

**TECNICO EN PROTECCIONES
ELECTRICAS**

MODULO II

Celaya, Gto. Mayo 2003

CONTENIDO

1.0 Componentes simétricas	Página
1.1 Estudio de un sistema de tres vectores	CS1 - 1
1.2 Los vectores originales expresados en función de sus componentes	CS1 - 2
1.3 Operadores	CS1 - 3
1.4 Componentes simétricas de vectores asimétricos	CS1 - 4
1.5 Potencia en términos de componentes simétricas	CS1 - 7
1.6 Ejercicio	CS1 - 9
2.0 Estudio de corto circuito	
2.1 Introducción	CC2 - 1
2.2 Objetivo	CC2 - 1
2.3 Fuentes de corrientes	CC2 - 1
2.4 Proceso de amortiguamiento	CC2 - 2
2.5 Asimetría de los ejes de la corriente de falla	CC2 - 3
2.6 Diagrama unifilar y de impedancias	CC2 - 3
2.7 Cantidades en por unidad	CC2 - 5
2.8 Selección y cambio de bases	CC2 - 7
2.9 Valores de la corriente de cortocircuito	CC2 - 7
2.10 Ejercicios	CC2 - 9
3.0 Transformadores de corriente	
3.1 Principio de operación	TC3 - 1
3.2 Selección de transformadores de instrumento	TC3 - 3
3.3 Evaluación de transformadores de corriente	TC3 - 7
3.4 Pruebas	TC3 - 13
4.0 Transformadores de potencial	
4.1 Principio de operación	TP4 - 1
4.2 Selección de transformadores de instrumento	TP4 - 3
4.3 Precisión	TP4 - 4
4.4 Protección	TP4 - 7
4.5 Conexiones	TP4 - 7
4.6 Pruebas	TP4 - 9
5.0 Relevadores de protección	
5.1 Introducción	RP5 - 1
5.2 Clasificación de los relevadores	RP5 - 2
5.3 Aplicación de relevadores de protección	RP5 - 3
5.4 Relevadores de sobrecorriente	RP5 - 6
5.5 Relevador de sobrecorriente instantáneo (50)	RP5 - 7
5.6 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51)	RP5 - 7
5.7 Relevador diferencial (87)	RP5 - 9
5.8 Relevador de distancia (21)	RP5 - 12
5.9 Ventajas de los relevadores digitales	RP5 - 17
5.10 Descripción de los instrumentos y accesorios del transformador de potencia	RP5 - 18



6.0 Instrumentos de medición de energía eléctrica	
6.1 Definición	IM6 - 1
6.2 Medidores de corriente continua	IM6 - 1
6.3 Escalas lineales y no lineales	IM6 - 3
6.4 Ampermetros de corriente continua	IM6 - 3
6.5 Voltmetro electrostático	IM6 - 4
6.6 Voltmetros de corriente continua	IM6 - 5
6.7 Medidores de corriente alterna	IM6 - 5
6.8 Ampermetros de termopar	IM6 - 6
6.9 Wattmetro	IM6 - 7
6.10 Watthorimetro	IM6 - 7
6.11 Medidores de frecuencia	IM6 - 8
6.12 Medidores de amperes-hora	IM6 - 9
6.13 Escalas cuadráticas de corriente en medidores	IM6 - 9
7.0 Principio de funcionamiento de las máquinas eléctricas	
7.1 Leyes fundamentales	ME7 - 1
7.2 Principio de operación del transformador	ME7 - 3
7.3 Principio de funcionamiento del alternador	ME7 - 7
7.4 Cargas con factor de potencia unitario	ME7 - 11
7.5 Cargas con factor de potencia inductivo	ME7 - 12
7.6 Cargas con factor de potencia capacitivo	ME7 - 13
7.7 Motor de inducción tipo jaula de ardilla	ME7 - 15
7.8 Principio del motor de inducción	ME7 - 16
8.0 Funcionamiento de equipo eléctrico primario	
8.1 Clasificación y arreglos	EE8 - 1
8.2 Función que desempeñan	EE8 - 1
8.3 Forma de operar	EE8 - 2
8.4 Por el arreglo de los buses	EE8 - 2
8.5 Componentes	EE8 - 4



COMPONENTES
SIMÉTRICAS

1.1 ESTUDIO DE UN SISTEMA DE TRES VECTORES

Muchos sistemas desbalanceados, que anteriormente se resolvían con gran dificultad, ahora son fácilmente analizados haciendo uso de componentes simétricas. Uno de los problemas más importantes resueltos mediante este método, es el de la determinación de voltajes y corrientes de frecuencia fundamental durante fallas asimétricas en sistemas trifásicos.

La teoría fundamental de las componentes simétricas fue presentada en 1918 por el Dr. C.L. Fortescue en un Congreso de la AIEE. Básicamente demostró que un **sistema de n vectores o fasores** pueden descomponerse en **n grupos diferentes simétricos**, uno de los cuales consiste en **n fasores iguales** y los **n-1 grupos restantes** consisten de **n fasores espaciados en ángulos iguales** haciendo un total de **n sistemas simétricos de n fases cada uno**.

Según el teorema de Fortescue, tres de los vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores que son:

Componentes de Secuencia Positiva, formados por tres vectores de igual magnitud con una diferencia entre fases de 120° , con la misma secuencia de fases que los vectores originales.

Componentes de Secuencia Negativa, formados por tres vectores de igual magnitud con una diferencia entre fases de 120° , y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales.

Componentes de Secuencia Cero, formados por tres vectores de igual magnitud y con una diferencia entre fases de 0° (cero grados).

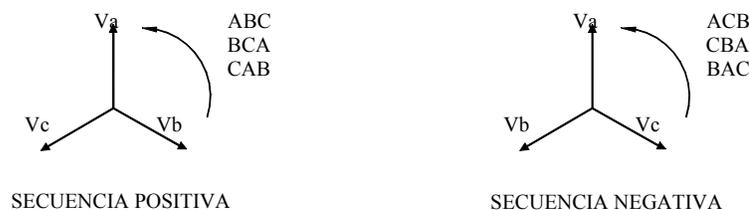


Figura CS 1
SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA



Al resolver un problema por componentes simétricas, se acostumbra designar las tres fases de un sistema por las letras **a**, **b** y **c**, de tal forma que la secuencia de las fases sea **a b c** para secuencia positiva, mientras que para la secuencia negativa será **a c b** con las componentes particulares de cada una de ellas.

Sí los vectores originales son tensiones que se pueden designar por V_a , V_b , y V_c :

Las componentes de secuencia positiva, se designan con el subíndice 1; V_{a1} , V_{b1} , y V_{c1} .

Las componentes de secuencia negativa, se designan con el subíndice 2; V_{a2} , V_{b2} , y V_{c2} .

Y, las componentes de secuencia cero, se designan con el subíndice 0; V_{a0} , V_{b0} , y V_{c0} .

Así, la representación vectorial de las Componentes Simétricas se muestra en la Figura CS 2.

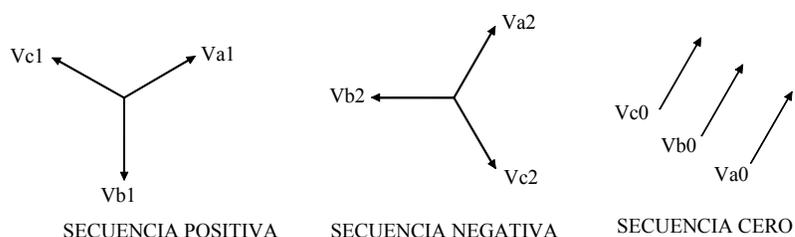


Figura CS 2
SISTEMAS DE SECUENCIA: POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

Como cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, la suma de estos tres sistemas balanceados nos dará un sistema desbalanceado.

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad \text{Ecuación 3}$$

1.2 LOS VECTORES ORIGINALES EXPRESADOS EN FUNCION DE SUS COMPONENTES

El análisis de los sistemas de potencia por el método de componentes simétricas de las tensiones y de las corrientes en un sistema trifásico permite predecir con gran exactitud el comportamiento del sistema en el instante de una falla eléctrica y de esta manera, por medio de este estudio se pueden ajustar las protecciones eléctricas.

La suma gráfica de los vectores V_a , V_b , y V_c para obtener un sistema de vectores desequilibrados, se muestra en la Figura CS 3.



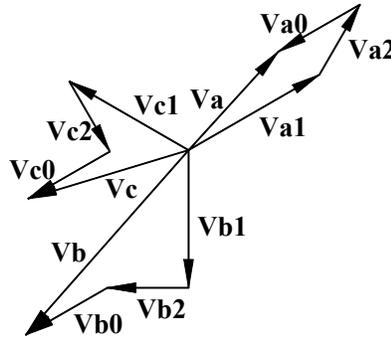


Figura CS 3
SUMA GRAFICA DE LOS VECTORES

1.3 OPERADORES

Es conveniente, por los desplazamientos de fase de las componentes simétricas de las tensiones y las corrientes en un sistema trifásico, disponer de un método taquigráfico para indicar la rotación de un vector de 120° .

El resultado de la multiplicación de dos números complejos, es igual al producto de sus módulos y a la suma de sus ángulos. Si el número complejo, que representa un vector, se multiplica por un número complejo de módulo unidad y ángulo “ θ ”, el número complejo resultante representa un vector igual al original pero desplazado un ángulo “ θ ”, ejemplo:

$$(1\angle 90^\circ)(10\angle 90^\circ) = 10\angle 180^\circ$$

El número complejo de módulo de unidad y argumento “ θ ” es un operador que gira al vector original al que se aplica, un ángulo “ θ ” grados.

La letra “**a**” se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las agujas del reloj. Este operador es un número complejo de módulo de unidad y argumento de 120° y está definido por las expresiones siguientes:

Tabla de funciones del operador “a”				
a	=	$1\angle 120^\circ$	=	$-0.5 + j 0.866$
a ²	=	$1\angle 240^\circ$	=	$-0.5 - j 0.866$
a ³	=	$1\angle 360^\circ$	=	$1 + j0$
a ⁴	=	$1\angle 120^\circ$	=	$-0.5 + j 0.866$
$1 + \mathbf{a}$	=	$1 + (-0.5 + j 0.866)$	=	$0.5 + j 0.866$
$1 - \mathbf{a}$	=	$1 - (-0.5 + j 0.866)$	=	$1.5 - j 0.866$
$1 + \mathbf{a}^2$	=	$1 + (-0.5 - j 0.866)$	=	$0.5 - j 0.866$
$1 - \mathbf{a}^2$	=	$1 - (-0.5 - j 0.866)$	=	$1.5 + j 0.866$
$\mathbf{a} + \mathbf{a}^2$	=	$(-0.5 + j 0.866) + (-0.5 - j 0.866)$	=	-1
$\mathbf{a} - \mathbf{a}^2$	=	$(-0.5 + j 0.866) - (-0.5 - j 0.866)$	=	$0 + j 1.732$
$1 + \mathbf{a} + \mathbf{a}^2$	=	$1 + (-0.5 + j 0.866) + (-0.5 - j 0.866)$	=	0
$\mathbf{a}^3 + \mathbf{a}^2$	=	$1 + (-0.5 - j 0.866)$	=	$0.5 - j 0.866$



Diagrama de potencias del operador "a"

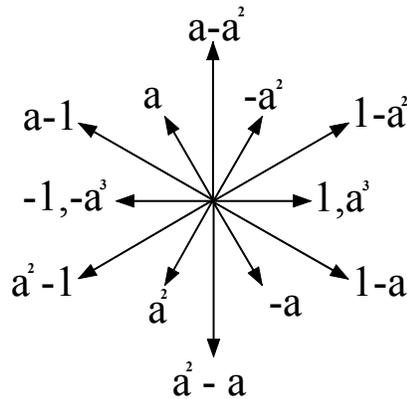


Figura CS 4
DIAGRAMA DE POTENCIAS DEL OPERADOR "a"

1.4 COMPONENTES SIMÉTRICAS DE VECTORES ASIMÉTRICOS

Hemos visto en la Figura CS 3, la síntesis de tres vectores asimétricos a partir de tres conjuntos de vectores simétricos, que se realizó de acuerdo con las Ecuaciones 1, 2, 3. Trabajando las mismas ecuaciones para ver la forma en que se pueden descomponer en sus componentes simétricas:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad \text{Ecuación 3}$$

Estas ecuaciones representan al sistema de la Figura CS 5.

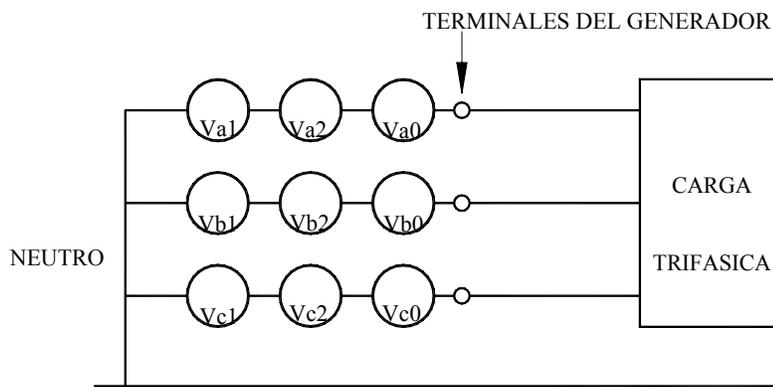


Figura CS 5

COMPONENTES SIMÉTRICAS DE VECTORES ASIMÉTRICOS



En primer lugar, observemos que el volumen de magnitudes desconocidas puede reducirse, expresando cada componente V_b y V_c , como el producto de una función del operador “a” y una componente de V_a , con referencia a la Figura CS 2.

Se verifican las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} & V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} & V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 4}$$

Sustituyendo los valores de las Ecuaciones 4 en la Ecuaciones 1, 2, 3, obtenemos:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ V_b &= V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \\ V_c &= V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 5}$$

O bien en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 6}$$

Por conveniencia llámese \mathbf{A} a la matriz de transformación del sistema matricial anterior, Ecuación 6.

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 7}$$

La matriz inversa de \mathbf{A} existe y es:

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 8}$$



Premultiplicando ambos lados de la Ecuación 6 por A^{-1} obtenemos:

$$A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A^{-1} A \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 9}$$

Sustituyendo los valores A^{-1} en la Ecuación 9 y resolviendo obtenemos:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 10}$$

De donde:

$$\begin{aligned} V_{a_0} &= \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \\ V_{a_1} &= \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) \\ V_{a_2} &= \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 11}$$

Una vez conocidos los valores de V_{a_0} , V_{a_1} y V_{a_2} ; los componentes correspondientes a las fases B y C se determinan con las Ecuaciones 4.

$$V_{a_0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \quad \text{Ecuación 12}$$

La ecuación anterior demuestra que no hay componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es cero. Como la suma de los vectores de tensión entre líneas en un sistema trifásico es siempre cero, las componentes de secuencia cero no existen nunca en las tensiones de línea, cualquiera que sea el desequilibrio. La suma de los vectores de las tres tensiones entre línea y neutro no necesariamente es cero y por tanto las tensiones respecto al neutro, pueden tener componentes de secuencia cero.

El análisis anterior es igualmente válido para corrientes de sistemas trifásicos, estableciéndose las ecuaciones como siguen:

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a_0} + I_{a_1} + I_{a_2} \\ I_b &= I_{a_0} + a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} \\ I_c &= I_{a_0} + a I_{a_1} + a^2 I_{a_2} \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 13}$$

$$\begin{aligned} I_{a_0} &= \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \\ I_{a_1} &= \frac{1}{3} (I_a + a I_b + a^2 I_c) \\ I_{a_2} &= \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c) \end{aligned} \quad \text{Ecuaciones 14}$$



En un sistema trifásico la suma de las corrientes de línea es igual a la corriente I_n en el retorno a través del neutro. Por lo tanto:

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad \text{Ecuación 15}$$

Sustituyendo las Ecuaciones 13 en la Ecuación 15 se obtiene:

$$I_n = 3I_{a_0} \quad I_{a_0} = \frac{1}{3}(I_n) \quad \text{Ecuación 16}$$

Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico, I_n es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero. Una carga conectada en delta no tiene retorno por el neutro y por lo tanto las corrientes que van a una carga conectada en delta no tienen componentes de secuencia cero.

1.5 POTENCIA EN TERMINOS DE COMPONENTES SIMETRICAS

Si las componentes simétricas de voltaje y corriente son conocidas, la potencia tomada por un circuito trifásico puede calcularse directamente a partir de las componentes.

Para cualquier sistema trifásico la potencia total en cualquier punto es igual a la suma de las potencias individuales de las tres fases, esto es:

$$S = P + jQ = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde V_a , V_b y V_c son voltajes de línea a neutro en las terminales, e I_a , I_b e I_c son las corrientes en las tres líneas hacia el circuito. La conexión de neutro puede o no existir.

Con notación matricial:

$$S = \begin{bmatrix} V_a & V_b & V_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* \quad \text{Ecuación 18}$$

En donde se sobreentiende que la conjugada de una matriz, tiene sus elementos que son conjugados respecto de los elementos correspondientes de la matriz original (el * indica matriz conjugada y **T** indica matriz transpuesta).

Del análisis de voltaje y corriente anterior sabemos que:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 19}$$



$$\begin{bmatrix} \text{Ia} \\ \text{Ib} \\ \text{Ic} \end{bmatrix} = \text{A} \begin{bmatrix} \text{Ia}_0 \\ \text{Ia}_1 \\ \text{Ia}_2 \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 20}$$

Sustituyendo Ecuaciones 19 y 20 en Ecuación 18 obtenemos:

$$\text{S} = \left[\text{A} \begin{bmatrix} \text{Va}_0 \\ \text{Va}_1 \\ \text{Va}_2 \end{bmatrix} \right]^T \left[\text{A} \begin{bmatrix} \text{Ia}_0 \\ \text{Ia}_1 \\ \text{Ia}_2 \end{bmatrix} \right]^* \quad \text{Ecuación 21}$$

Mediante álgebra matricial:

$$\begin{aligned} [\text{AV}]^T &= \text{A}^T \text{V}^T \\ [\text{AI}]^* &= \text{A}^* \text{I}^* \end{aligned}$$

Entonces:

$$\text{S} = \text{V}^T \text{A}^T \text{A}^* \text{I}^* \quad \text{Ecuación 22}$$

$$\text{S} = [\text{Va}_0 \text{ Va}_1 \text{ Va}_2] \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{Ia}_0 \\ \text{Ia}_1 \\ \text{Ia}_2 \end{bmatrix}^*$$

Como $\text{A}^T \text{A} = 3\text{U}$ (U, matriz unitaria), tenemos que:

$$\text{S} = 3 [\text{Va}_0 \text{ Va}_1 \text{ Va}_2] \begin{bmatrix} \text{Ia}_0 \\ \text{Ia}_1 \\ \text{Ia}_2 \end{bmatrix}^* \quad \text{Ecuación 23}$$

La potencia compleja es por tanto:

$$\text{S} = 3 (\text{Va}_0 \text{Ia}_0^* + \text{Va}_1 \text{Ia}_1^* + \text{Va}_2 \text{Ia}_2^*) \quad \text{Ecuación 24}$$

La Ecuación 24 nos muestra cómo puede calcularse la potencia compleja a partir de las componentes simétricas de las tensiones y las corrientes de un circuito trifásico desequilibrado.



Este es un resultado importante y muestra que la potencia trifásica total es una función de las componentes simétricas de los voltajes y de las corrientes de la misma secuencia; entonces, no existe acoplamiento de la potencia de la corriente de secuencia negativa con los voltajes de secuencia positiva y secuencia cero.

Debido a la simetría de cada sistema de componentes (de secuencia negativa, positiva y cero), se acostumbra emplear voltajes y corrientes de la fase A únicamente.

El uso de componentes simétricas es especialmente ventajoso para el estudio de sistemas con líneas balanceadas. Cualquier desbalance de impedancias puede estudiarse como una falla en el sistema.

1.6 EJERCICIO

Un conductor de una línea trifásica está abierto, la corriente que circula hacia la carga conectada en estrella, por las líneas es de 10 amp, con la corriente en A como referencia y suponiendo que C está abierto, determinar las componentes simétricas de las corrientes de las líneas.

