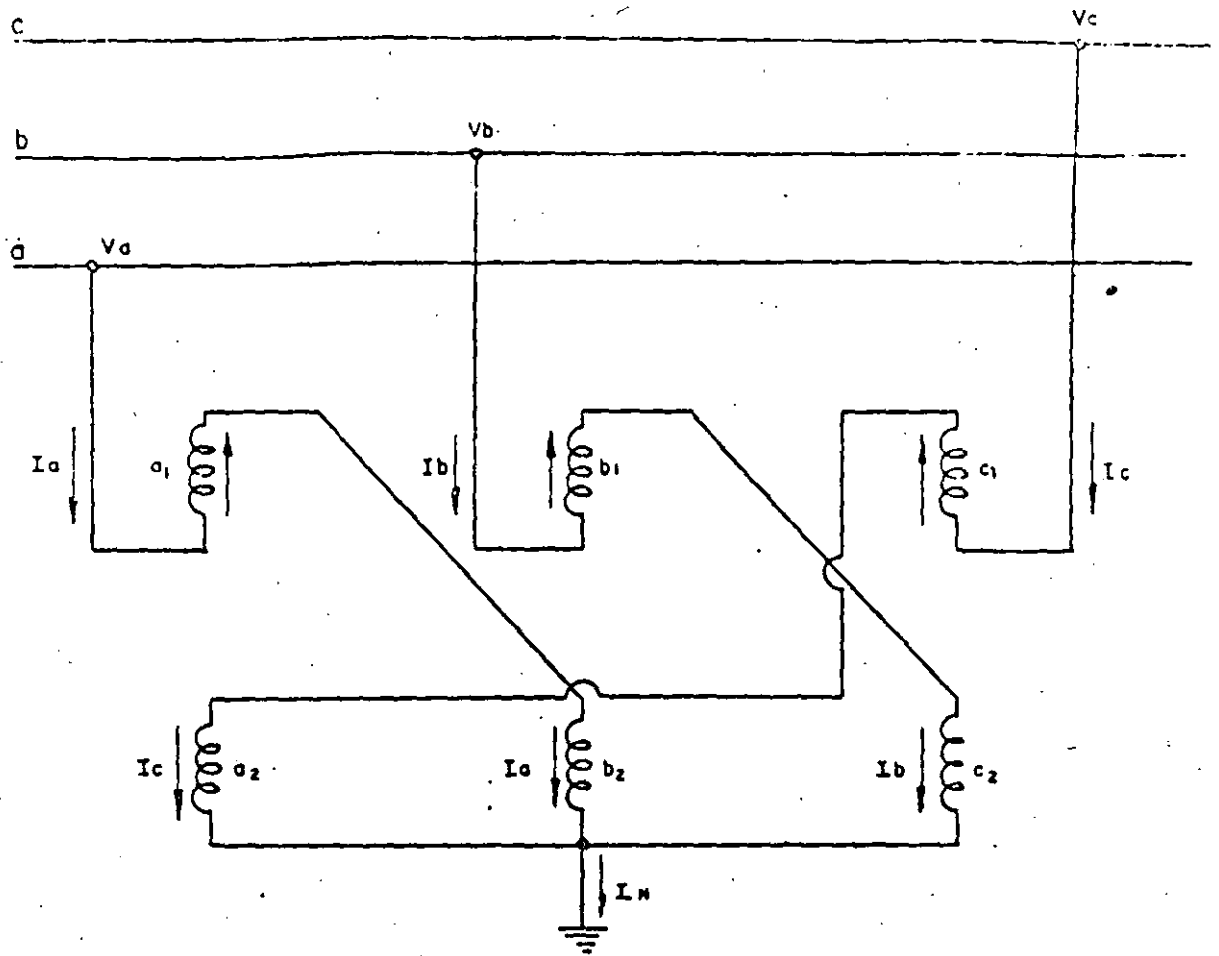
PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO - °C.

MAXIMA PERDIDA DE VIDA.
TRANSFORMADORES 65°C ELEVACION.

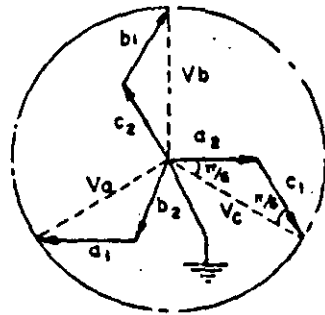


CONCURSO NACIONAL MAYOR POR TRANSFORMADORES DE POTENCIA TRIFASICA DE 60 MVA, 230/23 KV.

PARTIDA NO. 1 (3 PZAS)					
DESCRIPCION.	FABRICANTE	A	B	C	COMENTARIOS.
PRECIO LAB. FABRICA UNITARIO (MILES DE PESOS)		2,598.000	2,380.000	2,700.000	
COSTO POR PERDIDAS :					
AUXILIARES (MILES DE PESOS)		1,250	700	900	
PIERRO "		436,804	451,866	338,889	
TOTALES "		643,197	439,653	667,623	
CORRIENTE DE EXCITACION "		8,832	7,480	6,221	
TOTAL DE PERDIDAS Y CORRIENTE DE EXCITACION (MILES DE PESOS)		1,090,083	899,699	1,013,643	
PRUEBAS POR UNIDAD (MILES DE PESOS)		12,452	12,452	12,452	
		18,536	32,843	37,000	
COSTO TOTAL UNITARIO POR 1 PIEZA SIN ACEITE Y SIN PRUEBAS (MILES DE PESOS)		3,688,083	3,279,699	3,713,643	
LOTES DE REFACCIONES (MILES DE PESOS)		134,100	98,782	139,100	
CANTIDAD DE ACEITE AISLANTE POR PIEZA LITROS (MILES DE PESOS)		45,000	32,585	56,946	
		92,700	67,125.8	117,308.7	
COSTO TOTAL POR 3 PIEZAS MAS UN LOTE DE REFACCIONES + PRUEBAS NO INCLUIDAS + ACEITE AISLANTE (MILES DE PESOS)		11,525,973	10,250,237	11,755,407	
DIFERENCIA COSTO COMPARATIVO CON OFERTA MAS BAJA.					
	MILES DE PESOS	1,275,736	0	1,505,170	
	PORCENTAJE (%)	12.44	0	14.68	
PESO NETO UNITARIO POR TRANSFORMADOR (TONELADAS)		140	119,614	117	
TIEMPO DE ENTREGA (DIAS)		300-100%	300-100%	300-100%	
OBSERVACIONES					



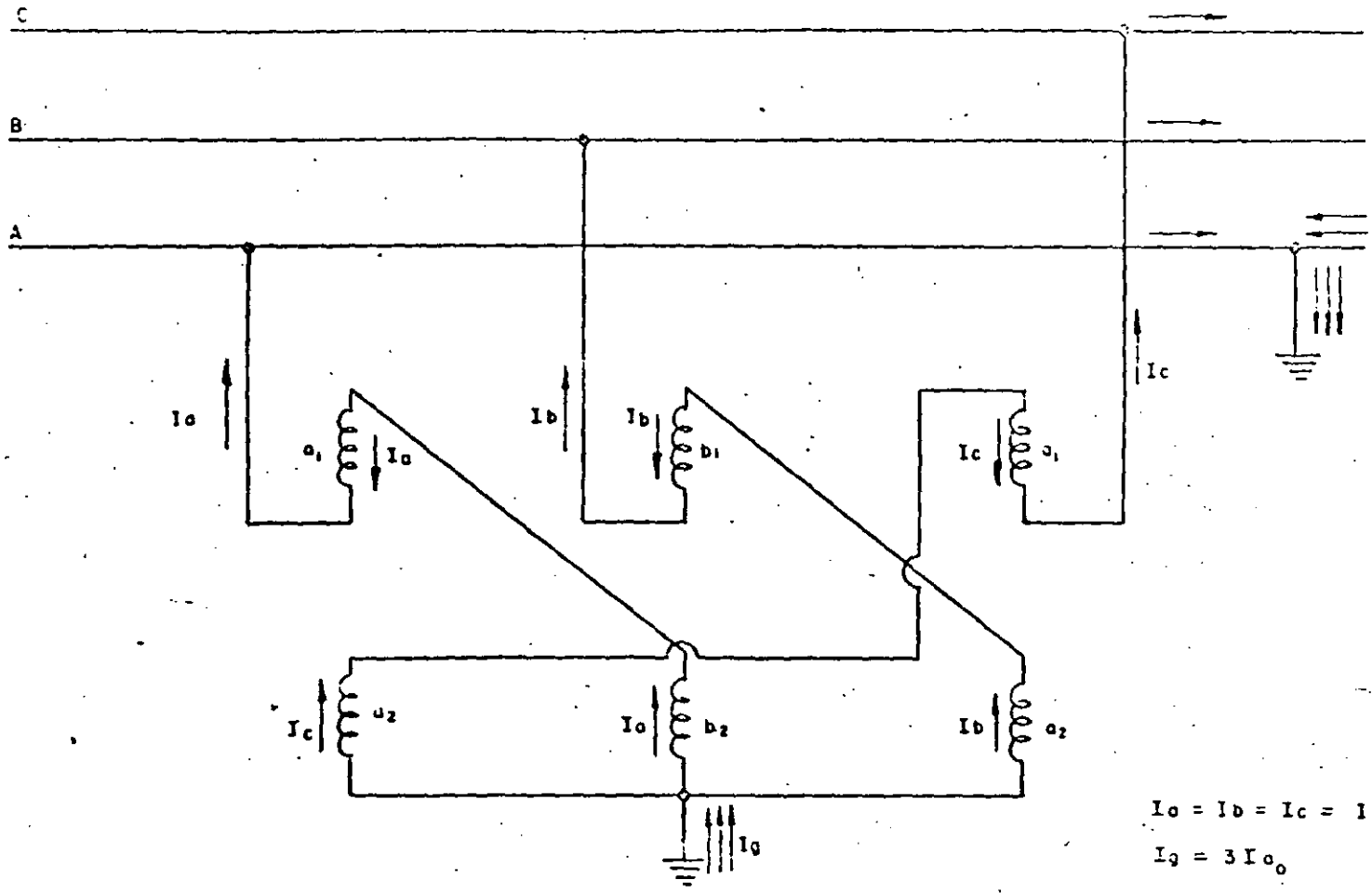
a). — DIAGRAMA DE CONEXIONES



$$\begin{aligned}
 V_c &= a_2 \cos \pi/6 + c_1 \cos \pi/6 \\
 &= 2a_2 \cos \pi/6 = 2a_2 \frac{\sqrt{3}}{2} \\
 &= a_2 \sqrt{3}
 \end{aligned}$$

b). — DIAGRAMA VECTORIAL DE TENSIONES NORMALES

TRANSFORMADOR ZIG-ZAG PARA
CONEXION A TIERRA.



DISTRIBUCION DE LAS CORRIENTES EN UN TRANSFORMADOR ZIG-ZAG PARA CONEXION A TIERRA EN EL CASO DE UNA FALLA ENTRE FASE Y TIERRA EN UN SISTEMA TRIFASICO.

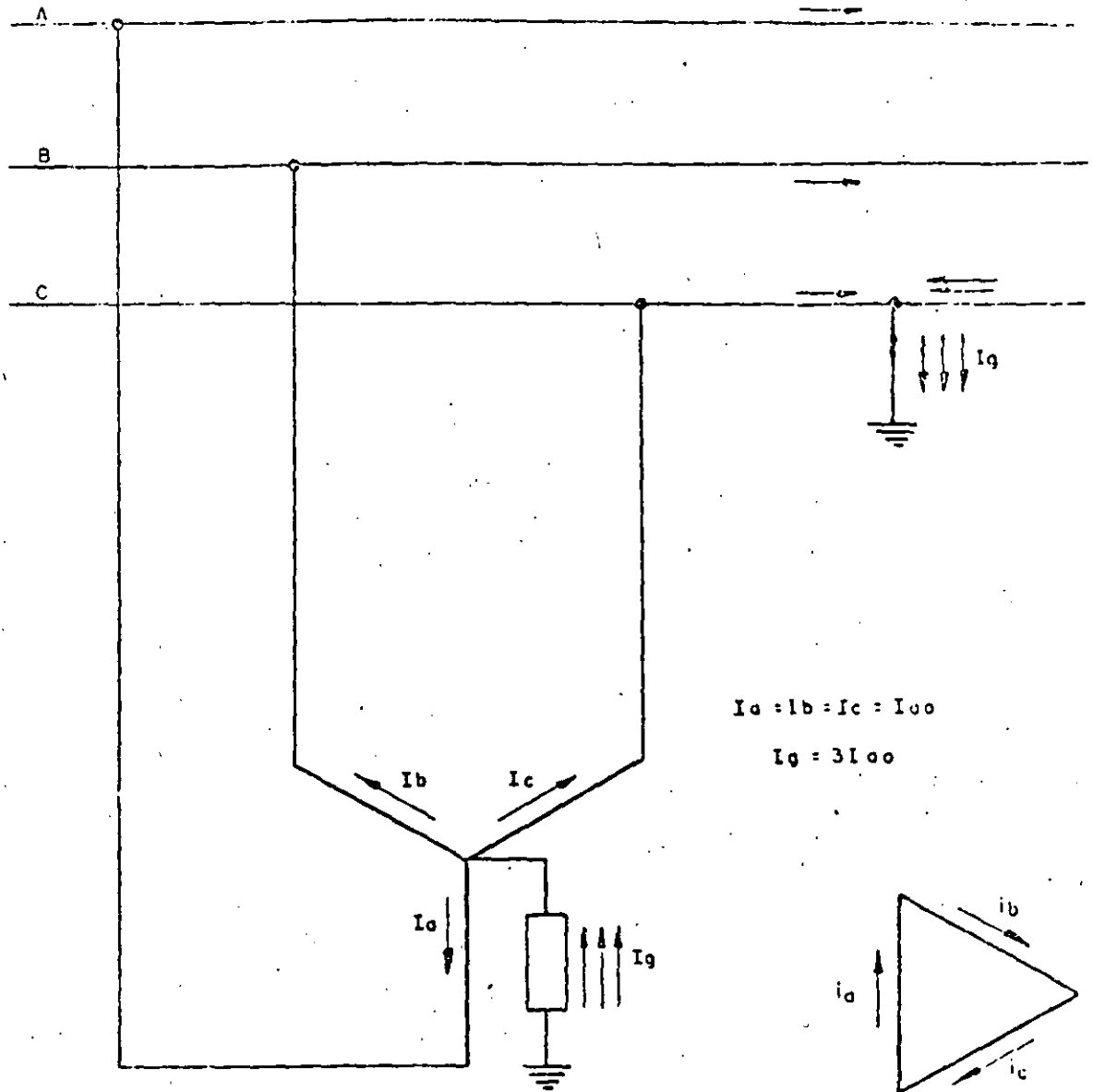
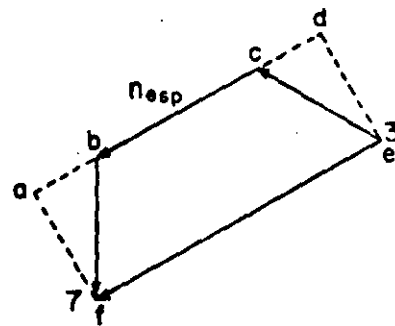
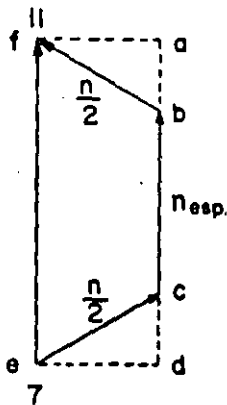
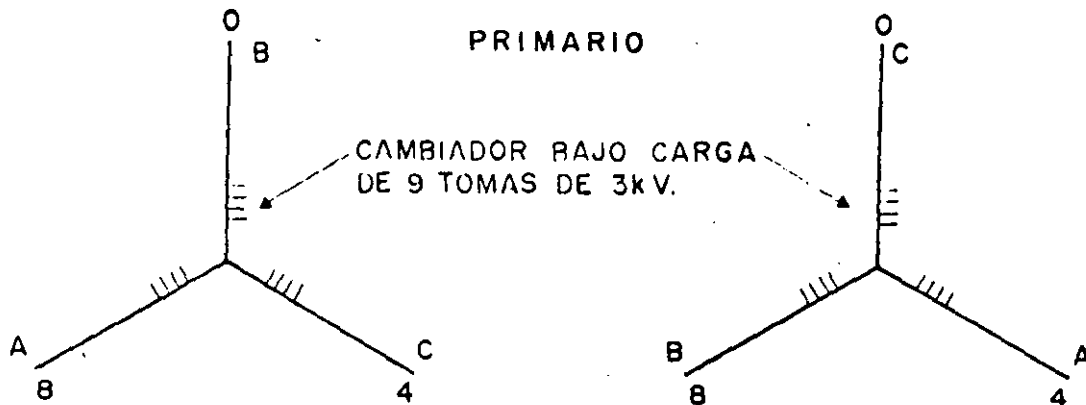


FIG. 3-

DISTRIBUCION DE LAS CORRIENTES EN UN TRANSFORMADOR Y-DELTA PARA CONEXIÓN A TIERRA EN EL CASO DE UNA FALLA ENTRE FASE Y TIERRA EN UN SISTEMA TRIFASICO.

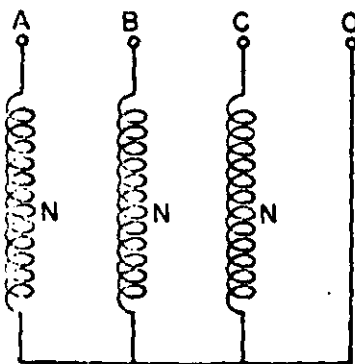
TRANSFORMADOR TRI-MONOFASICO



S. E. LA BRICHE

S. E. AVRON

235/27.5 k V. DE 40 MVA.



$$ab = cd = \frac{bc}{4} \quad da = 27500 \text{ Volts.}$$

$$bc = \frac{27500}{3} \times 2 = 18320 \text{ Volts.}$$

$$P_{bc} = \frac{40}{3} \times 2 = 22.66 \text{ MVA.} \quad I = \frac{22.66}{18320} = 1453 \text{ Amp.}$$

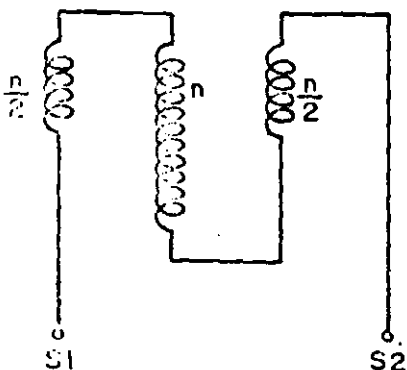
$$P_{ca} = \frac{40 - 26.6}{2} = 6.66 \text{ MVA.} \quad V = \frac{18320}{2} = 9160 \text{ Volts.}$$

$$ab = cd = \frac{9160}{2} = 4580 \text{ Volts.}$$

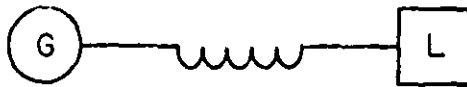
$$P = 9160 \times 1453 = 13.33 \text{ MVA.}$$

$$P_{\text{transf.}} = 26.66 + 2 \times 13.33 = 53.32 \text{ MVA.}$$

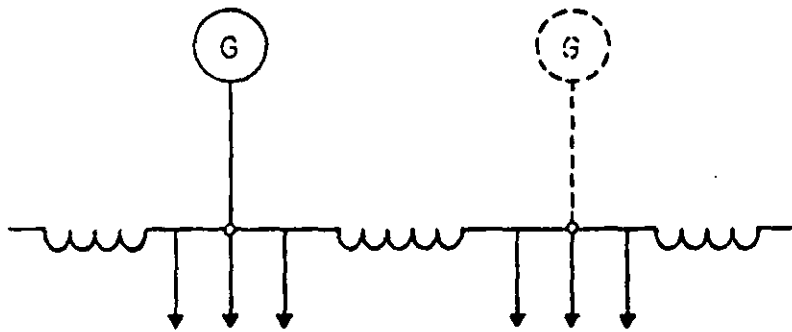
33 % SUPERIOR DE LA P_{efec.}



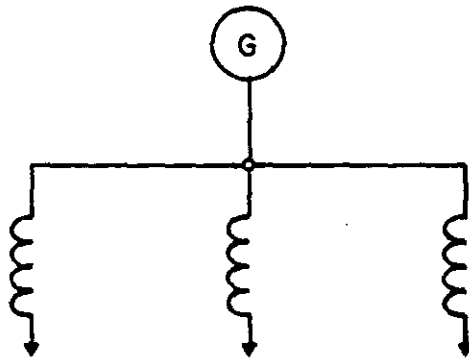
1.- REACTOR DE LINEA



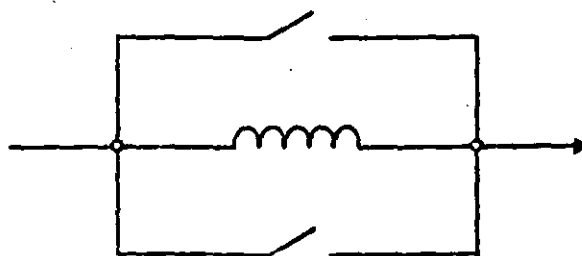
2.- REACTOR DE BARRA



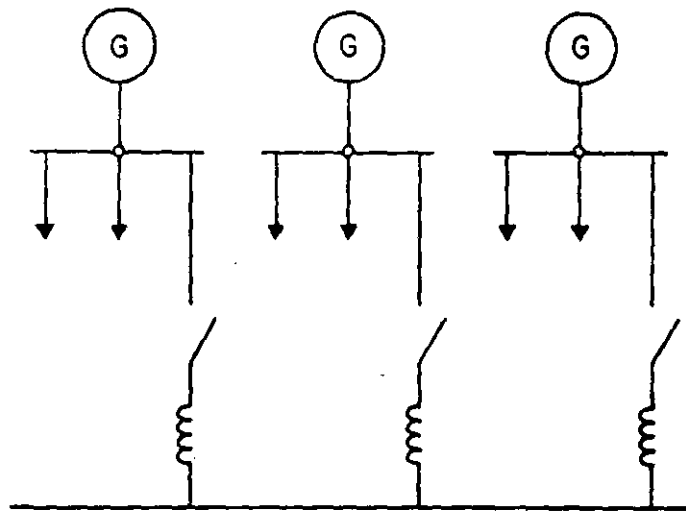
3.- REACTOR DE ALIMENTADOR



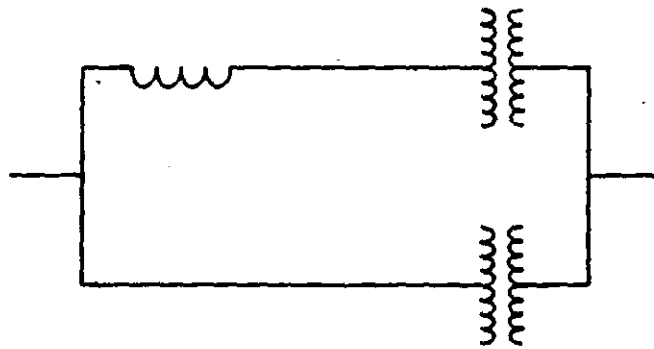
4.- REACTOR DE SINCRONIZACION



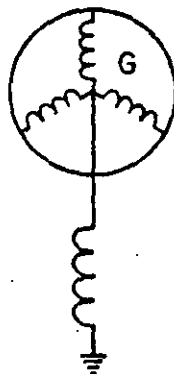
5.-REACTORES DE SINCRONIZACION DE GENERADOR



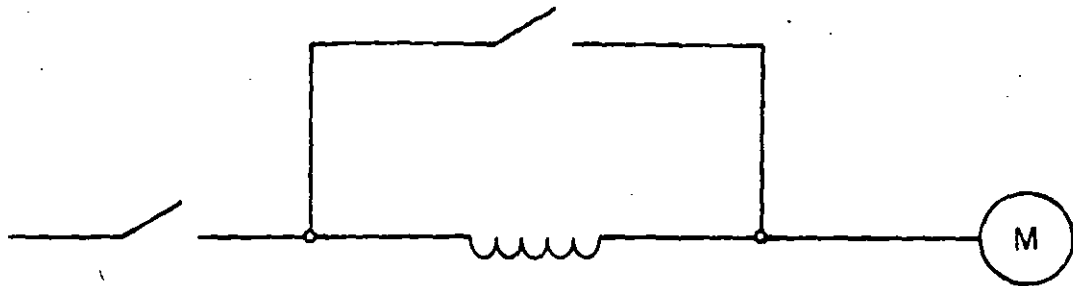
6.-REACTOR DE PARALELO



7.-REACTOR PARA CONECTAR NEUTRO A TIERRA



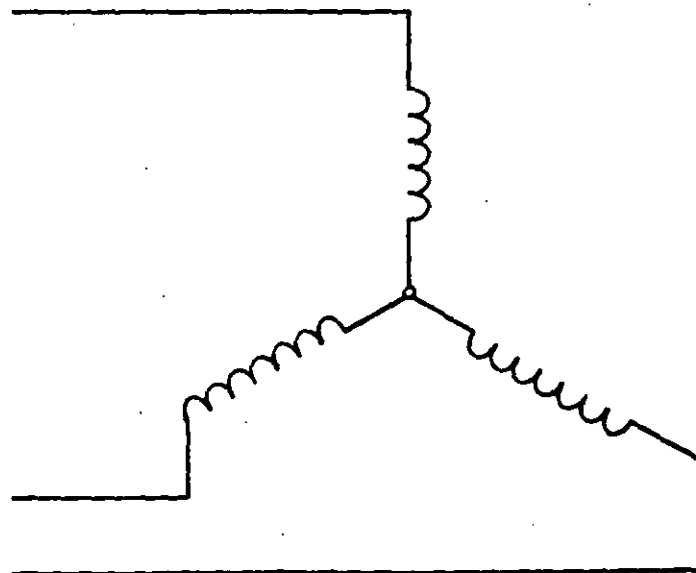
8.- REACTOR DE ARRANQUE



9.- REACTOR PARA ATENUAR ARMONICAS



10.- REACTOR DERIVACION



R E A C T O R E S

$$X_L = \frac{KV^2}{MVA}$$

X_L = Reactancia en Ohms

KV = Voltaje entre fases (circuito trifásico)

MVA = Potencia de falla trifásica.

Ejemplo : Calcular la reactancia adicional en un sistema para reducir la potencia de falla.

$$KV = 13.8$$

$$\text{Pot. de falla actual} = 100 \text{ MVA}$$

$$\text{Reducirla a} = 50 \text{ MVA}$$

$$X_L \text{ Requerida} = \frac{(13.8)^2}{50} = 3.809 \text{ ohms}$$

$$X_L \text{ actual} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.904 \text{ ohms}$$

$$X_L \text{ adicional} = \underline{\underline{1.905 \text{ ohms}}}$$

Calculo de millhenry a ohms.

$$X \text{ ohms} = 2\pi f L = 0.377 \times \text{mH (a 60 Hz.)}$$

Corriente simetrica de corto circuito (Valor eficaz)

Ejemplo : $P = 320 \text{ KVA}$, monofásico, $I = 800 \text{ amp}$

$$X_L = 0.50 \text{ ohms,}$$

$$V = 14\,400 \text{ volts (sistema)}$$

$$V_{\text{caida}} = 800 \times 0.50 = 400 \text{ volts caída reactiva (V=IX}_L)$$

$$V_{\text{reactor}} = \frac{14\,400}{\sqrt{3}} = 8314 \text{ volts. } X_L = \frac{V_c}{V_L} = \frac{400}{8314} = 0.0481 \text{ p.u.} = 4.81\%$$

$$\text{Veces de corriente nominal} = \frac{100}{4.81} = 20.8$$

$$\text{Corriente simetrica} = 800 \times 20.8 = 16\,640 \text{ amp.}$$

PRUEBAS DE TRANSFORMADORES

PRUEBAS DE RUTINA.

- 1.- Características físicas del transformador.
- 2.- Rigidez dieléctrica de líquido aislante.
- 3.- Resistencia de aislamiento de los devanados.
- 4.- Factor de potencia del aislamiento de los devanados.
- 5.- Relación de transformación, polaridad y desplazamiento angular.
- 6.- Potencial aplicado.
- 7.- Potencial inducido.
- 8.- Resistencia óhmica de los devanados.
- 9.- Pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.
- 10.- Pérdidas en el cobre y porcentaje de impedancia en posición nominal de todas las capacidades grabadas en la placa de datos.
- 11.- Prueba de alambrado, de operación, protección y fuerza.
- 12.- Prueba de Hermeticidad.
- 13.- Prueba de Vacío

PRUEBAS DE PROTOTIPO

- 1.- Pruebas de impulso por Rayo.
- 2.- Prueba de Impulso por Maniobra.
- 3.- Prueba de Temperatura.
- 4.- Prueba de Efecto Corona.
- 5.- Prueba de Nivel de Ruido.
- 6.- Prueba de Corto Circuito.
- 7.- Prueba Hidrostática del Tanque del Transformador.

PRUEBAS OPCIONALES.

- 1.- Pérdidas en el núcleo y corriente de excitación a 90% y 110% de la tensión nominal.
- 2.- Factor de potencia del líquido aislante.
- 3.- Corriente de excitación a 2 500 volts.
- 4.- Prueba de temperatura a capacidad diferente a la nominal.
- 5.- Por ciento de Impedancia de secuencia.
- 6.- Pruebas de frente de onda.
- 7.- Descargas parciales al 150% de la tensión nominal, etc.

NORMALIZACION

ES EL PROCESO DE FORMULAR Y APLICAR LAS REGLAS DE ACCESO ORDENADO A UNA ACTIVIDAD ESPECIFICA PARA SU BENEFICIO Y CON LA COOPERACION DE TODOS - LOS INTERESADOS Y EN PARTICULAR PARA LA PROMOCION DE UNA ECONOMIA TOTAL OPTIMA, TOMANDO EN CUENTA LAS CONDICIONES FUNCIONALES Y LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD.

- Organización Internacional de Normalización (ISO).

Esta definición se basa en los resultados de la ciencia, la técnica y la experiencia y determina no solamente las bases para el desarrollo presente, sino también las del futuro.

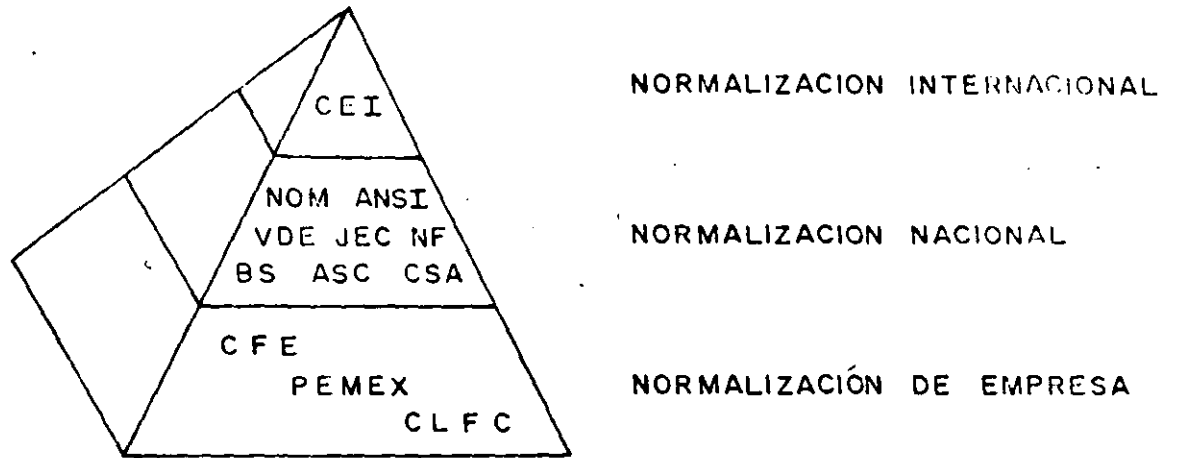
NORMA

ES EL RESULTADO DE UN ESFUERZO PARTICULAR DE NORMALIZACION, APROBADO -- POR UNA AUTORIDAD RECONOCIDA.

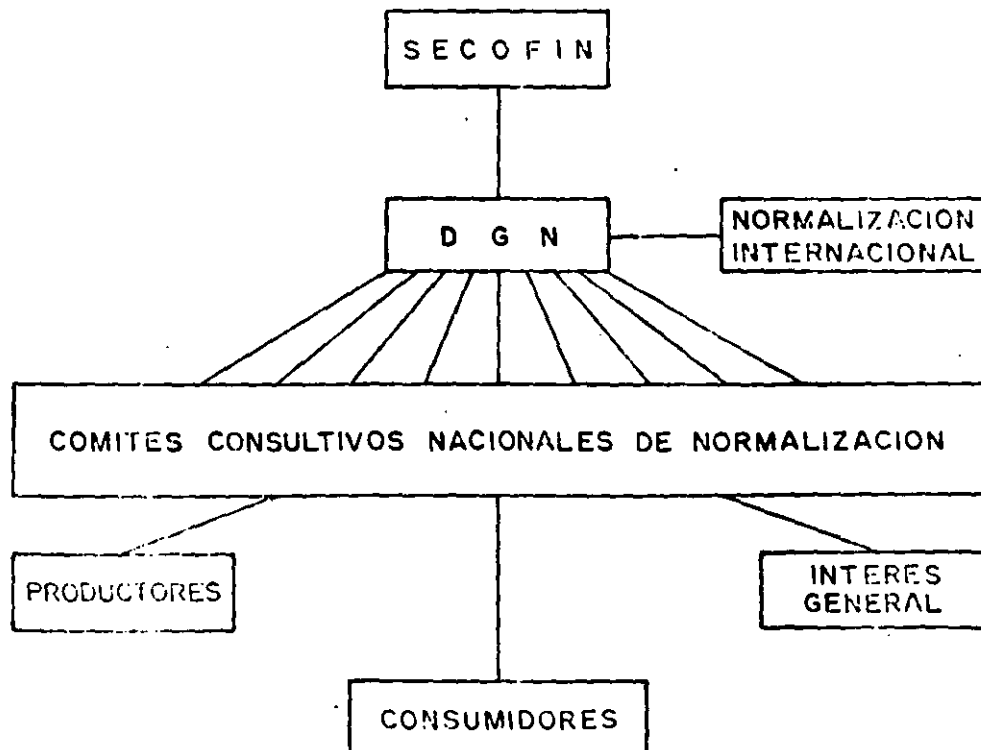
ESPECIFICACION

ES LA DECLARACION CONCISA DE UN CONJUNTO DE REQUERIMIENTOS PARA SER -- SATISFECHOS POR UN PRODUCTO, UN MATERIAL O UN PROCESO, INDICANDO DONDE VAYA APROPIADO EL PROCEDIMIENTO POR MEDIO DEL CUAL PUEDE SER DETERMINADO SI LOS REQUERIMIENTOS DADOS SON SATISFECHOS.

NIVELES DE NORMALIZACION



ESTRUCTURA DE LA NORMALIZACION NACIONAL EN MEXICO





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO 3

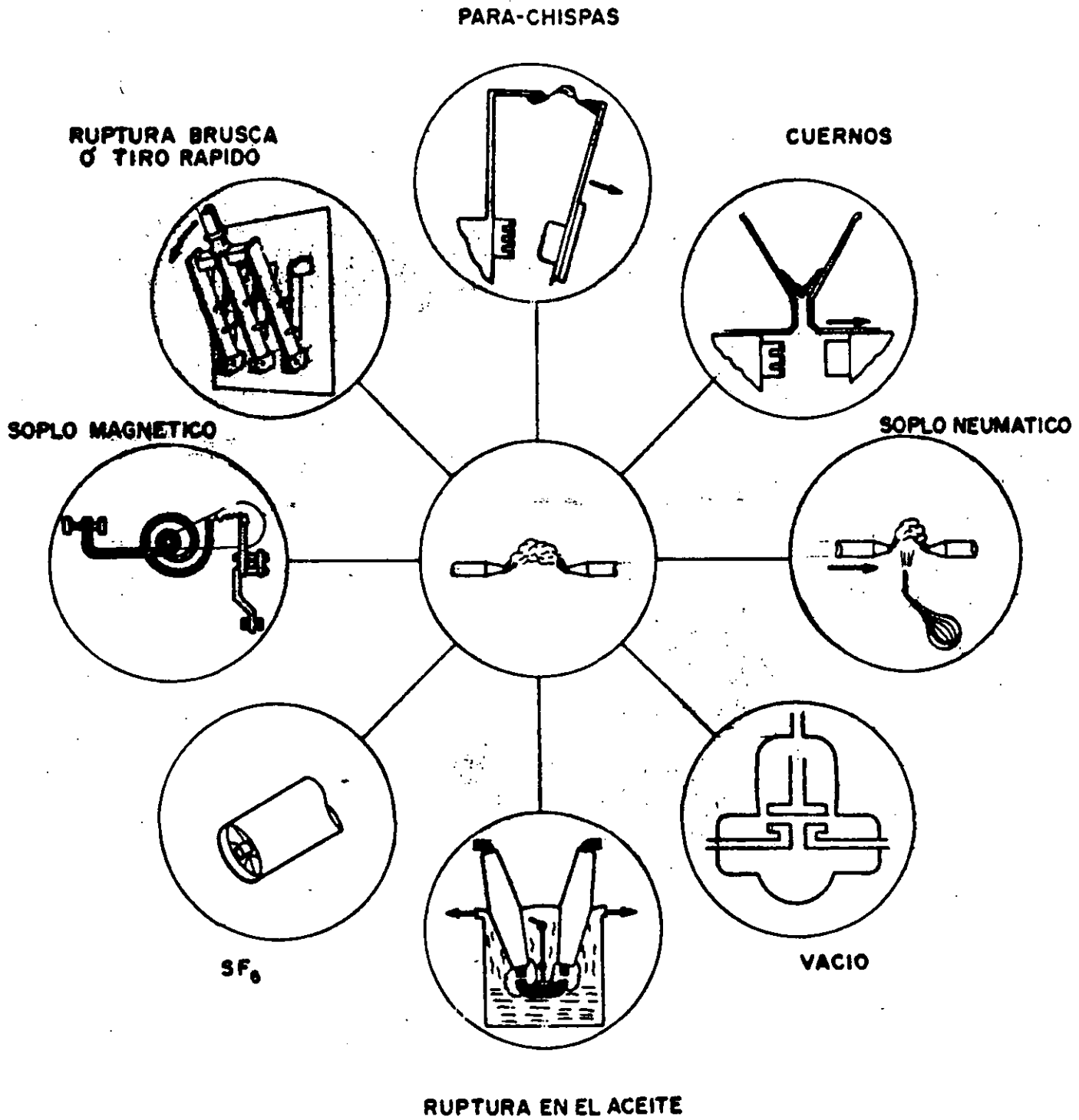
DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

NORMAS DE SUBESTACIONES

ING: PABLO SANDOVAL GONZALEZ

DIFERENTES DISPOSITIVOS EMPLEADOS PARA LA EXTINCION DEL ARCO



VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE INTERRUPTORES

A. INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE

Ventajas:

1. Son de construcción muy robusta y resistente.
2. Normalmente requieren poco mantenimiento preventivo mientras no operen.

Desventajas:

1. Póssible aparición de sobretensiones.
2. Re-encendidos del arco.
3. Desgaste de contactos.
4. Sus cámaras de extinción están aisladas y evitan casi por completo la posibilidad de descargas internas que pudieran producir arcos permanentes, pero sin embargo, pudiera ocurrir que fallase algún órgano del interruptor y se produjera un arco permanente, en cuyo caso la cantidad de gas producido originaría una gran sobrepresión que causaría una explosión y posible incendio de los gases y del aceite mismo.

B. INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

Ventajas:

1. El restablecimiento de la rigidez dieléctrica entre contactos se efectúa con gran rapidez.
2. Realización satisfactoria de interrupción de corrientes inductivas de poca intensidad.
3. Requiere reducida cantidad de aceite.
4. La extinción del arco se efectúa por medio de un chorro de aceite dirigido, sin intervención de ningún agente exterior.
5. Extinción muy rápida del arco.
6. Tienen un bajo costo inicial.

Desventajas:

1. Peligro de explosión o incendio por la presencia del aceite.
2. Debido al poco volumen del aceite, es necesario un mantenimiento preventivo mas frecuente.
3. Después de cada operación de apertura de un cortocircuito - requieren un mantenimiento inmediato, que puede requerir - desde el acondicionamiento solamente, hasta el cambio total de los contactos.
4. No son muy robustos desde el punto de vista mecánico.
5. No son recomendables en lugares donde tengan que operar frecuentemente.

C. INTERRUPTORES NEUMATICOS

Ventajas:

1. Gran robustez mecánica.
2. Rapidez de operación.
3. Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión - del aire.
4. Requieren poco mantenimiento.
5. No hay riesgo de incendio por ausencia del aceite.
6. Fácil inspección de sus contactos.
7. No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas:

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

D. INTERRUPTORES DE HEXAFLUORURO

Ventajas:

1. Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
2. Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
3. El SF_6 es estable. Expuesto al arco se disocia en SF_4 , SF_2 y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF_6 .
4. La alta rigidez dieléctrica del SF_6 lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aún a presiones bajas.
5. La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
6. Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

Desventajas:

1. A presiones superiores de 3.5 bars y temperaturas menores de $-40^{\circ}C$, el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones, es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperaturas ambiente menores de $15^{\circ}C$.
2. El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire, lo desplaza provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.
3. Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

E. INTERRUPTORES DE VACIO

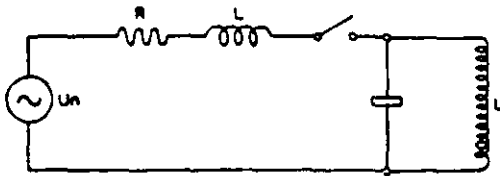
Ventajas

1. Es un interruptor muy compacto.
2. Prácticamente no necesita mantenimiento.

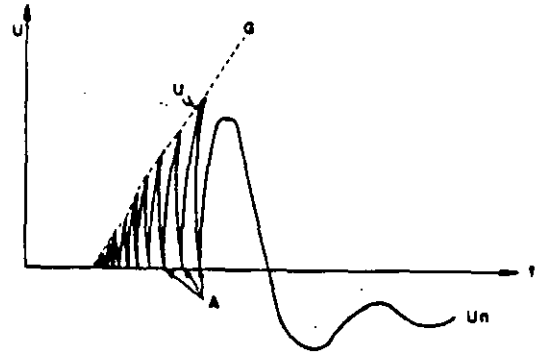
Desventajas

1. Es difícil de mantener un buen vacío debido al arqueado y desgaseificación de los electrodos metálicos.
2. Durante el arqueado se produce ligera emisión de rayos X.
3. Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

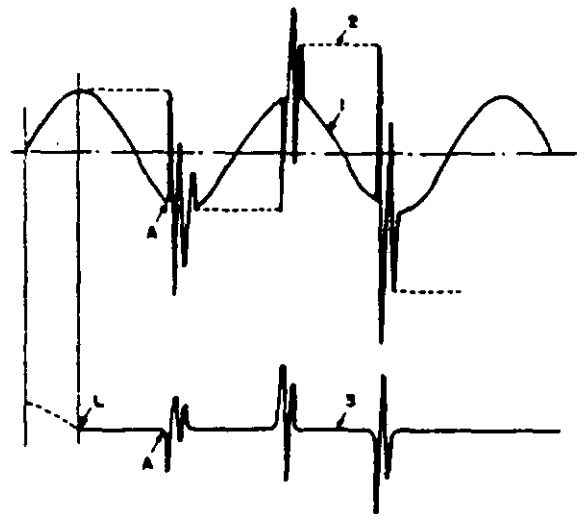
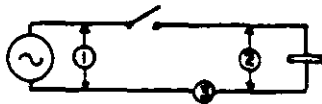
INTERRUPCION DE CORRIENTES INDUCTIVAS Y CAPACITIVAS



Interrupción de una Corriente Inductiva de Baja Intensidad.

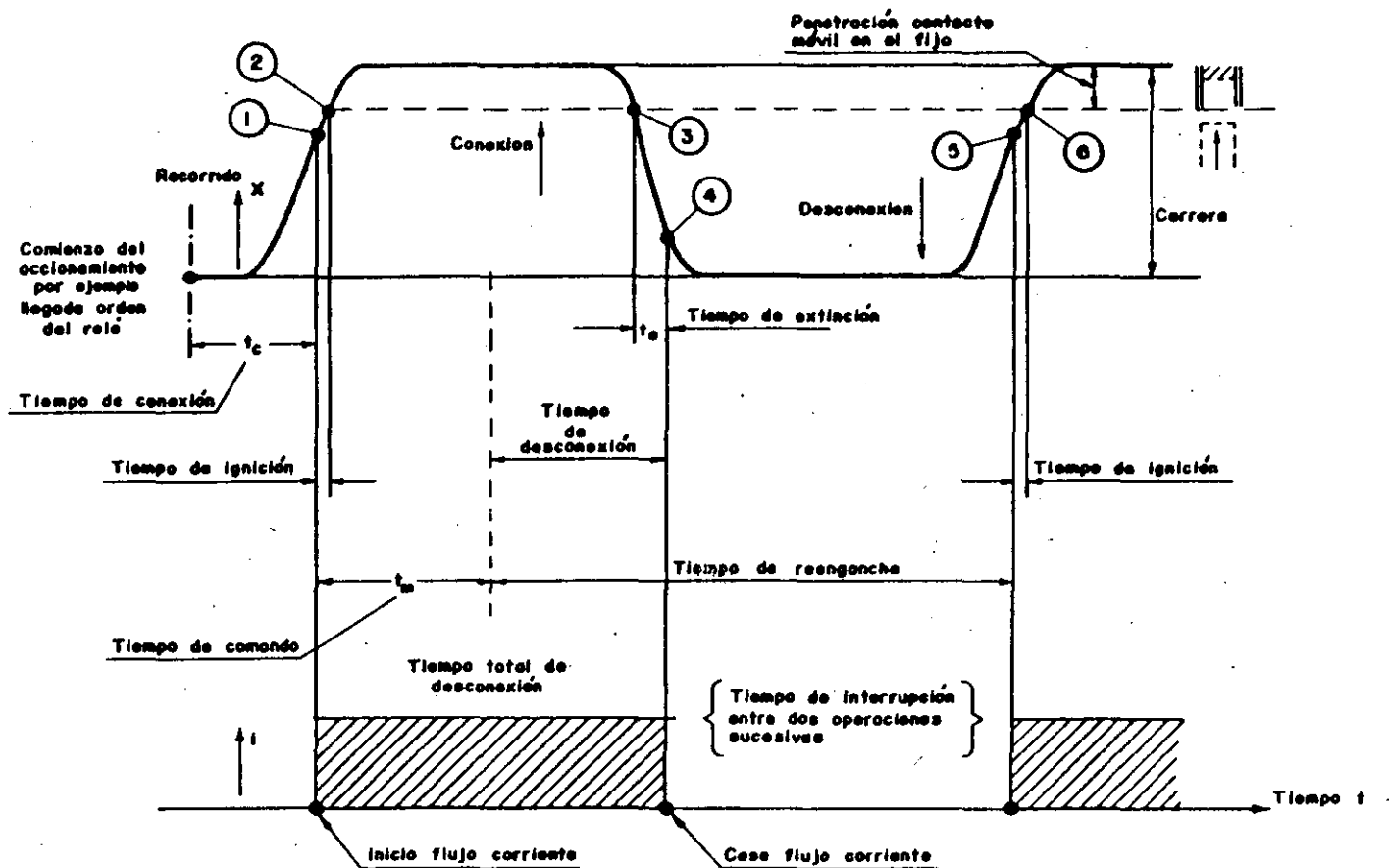


Gráfica de Variación de la Tensión entre Contactos de un Interruptor al Interrumpir una Corriente Inductiva de Baja Intensidad.



Corte de una Línea en Vacío (Capacitancia) por un Interruptor en que se Presentan Re-Encendidos.

CONEXION Y DESCONEXION DE UN INTERRUPTOR



1 y 5 = salto de la chispa e inicio de la conducción plasmática
 2 y 6 = unión de los contactos e inicio de la conducción galvánica

} Conexión ↑

3 = separación de los contactos (fijo y móvil)
 4 = cese de la conducción plasmática

} Desconexión ↓

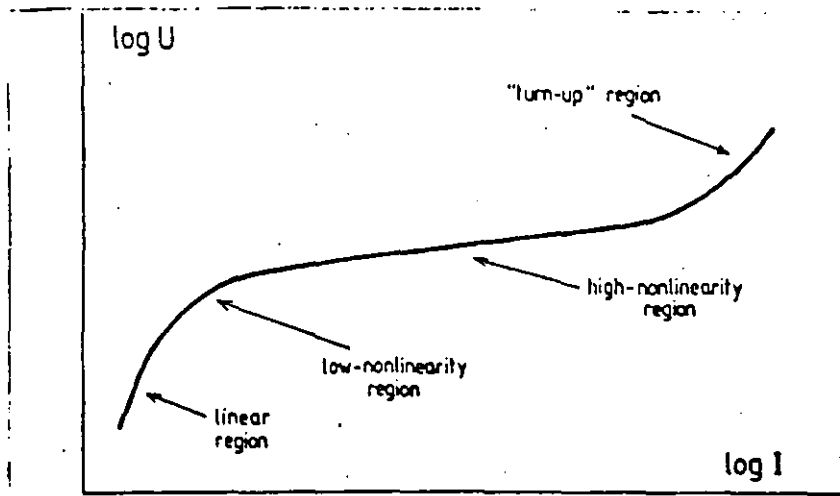


FIG. CURVA CARACTERÍSTICA PARA UN APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC.

FIG. CURVA CARACTERÍSTICA PARA UN APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC.

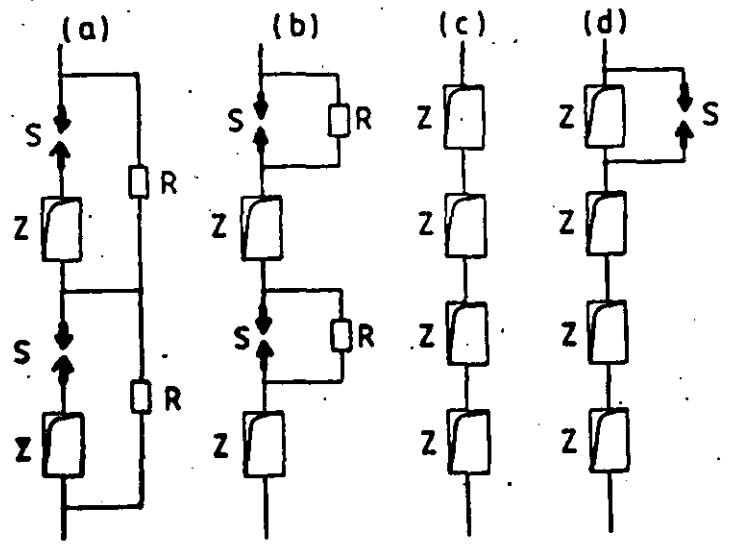
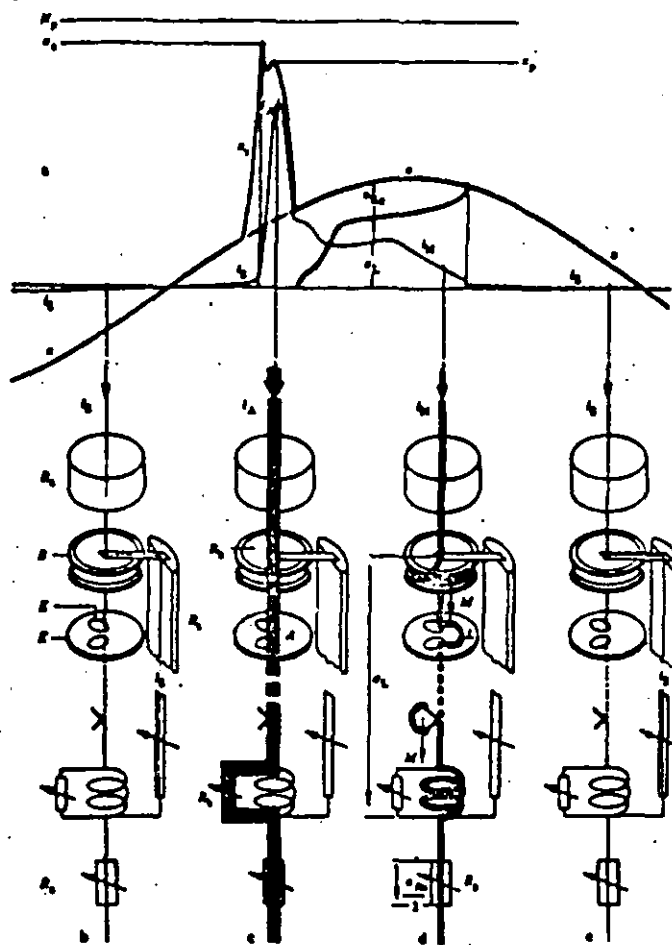
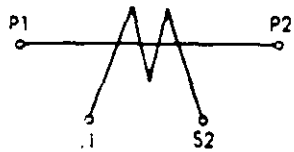


FIG. DISEÑO DE CUATRO TIPOS DE APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC.

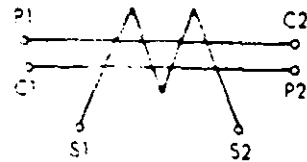


- | | | |
|------------------------------|--|---|
| A = Sparkover point with arc | U_p = Guaranteed protection level | u_a = Sparkover voltage |
| B = Blow-out coil | R_n = Nonlinear Resorbite resistor | u_L = Arc voltage during quenching |
| E = Spark-gap electrode | R_b = Bypass resistor | u_p = Residual voltage during diversion |
| i = Surge current | R_g = Grading resistor | u_{Ra} = Voltage drop across Resorbite resistors during quenching |
| i^A = Follow current | u^0 = Service voltage at arrester assembly | u_s = Surge voltage |
| i^B = Control current | | |
| K = Quenching chamber wall | | |
| L = Arc during quenching | | |
| H = Lines of magnetic flux | | |
- a) Curves of electrical quantities during sparkover and quenching
 b) Arrester assembly in normal operating condition
 c) Arrester assembly during passage of surge current
 d) Arrester assembly during passage of follow current
 e) Arrester assembly in normal operating condition

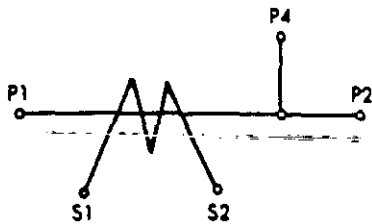
OPERACION DE UN APARTARRAYOS CON SPARK GAPS DE SOPLADO MAGNETICO.



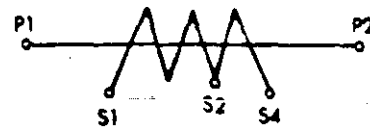
T.C. NORMAL DE SIMPLE RELACION DE TRANSFORMACION UN SOLO CIRCUITO MAGNETICO Y UN BOBINADO SECUNDARIO



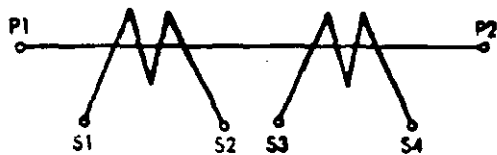
T.C. CON UN CIRCUITO MAGNETICO Y UNA DOBLE RELACION DE TRANSFORMACION, POR MEDIO DE CONEXION SERIE O PARALELO SOBRE EL BOBINADO PRIMARIO.



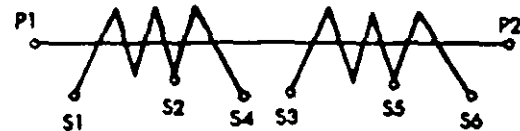
T.C. CON UN CIRCUITO MAGNETICO Y UNA DOBLE RELACION DE TRANSFORMACION, POR MEDIO DE "TOMA" SOBRE BOBINADO PRIMARIO.



T.C. CON UN CIRCUITO MAGNETICO Y UNA DOBLE RELACION DE TRANSFORMACION, POR MEDIO DE "TOMA" SOBRE EL BOBINADO SECUNDARIO.



T.C. CON DOS CIRCUITOS MAGNETICOS Y UNA SOLA RELACION DE TRANSFORMACION Y DOS BOBINADOS SECUNDARIOS INDEPENDIENTES.



T.C. CON DOS CIRCUITOS MAGNETICOS, DOS BOBINADOS SECUNDARIOS INDEPENDIENTES Y DOS RELACIONES DE TRANSFORMACION POR MEDIO DE "TOMAS" SOBRE LOS BOBINADOS SECUNDARIOS.

FIGURA 1
ESQUEMAS CLASICOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

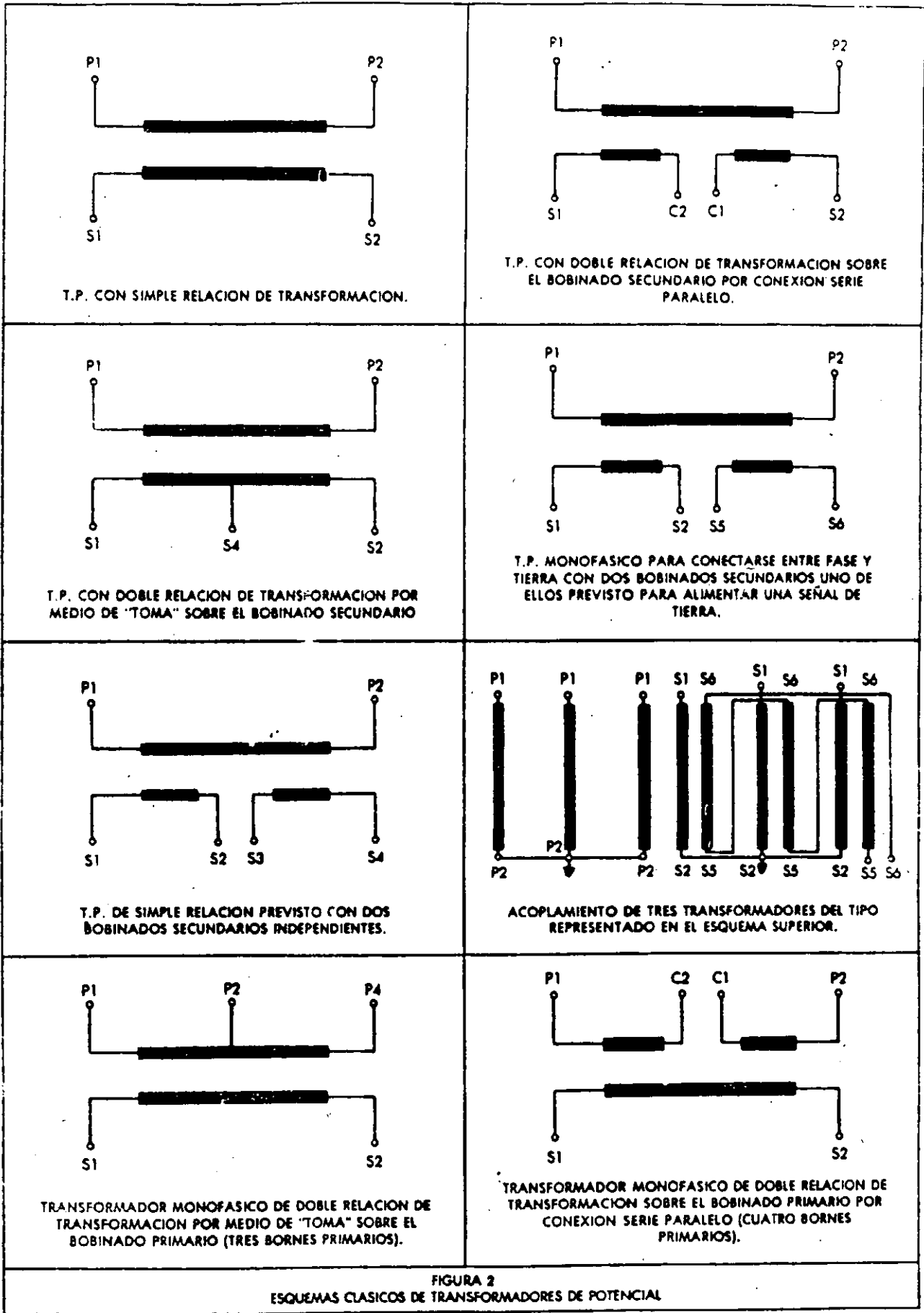


FIGURA 2
ESQUEMAS CLASICOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

	Transformador de Potencial	Transformador de Corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga determina	La corriente	La tensión
Causa del error	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
Carga secundaria aumenta	Cuando Z_2 disminuye	Cuando Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

SELECCION DE TRANSFORMADORES PARA MEDICION

Generalidades

Los factores que determinan la selección de estos aparatos son:

- el tipo de instalación.
- el tipo de aislamiento.
- la potencia y
- clase de precisión.

Instalación

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores.

Generalmente, por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 KV., son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo exterior son de tensiones desde 34.5 a 400 KV, salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 KV.

Aislamiento

a) Material para baja tensión

Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

b) Material de media tensión

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 KV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltente de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

Hay que hacer notar que la mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los aparatos con aislamiento en aceite o masa aislante

(compound) se utilizan muy poco y sólo para ampliaciones de instalaciones existentes

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores.

c) Material de alta tensión

Los transformadores para alta tensión son aislados con papel dieléctrico, impregnados en aceite y colocados dentro de un envoltente de porcelana.

Potencia

La potencia nominal que se debe seleccionar para los transformadores de medición está en función de la utilización a que se destina un aparato.

Se examinarán posteriormente las potencias que se deben prever de una forma general, separadamente para los transformadores de corriente y los transformadores de potencial.

Clase de precisión

La selección de la clase de precisión depende igualmente de la utilización a que se destinen los transformadores. Independientemente a esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

Para las mediciones industriales y puramente inductivas de voltímetros y amperímetros, las clases 1, 1.2, 3 y 5, son siempre suficientes.

En algunos casos, la clase 0.5 ó 0.6, es utilizada cuando se trata de instrumentos más precisos.

Para las mediciones de energía, las clases 0.1, 0.3, 0.5 y 0.6, son las más comúnmente utilizadas. se emplea la clase 0.2 y 0.3, en los casos de instalaciones de gran potencia, donde dicha clase se justifica.

Para transformadores de corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores definidos de factores de sobrecarga.

a) Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen por finalidad, llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipular y registrar. Conectados en serie con las líneas de alimentación, están sujetos a las mismas sobretensiones y sobreintensidades que ellas. Estas solicitudes, que son provocadas generalmente por un cortocircuito, no son solamente función de la potencia tomada por el circuito de alimentación, sino que dependen de la potencia del sistema y de la impedancia de los circuitos afectados. Hace falta, entonces, tener en cuenta la capacidad de cortocircuito del sistema y el lugar en donde se conectará el transformador de corriente.

Instalación

Suponiendo que se ha elegido el tipo de instalación (interior o exterior), conviene examinar todavía que tipo de transformador de corriente será posible utilizar en la misma. En efecto, la elección de un modelo puede estar influida por elementos particulares, como pueden ser: posición, altura, mantenimiento previsto, etc.

Tensión nominal de aislamiento

La tensión nominal de aislamiento de un transformador de corriente, debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice.

La elección de la tensión nominal de aislamiento depende igualmente de las condiciones especiales de la instalación elegida. En climas salinosos, tropicales, con neblina o en instalaciones a altitudes superiores de 1.000 metros, se deberá prever un nivel de aislamiento superior.

Realización

Los transformadores de corriente pueden estar contruidos con uno o varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización.

Los transformadores son provistos con un solo circuito magnético, cuando alimentan un solo aparato, teniendo una función bien definida, por ejemplo: medición o protección, o cuando las exigencias de la explotación permitan conectar, sobre el mismo circuito magnético, aparatos teniendo funciones diferentes, pero donde las influencias mutuas de ellas no tengan consecuencias, por ejemplo: un ampermetro indicador y un relevador de sobrecorriente.

Cuando son previstos con núcleos separados, cada circuito magnético alimenta los aparatos que tengan una función definida, por ejemplo: un transformador que tenga tres circuitos magnéticos separados, puede alimentar:

- el primero, la medición de precisión (facturación).
- el segundo, una protección diferencial,
- Y
- el tercero, mediciones industriales y relevadores de sobrecorriente.

Un aparato construido con 2 ó 3 circuitos magnéticos separados, se comporta, teóricamente, como si se tratase de 2 ó 3 aparatos completamente diferentes, ya que sólo el bobinado primario es común, los circuitos magnéticos y los bobinados secundarios están completamente independientes y separados.

Los transformadores de corriente destinados a ser instalados en subestaciones de alta tensión (intemperie) y subestaciones interiores, con gran capacidad en el sistema de alimentación, son comúnmente contruidos con varios núcleos separados.

Corrientes nominales normalizadas para Transformadores de Corriente

La corriente nominal de los bobinados primarios y secundarios de un transformador de corriente, son los valores para los cuales los bobinados están diseñados.

Las diferentes normas (ANSI, VDE, CEB, CEI, etc.), han normalizado los valores de las corrientes primarias y secundarias de los aparatos.

Corriente nominal primaria

Se seleccionará generalmente el valor normalizado superior a la corriente nominal de la instalación.

construidos con uno, dos o tres circuitos magnéticos separados, adaptados a las diferentes exigencias de los aparatos que se alimentarán.

Hay necesidad de definir, en el momento de seleccionar un transformador de corriente, los elementos que tendrán como función la medición y aquellos que tendrán como función la protección en el conjunto que se estudia. Se dan en la Tabla II los consumos en voltamperes de los principales aparatos conectados a transformadores de corriente.

Clases de precisión

Las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas.

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal. (Normas CEI, VDE, BSS, etc.)

Las normas ANSI define la clase de precisión como el error máximo admisible, en % que el transformador puede introducir en la medición de potencia.

Cada clase de precisión especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo: 0.5 - 50 VA.

Se dan a continuación, las clases de precisión recomendadas, según el uso a que se destina el transformador de corriente.

Clase	Utilización
0.1	Calibración y medidas de laboratorio.
0.2-0.3	Medidas de laboratorio. Alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia.
0.5-0.6	Alimentación de wathorímetros para facturación, en circuitos de distribución. Wathorímetros industriales.
1.2	Ampérmetros indicadores. Ampérmetros registradores. Fasómetros indicadores. Fasómetros registradores. Wathorímetros indicadores. Wathorímetros industriales. Wathorímetros registradores. Protecciones diferenciales, relevadores de impedancia y de distancia.
3-5	Protecciones en general, (relevadores de sobrecorriente).

NOTA:
Se aconseja alimentar las protecciones diferenciales con transformadores de corriente separados, ya que las mismas imponen las condiciones más severas. El mismo principio se puede aplicar a protecciones a distancia.

Precisión para protección

La revisión de 1968 de las normas americanas ANSI, (anteriormente ASA) hacen la siguiente clasificación de la precisión para protección.

1. Clase C.
2. Clase T.

La primera, cubre a todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación en ellos, puede ser calculada por métodos analíticos.

La segunda, cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación en los mismos, debe ser determinada por prueba.

Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal (B0.1 a B8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10 % a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal, y a cualquier carga inferior a la nominal.

Así, por ejemplo, un transformador clase C 100, deberá tener un error de relación menor a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria, si su carga no es mayor a $(1.0 \text{ ohm} \times 20 \text{ veces} \times 5 \text{ amperes} =) 100 \text{ volts.}$

De lo anterior, se deduce que la nueva clasificación para protección (C ó T), es equivalente a la antigua clasificación L.

La precisión para protección definida en otras normas, se da en el folleto sobre pruebas a transformadores de medición.

Capacidad de resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos

Por el hecho que ellos van conectados en serie con las líneas de alimentación, los transformadores de corriente están sujetos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que las líneas.

Estas sobrecorrientes, provocadas generalmente por cortocircuitos, no son solamente función de la potencia tomada por un alimentador, sino que dependen de la potencia de la central o del sistema y de la impedancia de los circuitos que se encuentran entre las fuentes de energía y el lugar de la falla.

El incremento considerable de las potencias de las centrales eléctricas, ha dado como resultado efectos de cortocircuito de una importancia capital, que es absolutamente indispensable tenerla en cuenta para la selección de los aparatos, con objeto de evitar graves interrupciones y accidentes en caso de falla.

La resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos, está determinada por las corrientes límites térmica y dinámica, definidas por ANSI, como:

- a) La corriente límite térmica es el valor eficaz de la corriente primaria más grande que el transformador de corriente pueda soportar por efecto joule, durante 1 segundo, sin sufrir deterioros y teniéndose el circuito secundario en cortocircuito. Esta corriente límite térmica se expresa en kiloamperes eficaces, o en n veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el transformador es de 150°C, para la clase A de aislamiento y dicha elevación se obtiene en un segundo, con una densidad de corriente de 143 amp/mm².

- b) La corriente límite dinámica es el valor de cresta de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efectos mecánicos, sin sufrir deterioros, teniendo su circuito secundario en cortocircuito.

Su amplitud se expresa en kiloamperes (cresta).

Como se recordará, los bobinados primarios y secundarios de los transformadores de corriente, están sujetos a las leyes de Ampere:

- 1a. Dos corrientes paralelas y de la misma dirección se atraen.
- 2a. Dos corrientes paralelas y de dirección contraria se repelen.
- 3a. Dos corrientes angulares tienden a colocarse paralelamente y en la misma dirección.

En la práctica, el cálculo se efectúa siguiendo las dos fórmulas:

$$I_{\text{term. ef. (KA)}} = \frac{\text{Potencia de cortocircuito (MVA)}}{\text{Tensión (KV)} \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{din. cresta}} = 1.8 \sqrt{2} I_{\text{term.}} = 2.54 I_{\text{term.}}$$

Por otro lado, hace falta tener en cuenta que no es siempre posible fabricar transformadores de corriente con características de cortocircuito muy elevadas, debido a limitaciones de espacio en las subestaciones, sobre todo, cuando las potencias y clases de precisión son importantes.

En efecto, para construir estos transformadores, es necesario tener grandes secciones de cobre en los bobinados, con lo que se reduce el número de espiras primarias admisibles.

Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado de un número de ampere-vueltas primarios, para un circuito magnético dado, la precisión de los transformadores hechos para resistir grandes valores de corrientes de cortocircuito, disminuye considerablemente.

Por lo anterior, se ve que es necesario limitar la potencia de precisión al mínimo para los transformadores con características de cortocircuito muy elevadas.

b) Transformadores de potencial

Conexión

Los transformadores de potencial van conectados ya sea entre fases, o bien, entre fase y tierra.

La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente con grupos de 3 transformadores monofásicos conectados en estrella:

- 1o. Cuando se trata de subestaciones con tensión de 45 KV o superior.
- 2o. Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- 3o. Para alimentar algún indicador de tierra.
- 4o. Cuando el número de VA, suministrado por 2 transformadores de potencial es insuficiente.

Tensión nominal de servicio

Se escoge generalmente la tensión nominal de aislamiento en KV superior, y más próxima a la tensión de servicio.

Tensión nominal secundaria

La tensión nominal secundaria, según ANSI, es de 120 volts para los transformadores de tensión nominal de servicio hasta 25 KV, y de 115 volts con aquellos de 34.5 KV o más.

En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal también una tensión secundaria de aprox. 115/1.73 volts.

Los transformadores de potencial son construidos en la generalidad de los casos, con un solo bobinado secundario, que alimenta los aparatos de medición y de protección.

Se prevén normalmente dos bobinados secundarios en el caso de que se desee alimentar relevadores de tierra.

Potencia nominal

Para escoger la potencia nominal de un transformador de tensión, se hace generalmente la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario. Se tienen en cuenta, por otro lado, las caídas de tensión en las líneas si las distancias entre los transformadores y los instrumentos de medición, son importantes.

Se escoge la potencia normal inmediata superior a la suma de las potencias. Los valores normales de las potencias de precisión y de sus factores de potencia, según ANSI, están dados en la Tabla III (para otras normas, las potencias están dadas en el artículo sobre pruebas a transformadores de medición).

Clases de precisión

Las clases de precisión normales para los transformadores de potencial son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas

Las siguientes tablas, presentan las diferentes clases de precisión de los instrumentos normalmente conectados y las potencias comunes de sus bobinados.

Clase	Utilización
0.1	Calibración.
0.2-0.3	Mediciones en laboratorios, alimentación de integradores (watt-hourímetros) para sistemas de gran potencia.
0.5-0.6	Instrumentos de medición e integradores. (watt-hourímetros).
1.2-3-5	Vóltmetro de tableros. Vóltímetros registradores. Wattímetros de tableros. Watt-hourímetros. Frecuenciómetros de tablero. Sincronoscopios. Reguladores de tensión Relevadores de protección, etc.

Aparatos	Consumo aproximado en VA
Vóltímetros	
Indicadores	3.5— 15
Registradores	15— 25
Wattímetros	
Indicadores	6— 10
Registradores	5— 12
Medidores de fase	
Indicadores	7— 20
Registradores	15— 20
Watt-hourímetros	3— 15
Frecuenciómetros	
Indicadores	1— 15
Registradores	7— 15
Relevadores de tensión	10— 15
Relevadores selectivos	2— 10
Relevadores direccionales	25— 40
Sincronoscopios	6— 25
Reguladores de tensión	30—250

CARGAS NORMALES			CARACTERÍSTICAS EN BASE A 120 VOLTS Y 60 HZ			CARACTERÍSTICAS EN BASE A 69.3 VOLTS Y 60 HZ		
Designación	V.A.	f.p.	Resistencia ohms	Inductancia henrys	Impedancia ohms	Resistencia ohms	Inductancia henrys	Impedancia ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152	38.4	1.014	384
X	25	0.70	403.2	1.092	576	134.4	0.364	192
Y	75	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0894	64
Z	200	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0336	24
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36	10.2	0.0168	12
M	35	0.2	82.3	1.07	411	27.4	0.356	137

NOTA:

Esta cuarta Edición fue revisada, habiéndosele agregado mayores informaciones técnicas, con objeto de enriquecer su contenido.

Agradeceremos cualquier sugerencia que pudiera hacerse al respecto.

Para cualquier duda o aclaración sobre Transformadores de Medida, ponemos a disposición de usted nuestro Depto. Técnico, quien gustosamente le atenderá.

ELECTROTECNICA BALTEAU, S.A. DE C.V.

TEL 576-23-23
TELEX: 817-72-437
TELEFAX 3582501
APARTADO POSTAL No. 2086
06000 MEXICO, D.F.

OFICINAS EN:
ESCAPE No. 21
FRACC. IND. ALCE BLANCO
53370 NAUCALPAN EDO. DE MEXICO

NORMALIZACION

DENTRO DEL CONCEPTO TECNICO QUE SE TIENE ACTUALMENTE DE LA NORMA LIZACION, PUEDEN DARSE VARIAS DEFINICIONES, ENTRE LAS QUE DESTACAN LAS SIGUIENTES:

- a) ES EL PROCESO DE FORMULAR PRINCIPIOS TECNOLOGICOS PARA GUIAR Y REGULAR LA PRODUCCION, EL INTERCAMBIO DE MERCANCIAS Y SERVICIOS CON OBJETO DE OBTENER - EL MAXIMO DE ECONOMIA.
- b) ES LA CONSOLIDACION DEL CONOCIMIENTO DE EXPERIENCIAS OBTENIDAS COMO RESULTADO DE LA CONSULTA COMUN, DIRIGIDA A RESTAURAR Y ESTABLECER EL ORDEN.
- c) ES UNA ACTIVIDAD TECNICA Y ECONOMICA QUE TIENE - POR OBJETO ESTABLECER LOS REQUISITOS CARACTERISTICOS DE LOS PRODUCTOS, METODOS Y FORMAS SIMILARES DE REPRESENTACION, QUE SE DEFINEN Y FORMULAN EN - UNA NORMA, CON EL PROPOSITO DE OBTENER PRODUCCION NACIONAL, DISTRIBUCION Y UTILIZACION APROPIADAS - AL PERIODO CONSIDERADO.
- d) ES EL PROCESO DE DEFINIR O APLICAR LAS CONDICIONES NECESARIAS PARA ASEGURAR QUE UN CONJUNTO DADO DE - REQUISITOS, PUEDEN CUMPLIRSE NORMALMENTE EN UN NUMERO DADO DE VARIEDADES, DE MANERA REPRODUCTIBLE Y ECONOMICA, SOBRE LA BASE DE LA MEJOR TECNICA ACEPTADA.

NORMALIZACION

ES EL PROCESO DE FORMULAR Y APLICAR LAS REGLAS DE ACCESO ORDENADO A UNA ACTIVIDAD ESPECIFICA PARA SU BENEFICIO Y CON LA COOPERACION DE TODOS - LOS INTERESADOS Y EN PARTICULAR PARA LA PROMOCION DE UNA ECONOMIA TOTAL OPTIMA, TOMANDO EN CUENTA LAS CONDICIONES FUNCIONALES Y LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD.

- Organización Internacional de Normalización (ISO).

Esta definición se basa en los resultados de la ciencia, la técnica y la experiencia y determina no solamente las bases para el desarrollo presente, sino también las del futuro.

NORMA

ES EL RESULTADO DE UN ESFUERZO PARTICULAR DE NORMALIZACION, APROBADO -- POR UNA AUTORIDAD RECONOCIDA.

ESPECIFICACION

ES LA DECLARACION CONCISA DE UN CONJUNTO DE REQUERIMIENTOS PARA SER -- SATISFECHOS POR UN PRODUCTO, UN MATERIAL O UN PROCESO, INDICANDO DONDE VAYA APROPIADO EL PROCEDIMIENTO POR MEDIO DEL CUAL PUEDE SER DETERMINADO SI LOS REQUERIMIENTOS DADOS SON SATISFECHOS.

OBJETIVOS DE LA NORMALIZACION NACIONAL

DESDE LA APARICION FORMAL DE LA NORMALIZACION EN NUESTRO PAIS HACE MAS DE 40 AÑOS, SE CONSIDERO QUE ESTA DISCIPLINA ERA DE GRAN UTILIDAD PARA PROMOVER EL DESARROLLO INDUSTRIAL, POR LO CUAL, LOS ESFUERZOS NACIONALES SE ORIENTARON HACIA LA ATENCION CASI EXCLUSIVA DEL SECTOR INDUSTRIAL, OTORGANDO EL SECTOR PUBLICO TODAS LAS FACILIDADES AL SECTOR PRIVADO PARA ESTIMULAR SU PARTICIPACION: SIN EMBARGO, AL PASO DE LOS AÑOS, UNA PARTE IMPORTANTE DE ESTE SECTOR APRENDIO A UTILIZAR ESTA APERTURA DEL GOBIERNO, MAYORITARIAMENTE PARA SU BENEFICIO, EVITANDOSE ASI LA DEFENSA DE LOS INTERESES LEGITIMOS DEL CONSUMIDOR Y EL ASEGURAMIENTO DE PRACTICAS EQUITATIVAS EN EL COMERCIO, QUE CONSTITUYEN LOS OBJETIVOS FUNDAMENTALES DE LA NORMALIZACION NACIONAL.

ASI, EN LA PRACTICA, ESTOS OBJETIVOS SE TRADUCEN EN LA FORMULACION DE NORMAS OFICIALES MEXICANAS COMO MEDIO EN EL CUAL UN CONSUMIDOR PUEDE LOGRAR LA DEFINICION DE REQUISITOS QUE DEBE SATISFACER UN BIEN CUYO USO REQUIERE, TENIENDO LA TRANQUILIDAD DE ADQUIRIR AQUEL QUE REALMENTE CUMPLE CON EL FIN A QUE ESTA DESTINADO. AL MISMO TIEMPO EL PRODUCTOR, ADEMAS DEL BENEFICIO ECONOMICO QUE LA PRODUCCION ORDENADA Y SISTEMATIZADA LE FACILITA, TAMBIEN LOGRA LA SATISFACCION DE CUMPLIR CON EL COMPROMISO DE PROVEER EL BIEN O SERVICIO ADECUADO, REALIZANDO SUS TRANSACCIONES COMERCIALES DENTRO DE UN MARCO DE TRANSPARENCIA Y COMPETENCIA LEAL.

PRINCIPIOS DE LA NORMALIZACION NACIONAL

LA FINALIDAD ES ORIENTAR AL MISMO TIEMPO QUE PERMITIR FLEXIBILIDAD AL PROCESO NORMATIVO, PARA QUE ESTE PUEDA ADAPTARSE A LAS NECESIDADES REALES QUE PREVALECE EN EL MOMENTO Y NO CONSTITUIR UNA TRABA EN EL FUTURO.