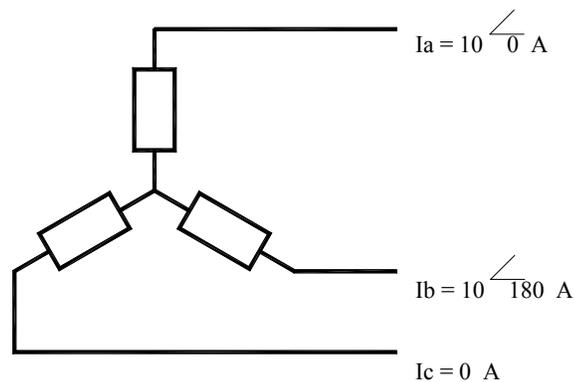


Figura CS 6

SOLUCION:

Como I_a es referencia:

$$I_a = 10 \angle 0^\circ \text{ amp}$$

$$I_b = 10 \angle 180^\circ \text{ amp}$$

$$I_c = 0 \text{ amp}$$

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

$$I_{a1} = 1/3 [10 \angle 0^\circ + (1 \angle 120^\circ) (10 \angle 180^\circ) + (1 \angle 240^\circ) (0)]$$

$$I_{a1} = 5.773 \angle -30^\circ \text{ amp}$$



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

$$I_{a2} = 1/3 [10 \angle 0^\circ + (1 \angle 240^\circ) (10 \angle 180^\circ) + (1 \angle 120^\circ) (0)]$$

$$I_{a2} = 5.773 \angle 30^\circ \text{ amp}$$

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

$$I_{a0} = 1/3 [10 \angle 0^\circ + (10 \angle 180^\circ) + (0)]$$

$$I_{a0} = 0 \text{ amp}$$

$$I_{b1} = a^2 I_{a1} = (1 \angle 240^\circ) (5.773 \angle -30^\circ) \text{ amp}$$

$$I_{b2} = a I_{a2} = (1 \angle 120^\circ) (5.773 \angle 30^\circ) \text{ amp}$$

$$I_{b0} = I_{a0} = 0 \text{ amp}$$

$$I_{b1} = 5.773 \angle 210^\circ \text{ amp}$$

$$I_{b2} = 5.773 \angle 150^\circ \text{ amp}$$

$$I_{b0} = 0 \text{ amp}$$

$$I_{c1} = a I_{a1} = (1 \angle 120^\circ) (5.773 \angle -30^\circ) \text{ amp}$$

$$I_{c2} = a^2 I_{a2} = (1 \angle 240^\circ) (5.773 \angle 30^\circ) \text{ amp}$$

$$I_{c0} = I_{a0} = 0 \text{ amp}$$

$$I_{c1} = (5.773 \angle 90^\circ) \text{ amp}$$

$$I_{c2} = (5.773 \angle 270^\circ) \text{ amp}$$

$$I_{c0} = 0 \text{ amp}$$



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

2.1 INTRODUCCION

Una de las características primordiales de los sistemas eléctricos es su dinamismo y vulnerabilidad en cuanto a su estabilidad, en el proceso de suministro de energía a los usuarios. Esta estabilidad se ve afectada gravemente cuando en el sistema se presenta una de las características anormales más destructivas, denominada **cortocircuito**.

El cortocircuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, es decir, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente, provocándose el flujo de una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga.

2.2 OBJETIVO

Las corrientes de cortocircuito dependen de los valores de las impedancias que representan cada uno de los elementos que componen el sistema, a menor impedancia mayor nivel de corriente y viceversa, esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de corriente, un generador de gran capacidad aportará mayor corriente que un generador pequeño.

La determinación de estas corrientes es muy importante para los siguientes propósitos:

- Para determinar la capacidad interruptiva de equipos a usarse en el sistema, tales como:
 - Interruptores
 - Fusibles
 - Arrancadores
- Para seleccionar las relaciones adecuadas de Transformadores de Corriente, tanto para los propósitos de protección como de medición.
- Para realizar los estudios de coordinación de relevadores o dispositivos de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

2.3 FUENTES DE CORRIENTE

Generalmente para que se produzca un cortocircuito es indispensable que haya una fuente que genere la corriente que circulará a través de la falla, es decir, que si no hubiera generadores funcionando o conectados al sistema no habría corrientes de falla. Como ya se vió en el tema de



Componentes Simétricas, estas corrientes pueden ser clasificadas en tres categorías, por su secuencia: positiva, negativa o cero.

Las fuentes de secuencia positiva o fuentes activas se consideran las siguientes:

- Generadores de Corriente alterna trifásica
- Motores Síncronos
- Condensadores Síncronos
- Motores de Inducción

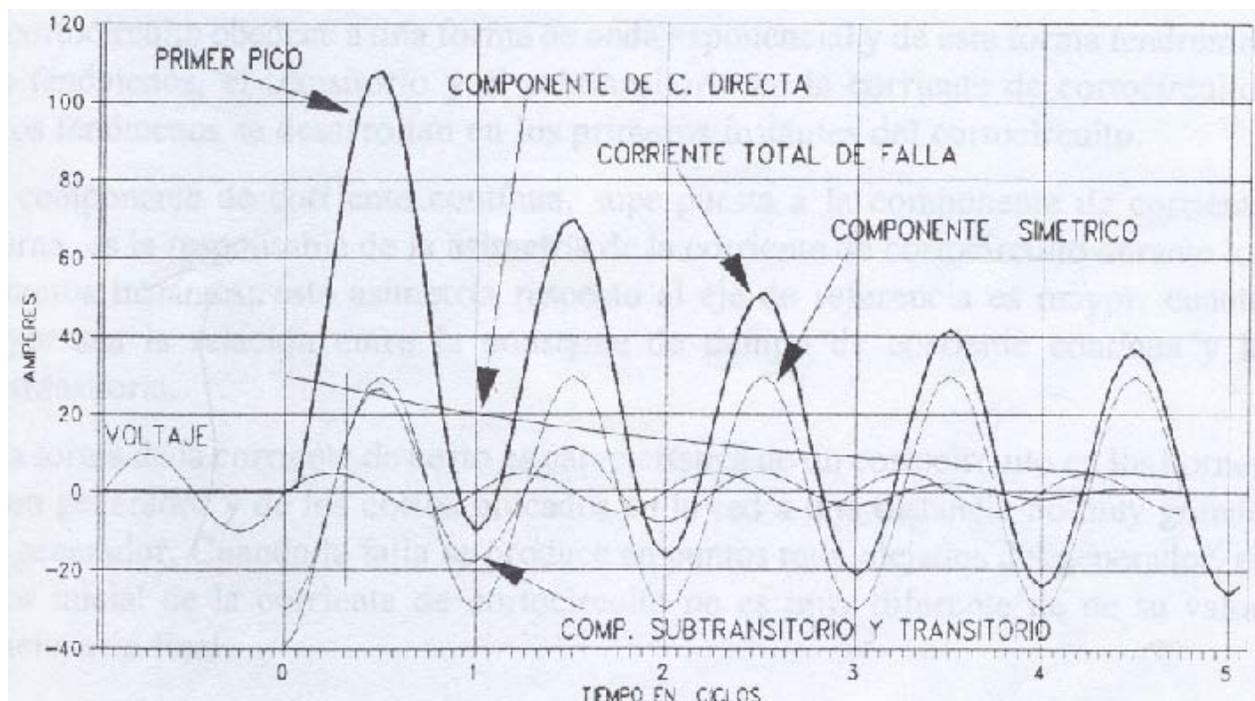
Los generadores son las fuentes principales de corriente ya que están diseñados para suministrar corriente según la demanda de la carga, y su capacidad para suministrar corrientes de falla está directamente relacionada con su impedancia interna, la cual es variable en función del tiempo.

2.4 PROCESO DE AMORTIGUAMIENTO

La variación de la impedancia de un generador provoca un amortiguamiento en la corriente de cortocircuito, siendo mayor la corriente al iniciarse la falla y disminuyendo gradualmente hasta estabilizarse después de algunos ciclos.

Este fenómeno es producido por el debilitamiento del campo de excitación provocado por la reacción del inducido durante el desarrollo de la falla, disminuyendo en consecuencia el voltaje en los bornes del generador.

Esta disminución del voltaje en bornes se puede considerar como efecto de un incremento de la impedancia interna del generador. El incremento de la impedancia provoca a su vez el proceso de amortiguamiento de la corriente de falla.



2.5 ASIMETRIA DE LOS EJES DE LA CORRIENTE DE FALLA

La corriente de cortocircuito se considera formada por dos componentes: la componente de corriente alterna y la componente de corriente directa.

Primero la corriente de cortocircuito alcanza un valor elevado de punta, que es la intensidad de impulso de la corriente de cortocircuito, luego decrece hasta un valor estacionario final llamado corriente permanente de cortocircuito. El fenómeno se desarrolla en forma asimétrica con respecto al eje de referencia en un tiempo relativamente corto.

Si el cortocircuito se produce exactamente al pasar la tensión por cero, la corriente se defasa aproximadamente 90° por la reactancia del generador; en ese instante la corriente debería alcanzar el valor máximo, pero no es así debido al carácter inductivo del circuito y por tanto en ese instante la corriente también vale cero. La compensación necesaria la da, la llamada componente de corriente directa con valor inicial equivalente al valor de punta de la corriente alterna para el instante cero, y que desaparece después de algunos períodos.

La variación real de la corriente de cortocircuito se obtiene sumando los valores instantáneos de las dos componentes.

Para el caso de las tres fases, la suma de las componentes de corriente directa es igual a cero, de igual forma que la suma de las componentes de corriente alterna.

El paso de la corriente de cortocircuito desde su valor máximo hasta su valor permanente de cortocircuito obedece a una forma de onda exponencial y de esta forma tendremos dos fenómenos, el transitorio y el subtransitorio en la corriente de cortocircuito. Estos fenómenos se desarrollan en los primeros instantes del cortocircuito.

La componente de corriente directa, superpuesta a la componente de corriente alterna, es la responsable de la asimetría de la corriente de cortocircuito durante los primeros instantes, esta asimetría respecto al eje de referencia es mayor, cuanto mayor sea la relación entre la constante de tiempo de corriente directa y la subtransitoria.

Esta forma de la corriente de cortocircuito es característica de un cortocircuito en los bornes de un generador y de los cortocircuitos ubicados en la red a una distancia no muy grande del generador. Cuando la falla se produce en puntos muy alejados del generador, el valor inicial de la corriente de cortocircuito no es muy diferente de su valor estacionario final.

2.6 DIAGRAMA UNIFILAR Y DE IMPEDANCIAS

Para obtener un análisis eficiente de un circuito o red, del cual se realiza el estudio de cortocircuito, es conveniente saber obtener el diagrama unifilar y su correspondiente diagrama de impedancias.

Para un circuito con un solo punto de alimentación, el cálculo de cortocircuito es relativamente fácil de realizar, sin embargo muy a menudo las redes se alimentan de varios puntos; y tendremos circuitos separados, circuitos parcialmente comunes o circuitos con mallas.



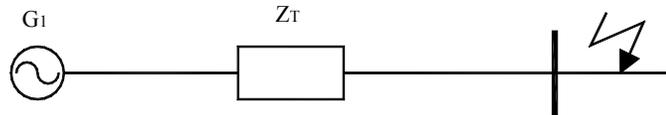


Figura CC 1
CORTOCIRCUITO CON ALIMENTACION SIMPLE

Para el primer caso el análisis no difiere en gran medida; pues la corriente de cortocircuito equivale a la suma de los valores parciales de los ramales de la red.

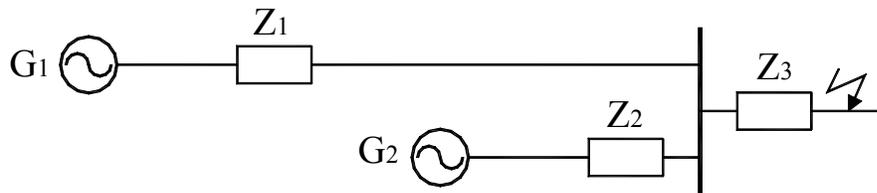


Figura CC 3
CORTOCIRCUITO CON ALIMENTACION MULTIPLE
A TRAVES DE CIRCUITOS PARCIALMENTE COMUNES

Para el segundo caso ya no es permitido realizar esta simple suma; y por lo tanto se procede a reducir las impedancias de acuerdo al arreglo que presenten hasta el punto de la falla.

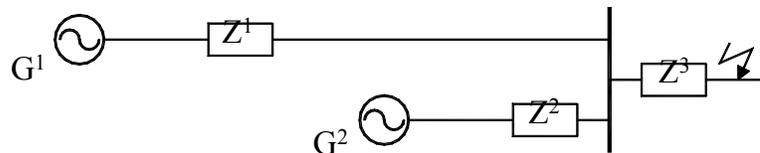


Figura CC 3
CORTOCIRCUITO CON ALIMENTACION MULTIPLE
A TRAVES DE CIRCUITOS PARCIALMENTE COMUNES

Para el tercer caso se debe reducir el sistema al segundo caso, realizando transformaciones delta-estrella en la red.

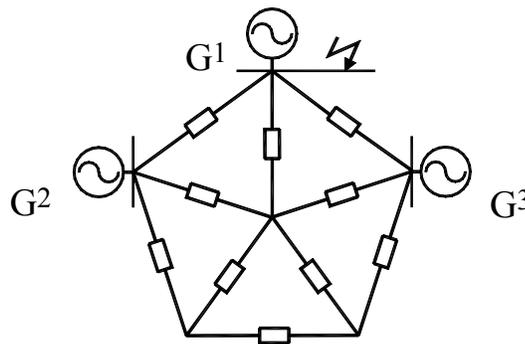


Figura CC 4
CIRCUITO CON MALLAS



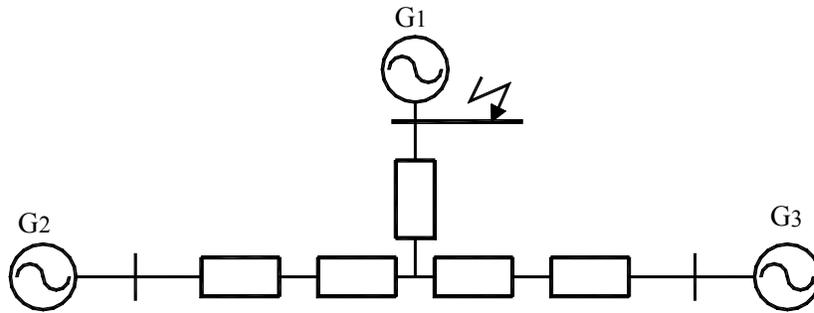


Figura CC 5
REDUCCION DEL CIRCUITO CON MALLAS
USANDO EQUIVALENTES DELTA-ESTRELLA

La determinación de las impedancias debe hacerse para todos los elementos que se tienen en la red: generadores, transformadores, líneas, etc. Si en la red se consideran principalmente los valores de reactancia de los generadores, transformadores y bobinas, existiendo líneas aéreas o subterráneas de poca longitud o en paralelo, podrán omitirse las resistencias ohmicas, y la impedancia no diferirá apreciablemente de la reactancia, pues esta última es preponderante. Para el caso contrario, en que se tengan líneas de gran longitud, su omisión hará obtener una impedancia muy baja.

Estos valores de impedancia nos ayudan a realizar los diagramas de secuencia: positiva, negativa y cero, necesarios para el cálculo del cortocircuito.

Para el cálculo de las fallas de fase a tierra, se establecen tres redes, la de secuencia positiva que incluye a todos los elementos y fuentes de corriente. La red de secuencia negativa que incluye a todos los elementos con el mismo valor que en la red de secuencia positiva, excepto las fuentes de corriente (generadores). Y la red de secuencia cero, que incluye a los elementos con sus valores de secuencia cero. Para esta red de secuencia cero se debe de tener cuidado, pues los transformadores de acuerdo a su conexión en los devanados presentan varias configuraciones respecto a tierra.

Para el cálculo de fallas trifásicas y en condiciones balanceadas, sólo existe secuencia positiva.

Las redes de secuencia deben conectarse en serie para el análisis correcto de cortocircuito.

2.7 CANTIDADES EN POR UNIDAD

Para realizar los cálculos de cortocircuito, los valores de las impedancias se manejan en el sistema llamado “pu” (por unidad), así también los valores de voltaje y corriente; esto es, debido a que en los sistemas que se analizan se trabajan diferentes niveles de tensión, lo que hace difícil el manejo de las redes, por tanto, se establece éste sistema en el cual todos los valores se manejan en por ciento o por unidad de un valor conocido que nosotros establecemos. Generalmente la unidad que se escoge para el valor base de nuestros cálculos, son los voltamperes, que para las cantidades de nuestro sistema se manejan en megavoltamperes (MVA), por que esta unidad nos relaciona la tensión y la corriente; y así tendremos:



SISTEMA EN POR UNIDAD

Dados MVA trifásicos y kV fase-fase

Corriente Base

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{\sqrt{3} kV_b}$$

Impedancia Base

$$Z_b = \frac{(kV_b)(1000)}{\sqrt{3} I_b} = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

Y así nuestros valores por unidad serán:

$$I_{pu} = \frac{I(\text{amp})}{I_b} \quad Z_{pu} = \frac{Z(\text{ohms})}{Z_b}$$

Si nuestros valores base son monofásicos, es decir:

$$MVA_{b1\phi} = \frac{MVA_{b3\phi}}{3}$$

$$kV_{b1\phi} = \frac{kV_{b3\phi}}{\sqrt{3}}$$

$$I_b = \frac{MVA_{b1\phi}(1000)}{kV_{b1\phi}}$$

$$Z_b = \frac{kV_{b1\phi}}{I_b}(1000) = \frac{(kV_{b1\phi})^2}{MVA_{b1\phi}}$$

Cuando el fabricante nos proporciona los datos de los transformadores en % (por ciento), y sabemos que $Z\% = 100 Z_{pu}$, el valor en por unidad para transformadores será:

$$Z_{t\text{pu}} = \frac{\% Z_t}{MVA_{\text{nom}t}}$$

En la mayoría de los cálculos de cortocircuito se escoge como base una potencia de 100 MVA y como tensión base, la tensión propia del punto que se analiza. La potencia base puede ser un va-



lor arbitrario que nosotros queramos, por ejemplo el valor en MVA del generador más grande de nuestro sistema.

2.8 SELECCIÓN Y CAMBIO DE BASES

La gran ventaja del sistema en por unidad es que el resultado de la multiplicación o división de dos cantidades en por unidad, es otra cantidad en por unidad también; y para obtener el valor en amperes, ohms o volts de una cantidad en por unidad, basta con multiplicar dicho valor por la corriente de base, impedancia base o tensión base considerada para el punto en análisis.

Para efectuar un cambio de base podemos establecer que sí:

$$Z_{pu1} = \frac{Z(\text{ohms})}{(\text{kV}_{b1})^2} \text{MVA}_{b1}$$

$$Z_{pu2} = \frac{Z(\text{ohms})}{(\text{kV}_{b2})^2} \text{MVA}_{b2}$$

despejando $Z(\text{ohms})$ e igualando las ecuaciones:

$$\frac{Z_{pu1} (\text{kV}_{b1})^2}{\text{MVA}_{b1}} = \frac{Z_{pu2} (\text{kV}_{b2})^2}{\text{MVA}_{b2}}$$

de donde podemos obtener:

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \left(\frac{\text{MVA}_{b2}}{\text{MVA}_{b1}} \right) \left(\frac{\text{kV}_{b1}}{\text{kV}_{b2}} \right)^2$$

2.9 VALORES DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Una vez obtenidos los valores de las impedancias de los elementos del circuito, y reducidas las redes de secuencia, el cálculo de la corriente de cortocircuito se obtiene como sigue:

Para falla trifásica

Para esta falla sólo se utiliza la red de secuencia positiva con la impedancia equivalente al punto de falla.

$$I_{cc3f} = \frac{E_1}{Z_1}$$

$E_1 = 1 \text{ pu}$ = tensión en por unidad a la falla

Z_1 = Impedancia equivalente al punto de falla de secuencia positiva en por unidad



O bien

$$I_{cc3f} = \frac{1}{Z_1}$$

Este valor está en por unidad y para obtener el valor en amperes debemos multiplicarlo por la corriente base (I_b)

$$I_{amp} = I_{pu} \times I_b$$

La potencia de cortocircuito trifásica es:

$$MVA_{cc3f} = (MVA_b)(I_{cc3f} pu) = \frac{100}{Z_1}$$

considerando $MVA_b = 100$, y este valor ya está en MVA

Para falla monofásica

Para esta falla se utilizan los tres diagramas de secuencia conectados en serie, y las impedancias de los transformadores en secuencia cero y positiva son iguales y sólo difieren en su conexión al circuito, de acuerdo a su conexión interna de devanados, (la conexión delta impide la aportación de secuencia cero). Las impedancias de secuencia cero de las líneas se calculan usando el procedimiento matemático más complejo que no se analiza aquí, pero ya existen tabulaciones con dichos valores dados en ohms/milla ú ohms/km. Para nuestro objetivo, se considerará que dichos valores ya están en los problemas.

$$I_{cc1f} = \frac{3E_1}{(2Z_1 + Z_0)}$$

$E_1 = 1$ por unidad = tensión en por unidad al punto de falla

Z_0 = Impedancia equivalente de secuencia cero al punto de falla en por unidad

O bien

$$I_{cc1f} = \frac{3}{(2Z_1 + Z_0)}$$

Nuevamente este valor está en por unidad y para obtener su valor real en amperes se debe multiplicar por la corriente base al punto de falla.