- a) SIMPLIFICACION Y SELECCION.- Estudio de los modelos existentes y probables y la eliminación de los no indispensables. Los modelos seleccionados deben resistir la confrontación con la práctica.
- b) HOMOGENEIDAD.- Una Norma debe integrarse perfectamente al acervo de Normas ya existentes de manera que no se obstruyan futuras normalizaciones. Para lograr la homogeneidad, la Normalización debe realizarse bajo la dirección de un organismo central; en México, la Dirección General de Normas, y a nivel Internacional, la Organización Internacional de Normalización (ISO), entre otros. Debe conocerse toda la información existente, tanto a nivel nacional como internacional.
- c) EQUILIBRIO.- Entre los avances tecnológicos y las posibilidades económicas del nivel que cubra el objeto de la Normalización.
- d) COOPERACION.- De todos los sectores involucrados en la Normalización que son:
 - A) INTERES GENERAL
 - B) CONSUMIDOR
 - C) PRODUCTOR DE BIENES Y SERVICIOS

- e) ESPECIFICACION.- Deben tener una relación directa con el uso o la fabricación del objeto de la normalización, ser preferentemente cuantitativas y contener las tolerancias permisibles, deben ser concretas, completas, inequívocas, explícitas, intelegibles y sistemáticas. Cada especificación debe tener un método de comprobación cuya aplicabilidad se haya demostrado, debiendo preferirse los métodos no destructivos a los destructivos.
- f) DINAMISMO.- La normalización evoluciona en la misma medida que la tecnología. Las Normas deben ser revisadas para mantenerlas al día con los avances técnicos desde su primera emisión.
- g) APLICABILIDAD.- Debe ser aplicada por los sectores involucrados, una vez que ésta haya sido publicada. El Artículo 29 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica especifica: "No podrá ponerse en venta ni utilizarse en la República Mexicana ningún aparato, maquinaria o dispositivo destinado al uso de la energía eléctrica, cuyas características técnicas y de seguridad sean diferentes de las aprobadas por la - Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, etc..."

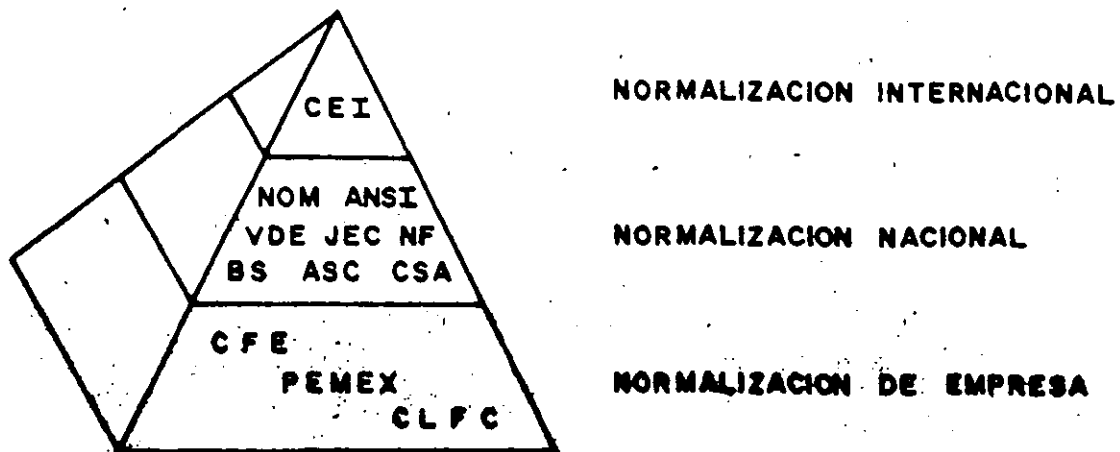
CONSIDERACIONES PARA LA NORMALIZACION DE SUBESTACIONES

AL PRINCIPIO, Y POR DIFERENTES CAUSAS, EN EL SECTOR ELECTRICO SE ELABORARON PROYECTOS DIFERENTES PARA SUBESTACIONES MUY SIMILARES CREANDO CON ELLO UNA DIVERSIDAD DE SOLUCIONES Y PROCEDIMIENTOS, MOTIVO POR EL CUAL LA NORMALIZACION, EN EL SECTOR, SURGIO COMO - UNA NECESIDAD NATURAL DE ORDENAR LAS SOLUCIONES QUE SE DABAN Y - UNIFORMIZAR LOS CRITERIOS DE TODOS LOS TECNICOS QUE PARTICIPABAN. CON BASE A ESTAS EXPERIENCIAS SE DETERMINO QUE EL PROYECTO Y - - CONSTRUCCION DE CUALQUIER SUBESTACION SIGUE PRACTICAMENTE LA MISMA SECUENCIA DESDE SU INICIO HASTA SU TERMINACION, LO QUE NOS - PERMITIO ESTABLECER UNA SERIE DE ETAPAS QUE NOS INDICAN EL PROCESO PARA EL DESARROLLO DE UNA INSTALACION NORMALIZADA.

A CONTINUACION SE ENUMERAN SUS FASES DE DESARROLLO:

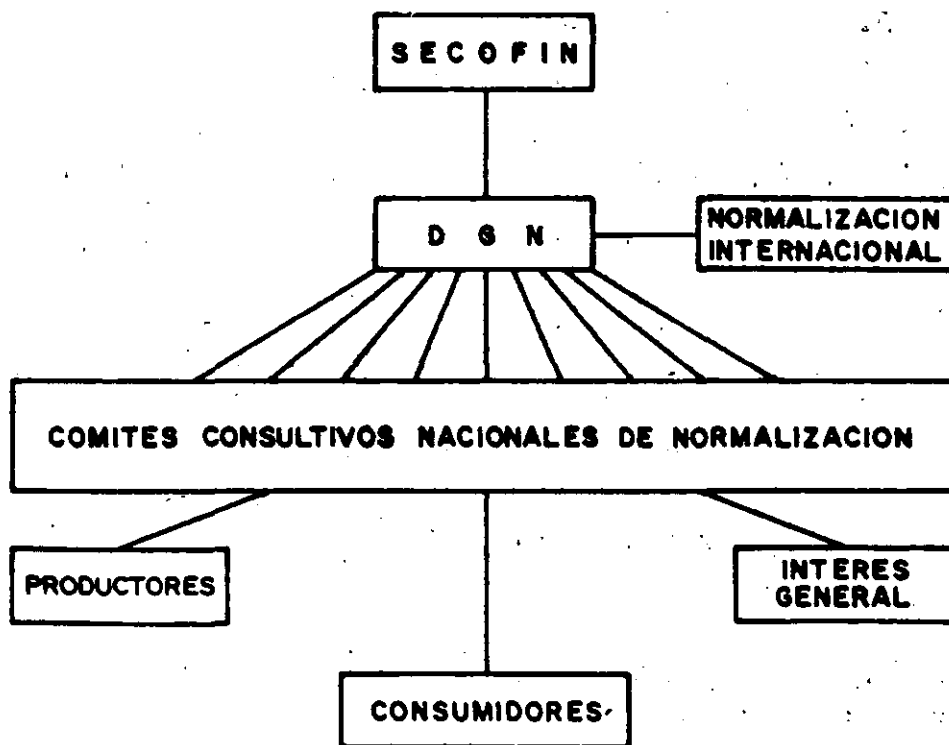
1. PLANTEAMIENTO DE NECESIDADES
2. DEFINICION DE LA OBRA
3. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS NORMALIZADAS
4. SELECCION DE ALTERNATIVAS NORMALIZADAS
5. TRAMITES Y ADQUISICION DE MATERIALES Y EQUIPO
6. REALIZACION DEL PROYECTO
7. EJECUCION DE LA OBRA
8. RECEPCION DE LA OBRA PARA SU OPERACION
9. PUESTA EN SERVICIO
10. OPERACION Y MANTENIMIENTO

NIVELES DE NORMALIZACION

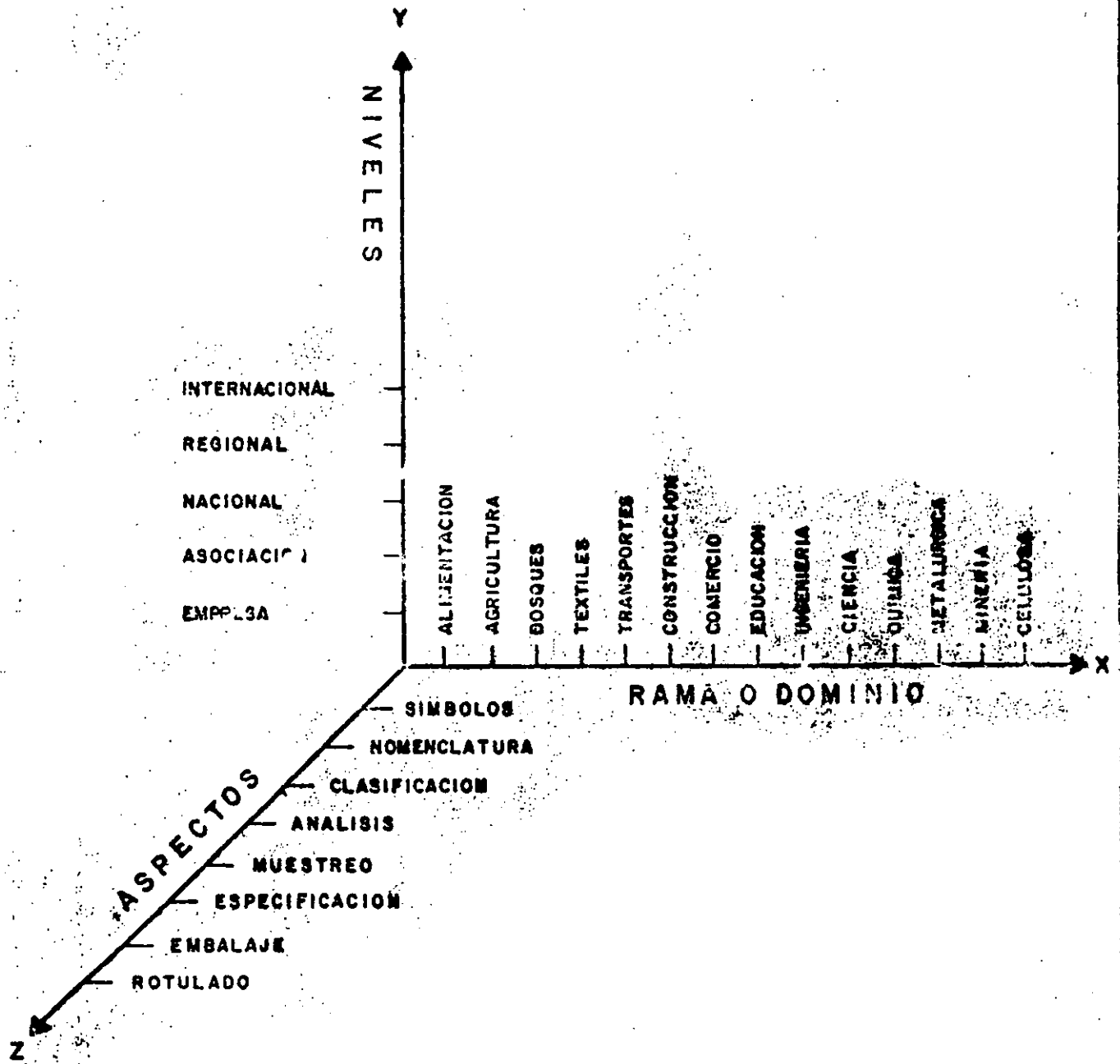


ESTRUCTURA DE LA NORMALIZACION NACIONAL

EN MEXICO



ESPACIO DE LA NORMALIZACION



CATALOGO DE NORMAS OFICIALES MEXICANAS (NOM)

CLAVE

Industria Textil	A
Contaminación Ambiental	AA
Productos Siderúrgicos	B
Productos y Equipos para uso Médico, Hospitales y Laboratorio	BB
Materiales de Construcción	C
Aparatos de Control y Medición	CH
Vehículos	D
Plásticos y sus Productos	E
Productos de Envase y Embalaje	EE
Productos Metal-Mecánicos, Soldadura y Recubrimientos Metálicos	H
Industria Electrónica	I
<u>Industria Eléctrica</u>	J
Productos Químicos	K
Productos de la Refinación y Destilación del Petróleo	L
Equipo y Material para Oficinas y Escuelas	N
Equipo de uso general en la Industria y Agricultura	O
Industria del Vidrio	P
Productos y Equipo para uso Doméstico	Q
Industrias Diversas	R
Seguridad	S
Productos de hule	T
Pinturas, Barnices y Lacas	U
Productos de Metales no Ferrosos	W
Equipo para Manejo y uso de Gas L.P. y Natural	X
Normas Básicas y Símbolos	Z

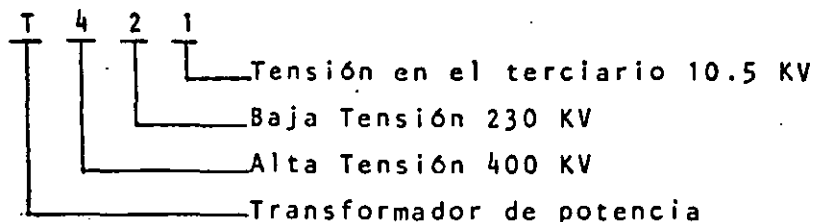
4. TRANSFORMADORES, BANCOS DE TIERRA Y SERVICIOS DE ESTACION.

a) Se adopta la nomenclatura dada por Operación Sistema, de acuerdo a la siguiente tabla:

Banco	Alta Tensión (KV)	Baja Tensión (KV)	Terciario (KV)
T421	400	230	10.5
T411	400	150	10.5
T221	230	23	10.5
T28	230	85	-
T82	85	23	-
T222	230	23	23
T121	150	23	10.5
T86	85	6	-
T82T	85	Bco. de Tierra	23
T20	23	.220	
T80	85	.220	

b) Ejemplo de cómo se configura la nomenclatura para transformadores de potencia:

- El primer carácter representado por una T, significa transformador de potencia.
- El segundo carácter es un dígito que representa la tensión en alta.
- El tercer carácter es un dígito que representa la tensión en baja.
- El cuarto carácter se usa únicamente para transformadores con terciario, y representa mediante un dígito su tensión, excepto para bancos de tierra donde se usará una letra "T".



NOTA: La siguiente clave de tensiones no coincide estrictamente con la nomenclatura de Bancos de Potencia (Ver inciso 4a., pág. 5)

1. CLAVE DE TENSIONES.

Claves de tensiones para nomenclatura de equipo.

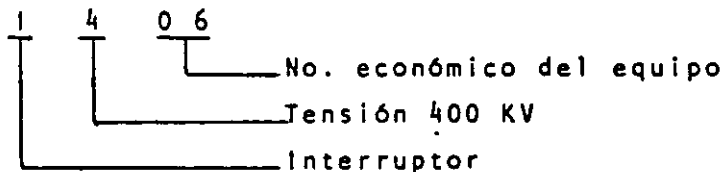
La clave se representará mediante un dígito por nivel de tensión de acuerdo a la siguiente tabla:

<u>Dígito Representativo</u>		<u>Tensión en KV</u>
8	para	85 6 115
4	para	400
3	para	150 6 230
2	para	23
1	para	$6 \leq KV < 23$
0	menor que	6

2. INTERRUPTORES.

Los interruptores se identificarán con un código de cuatro caracteres. El primero será la letra I, el segundo será el que represente la tensión a la cual trabaja el equipo; el tercero y cuarto caracteres corresponderán a su número económico, que debe ser progresivo y por nivel de tensión desde 01 al 99.

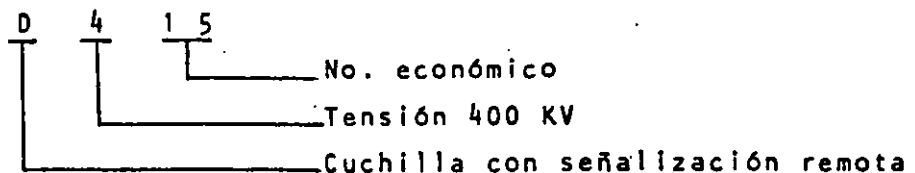
Ejemplo:



3. CUCHILLAS.

Las Cuchillas se identificarán con un código de 4 caracteres. El primero será la letra D ó C según sea con señalización remota o sin ella, el segundo representará la tensión del equipo, el tercero y cuarto caracteres corresponderán a su número económico que será progresivo y por nivel de tensión desde 01 al 99.

Ejemplo:



NORMAS OFICIALES MEXICANAS SOBRE TRANSFORMADORES.

NOM-J-098-78	TENSIONES NORMALIZADAS.
NOM-J-109-77	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.
NOM-J-116-87	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TIPO POSTE Y SUBESTACION.
NOM-J-120-70	METODO DE PRUEBA PARA LA DETERMINACION DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DE MATERIALES AISLANTES ELECTRICOS.
NOM-J-123-82	ACEITE AISLANTE NO INHIBIDO PARA TRANSFORMADORES.
NOM-J-168-80	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.
NOM-J-169-78	METODOS DE PRUEBA, TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y POTENCIA.
NOM-J-234-84	BOQUILLAS DE PORCELANA DE BAJA Y ALTA TENSION PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, SERVICIO EXTERIOR.
NOM-J-263-77	METODOS DE PRUEBA PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.
NOM-J-281-77	TERMINOS EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA - - ELECTRICA:
NOM-J-284-80	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.
NOM-J-285-79	TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL TRIFASICOS PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA.
NOM-J-286-79	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA TIPO PEDESTAL, MONOFASICOS.
NOM-J-287-79	TRANSFORMADORES TRIFASICOS SUMERGIBLES PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA.
NOM-J-288-81	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL, METODO DE PRUEBA.
NOM-J-308-83	GUIA PARA EL MANEJO, ALMACENAMIENTO, - CONTROL Y TRATAMIENTO DE ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO.
NOM-J-310-79	TRANSFORMADORES MONOFASICOS SUMERGIBLE PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA.
NOM-J-319-78	PAPEL Y CARTON PRENSADO PARA TRANSFORMADOR.

NOM-J-351-79

TRANSFORMADORES TIPO SECO DE DISTRIBUCION Y POTENCIA.

NOM-J-409-81

GUIA DE CARGA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.

NOM-J-410-82

GUIA PARA INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE

NOM-J-427-81

TRANSFORMADORES SUMERGIBLES TIPO BOVEDA, PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA CON DES-CONECTADOR ACOPLADO DE TRES POSICIONES.

NORMAS ANSI SOBRE TRANSFORMADORES

- C 57.12-00-80 81 Transformers Guide for Distribution Power And Regulating Transformers General Requirements for.
- C 57.12-10-77 Requirements for Transformers 230000 Volts and below 833/958 Through 83333/10 417 KVA, Single-Phase and 750/862 Trough 60000/80000 10000 KV, Three Phase.
- C 57.12-20-81 Requirements for overhead type Distribution Transformers, 67000 Volts and below, 500 KVA and Smaller.
- C 57.12-21-80 Requirements for pad mounted compartmental type single-phase distribution Transformers (High-Voltage, 16 340 GRD Y/9430 Volt and below; Low-Voltage, 240/120; 167 KVA and - Smaller).
- C 57.12-30-77 Requirements For Load-Tap-Changing Transformers 230 000 Volts and Below, 3750/4687 - - Through 80 000/80 000/100 000 KVA, Three - - phase.
- C 57.12-70-78 Terminal markings and connections for distribution and power transformers.
- C 57.12-80-58 78-12-86 Requirements Terminology and test code for - distribution power and regulating transformers and reactors other than current-limiting - - - reactors.

NORMAS ANSI SOBRE TRANSFORMADORES

- C 57.12-80A-~~81~~ 78 Supplement to C 57.12-80 Requirementstermi-
nology and test code For distribution power,
and regulating transformers and reactors --
other than curret-limiting Reactors.
- C 57.12-90-~~74~~ 87 Distribution power and regulatin transformers,
test dode for (IEEE STD 262/1973).
- C 57.92.~~82~~ 81 Guide for loading oil-immersed distribution
and power transformers
- C 57.93-58 Guide for installation and maintenance of -
oil-immersed transformers.
- C 57.94-58 Guide for installation and maintenance for
Dry-type transformers.
- C 57.96-59 Guide for loading Dry-type distribution and
power transformers.
- C 57.97-71 Guide for preparation of especifications for
Large power transformers with or without --
Load-tap-changing.
- c 57.98 - 86 Guide for transformer impulse test.

NORMAS IEC SOBRE TRANSFORMADORES
INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

76 (1976)	Power transformers.
76-1 (1976)	Part 1 General.
76-2 (1976)	Part 2 temperature rise.
76-3 (1980)	Part 3: Insulation levels and dielectric test.
76-4 (1976)	Part 4. Tappings and connections.
76-5 (1976)	Part 5. Ability to withstand short circuit.
214 (1976)	On-load tap-changers.
296 (1982)	Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear
354 (1972)	Loading guide for oil-immersed transformers.
542 (1976)	Application guide for on-load tap-changers
551 (1976)	Measurement of transformers and reactor-sound levels.
599 (1978)	Interpretation of the analysis of gases - in transformers and other oil-filled - - electrical equipment in service.
606 (1978)	Application guide for power transformers.

Tabla 5.- Capacidades para Transformadores Autoenfriados y con Pasos Forzados de -
Enfriamiento.

Monofásicos (KVA)			Trifásicos (KVA)		
Autoenfriado	Enfriamiento Forzado		Autoenfriado	Enfriamiento Forzado	
	Primer Paso	Segundo Paso		Primer Paso	Segundo Paso
833	958	-	750	862	-
1 000	1 250	-	1 000	1 150	-
1 250	1 437	-	1 500	1 725	-
1 667	1 917	-	2 000	2 300	-
2 500	3 125	-	2 500	3 125	-
3 333	4 167	-	3 000	3 750	-
5 000	6 250	-	3 750	4 687	-
6 667	8 333	-	5 000	6 250	-
8 000	10 000	-	7 500	9 375	-
10 000	13 333	16 667	10 000	12 500	-
12 500	16 667	20 833	12 000	16 000	20 000
16 667	22 222	27 777	15 000	20 000	25 000
18 500	23 000	33 000	-	-	-
20 000	26 667	33 333	18 000	24 000	30 000
25 000	33 333	41 666	20 000	25 000	30 000
33 333	44 444	55 555	24 000	32 000	40 000
55 555	85 000	110 000	30 000	40 000	50 000
			36 000	45 000	60 000
			37 500	50 000	62 500
75 000	100 000	125 000			
-	-	-	45 000	60 000	75 000
-	-	-	50 000	75 000	100 000
-	-	-	50 000	66 667	83 333
-	-	-	60 000	80 000	100 000
-	-	-	75 000	100 000	125 000
-	-	-	100 000	133 333	166 666
-	-	-	135 000	375 000	-
-	-	-	165 000	255 000	330 000

TABLA 6.- Tensiones Nominales

TENSIONES NOMINALES (VOLTS)
220
440
480
2 400
4 160
6 600
10 000
13 800
23 000
33 000
34 500
66 000
69 000
85 000
110 000
115 000
138 000
150 000
161 000
220 000
230 000
400 000

TABLA 7.- Relación entre el voltaje nominal y máxima del sistema y el nivel básico de aislamiento al impulso por descarga atmosférica (NBAI) en sistemas de 400 kV y menores.

Tensión Nominal (kV rmc)	Niveles básicos de aislamiento al impulso por descargas atmosféricas (NBAI) en uso común (kV cresta)			
	Plena	R e d u c i d o s		
.220	30			
.440	30			
.480	30			
1.2		45		
2.40	60	45		
4.16	75	60		
6.60	95	75		
10.00	110	95		
13.80	<u>110</u>	95		
23.0	<u>150</u>	150		
34.5	<u>200</u>			
69.0	<u>350</u>	250		
85	<u>450</u>	350		
115	<u>550</u>	<u>450</u>		
138	<u>650</u>	<u>550</u>		
150	650	550		
161	<u>750</u>	650		
220	1050	900		
230	<u>1050</u>	<u>900</u>		
400	1550	<u>1425</u>		

Nivel Básico de aislamiento al impulso por descarga atmosférica (NBAI) (kV cresta)	Nivel de Onda Cortada (kV cresta)	Nivel de Impulso por Maniobra (NBAIM) (kV cresta)	Prueba de Tensión Inducida (fase a tierra)		Nivel de Prueba de Tensión de Aplicada (kV rmc)
			Nivel de una hora (kV rmc)	Nivel realizado (kV rmc)	
110	120	-	-	-	34
110	120	-	-	-	34
110	120	-	-	-	34
150	165	-	-	-	50
200	220	-	-	-	70
250	275	-	-	-	95
350	385	-	-	-	140
450	475	375	105	120	185
450	495	375	105	120	185
550	605	460	125	145	230
550	605	460	125	145	230
650	715	540	145	170	275
900	990	745	210	240	395
900	990	745	210	240	395
1425	1570	1080	365	415	630

TABLA 9.- Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores de Potencia Clase II.

Tensión nominal (kV)	Nivel básico de - aislamiento al impulso por descarga atmosférica (NBAI) (kV cresta)	Nivel de Prueba a baja frecuencia (kV rmc)	Cocficiente de Prueba a baja frecuencia -
Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4
34.5	200	70	1.449
69	250 350	95 140	1.310 1.931
85	450	495 605	1.529 1.901
115	450	185	1.529
138	550	230	1.586
150	550	605	1.361
161	650	275	1.627
220	900	360	1.488
230	900	360	1.488
400	1425 1550 1675	1430 1570 1705 1845	

TABLA 12.- Coeficientes de prueba a baja frecuencia



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA II

TERCER MODULO

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELETRICAS

UTILIZACION DEL GAS SF₆

UTILIZACIÓN DEL GAS SF₆
EN LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA
Y EN LAS SUBESTACIONES BLINDADAS
DE ALTA Y MUY ALTA TENSIÓN

Conferencia de M. SANCHIS

MEXICO

Nov. 1979

I. - INTRODUCCION

El interruptor de potencia es un componente fundamental de las subestaciones, ya que la operación correcta de la red depende de su buen funcionamiento, cuanto más si se trata de sistemas de tensión muy elevada, (igual o superior a 400 kV).

Desde su creación en 1911, la firma DELLE-ALSTHOM se dedicó al diseño, fabricación y pruebas de los interruptores de potencia, y se la considera como uno de los mayores especialistas mundiales de este tipo de material. Hoy en día, 4000 personas, repartidas en nuestras cinco fábricas prosiguen el desarrollo de los interruptores convencionales y de las subestaciones blindadas.

El gas SF₆, que de manera pionera DELLE-ALSTHOM empezó a experimentar al final de la década de los años cincuenta, para la interrupción del arco por "autocompresión" de gas, ha demostrado que sus cualidades tanto para el corte del arco, como para el aislamiento eléctrico son excelentes.

2. - LAS TÉCNICAS ACTUALES DE INTERRUPCION DEL ARCO EN ALTA Y MUY ALTA TENSION

2.1 - Ninguna de las técnicas de interrupción experimentadas hasta hoy puede considerarse definitivamente superior a las demás, en todos los campos de aplicación. Esta situación, que a primera vista puede parecer paradójica, si se consideran los esfuerzos

considerables realizados por numerosos investigadores desde hace varias décadas, se explica probablemente por la complejidad del fenómeno que constituye el arco eléctrico. También se deben de tomar en cuenta otras características importantes impuestas a los interruptores para resolver ciertos problemas (tiempos de funcionamiento muy reducidos, resistencias adicionales, ciclos de reenganche rápido, etc...).

En resumen, el desarrollo de los interruptores y la puesta a punto de nuevos modelos son el resultado de soluciones de compromiso que deben de tomar en cuenta diversos factores, tales como :

- . Las características técnicas que dependen de las redes y de su evolución futura.
- . Las normas de funcionamiento y de mantenimiento del utilizador.
- . Los conocimientos y la creatividad del constructor.
- . Las evaluaciones económicas.
- . Etc...

Así pues, el fluido de interrupción (aceite, aire o SF6) tan solo permite efectuar una identificación general de las propiedades del aparato. En efecto, para cerciorarse de la aptitud de un modelo de interruptor a hacer frente a los diversos problemas que pueden afectar a un sistema, es preciso analizar más detalladamente el diseño del aparato, y también los resultados de sus pruebas de tipo.

2.2 - Antes de entrar en el detalle de la utilización del gas SF6, que es el tema esencial de este estudio, examinemos la situación actual de la interrupción en aceite y en aire comprimido.

DELLE-ALSTHOM fabrica, hoy en día, modelos de interruptores en cada una de estas tres técnicas, que seguimos manteniendo porque cada una tiene sus ventajas particulares en ciertos campos de utilización :

el aceite, gracias a su sencillez de diseño y a los robustos mandos de muelles, sigue siendo la solución más económica y adecuada, para redes de características poco elevadas (tensión ≤ 100 kV ; Corriente nominal ≤ 1250 A ; poder de corte ≤ 25 kA_{ef.} ; tiempo de corte ≥ 5 ciclos ; etc...)

el aire comprimido permite alcanzar características muy superiores a las de las otras técnicas de corte (tensión 800 kV y más ; corriente nominal 40.000 A ; poder de corte 275 kA_{ef.} ; tiempo total de corte "1 ciclo", etc...). Actualmente, los interruptores de aire comprimido modernos aún son los únicos capaces de hacer frente a los problemas extremos que plantean ciertas redes de muy alta tensión (≥ 400 kV).

en el campo de las características intermedias (tensiones 132 a 400 kV ; corrientes nominales hasta 4000 A ; poder de corte hasta 63 kA_{ef.} ; tiempo total de corte ≥ 40 ms), el SF6 se impone generalmente por ser más económico que el aire comprimido, y alcanzar mayores características técnicas que el aceite.

3. - LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA, DE SF6

3.1. - Propiedades del gas SF6

La síntesis del gas SF6 fué obtenida por primera vez en 1900, por los Sres. MOISSAN y LEBEAU, en los laboratorios de la Facultad de Farmacia de Paris. Sin embargo, solo empezó a utilizarse industrialmente en la aparatación eléctrica unos cincuenta años después, alcanzando un desarrollo importante en los últimos diez años.

Cuales son sus características principales ?

3.1.1. - Propiedades generales del SF6 :

Gas incoloro, inodoro, densidad relativa cinco veces mayor que la del aire, sumamente estable hasta 500°C.

El diagrama presión/temperatura, a peso específico constante muestra que a la presión de utilización de 4,5 barías, el SF6 permanece gaseoso aunque la temperatura ambiente baje hasta 40°C bajo cero.

Cabe también notar que la velocidad de propagación del sonido en el SF6 es tres veces menor que en el aire.

3.1.2. - Propiedades aislantes del SF6 :

Se trata de un excelente dieléctrico, alcanzando la rigidez dieléctrica del aceite a una presión de 4.5 barías (a 20°C) o sea tres veces mayor que la del aire a presión equivalente. La presencia de otro gas (aire o nitrógeno, por ejemplo) en proporciones de 10 a 20 %, no reduce prácticamente la tensión disruptiva.

La razón reside en el gran tamaño de la molécula de SF6 y en su capacidad de reducir la velocidad de los electrones libres que de lo contrario, acelerados por el campo eléctrico, constituirían el punto de partida de la descarga.

3.1.3. - Propiedades de interrupción del SF6

La capacidad de extinción del arco es sumamente interesante y procede de las propiedades térmicas del SF6 y del carácter electronegativo del fluor.

Recordemos que tres etapas principales intervienen en el corte del arco, en un sistema de corriente alternada :

- durante el tiempo de existencia del arco (alrededor de medio periodo), o sea entre la separación de los contactos y el paso por cero de la corriente, es importante reducir al mínimo la cantidad de energía transferida al gas. La curva de distribución de la temperatura del arco en SF6, muestra que éste se caracteriza por un núcleo central, constituido esencialmente por electrones que le confieren su conductibilidad eléctrica ; y por un plasma circundante de temperatura más baja, constituido por moléculas de SF6 y sus productos de disociación, es decir moléculas de azufre (S) y de fluor (F), así como iones S^+ , F^+ y F^- .

La ventaja fundamental del SF6 con respecto a otros gases reside en la menor conductibilidad térmica del plasma y en la mayor conductibilidad eléctrica del núcleo. Por lo tanto la energía transferida por el plasma al gas ambiente es menor y correlativamente la tensión de arco es inferior.

A medida que disminuye la corriente, el arco se reduce hasta desaparecer completamente. En el gas SF6, la temperatura del plasma es suficientemente baja para no conducir la corriente (constante de tiempo reducida), por consiguiente el gas SF6 soporta bien los restablecimientos de tensión muy rápidos (por ejemplo : interrupción de la falta de línea corta).

Finalmente, cuando la tensión se restablece entre los contactos después de la interrupción del arco, el carácter electronegativo del SF6 soporta gradientes eléctricos elevados entre contactos, pues los electrones de energía elevada acelerados por el campo eléctrico provocan la aparición de iones SF_5^+ y F^- , que se recombinan de nuevo evitando el fenómeno de avalancha que podría conducir al recobrado del arco. Así pues, gracias al SF6, se pueden admitir tensiones de restablecimiento más agudas y de nivel mayor por cámara de corte.

3.2. - Disposiciones constructivas

Estas excelentes propiedades del gas SF6 han sido utilizadas por los constructores para concebir numerosos modelos de interruptores de potencia.

Actualmente, la mayoría de los aparatos son del tipo "monopresión", o sea que la diferencia de presión que provoca el soplo de gas, se obtiene por compresión del SF6 en un sistema pistón/cilindro más o menos sofisticado, accionado al mismo tiempo que se separan los contactos. Naturalmente, toda la energía necesaria para maniobrar las piezas móviles, para comprimir el gas, para compensar las pérdidas por roces entre piezas y para vencer los esfuerzos debe de transmitirse desde el mando situado a proximidad del suelo (potencial de masa) hasta los contactos (bajo tensión).

3.3. - Comportamiento de los interruptores en SF6 en las redes de alta y de muy alta tensión

3.3.I. - Exigencias del utilizador

Los objetivos fundamentales del utilizador son naturalmente :

- economía en los costos de adquisición, de instalación y de mantenimiento
- hacer frente, con toda seguridad, a los imperativos de funcionamiento normal y a todas las perturbaciones que afectan a la red
- facilidad de montaje, de operación y de mantenimiento (simplificación de la formación técnica del personal)

3.3.2. - Posición del constructor

Todo el arte del buen constructor consiste en concebir el aparato más económico y capaz de satisfacer a un conjunto dado de características técnicas (garantías), utilizando las tecnologías y métodos de industrialización adecuados.

Por supuesto se trata de un problema complejo y el éxito de las soluciones reside principalmente en :

- la experiencia del constructor y su capacidad creativa,
- los medios económicos puestos en juego para el diseño, la fabricación y el control de calidad.
- la verificación del comportamiento correcto del material (pruebas de tipo, pruebas especiales de investigación y de perfeccionamiento, experimentación en servicio de equipos idénticos, etc...)

3.3.3. - Opinión de DELE-ALSTHOM en cuanto a los interruptores actuales de SF6

• DELLE-ALSTHOM está construyendo interruptores de SF6 desde 1962, lo cual representa más de 20.000 cámaras de corte en media tensión (= 24 kV) y más de 12.000 en alta tensión (60 a 800 kV)

• Actualmente, fabricamos dos líneas de interruptores de alta tensión en SF6 :

- convencionales (autocontenidos) de tipo FL desde 60 hasta 420 kV,
- blindados (para subestaciones encapsuladas en SF6), de tipo FB, desde 60 hasta 800 kV.

Nuestra producción es del orden de 3000 cámaras de corte por año.

• En el campo de las características intermedias (véase § 2.2) los interruptores de SF6 se comportan perfectamente, ya están en condiciones económicas favorables, frente a las otras técnicas.

• Una ventaja interesante frente al aceite reside en la durabilidad de los contactos : tanto repetidas pruebas de tipo, como resultados específicos de investigación, han demostrado la aptitud de estos aparatos a interrumpir corrientes acumuladas hasta varios millones de amperios, con lo cual se demuestra que las cámaras de corte pueden funcionar, en condiciones normales de operación, durante un periodo de 20 a 25 años, sin cambio de contactos ni de gas.

• Correlativamente, la robustez mecánica y la confiabilidad del conjunto del aparato y de su mando de maniobra se han comprobado a lo largo de pruebas de funcionamiento en condiciones de "desgaste acelerado" que consisten en efectuar 10.000 maniobras con ciclos de temperatura ambiente de -25°C a +40°C, en condiciones hygrométricas diversas, con aplicación de varias series de tensiones de prueba, etc...

El programa de pruebas especialmente concebido por Electricité de France, está destinado a poner en relieve cualquier punto flaco en el diseño del interruptor.

- Tratándose de aparatos autónomos y modulares, los conjuntos de transporte se han estudiado para facilitar su manutención y su montaje in situ :
 - cámaras, columna soporte y mando de maniobra se transportan separadamente, después del montaje y pruebas de rutina en fábrica,
 - presión interior de SF6 de 0,3 bar durante el transporte.
 - ensamble local de los elementos, sin necesidad de bombeo ni de filtros,
 - verificaciones antes de puesta en servicio, sencillas.
- Las precauciones de diseño y de fabricación han dado excelentes resultados en cuanto a la estanqueidad, ya que el porcentaje de escapes señalados es insignificante.

3.3.4. - Conclusión

Los interruptores de SF6 han demostrado excelentes aptitudes en su utilización para características corrientes. La sencillez y robustez de las cámaras de corte, de las transmisiones y del mando, les habren un porvenir aún más prometedor. Sin embargo, para las redes de muy alta tensión, la prudencia aconseja esperar que se experimenten en servicio los modelos más sofisticados requeridos para hacer frente a ciertas características difíciles, tales como : tiempo de interrupción de 33ms. ; tensiones de prueba muy elevadas por cámara ; resistencias adicionales de inserción ; etc...

4. - SUBESTACIONES BLINDADAS COMPLETAS EN SF6 :

Desde 1966, fecha de puesta en servicio por Electricité de France de la primera subestación blindada fabricada por DELLE-ALSTHOM, en 245 kV, la utilización del material blindado se ha generalizado no solo desde un punto de vista cantitativo, si no también bajo el concepto de la diversidad de las características de utilización.

Para convenirse de ello basta saber que varios millares de celdas se han puesto en servicio durante los últimos 10 años.

4.1. - Posición de DELLE-ALSTHOM en esta tecnología :

Además de nuestra posición pionera en el desarrollo de este tipo de subestaciones, hemos conseguido mantener una posición técnicamente dominante, que confirma nuestra lista de referencias :

- más de 125 subestaciones, totalizando más de 1000 celdas (bays), vendidas a 15 países, reflejan la flexibilidad de adaptación a normas, características, condiciones ambientales y de operación muy diferentes.

- Subestaciones en servicio en las más altas tensiones :
 - 3 en 400 kV
 - 2 en 550 kV
 - 1 en 800 kV (la única en operación normal, en el mundo)
- Las más elevadas características de operación :
 - poder de corte hasta 80 kAef.
 - corriente nominal hasta 6300 A
 - tiempo total de corte de 33 ms.
 - resistencia de preinserción para reducir las sobretensiones de cierre.
- De manera general, la experiencia acumulada en las 300 a 400 subestaciones hoy en día en servicio en el mundo, ha sido sumamente positiva. Para nuestro propio material, hemos llevado a cabo estudios estadísticos sobre 4500 compartimientos, de los cuales 360 son polos de interruptores, puestos en servicio en los 10 últimos años :
 - en los 3 años pasados hemos tenido menos de 4 escapes de gas por 1000 compartimientos, por año.
 - el porcentaje anual de incidentes, comparado al número de compartimientos en servicio es del orden de 2 % (a comparar con 6 a 8 % para los interruptores convencionales)
- 55 % se repararon sin interrupción de servicio.
- 25 % se repararon en el día.
- 15 % necesitaron un paro de uno a dos días.
- 5 % necesitaron un paro de tres días.
 - en caso de interrupción de servicio, solo en 10 % de los casos fué necesario parar más de una salida (bay).

En conclusión, los resultados de operación obtenidos por el FLUOBLOC de DELLE-ALSTHOM, son mejores que los del material convencional en general.

4.2. - Ventajas de utilización de las subestaciones blindadas

Estas son ya ampliamente conocidas y apreciadas, hoy en día.

4.3. - Evolución futura

4.3.1. - Hacia tensiones aún más altas :

La estructura coaxial de los materiales blindados facilita el cálculo del campo eléctrico. Programas de computador determinan fácilmente las dimensiones y formas de las piezas, y esto para cualquier nivel de tensión.

El material blindado se presenta muy favorablemente para resolver los problemas planteados por las futuras redes de tensión superior al millón de voltios.

4.3.2. - Hacia las corrientes permanentes y de corto circuito más elevadas

El aislamiento fase por fase (similar al de los cables monofásicos) resuelve perfectamente el problema de los esfuerzos electrodinámicos de corto circuito.

Las conexiones entre piezas bajo tensión son del tipo "corona".

Las envolventes monofásicas sirven de pantalla y disminuyen la influencia de las fases contiguas, en cuanto a la distribución de las corrientes.

5. - CONCLUSION

El gas SF₆ ha contribuido, en los quince últimos años, en la evolución de los interruptores y de las subestaciones blindadas, perturbando el equilibrio que existía entre las técnicas convencionales de aceite y de aire comprimido.

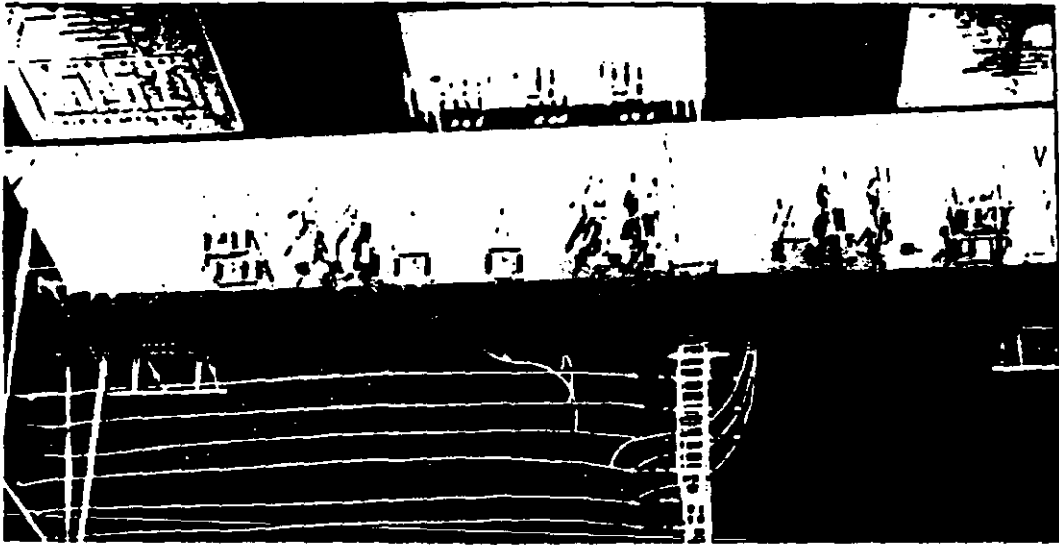
Actualmente la evolución prosigue, y espero tener el placer de volver a estar con ustedes, dentro de tres o cuatro años, para comentar de nuevo la posición de las diversas técnicas de interrupción.

FIGURAS

Definición de las figuras

- Fig. 5 - Superficies comparadas de subestaciones blindada y convencional, en 245 kV
- Fig. 6 - Sección comparada de subestaciones 245 kV convencional y blindada
- Fig. 7 - Sección de la subestación blindada 245 kV, de VAISE (Electricité de France)
- Fig. 8 - Vista exterior de la subestación VAISE
- Fig. 9 - Maquetas de subestación 145 kV blindada y convencional, mostrando la diferencia de volumen ocupado
- Fig. 10 - Subestación blindada 145 kV de HOLEN (Tafjord Kraftselskap - Norvega)
- Fig. 11 - Subestación blindada 145 kV de GRAJAU (Light, Brasil - Rio de Janeiro)
- Fig. 12 - Maqueta de subestación blindada 800 kV de JOSHUA FALLS (American Electric Power - U. S. A.)
- Fig. 13 - Secuencia de compresión de gas (principio autoneumático)
- Fig. 14 - Principio de sellado por junta doble
- Fig. 15 - Brida con estanqueidad por junta doble
- Fig. 16 - Subestaciones blindadas 245 y 72,5 kV de CHAVANOD (Electricité de France)
- Fig. 17 - Interruptor de potencia de SF₆, tensión 110/170 kV
- Fig. 18 - " " " " " " 245 kV
- Fig. 19 - " " " " " " 420 kV
- Fig. 20 - Subestación convencional 245 kV, con interruptores de SF₆ (Planta térmica ANSEREUILLES, de Electricité de France)

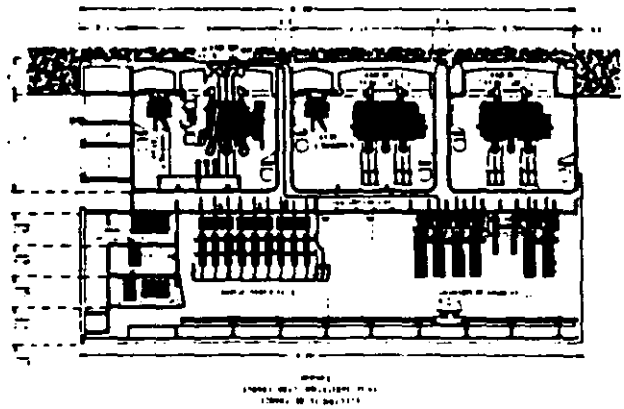
6



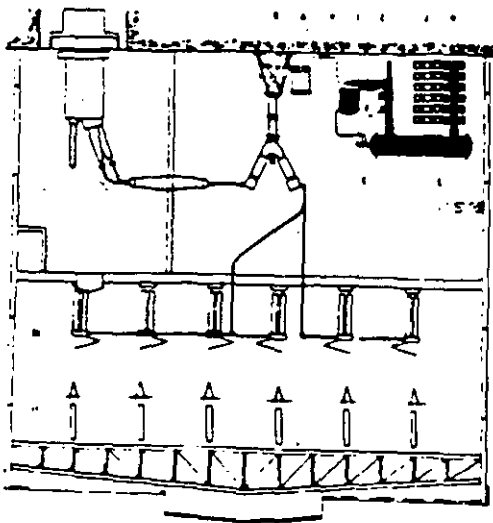
8



7

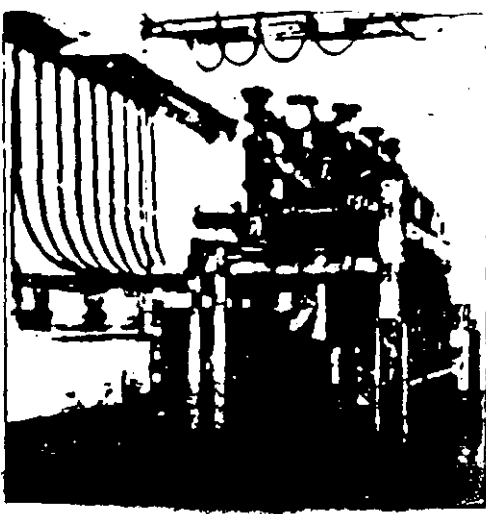


9

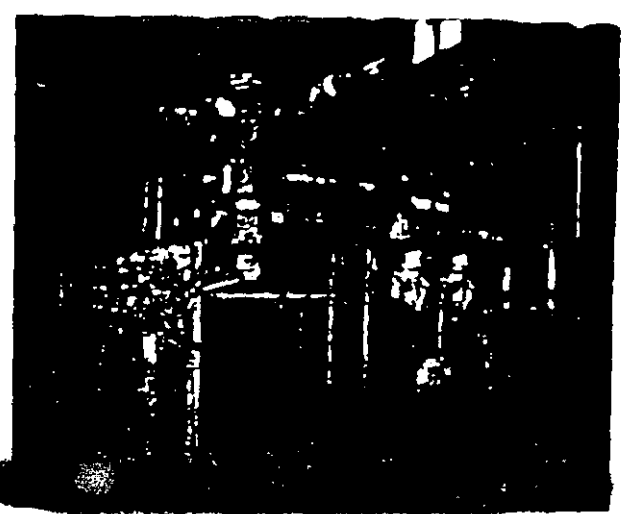


5

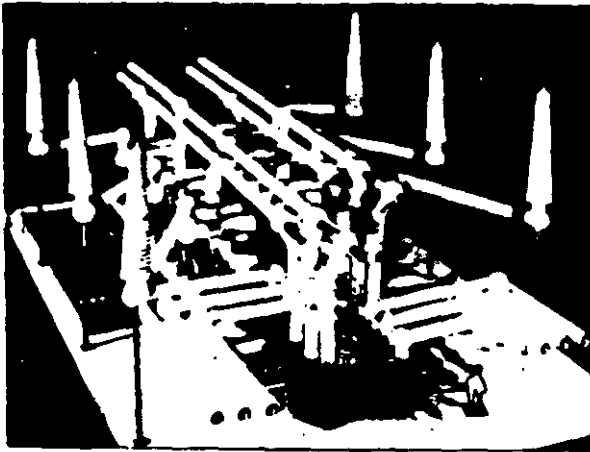




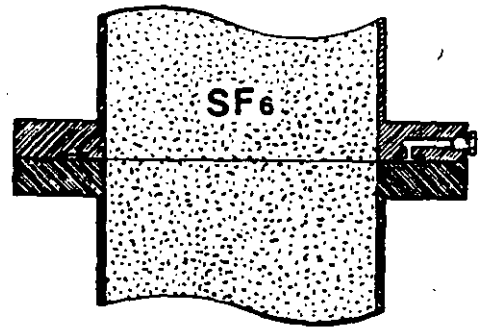
10



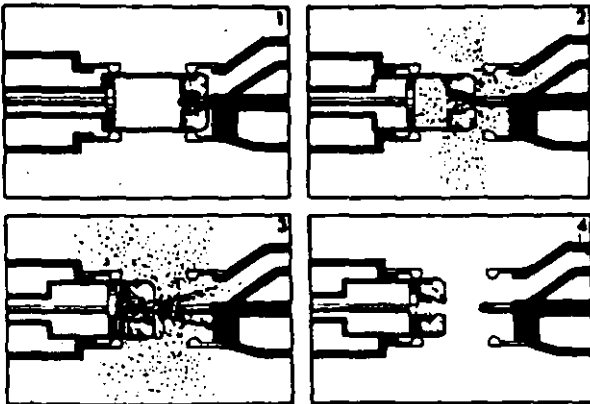
11



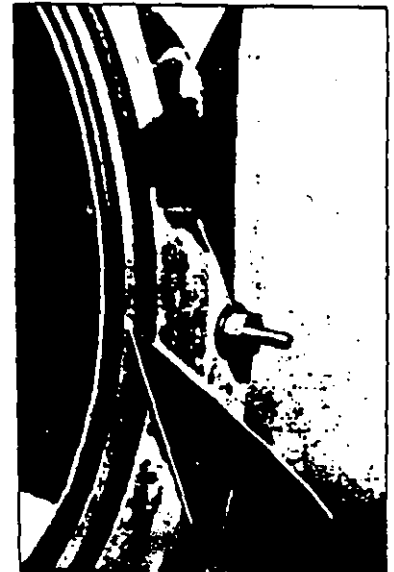
12



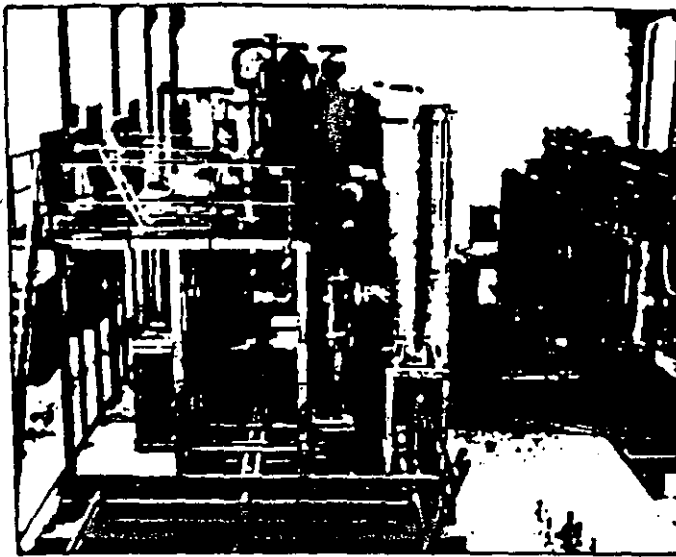
14



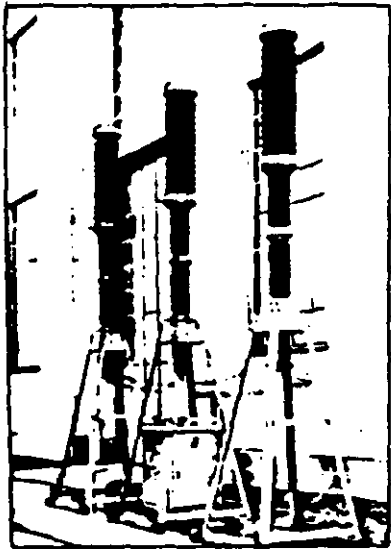
13



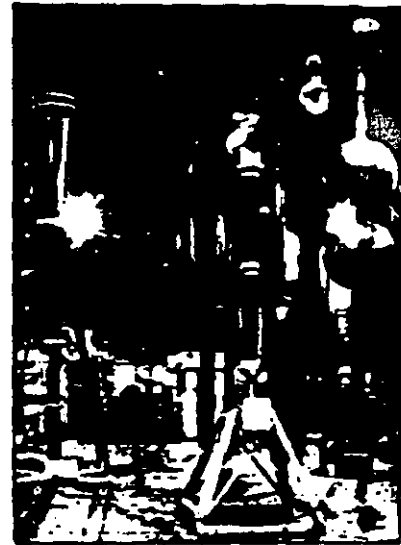
15



16



17



18



19



20

DEI E. AI STUOM



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA II

TERCER MODULO

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACIONES EN SF₆

I-T-E IMPERIAL CORPORATION

SECCION IV

HUMEDAD EN SISTEMAS AISLADOS CON SF₆

(Revisado el 26 de noviembre de 1973)

<u>CONTENIDO</u>	<u>Página</u>
A. Efecto de la Humedad sobre las Propiedades Dieléctricas del Gas SF ₆	295
B. Fundamentos a Recordar Acerca de la Humedad en el gas SF ₆ ...	298
C. Secado de Sistemas con SF ₆	300
D. Equipo Necesario para el Manejo y Secado del Gas.....	301
Apéndice - Convertir de una forma de Expresión del contenido de humedad a otra.....	305
Tabla. I - Presión de Vapor Húmedo y Saturado.....	308
Tabla II - PPMV contra Punto de Rocío.....	309
Punto de Rocío contra Partes por Millón en Volúmen.....	309A
Humedad Relativa del Gas SF ₆ a Presión Atmosférica.....	309B
Humedad Relativa del Gas SF ₆ a 22 libras/pulg ² manométricas.....	309C
Humedad Relativa del Gas SF ₆ a 30 libras/pulg ² manométricas... ..	309D
Humedad Relativa del Gas SF ₆ a 45 libras/pulg ² manométricas.....	309E
Variación Típica del Contenido de Humedad de un Sistema Sellado con SF ₆ a Temperatura Ambiente.....	309F

RESUMEN

El contenido de humedad del gas SF₆ debe controlarse. Cuando la humedad se eleva demasiado, se hace posible que surjan descargas eléctricas a través de la superficie de un aislamiento sólido. Se recomiendan los siguientes contenidos de humedad máximos:

Presión del Gas del Sistema, libras/pulg ² manométricas (Nominales a 20°C)	Límites Superiores de Contenido de Humedad y Punto de Rocío					
	Operación Normal			Operación Marginal		
	PPMV*	Punto de Rocío** °C	°F	PPMV*	Punto de Rocío** °C	°F
22	478	-28	-18	798	-23	-9
30	392	-30	-22	654	-25	-13
45	294	-33	-27	490	-27	-17

- * Partes por millón medidas a -5°C (22°F) y basadas en una humedad relativa de 30% a la temperatura de operación normal y en una humedad relativa del 50% a una temperatura de operación marginal. Pueden esperarse y tolerarse niveles de humedad más altos (ppmv) a temperaturas ambientes más altas. Ver en la página de esta Sección la variación típica del contenido de humedad en un sistema con SF₆ en (ppmv) con la temperatura ambiente. A medida que la temperatura del sistema aumenta, mayor humedad se obtiene de las superficies sólidas de donde está contenido el gas. Inversamente, a medida que el sistema se enfría, el contenido de humedad en partes por millón en volumen nuevamente disminuye mientras más humedad es otra vez absorbida en las capas monomoleculares de las paredes.
- ** El punto de rocío medido por un medidor adecuado es a presión atmosférica debido a que la línea de muestreo de gas del aparato está a dicha presión. El punto de rocío real dentro del alimentador presurizado para las partes por millón en volumen estipuladas es más alto y puede determinarse de las curvas de la página .

HUMEDAD EN SISTEMAS AISLADOS CON SF₆

A. Efecto de la Humedad Sobre las Propiedades Dieléctricas del Gas SF₆

Excesivas cantidades de humedad pueden provocar una reducción substancial del voltaje de disrupción de un sistema aislado con SF₆. El 100% de humedad relativa del gas a cualquier temperatura dada produce condensación en las superficies internas y esta humedad condensada puede provocar chisporroteos a través de la superficie de un aislamiento sólido. Por lo tanto, el contenido de humedad del gas debe controlarse para evitar que se aproxime a una humedad relativa del 100%.

El vapor húmedo contenido en el gas que llenan los espacios del aparato no degrada las propiedades dieléctricas. Esto está confirmado mediante la prueba I-T-E así como también mediante el experimento de Ushio, Shimura y Tomiyaga. Estos tres autores reportan que la condensación o precipitación por debajo del punto de congelación (menos que -2°C o 28°F) forma una escarcha y no existe una reducción apreciable de la rigidez dieléctrica. Esto pudiera permitir la operación a contenidos de humedad hasta de 2400 partes por millón en volumen o 1500 ppvv a 22 libras/pulg² manométricas y 45 libras/pulg² manométricas del sistema, respectivamente. Sin embargo, existen otros factores relacionados que hacen recomendable mantener un margen negativo apreciable entre el punto de congelación de la humedad y el punto de rocío real del sistema.

En interruptores automáticos que cierran o interrumpen corriente, se recomienda un contenido máximo de humedad de 150 partes por

millón en volumen. Esto se debe a que el arqueo provoca un rompimiento químico del SF_6 que libera fluor libre. El SF_6 es muy estable, no corrosivo, inactivo, excepto a altas temperaturas en donde el fluor es muy activo químicamente. El fluor se combina con casi todos los metales para producir fluoruros metálicos que se depositan sobre las superficies adyacentes como un polvo blanco. Este polvo absorbe agua y puede quemar la piel si se toca con las manos desnudas. En ausencia de humedad, el fluor se recombina para formar SF_6 u otros fluoruros de azufre. El fluoruro también se combina con el hidrógeno del agua para formar ácido hidrófluórico, que es altamente indeseable.

En un sistema conductor cerrado sin contactos de interrupción, pueden tolerarse varios cientos de partes por millón en volumen. Una precaución importante es tener un punto de rocío lo suficientemente bajo para asegurar que un incremento rápido en la temperatura ambiente por arriba de $0^{\circ}C$, no dé como resultado la fusión de la escarcha depositada. El hielo debe tener tiempo para evaporarse antes de alcanzar el punto de fusión.

Hogg, Schmidt and Strasser (2) reportan que, a medida que el contenido de humedad del gas SF_6 aumenta, los voltajes disruptivos a través de las superficies aislantes caen muy ligeramente hasta aproximadamente 30% de humedad relativa y disminuyen hasta aproximadamente la mitad de su valor en seco a una humedad relativa del 80% para temperaturas entre $-20^{\circ}C$ y $+40^{\circ}C$. Confirman las observaciones de otros investigadores de que la rigidez dieléctrica plena es mantenida hasta una humedad relativa del 100% para temperaturas por debajo de $-2^{\circ}C$. También reportan que la ri-

gidez dieléctrica del gas que llenan los espacios queda inafectada por la humedad, en tanto como no se formen gotas sobre el conductor. Finalmente, recomienda no exceder la humedad relativa del gas del 50% a la temperatura más baja alcanzada.

Heise (3) muestra que la resistencia superficial de algunos aisladores contaminados con fluoruros metálicos, cae dentro de tres escalas de magnitud (de 5×10^{-15} hasta 10^{-12} megohms) a medida que el punto de rocío del gas aumenta de -20°C a $+10^{\circ}\text{C}$. La resistencia superficial recobra sus valores originales cuando el gas es nuevamente secado hasta un punto de rocío de -20°C . Esto verifica la importancia de mantener los puntos de rocío más bajos en dispositivos conmutadores que lo que sería necesario en otros sistemas aislados con SF_6 .

Un bajo contenido de humedad en sistemas aislados con gas puede lograrse si se entienden apropiadamente los procedimientos y también se siguen con toda adecuación. Por lo tanto, se recomienda que el contenido de humedad en sistemas recientemente instalados sea reducido hasta aproximadamente 50 parte por millón en volumen, lo que corresponde a aproximadamente -35°C a -40°C del punto de rocío. Los sistemas pueden operar a una humedad relativa del 30% a cualquier temperatura, sin embargo, las pruebas han demostrado que a una humedad relativa del 50% y a temperaturas por arriba de 0°C , las descargas eléctricas a través de los sistemas aislantes sólidos pueden disminuir cerca del 10%. Algunos sistemas pueden operarse hasta una humedad relativa del 50% durante períodos cortos, sin embargo, debe reconocerse el posible riesgo de descargas disruptivas si ocurrieran alteraciones rápidas en el alto volta-

je.

En las ecuaciones, ejemplos y curvas del apéndice de esta sección, se muestran las interrelaciones entre partes por millón en volumen (ppmv), partes por millón en peso (ppmw), punto de rocío, humedad relativa, temperatura y presión.

Referencias

1. T. Ushio, I. Shimura and S. Tomiyaga, "Practical Problems on SF₆ Gas Circuit Breakers", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 5, September/October 1971, páginas 2166-2174.
2. P. Hogg, W. Schmidt and H. Strasser, "Dimensioning of SF₆ Metal-Clad Switchgear to Ensure High Reliability" CIGRE Documento 23-10, 1972 Sesión.
3. W. Heise "Insulation Problems Connected with SF₆ Gas Insulated Installations", Electro Technical Zeitschrift A. Vol. 92 (1972) No. 12.

B. Fundamentos a Recordar Acerca de la Humedad en el Gas SF₆

- a. La presión total medida en un indicador o manómetro es la combinación de las presiones parciales de todos los gases de la mezcla.
- b. El vapor húmedo es un gas.
- c. Las fugas en un sistema con SF₆ puede permitir que la humedad se fugue al mismo tiempo que lo está haciendo el gas. Esto se debe a que la presión parcial del agua dentro del sistema del gas es siempre más baja que la presión parcial de la humedad en la atmósfera.

- d. La humedad es absorbida en toda las superficies sólidas. Siempre existe un equilibrio entre esta humedad absorbida y la humedad presente en el gas. A medida que el sistema se calienta, una cantidad mayor de humedad es liberada de las superficies sólidas en contacto con el gas. Inversamente, a medida que el sistema se vuelve más frío, mayor humedad es absorbida sobre las paredes. Por esta razón, los sistemas con SF_6 muestran un contenido de humedad más alto en partes por millón en volumen en verano que en invierno. Esta capa monomolecular de humedad no debe ser confundida con la condensación real en gotas que sucede cuando la humedad relativa alcanza el 100%.
- e. La presión parcial de cualquier gas será esencialmente la misma en cualquier parte de un sistema con gas, previendo que la temperatura sea la misma en todo el sistema. Con una pequeña contracción entre diferentes partes de un sistema, tal como un pequeño tubo entre fases en un sistema alimentador típico, pueden requerirse días o semanas para que la presión parcial de la humedad se iguale en todo el sistema. La migración de vapor húmedo en un gas quiescente a la presión atmosférica, es muy lenta y se hace más lenta a presiones más altas.
- f. Si no existen sellos de gas entre las diferentes partes del sistema, la presión total es la misma en todo dicho sistema independientemente de las variaciones de temperatura en el mismo. Las variaciones de temperatura significan sólo que la humedad relativa variará correspondientemente en todo el sistema. Resulta de

una diferencia al exponer al sol directo o de una diferencia en la carga en amperes que se está conduciendo.

C. Secado en Sistemas con SF₆

Con interruptor automático, sección de alimentación, interruptor común, todos con SF₆, así como cualquier otro componente es contenido seco durante su manufactura y normalmente se embarca sellado y llenado con aire seco o nitrógeno. Sin embargo, el aparato puede estar expuesto a humedad excesiva durante su instalación de manera que se haga necesario secar sus porciones internas, antes de llenarlo con gas aislante SF₆. El gas SF₆ comercialmente disponible en los Estados Unidos de Norteamérica usualmente tiene un contenido de humedad que varía entre 30 y 50 partes por millón en volumen. En ocasiones, un cilindro puede alcanzar los límites comerciales permisibles de 71 partes por millón en volumen. En ocasiones, un cilindro puede alcanzar los límites comerciales permisibles de 71 partes por millón en volumen. Este gas relativamente seco puede tener su elevación de contenido de humedad hasta un valor inaceptable, si el sistema en el que se va a introducir no está seco a conciencia.

Se ha establecido que la humedad es absorbida en las superficies interiores y que es liberada de las mismas a medida que sube la temperatura. Por lo tanto, las condiciones más favorables para el secado de un alimentador ocurren en tiempo de verano.

El único método adecuado para secar un sistema antes de la in

roducción del gas SF₆, es exclusivamente por evacuación. La conexión tre el sistema y la bomba de vacío no debe exceder de 10 pies y proe- riblemente con una manguera de 2" de diámetro interior y no menor de 1". La evacuación debe ser a 200 micras (0.2 mm de Hg) o mejor y man- tenerse a este nivel por lo menos durante 24 horas. Si alguna cantidad de agua ha sido accidentalmente admitida al sistema durante su construc- ción, la bomba de vacío probablemente se debe operar durante varios días. Las bombas localizadas en dos o más portillos acelerarán el pro- ceso de secado.

El indicador de vacío para tomar lecturas del sistema debe localizarse en alguna parte de éste alejada de la conexión de la bomba de vacío. Si el indicador debe conectarse en la línea de salida, debe- rá haber una válvula entre la bomba de vacío y el indicador que debe estar cerrada cuando se tomen las lecturas. Esto eliminará una lectura falsamente baja como resultado de una caída de presión en la manguera.

D. Equipo Necesario para el Manejo y el Secado del Gas

Un elemento esencial del equipo para instalación y mantenimien- to de un sistema aislado con SF₆, es un "carro de servicio de gas" por- tátil, tal como los comúnmente conocidos. Estos artefactos están dispo- nibles de por lo menos tres fabricantes americanos. Preferiblemente, deberán estar equipados con ruedas de hule, frenos, luces, etc., de ma- nera que puedan ser estacionados sobre el camino de una subestación a otra y deben incluir por lo menos los siguientes componentes:

1. Una bomba de vacío de dos etapas con capacidad mínima de 15 pies cúbicos por minuto de bombeo normal y de 150 pies cúbicos por minuto de bombeo auxiliar y equipada con una válvula para corte del bombeo al vacío.
2. Un compresor de gas de capacidad adecuada.
3. Un filtro de aceite capaz de atrapar el aceite contenido por el gas SF_6 y de regresarlo al compresor.
4. Un secador o columna secadora llenada con alúmina activada, un tamis molecular o similar, para eliminar la humedad del SF_6 , antes de que pase al tanque de almacenaje. La columna de secado debe estar equipada con un calefactor de manera que la humedad atrapada por el desecante pueda ser eliminada mediante una combinación de calor y evacuación.
5. Un filtro equipado con un tamis molecular para eliminar cualesquiera productos de la descomposición del arco provenientes del SF_6 .
6. Un tanque de almacenaje capaz de guardar por lo menos 1600 libras de SF_6 .
7. Un sistema de refrigeración para el tanque de almacenaje con control termostático.
8. La instrumentación necesaria para medir la temperatura y presión del tanque, la presión de entrada del compresor, el vacío en la entrada de la bomba de vacío, etc.
9. Válvula y tubería para permitir las siguientes operaciones:
 - a. evacuación de un sistema con salida al aire.
 - b. desviación de la bomba de vacío que permita que el compresor con

- prima el SF_6 de un sistema que está a presión positiva hasta el tanque de almacenaje.
- c. Con la bomba de vacío y el compresor en serie, eliminar el SF_6 de un sistema que está por lo menos a la presión atmosférica y comprimirlo dentro del tanque de almacenaje.
 - d. Recirculación del gas SF_6 en el tanque de almacenaje a través del secador.
 - e. Lograr el vacío en el secador para secar el desecante.
 - f. Una fuente de calor para aplicar a la torre del secador mientras se aplica el vacío para secar el desecante.

Las secciones de alimentador I-T-E están equipadas con un indicador de humedad con cambio de color que proporciona una indicación burda del contenido de humedad. Por debajo de aproximadamente 50 ppmv, el indicador es un verde definido. De 50 a aproximadamente 100 ppmv, tiene un cambio de color que va desde amarillo verde hasta amarillo. Cuando el indicador de humedad está fuera del registro "verde definido", se requiere un medio más exacto para medir el contenido de humedad del SF_6 en el sistema. También es necesario verificar el contenido de humedad de cilindros nuevos contenidos por el carro de servicio de gas. Existen tres tipos de instrumentos para lograr esta operación:

1. El analizador de humedad de celdilla electrolítica. Este instrumento mide el contenido de humedad directamente en partes por millón en volumen. Si la celdilla, que está alimentada desde una fuente de 110 volts, es encendida, leerá alto al principio y después gradualmente caerá hasta la lectura real. Esta operación puede requerir va

rias horas, lo que es una desventaja.

2. Un instrumento que utiliza un dispositivo receptor a base de óxido de aluminio con un medidor que indica directamente el punto de rocío. Este dispositivo es más rápido y aparentemente más exacto, en tanto como se mantenga al elemento receptor en estado limpio.
3. El dispositivo medidor de punto de rocío, en el que el SF₆ escapa a un régimen prescrito, contra un espejo templado, cuyo equipo y procedimiento se describe en la designación ASTM-D2029, en su última edición.

L-T-E no fabrica nada de lo mencionado anteriormente sin embargo, puede proporcionar los nombres de los fabricantes si se lo requiere. Si alguno de los dos primeros instrumentos es empleado, su exactitud debe ser periódicamente verificada contra el instrumento y procedimiento ASTM, del inciso 3 anterior.

El contenido de humedad de cada sección en donde haya gas debe medirse brevemente después de que el mencionado gas SF₆ haya sido introducido, un mes después, seis meses después y, posteriormente, anualmente. Excepto por la variación de invierno a verano, el contenido de humedad no debe aumentar a menos que existan fugas en el sistema. Estas pueden detectarse y sellarse como se ha descrito anteriormente. Si el contenido de humedad es inaceptablemente alto, puede reducirse mientras el equipo es energizado introduciendo SF₆ desde el carro de servicio de gas a una presión de operación por arriba de la normal de 10 libras/pulg² manométricas, después bombear el gas hacia afuera a una presión por debajo de la normal de 10 libras/pulg² manométricas y volver a llenar con

SF₆ seco. Repetir esto si es necesario. Tanto la evacuación como el llenado deben ser a través del ensamble de filtro portátil definido en la sección III de este manual. Es de suma importancia que los dispositivos anteriores sean mantenidos de conformidad con las instrucciones de sus fabricantes y en buen estado del trabajo, en todo momento. Esto significa agregar o cambiar el aceite de la bomba de vacío y del compresor como se requiera, limpiar y/o reemplazar filtros, etc.

HUMEDAD EN SISTEMAS AISLADOS CON SF₆

APENDICE

Convertir de una forma de expresar el contenido de humedad a otra.

1. Para convertir de partes por millón en peso (ppmw) a partes por millón en volumen (ppv), multiplicar por 8.1075.

Explicación: El peso molecular del SF₆ es de 146.066. El peso molecular del vapor de agua es de 18.016. Un volumen dado de gas SF₆ pesa 146/18 u 8.1 veces tanto como el mismo volumen de agua. Inversamente, 1 g de vapor de agua ocupa 8.1 veces tanto volumen como 1 g de SF₆ a la misma temperatura y presión.

Ejemplo: 300 ppmw - $300 \times 8.1 = 2430$ ppv.

2. Para convertir de ppv a ppmw, dividir por entre 8.1.

Ejemplo: 300 ppv - $300/8.1 = 37$ ppmw.

3. Para encontrar el punto de rocío (en °C), calcular la presión de vapor de agua multiplicando las partes por millón en volumen por la

presión absoluta en libras por pulgada cuadrada y por 51.7. Después de encontrar la temperatura de la tabla I, en donde la presión del vapor calculada es igual a la del vapor húmedo saturado.

Explicación: El 51.7 es un multiplicador para convertir la presión de libras/pulg² a mm de mercurio.

$$(760 \text{ mm. Hg} = 14.7 \text{ Lb/pulg}^2 \quad 1 \text{ Lb/pulg}^2 = 760/14.7 = 51.7 \text{ mm Hg})$$

Ejemplo: ¿Cuál es el punto de rocío de un gas que tiene un contenido de humedad de 300 ppmv a 22 lb/pulg² manométricas?

$$\text{Presión} = 300 \times 10^{-6} \times 51.7 \times (22 + 14.7) = .570 \text{ mm Hg.}$$

De la tabla I el punto de rocío es de aproximadamente -23°C.

4. Para encontrar la humedad relativa en porcentaje, dividir la presión del vapor parcial como se calculó en (3) anterior, entre la presión del vapor a saturación (100% de humedad relativa) a la temperatura media del gas en el momento de la medición.

Ejemplo: Suponer que la medición de humedad de 300 partes por millón del ejemplo 3, se hizo con el gas a 20°C. De la tabla I, el gas a 20°C alcanzará un punto de rocío, o empezará a condensarse la humedad, cuando la presión parcial del vapor de agua alcance 17.55 mm de Hg. La presión parcial real del vapor de agua, según se calculó en el ejemplo 3 anterior, fue solamente de 0.570 mm de Hg. Por lo tanto, la humedad relativa fue de:

$$\text{RH.} = \frac{.570}{17.55} \times 100 = 3.25\%$$

5. Encontrar el contenido de humedad en partes por millón en volumen cuando la presión, la temperatura y la humedad relativa son conocidas, invirtiendo los pasos del ejemplo (3), y del ejemplo (4) anteriores.

Ejemplo: ¿Cuál es el contenido de humedad de un gas que tiene una humedad relativa de 3.25% a 22 lb/pulg² manométricas y 20°C?. De la tabla I, la presión a saturación a 20°C es de 17.55 mm de Hg. La presión en el punto de rocío es de (Y) ppv multiplicado por 51.7 y la presión absoluta en Lb/pulg² manométricas.

$$3.2 = \frac{51.7Y \times 10^{-6} (22 + 14.7)}{17.55} \times 100$$

$$Y = 300$$

6. Para encontrar las ppv en un gas cuando el punto de rocío y la presión son conocidas, dividir la presión del vapor húmedo saturado (de la tabla I), entre el producto de la presión absoluta y 51.7. Ejemplo: Un gas a 30 Lb/pulg² manométricas tiene un punto de rocío medido de -22°C. ¿Cuál es su contenido de humedad en partes por millón en volumen?. De la tabla II, la presión de vapor saturado a -22°C es de 0.646 mm de Hg.

$$\frac{0.646}{(30 + 14.7) 51.7} = .000278 \text{ o } 278 \text{ ppv}$$

7. La tabla II enlista las ppv par gases a 0, 22, 30 y 45 Lb/pulg² manométricas, para puntos de rocío de -55°C a +30°C, en pasos de 5°.

HUMEDAD EN SISTEMAS AISLADOS CON SF₆

APENDICE - TABLA I

PRESION DE VAPOUR HUMEDO Y SATURADO EN MM DE H₂O

PARA TEMPERATURAS DE -52°C A 109°C

TEMP.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
-50°	0.029	0.026	0.023	0.020	0.017	0.015	0.013	0.012	0.010	0.009
-40°	0.095	0.086	0.076	0.068	0.060	0.054	0.048	0.042	0.037	0.033
-30°	0.228	0.259	0.233	0.209	0.183	0.169	0.151	0.135	0.121	0.103
-20°	0.783	0.712	0.642	0.585	0.530	0.480	0.434	0.392	0.354	0.319
-10°	1.964	1.798	1.644	1.503	1.373	1.252	1.142	1.041	0.947	0.861
0°	4.590	4.220	3.887	3.570	3.291	3.025	2.770	2.550	2.340	2.144
10°	4.59	4.92	5.29	5.68	6.10	6.54	7.01	7.51	8.04	8.61
20°	9.21	9.85	10.52	11.24	11.99	12.79	13.64	14.54	15.49	16.49
30°	17.55	18.66	19.84	21.09	22.40	23.78	25.24	26.77	28.33	30.08
40°	31.95	33.74	35.70	37.78	39.95	42.23	44.62	47.13	49.76	52.51
50°	55.40	58.42	61.53	64.89	68.35	71.97	75.75	79.70	83.83	88.14
60°	92.5	97.3	102.2	107.3	112.7	118.2	124.0	130.0	135.3	142.3
70°	149.6	156.6	164.0	171.0	179.5	187.9	196.3	205.2	214.4	224.0
80°	233.9	244.2	254.0	266.0	277.4	289.3	301.6	314.4	327.6	341.2
90°	355.4	370.3	385.2	400.8	417.0	433.7	451.0	468.8	487.3	506.3
100°	525.0	546.3	567.2	588.8	611.1	634.1	657.8	682.2	707.4	733.3
109°	760.0	787.5	815.9	845.0	875.1	906.0	937.8	970.5	1004.	1039.

♦ Reproducido de las Tablas Físicas Smithsonianas
Octava Edición Revisada, 1934.