La potencia de cortocircuito monofásica es:

$$MVA_{cc1f} = (MVA_b)(I_{cc1f}) = (100)(I_{cc1f}) = \frac{300}{(2Z_1 + Z_0)}$$

Considerando la potencia base $MVA_b = 100$ MVA



2.10 EJERCICIOS

EJERCICIO 1

Del circuito con una sola fuente de generación, mostrado en la Figura CC 6, realice el cálculo de cortocircuito trifásico al punto marcado, empleando el sistema en por unidad.

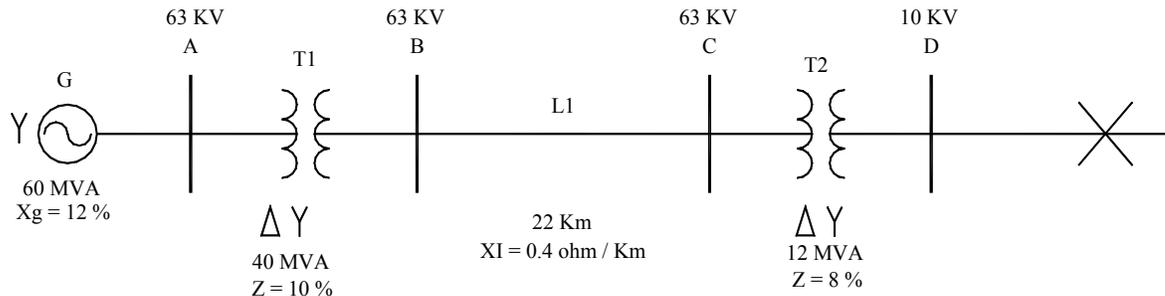


Figura CC 6

La potencia base para nuestro cálculo será la potencia del generador: $MVA_b = 60 \text{ MVA}$, la tensión base será la propia de cada bus.

Calculamos la corriente base para 63 kV

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{\sqrt{3}(kV_b)}$$

$$I_b = \frac{(60000)}{(1.73)(63)}$$

$$I_b = 549.857 \text{ amp}$$

La impedancia base para 63 kV es:

$$Z_b = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

$$Z_b = \frac{(63)^2}{60}$$

$$Z_b = 66.15 \text{ ohms}$$



La corriente base para 10 kV será:

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{(1.73)(kV_b)}$$

$$I_b = \frac{(60000)}{(1.73)(10)}$$

$$I_b = 3464.101 \text{ amp}$$

La impedancia base para 10 kV es:

$$Z_b = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

$$Z_b = \frac{(10)^2}{60}$$

$$Z_b = 1.666 \text{ ohms}$$

Para realizar nuestros diagramas de secuencia debemos conocer el valor de las impedancias de cada elemento del sistema; para el caso del generador y el transformador en el cual nos dan sus valores de impedancia en % Z tomando de base sus valores nominales; tendremos que hacer el cambio de base; y así tenemos:

GENERADOR

$$X_g = X_d \left(\frac{60}{60} \right) \left(\frac{63}{63} \right)^2$$

$$X_g = 0.12(1)(1)^2$$

$$X_g = 0.12 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 1

$$X_{t1} = X_t \left(\frac{60}{40} \right) \left(\frac{63}{63} \right)^2$$

$$X_{t1} = 0.10 \left(\frac{60}{40} \right)$$

$$X_{t1} = 0.15 \text{ pu}$$

Para obtener el valor en por unidad debemos dividir el valor de la impedancia de la línea en ohms, entre el valor de la impedancia base para la tensión en la que se encuentra.



LINEA de 22 Km

$$Xl = Xl(L1)$$

$$Xl = (0.4) \left(\frac{\text{ohms}}{\text{Km}} \right) (22\text{Km})$$

$$Xl = 8.8 \text{ ohms}$$

$$Xl = \frac{8.8}{66.15}$$

$$Xl = 0.133 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 2

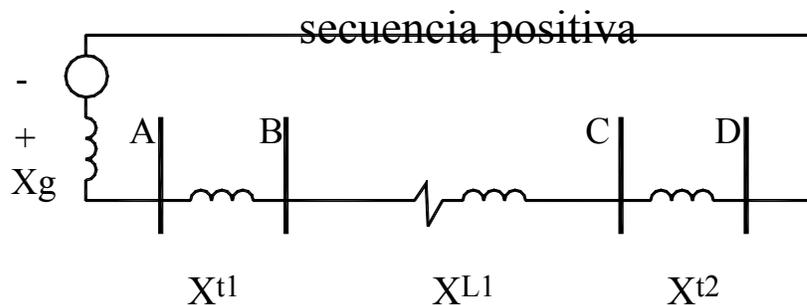
$$Xt2 = 0.08 \left(\frac{60}{12} \right)$$

$$Xt2 = 0.40 \text{ pu}$$

Ahora debemos realizar nuestros diagramas de secuencia del circuito anotando los valores de impedancia obtenidos en por unidad.

Las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales.

En este caso sólo usaremos la secuencia positiva, y así la impedancia equivalente al punto de falla es:



$$Z1eq = Xg + Xt1 + Xl + Xt2$$

$$Z1eq = 0.12 + 0.15 + 0.13 + 0.40$$

$$Z1eq = 0.803 \text{ pu}$$

La corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc3f} = \frac{1}{Z_1}$$

$$I_{cc3f} = \frac{1}{0.803}$$

$$I_{cc3f} = 1.245 \text{ pu}$$



Los valores de cortocircuito en amperes y MVA al punto de falla son:

$$I_{cc3f} = (I_{pu})(I_b)$$

$$I_{cc3f} = (1.245)(3464.10)$$

$$I_{cc3f} = 4312.805 \text{ amp}$$

La I_b para 10 kV es $I_b = 3464.10 \text{ amp}$

La potencia de cortocircuito es:

$$MVA_{cc3f} = (60)(I_{cc3f})$$

$$MVA_{cc3f} = (60)(1.245)$$

$$MVA_{cc3f} = 74.7 \text{ MVA}$$

EJERCICIO 2

Calcule los valores de cortocircuito trifásico y monofásico del circuito mostrado, de acuerdo a los datos que se incluyen en la Figura CC 7:

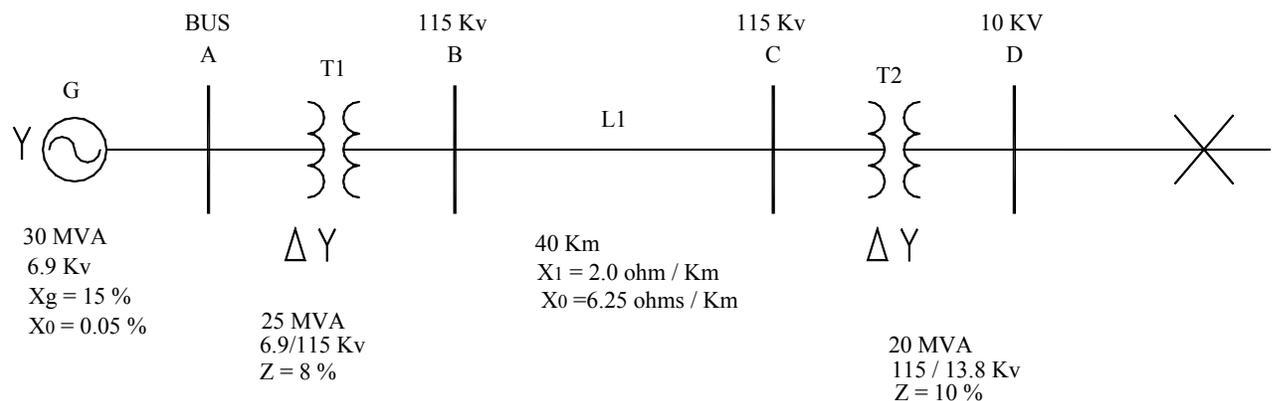


Figura CC 7

Nuestros valores base para la potencia y voltaje serán:

$$MVA_b = 100 \text{ MVA}$$

$$kV_b = \text{los propios de cada punto}$$

Calculando la corriente e impedancias base para cada nivel de tensión tenemos:

Para 6.9 kV

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{(1.73)(Kv_b)}$$

Para 115 kV

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{(1.73)(Kv_b)}$$

Para 13.8 kV

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{(1.73)(Kv_b)}$$



$$I_b = 8367.39 \text{ amp}$$

$$I_b = 502.04 \text{ amp}$$

$$I_b = 4183.69 \text{ amp}$$

$$Z_b = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

$$Z_b = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

$$Z_b = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

$$Z_b = 0.47 \text{ ohms}$$

$$Z_b = 132.25 \text{ ohms}$$

$$Z_b = 1.90 \text{ ohms}$$

Ahora calculamos los valores de impedancias de cada elemento en por unidad, considerando que los valores de impedancias de los transformadores se cambiarán a las nuevas bases.

GENERADOR

$$X_g = 0.15 \left(\frac{100}{30} \right)$$

$$X_g = 0.50 \text{ pu}$$

$$X_{g0} = 0.50 \text{ pu (dado en el problema)}$$

TRANSFORMADOR 1

$$X_{t1} = 0.08 \left(\frac{100}{25} \right)$$

$$X_{t1} = 0.32 \text{ pu}$$

El valor para secuencia cero en los transformadores se consideran igual al valor de la secuencia positiva.

$$X_{t10} = 0.32 \text{ por unidad}$$

Para obtener el valor en por unidad debemos dividir el valor de la impedancia de la línea en ohms, entre el valor de la impedancia base para la tensión en la que se encuentra.

LINEA de 40 Km

$$X_1 = \frac{(40 \text{ km}) \left[2 \frac{\text{ohms}}{\text{km}} \right]}{Z_b}$$

$$Z_b \text{ para } 115 \text{ Kv} = 132.25 \text{ ohms}$$

$$X_1 = \frac{80}{132.25}$$

$$X_1 = 0.604 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 2

$$X_{t2} = (0.1) \left(\frac{100}{20} \right)$$

$$X_{t2} = 0.50 \text{ pu}$$

$$X_{t20} = 0.5 \text{ pu}$$



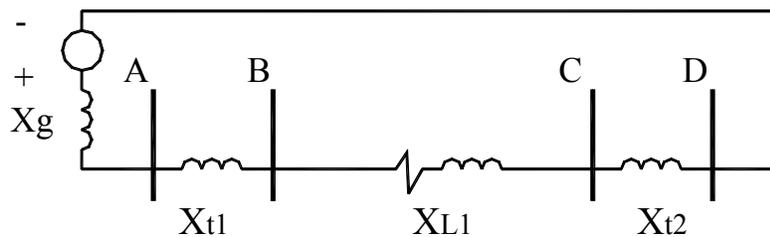
$$X_{10} = \frac{(40)(6.25)}{132.25}$$

$$X_{10} = \frac{250}{132.25}$$

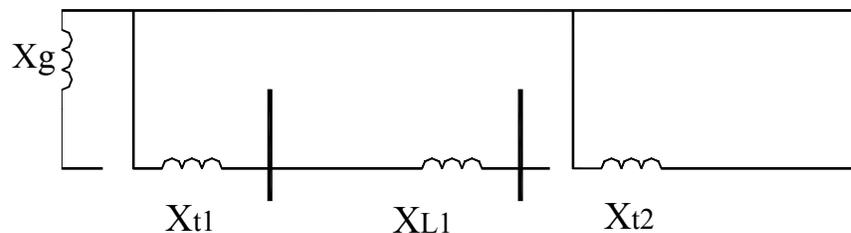
$$X_{10} = 1.890 \text{ pu}$$

Ahora realizamos los diagramas de secuencia y obtenemos los valores de impedancia equivalente para cada uno de ellos.

secuencia positiva



secuencia cero



Para la falla trifásica usamos solo el diagrama de secuencia positiva, y obtenemos:

$$I_{cc3f} = \frac{1}{Z_1}$$

$$I_{cc3f} = \frac{1}{1.924}$$

$$I_{cc3f} = 0.520 \text{ pu}$$

$$I_{cc3f} = (I_{pu}) (I_b)$$

$$I_{cc3f} = (0.520)(4183.697)$$

$$I_{cc3f} = 2175.522 \text{ amp.}$$

La potencia de cortocircuito trifásica es:

$$MVA_{cc3f} = (MVA) (I_{pu})$$

$$MVA_{cc3f} = (100) (0.52)$$

$$MVA_{cc3f} = 52 \text{ MVA}$$



Para la falla monofásica usaremos los tres diagramas conectados en serie:

$$I_{cc1f} = \frac{3}{(2Z_1 + Z_0)}$$

En este caso la Z_0 es la del Transformador 2: La potencia de cortocircuito monofásica es:

$$I_{cc1f} = \frac{3}{((2)(1.924) + 0.5)}$$

$$MVA_{cc1f} = (100)(I_{pu})$$

$$MVA_{cc1f} = (100)(0.689)$$

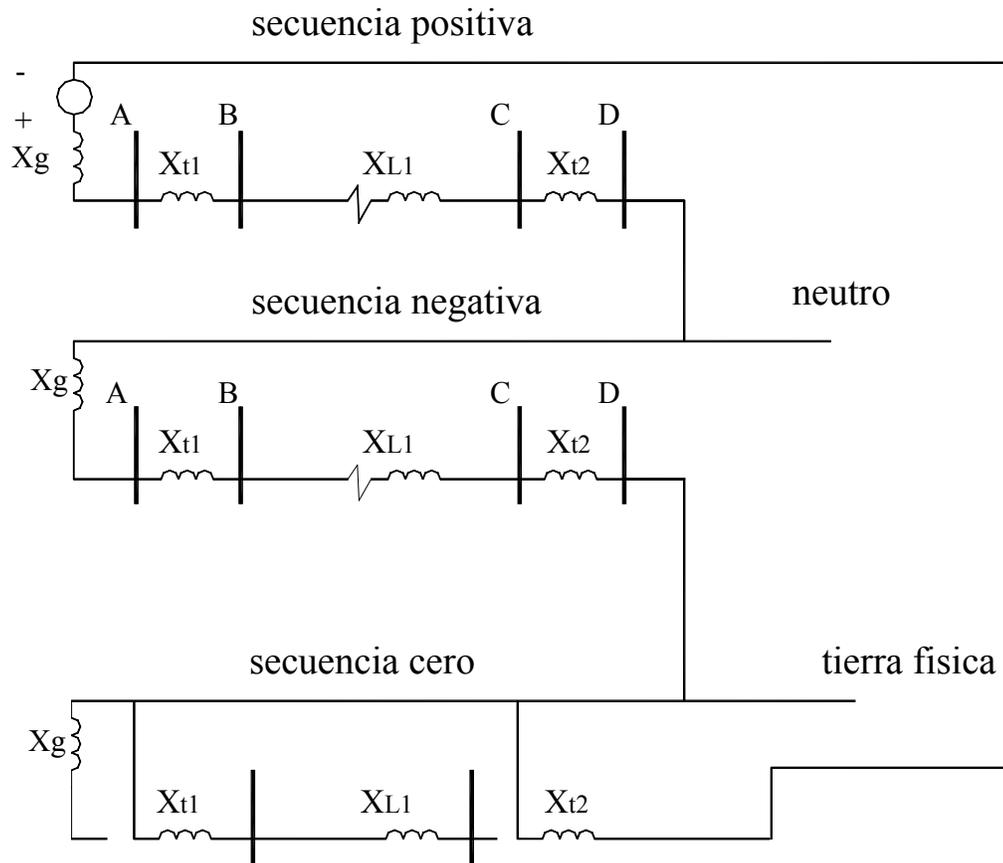
$$I_{cc1f} = \frac{3}{4.348}$$

$$MVA_{cc1f} = 68.99 \text{ MVA}$$

$$I_{cc1f} = 0.689 \text{ pu}$$

$$I_{cc1f} = (0.689)(4183.69)$$

$$I_{cc1f} = 2886.63 \text{ amp}$$



EJERCICIO 3

La siguiente Figura representa un sistema de potencia típico, donde se indican los valores de las impedancias de todos sus elementos en por unidad:

- Dibuje el diagrama trifásico del sistema.
- Dibuje los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero, indicando los valores de sus impedancias.
- Encuentre los diagramas equivalentes de Thevenin, de secuencia positiva, negativa y cero, considerando que el bus IV es nuestro bus de estudio.

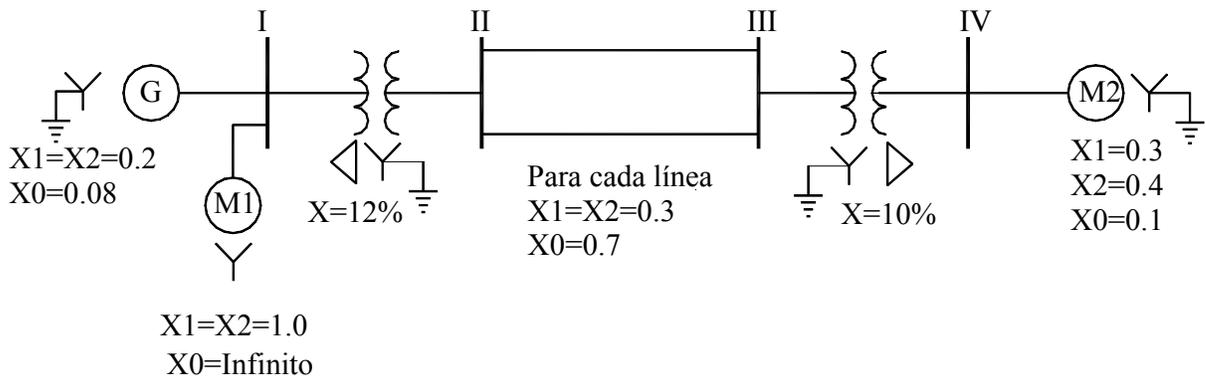
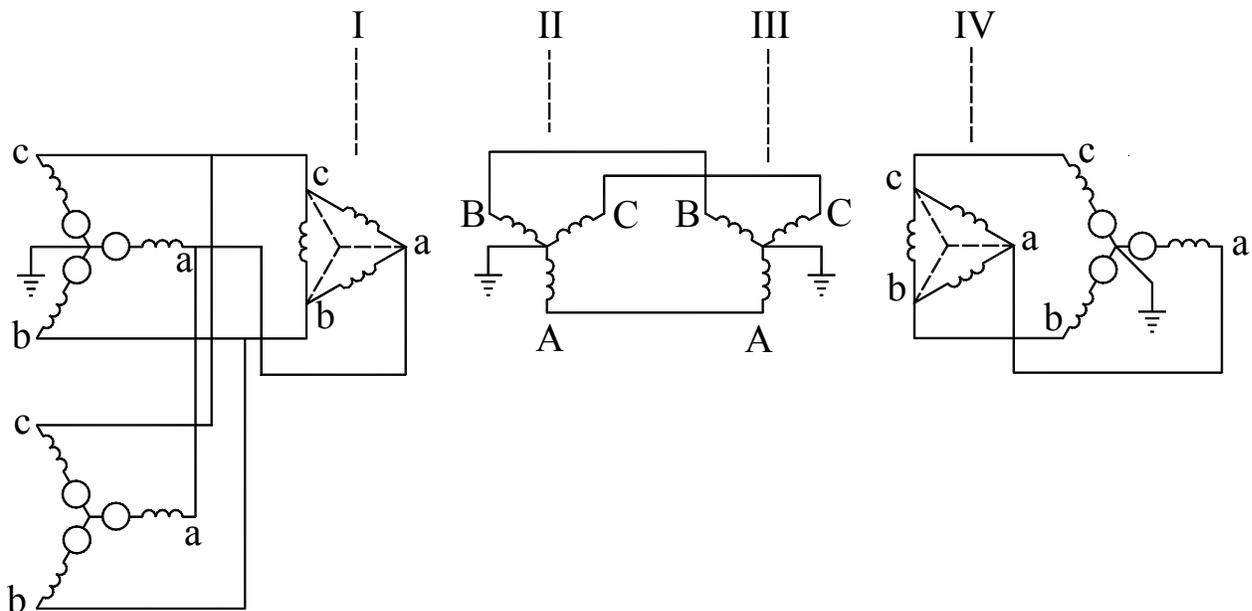
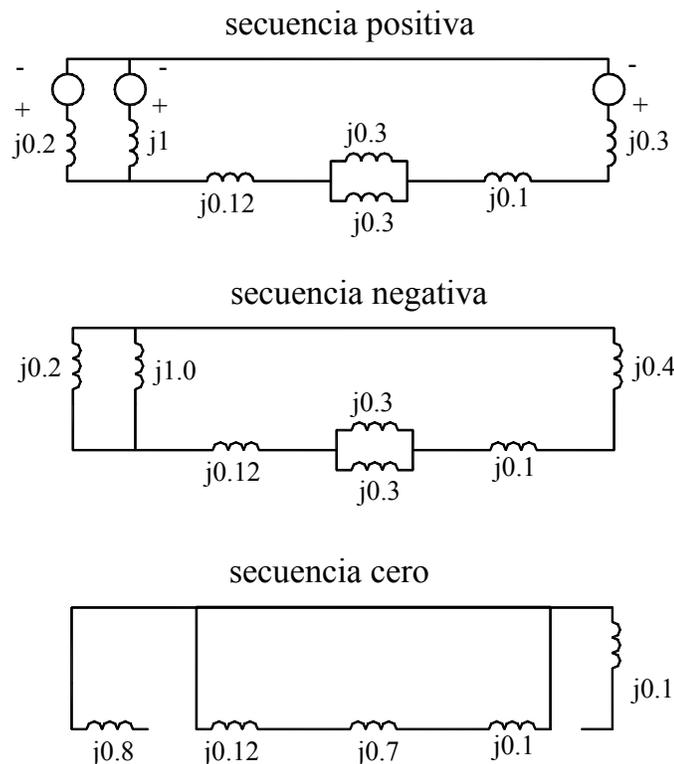