HUMEDAD EN SISTEMAS AISLADOS CON SF₆

APENDICE - TABLA II

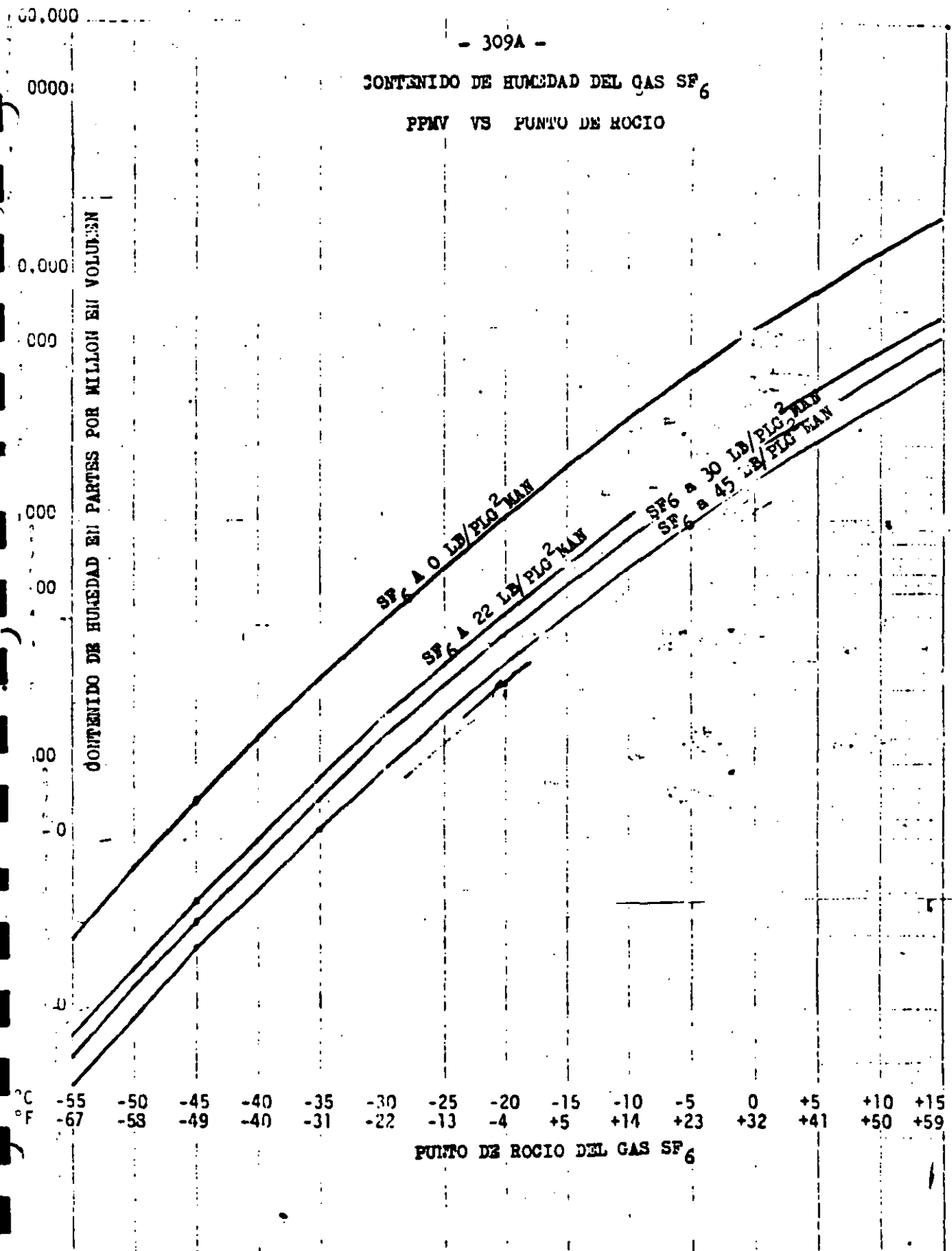
TABLA DE CONVERSION

VAPOR DE AGUA EN PARTES POR MILLON EN VOLUMEN CONTRA PUNTO DE ROCIO

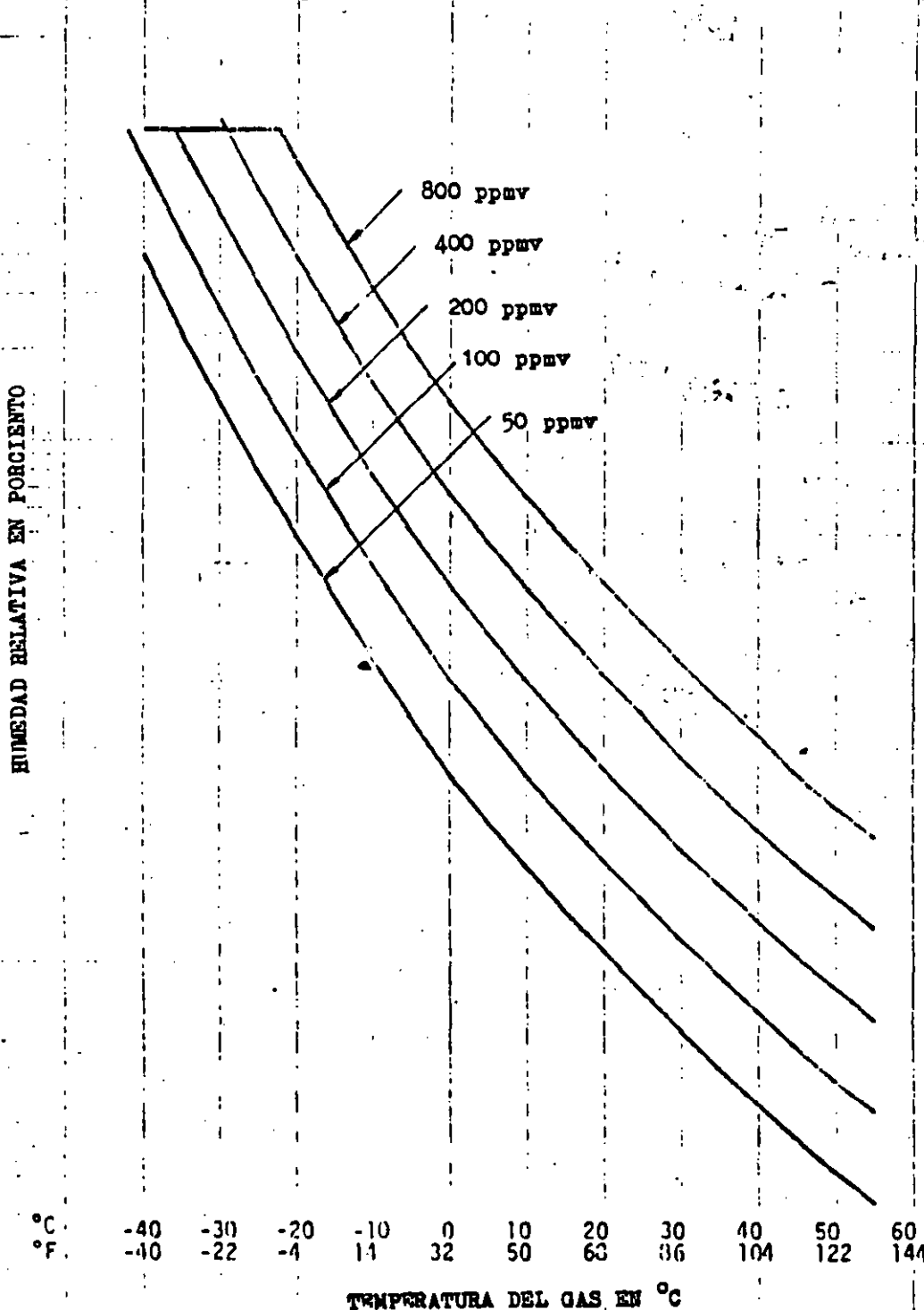
Punto de Rocio		Gas a 0	Gas a 22	Gas a 30	Gas a 45
°C	°F	Lb/pulg ² manomé- tricas	lb/pulg ² manomé- tricas	Lb/pulg ² manomé- tricas	Lb/pulg ² manomé- tricas
-55	-67	19.7	8	6.5	5
-50	-53	38.8	15	12.6	9.5
-45	-49	71.0	23	23	13
-40	-40	127	50	41	31
-35	-31	222	89	73	55
-30	-22	376	152	125	94
-25	-13	632	252	207	156
-20	-4	1020	411	338	255
-15	+5	1650	660	540	407
-10	+14	2580	1035	850	640
-5	+23	3980	1590	1310	985
0	+32	6020	2410	1980	1490
+5	+41	8600	3450	2730	2130
+10	+50	12,120	4850	3980	3000
+15	+59	16,820	6750	5550	4170
+20	+68	23,080	9200	7600	5700
+25	+77	31,300	12,500	10,280	7740
+30	+86	42,000	16,700	13,750	10,350

CONTENIDO DE HUMEDAD DEL GAS SF₆

PPMV VS PUNTO DE ROCIO



HUMEDAD RELATIVA DEL GAS SF₆ A PRESION ATMOSFERICA
PARA TEMPERATURAS DEL GAS DE -40 A +55°C
Y PARA VARIOS CONTENIDOS DE HUMEDAD EN PPMV

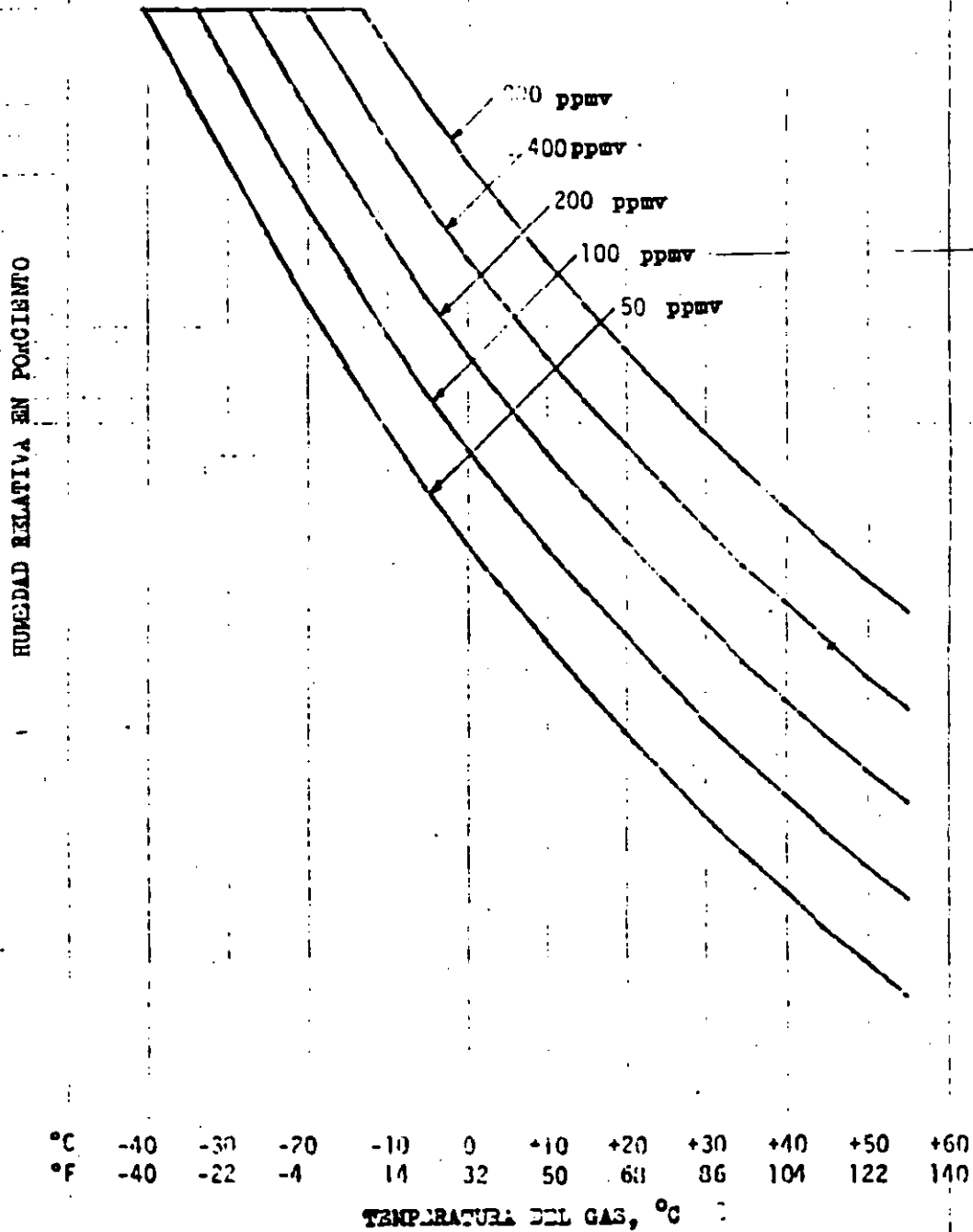


- 309C -

HUMEDAD RELATIVA DEL GAS SE A 22 L / PLG²MAN

PARA TEMPERATURAS DEL GAS DE -40 A +55°C

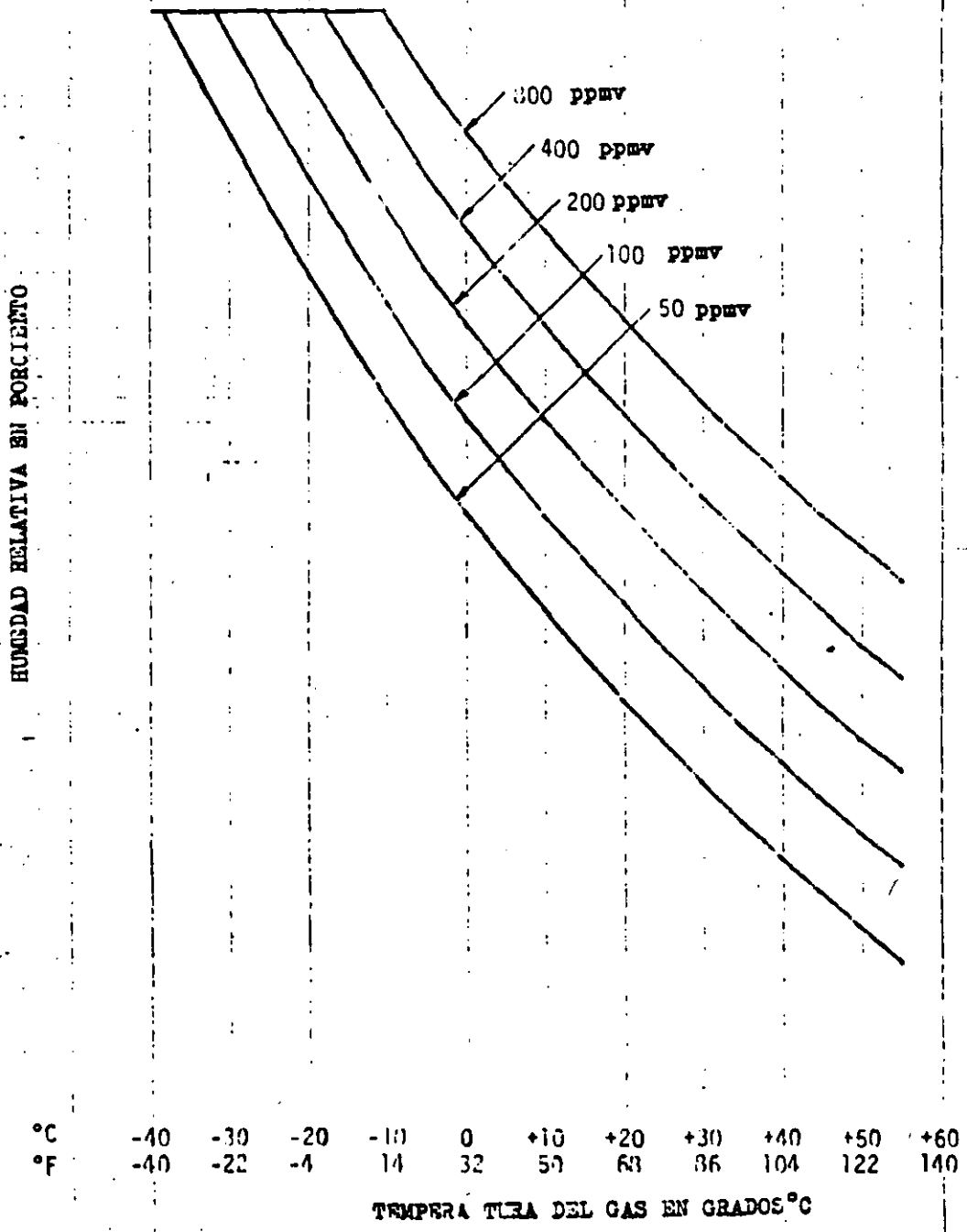
PARA VARIOS CONTENIDOS DE HUMEDAD EN PPMV



HUMEDAD RELATIVA DEL GAS SF₆ a 30#/PLG²MAN

PARA TEMPERATURAS DEL GAS DE -40 A +55°C

PARA VARIOS CONTENIDOS DE HUMEDAD EN PPMV



°C	-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40	+50	+60
°F	-40	-22	-4	14	32	50	68	86	104	122	140

TEMPERATURA DEL GAS EN GRADOS °C

HUMEDAD RELATIVA DEL GAS SF₆ A 45 PSI (3.15 MPa)

PARA TEMPERATURAS DEL GAS DE -40 A +55°C

PARA VARIOS CONTENIDOS DE HUMEDAD EN PPMV

00

10

20

30

HUMEDAD RELATIVA EN PORCIENTO

800 ppmv

400 ppmv

200 ppmv

100 ppmv

50 ppmv

°C	-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40	+50	+60
°F	-40	-22	4	14	32	50	63	86	104	122	140

TEMPERATURA DEL GAS EN GRADOS °C

- 3D9F -

CONTENIDO DE HUMEDA - PPMV

800

700

600

500

400

300

200

100

0

-10

14

0

32

10

50

20

63

30

86

40

104

°C

°F

TEMPERATURA DEL GAS

VARIACION TIPICA DEL CONTENIDO DE
HUMEDAD EN UN SISTEMA DE SF₆ SELLADO
CON TEMPERATURA AMBIENTE



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO III

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992

**ALGUNOS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA SELECCION DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

ING: PABLO SANDOVAL GONZALEZ

ALGUNOS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA SELECCION
DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de las subestaciones de alta tensión, de acuerdo a la función que desempeñan se clasifican como:

Elevadores.- De la tensión de generación a la de transmisión.

De enlace.- Inteconectan partes del sistema de transmisión.

Reductores.- Reducen la tensión de transmisión a tensiones de subtransmisión o de distribución.

a) Tipos.

a.1) Transformadores monofásicos y trifásicos.

La selección entre transformadores trifásicos y bancos de unidades monofásicas depende de estudios técnico-económicos que deben considerar entre otros los siguientes factores:

- Costo de la inversión.
- Costo de la energía no suministrada.
- Confiabilidad o necesidad de unidades de reserva.
- Limitaciones de transporte (peso y altura máxima).
- Limitaciones de capacidad de fabricación.

b) Transformadores o autotransformadores.

La elección de estos elementos obedece a factores como:

- La relación de transformación (mayor de 2 a 1 es por lo general transformador).
- La impedancia y su relación con la regulación de voltaje y el corto circuito.

De aquí, por lo general en las centrales eléctricas se usan transformadores elevadores con dos devanados, el primario en delta y el secundario en estrella aterrizada. En la red para tensión de 400/230 kV ó 230/115 kV se pueden usar autotransformadores con conexión estrella aterrizada.

c) Devanado terciario.

Los autotransformadores generalmente tienen un devanado terciario en conexión delta, ya sea para conexión a la compensación reactiva y/o para la alimentación de los servicios auxiliares, con 1/3 de la potencia de los otros devanados. Cuando el terciario no fuera usado para las funciones anteriores, su exclusión es función de los estudios de presencia de terceras armónicas, de los estudios de energización y de la necesidad de pruebas.

ESTUDIOS REQUERIDOS DE LA RED ELECTRICA DE POTENCIA
PARA APLICARSE A LAS ESPECIFICACIONES DE EQUIPO

ESTUDIOS	EQUIPO QUE AFECTA	PARAMETROS RELEVANTES
Flujos de carga, estabilidad, arreglo de subestaciones.	Transformadores.	Tensión nominal, potencia nominal, impedancia, derivaciones.
	Compensación reactiva (reactores, capacitores, serie y en derivación, compensadores, síncronos y estáticos).	Tensión nominal, potencia nominal, corriente nominal, rangos de variación.
	Boquillas y aisladores.	Tensión nominal, corriente nominal.
	Interruptores y cuchillas.	Tensión nominal, corriente nominal.
	Transformadores de corriente, transformadores de potencial inductivos y capacitivos.	Tensión nominal, relación de transformación.
Sobretensiones. - Por rayo - Por maniobra - A la frecuencia del sistema.	Apartarrayos.	Tensión nominal, localización, capacidad de r--gía.
	Transformadores.	Tensión resistente, capacidad de sobreexcitación.
	Interruptores.	Capacidad interruptiva, resistencias de preinserción, capacidad de cierre.
Estudios de tensiones transitorias de reestablecimiento.	Interruptores.	Capacidad interruptiva, capacidad de cierre.
Corto circuito	Interruptores.	Capacidad interruptiva.
	Otros equipos: CTC, cuchillas, trampas de onda, transformadores, etc.	Corrientes de corto circuito.
Contaminación y condiciones ambientales.	Aisladores, boquillas.	Distancia de fuga.
Límites de interferencia.	Varios equipos.	Niveles de radio interferencia, ruido audible de equipos y partes de estaciones.

d) Especificación de características eléctricas.

En la especificación de transformadores se deben considerar los siguientes aspectos:

- Niveles de tensión de transformación.
- Potencia a ser transferida.
- Rangos de variación de las tensiones.
- Rangos aceptables de impedancia.
- Existencia de compensación reactiva en el terciario (en su caso).
- Protección por apartarrayos.
- Valores estimados ó calculados para las distintas sobretensiones.
- Niveles de corrientes de corto circuito para las condiciones actuales y futuras.
- Aspectos relevantes del sistema al que se conectará el transformador.
- Aspectos ambientales y meteorológicos.

Los resultados de esta información constituyen la base para cubrir las características normalizadas de los equipos.

SELECCION DE REACTORES EN DERIVACION

En los sistemas de potencia, los reactores en derivación son empleados para controlar las tensiones en barras en estado permanente y para la reducción de las sobretensiones de las ondas de maniobra. Para atender a estas funciones, la característica tensión contra corriente debe ser lineal hasta un determinado valor de tensión (por lo general 150%), esto se consigue con reactores con núcleo de aire o con reactores con núcleo de hierro y entrehierros. En general son de mayor utilización las de núcleo de hierro.

Los reactores de derivación, de acuerdo con su localización en el sistema se pueden clasificar como:

- Reactores de línea.
- Reactores de barra.
- Reactores de terciario.

Los reactores también pueden ser fijos o desconectables.

a) Tipos.

a.1) Monofásicos o trifásicos.

La selección entre reactores trifásicos y monofásicos depende de estudios técnico económicos que deben considerar los siguientes factores:

- Costos de inversión.
- Limitaciones de transporte (peso y altura).
- Confiabilidad (necesidad de una unidad de reserva).

a.2) Núcleo de aire o de fierro.

La mayoría de los reactores en derivación en los sistemas eléctricos de potencia son del tipo núcleo de fierro con entrehierros.

b.2) Especificaciones de las características eléctricas.

En la especificación de los reactores en derivación se deben considerar los siguientes aspectos:

- Nivel de tensión.
- Potencia reactiva.
- Sobretensiones.
- Criterio de coordinación de aislamiento.
- Condiciones ambientales y meteorológicas.
- Pruebas a considerar.

SELECCION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Es conveniente establecer la diferencia entre los transformadores de corriente para medición o para protección, así como la clase de precisión. Las características eléctricas básicas a considerar son:

- Corrientes nominales (primarias y secundarias) y relaciones nominales.
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia nominal.
- Cargas nominales (burden).
- Curva de excitación.
- Número de núcleos para medición y protección.
- Factor térmico nominal.
- Corriente térmica.
- Corriente dinámica.
- Tipo de aplicación (interior, exterior, etc).
- Pruebas eléctricas a considerar.

Adicionalmente se deben considerar los siguientes aspectos:

- Si los transformadores de corriente se instalan junto a bancos de capacitores.
- El caso de apertura de circuito secundario.
- Las sobretensiones en los secundarios de los transformadores de corriente saturados.

SELECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

En este caso, dependiendo del nivel de tensión y de la aplicación específica se considera en primer término si se trata de un transformador de potencial inductivo (TP) o bien capacitivo (TPC). Los datos básicos a considerar son:

- Tensión máxima de los equipos y los niveles de aislamiento.
- Carga nominal o burden.
- Relación de transformación nominal.
- Número de devanados secundarios.
- Conexión de devanados secundarios.
- Clase de precisión.
- Potencia térmica nominal de cada devanado.
- Capacitancia mínima (para TPC).
- Variación de la frecuencia nominal para Carrier (para TPC).
- Tipo de aplicación.
- Pruebas eléctricas a considerar.

Función del Departamento de Normas de Ingeniería

- **La función del departamento de normas de Ingeniería es desarrollar, apoyar y evaluar los programas de normalización en la Compañía para obtener productos que sean reconocidos a nivel mundial; deberán ser confiables y proporcionar un alto grado de satisfacción al distribuidor y al consumidor.**

Esto se logra a través de actividades internas de normalización de materiales, partes, componentes, diseños, procedimientos operativos y de comunicaciones más eficientes; así como una influencia apropiada en la normalización externa a la Compañía.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

III CURSOS INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

MODULO 3:

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

SUBESTACIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES

ING: MARCO ANTONIO MACIAS HERRERA

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

CUANDO ES NECESARIA UNA SUBESTACION
ELECTRICA INDUSTRIAL O COMERCIAL?

- CUANDO SE REQUIERE UN SERVICIO CONTINUO DE
ENERGIA ELECTRICA A LA TENSION ADECUADA CON UN
MINIMO DE INTERRUPCIONES.

- CUANDO LA MAGNITUD DE LA CARGA ES
CONSIDERABLE.

- CUANDO ALGUN EQUIPO REQUIERE DE UNA TENSION
ELEVADA PARA SU OPERACION.

- CUANDO SIGNIFIQUE UN BENEFICIO ECONOMICO EN
EL PAGO DE ENERGIA ELECTRICA; AMORTIZANDO LA
INVERSION CORRESPONDIENTE.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

JUSTIFICACION ECONOMICA DEL USO
DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

EJEMPLO

CONSIDEREMOS QUE UNA INDUSTRIA QUE SE
INSTALARA PRESENTA LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS:

DEMANDA MAXIMA PROBABLE (DMM) = 600 KW
CONSUMO PROBABLE 300KW x 12HR x 25 DIAS = 90000 KWH
FACTOR DE POTENCIA ESPERADO = 85 %

EN BAJA TENSION

1.- SEGUN LA TARIFA # 3 SE DEBE HACER UN
CARGO DE \$ 16.582.71 POR CADA KILOWATT DE DEMANDA
MAXIMA MEDIDA, POR LO TANTO.

SI DMM = 600 KW
CARGO POR DMM = 600 x \$16.582.71 = \$ 9'949.626.-

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

2.- MAS UN CARGO POR CONSUMO QUE SEGUN
TARIFA 3 SE DEBE PAGAR \$ 82.46 POR CADA
KILOWATT-HORA.

CARGO POR CONSUMO
= 90.000 KWH x \$ 82.46 = \$7.421.400.-

EL TOTAL POR PAGO DE ENERGIA SERIA:

CARGO POR DMM	\$ 9'949.626.-
CARGO POR CONSUMO	\$ 7'421.400.-
	<hr/>
SUBTOTAL	\$ 17'371.026.-
I.V.A. 15%	\$ 2'605.654.-
	<hr/>
TOTAL	\$ 19'976.680.-

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

EN ALTA TENSION

1.- SEGUN LA TARIFA # 8 SE DEBE HACER UN CARGO DE \$ 11,598.59 POR CADA KILOWATT DE DEMANDA MAXIMA MEDIDA.

CARGO POR DMM 600 x \$ 11,598.59 = \$ 6'959.154.-

2.- MAS UN CARGO POR CONSUMO QUE SEGUN LA TARIFA # 8 SE DEBE PAGAR \$ 58.02 POR CADA KILOWATT-HORA.

SI EL CONSUMO = 90.000 KWH

CARGO POR CONSUMO
= 90.000 x \$ 58.02 = \$ 5'221.800.-

EL TOTAL DEL PAGO DE ENERGIA ES:

CARGO POR DMM \$ 6'959.154.-

CARGO POR CONSUMO \$ 5'221.800.-

SUBTOTAL \$ 12'180.954.-

I.V.A. 15% \$ 1'827.143.-

TOTAL \$ 14'008.097.-

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

PAGO EN TARIFA 3 BAJA TENSION	\$ 19'976.680.-
PAGO EN TARIFA 8 ALTA TENSION	\$ 14'008.097.-

DIFERENCIA	\$ 5'968.583.-
------------	----------------

COSTO DE LA SUBESTACION	\$ 25'540.000.-
COSTO DE TRANSFORMADOR DE 750 KVA	\$ 32'740.000.-
OBRA CIVIL Y MONTAJE	
ELECTROMECANICO	25 % \$ 14'570.000.-

TOTAL	\$ 72.850.000.-
-------	-----------------

EL COSTO DE LA SUBESTACION SE AMORTIZARA
EN UN TIEMPO APROXIMADO DE:

\$ 72.850.000.- = 12.2 MESES.

\$ 5.968.583.-

UN POCO MAS DE UN AÑO.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

S.H.E



SECRETARIA
DE
HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

01513

TARIFA No. 3

SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 KW DE DEMANDA.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE.

2.1 Cargo por demanda máxima.

\$ 16,582.71 (dieciseis mil quinientos ochenta y dos pesos setenta y un centavos), por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2 Cargo adicional por la energía consumida.

\$ 82.46 (ochenta y dos pesos cuarenta y seis centavos), por cada kilowatt-hora.

TARIFA No. 4

SERVICIO PARA MOLINOS DE NIXTAMAL Y TORTILLERIAS.

2. CUOTA APLICABLE MENSUALMENTE.

Cargo por energía consumida.

\$ 57.24 (cincuenta y siete pesos veinticuatro centavos), por cada kilowatt-hora.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

G.N.I



SECRETARIA
DE
HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

01513

TARIFA No. 7

SERVICIO TEMPORAL

3. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

3.1 Cargo por demanda.

\$ 14,017.03 (catorce mil diecisiete pesos tres centavos), por cada kilowatt de demanda.

3.2 Cargo adicional por la energía consumida.

\$ 350.48 (trescientos cincuenta pesos cuarenta y ocho centavos), por cada kilowatt-hora.

TARIFA No. 8

SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo por demanda máxima.

\$ 11,598.59 (once mil quinientos noventa y ocho pesos cincuenta y nueve centavos), por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2 Cargo adicional por la energía consumida.

\$ 58.02 (cincuenta y ocho pesos dos centavos), por cada kilowatt-hora.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

G.M.1



SECRETARIA
DE
HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

01513

2.2 Cargos adicionales por la energía consumida.

- \$ 57.00 (cincuenta y siete pesos y cero centavos), -- por cada uno de los primeros 90 (noventa) -- kilowatts-hora por cada kilowatt de demanda máxima medida.
- \$ 50.34 (cincuenta pesos y treinta y cuatro centavos), por cada uno de los siguientes 180 (ciento ochenta) kilowatts-hora por cada kilowatt de demanda máxima medida.
- \$ 43.82 (cuarenta y tres pesos y ochenta y dos centavos), por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

TARIFA No. 12

SERVICIO GENERAL PARA TENSIONES DE 66 KV O SUPERIORES

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargo por demanda máxima.

- \$ 11 751.76 (Once mil setecientos cincuenta y un pesos setenta y seis centavos), por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2 Cargo adicional por la energía consumida.

- \$ 47.40 (Cuarenta y siete pesos cuarenta centavos), por cada kilowatt-hora.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

PLANEACION DEL SISTEMA ELECTRICO

LA CONTINUIDAD DE PRODUCCION EN UNA PLANTA INDUSTRIAL ES TAN CONFIABLE, COMO LO ES SU SUBESTACION Y SU SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICO.

FRECUENTEMENTE SE PROYECTA EN BASE AL MENOR COSTO INICIAL, ESTO PUEDE ORIGINAR: PROBLEMAS DE CALIDAD, FALLAS; PROBLEMAS DE OPERACION, POCA FLEXIBILIDAD; PROBLEMAS DE MANTENIMIENTO Y ESTO OCASIONA PERDIDAS DE PRODUCCION O ACCIDENTES.

LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA BIEN PLANEADO Y UNA INSTALACION MEDIOCRE ES GENERALMENTE PEQUENA. HAY QUE TOMAR EN CUENTA QUE EL SISTEMA ELECTRICO, EN GENERAL, COSTARA ALREDEDOR DEL 2 AL 10% DEL COSTO GLOBAL DE LA PLANTA.

POR OTRO LADO, QUIENES PLANEAN UNA FABRICA, SE INTERESAN SOBRE TODO EN LAS MAQUINAS DE PRODUCCION, METODOS DE PRODUCCION, DISTRIBUCION DE PLANTA ETC.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

ESTE GRUPO Y EL GRUPO DE PRODUCCION, TIENDEN A OLVIDAR O A POSPONER LA SUBESTACION Y LA INSTALACION ELECTRICA.

ESTO OCASIONA QUE:

- + EL SISTEMA NO ESTE BIEN DISENADO.
- + LOS COSTOS INICIALES SE ELEVEN.
- + SE VEA AFECTADA SERIAMENTE TODA LA PLANEACION ELECTRICA.

SI NO PUEDE PONERSE EN CONTACTO CON ESTAS PERSONAS, TRATE AUNQUE SEA INDIRECTAMENTE DE OBTENER DATOS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

GUIA PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICICO INDUSTRIAL

EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO PODRA GUIAR AL
INGENIERO EN EL DISENO DE UN SISTEMA ELECTRICICO DE
DISTRIBUCION INDUSTRIAL.

- + LEVANTAMIENTO O ESTIMACION DE CARGAS.
- + DETERMINACION DE LA DEMANDA.
- + ARREGLO ELECTRICICO (CENTRO DE CARGA)
- + LOCALIZACION DE EQUIPO (CARGAS)
- + SELECCION DE TENSIONES.
- + COMPANIA SUMINISTRADORA.
- + GENERACION.
- + DIAGRAMA UNIFILAR.
- + ANALISIS DE CORTO CIRCUITO.
- + PROTECCION.
- + EXPANSION FUTURA.
- + OTROS REQUERIMIENTOS.

Antonio Masias Herrera
Ingeniero

LEVANTAMIENTO DE CARGAS

OBTENGA UNA DISTRIBUCION DE PLANTA GENERAL CON LA LOCALIZACION DE EQUIPO Y SUS CARACTERISTICAS ELECTRICAS (POTENCIA, TENSION, FASES, ETC).

EN LA MAYOR PARTE DE LAS VECES, LO ANTERIOR NO ES POSIBLE TOTALMENTE, NO SE DETENGA, PORQUE PUEDE CAUSAR RETRASOS A LA CONSTRUCCION DE LA PLANTA, POR LO TANTO, ESTIME MEDIANTE EL USO DE LAS SIGUIENTES TABLAS DE CARGAS TIPICAS POR AREA, POR FUNCION, EN INDUSTRIAS SIMILARES A LA PROYECTADA, ETC.

COORDINESE CON LOS DEMAS DISENADORES DE LA PLANTA. ELLOS LE IRAN PROPORCIONANDO MAS DATOS.

MIENTRAS TANTO VAYA ESTRUCTURANDO UNA DISTRIBUCION GENERAL DE CARGAS EN TODA LA INSTALACION EN BASE A LA INFORMACION DISPONIBLE.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

DENSIDAD DE CARGA PARA ALGUNAS INDUSTRIAS

TIPO DE INDUSTRIA	DENSIDAD DE CARGA WATTS / M ²
INDUSTRIA SIDERURGICA	300
INDUSTRIA AZUCARERA	160
INDUSTRIA DE PAPEL	140
CANTERAS	125
FABRICAS TEXTILES	110
FABRICAS DE CIGARROS	100
FABRICAS DE APARATOS ELECTRONICOS	90
TALLERES MECANICOS	65
FABRICAS DE LAMAPARAS ELECTRICAS	45
FABRICAS DE PEQUEÑAS PARTE MECANICAS	30

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

DATOS SOBRE ENERGIA CONSUMIDA PARA DISTINTOS
TIPOS DE INDUSTRIAS

TIPO DE INDUSTRIA'	ENERGIA EN KWH	UNIDAD DE PRODUCCION
AUTOMOTRIZ	1050	1 VEHICULO
LECHE , MANTEQUILLA, DER. DE LECHE.	300	1 TONELADA
ACERO EN LINGOTE	600	1 TONELADA
ALAMBRE Y VARILLA DE ACERO	20	1 TONELADA
OXIGENO	0.7	1M ³ DE OXIGENO
AZUCAR DE CANA	154	1 TONELADA
ZAPATOS	470	1000 PARES
PAPEL	475	1 TONELADA
PULPA DE MADERA	385	1 TONELADA

Antonio Masias Herrera
Ingeniero

REQUERIMIENTOS DE ENERGIA
KILOWATTHORA POR LIBRA

GASOLINA	0.0015
BIOXIDO DE SULFURO LIQUIDO	0.002
GLICERINA	0.005
FOSFATO DE AMONIO	0.007
FORMADEHIDO	0.030
ACIDO SULFURICO	0.016
CEMENTO PORTLAND	0.050
OXIDO EFILENO	0.070
BAUXITA	0.090
ACIDO NITRICO	0.180
ALCOHOL ETILICO	0.300
ACERO ELECTRICO	0.33
DISULFURO DE CARBON	0.45
HEXAFLORURO DE BENZENO	0.600
AMONIACO	0.750
ACIDO FOSFORICO	1.80
RAYON	2.50
SODIO	4.70

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

FACTORES DE DEMANDA

HABITACIONALES

ASILOS Y CASAS DE SALUD	45%
ASOCIACIONES CIVILES	40%
CASAS DE HUESPEDES	45%
EDIFICIOS DE DEPARTAMENTOS	40%
ESTACIONAMIENTOS	40%
HOSPICIOS Y CASAS DE CUNA	40%
IGLESIAS Y TEMPLOS	45%
RESIDENCIAS S/ AIRE ACONDICIONADO	45%
RESIDENCIAS C/ AIRE ACONDICIONADO	55%

FACTORES DE DEMANDA

COMERCIALES

ABARROTES TIENDAS DE	65%
AGENCIAS DE PUBLICIDAD	40%
ALFOMBRAS Y TAPETES	65%
ALMACENES DE ROPA Y BONETERIA	65%
ARMERIAS	55%
ARTICULOS FOTOGRAFICOS	55%
BANCOS	50%
BAÑOS PUBLICOS	50%
BAZARES	50%
BOTICAS, FARMACIAS Y DROGUERAS	50%
CAFETERIAS	55%
CAMISERIAS	65%
CASAS DE MODA	65%
CENTROS COMERCIALES AUTOSERVICIOS	65%
CENTROS NOCTURNOS	50%
COLEGIOS	40%
DEPENDENCIAS DEL GOBIERNO	50%
EMBAJADAS, CONSULADOS	40%
GASOLINERIAS	45%

Antonio Masias Herrera
Ingeniero

IMPRENTAS	50%
JUGUETERIAS	55%
PAPELERIAS	50%
MERCADOS Y BODEGAS	50%
MOLINOS DE NIXTAMAL	70%
OPTICAS	55%
PANADERIAS	40%
PELUQUERIAS Y SALAS DE BELLEZA	40%
RESTAURANTES	60%
TEATROS Y CINES	50%
ZAPATERIAS	60%

TABLA DE FACTORES DE SIMULTANEIDAD PARA DISTINTOS
TIPOS DE SERVICIOS

MOTORES	COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD
MAQUINAS HERRAMIENTAS.	
ELEVADORES, GRUAS	0.30
VENTILADORES COMPRESORES BOMBAS	0.30-0.60
PROCESOS SEMICONTINUOS.	
CANTERAS REFINERIAS	0.60
PROCESOS CONTINUOS.	
INDUSTRIA TEXTIL	0.90
HORNOS ELECTRICOS	0.80
HORNOS ELECTRICOS DE INDUCCION	0.80
HORNOS DE ARCO	1.0
INSTALACIONES DE ILUMINACION	
(ALUMBRADO)	1.0
SOLDADORES DE ARCO	0.30
SOLDADORES DE RESISTENCIA	0.20

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

LA SUMA DE ESTAS POTENCIAS, SIEMPRE ES MAYOR QUE LA POTENCIA TOTAL DEMANDADA, YA QUE TODAS LAS CARGAS OPERAN SIMULTANEAMENTE Y POR ELLO SE UTILIZAN VARIOS COEFICIENTES QUE MODIFICAN ESTE VALOR.

APLICANDO ESTOS COEFICIENTES, LA CAPACIDAD ESTIMADA DEL TRANSFORMADOR ESTARA DADA POR:

$$P_T = P_1 \times F_D \times F_S$$

P_T = POT. TRANS.
 P_1 = POT. INSTALADA.
 F_D = FACOR DEMANDA.
 F_S = COEFICIENTE DE
SIMULTANEIDAD.

DONDE SE DEBEN TOMAR EN CONSIDERACION LA POSIBILIDAD QUE TIENEN LOS TRANSFORMADORES DE SOPORTAR SOBRECARGAS PARA PERIODOS CORTOS DE TIEMPO.

ESTE VALOR DEBERA SER REVISADO DE ACUERDO AL CICLO DE TRABAJO DE LA CARGA, PARA SELECCIONAR SU CAPACIDAD EN RELACION AL TIPO DE ENFRIAMIENTO.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

TOMANDO EN CUENTA LA EXISTENCIA Y DURACION DE PICOS DE DEMANDA Y LLEGAR ASI A UN EQUIPO NORMALIZADO, APLICANDO DESDE LUEGO LA TASA DE CRECIMIENTO CONSIDERADA PARA LA INSTALACION EN PARTICULAR.

CARGA INSTALADA.- SUMA DE LAS POTENCIAS NOMINALES DE LOS EQUIPOS CONECTADOS EN KVA O KW.

DENSIDAD DE CARGA.- RELACION ENTRE LA CARGA INSTALADA Y SU AREA EN KVA/ M² O KW/ M².

DEMANDA.- LA POTENCIA QUE CONSUME LA CARGA TOMADA COMO UN VALOR MEDIO EN UN INTERVALO DE TIEMPO DETERMINADO EN KVA O KW.

DEMANDA MAXIMA.- VALOR MAXIMO QUE SE PRESENTA EN UNA CARGA EN UN PERIODO DE TRABAJO PREVIAMENTE ESTABLECIDO.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

FACTOR DE DEMANDA.- LA RAZON ENTRE LA DEMANDA MAXIMA Y SU CARGA TOTAL INSTALADA, ES UN INTERVALO DE TIEMPO, GENERALMENTE MENOR QUE LA UNIDAD Y APLICABLE A USUARIOS.

$$F_D = \frac{DM (T)}{C_T}$$

FACTOR DE UTILIZACION.- RAZON ENTRE LA DEMANDA MAXIMA Y LA CAPACIDAD NOMINAL DEL SISTEMA EN UN INTERVALO DE TIEMPO Y APLICABLE AL SUMINISTRADOR.

$$F_U = \frac{DM (T)}{CAP. INS.}$$

FACTOR DE CARGA.- RAZON ENTRE LA DEMANDA PROMEDIO EN UN INTERVALO DE TIEMPO Y LA DEMANDA MAXIMA EN EL MISMO.

$$F_C = \frac{DMP}{DM} \text{ EN QUE } 0 < F_C \leq 1$$

Antonio Mañas Herrera
Ingeniero

SISTEMAS O ARREGLOS ELECTRICOS

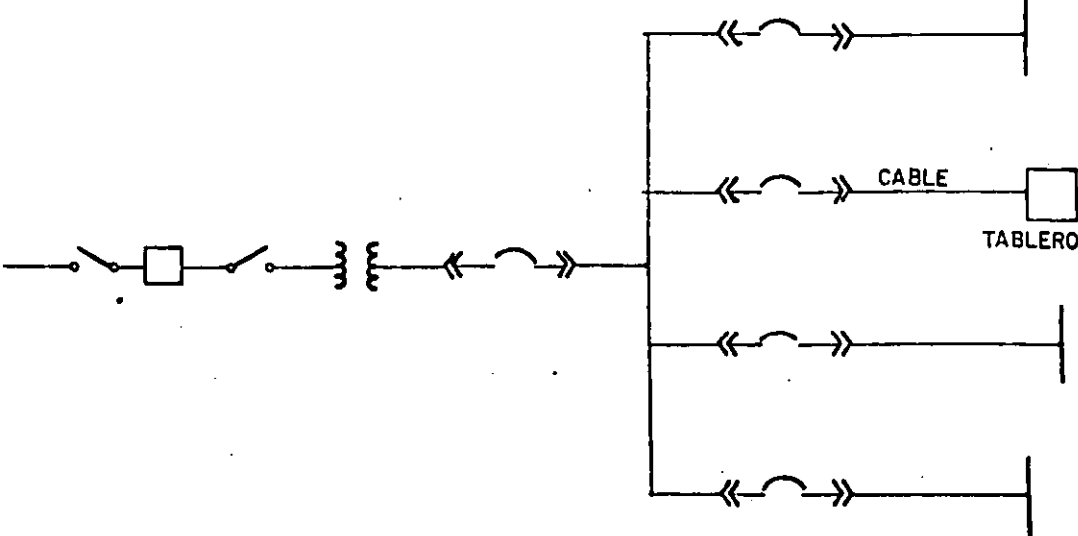
INVESTIGUE LOS DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y SELECCIONE EL MAS ADECUADO A LOS REQUERIMIENTOS DE SU PLANTA.

ESTO DEPENDE DEL PROCESO DE MANUFACTURA. EN GENERAL, UN SISTEMA ES MAS COSTOSO MIENTRAS MAS CONFIABLE.

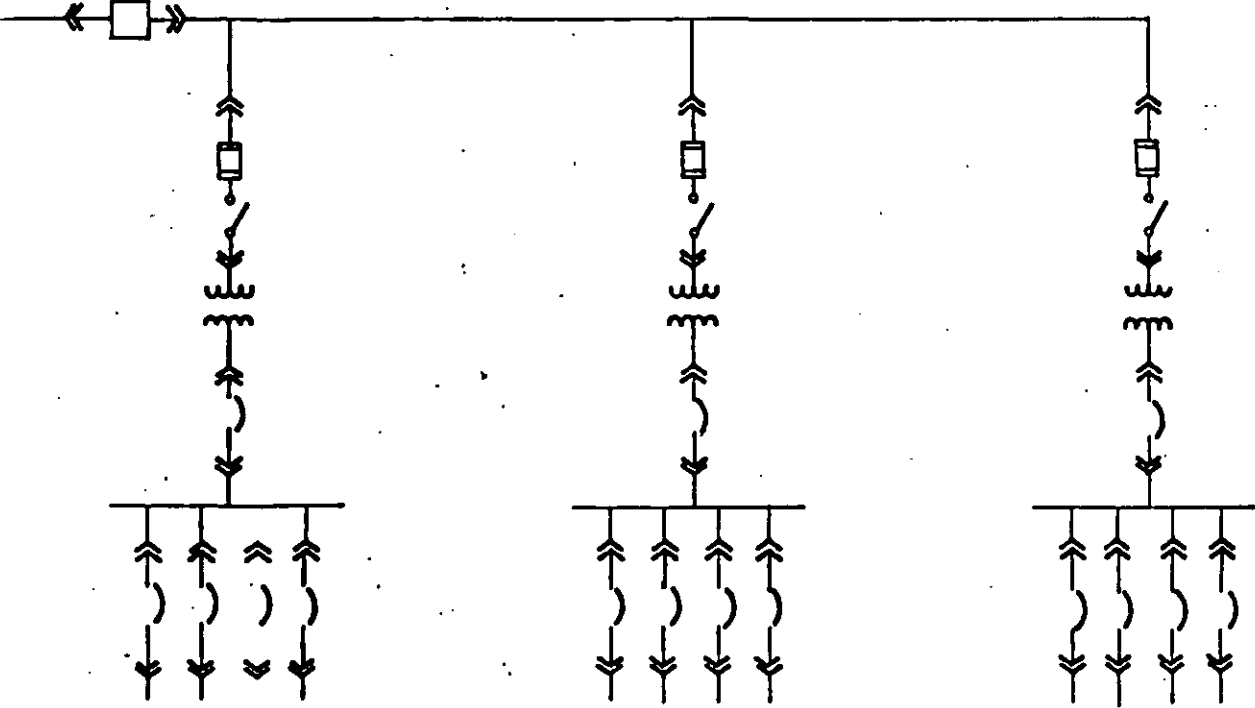
ALGUNOS PROCESOS NO SON AFECTADOS POR LAS INTERRUPCIONES. UN SISTEMA RADIAL PUEDE APLICARSE EN ESTE CASO, OTROS NO TOLERAN INTERRUPCIONES (CEMENTERAS, FUNDICIONES O GENERACION ELECTRICA) Y REQUIEREN EL SISTEMA MAS CONFIABLE POSIBLE, CON FUENTES DE EMERGENCIA.

PARA DAR MANTENIMIENTO A SISTEMAS QUE ALIMENTAN PROCESOS CONTINUOS SE REQUIEREN SISTEMAS DOBLES, DISENADOS PARA TRABAJAR SOBRE ELLOS CON SEGURIDAD. UN SISTEMA QUE NO PUEDE SER MANTENIDO POR RAZONES DE CONTUNUIDAD EN EL PROCESO, ES UN MAL SISTEMA.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero



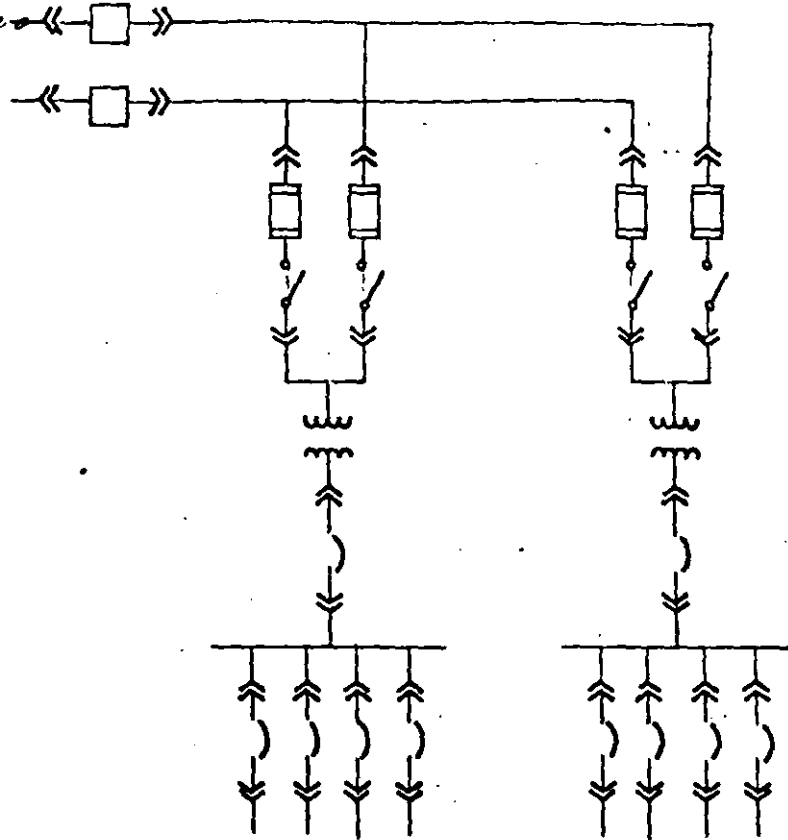
SISTEMA RADIAL SIMPLE



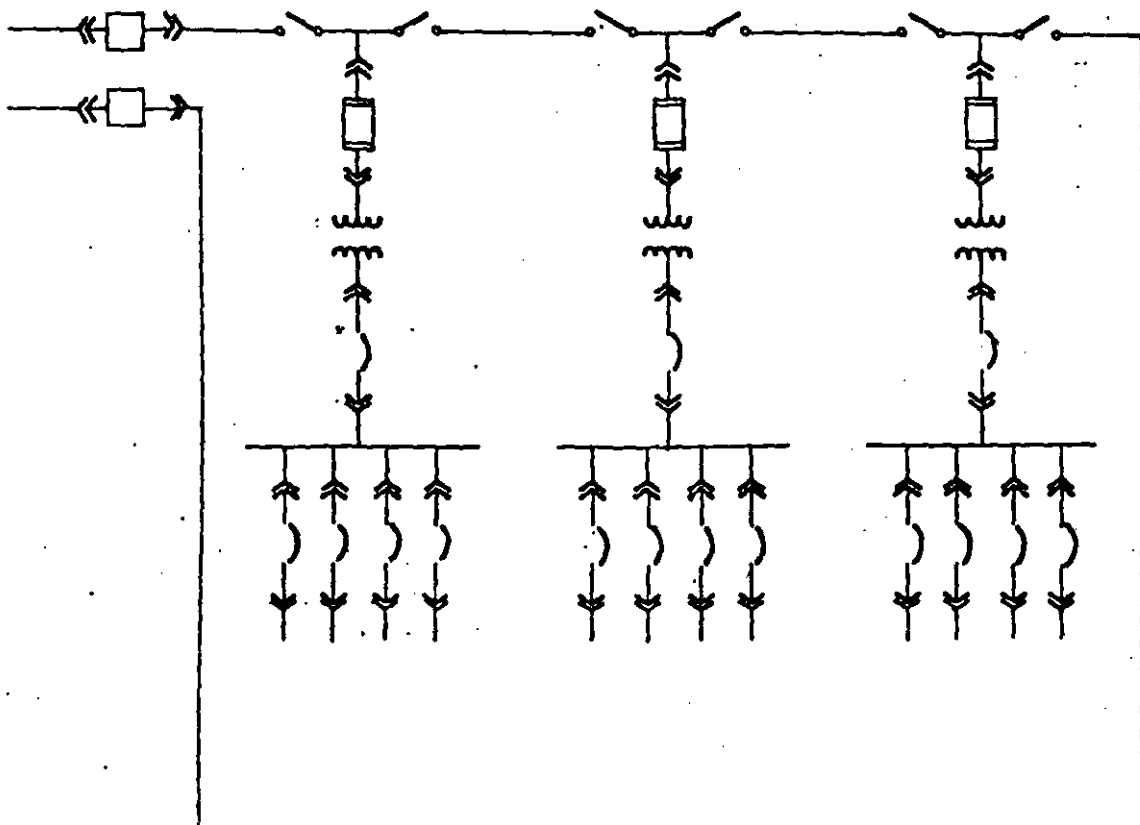
SISTEMA RADIAL EXPANDIDO

Antonio Macías Herrera

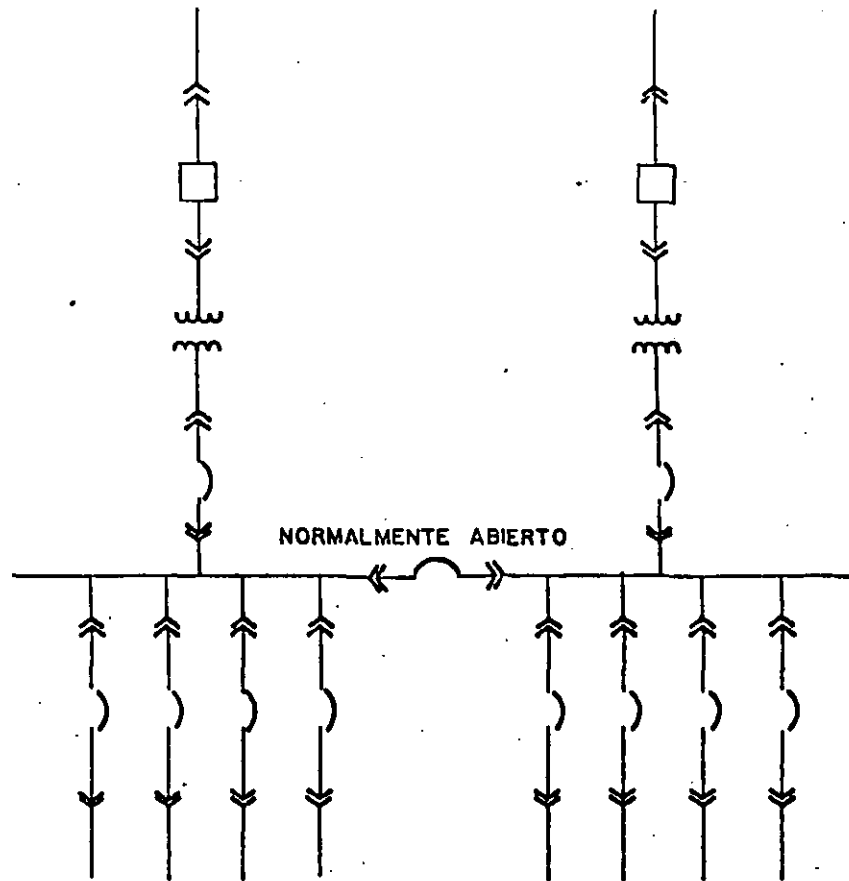
Ingeniero



SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



-26- SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO



SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO

ALIMENTADORES PRIMARIOS

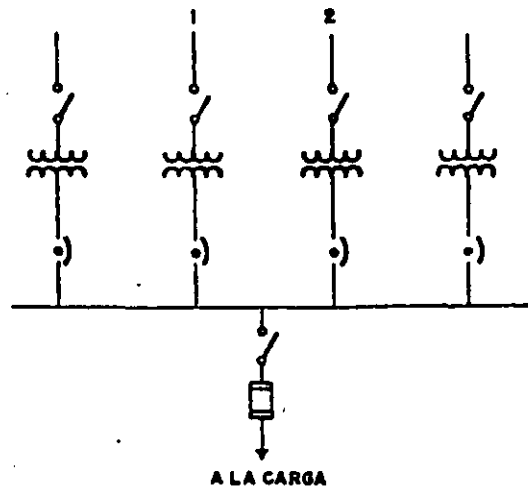
DESCONECTOR

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

PROTECTOR DE RED

BARRA SECUNDARIA

ALIMENTADORES SECUNDARIOS



RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

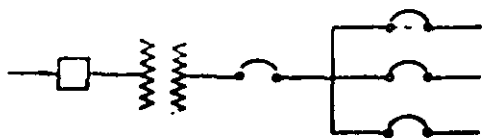
Antonio Marcos Herrera
Ingeniero

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

1.- RADIAL



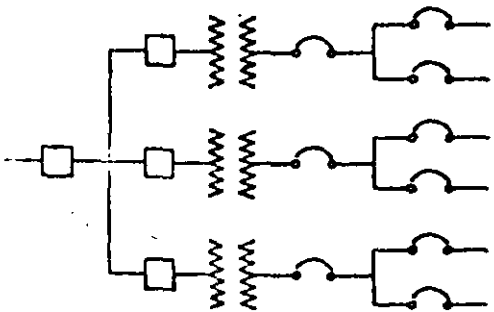
EL MAS ECONOMICO
OPERACION Y EXPANSION SIMPLE
SATISFACTORIO PARA PEQUEÑAS INDUS
TRIAS, DONDE EL PROCESO PUEDE IN
TERRUMPIRSE Y LA PLANTA PUEDE ALI
MENTARSE CON UN SOLO TRANSFORMA--
DOR.

CONFIABILIDAD BAJA SI NO SE
USAN ELEMENTOS DE MUY BUENA
CALIDAD

UNA FALLA DE CUALQUIER ELE
MENTO DEJA FUERA EL SISTEMA.

EL EQUIPO DEBE DESCONECTAR--
SE PARA MANTENIMIENTO RUTI
NARIO.

2.- RADIAL EXPANDIDO



MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR

SE UTILIZA CUANDO LA MAGNITUD DE
LA CARGA REQUIERE USAR MAS TRANS
FORMADORES.

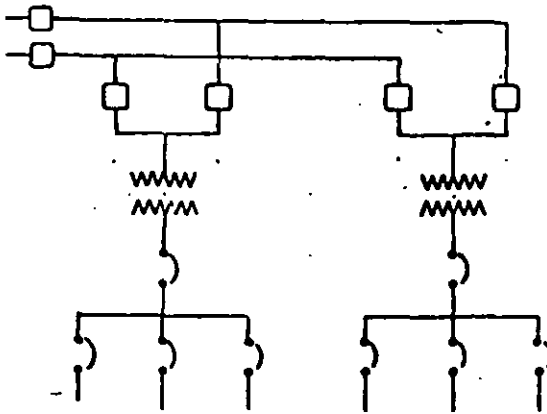
MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

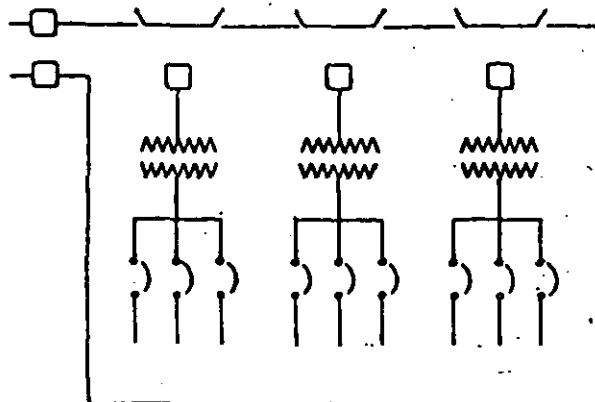
3.- SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



SE TIENEN DOS FUENTES DISTINTAS DE ALIMENTACION EN EL PRIMARIO
SE PUEDE DAR UN MEJOR MANTENIMIENTO AL EQUIPO PRIMARIO DE BUSES E INTERRUPTORES.

MAS COSTOSO QUE EL RADIAL
DESVENTAJA DE FALLA EN TRANSFORMADOR O EN TABLERO SECUNDARIO.

4.- PRIMARIO EN ANILLO



OFRECÉ LAS MISMAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

ENCONTRAR UNA FALLA EN UN CABLE DEL ANILLO ES DIFICULTOSO.

LIGERAMENTE MAS ECONOMICO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO.

ES PELIGROSO PORQUE SE PUEDE ENERGIZAR UN PUNTO POR DOS LADOS.

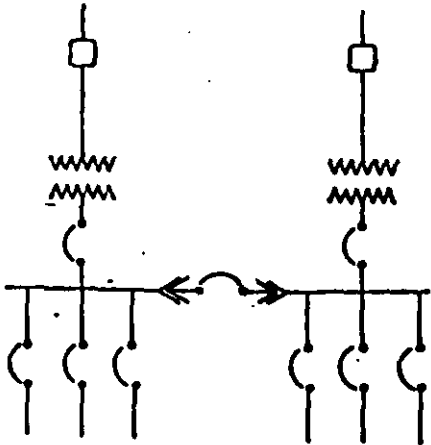
-29-

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

5.- SECUNDARIO SELECTIVO



SI FALLA EL SISTEMA PRIMARIO O EL TRANSFORMADOR, EL SERVICIO NO SE INTERRUMPE - ESTO REQUIERE:

- O SOBRE DIMENSIONAR LOS TRANSFORMADORES.
- O AIRE FORZADO DURANTE LA EMERGENCIA.
- O ECHAR FUERA CARGA NO ESENCIAL
- O SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR ACEPTANDO PERDIDA EN LA VIDA DEL MISMO.

COMBINADO CON EL PRIMARIO SELECTIVO ES EL SISTEMA MAS CONFIABLE.

MAS COSTO QUE LOS ANTERIORES (PRIMARIO Y SECUNDARIO SELECTIVO)

PARA DAR MANTENIMIENTO AL TABLERO DE BAJA TENSION REQUIERE ECHAR FUERA LA CARGA

OPERACION MAS COMPLEJA

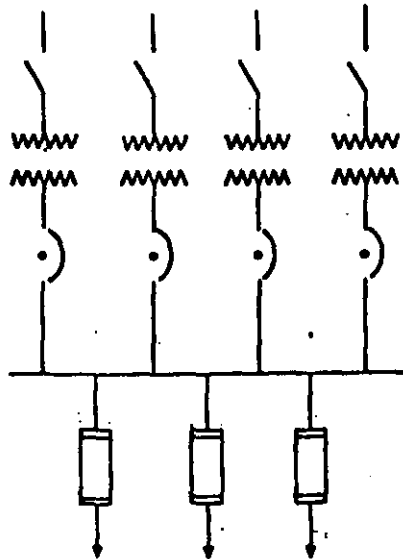
Antonio Marcos Herrera
 Ingeniero

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES.



A CARGAS

+ MUY CONFIABLE NO HAY INTERRUPCIONES DE NINGUNA ESPECIE, A MENOS QUE FALLE ALGUNO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS. ADECUADO PARA CARGAS GRANDES.

+ COSTOSO
+ SI FALLA EL TABLERO SECUNDARIO, FALLA EL SISTEMA.
+ ELEVADAS CORRIENTES DE DE CORTO CIRCUITO.

Antonio Marcos Herrera
Ingeniero

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

LOCALIZACION DE EQUIPO

EN GENERAL, ENTRE MAS CERCA SE LOCALICEN LOS TRANSFORMADORES DEL CENTRO DE CARGA DEL AREA SERVIDA, MENORES SERAN LOS COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION. EN CASO DE DUDA, ES IMPORTANTE HACER EVALUACIONES TECNICO ECONOMICAS.

ES IMPORTANTE COORDINARSE DESDE EL PRINCIPIO CON LOS PROYECTISTAS PARA DEJAR ESPACIO DISPONIBLE PARA EQUIPOS, DUCTOS, REGISTROS, ETC. Y PLANEAR LOS TRABAJOS CIVILES RELACIONADOS.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

DEPENDIENDO DEL TAMAÑO DE LA PLANTA, DE LAS COMPANIAS DE SERVICIO ELECTRICO Y DE EVALUACIONES ECONOMICAS QUE CONSIDEREN LAS TARIFAS Y LOS COSTOS DE EQUIPO, LA PLANTA INDUSTRIAL PODRIA CONECTARSE A CUALQUIERA DE LAS TENSIONES DEL SISTEMA:

PLANTAS PEQUEÑAS, O DE ALGUNOS CIENTOS DE KVA, COMO MAXIMO.-

SE PUEDEN CONECTAR A LA RED DE BAJA TENSION, O A UN TRANSFORMADOR ESPECIAL DE LA COMPANIA ELECTRICA, O TENER SU PROPIO TRANSFORMADOR Y RED SECUNDARIA.

PLANTAS MEDIANAS DE ALGUNOS MILES DE KVA.-

SE PUEDEN CONECTAR A LA RED PRIMARIA DE DISTRIBUCION Y ESTA RED DE MEDIA TENSION PUEDE EXTENDERSE DENTRO DE LA FABRICA. LA PLANTA PROPORCIONA LOS TRANSFORMADORES DE MT/BT Y LA RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.

PLANTAS GRANDES DE VARIOS MILES DE KVA.-

SE PUEDEN CONECTAR AL SISTEMA M.T. O AL SISTEMA DE TRANSMISION Y PUEDE PROPORCIONAR LA SUBESTACION REDUCTORA, LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA, LOS TRANSFORMADORES MT/BT Y LAS REDES SECUNDARIAS.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

SELECCION DE TENSIONES

ESTE ES UNO DE LOS ASPECTOS MAS IMPORTANTES EN EL DISENO DE LOS SISTEMAS DE FUERZA.

LOS NIVELES DE TENSION PRIMARIOS SON DETERMINADOS POR LA COMPANIA SUMINISTRADORA. ESTAS TENSIONES PUEDEN USARSE INTERNAMENTE EN LA PLANTA.

DADO QUE LOS NIVELES DE TENSION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION SE HAN ESTADO INCREMENTANDO, LOS EQUIPOS SE HAN VENIDO ADECUANDO A ELLO. ASI ES POSIBLE TENER DENTRO DE UN EDIFICIO INDUSTRIAL, LAS SIGUIENTES TENSIONES:

15 - 25 KV	SIN PROBLEMAS
25 - 35 KV	HACER ESTUDIO ECONOMICO PARA DECIDIR SU USO.
35 KV HACIA ARRIBA	DEBE REDUCIRSE A UNA TENSION MENOR.

2.1.- TENSIONES NORMALIZADAS

TENSIONES MAS USUALES EN MEXICO

TRANSMISION (C.F.E.) (VOLTS)	DISTRIBUCION PRIMARIA		DISTRIBUCION SECUNDARIA	
	C.F.E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)	C.F.E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">EXTRA ALTA TENSION 400 000 V</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">ALTA TENSION (230 KV.) 230,000 115,000 85,000 69,000</div>				
	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">MEDIA TENSION (34.5KV)</div> 34,500 (1) 23,000 13,800			
		23000 13800 4160 2400		
			<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">BAJA TENSION (1000 V)</div> 220-127 480-277 440 + 220-127	
NOTAS: (1) TENSION DE SUBTRANSMISION (+) TIENDE A DESAPARECER				

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

FACTORES QUE AFECTAN A LA SELECCION DE LA TENSION

1.- TENSION NOMINAL DE LOS DISPOSITIVOS O APARATOS.

2.- TENSION PRIMARIA DISPONIBLE EN COMPANIA ELECTRICA. ESTE VOLTAJE NO SIEMPRE ES EL MAS ADECUADO. PARA CONECTAR CARGAS DIRECTAMENTE A EL, PERO PUEDE USARSE PARA ALIMENTAR A SUBESTACIONES DENTRO DE LA FABRICA.

3.- LA DISTANCIA A LA CUAL SE LLEVA LA ENERGIA. HACER ESTUDIOS TECNICO-ECONOMICOS.

EN PLANTAS GRANDES ES COMUN TENER TRES O MAS NIVELES DE TENSION:

+ 480 V PARA UTILIZACION.

+ 2.4 o 4.16 KV PARA MOTORES GRANDES O COMO TENSION DE DISTRIBUCION DE LA PLANTA.

+ 13.8 o 23 KV. COMO TENSION DE DISTRIBUCION DE LA PLANTA O COMO ALIMENTACION GENERAL DE LA COMPANIA ELECTRICA.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

480 VS 220

A MENUDO NOS HACEMOS LA PREGUNTA CUALES MAS ECONOMICO, 220/127 O 480/277 ? EN GENERAL 220/127 ES MAS ECONOMICO SI:

- + EL 70% DE LA CARGA ES A 127
- + LA CARGA NO EXCEDE DE 300 KVA (TIENDAS, TALLERES, FABRICAS PEQUENAS).

GUIA PARA SELECCIONAR LA TENSION EN TERMINOS DE LA MAGNITUD DE LA CARGA. ESTA GUIA ES SOLO REPRESENTATIVA Y PUEDE VARIAR CONSIDERABLEMENTE EN CASOS PARTICULARES.

VOLTS DEL SISTEMA	KVA DEL SISTEMA
480	750 - 1500 KVA
2400	HASTA 3000 KVA (1)
4160	DESDE 1500 A 1000 KVA
6900	(2)
4160 o 13800 (3)	10000 A 20000 KVA
13800	MAYORES DE 20000 KVA

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

(1) ES POCO USUAL DE 2400 V SE OFERTA
COMO TENSION DE DISTRIBUCION PRINCIPAL, PERO PUEDEN
EXISTIR MOTORES A ESTA TENSION.

(2) POCO USUAL

(3) HACER ESTUDIO COMPARATIVO.
CUALQUIERA PUEDE FUNCIONAR.

OTRA GUIA BASADA EN LOS HP DE LOS MOTORES
PUEDEN SER:

VOLTS DEL SISTEMA VOLTAJE DEL MOTOR HP DEL MOTOR

220		125 HP
480	460	HASTA 250 HP
2400	2300	200-1000 HP
4160	4000	300-4000 HP
13800	13200	5000 HP O MAS

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

COMPANIA SUMINISTRADORA

TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE, DEBE EFECTUARSE UNA REUNION CON LA EMPRESA ELECTRICA PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DEL SERVICIO. RECUERDE QUE SI LA CARGA ES GRANDE, LA COMPANIA DE ELECTRICIDAD DEBE PLANEAR LOS CAMBIOS A SU RED DE DISTRIBUCION.

DATOS QUE SE SUGIERE PROPORCIONAR:

+ CARGA ELECTRICA DE LA PLANTA, PREFERENTEMENTE DEMANDA MAXIMA EN KVA.

+ PUNTO PREFERIDO PARA LA CONEXION DEL SERVICIO.

+ ARREGLO ELECTRICO DE LA COMPANIA SUMINISTRADORA QUE SE DESEA.

+ PROGRAMA DE CONSTRUCCION Y DE PUESTA EN SERVICIO.

+ CARGAS MUY GRANDES QUE SE TENGAN FUERA DE LO USUAL.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

LA COMPANIA SUMINISTRADORA DEBE PROPORCIONAR
LA SIGUIENTE INFORMACION:

+ TENSION DE SUMINISTRO O TENSIONES
DISPONIBLES, PROPIA O DEL CLIENTE.

+ RUTA DE LAS LINEAS Y PUNTO DE SUMINISTRO.

+ TARIFAS.

+ OPCIONES EN EL SUMINISTRO: CON SUBESTACION.

+ ESPACIO DE LA SUBESTACION SI LA PROVEE LA
COMPANIA.

+ CORTO CIRCUITO Y CARACTERISTICAS DEL SISTEMA
EN EL PUNTO DE SUMINISTRO.

+ REQUERIMIENTOS PARA MEDICION.

+ REQUERIMIENTOS DE COORDINACION CON EL
SISTEMA DE PROTECCION DE LA COMPANIA SUMINISTRADORA

+ ALIMENTACION DE RESPALDO, DE SER NECESARIA.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

ANALISIS DE CORTO CIRCUITO Y PROTECCION

CALCULE EL CORTO CIRCUITO DISPONIBLE EN
LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA.

DISENE SU SISTEMA DE PROTECCION COMO UNA
PARTE INTEGRAL AL MISMO Y NO COMO AGREGADO
POSTERIOR.

EXPANSION FUTURA

SI ESTA DISENADO LA EXPANSION DE UN
SISTEMA EXISTENTE, CUIDE SI EL EQUIPO SOPORTA LA
CARGA ADICIONAL Y EL NUEVO CORTO CIRCUITO. CHEQUE
CARACTERISTICAS DE CAPACIDAD NOMINAL, TENSION,
CAPACIDAD INTERRUPTIVA, OPERACION DE INTERRUPTORES
Y LA COORDINACION DE PROTECCIONES. ESTUDIE LA MEJOR
MANERA DE CONECTAR LA NUEVA PARTE COMO MINIMO COSTO
DE CONSTRUCCION Y PERDIDAS DE PRODUCCION.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

SUBESTACIONES COMPACTAS

LAS SUBESTACIONES COMPACTAS, TIENEN POR OBJETO TRANSFORMAR LA ALTA TENSION QUE LAS COMPANIAS SUMINISTRADORAS DE ENERGIA PROPORCIONAN A UN PRECIO MENOR, A TENSIONES USUALES DE LOS EQUIPOS O CARGAS EN LAS INDUSTRIAS Y LOS EDIFICIOS INSTITUCIONALES O COMERCIALES.

ALGUNAS DE LAS RAZONES POR LAS CUALES LA POPULARIDAD DE LAS SUBESTACIONES COMPACTAS VA EN AUMENTO SON LAS SIGUIENTES:

A) ESTAN DISENADAS TOTALMENTE POR EL FABRICANTE, LO QUE DA POR RESULTADO UNA SUBESTACION COMPACTA, DE APARIENCIA MODERNA, FACIL DE INSTALAR Y FACIL DE ESPECIFICAR PARA SU COMPRA.

B) EL COSTO DE LA SUBESTACION COMPACTA ES BAJO, DERIDO AL DISENO PRODUCIDO EN SERIE Y A LOS METODOS DE MANUFACTURA Y DE ESMALTE TAMBIEN NORMALIZADOS Y ADEMAS TIENEN UN VALOR DE RECUPERACION MAYOR QUE LAS DE TIPO COVENCIONAL ABIERTO.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

EL COSTO ACTUAL APROXIMADO DE UNA SUBESTACION COMPACTA ES DE 50 A 75% DEL VALOR DE UNA SUBESTACION ABIERTA TIPO CONVENCIONAL.

C) SU CONSTRUCCION TOTALMENTE BLINDADA "DE FRENTE MUERTO" PROPORCIONA SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD.

LAS SUBESTACIONES UNITARIAS CONSTAN DE TRES GRUPOS DE COMPONENTES COORDINADOS APROPIADAMENTE ENTRE SI.

EL PRIMER GRUPO PERMITE LA RECEPCION DE LA ENERGIA A LA TENSION PRIMARIA, PERMITE EVENTUALMENTE LA MEDICION DEL CONSUMO DE ENERGIA, Y PROPORCIONA EL MEDIO DE DESCONEXION Y PROTECCION GENERAL.

LA SEGUNDA PARTE TRANSFORMA LA ENERGIA DE VALORES DE TENSION PRIMARIA A UNA TENSION ADECUADA PARA SU DISTRIBUCION A LOS EQUIPOS CONSUMIDORES.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

EL TERCER GRUPO DE EQUIPOS LO CONSTITUYE EL TABLERO DE BAJA TENSION QUE CONTROLA, PROTEGE Y DISTRIBUYE LA CARGA TOTAL ENTRE VARIOS ALIMENTADORES DERIVADOS.

CLASIFICACION GENERAL DE SUBESTACIONES
COMPACTAS NORMALIZADAS

PRIMARIAS.- SON LAS QUE RECIBEN LA ACOMETIDA DE LA COMPANIA SUMINISTRADORA Y DESDE AHI SE DISTRIBUYEN LA ENERGIA HACIA EL INTERIOR DE LA INSTALACION.

SECUNDARIAS.- SON LAS QUE RECIBEN LA ENERGIA DE UNA SUBESTACION PRIMARIA Y LA TENSION EN SU LADO SECUNDARIO ES DE 600 VOLTS O MENOS.

INTERIOR.-

PARA SER MONTADAS EN EL INTERIOR DE UN EDIFICIO, BAJO CUBIERTA SIN QUE SE VEAN AFECTADAS POR LA LLUVIA, LA HUMEDAD, O CUALES QUIERA OTROS AGENTES FISICOS QUE LA PERJUDIQUEN.

Antonio Mañas Herrera
Ingeniero

EXTEREIOR.-

PARA SER MONTADAS A LA INTEMPERIE, DIRECTAMENTE SOBRE PLATAFORMA DE CONCRETO Y EXPUESTA A LA LLUVIA, EL SOL Y GOLPES OCASIONALES SE FABRICA CON LAMINA MAS GRUESA QUE LAS DE TIPO INTERIOR, CON TECHOS INCLINADOS, PUERTAS CON EMPAQUE DE HULE Y SIN DEJAR EXPUESTOS APARATOS O ELEMENTOS DE CONTROL.

TENSION.-

LAS TENSIONES A QUE TIENDEN A NORMALIZAR LAS COMPAÑIAS SUMINISTRADORAS SON 13.2KV, 23KV Y 34.5 KV; SIN EMBARGO LAS SUBESTACIONES SE PUEDEN USAR EN TODO EL RANGO QUE VA DE 2.4KV HASTA 34.5KV.

CAPACIDADES.-

LAS CAPACIDADES EN QUE SE FABRICAN CORRESPONDEN A LAS CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES STANDAR 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000 Y 1500 KVA. SIN EMBARGO PUEDEN COMBINARSE VARIOS TRANSFORMADORES EN UNA SUBESTACION OBTENIENDO UNA CAPACIDAD TOTAL MAYOR DE ACUERDO CON LAS NECESIDADES.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

LAS SUBESTACIONES SE FORMAN A BASE DE CELDAS INDEPENDIENTES, LO CUAL PERMITE UN SIN NUMERO DE COMBINACIONES, SIENDO POSIBLE HACER ARREGLOS EN LINEA RECTA, EN ANGULO, EN DOS LINEAS, CON UNO O VARIOS TRANSFORMADORES.

LAS CELDAS O SECCIONES DE SUBESTACIONES COMPACTAS SE PUEDEN PROPORCIONAR CON UNA GRAN VARIEDAD DE EQUIPOS COMO: INTERRUPTORES DE AIRE, EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE, EN VACIO, EN SF6 CON CUCHILLAS FUSIBLES, CON SECCIONADORES PARA OPERACION CON O SIN CARGA, CON FUSIBLES O CUCHILLAS DESCONECTADORAS.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

A CONTINUACION DESCRIBIREMOS LAS SECCIONES MAS COMUNMENTE UTILIZADAS YA SEAN PARA SERVICIO INTERIOR, INTEMPERIE, A PRUEBA DE POLVO Y OTRAS APLICACIONES MAS ESPECIFICAS.

GABINETE DE MEDICION

GABINETE BLINDADO CON DIMENSIONES ADECUADAS SEGUN EL VALOR DE LA TENSION, DISEÑADO Y PROVISTO PARA RECIBIR Y COLOCAR EL EQUIPO DE MEDICION DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DE ENERGIA. ESTE GABINETE TENDRA DOS PUERTAS CON VENTANA DE INSPECCION DE MATERIAL TRANSPARENTE E INASTILLABLE, MANIJA DE ALUMINIO PAVONADO CON DISPOSITIVO PARA CANDADO Y QUE EN SU INTERIOR ALOJARA:

A) BUS TRIFASICO DE COBRE ELECTROLITICO (PLATEADO) PARA 400 O 600 AMPERES, SOPORTADO POR MEDIO DE AISLADORES DE RESINA EPOXICA.

B) SISTEMA DE TIERRA CON CAPACIDAD ADECUADA.