Figura CC 8

- Diagrama trifásico del sistema:



b). Diagramas de secuencia positiva, negativa y cero:



Realizando transformaciones serie y paralelo, las impedancias equivalentes de las redes de secuencia del inciso a). Resultan:

$$\bar{Z}_1 = \frac{(j0.3) \left[j0.1 + j0.15 + j0.12 + \left[\frac{(j1.0)(j0.2)}{j1.2} \right] \right]}{(j0.3) + \left[j0.1 + j0.15 + j0.12 + \left[\frac{(j1.0)(j0.2)}{j1.2} \right] \right]}$$

$$= \frac{(j0.3)(j0.537)}{(j0.3 + j0.537)} = \underline{j0.1925 \text{ pu}}$$

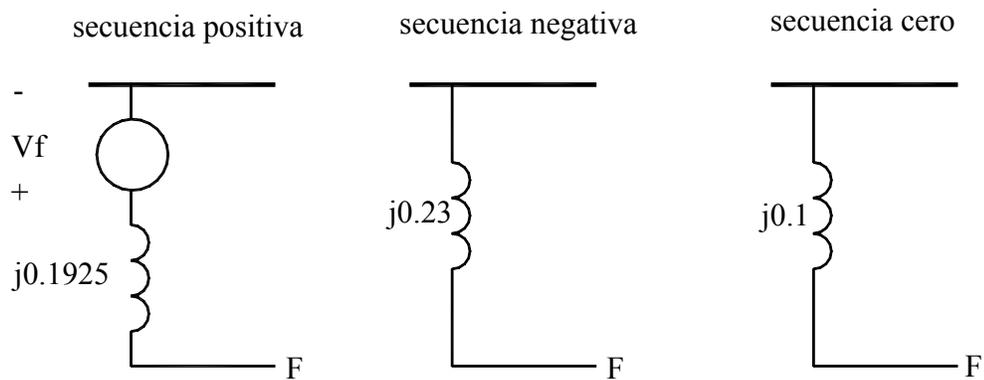


$$\bar{Z}_2 = \frac{(j0.4) \left[j0.1 + j0.15 + j0.12 + \left[\frac{(j1.0)(j0.2)}{j1.2} \right] \right]}{(j0.4) + \left[j0.1 + j0.15 + j0.12 + \left[\frac{(j1.0)(j0.2)}{j1.2} \right] \right]}$$

$$= \frac{(j0.4)(j0.537)}{(j0.4 + j0.537)} = \underline{j0.23 \text{ pu}}$$

$$\bar{Z}_0 = \underline{j0.1 \text{ pu}}$$

c). Diagramas equivalentes de Thevenin, secuencia positiva, negativa y cero al bus IV:



TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

3.1 PRINCIPIO DE OPERACION

Uno de los elementos más importantes en la aplicación de los relevadores de protección son los transformadores de instrumentos, llamados así por que su aplicación es exclusiva para propósitos de protección, medición y/o registro de los sistemas de potencia mediante instrumentos.

Existen dos tipos básicos:

- * Transformadores de Corriente (TC's)
- * Transformadores de Potencial (TP's)

De esta manera un Transformador de Corriente se define como "un instrumento transformador en el que la corriente secundaria es substancialmente proporcional a la corriente primaria (bajo condiciones normales de operación) y difiere en fase de ésta por un ángulo que está en cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones".

Esto destaca principalmente dos funciones:

- * Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importa el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un bajo voltaje que no represente peligro para el personal, ni para los equipos.
- * Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

El Transformador de Corriente trabaja en el principio de flujo variable. En el Transformador de Corriente "ideal", la corriente secundaria deberá ser exactamente igual (cuando es multiplicada por la relación de vueltas) y opuesta a la corriente primaria. Pero, como en el transformador, algo de la corriente o los amperes-vuelta primarios se utilizan para magnetizar el núcleo, se tienen menos amperes-vuelta primarios que los "transformados" en amperes-vuelta secundarios. Esto naturalmente introduce un error en la transformación, el error es clasificado en: error de corriente o relación y el error de fase.

El diagrama representativo del circuito equivalente del Transformador de Corriente se muestra en la Figura TC 1, cuyos componentes son:



Z_H = Impedancia del devanado primario Z_M = Impedancia de magnetización

Z_L = Impedancia del devanado secundario Z_C = Impedancia de carga

R_M = Pérdidas en el núcleo N = Relación de espiras

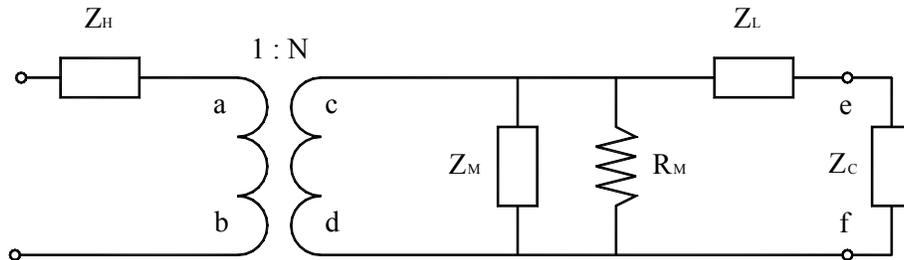


Figura TC 1
CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TC

La Figura TC 2 es una simplificación del anterior, despreciando las pérdidas provocadas por la impedancia del devanado primario y las pérdidas en el núcleo.

I_H/N = Corriente primaria referida al secundario I_L = Corriente secundaria efectiva

I_H = Corriente primaria I_E = Corriente de excitación

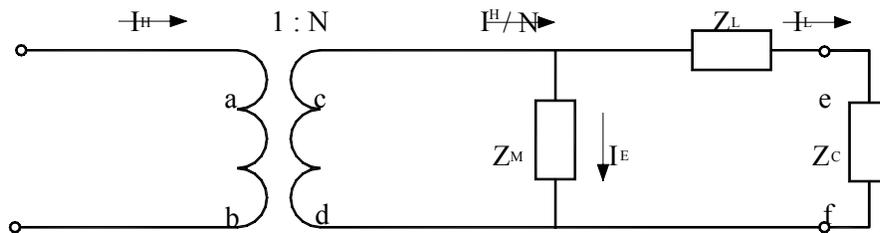


Figura TC 2
CIRCUITO EQUIVALENTE SIMPLIFICADO

La Figura TC 3, es el diagrama vectorial correspondiente al Transformador de Corriente en condiciones normales de operación, en el cual se han exagerado las pérdidas para poder observarlas.

Donde:

V_S = Voltaje inducido en el devanado secundario

V_{ef} = Voltaje en terminales del Transformador de Corriente



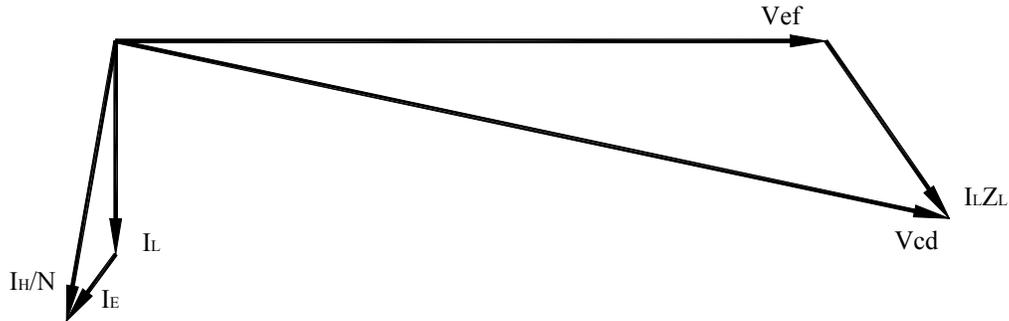


Figura TC 3
DIAGRAMA FASORIAL PARA UN TC

3.2 SELECCION DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

GENERALIDADES

Entre los factores que determinan la selección de estos aparatos se encuentran:

- El tipo de instalación
- El tipo de aislamiento
- La potencia nominal
- La clase de precisión

INSTALACION

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.

Adicionalmente, existen básicamente dos tipos de transformadores en uso, los llamados tipo boquilla o bushing y los tipo pedestal.

Los Transformadores de Corriente tipo boquilla o bushing construidos dentro de las boquillas de los interruptores, transformadores de potencia y generadores, etc., tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones.



El arrollamiento secundario está completamente distribuido, teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los Transformadores de Corriente tipo pedestal construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o pasta epoxiglass, tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de corriente de excitación para el error de relación especificado.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los Transformadores de Corriente, están identificadas por marcas pintadas con símbolos como H_1 y H_2 (P_1 y P_2) para las terminales primarias y X_1 y X_2 (S_1 y S_2) para las terminales secundarias. Por convención, cuando la corriente entra por la terminal H_1 (P_1), la corriente sale por la terminal X_1 (S_1), polaridad sustractiva.

AISLAMIENTO

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.

Material de media tensión

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 kV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

La mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los materiales con aislamiento en aceite o en 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.

Material de alta tensión

Los transformadores para alta tensión son aislados con material dieléctrico, impregnados con aceite y colocados dentro de un envoltorio de porcelana.

POTENCIA NOMINAL

La potencia nominal de los Transformadores de Corriente, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas de los límites de errores.

Está indicada generalmente, en la placa característica y se expresa en voltamper, aunque también puede expresarse en ohms.

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado se-



cundario y tener en cuenta la pérdida por efecto de Joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, ver Tabla 1.

**CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES
DE CORRIENTE SEGUN NORMA ANSI C.57.13
(TABLA 1)**

Designación de la carga	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 AMP		
	Resistencia Ohms	Inductancia Milihenrys	Impedancia Ohms	Voltamper	Factor de potencia
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.50	2.300	1.0	25	0.5
B2.0	1.00	4.600	2.0	50	0.5
B4	2.00	9.200	4.0	100	0.5
B8	4.00	18.400	8.0	200	0.5

CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA

Se seleccionará normalmente el valor superior a la corriente nominal de la instalación según la siguiente Tabla 2 de valores normalizados:

SIMPLE RELACION DE TRANSFORMACIÓN			(TABLA 2)	DOBLE RELACION DE TRANSFORMACIÓN	
5	100	1200		2X 5	2X100
10	150	1500		2X10	2X150
15	150	1500		2X15	2X200
15	200	2000		2X25	2X300
20	300	3000		2X50	2X400
25				2X75	2X600
30	400	4000			
40					
50	600				
75	800				

En ciertos tipos se realiza una doble o una triple relación primaria, ya sea por medio de conexiones serie paralelo del bobinado primario, o por medio de tomas en los bobinados secundarios.

CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA

El valor normalizado es generalmente de 5 amperes, en ciertos casos, cuando el alambrado del secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 amper.

CARGA SECUNDARIA

La carga secundaria para un Transformador de Corriente, es el valor en ohms de la impedancia constituida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones.



La carga secundaria nominal es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión bajo la corriente nominal, por ejemplo:

Potencia de precisión 50 VA para $I^2 = 5^2$

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ ohms}$$

CLASES DE PRECISION

La selección de la clase de precisión depende igualmente de la utilización a que se designen los transformadores. Independientemente a esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

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.

Para Transformadores de Corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores de sobrecarga.

La clase de precisión se designa por el error máximo permisible, en porciento, que el transformador pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal.

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

UTILIZACION

- 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. Wattmetros industriales.
Ampemetros indicadores.
Ampermetros registradores.
Fasómetros indicadores.
- 1.2** Fasómetros registradores.
Wathorímetros indicadores.
Wathorímetros industriales.
Wathorímetros registradores.
Protecciones diferenciales, relevadores de distancia y de impedancia.
- 3 – 5** Protecciones en general, (relevadores de sobrecorriente).



PRECISION PARA PROTECCION

La revisión de 1968 de las normas americanas ANSI, (anteriormente ASA), hacen la siguiente clasificación para la protección.

Clase C

Cubre todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por 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.

Clase T

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 transformación. 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 C100, 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 ohm x 20 veces x 5 amp = 100 volts).

De lo anterior se deduce que la nueva clasificación para protección (C o T), es equivalente a la antigua clasificación L.

La C es equivalente al “10H” (Error máximo de relación especificado en tanto por ciento, Impedancia secundaria interna alta) de la clasificación anterior y estos datos significan lo siguiente:

Para un Transformador de Corriente de clase “C400”, quiere decir que puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria (5 x 20 = 100 amp), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes sin exceder el error de 10%, permitido para estos casos.

3.3 EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para poder evaluar los Transformadores de Corriente se aplica la siguiente fórmula, de acuerdo con la Figura TC 2, con la que determinamos el voltaje en terminales secundarios del mismo en casos de falla.

$$V_{cd} = V_S$$

$$V_{cd} = I_L (Z_L + Z_C + Z_T)$$

I_L = Corriente máxima secundaria de falla

Z_T = Impedancia de los conductores secundarios



Para esto se requiere contar con la información del estudio de cortocircuito que nos indique la corriente máxima que soportará el Transformador de Corriente en casos de fallas muy cercanas al mismo, además de las impedancias de los relevadores y los conductores secundarios.

Dependiendo del tipo de Transformador de Corriente, que puede ser de relación fija o de relación múltiple, en cualquiera de los casos se recurre a las curvas de saturación para determinar las condiciones de uso del mismo.

El voltaje calculado nos permitirá conocer el grado de saturación del Transformador de Corriente.

Las curvas de saturación son suministradas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo.

La Figura TC 4 muestra las curvas de saturación para un Transformador de Corriente tipo “bus-hing” de relación múltiple.

Los Transformadores de Corriente son fabricados de acuerdo a las normas ANSI la cual establece la capacidad del Transformador de Corriente mediante dos símbolos una letra “C” o “T” y un número que indica la capacidad de voltaje secundario en bornes.



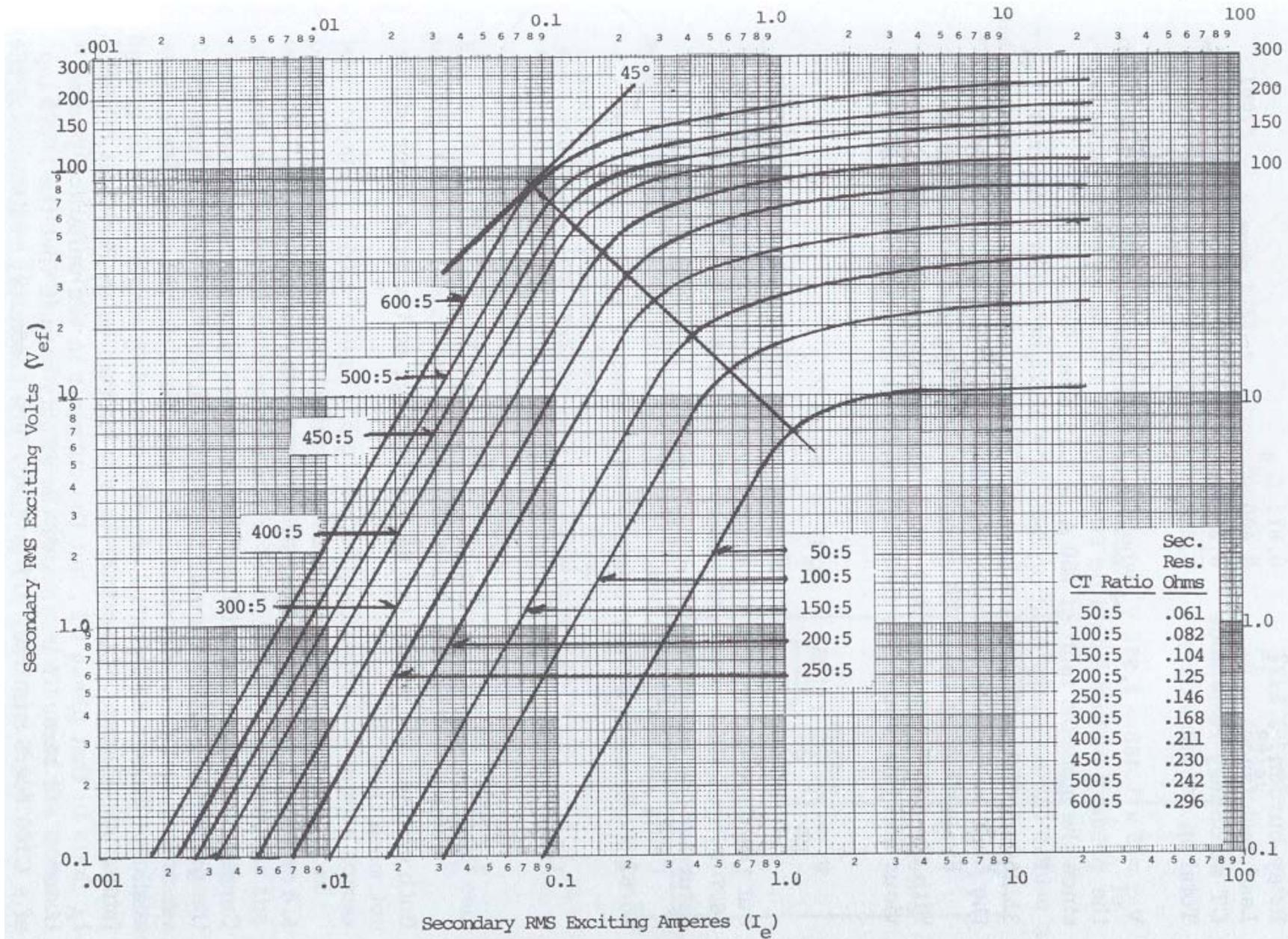


Figura TC 4 Typical excitation curves for a 600:5 multiratio class C100 current transformer.



Ejemplo 1:

Se tiene un Transformador de Corriente de Clase = **C400** y Relación de transformación de = **200/5**

C = Devanado uniformemente distribuido sobre el núcleo evitando dispersión de flujo, con un error máximo permitido del 10%.

400 = Voltaje máximo permitido en bornes secundarios sin exceder el máximo error permitido de 10%.

200/5 = Determina la corriente de falla máxima que puede soportar el Transformador de Corriente (200 x 20 = 4000 amperes).

Los 4000 amperes primarios representan 100 amperes secundarios, con los cuales el Transformador de Corriente puede soportar un máximo de 400 volts en sus bornes con un error máximo permitido del 10%.

Con estos datos:

$$I_s = 100 \text{ amp}$$

$$V_s = 400 \text{ Volts}$$

Calculamos la máxima impedancia que puede conectar ese Transformador de Corriente.

$$Z_s \text{ max} = \frac{V_s}{I_s}$$

$$Z_s \text{ max} = \frac{400}{100} = 4 \text{ Ohms}$$

Ejemplo 2:

Se tiene un Transformador de Corriente tipo boquilla de relación múltiple cuyas curvas de saturación se muestran en la Figura TC 4, que alimentará a un relevador de fase de las siguientes características:

Tap 10 1.0 ohm de Z_r

Tap 6 1.6 ohm de Z_r

Tap 5 2.0 ohm de Z_r

Tap 4 2.5 ohm de Z_r

Tap 3 3.2 ohm de Z_r

Impedancia de conductores incluyendo la propia del Transformador de Corriente = 2.0 ohms.

El relevador deberá operar para una corriente primaria de 120 amp.



Para una primera aproximación tomamos la relación de 100/5 que nos proporcionaría una corriente de 6 amp, cuando en el primario circulen 120 amp, por lo que tomamos el Tap de 6, en el relevador.

$$N = 20 \text{ vueltas}$$

$$I_L = 6 \text{ amp para operar el relevador}$$

$$VS = I_L \times (Z_{total})$$

$$Z_{total} = Z_r + Z_{cables}$$

$$VS = 6 \times (1.6 + 2.0) = 21.6 \text{ Volts}$$

Con este voltaje entramos a la curva de saturación para determinar la corriente de excitación para la relación de 100/5 y encontramos que es de 4 amperes (se localiza arriba de la rodilla de la curva de saturación).

De aquí calculamos la corriente primaria:

$$I_H = N I_L + N I_E$$

$$I_H = (20 \times 6) + (20 \times 4)$$

$$I_H = 200 \text{ amp}$$

Este valor es demasiado alto comparado con la corriente primaria de 120 amp esperado y representa un error = $(200 - 120)/120 = 66.6\%$.

Por la tanto debemos aumentar la relación del Transformador de Corriente a utilizarse a 200/5 y disminuir el Tap del relevador a 3.

$$VS = 3 \times (3.2 + 2.0) = 15.6 \text{ Volts}$$

Entramos de nuevo en la curva de saturación para determinar la I_e para la relación 200/5 y encontramos que es de 0.2 amp, calculamos nuevamente la corriente primaria para determinar el error de relación que tendríamos.

$$I_H = (40 \times 3) + (40 \times 0.2) = 128 \text{ amp}$$

$$\text{error} = (128 - 120)/120 = 6.66\%$$

Se podría reducir más el error, pero habría que disponer de otro relevador con posibilidad de ajustes menor de 3.

Otra manera de evaluar el Transformador de Corriente es mediante la gráfica de características de precisión estándar de la ANSI de Transformadores de Corriente Clase "C", que se muestra en la



Figura TC 5, en donde se muestran los valores de corriente máxima que puede suministrar en Transformador de Corriente según su clase sin excederse del error del 10% permitido por la norma. Estas curvas están directamente relacionadas con la capacidad de carga del Transformador de Corriente en ohms.

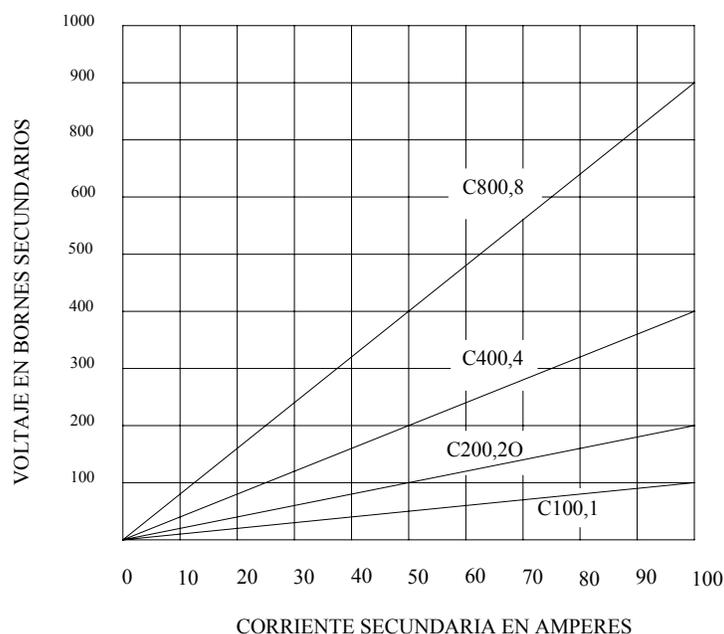


Figura TC 5
CAPACIDAD DE LOS TC's DE ACUERDO A SU CLASE

Es importante recalcar que en un Transformador de Corriente de relación múltiple con una clase determinada, ésta clase es sólo válida para la relación máxima, para relaciones inferiores la capacidad se reduce en forma proporcional a la relación de transformación.

Además de las curvas de excitación el fabricante debe suministrar los datos de:

Sobrecorriente de corta duración para la capacidad térmica y mecánica para un segundo.

Resistencia de los devanados secundarios.

La capacidad mecánica del Transformador de Corriente para corrientes de corta duración, se refiere a la capacidad de soportar el valor r.m.s. de una corriente con la onda de corriente primaria totalmente desplazada.

La capacidad térmica se refiere a la máxima corriente que puede soportar el Transformador de Corriente durante un segundo antes de alcanzar una temperatura de 250° C.



3.4 PRUEBAS

Independientemente de las pruebas primarias que se deben hacer para cualquier equipo primario, es necesario hacer las siguientes pruebas de campo para determinar las condiciones del Transformador de Corriente antes de utilizarlos para propósitos de protección.

Precaución

Debido a que el voltaje en los bornes del Transformador de Corriente depende del valor de la impedancia conectada a los mismos, en condiciones de circuito abierto el voltaje en bornes puede alcanzar valores peligrosos para los equipos y el personal. Por lo que, nunca deberá abrirse el circuito secundario de un Transformador de Corriente energizado.

Es muy importante determinar la polaridad de los Transformadores de Corriente ya que de ésta depende la correcta operación de los relevadores de protección, una conexión con polaridad invertida puede ocasionar fallas en la operación.

Escoger la potencia y precisión necesaria a las características de los aparatos alimentados.

Nunca se usan fusibles en los circuitos secundarios de Transformadores de Corriente como protección.

Pruebas de relación de transformación de corriente

Las pruebas de relación se efectúan inyectando y midiendo una corriente en el lado primario y comparándola con la corriente secundaria proporcionada por el Transformador de Corriente, según el diagrama de la Figura TC 6, esto nos permite corroborar los datos de placa y conocer la precisión del Transformador de Corriente.

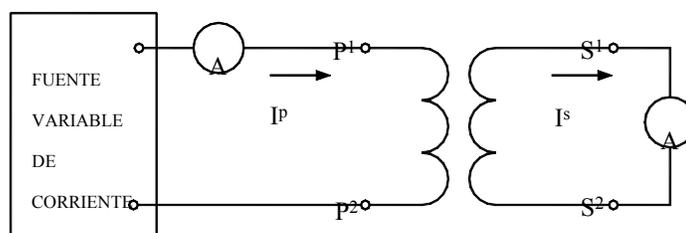


Figura TC 6
CIRCUITO PARA PRUEBAS DE RELACION

Pruebas de saturación

Mediante estas pruebas se determinan las curvas de saturación, como ya hemos mencionado, éstas nos ayudan a conocer el grado de saturación del Transformador de Corriente para casos de fallas. La prueba se efectúa siguiendo el diagrama de la Figura TC 7, con el lado primario abierto se inyecta una corriente, por el lado secundario hasta alcanzar una corriente secundaria superior a un amper mediendo simultáneamente el voltaje en los bornes del TC. Con los datos obtenidos se trazan las curvas de saturación.



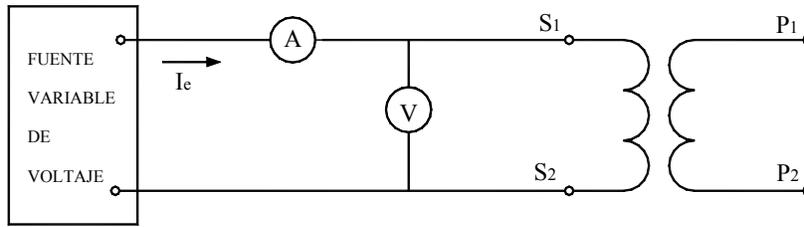


Figura TC 7
CIRCUITO PARA PRUEBAS DE SATURACION

Prueba de polaridad

Mediante esta prueba se determina la relativa dirección instantánea de la corriente primaria y secundaria y posteriormente se asegura la correcta conexión de los Transformadores de Corriente, tanto para el lado primario como para el lado secundario.

Se efectúa según el diagrama de la Figura TC 8, inyectando momentáneamente pulsos de corriente directa en el lado primario del Transformador de Corriente y observando el desplazamiento de la aguja de un miliamperímetro de corriente directa en el lado secundario.

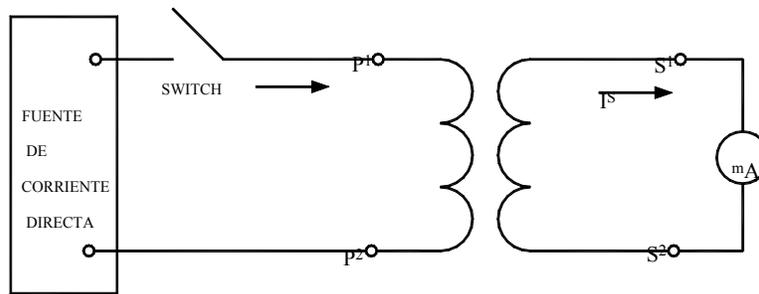


Figura TC 8
CIRCUITO PARA PRUEBA DE POLARIDAD



TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

4.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Uno de los elementos más importantes en la aplicación de los relevadores de protección son los transformadores de instrumentos, llamados así por que su aplicación es exclusivamente para propósitos de protección, medición y/o registro de los sistemas de potencia mediante instrumentos.

Existen dos tipos básicos:

- * Transformadores de Potencial (TP's)
- * Transformadores de Corriente (TC's)

Las normas definen un Transformador de Potencial como "un instrumento transformador en el que el voltaje secundario es substancialmente proporcional al voltaje primario y difiere en fase de él por un ángulo que es cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones".

Esto, en esencia, significa que el Transformador de Potencial tiene que estar lo más cercano posible al transformador "ideal". En un transformador "ideal", el vector de voltaje secundario es exactamente igual y opuesto al vector de voltaje primario, cuando es multiplicado por la relación de vueltas.

Esto destaca principalmente dos funciones:

- * Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importando el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un voltaje bajo que no represente peligro para el personal ni para los equipos.
- * Reducir en forma proporcional los valores de voltaje del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

Sin embargo, en un transformador "real", se introducen errores porque una parte de corriente es empleada para la magnetización del núcleo y debido a las caídas de voltaje en los devanados primario y secundario a causa de la reactancia de dispersión y resistencia del devanado. Uno puede hablar así de un error de voltaje, que es la cantidad por la que el voltaje es menor que el voltaje primario aplicado, y el error de fase, que es el ángulo de fase por el que el vector de voltaje secundario invertido se desplaza del vector de voltaje primario.



Algunos fabricantes diseñan sus TP's de modo que las caídas por la resistencia y reactancia se minimizan, usando también los mejores grados de aceros eléctricos rodados en frío y grano orientado que habilitan un funcionamiento en óptimos niveles de inducción magnética, reduciendo así tanto el tamaño como el costo del Transformador de Potencial. Básicamente se encuentran en el mercado dos tipos:

Transformador de Potencial Inductivo
 Dispositivo de Potencial Capacitivo

Un Transformador de Potencial Inductivo es un transformador convencional, con un arrollamiento primario en el lado de alta tensión y un arrollamiento secundario en el lado de baja tensión, a veces con una derivación para disponer de dos magnitudes en un mismo devanado. El devanado primario se conecta directamente al sistema de potencia mientras que el secundario es conectado los instrumentos como se muestra en la Figura TP 1.

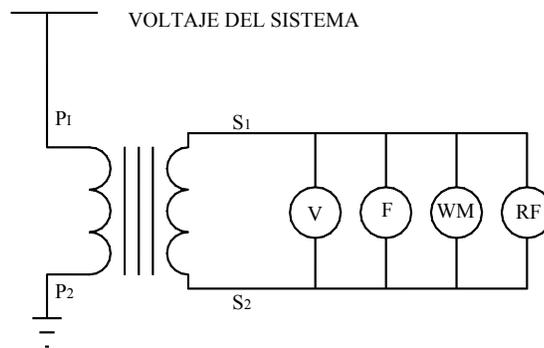


Figura TP 1
 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UN TRANSFORMADOR POTENCIAL CON ALGUNOS INSTRUMENTOS

Existe la posibilidad de que el Transformador de Potencial contenga dos o tres devanados secundarios, este tipo de Transformador de Potencial se usan cuando en la instalación se requieren diferentes niveles de voltaje secundario o cuando existen varios esquemas de protección que requieren señales independientes de voltaje, este arreglo del TP se muestra en la Figura TP 2.

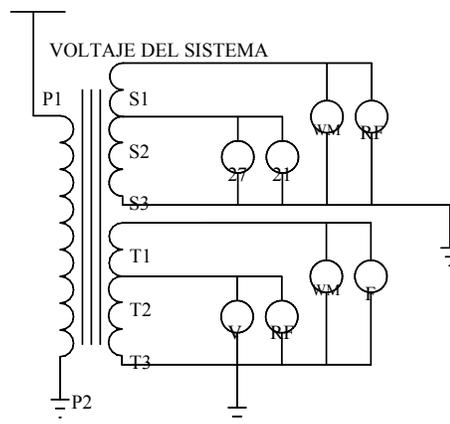


Figura TP 2
 DIAGRAMA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS Y DOBLE RELACION



El Dispositivo de Potencial Capacitivo difiere del Transformador de Potencial en cuanto a su diseño, ya que su devanado primario no se conecta directamente al voltaje del sistema de potencia, pero obtiene una parte proporcional del mismo a través de un divisor compuesto por un grupo de capacitores apilados conectados en serie, con un capacitor auxiliar que tiene conectado entre sus extremos un Transformador de Potencial seco del tipo distribución con varios devanados secundarios, el diagrama de un DP se muestra en la Figura TP 3.

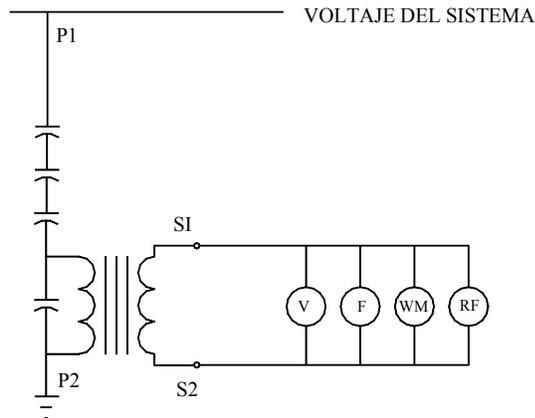


Figura TP 3
DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE DISPOSITIVO
CAPACITIVO DE POTENCIAL

Para ambos casos la función es la misma, producir una réplica proporcional del voltaje real del sistema, sin embargo los DP's normalmente son de menor capacidad que los Transformadores de Potencial y por sus componentes de construcción a veces menos precisos.

La función principal de los DP's se desarrolla en las líneas de transmisión, en donde se usan como parte del equipo de acoplamiento para transmitir señales de frecuencia más alta que la del sistema de potencia, para establecer un enlace en las comunicaciones y teleprotección entre las subestaciones de ambos extremos de las líneas de transmisión.

A este enlace se le conoce comúnmente como OPLAT (Onda Portadora a través de Líneas de Alta Tensión). En la práctica, el DP se usa para doble función: como reductor de voltaje y como equipo de acoplamiento para comunicaciones.

Los utilizados para protección y medición se conocen como dispositivos de "Clase A". Estos aparatos tienen medios para ajustar la magnitud y el ángulo de fase del voltaje secundario y se les conoce con el nombre de dispositivo de tipo resonante.

4.2 SELECCION DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

GENERALIDADES

VOLTAJE NOMINAL DE SERVICIO

Se escoge generalmente el voltaje nominal de aislamiento en kV superior y más próximo al voltaje de servicio.



VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO

Este voltaje, según ANSI, es de 120 volts para los Transformadores de Potencial 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 un voltaje secundario de 115/1.73 volts.

Los Transformadores de Potencial son construidos en la generalidad de los casos, con un solo devanado secundario, que alimenta los aparatos de medición y protección.

Se proveen normalmente dos devanados secundarios en el caso de que se desee alimentar relevadores de tierra.

POTENCIA NOMINAL

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Potencial, se hace generalmente la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario.

**CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
SEGUN NORMA ANSI C.57.13
(TABLA 1)**

CARGAS NORMALES			CARACTERISTICAS EN BASE A 120 VOLTS Y 60 HZ			CARACTERISTICAS 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	3.0420	115.20	38.4	1.0140	384.0
X	25.0	0.70	403.2	1.0920	576.00	134.4	0.3640	192.0
Y	75.0	0.85	163.2	0.2680	192.00	54.4	0.0894	64.0
Z	200.0	0.85	61.2	0.1010	72.00	20.4	0.0336	24.0
ZZ	400.0	0.85	30.6	0.0554	36.00	10.2	0.0168	12.0

Se deberán tomar en cuenta, por otro lado, las caídas de voltaje en los cables de control si las distancias entre los transformadores y los instrumentos son importantes.

Se escoge la potencia normalizada inmediata superior a la suma de las potencias. Los valores normalizados de las potencias de precisión, y de sus factores de potencia, según ANSI, están dados en la Tabla 1.

4.3 PRECISION

La precisión dependerá de la aplicación específica, dependiendo de lo que el usuario requiera, aunque es importante mencionar que a mayor precisión, el TP tendrá mayor costo.

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 2 y 3, presentan las diferentes clases de precisión de los instrumentos normalmente conectados y las potencias comunes de sus devanados.



Tabla 2 Clases de Precisión Vs. Utilización

CLASES	UTILIZACIÓN
0.1	Calibración
0.2 – 0.3	Mediciones en laboratorios Alimentación de integradores (wattihorímetros) para sistemas de gran potencia
0.5 – 0.6	Instrumentos de medición e integradores (wattihorímetros)
1.2 – 3 – 5	Vóltmetro de tableros Vóltmetro registradores Wáttmetro de tableros Wattihorímetros Frecuencímetros de tablero Sincronoscopios Reguladores de voltaje Reguladores de protección, etc.

Tabla 3 Aparatos vs. Consumos VA

APARATOS	CONSUMO APROXIMADO EN VA
Vóltmetros	
Indicadores	3.5 – 15
Registradores	15 – 25
Wattmetros	
Indicadores	6 – 10
Registradores	5 – 12
Medidores de fase	
Indicadores	7 – 20
Registradores	15 – 20
Wattihorímetros	3 – 15
Frecuencímetros	
Indicadores	1 – 15
Registradores	7 – 15
Relevadores de voltaje	10 – 15
Relevadores selectivos	2 – 10
Relevadores direccionales	25 – 40
Sincronoscopios	6 – 25
Reguladores de voltaje	30 – 250

Los errores que pueden presentar estos equipos son dos básicamente:

- Error de relación
- Error de ángulo

Aunque en los Dispositivos de Potencial se puede presentar un error adicional, en cuanto a la fidelidad de la forma de onda, es decir, una deformación en la forma de onda debido a la presencia de frecuencias armónicas generadas por el deterioro de los componentes usados en su construcción.

Los errores de precisión y ángulo, en los Transformadores de Potencial son tan pequeños que normalmente se pueden despreciar en la práctica cuando se usan para propósitos de protección, siempre y cuando la carga conectada a ellos no rebase a su capacidad térmica en voltamperes.

Esta capacidad térmica corresponde a la capacidad de plena carga de un Transformador de Potencial. Los Transformadores de Potencial con mayor precisión se usan para propósitos de medición, sobre todo cuando la medición es para fines de facturación, para este tipo de Transformador de Potencial, la capacidad térmica es más elevada, que su capacidad en voltamperes nominales.



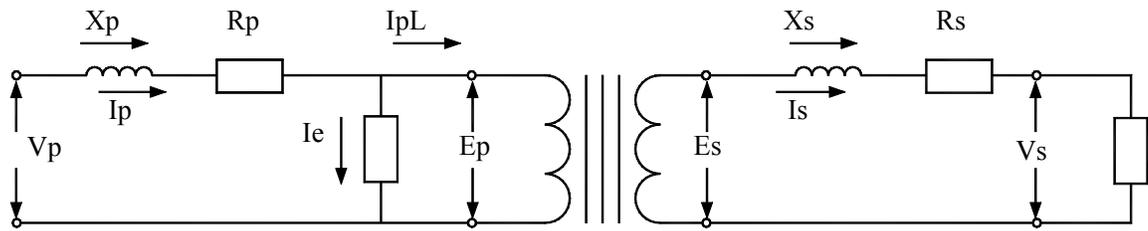


Figura TP 4
DIAGRAMA ELECTRICO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

La Figura TP 4, muestra el circuito equivalente de un Transformador de Potencial y en la Figura TP 5 se muestra su diagrama vectorial.

Para conocer los errores que se presentan en un Transformador de Potencial, es necesario conocer las constantes del núcleo, de los devanados y trazar un diagrama vectorial similar al de la Figura TP 5.