C) CONECTORES DEL TIPO MECANICO, TRES PARA EL BUS PRINCIPAL Y UNO PARA CONEXION A TIERRA.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

GABINETE PARA SERVICIO INTERIOR
MODULO DE MEDICION

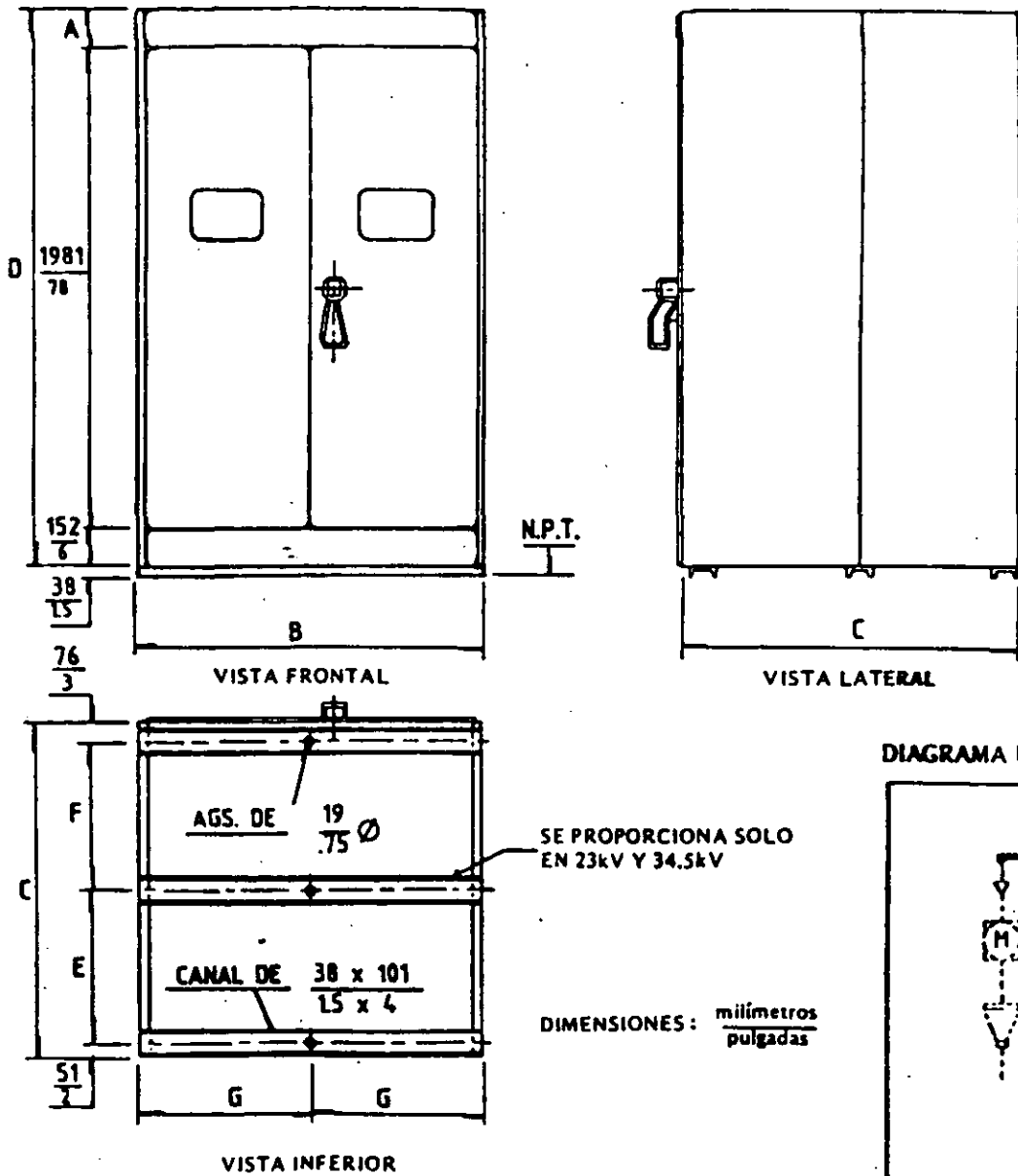


TABLA DE DIMENSIONES

Tension Nominal kV	A		B				C		D		E		F		G	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	152	6	1372	54	1372	54	2286	90	—	—	—	—	686	27	—	—
23	279	11	2032	80	1778	70	2413	95	838	33	813	32	1016	40	—	—
34.5	406	16	2032	80	2286	90	2540	100	1092	43	1067	42	1016	40	—	—

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

EL DISPOSITIVO DE CIERRE Y APERTURA RAPIDO ES POR MEDIO DE UN MECANISMO DE ENERGIA ALMACENADA QUE DA LA GRAN VENTAJA DE QUE LA VELOCIDAD DE OPERACION ESTE DESLIGADA DEL OPERARIO.

APLICACION: EL OBJETO DE ESTA CUCHILLA ES PODER AISLAR ELECTRICAMENTE EL CORTACIRCUITOS DE LA FUENTE ALIMENTADORA PARA EFECTOS DE MANTENIMIENTO O REPOSICION DE FUSIBLES CON UNA CONFIABILIDAD PLENA.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

GABINETE CON CUCHILLA DE PASO

GABINETE BLINDADO CON DIMENSIONES Y EQUIPO ADECUADO SEGUN EL VALOR DE LA TENSION Y EN SU INTERIOR ALOJARA:

A) UNA CUCHILLA TRIFASICA DESCONECTADORA PARA OPERAR EN GRUPO SIN CARGA, TIPO SENCILLO, CON DISPOSITIVO DE CIERRE Y APERTRURA RAPIDO, DE LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS:

TENSION NOMINAL	2.4 HASTA 34.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	400 o 600 AMPERES

B) ACCIONAMIENTO POR MEDIO DE VOLANTE DE ALUMINIO PAVONADO CON DISPOSITIVO DE SEÑALIZACION (ABIERTO-CERRADO) Y SEGURO MECANICO CON PORTACANDADO.

C) BUS TRIFASICO.

D) SISTEMA DE TIERRAS DE LA CAPACIDAD ADECUADA.

Antonio Macías Herrera

Ingeniero **TABLERO SUBESTACION
EN ALTA TENSION**

DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

GABINETE PARA SERVICIO INTERIOR
MODULO DE CUCHILLAS DE PASO

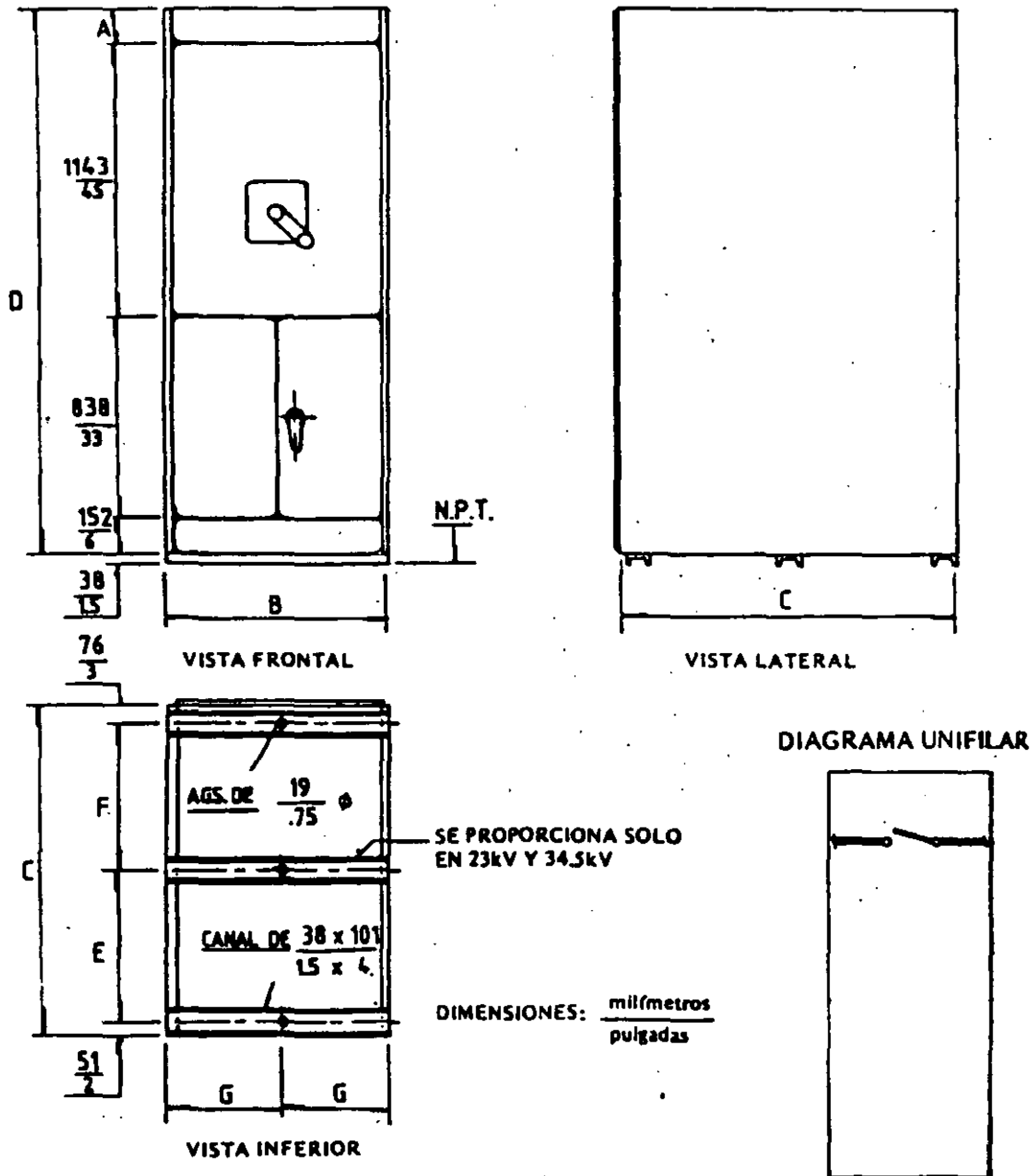


TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal kV	A		B		C		D		E		F		G	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	152	6	1067	42	1372	54	2286	90	—	—	—	—	533	21
23	279	11	1219	48	1778	70	2413	95	838	33	813	32	610	24
34.5	406	16	1524	60	2286	90	2540	100	1092	43	1067	42	762	30

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

GABINETE DE CUCHILLAS DE PASO Y PRUEBAS

GABINETE BLINDADO CON DIMENSIONES Y EQUIPO ADECUADO SEGUN EL VALOR DE LA TENSION.

ESTE GABINETE LLEVARA EN LA PARTE INFERIOR DOS PUERTAS CON MANIJA DE ALUMINIO PAVONADO CON DISPOSITIVO PARA CANDADO Y EN SU INTERIOR ALOJARA:

A) UN JUEGO DE TRES CUCHILLAS TRIFASICAS DESCONECTADORAS PARA OPERAR EN GRUPO SIN CARGA, TIRO SENCILLO, CON DISPOSITIVO DE CIERRE Y APERTURA RAPIDO, DE LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS:

TENSION NOMINAL	2.4 HASTA 34.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	400 o 600 AMPERES

B) UN JUEGO DE TRES ACCIONAMIENTOS INDEPENDIENTES POR MEDIO DE VOLANTE DE ALUMINIO PAVONADO CON DISPOSITIVO DE SEÑALIZACION (ABIERTO - CERRADO) Y SEGURO MECANICO CON PORTACANDADO.

Antonio Mañas Herrera
Ingeniero

C) SISTEMA DE TIERRA CON CAPACIDAD ADECUADA.

EL DISPOSITIVO DE CIERRE Y APERTURA RAPIDO ES POR MEDIO DE UN MECANISMO DE ENERGIA ALAMACENADA QUE LA GRAN VENTAJA DE QUE LA VELOCIDAD DE OPERACION ESTE DESLIGADA DEL OPERARIO.

APLICACION: EL OBJETO DE ESTA CUCHILLA ES PODER AISLAR ELECTRICAMENTE EL CORTACIRCUITOS DE LA FUENTE ALIMENTADORA PARA EFECTOS DE MANTENIMIENTO O REPOSICION DE FUSIBLES CON UNA CONFIABILIDAD PLENA.

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

GABINETE PARA SERVICIO INTERIOR
MODULO DE CUCHILLAS DE PASO Y PRUEBA

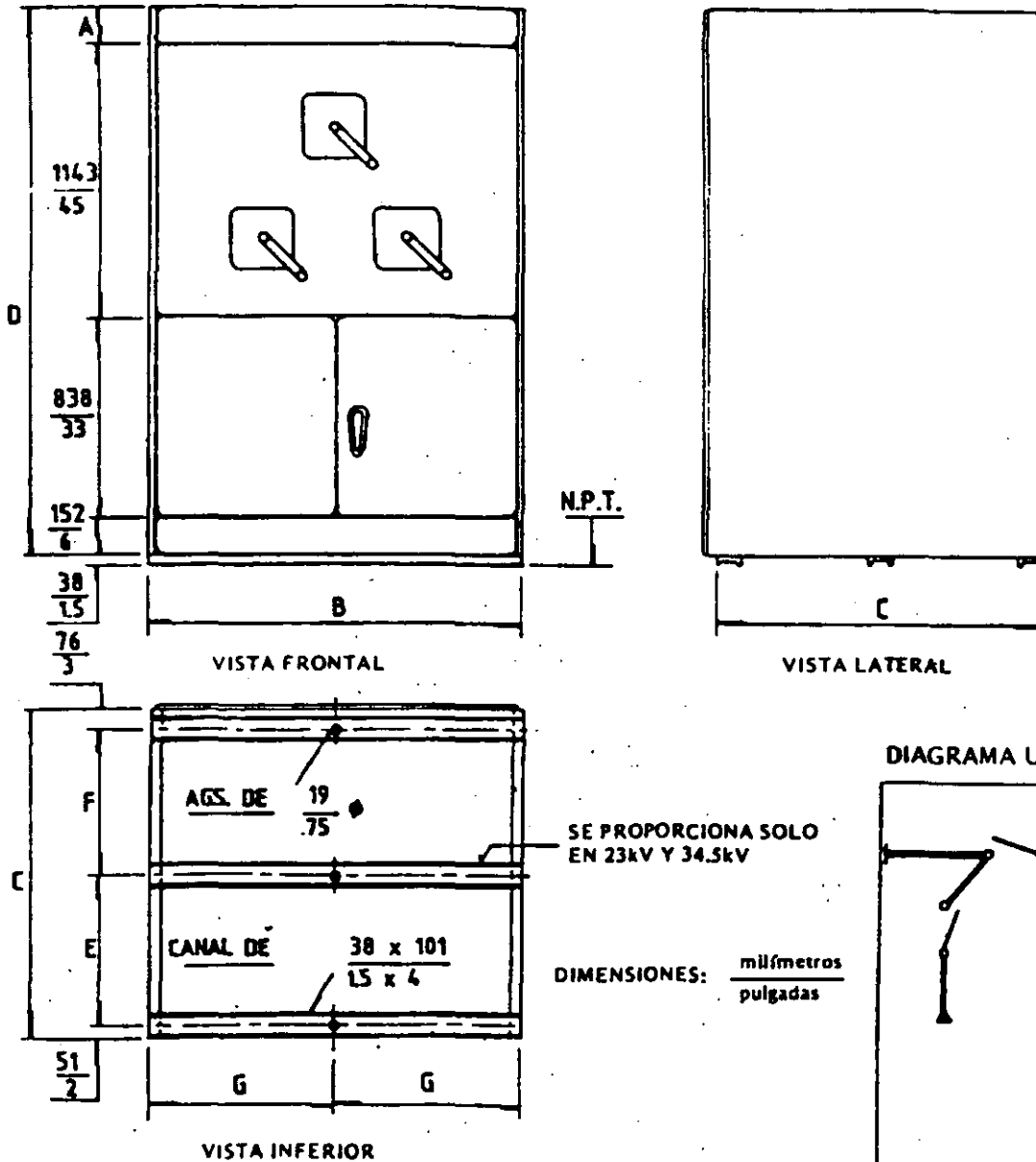


TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal kV	A		B		D		E		F		G			
	MM	PULG.	MM	PULG.	MM	PULG.	MM	PULG.	MM	PULG.	MM	PULG.		
14-13.8	152	6	1524	60	1372	54	2286	90	—	—	—	—	711	28
23	279	11	1524	60	1778	70	2413	95	838	33	813	32	762	30
34.5	406	16	2032	80	2286	90	2540	100	1092	43	1067	42	1016	40

Antonio Macías Herrera
Ingeniero

GABINETE DE CORTACIRCUITOS FUSIBLES Y APARTARRAYOS

GABINETE BLINDADO CON DIMENSIONES Y EQUIPO ADECUADO SEGUN EL VALOR DE LA TENSION.

ESTE GABINETE TENDRA UNA PUERTA CON VENTANA DE INSPECCION DE MATERIAL TRANSPARENTE E INASTILLABLE, MANIJA DE ALUMINIO PAVONADO CON DISPOSITIVO PARA CANDADO Y EN SU INTERIOR ALOJARA:

A) CORTACIRCUITO TRIFASICO DE OPERACION EN GRUPO CON CARGA, TIRO SENCILLO, COMBINADO CON PORTAFUSIBLES, PROVISTO DE DISPOSITIVO MECANICO DE ENERGIA ALMACENADA PARA AU APERTURA Y CIERRE, EQUIPADO CON MECANISMO DE DISPARO SIMULTANEO EN LAS TRES FASES EN CASO DE FALLA DE FUSIBLE EN CUALQUIERA DE ELLAS Y TENDRA LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS:

TENSION NOMINAL	2.4 HASTA 34.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	400 o 600 AMPERES

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

B) JUEGO DE TRES FUSIBLES DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA CON VASTAGO DE SEÑALIZACION.

C) JUEGO DE TRES APARTARRAYOS AUTOVALVULARES MONOPOLARES CON EL NEUTRO CONECTADO SOLIDAMENTE A TIERRA.

D) ACCIONAMIENTO POR MEDIO DE DISCO Y PALANCA POR EL FRENTE DEL TABLERO PARA LA APERTURA Y CIERRE MANUAL DE CORTACIRCUITOS, CON BLOQUEO MECANICO EL CUAL IMPIDE LA APERTURA DE LA PUERTA SI EL INTERRUPTOR ESTA EN POSICION DE " CERRADO ".

E) BUS TRIFASICO DE COBRE ELECTROLITICO (PLATEADO) PARA 400 O 600 AMPERES NOMINALES SOPORTADO POR MEDIO DE AISLADORES DE RESINA EPOXICA.

F) SISTEMA DE TIERRA CON CAPACIDAD ADECUADA.

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

GABINETE PARA SERVICIO INTERIOR
MODULO INTERRUPTOR EN AIRE

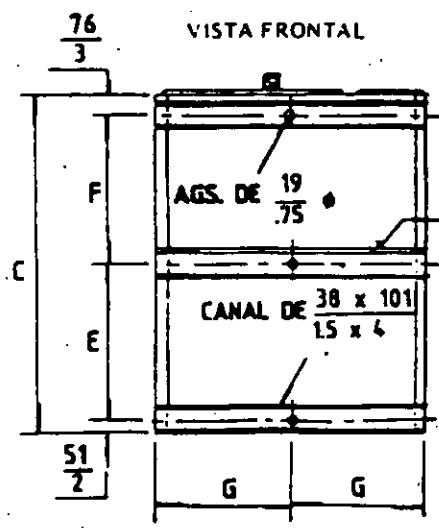
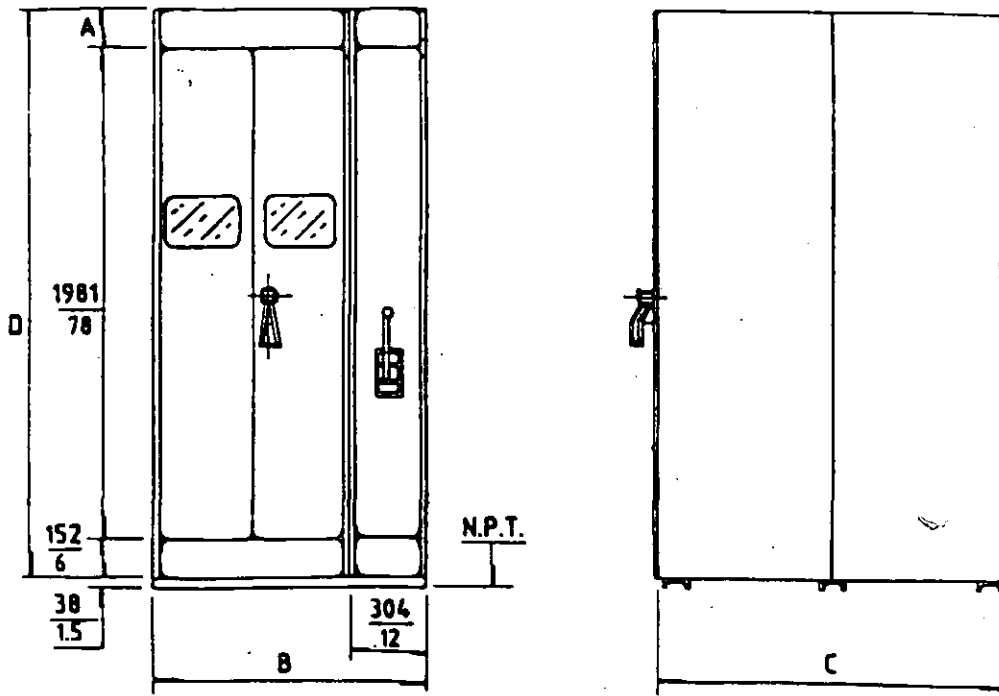
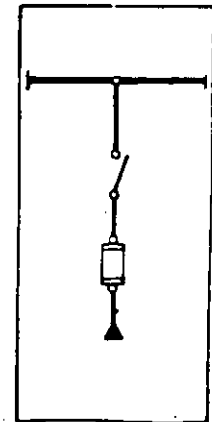


DIAGRAMA UNIFILAR



SE PROPORCIONA SOLO EN 23kV Y 34.5kV

DIMENSIONES: $\frac{\text{milímetros}}{\text{pulgadas}}$

TABLA DE DIMENSIONES

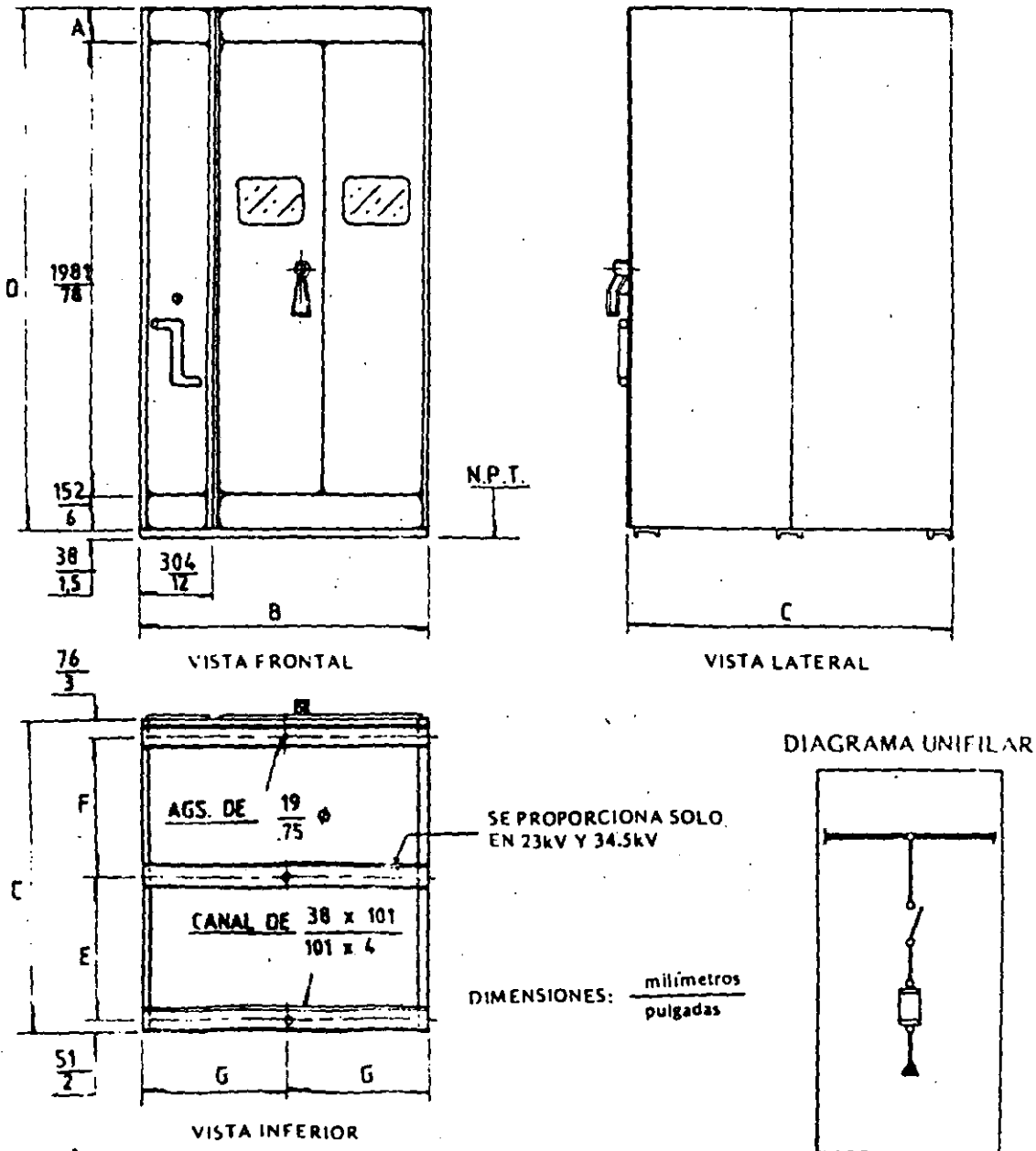
Tensión Nominal kV	A		B		C		D		E		F		G	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	152	6	1067	42	1372	54	2256	90	—	—	—	—	533	21
23	279	11	1372	54	1778	70	2413	95	838	33	813	32	686	27
34.5	106	16	1778	70	2286	90	2540	100	1092	43	1067	42	889	35

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

GABINETE PARA SERVICIO INTERIOR
MODULO DE INTERRUPTOR AUTONEUMATICO



TARLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal de LV	A		B		D		E		F		G			
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG		
2.4-13.8	152	6	1219	48	1372	54	2286	90	—	—	—	—	610	24
23	279	11	1676	66	1778	70	2413	95	838	33	813	32	838	33
34.5	406	16	2032	80	2236	90	2540	100	932	43	1067	42	1016	40

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

GABINETE DE ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR

GABINETE BLINDADO CON DIMENSIONES ADECUADAS SEGUN EL VALOR DE LA TENSION, DISEÑADO Y PROVISTO PARA ACOPLARSE MECANICA Y ELECTRICAMENTE A LAS GARGANTAS DEL TRANSFORMADOR, Y QUE ALOJARA EN SU INTERIOR EL SIGUIENTE EQUIPO:

A) BUS TRIFASICO DE COBRE ELECTROLITICO (PLATEADO) PARA 400 O 600 AMPERES, SOPORTADO POR MEDIO DE AISLADORES DE RESINA EPOXICA.

B) EXTENSION DE BUS PARA CONEXION ELECTRICA A LAS BOQUILLAS DEL TRANSFORMADOR EN FORMA RIGIDA O FLEXIBLE.

C) SISTEMA DE TIERRA CON CAPACIDAD ADECUADA CON CONECTOR MECANICO.

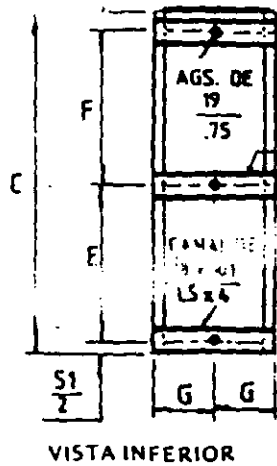
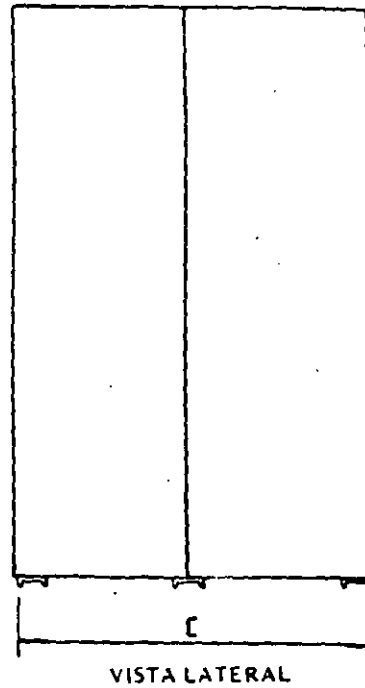
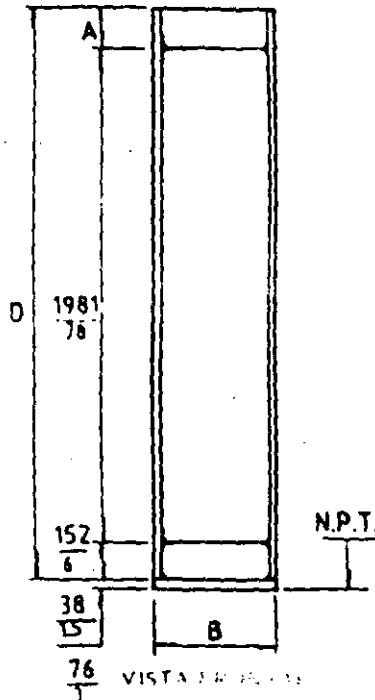
Antonio Muoias Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

GABINETE PARA SERVICIO INTERIOR
MODULO DE TRANSICION O MODULO DE APARTARRAYOS



SE PROPORCIONA SOLO EN
23kV Y 34.5kV

DIMENSIONES: $\frac{\text{milímetros}}{\text{pulgadas}}$

DIAGRAMA UNIFILAR

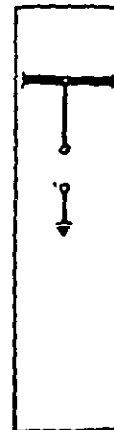


Tabla de Dimensiones

Tamaño	A		B		C		D		E		F		G	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
24-138	152	6	457	18	1372	54	2286	90	—	—	—	—	229	9
23	279	11	610	24	1778	70	2413	95	838	33	813	32	605	12
31.5	406	16	762	30	2286	90	2540	100	1092	43	1067	42	381	15

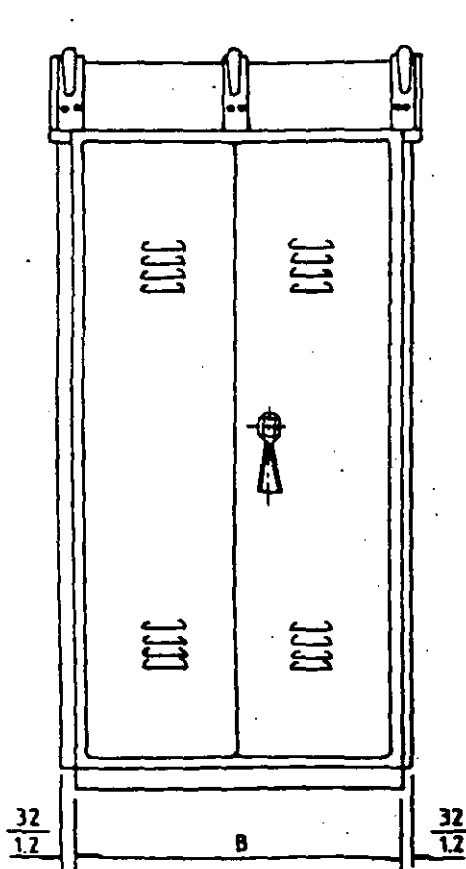
Antonio Macias Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

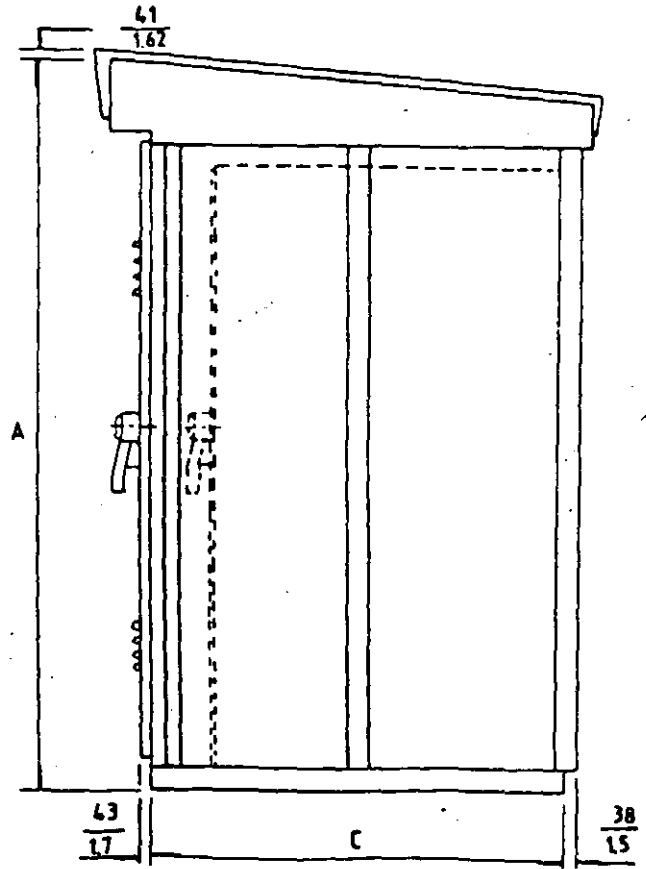
DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

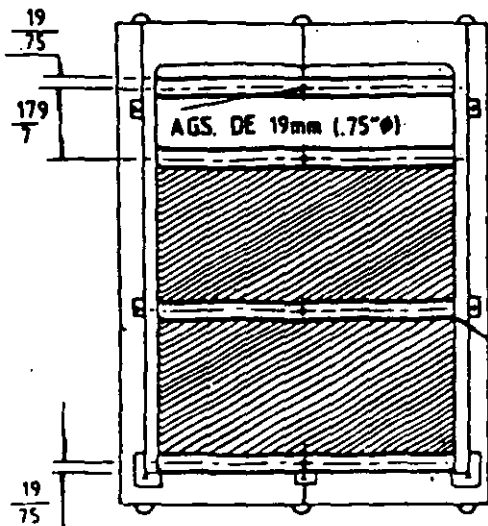
GABINETE PARA SERVICIO INTEMPERIE
SECCION DE MEDICION



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA INFERIOR

SE PROPORCIONA SOLO
PARA 23kV Y 34.5kV

TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal kV	A		B		C	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	2648	104.2	1530	60.2	1556	61.2
23	2775	109.2	2191	86.2	1962	77.2
34.5	2902	114.2	2191	86.2	2470	97.2

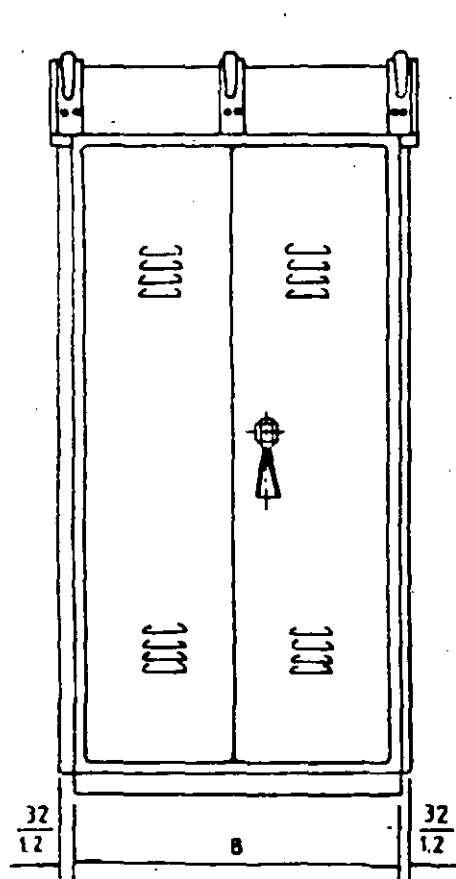
DIMENSIONES: milímetros
pulgadas

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

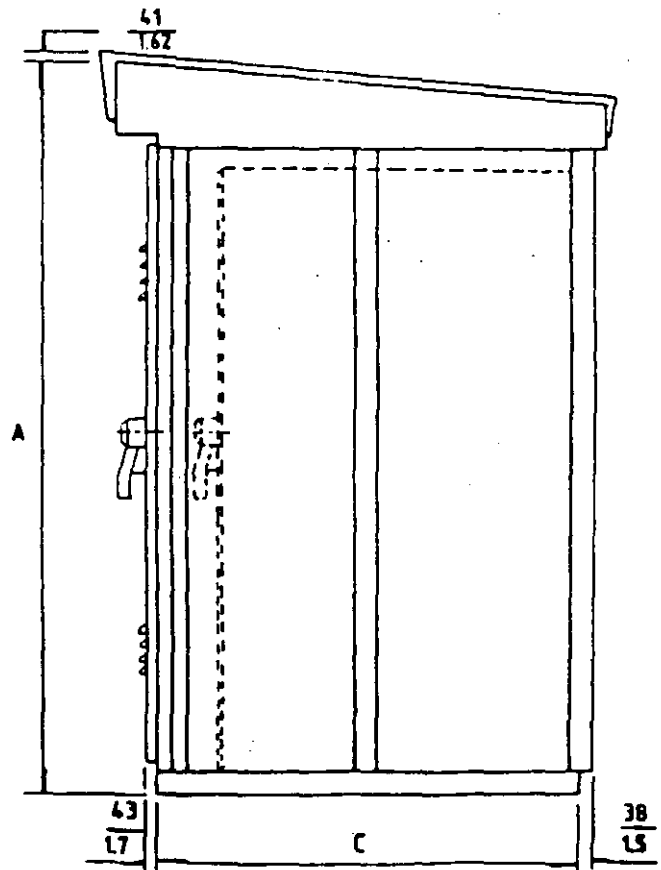
DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

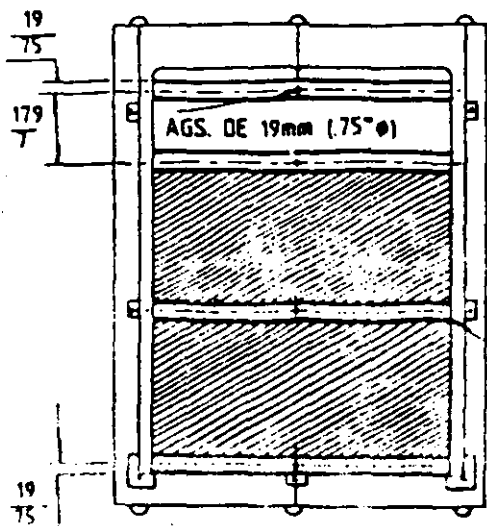
GABINETE PARA SERVICIO INTEMPERIE
SECCION DE CUCHILLAS DE PASO



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA DETALLADA

TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal KV	A		B		C	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
7-13.8	2648	104.2	1225	48.2	1556	61.2
23	2775	109.2	1378	54.2	1962	77.2
34.5	2902	114.2	1683	66.2	2470	97.2

SE PROPORCIONA SOLO
PARA 23KV Y 34.5KV

DIMENSIONES: $\frac{\text{milímetros}}{\text{pulgadas}}$

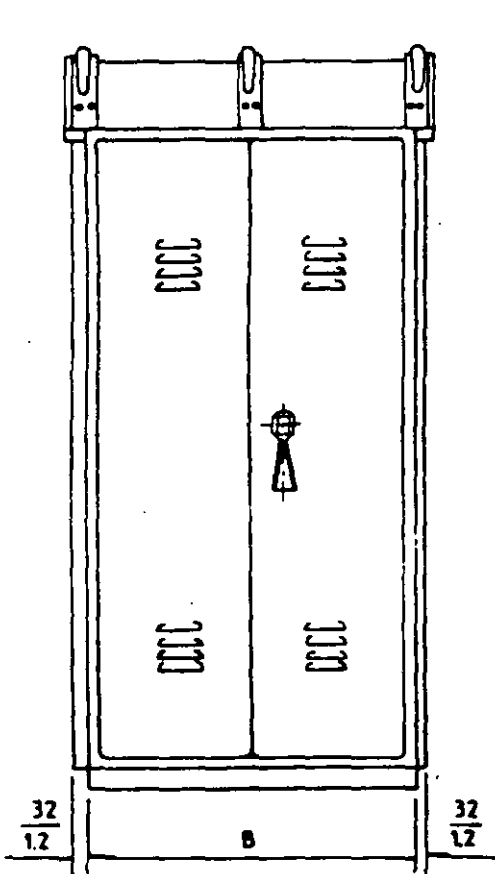
Antonio Macías Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

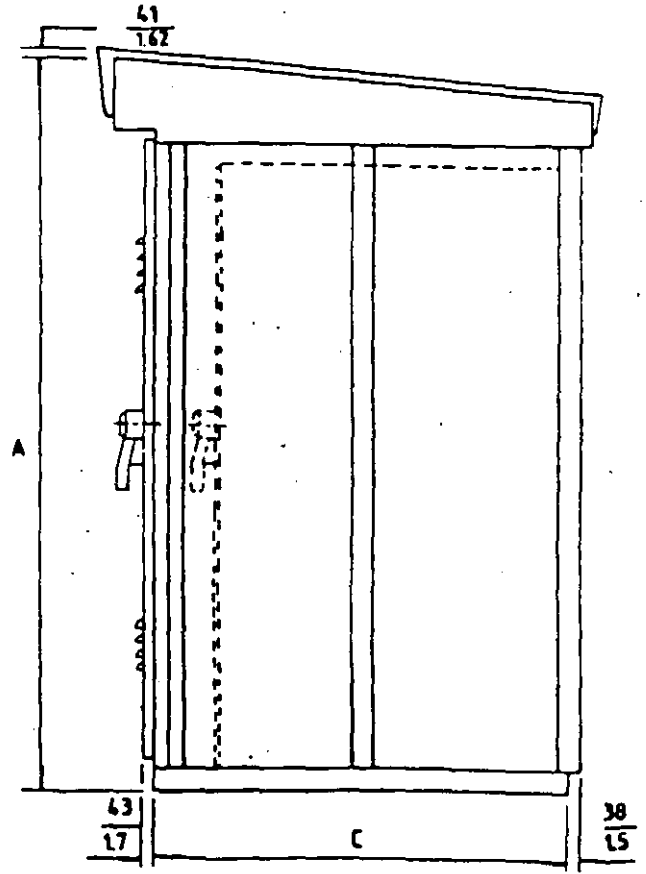
DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