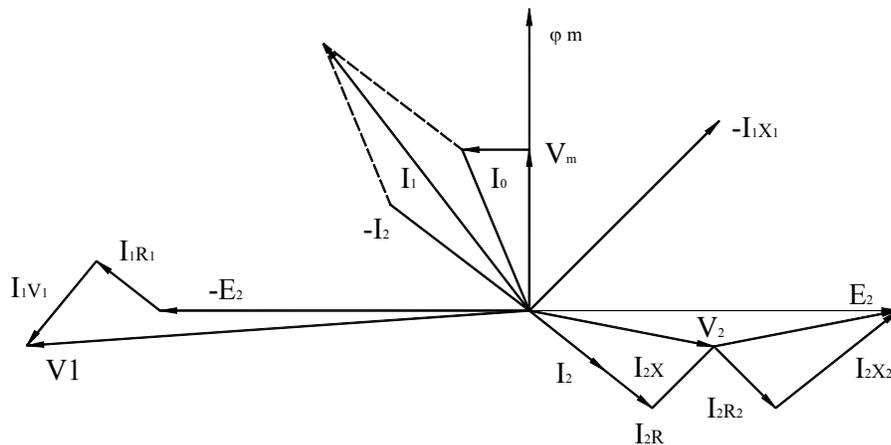


Figura TP 5
DIAGRAMA VECTORIAL DE UN TRANSFORMADOR CON CARGA

El error de relación se obtiene como:

$$\% \text{ de error} = \frac{K(V_s - V_p)(100)}{V_p}$$

Donde:

K = Relación nominal

Vp = Voltaje en terminales del primario

Vs = Voltaje en terminales del secundario



Si el error es positivo, quiere decir que el voltaje secundario excede al primario y viceversa. La relación de vueltas del transformador no necesariamente tiene que ser igual a la relación de transformación, normalmente se emplean algunas vueltas adicionales para compensar las pérdidas propias, esto trae como consecuencia que para un mismo Transformador de Potencial puede tener un error positivo a baja carga y un error negativo para una carga mayor.

4.4 PROTECCION

Los Transformadores de Potencial son protegidos por medio de fusibles de potencia de baja corriente cuando se usan en voltajes medios hasta los 69 kV, pero para voltajes mayores los fusibles no tendrían la suficiente capacidad interruptiva para fallas de cortocircuito por lo que los Transformadores de Potencial son conectados directamente al sistema de potencia.

En cualquiera de los casos los Transformadores de Potencial siempre deberán estar protegidos en su secundario mediante los fusibles adecuados, colocando estos lo más cerca posible del Transformador de Potencial. Con los fusibles secundarios se protege contra cortocircuito en el alambrado secundario que podría causar daño al Transformador de Potencial por sobrecalentamiento.

4.5 CONEXIONES

Existen diferentes maneras de conexiones para los Transformadores de Potencial dependiendo del nivel de voltaje y el propósito de aplicación o de las necesidades del instrumento usado, sin embargo se mencionan a continuación las más comunes:

Sistema monofásico. Se usa un solo equipo conectado como en la Figura TP 1.

Sistema bifásico. Se hace un arreglo con dos equipos monofásicos.

Sistema trifásico.

Para baja tensión y hasta 33 kV.

CONEXIÓN	ARREGLO	FIGURA
Delta Abierta-Delta Abierta	Con dos TP's	TP 6
Estrella-Estrella	Con tres TP's	TP 7

Para tensión mayor a 33 kV.

CONEXIÓN	ARREGLO	FIGURA
Estrella-Estrella	Con tres TP's	TP 7
Estrella-Delta Rota	Con tres TP's	TP 8

La conexión de tres Transformadores de Potencial en Estrella-Estrella es típica para protección y medición en líneas de voltaje superiores a 33 kV, mientras que el arreglo de dos Transformadores de Potencial en Delta-Abierta se usa generalmente para propósitos de medición en voltaje de 33 kV y menores.

En la conexión Delta-Rota, los devanados secundarios de las fases de los Transformadores de Potencial se conectan en serie (polaridad / no polaridad) tratando de formar una delta, sin llegar a



cerrar el circuito, en estos extremos del arreglo (delta-rot) se presenta un filtro para detectar la presencia de voltaje de secuencia cero, este procedimiento se usa comúnmente para obtener los voltajes de polarización en relevadores direccionales, para detectar fallas a tierra en los sistemas de potencia.

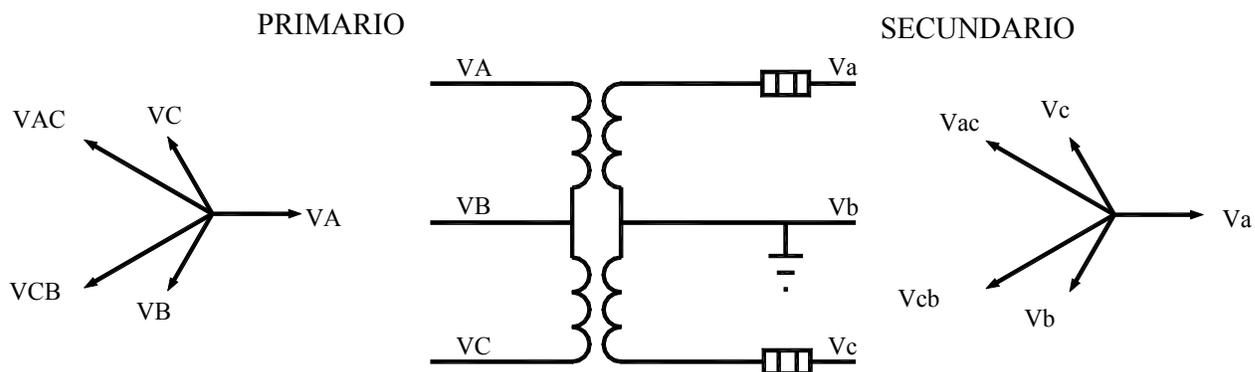


Figura TP 6
CONEXIONES Y DIAGRAMA FASORIAL DE
DOS TP's CONECTADOS EN DELTA ABIERTA

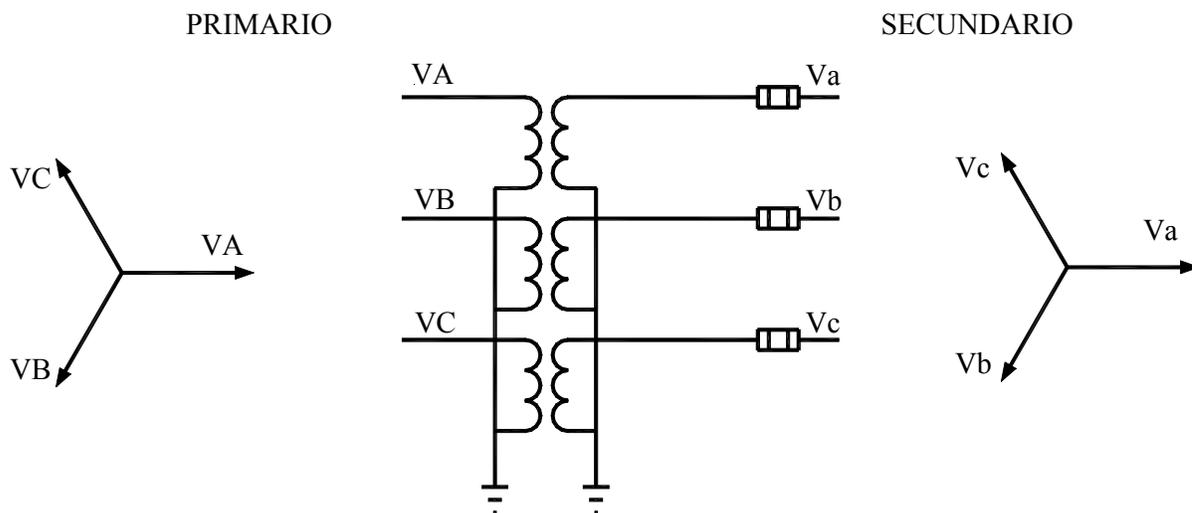


Figura TP 7
CONEXIONES Y DIAGRAMA FASORIAL
DE TP's CONECTADOS EN ESTRELLA



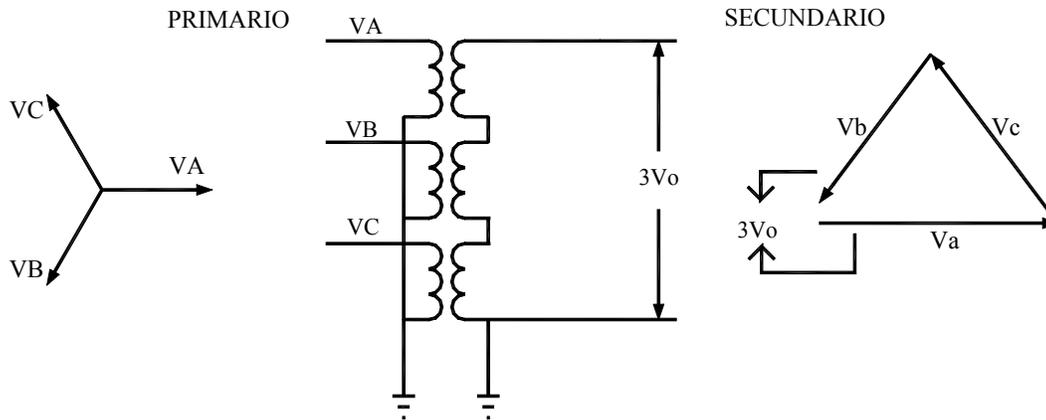


Figura TP 8
CONEXIONES Y DIAGRAMA FASORIAL
DE TP's CONECTADOS EN DELTA ROTA

4.6 PRUEBAS

Independientemente de las pruebas primarias que se deben hacer para cualquier equipo primario, es necesario hacer las siguientes pruebas de campo para determinar las condiciones del Transformador de Potencial antes de utilizarlos para propósitos de protección.

Precaución

Nunca se debe poner en corto circuito el secundario.

Escoger la potencia y precisión necesaria a las características de los aparatos conectados

Poner a tierra uno de los bornes secundarios de salida (de preferencia la no polaridad), en devanados no utilizados.

El uso de fusibles en alta tensión cuando sea posible (tensiones de 34.5 kV y menores) y siempre deberán existir en baja tensión a la salida de los devanados secundarios.

Es muy importante determinar la polaridad de los Transformadores de Potencial, ya que de ésta depende la correcta operación de relevadores de protección, medidores y/o registradores. Una conexión con polaridad invertida puede ocasionar fallas en la operación de los mismos.

Pruebas de relación de transformación de voltaje

Las pruebas necesarias para determinar las características de precisión de un Transformador de Potencial deben ser realizadas en un laboratorio con instrumentos de alta precisión y fuentes adecuadas para altos voltajes.

En el campo, normalmente se hacen pruebas de verificación en cuanto a la relación de transformación y con voltajes primarios pequeños para determinar si el equipo puede funcionar adecuadamente.



RELEVADORES DE PROTECCION

5.1 INTRODUCCION

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema. Pero existe una característica muy especial y hasta cierto punto contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar:

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas; pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento
- Diseño y materiales de alta calidad

De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar. Pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva. Para lograr esa certeza se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales.

Estas simulaciones se pueden lograr de diversas maneras:

- Utilizando diversos componentes eléctricos (resistencias, capacitancias, inductancias, etc.) para construir un sistema eléctrico que permita provocar los parámetros que se suponen se presentan en una falla.

- Empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla.

- Reproduciendo con equipo de prueba eventos de falla obtenidos de registradores de falla o protecciones digitales.

- Efectuando, eventualmente, pruebas con fallas reales.



5.2 CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES

Los relevadores de protección pueden ser clasificados de diferentes maneras, tal como por función, por parámetros de entrada, características de operación o principio de operación. La clasificación por función es la más común. Existen cinco tipos de funciones básicas:

Clasificación por Función:

Relevadores de protección

Los relevadores de protección y sistemas asociados (fusibles) son los que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia, objeto de este tema. Ellos son aplicados en *todas* las partes del sistema de potencia, generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución y alimentadores, motores, bancos de capacitores y reactores.

La mayor parte de los relevadores de protección discutidos son dispositivos separados, que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de corriente y potencial para reducir del sistema de alto voltaje (400 kV) a niveles seguros de servicio (120 v). Y como ya se ha mencionado, estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte que falla del mismo.

Relevadores de regulación

Los relevadores de regulación son asociados con cambiadores de taps en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación para el control de niveles de voltaje con cargas variables. Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que éstas permanezcan mucho tiempo en el sistema.

Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización

Los relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, fueron anteriormente clasificados como “programación,” pero desde que éste término se usa ahora ampliamente en un contexto diferente como el relacionado a las computadoras, el cambio nombre ha sido hecho. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema preenergizadas.

Relevadores de monitoreo

Los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección y control. Ejemplos en el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema de potencia pero que detectan la falla o problema directamente. En un sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo. En general, unidades de alarma que sirven para monitorear funciones.

Relevadores auxiliares

Las unidades auxiliares son usadas a lo largo de un sistema de protección para una variedad de propósitos. Generalmente hay dos categorías:
Multiplicación de contactos y aislamientos de circuitos.



En sistemas de protección y control hay frecuentemente requerimientos de: (1) más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente, (2) contactos que se ocuparán de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y (3) aislamiento eléctrico y magnético de varios circuitos secundarios.

Los relevadores de señalización-sello (banderita) en relevadores electromecánicos es una aplicación de los relevadores auxiliares. Los relevadores de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son relevadores auxiliares.

Otras clasificaciones de relevadores

Los relevadores de protección clasificados por sus **parámetros de entrada** son conocidos como: relevadores de corriente, voltaje, potencia, frecuencia y temperatura. Aquellos clasificados por su **principio de operación** incluyen electromecánicos, estado sólido, digital, porcentaje diferencial y multirestricción. Aquellos clasificados por su **característica de operación** son conocidos como de distancia, reactancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, fase, tierra, definido, alta velocidad, baja velocidad, comparación de fase, comparación direccional, sobrecorriente, bajo voltaje y sobre voltaje, por nombrar algunos.

5.3 APLICACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Una vez que en el sistema se ha presentado una falla (cortocircuito), es necesario tomar acciones correctivas en forma inmediata para identificar y desconectar la parte que falla del sistema para evitar una desestabilización del mismo.

El tiempo de respuesta puede variar de 0 a 0.3 segundos para protecciones primarias o hasta 2 segundos tratándose de protecciones de respaldo.

Los tiempos pueden variar dependiendo de lo siguiente:

- La gravedad de la contingencia
- Las condiciones del sistema
- El nivel del voltaje de operación
- Las características de la protección

Es obvio que no es posible confiar estas acciones para que las realice el humano, por lo que es necesario ser realizadas por los equipos especialmente diseñados para este propósito y que conocemos como “Relevadores de Protección” (Centinelas Silenciosos), los cuales supervisan permanentemente las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia, y cuando detectan una falla, o una condición anormal, actúan de inmediato aislando la falla para que el resto del sistema no se vea afectado.

Para cada tipo de falla o condición anormal del sistema existen uno o varios relevadores específicos para detectarlos, y tomarán las acciones exactas para eliminar o corregir esta condición.

Las acciones que deberán ejecutar los relevadores de protección así como sus parámetros de operación deberán ser proporcionadas por un especialista que conozca del funcionamiento de estos equipos y además tenga conocimiento del comportamiento del sistema de potencia.



Tabla 1 Números de dispositivos y breve descripción de relevadores establecidos por la norma IEEE C37.2-1979.

ANSI	DESCRIPCION
1	Elemento maestro
2	Relevador de arranque o cierre, con retardo
3	Relevador de comprobación o de bloqueo condicionado
4	Contactador maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Interruptor del circuito de control
9	Dispositivo de inversor
10	Selector de secuencia de unidades
11	<i>Reservado para aplicación futura</i>
12	Dispositivo de sobre velocidad
13	Dispositivo de velocidad sincrónica
14	Dispositivo de baja velocidad
15	Dispositivo para comparar y conservar velocidad o frecuencia
16	<i>Reservado para aplicación futura</i>
17	Dispositivo de descarga
18	Dispositivo acelerador o desacelerador
19	Contacto o relevador de transición de arranque a marcha
20	Válvula operada eléctricamente
21	Relevador de distancia
22	Interruptor igualador
23	Dispositivo regulador de temperatura
24	Relevador Volts/Hertz
25	Dispositivo de sincronización o de verificación de sincronismo
26	Dispositivo térmico de aparatos
27	Relevador de bajo voltaje
28	Detector de flama
29	Contactador de desconexión
30	Relevador indicador o alarma visual
31	Dispositivo para excitación independiente
32	Relevador direccional de potencia, (potencia inversa)
33	Conmutador de posición
34	Dispositivo de secuencia accionado por motor
35	Dispositivo para operar escobillas o para poner en cortocircuito anillos colectores
36	Dispositivo de polaridad
37	Relevador de baja corriente o baja potencia
38	Dispositivo de protección de chumacera
39	<i>Reservado para aplicación futura</i>
40	Relevador del campo de excitación
41	Interruptor del campo de excitación
42	Interruptor de marcha normal
43	Dispositivo manual de transferencia o selector
44	Relevador de secuencia de arranque de una unidad
45	<i>Reservado para una aplicación futura</i>
46	Relevador de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases



47	Relevador de voltaje de secuencia de fases
48	Relevador de secuencia incompleta
49	Relevador térmico de máquinas o transformadores
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente
51	Relevador de sobrecorriente alterna con retardo de tiempo
52	Interruptor de potencia de corriente alterna
53	Relevador excitador o de generador de corriente directa
54	Interruptor de alta velocidad para corriente directa
55	Relevador de factor de potencia
56	Relevador de aplicación de campo
57	Dispositivo para poner en cortocircuito o a tierra
58	Relevador de falla de encendido de rectificador
59	Relevador de sobrevoltaje
60	Relevador de equilibrio de voltajes
61	Relevador de equilibrio de corrientes
62	Relevador de paro o apertura, con retardo
63	Relevador de presión o flujo de líquidos o gases
64	Relevador para protección a tierra de un equipo
65	Regulador de velocidad
66	Dispositivo contador o espaciador de operaciones para ajuste de posición
67	Relevador direccional de sobrecorriente alterna
68	Relevador de bloqueo de disparo o recierre
69	Dispositivo de control permisivo
70	Reóstato accionado mecánicamente
71	Conmutador de nivel
72	Interruptor de corriente directa
73	Contactador de resistencia de carga
74	Relevador de alarma
75	Mecanismo de cambio de posición
76	Relevador de sobrecorriente de corriente directa
77	Transmisor de pulsos
78	Relevador que mide el ángulo de fase entre corrientes o entre voltajes
79	Relevador de recierre de corriente alterna
80	Conmutador de flujo
81	Relevador de frecuencia
82	Relevador de recierre de corriente directa
83	Relevador automático de control selectivo o de transferencia
84	Mecanismo de operación
85	Relevador receptor de un sistema de ondas portadoras o de hilo piloto
86	Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual
87	Relevador de protección diferencial
88	Motor o grupo motor –generador auxiliar-
89	Cuchillas operadas eléctricamente
90	Dispositivos de regulación
91	Relevador direccional de voltaje y de potencia
92	Relevador direccional de voltaje
93	Contactador cambiador de campo
94	Relevador de disparo libre
95-99	Se usará únicamente para aplicaciones específicas de instalaciones donde ninguno de los números asignados del 1 94 resulten adecuados



5.4 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

Como es sabido, existe una gran cantidad de relevadores de protección, la mayoría de estos cumplen funciones de protección primaria; pero para protección de respaldo la utilización de relevadores de sobrecorriente direccionales y no direccionales es generalizado en los sistemas de potencia, tanto en alimentadores de distribución en donde por lo general se utiliza como única protección, pero en las centrales generadoras y subestaciones de transmisión se utiliza como protección de respaldo para transformadores y líneas de transmisión. Esto debido a sus características de simplicidad, seguridad y confiabilidad.

Para su adecuada aplicación se requiere tomar lo siguiente:

- Tipo de relevador
- Tipo de curva y tiempo de operación
- Rango de ajuste de corriente de arranque
- Necesidades de mantenimiento

Por su característica de funcionamiento se clasifica en :

- Relevadores de sobrecorriente instantánea (50)
- Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Por su principio de operación se puede clasificar en:

- Electromecánicos
- Estáticos (electrónicos analógicos)
- Digitales (incorporan microprocesadores)

Cualquiera que sea su principio de operación deben cumplir con las características necesarias para ofrecer cierta flexibilidad en su aplicación, como las siguientes:

- Ajustar el nivel de arranque en forma discreta o continua en un rango amplio
- Ajustar el tiempo de operación para determinado valor de corriente, en un rango amplio de tiempo.
- Poder seleccionar el tipo de curva que más se ajuste a las necesidades de la coordinación

Generalmente se manejan los siguientes tipos de curvas:

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.

Tiempo Moderadamente inverso

Es muy semejante a la curva de tiempo definido, su aplicación no es muy recomendable en alimentadores; pero sí en cargas específicas o motores.

Tiempo Normalmente Inverso

Donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación o switcheos de línea, generalmente permite una adecuada coordinación en sistemas muy grandes.



Tiempo Muy inverso

Es particularmente conveniente si hay una reducción sustancial de la corriente de falla cuando la distancia a la fuente se incrementa. Ampliamente aplicadas para coordinar con fusibles aún cuando es menos deseable que el extremadamente inverso. Su utilización es muy adecuada donde existen pequeñas variaciones de corriente de falla entre el bus local y el remoto y donde el tiempo de libramiento de falla entre el bus local y el remoto y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es más importante.

Tiempo Extremadamente inverso

En esta característica el tiempo de operación es aproximadamente e inversamente proporcional al cuadrado de la corriente aplicada. Esto lo hace conveniente para la protección de circuitos alimentadores de distribución en los cuales el alimentador está sujeto a picos de corriente por cargas variables. Es el que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.

5.5 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO (50)

Es la forma más simple del relevador de sobrecorriente, opera instantáneamente al sobrepasar la corriente un límite preestablecido de corriente mediante ajuste.

Los más antiguos son del tipo de atracción magnética, ya sea de émbolo o de armadura móvil, operan por la atracción electromagnética producida por la corriente que circula por una bobina con núcleo de hierro, estos núcleos cuentan con una bobina cortocircuitada (bobina de sombra) abarcando parte del núcleo magnético cuyo objeto es desfasar el flujo magnético para evitar vibraciones que produciría la naturaleza senoidal de la corriente.

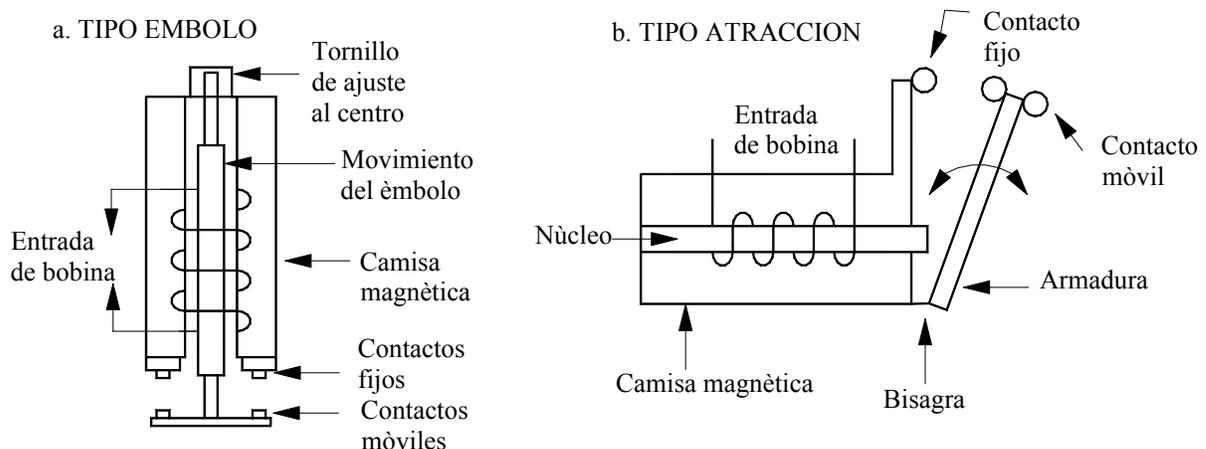


Figura RP 1
ARREGLO DE RELEVADORES ELECTROMECHANICOS TIPO EMBOLO Y TIPO ATRACCION

Los estáticos (electrónicos analógicos) funcionan a base de comparadores (amplificadores operacionales), requieren en su entrada de un transductor de corriente / voltaje y un rectificador ya que la electrónica funciona con corriente directa. Requieren además una fuente externa de alimenta-



ción de corriente directa para su circuitería, aunque algunos son autoalimentados a través de la misma señal de los transformadores de corriente.

Para el caso de los 50 a base de microprocesador el proceso es muy diferente, pues el valor de corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar de salida.

5.6 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO (51)

Es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente, se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick-up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo (palanca).

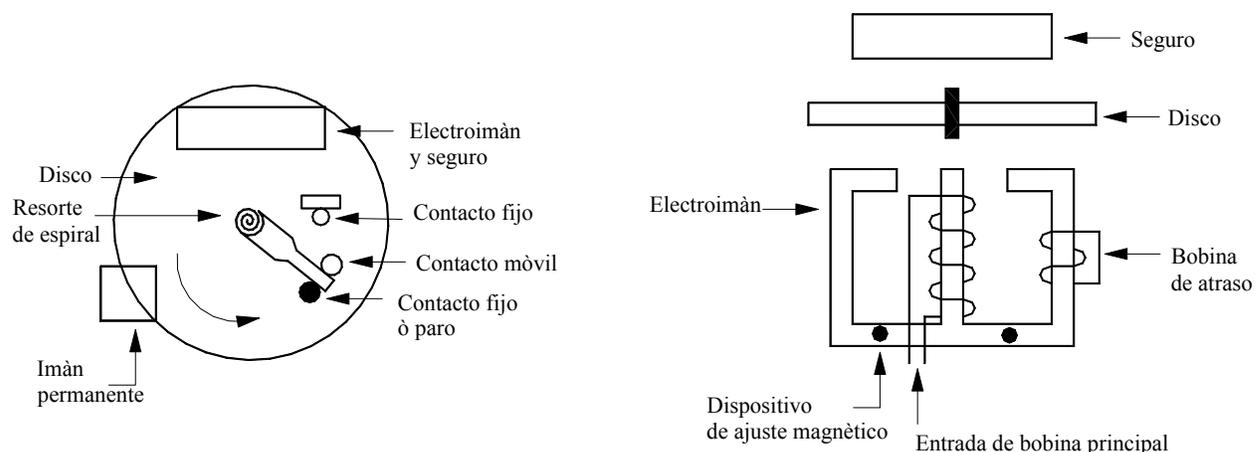


Figura RP 2
ARREGLO DE UN RELEVADOR DE DISCO DE INDUCCION DE SOBRECORRIENTE O SOBREVOLTAJE

El tiempo de respuesta u operación será en relación inversa a la magnitud de la corriente, es decir, a mayor corriente menor tiempo de operación, de aquí su nombre de relevador de tiempo inverso.

Esta característica es muy deseable para protección de los sistemas de potencia, ya que las corrientes de mayor magnitud son las que mayores daños pueden ocasionar a los equipos por lo que adquiere mayor relevancia el eliminarlos rápidamente.

Los relevadores del tipo electromecánicos-magnéticos, operan bajo el principio de inducción electromagnética. Su aplicación es aceptada por su operación independiente de una alimentación de corriente directa.

Su principio de operación es el mismo que para un motor de inducción monofásico, para producir el par de operación se requiere la interacción de dos flujos magnéticos separados espacialmente y desfasados en tiempo sobre un elemento móvil de material no ferromagnético; pero conductor de la corriente, en forma de disco o de cilindro.

Para la mayoría de los relevadores de sobrecorriente de inducción el principio se aplica a una estructura con un elemento móvil en forma de disco, los dos flujos desfasados en tiempo y sepa-



radios en espacio se obtienen a partir de la corriente que circula por la bobina del relevador, la separación en espacio se obtiene por el diseño del núcleo magnético y el desfaseamiento se obtiene por una bobina cortocircuitada o por un anillo (anillo o bobina de sombra) colocado en una de las ramas del núcleo.

Para producir el par de rotación los flujos atraviesan el disco, que se desplaza en el entrehierro.

Para complementar las características del relevador, este cuenta con un imán permanente que frena el desplazamiento del disco para aumentar el tipo de operación, además consta de un muelle en forma de espiral que desempeña las siguientes funciones:

- * Asegura la posición original del relevador cuando no hay corriente
- * Proporciona el par a igualarse para el arranque del disco
- * Regresa el disco a su posición original después de una operación
- * Sirve de conductor para la conexión del contacto fijo

La función derivada del principio de funcionamiento es:

$$F = K_c I^2 - K_r$$

Donde:

F = Fuerza de atracción neta que hará girar el disco

I = Corriente que circula por el relevador

K_c = Constante de conversión

K_r = Fuerza de restricción (resorte + freno magnético + fricción)

La característica inversa de tiempo-corriente se obtiene principalmente por la restricción a través del resorte helicoidal y al diseño del disco cuyo perímetro puede ser circular o en forma de espiral, de modo que al desplazarse el disco varíe el área del disco expuesta a la acción de los flujos magnéticos.

Lo anterior permite el diseño de relevadores electromecánicos con diferentes tipos de curvas características de operación; pero sólo un tipo de curva por cada relevador, por otro lado estos relevadores son generalmente monofásicos.

El ajuste de arranque (pick up) se obtiene mediante derivaciones (taps) de la bobina de corriente, para variar el número de vueltas y mantener el mismo número de amperes-vuelta necesarias para mover el disco.

Mientras que el tiempo se ajusta mediante el ángulo de desplazamiento del disco, a través del dial (palanca) de tiempo.

Los relevadores estáticos (electrónicos analógicos) de sobrecorriente de tiempo inverso funcionan a base de, transductores, generadores de funciones, integradores y detectores de nivel, desarrollados a base de electrónica de diferentes niveles de integración.



El integrador es elemento que introduce la variable del tiempo en el proceso y tiene una gran importancia en la operación del relevador.

Al realizar el proceso de carga del capacitor del integrador a partir de una fuente de corriente se obtiene un voltaje de salida que varía linealmente con el tiempo.

Un proceso de carga prácticamente lineal se logra mediante un amplificador operacional como el integrador tipo Miller. El elemento decisivo en la conformación de la característica tiempo-corriente del relevador, es el generador de funciones, consiste en una red de diodos que obtiene por aproximación por segmentos lineales la ley de variación necesaria.

Los relevadores de este tipo a base de microprocesadores se simplifican en cuanto a componentes físicos ya que los elementos necesarios para obtener las diferentes características se obtienen aplicando la ecuación correspondiente en las instrucciones del programa que simula estas características y no se analizan en esta sección.

5.7 RELEVADOR DIFERENCIAL (87)

La mejor técnica de protección ahora y por más de 60 años es la conocida como protección diferencial. Aquí las cantidades eléctricas entrando y saliendo a la zona o área protegida son comparadas vía transformadores de corriente. Si la resultante de todos los diferentes circuitos es esencialmente cero, es asumido que no existe falla o problema alguno. Sin embargo, si la resultante no es cero, un problema interno existe y la diferencia de corriente puede operar los relevadores asociados. En general, las fallas internas proveen corriente significativa de operación, incluso para fallas bastante ligeras.

La protección diferencial es universalmente aplicable a todas las partes del sistema de potencia: generadores, motores, buses, transformadores, líneas, capacitores, reactores y algunas combinaciones de estos. Como la protección de cada parte del sistema de potencia es discutido, invariablemente, la protección diferencial es la primera consideración y a menudo es seleccionada como protección primaria.

El Principio Diferencial

Esta técnica fundamentalmente es ilustrada en la Figura RP 1a y por simplicidad solamente dos circuitos hacia la zona de protección son mostrados. Múltiples circuitos pueden existir pero el principio es el mismo. La suma de las corrientes entrando esencialmente es igual a la suma de las corrientes saliendo durante la operación normal. El sistema diferencial de voltaje es similar pero no es tratado en este caso.

Para operación normal y (a través de la condición) de todas las fallas externas, las corrientes secundarias de la Figura RP 1, en el relevador de protección es la diferencia de las corrientes de excitación de los transformadores de corriente conectados diferencialmente. La distribución de corriente en por unidad es mostrada. Por ejemplo, I_p es la corriente primaria en las líneas entrando o saliendo del área protegida. $I_p - I_e$ es la corriente secundaria en Amper y es igual a la corriente primaria dividida por la relación de transformación de corriente menos la corriente secundaria de excitación. Incluso con exactamente la misma relación y tipo de transformadores de corriente, la



corriente en el relevador I_{op} deberá ser pequeña pero nunca cero. Esto es por las pérdidas dentro del área protegida y las pequeñas diferencias entre los mismos transformadores de corriente. Esto asume que el transformador de corriente no satura significativamente a través de la máxima corriente de alterna simétrica. Con diferentes transformadores de corriente y relaciones, grandes diferencias deberán existir las cuales deben ser minimizadas y/o el arranque del relevador ajustado para no operar en cualquier otra condición.

a. CONDICIONES NORMALES $I_{op} = (I_{e''} - I_{e'})$

b. FALLA INTERNA $I_{op} = I_{F1} + I_{F2} - (I_{e'} + I_{e''})$

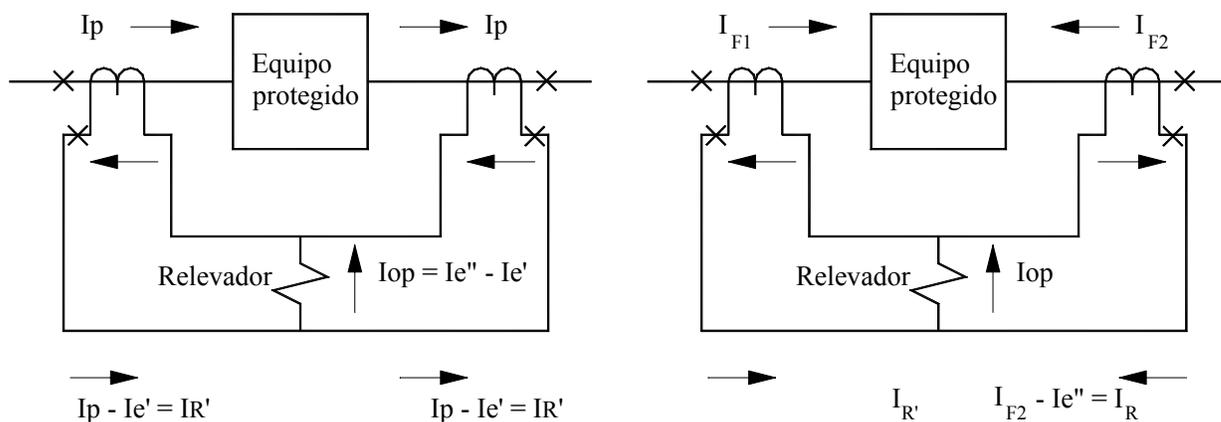


Figura RP 3
ESQUEMA DIFERENCIAL DE CORRIENTE BASICO PARA
LA PROTECCION DE UNA ZONA CON DOS CIRCUITOS

Durante fallas externas el transitorio desempeño de varios transformadores de corriente resulta en el incremento súbito de corriente y con la asociada componente de corriente directa puede producir corrientes transitorias de operación bastante grandes. Así, ésta es la dificultad y lo impráctico de aplicar protección instantánea. Relevadores con demora de tiempo pueden ser usados con cuidado.

Para fallas internas, la Figura RP 1b, muestra a la protección diferencial operando con corriente que esencialmente es la suma de corrientes de entrada alimentando la falla. Esta es la corriente total de falla sobre una base de amperes secundarios. Excepto para fallas internas muy ligeras, buena discriminación esta disponible para detectar problemas (fallas) en la zona diferencial. Para que el relevador diferencial opere, no es necesario que todos los circuitos proporcionen corriente de falla si los circuitos no son ninguna fuente de corriente a la falla.

Para proveer alta sensibilidad para fallas ligeras internas con alta seguridad (alta restricción) para fallas externas, muchos relevadores diferenciales son del tipo de porcentaje diferencial. La Figura RP 2, es un esquema simplificado de este tipo de relevadores de dos circuitos, como se mostró en la Figura RP 1. Los secundarios de los transformadores de corriente son conectados a los devanados de restricción (R). Las corrientes en éstos inhiben la operación. Asociados con estos devanados de restricción, están los devanados de operación (OP). La corriente en estos devanados tiende a operar el relevador. Los relevadores diferenciales pueden ser de porcentaje fijo o variable y las características típicas son ilustradas en la Figura RP 3. La abscisa es la corriente de restricción.



Esta puede de ser la pequeña corriente (I''_R) o la gran corriente (I'_R), dependiendo de el diseño. La ordenada es la corriente (I_{OP}) requerida para operar el relevador. Los relevadores de porcentaje fijo existen entre 10-50 % y pueden o no tener taps para cambiar el porcentaje.

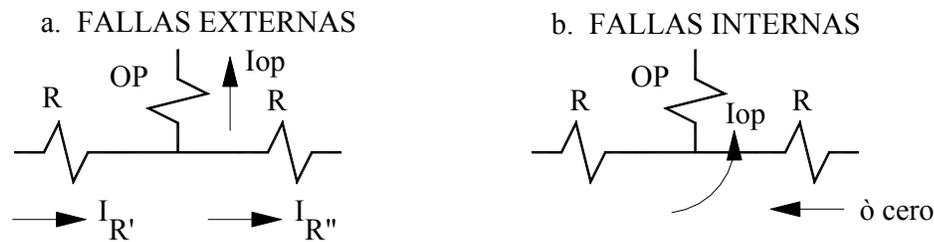


Figura RP 4
RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

Así con una característica del 50%, una corriente a través o externa de 10 amperes deberá requerir de una diferencia o corriente de operación de 5 amperes o más para que el relevador opere. Con un tipo del 10%, y 10 amperes de corriente circulando, 1 amper o mas de diferencia de corriente deberá producir la operación del relevador.

Los tipos de porcentaje variable no tienen taps de porcentaje. A bajas corrientes fluyendo el porcentaje es bajo, consecuentemente en estos niveles el desempeño del transformador de corriente es usualmente bastante bueno. En altas corriente de falla fluyendo, donde el desempeño de los transformadores de corriente puede no ser tan bueno, una característica de alto porcentaje es provista. Esto da un incremento de sensibilidad con alta seguridad.

Es importante reconocer que tal característica como la mostrada en la Figura RP 3, aplica solamente para fallas externas o a través de un flujo de corriente. Los relevadores diferenciales son realmente sensibles a fallas internas donde las corrientes en los devanados de restricción están en direcciones opuestas o una corriente de restricción es cero, como en la Figura RP 2. Estos relevadores son calibrados con corriente a través de un devanado de restricción y uno de operación sin corriente a través de otro devanado(s) de restricción. Las corrientes típicas de arranque de relevadores diferenciales están en el orden de 0.14 a 3.0 amperes dependiendo del tipo, tap y aplicación.

Como ha sido visto, el principio diferencial compara las salidas de los transformadores de corriente en todos los circuitos dentro y fuera del área o zona protegida. Para equipos tal como generadores, buses, transformadores, motores y así sucesivamente, los transformadores de corriente usualmente están todos dentro de la misma área general, para que no sea también problemático interconectar sus secundarios con los relevadores. Para aplicación en líneas donde las terminales y los transformadores de corriente están separados por distancias considerables, no es posible prácticamente el uso de relevadores diferenciales como fue descrito anteriormente. Todavía el principio de diferencial provee la mejor protección y es todavía ampliamente usada.

Esto es cierto particularmente en altos voltajes. Un canal de comunicación tal como un hilo piloto, OPLAT, microondas o fibra óptica, son usados para la información de comparación entre las diferentes terminales.



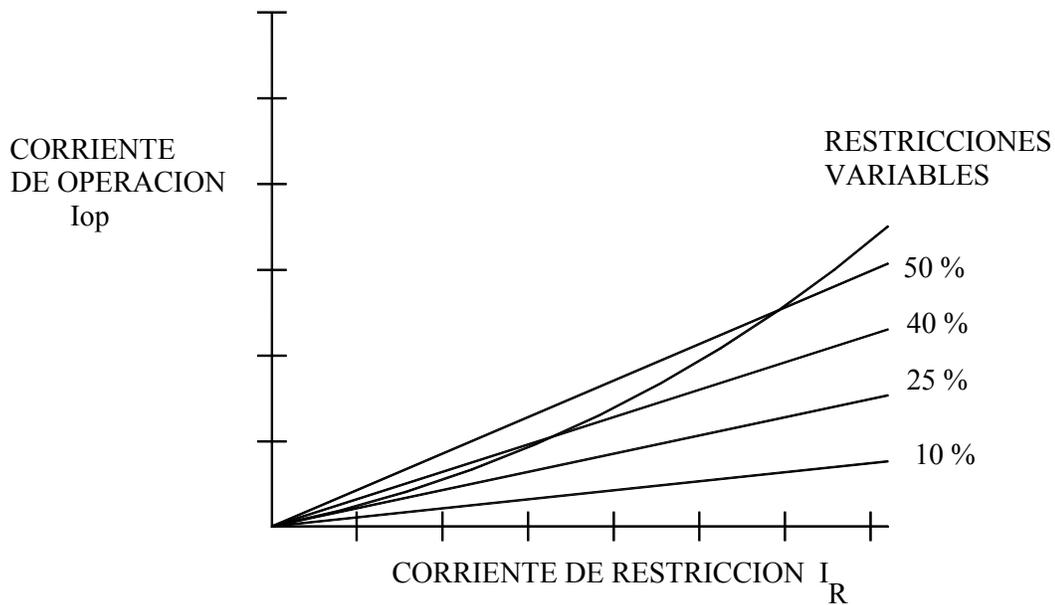


Figura RP 5
 CARACTERISTICAS TIPICAS DE CORRIENTE
 DE DIFERENTES TIPOS DE RELEVADORES

5.8 RELEVADOR DE DISTANCIA (21)

Se sabe que el elemento más susceptible a presentar fallas dentro de un sistema de potencia son las líneas de transmisión, debido a que por su longitud presenta mayor exposición a las condiciones climatológicas y ambientales; así también se sabe que el 95% de las fallas que ocurren son de una de las fases a tierra, bien por descargas atmosféricas o problemas de aislamiento, o por fallas francas debido a hilos de guarda caídos o retenidas, etc.