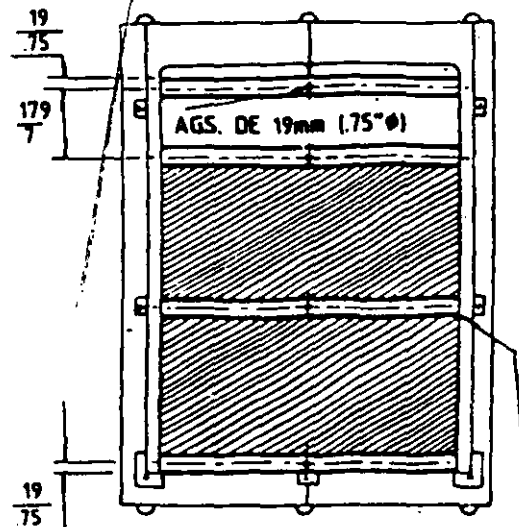
GABINETE PARA SERVICIO INTEMPERIE
SECCION DE CUCHILLAS DE PASO Y PRUEBA



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA INTERIOR

TÁBLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal kV	A		B		C	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	2648	104.2	1683	66.2	1556	61.2
23	2775	109.2	1683	66.2	1962	77.2
34.5	2902	114.2	2191	86.2	2470	97.2

SE PROPORCIONA SOLO
PARA 23kV Y 34.5kV

DIMENSIONES: $\frac{\text{milímetros}}{\text{pulgadas}}$

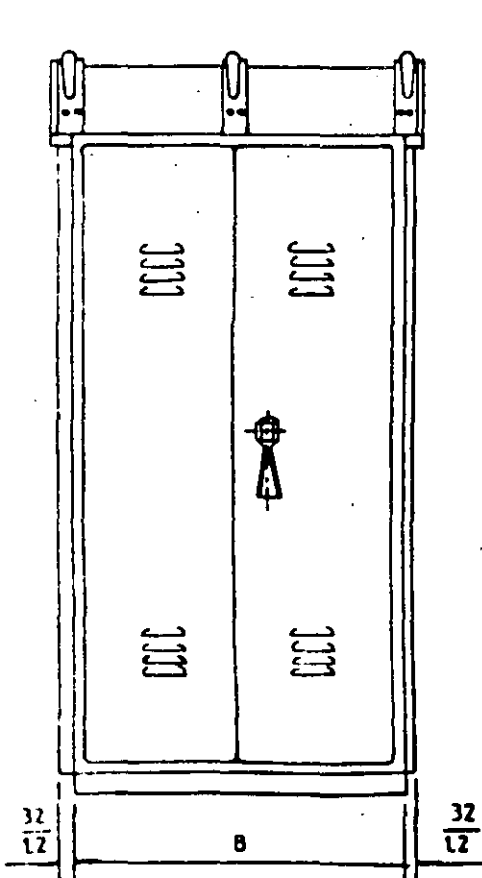
Antonio Marias Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

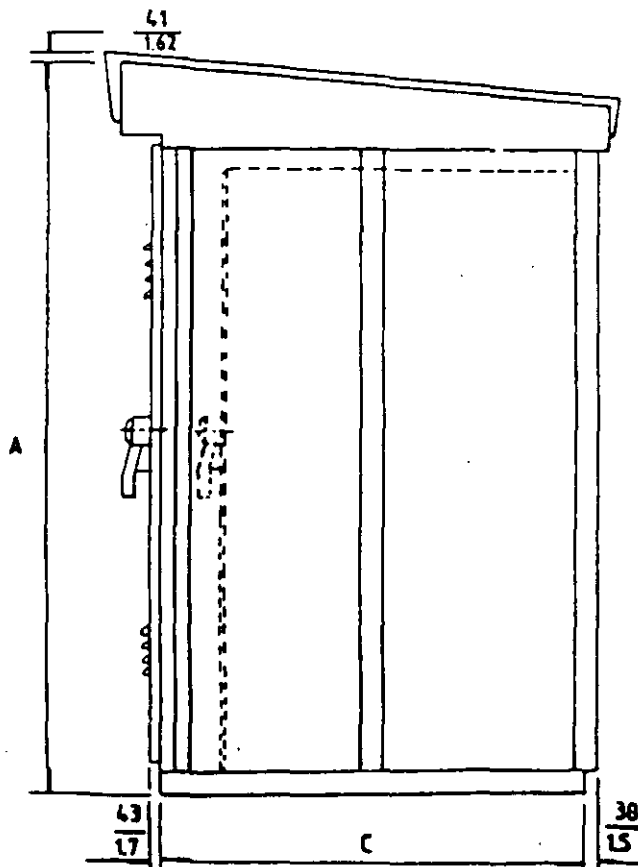
DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

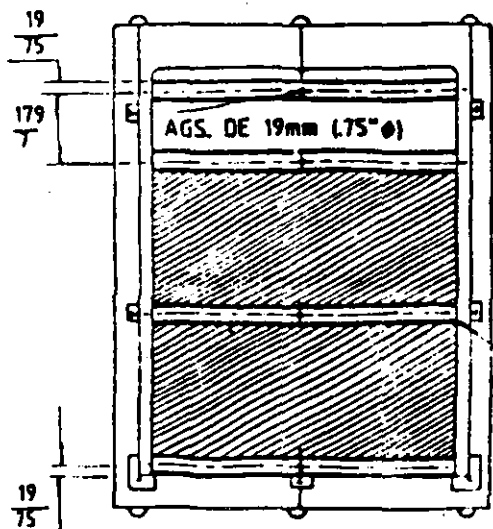
GABINETE PARA SERVICIO INTEMPERIE
SECCION DE INTERRUPTOR EN AIRE



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA INFERIOR

TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal KV.	A		B		C	
	MM.	PULG.	MM.	PULG.	MM.	PULG.
2.4-13.8	2648	104.2	1226	48.2	1556	61.2
23	2775	109.2	1530	60.2	1962	77.2
34.5	2907	114.2	1937	76.2	2410	94.2

SE PROPORCIONA SOLO
PARA 23kV Y 34.5kV

DIMENSIONES: milímetros
pulgadas

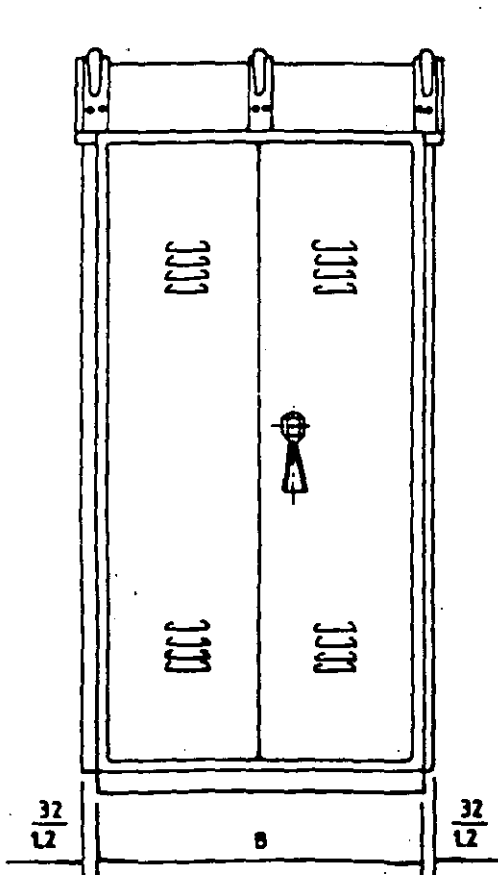
Antonio Macías Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

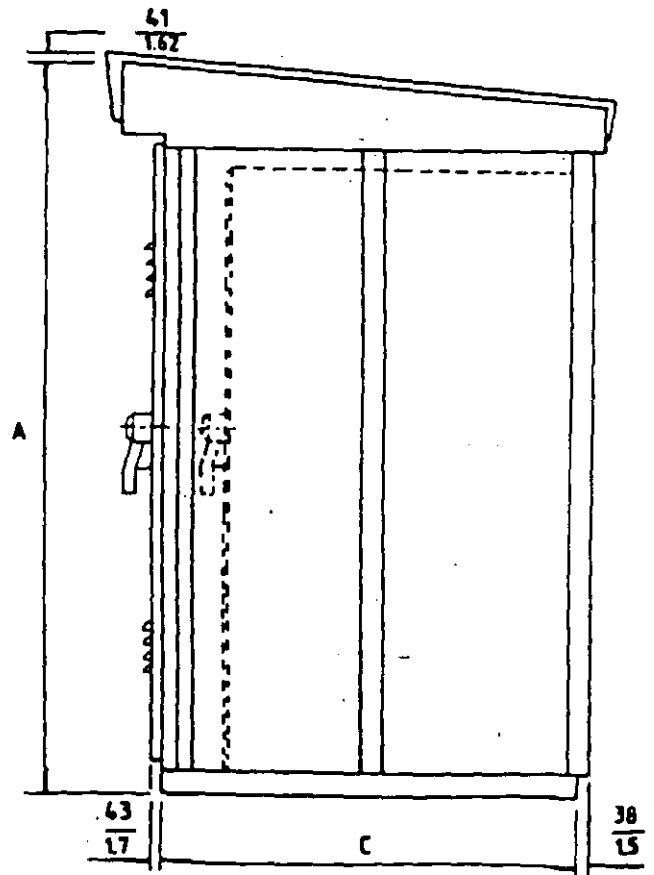
DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

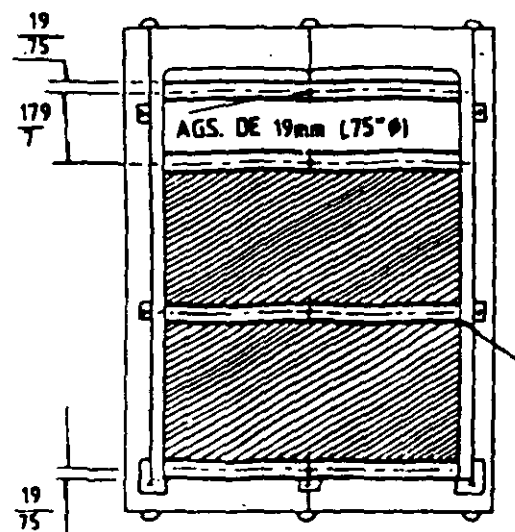
GABINETE PARA SERVICIO INTEMPERIE
SECCION DE INTERRUPTOR AUTONEUMATICO



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA INFERIOR

TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal kV	A		B		C	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	2648	104.2	1378	54.2	1556	61.2
23	2775	109.2	1835	72.2	1962	77.2
34.5	2902	114.2	2191	86.2	2470	97.2

SE PROPORCIONA SOLO
PARA 23kV Y 34.5kV

DIMENSIONES: $\frac{\text{milímetros}}{\text{pulgadas}}$

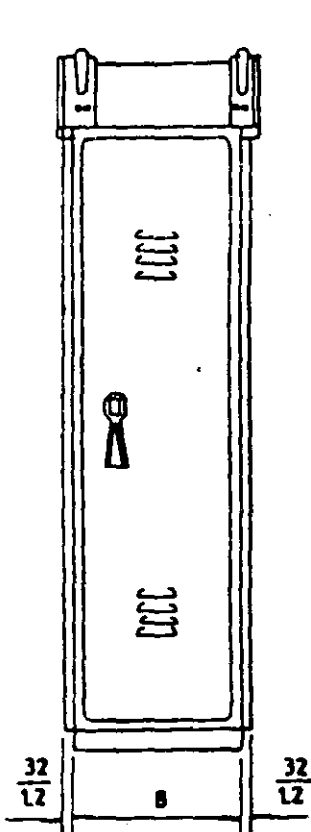
Antonio Macías Herrera
Ingeniero

TABLERO SUBESTACION EN ALTA TENSION

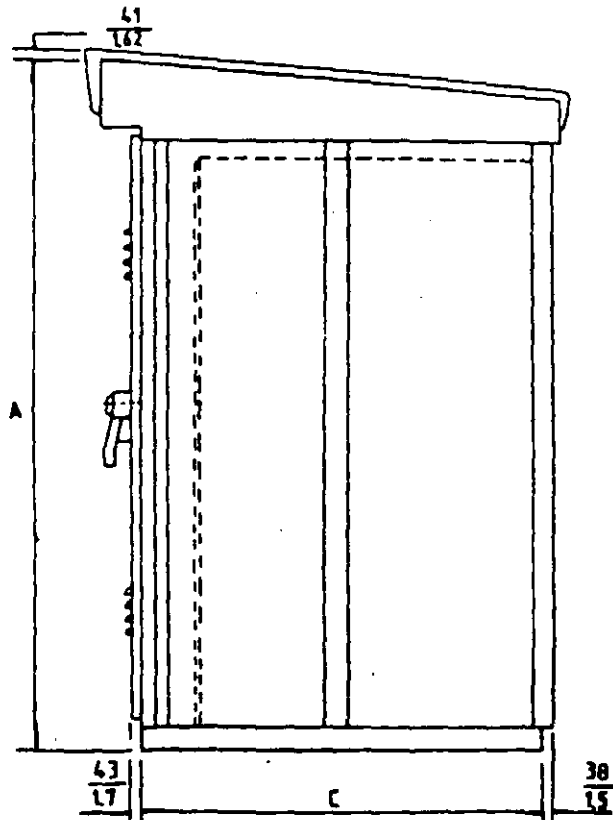
DATOS DE APLICACION

DIMENSIONES

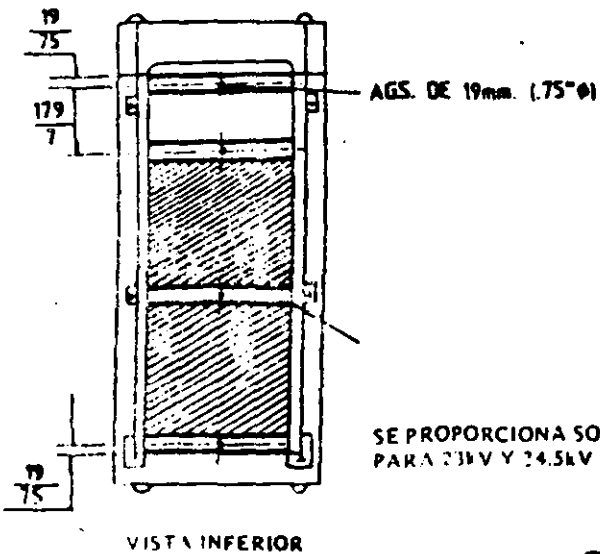
GABINETE PARA SERVICIO INTEMPERIE
SECCION DE TRANSICION O SECCION DE APARTARRAYOS



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA INFERIOR

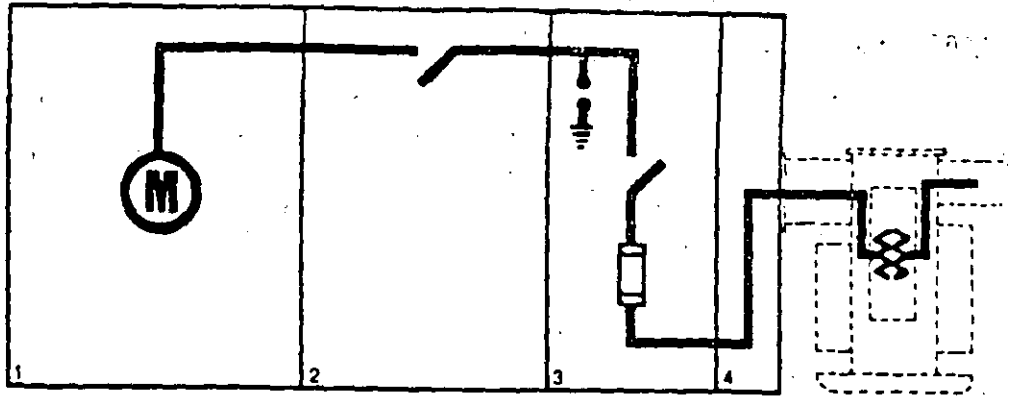
TABLA DE DIMENSIONES

Tensión Nominal kV	A		B		C	
	MM	PULG	MM	PULG	MM	PULG
2.4-13.8	2648	104.2	615	24.2	1556	61.2
23	2775	109.2	768	30.2	1962	77.2
34.5	2902	114.2	921	36.2	2470	97.2

DIMENSIONES: milímetros
pulgadas

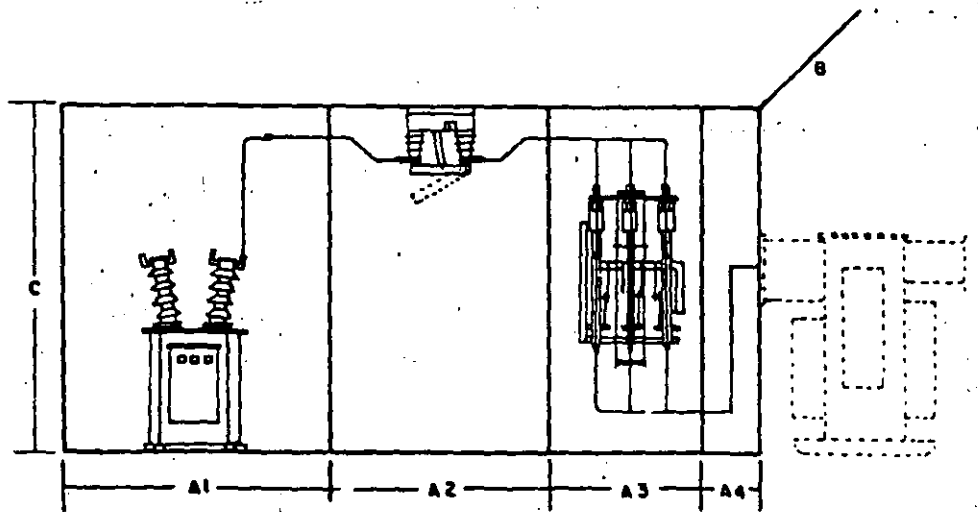
Antonio Macías Herrera

SUBESTACION CON CUCHILLAS DE PASO, 2½ SECCIONES Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.



1. SECCION DE MEDICION.
2. SECCION DE CUCHILLAS DE PRUEBA.
3. SECCION DE CORTACIRCUITOS.
4. SECCION DE ACOPLAMIENTO
5. TRANSFORMADOR.

* Subestación dibujada en posición. Izquierda - Derecha.



- A. 1-2-3-4 FRENTE.
 B. FONDO.
 C. ALTURA.
 D. PESO.

DIMENSIONES SUBESTACION INTERIOR

TENSION KV	MEDICION				CUCHILLAS PRUEBA				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D	A4	B	C	D
7.5	1000	1300	2100	250	700	1300	2100	180	1000	1300	2100	325	300	1300	2100	150
15	1000	1300	2100	250	700	1300	2100	180	1000	1300	2100	325	450	1300	2100	175
23	2000	2000	2600	325	700	2000	2600	230	1200	2000	2600	425	550	2000	2600	200
34	1800	2000	3000	425	1000	2000	3000	490	1650	2000	3000	550	800	2000	3000	260

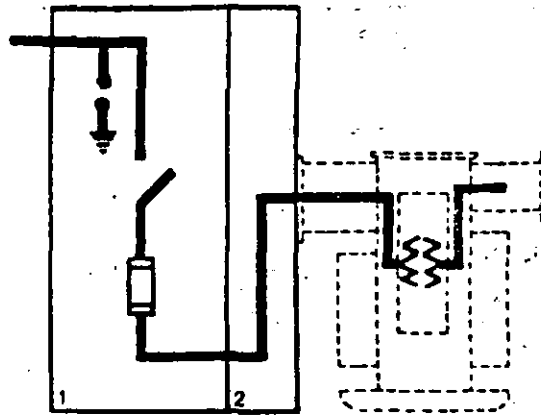
DIMENSIONES SUBESTACION INTEMPERIE

TENSION KV	MEDICION				CUCHILLAS PRUEBA				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D	A4	B	C	D
7.5	1000	1300	2200	275	700	1300	2200	190	1000	1300	2200	350	300	1300	2200	160
15	1000	1300	2200	275	700	1300	2200	190	1000	1300	2200	350	450	1300	2200	180
23	2000	2000	2730	360	700	2000	2730	210	1200	2000	2730	460	550	2000	2730	225
34	1800	2000	3130	460	1000	2000	3130	300	1650	2000	3130	590	800	2000	3130	280

* Para las subestaciones de tipo intemperie considerar que de las dimensiones mostradas en la tabla, el techo sobresale 130 mm al frente, 80 mm en la parte posterior y 50 mm a los costados.

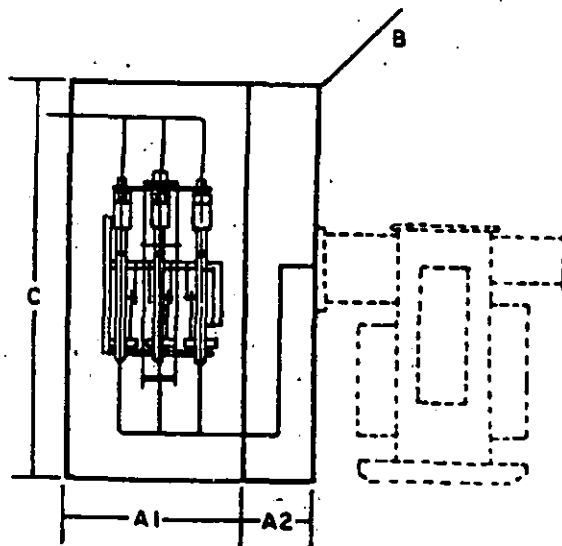
Antonio Macías Herrera

Ingeniero
GABINETE CON CORTACIRCUITOS Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.



1. SECCION DE CORTACIRCUITOS.
2. SECCION DE ACOPLAMIENTO.
3. TRANSFORMADOR.

* Subestación dibujada en posición.
Izquierda - Derecha.



- A. 1-2 FRENTE.
- B. FONDO.
- C. ALTURA.
- D. PESO.

DIMENSIONES SUBESTACION INTERIOR

TENSION KV	CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A	B	C	D
5	1000	1300	2100	325	300	1300	2100	150
15	1000	1300	2100	325	450	1300	2100	175
23	1200	2000	2600	425	550	2000	2600	200
34	1650	2000	3000	550	800	2000	3000	260

DIMENSIONES SUBESTACION INTEMPERIE

TENSION KV	CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D
7.5	1000	1300	2200	350	300	1300	2200	160
15	1000	1300	2200	350	450	1300	2200	180
23	1200	2200	2730	460	550	2220	2730	225
34	1650	2000	3130	590	800	2220	3130	280

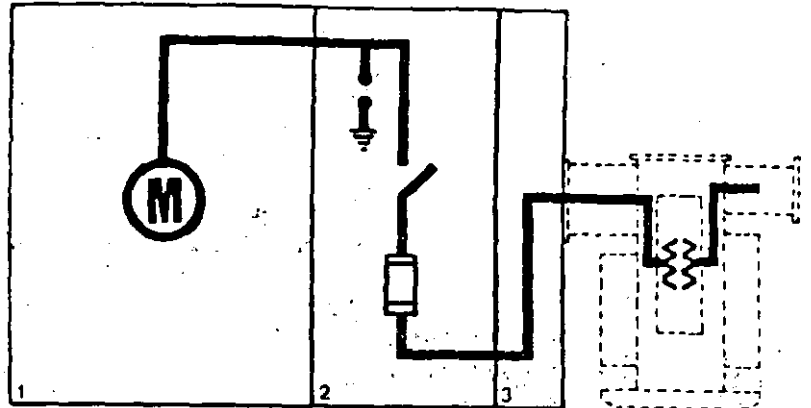
* Para las subestaciones de tipo intemperie considerar que de las dimensiones mostradas en la tabla, el techo sobresale 130 mm al frente, 80 mm en la parte posterior y 50 mm a los costados.

Antonio Macías Herrera

Ingeniero

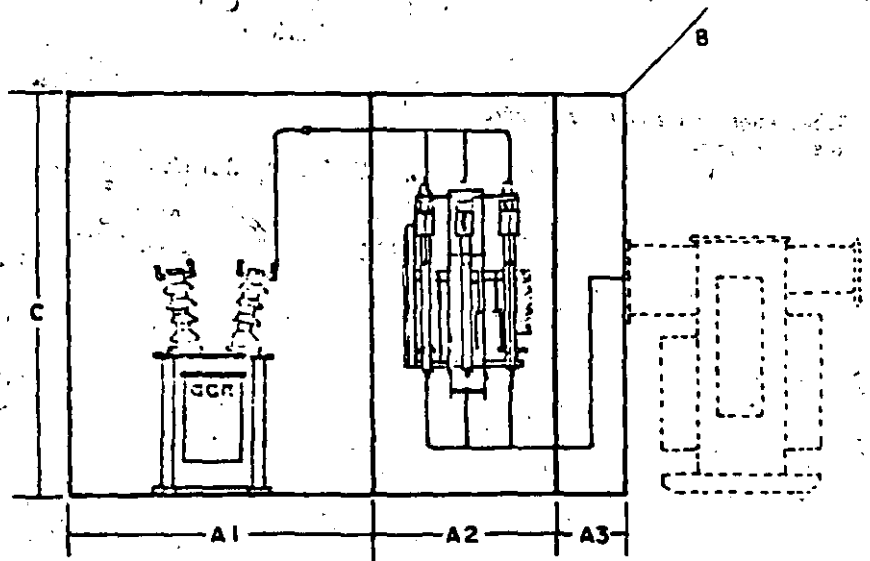
SUBESTACION SIN CUCHILLAS, 2 SECCIONES Y ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR.

1. SECCION DE MEDICION.
2. SECCION DE CORTACIRCUITOS.
3. SECCION DE ACOPLAMIENTO.
4. TRANSFORMADOR.



* Subestación dibujada en posición. Izquierda - Derecha.

- A. 1-2-3 FRENTE.
- B. FONDO.
- C. ALTURA.
- D. PESO.



DIMENSIONES SUBESTACION INTERIOR

TENSION KV	MEDICION				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D
7.5	1000	1300	2100	250	1000	1300	2100	325	300	1300	2100	150
15	1000	1300	2100	250	1000	1300	2100	325	450	1300	2100	175
23	2000	2000	2600	325	1200	2000	2600	425	550	2000	2600	200
34	1800	2000	3000	425	1650	2000	3000	550	800	2000	3000	260

DIMENSIONES SUBESTACION INTEMPERIE

TENSION KV	MEDICION				CORTACIRCUITOS				ACOPLAMIENTO			
	A1	B	C	D	A2	B	C	D	A3	B	C	D
7.5	1000	1300	2200	275	1000	1300	2200	350	300	1300	2200	160
15	1000	1300	2200	275	1000	1300	2200	350	450	1300	2200	180
23	2000	2000	2730	360	1200	2000	2730	460	550	2000	2730	225
34	1800	2000	3130	460	1650	2000	3130	590	800	2000	3130	280

* Para las subestaciones de tipo intemperie considerar que de las dimensiones mostradas en la tabla, el techo sobresale 130 mm al frente, 80 mm en la parte posterior y 50 mm a los costados.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

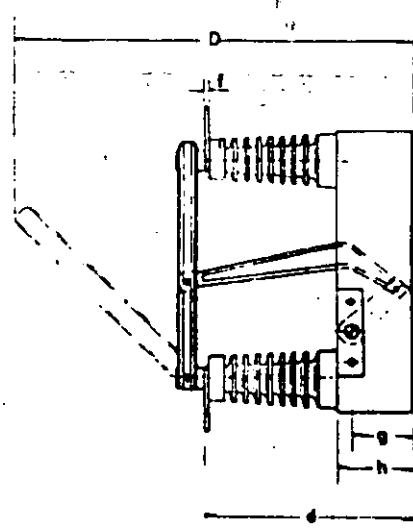
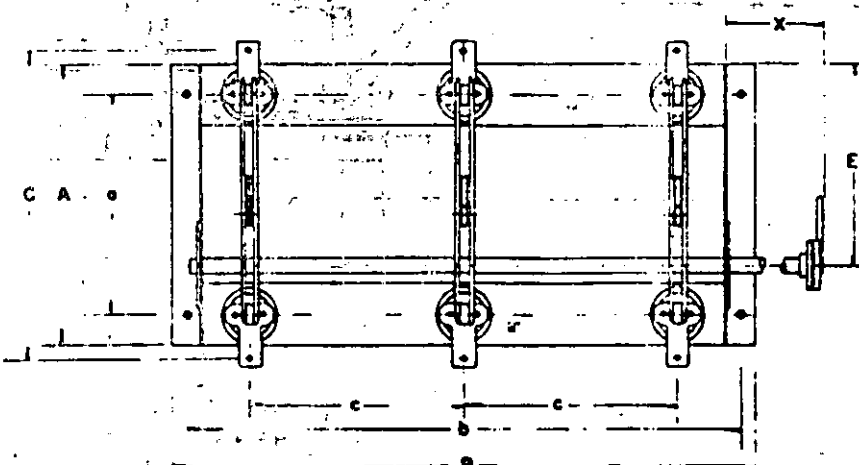


TABLA DE DIMENSIONES

KILOVOLTS	AMPS.	DIMENSIONES													
		A	B	C	D	E	a	b	c	d	f	X	g	h	
7.2	400	335	700	400	490	218	250	650	250	230	9.5	x	95	120	
7.2	600	335	700	400	490	218	250	650	250	230	9.5	x	95	120	
15	400	335	700	400	560	218	250	650	250	300	9.5	x	95	120	
15	600	335	700	400	560	218	250	650	250	300	9.5	x	95	120	
23	400	460	960	480	700	330	360	910	350	340	9.5	x	95	120	
23	600	460	960	480	700	330	360	910	350	340	9.5	x	95	120	
34	400	570	1060	568	810	410	450	1010	400	425	9.5	x	95	120	
34	600	570	1060	568	810	410	450	1010	400	425	9.5	x	95	120	

X. Consultar con la fábrica.

Antonio Macias Herrera
Ingeniero

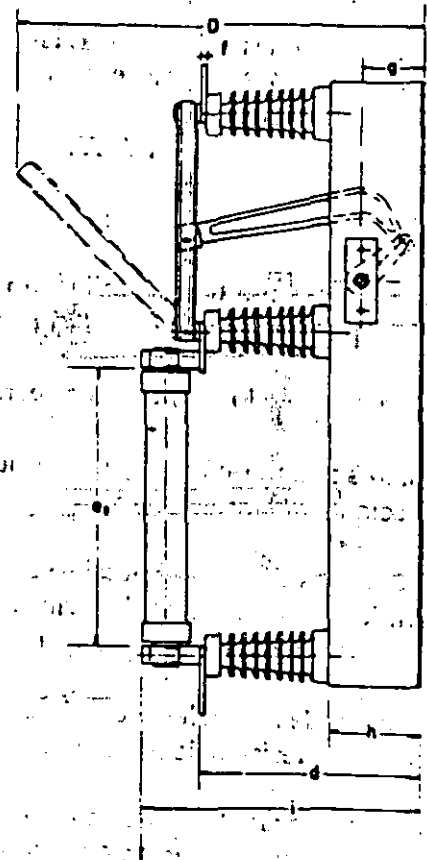
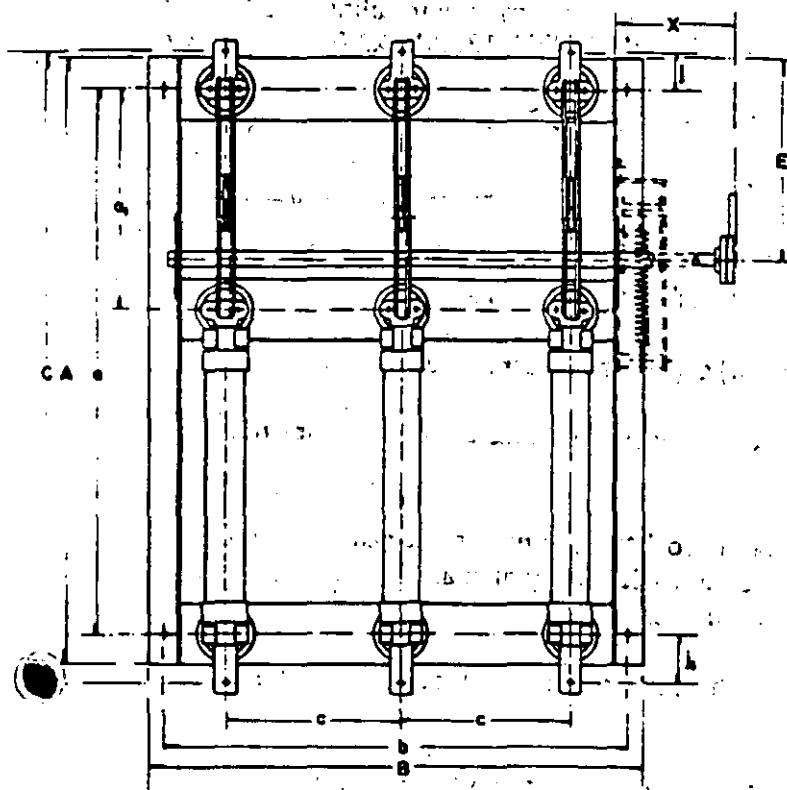


TABLA DE DIMENSIONES

KV	AMP.	DIMENSIONES																		
		A	B	C	D	E	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	X	a ₁	
7.2	400	619	640	667	520	218	534	590	220	260	195	9.5	100	150	347	365	58	74	120	250
7.2	400	719	640	767	520	218	634	590	220	260	295	9.5	100	150	347	365	58	74	120	250
15	400	719	640	767	520	218	634	590	220	315	295	9.5	100	150	422	440	58	74	120	250
23	400	995	800	1003	590	330	835	750	280	372	445	9.5	100	150	457	476	58	74	195	360
34	400	1226	1020	1212	840	410	1020	970	440	460	540	9.5	100	150	547	565	58	74	260	450

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE INTERIORES
BOGOTÁ

BOGOTÁ, 15 DE ABRIL DE 1954

Señor Jefe de la Oficina de Asesoría Jurídica
Ministerio de Interiores
Bogotá

Señor Jefe de la Oficina de Asesoría Jurídica
Ministerio de Interiores
Bogotá

En atención a lo solicitado en su carta de fecha 10 de abril de 1954, en relación con el expediente No. 100-100-100, se tiene en cuenta que el mismo se encuentra en trámite de estudio en la Oficina de Asesoría Jurídica.

En consecuencia, se le comunico que el expediente mencionado se encuentra en trámite de estudio en la Oficina de Asesoría Jurídica, y que se le avisará oportunamente de los resultados de dicho estudio.

Atentamente,
El Jefe de la Oficina de Asesoría Jurídica,
[Firma]

Atentamente,
El Jefe de la Oficina de Asesoría Jurídica,
[Firma]

En copia de lo anterior se comunicó a la Oficina de Asesoría Jurídica.

BOGOTÁ, 15 DE ABRIL DE 1954

BOGOTÁ, 15 DE ABRIL DE 1954

**DIRECTORIO DE ALUMNOS DEL
III CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
MODULO III, DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
DEL 19 AL 27 DE OCTUBRE DE 1992.**

- 1.- CRUZ SANCHEZ FLAVIO
SUBRESIDENTE DE CONSERVACION
D.G.C.O.H.
- 2.- DIAZ ROJAS JOSE ANTONIO
INGENIERO DE PROYECTOS
CONTROL Y APLICACIONES MEXICANA, S.A. DE C.V.
CALLE 2 NUM. 5 NAUCALPAN, EDO. DE MEXICO
TEL. 358 01 44 OFNA.
- 3.- GIRARDI GUTIERREZ FRANCISCO
SUBGERENTE OBRAS Y PROYECTOS
U.T.E. (U. Y TRANSMISIONES ELECTRICAS [URUGUAY])
TORRE GORLERO Y 28 (PTE DEL ESTE) D PCIO. DE LA LUZ 2431
MONTEVIDEO, URUGUAY
- 4.- GOMEZ VALENCIA DIEGO HERNAN
JEFE DEPTO. PRODUCCION
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS
SUBESTACION UNIBE, MANIZALES, CALDAS, COLOMBIA
TEL. 83 53 16 OFNA.
- 5.- GONZALEZ GARCIA MARIA-ELENA
AYUDANTE DE PROFESUR
ENEP - ARAGON
TEL. 792 25 44 DOM.
- 6.- GUZMAN RAMIREZ ROY GDO.
INGENIERO, JEFE DE SECCION
COMPANIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ
CALLE 21, AVENIDAS 0-1, SAN JOSE, COSTA RICA,
C.P. 10 026-1000, TEL. (506) 33 02 11 OFNA.
- 7.- HERRERA PEÑA JESUS
JEFE DE SECCION
D.G.C.O.H.
XOTEPIINGO 99, CD. JARDIN, DELEG. COYOACAN, TEL. 549 15 12
8. IFORRE SALGUERO ARTURO
INGENIERO ASISTENTE
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. (ENDE)
CALLE COLOMBIA ESQ. FALSUR-COCHABAMBA, BOLIVIA
TEL. 4 63 22 OFNA.
- 9.- LEONC RUBIO JUAN V.

- 10.- MARTINEZ HERNANDEZ JAIME
RESIDENTE
UNIDAD DEPARTAMENTAL BOMBEO SUR D. G. C. O. H.
AV. RIO CHURUBUSCO 1285, COL. SAN JOSE ACULCO, IZTAPALAPA
TEL. 657 29 05 OFNA.
- 11.- NUÑOZ GUTIERREZ JORGE ANTONIO
JEFE DEPTO. TECNICO
COOPERATIVA ELECTRICA OSORNO UTA
JUSTO BRISSE 1851 OSORNO-CHILE.
TEL. (064) 232 853 OFNA.
- 12.- NOCHEBUENA FLORES FABLO
INGENIERO RESIDENTE
DIRECCION GENERAL DE CONSTRUCCION Y OPERACION HIDRAULICA
AV. RIO CHURUBUSCO 1285, COL. SAN JOSE ACULCO, IZTAPALAPA
TEL. 657 29 05 OFNA.
- 13.- PEREZ RIVERA JORGE
- 14.- PLASCENCIA DIAZ CARLOS I.
GERENTE GENERAL
CAPELLI ELECTROMECHANICA S.A. DE C.V.
AV. UNIVERSIDAD 1377-202, AXOTLA, DELEG. ALVARO OBREGON
C.P. 01030, TEL. 669 29 72 y 669 37 06.
- 15.- RODRIGUEZ CELIS RAUL
INGENIERO DE SISTEMAS DE POTENCIA
ELECTROPERU S.A.
EDIFICIO LA TORRE DE LIMA OFICINA 1002, UNIDAD DE
SISTEMAS DE POTENCIA, CENTRO CIVICO, LIMA, PERU
TEL. 332013-529 OFNA.
- 16.- RODRIGUEZ QUIROZ LUIS RAMON
JEFE DE LA UNIDAD DE TECNOLOGIA ELECTRICA
FUNDACION INSTITUTO DE INGENIERIA
CARR. NAC. HOYO DE LA FUERTA-SARTENEJAS BARUTA,
APARTADO POSTAL 40.200 CARACAS 1040-A. VENEZUELA
TEL. 02 96 21097 OFNA.
- 17.- ROSAS ALVARADO JORGE
SUBJEFE DE OFICINA
DIRECCION GENERAL DE CONSTRUCCION Y OPERACION HIDRAULICA
CDA. DILIGENCIAS S/N, COL. SAN PEDRO MARTIR, TLALPAM
TEL. 573 55 23 OFNA.
- 18.- SANDOVAL CASARES LUIS HANDEL
INGENIERO DE SUBESTACIONES-ESPECIALISTA 1
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION (INECEL)
12 OCTUBRE Y MADRID OF. 708, QUITO ECUADOR
TEL. 546 319 y 525 150 OFNA.

19. - SOARES NETO GIBEL JOAO BATISTA
JEFE DE DIVISION
FURNAS CENTRAIS ELECTRICAS S/A
RUA REAL GRANDEZA, 219 - BOTAFOGO, RIO DE JANEIRO, BRASIL
CODIGO POSTAL 22.283, TEL. (021) 536.3112 (OFINA)

20. - TENORIO MEDINA MARTIN J.
ANALISTA ESPECIALIZADO EN PROYECTOS DE
AEROPUERTOS Y SERVICIOS AUXILIARES
AVENIDA 602, No. 181, CULTE SAN JUAN DE PARAGON, DELEG.
GUSTAVO A. MADERO, TEL. 785 39 88 EXT 20153

21. - [REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]

22. - [REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]

23. - [REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]

24. - [REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]

25. - [REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]

26. - [REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]
[REVERSED TEXT]