Es por esto que los dispositivos aplicados a la tarea de protección de líneas deben cumplir con:

- Ser selectivos, es decir, únicamente deberán librar el tramo de línea afectado por la falla.
- Ser de operación rápida, de tal forma que los daños al equipo se reduzcan al mínimo y evitar problemas de estabilidad del sistema de potencia.
- Tener flexibilidad, para que puedan seguir operando debidamente aún con cambios en las configuraciones del sistema de potencia.

Los relevadores adecuados a las exigencias anteriores son llamados “Relevadores de Distancia”.

La impedancia de una línea de transmisión, con determinadas características y configuración de los conductores, es proporcional a su longitud. Esta realidad ofrece la factibilidad de empleo del relevador de distancia como protección de líneas.

El relevador establece la distancia a un cortocircuito, comparando la corriente en los conductores con el potencial entre los mismos, así como su ángulo de fase. Estos potenciales y corrientes en



alta tensión son manejados por los transformadores de instrumentos, a magnitudes adecuadas para ser aplicadas a los relevadores.

Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento sobre el que basa su operación el relevador de distancia es en forma concreta muy simple, y de esa manera lo intentaremos presentar, sin embargo el análisis de su comportamiento y diseño presenta un mayor número de variables, lo que hace su comprensión un tanto compleja; es por esto que, sólo nos remitiremos a los aspectos básicos de funcionamiento de estos relevadores.

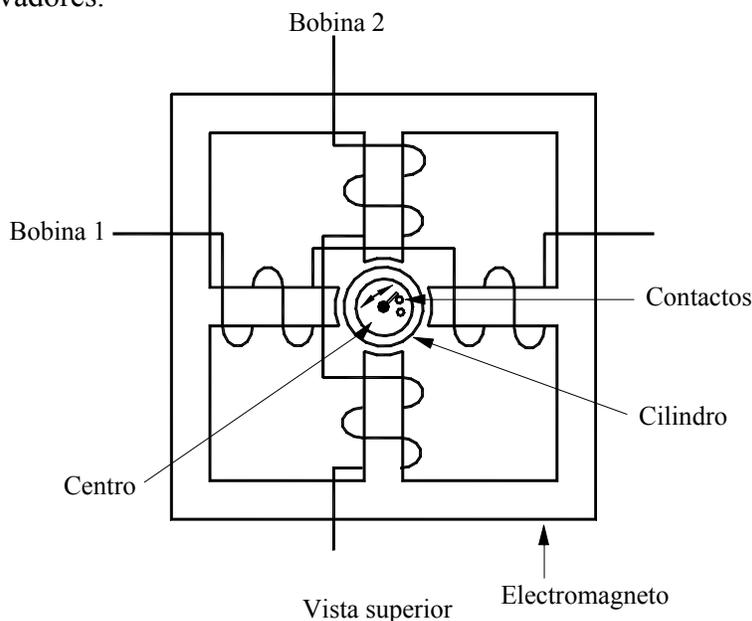


Figura RP 6
ARREGLO DE UN RELEVADOR ELECTROMECHANICO TIPO CILINDRO

Un relevador de distancia responde en función del voltaje y la corriente con que es alimentado para determinar la distancia entre su localización y el punto de falla.

$$\frac{V_r}{I_r} = \frac{n I_r Zl}{I_r} = n Zl$$

Donde:

n = % de la longitud de línea

I_r = corriente a través del relevador

V_r = voltaje en el relevador

Existen diferentes tipos de relevadores de distancia, a saber: de Impedancia, de Reactancia Mho y Mho con offset, los cuales se pueden aplicar bajo diferentes esquemas de protección.

El relevador ohmico

Opera con tres variables: la corriente, el voltaje, y en ángulo de fase entre estas magnitudes. El elemento de corriente está dispuesto de manera que su par tiende a cerrar los contactos del rele-



vador. El elemento de voltaje está dispuesto de manera que su par, en tanto el voltaje permanezca aplicado, tenderá a vencer el par del elemento de corriente impidiendo que cierre los contactos.

Individualmente los diferentes elementos del relevador responden como mínimo a tres de las cuatro cantidades familiares que originan el par:

- Voltaje Par proporcional a E^2
- Corriente Par proporcional a I^2
- Producto Par proporcional a $E I f(\Phi)$
- Par del resorte de control

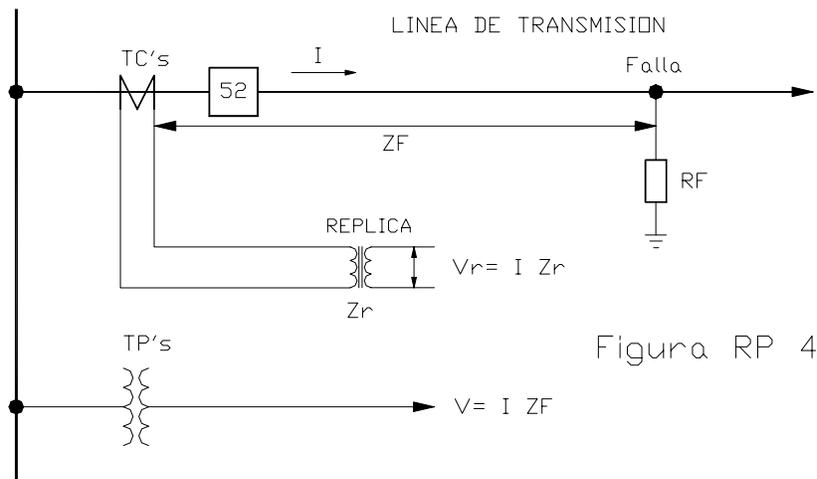


Figura RP 4

De forma simple, el relevador manipula estas cantidades como sigue: Los dos elementos del relevador, bobina de voltaje y bobina de corriente, están balanceados uno respecto al otro inicialmente. El circuito, por consiguiente, consta de dos ramas:

Una que va a la bobina de voltaje la cual tiene una resistencia fija y que por tanto toma corriente que es proporcional al voltaje. La otra rama consiste de la bobina de corriente en serie con la sección de línea protegida, -una réplica de ella- y que representa por tanto una rama con resistencia variable.

El valor de esta resistencia depende, de la localización del cortocircuito y las bobinas están diseñadas de tal forma que la corriente vencerá a la de voltaje cuando esta resistencia sea menor que un valor preestablecido.

Debido a lo anterior, cuando la falla ocurre más allá de la sección de la línea protegida, es decir, cuando la resistencia de esa rama en particular sea mayor que aquella requerida para balancear el relevador, éste no operará. Del mismo modo cuando la resistencia sea menor que aquella que representa a la línea protegida, es decir, cuando el cortocircuito esté más cerca del relevador, el desbalance será más pronunciado y la acción del relevador -su par- será más positivo.



El relevador tipo admitancia

Es aplicable en líneas de mayor longitud, ya que al ajustarse para proteger una sección determinada de línea, su característica de operación abarca el menor espacio en el diagrama R-X, lo que implica que se verá menos afectado por condiciones anormales del sistema que no sean propiamente una falla en la línea. Es el más selectivo de todos. Este relevador es afectado por la resistencia de arco y por eso se aplica en líneas largas.

El relevador tipo impedancia

Encuentra mayor aplicación en líneas de longitud moderada. La resistencia de arco lo afectan más que al tipo reactancia pero menos que al tipo Mho.

No existen límites bien definidos en la longitud de una línea para la aplicación específica de cada relevador. De hecho hay traslape en estas áreas de aplicación, pero se deben tomar en cuenta todos los datos del sistema en donde se van a aplicar.

La estructura de relevadores de alta velocidad más apropiada es la llamada “copa de inducción”, pues el momento de inercia es mucho menor que el de otras estructuras. El elemento móvil es un cilindro metálico, hueco o de copa, que gira sobre su propio eje. Este elemento lleva montado el contacto móvil. El elemento productor del par consiste en cuatro polos colocados en forma radial alrededor del elemento móvil y unidos por un núcleo de hierro, además se introduce un núcleo estacionario dentro del cilindro, para reducir el entrehierro sin aumentar el momento de inercia.

El relevador tipo reactancia “unidad Ohm”

Las bobinas de corriente producen flujo en los polos frontal, posterior y derecho, el flujo del polo derecho está desfasado con respecto a los otros dos, por un devanado secundario que se cierra a través de una impedancia defasadora, y la interacción de los dos flujos produce un par de operación proporcional al cuadrado de la corriente y que tiende a cerrar los contactos.

La bobina de voltaje en el polo izquierdo produce flujo que interactúa con el de los polos frontal y posterior para producir un par de retención (que abre contactos), proporcional a la potencia reactiva inducida ($V I \sin \Phi$).

El elemento de admitancia, es similar en construcción al elemento reactancia y sólo difiere en la forma en que se conectan y arreglan las bobinas.

Tradicionalmente siempre ha habido tres zonas en la protección de líneas de transmisión para dar un respaldo remoto adecuado al relevador que se encuentra al otro lado de la línea. Aunque no existen criterios únicos en la determinación de los valores de impedancia de las zonas de protección en relevadores de distancia, ya que dependen de las condiciones particulares de cada aplicación, se mencionan unos criterios generales comúnmente empleados:

El ajuste de la zona 1 cubre entre el 80 – 90% de la Z de línea protegida, operación instantánea.

La zona 2 se ajusta al 100% de la Z de línea protegida más el 50% de la Z de línea adyacente más corta considerando efectos de infeed apropiados y otros, tiempo típico de operación 300 ms.

La zona 3 se ajusta al 100% de la Z línea protegida más el 100% de la Z de línea adyacente más larga considerando efectos de infeed apropiados y otros, tiempo típico de operación 1 s.



Figura RP 5 ARBOL GENEALOGICO DEL RELEVADOR DE DISTANCIA

	<h3 style="text-align: center;">ELECTROMECHANICO</h3> <p style="text-align: center;">1930's</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Impedancia de falla: $Z_f = \frac{V_f}{I_f}$ 2. Umbral de la característica: $Z_f = Z_r \cdot \cos(MTA - \theta)$ 3. El relevador opera si: $Z_f \leq Z_r$
	<h3 style="text-align: center;">ESTATICO</h3> <p style="text-align: center;">1950's</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Voltaje de falla: $V_f / \theta = I_f \cdot Z_f$ 1.2 Voltaje diferencial: $\Delta V = (I_f \cdot Z_r) / MTA - V_f / \theta$ 2. Umbral de la característica: $180^\circ - B = C = 90^\circ$ en donde: C = Coincidencia $B = \arg(\Delta V) - \arg(V_f)$ $= \arg(\Delta V) - \theta$ 3. El relevador opera si: $C \geq 90^\circ$
	<h3 style="text-align: center;">DIGITAL</h3> <p style="text-align: center;">1980's</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Voltaje de falla: $V_f / \theta = I_f \cdot Z_f$ 1.2 Voltaje diferencial: $\Delta V = (I_f \cdot Z_r) / MTA - V_f / \theta$ 2. Umbral de la característica: $V_f \cdot \Delta V \cos B = 0$ en donde: $B = \arg(\Delta V) - \arg(V_f)$ $= \arg(\Delta V) - \theta$ 3. El relevador opera si: $\cos B \geq 0 \quad (B \leq 90^\circ)$



Existen relevadores con una cuarta zona de protección, la que se utiliza sólo como unidad de arranque.

Aunque solo se ha hablado de relevadores electromecánicos, estos se han comenzado a remplazar por digitales, que emplean la tecnología de microprocesadores, los cuales resuelven ecuaciones de álgebra booleana para determinar sus características de operación y protección. La Figura RP 5, muestra una breve remembranza del desarrollo tecnológico que ha tenido este tipo de relevadores a través del tiempo.

5.9 VENTAJAS DE LOS RELEVADORES DIGITALES

En condiciones de falla, las principales características que presentan los relevadores son:

Rapidez

Estos tipos de relevadores operan con un tiempo relativamente menor en comparación con los relevadores electromecánicos, a pesar de que esta diferencia puede quedar relegada a segundo término debido a los tiempos de operación y características de los interruptores y del sistema.

Sensibilidad

Debido a los factores que afectan la corriente de cortocircuito, la cual dificulta la medición de la impedancia al relevador; la sensibilidad, a pesar de ser mayor en estos relevadores, no ha permitido un avance sustancial con respecto a otros relevadores.

Selectividad

Este punto es muy importante, pues nos da la seguridad para la operación y no operación del relevador; además de que en éstos se contemplan más condiciones que no se tienen en los relevadores electromecánicos, por ejemplo, se dispone de más elementos lógicos (entradas y salidas programables), sistemas de comunicación, etc., que incrementan la confiabilidad de operación de los relevadores.

Autodiagnóstico

Una gran ventaja respecto a los relevadores electromecánicos, debido a que es el propio relevador digital el cual se diagnostica e informa cuando se presenta un problema interno para, con oportunidad, proceder a su solución y mantenerse en condiciones óptimas de operación.

Flexibilidad

Nos permite conectarlos a líneas de diferentes características y permite realizar modificaciones y ajustes de manera remota en caso necesario, debido a su teclado externo ó sus puertos de comunicación para computadora personal. Estos relevadores no necesitan de ajustes en sus elementos internos y su programación se basa en instrucciones por menú y ayudas en algunos casos.

Facilidad en análisis de falla y medición

Muchos relevadores presentan características de almacenamiento de datos en memoria propia, los cuales se pueden obtener en forma de reportes que facilitan el análisis de parámetros antes, durante y después de la falla. También tienen la capacidad de reportar valores de las señales de entrada que detecta y otros valores susceptibles de medición y señalización.



Ventajas económicas

Debido a su tamaño compacto, facilidad de alambrado, mayor cantidad de funciones, facilidad de integración con otros equipos y de comunicación con otros dispositivos inteligentes, autodiagnóstico y mantenimiento mínimo; estos relevadores representan un ahorro considerable en comparación con los relevadores electromecánicos, así como una reducción en los costos de mantenimiento, trabajo y tiempo.

5.10 DESCRIPCION DE LOS INSTRUMENTOS Y ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador es una máquina que falla poco en comparación con otros elementos del sistema. Lógicamente requiere cuidados y atención, pero se puede decir que son mínimos.

Por otra parte, cuando el transformador falla, generalmente es en forma aparatosa y grave muchas veces con incendio. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros. La médula de estos esquemas es la protección diferencial y la protección de sobrecorriente de respaldo. Sin embargo, se tienen otras protecciones denominadas internas del transformador de las que a continuación se hace una breve explicación de su forma de operación general.

Relevador Buchholz (63T)

Este es un relevador que opera con gran rapidez en el caso de fallas internas “mayores”, pero su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas “incipientes”, es decir, fallas menores que inician su aparición con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientes.

Este relevador se vale del hecho de que los aceites minerales producen gases inflamables cuando se descomponen a temperaturas mayores a 350° C, tales como el acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple, hidrógeno y monóxido de carbono.

La Figura RP 6, muestra que a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con éste el flotador superior, mismo que opera un switch de mercurio que manda una señal hacia una alarma en esta primera etapa. Este mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases.

En el caso de una falla severa, la generación súbita de gases causa movimientos de aceite y gas en el tubo que interconecta al tanque principal del transformador con el tanque conservador y también en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que opera un segundo switch de mercurio que manda una señal para disparo.

Los relevadores Buchholz, se fabrican en diferentes tamaños de acuerdo a la capacidad del transformador, y no debe usarse uno de cierta capacidad en transformadores de mayor o menor capacidad, pues se tendría baja sensibilidad o demasiada sensibilidad respectivamente.

Cuando opera un relevador Buchholz, deberán de seguirse las siguientes reglas:



Operación de alarma, sin operación de disparo

Se debe desenergizar el transformador y hacer prueba de análisis de gases. Dependiendo del resultado se puede tener:

Gas no inflamable (prueba de presencia de acetileno negativa). Presumiblemente en este caso, los gases son restos de aire, por lo que el transformador puede entrar en operación sin mayor problema. Si el relevador continúa alarmando sin detectarse gases inflamables, es evidente que existe entrada de aire al transformador la que se debe identificar y eliminar.

Los gases son inflamables (prueba de presencia de acetileno positiva). Existe falla interna incipiente que debe localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.

Hay gases pero la presión es negativa por lo que al abrir la válvula de purga se absorbe aire y el nivel de aceite baja más en el relevador. El nivel de aceite está muy abajo, si existen fugas elimínense, normalícese el nivel de aceite y energícese el transformador.

Operación de disparo sin operación de alarma

El disparo es causado por flujo excesivo debido a que el transformador se ha sobrecargado térmicamente (dilatación excesiva de aceite). Permitir el tiempo suficiente para enfriamiento y vuelva a energizar.

Opera la alarma y prácticamente al mismo tiempo el disparo

Disparo del transformador ya sea antes o después de la alarma. Realizar el análisis de gases y proceder como en el punto inicial.

Otros casos

En algunos casos al sacar de servicio a un transformador y conforme se va enfriando, puede llegar a operar la alarma debido a la existencia de un poco de gas en el relevador y a ondulaciones en la superficie de separación gas-aceite que dan lugar a movimiento en el flotador de alarma, por lo que conviene hacer una purga antes de energizar.

Relevador de sobrepresión (63P)

En transformadores con sello hermético (sin tanque conservador) la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede usarse una unidad de sobrepresión. También se puede usar un relevador de presión súbita, el cual responda a la velocidad de cambio de la presión y no al valor mismo de ésta, consiguiéndose tiempos de operación breves para fallas severas.

Se tienen algunos problemas de operación con relevadores de sobrepresión de gas o aceite debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan con contactos de mercurio, se deben a los siguientes motivos:

Movimientos sísmicos

Choque mecánico en algún punto cercano al relevador.

Vibración o movimientos de aceite por cortocircuitos externos al transformador.

Vibración debida a flujos magnéticos normales o al energizar el transformador.

En todo caso la ausencia de gases inflamables en el relevador después de operar nos indicará una operación incorrecta.



Relevador de temperatura

Estos Dispositivos son termómetros acondicionados con micro interruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de grupos de ventiladores para enfriamiento así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para una desconexión de carga.

Se usan en subestaciones para la protección de transformadores de potencia; y estos relevadores pueden ser para medición de temperatura del aceite, de devanados (hot spot) o porcentaje de carga térmica, dependiendo de su uso reciben su número de función:

49T Temperatura de devanado

26Q Temperatura de aceite



INSTRUMENTOS DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA

6.1 DEFINICION

Los medidores son instrumentos utilizados para indicar corrientes, tensiones, potencias, resistencias, frecuencias, decibelios, unidades de volumen, watts-horas, amperes-hora, etc. Como la corriente alterna y la continúa se comportan de modo diferente, ha sido necesario construir unos medidores especiales para la corriente continúa y otros para la corriente alterna. Hay algunos que pueden emplearse con ambas corrientes, si bien su utilización está sometida a limitaciones.

Puede decirse que casi todos los medidores son del tipo de indicadores de corriente, es decir, dependen del flujo de una corriente por ellos, para que se mueva la aguja indicadora. Si cesa la corriente, el índice vuelve a la lectura cero debido a la acción de pequeños muelles en espiral unidos a él. Los medidores tienen tamaño variable, desde los pequeños del tipo de unos 2 cm, utilizados en equipos portátiles, hasta los medidores de tableros de mando que tienen un diámetro de 30 cm, pasando por los más frecuentes medidores de panel, que tienen de 5 a 10 cm.

6.2 MEDIDORES DE CORRIENTE CONTINUA

Todos estos medidores de c.c. utilizados en aplicaciones comerciales, son del mismo tipo: general, D'Arsonval, de bobina móvil o galvanómetro. Puede ser empleado como ampermetro, miliampermetro, microampermetro, voltmetro u ohmmetro c.c., y unido con rectificadores mide corrientes y tensiones alternas.

El medidor de bobina móvil es un dispositivo electromagnético, consta de:

1. Un imán permanente en forma de herradura
2. Un núcleo redondo de hierro entre dos polos magnéticos
3. Un mecanismo giratorio, que incluye:
 - a. Una bobina de poco peso
 - b. Un índice unido mecánicamente a la bobina
 - c. Dos delicados muelles en espiral para volver el índice a cero
 - d. Dos cojinetes de bolas de precisión.
4. Una escala calibrada de papel o metálica
5. Una caja metálica o de baquelita

El núcleo de hierro no gira, pero en el conjunto de la bobina sí lo hace en el espacio entre el imán y el núcleo. La distancia entre estos es de centésimas de centímetro con objeto de reducir la reluc-



tancia del camino de las líneas de fuerza que van del polo norte al sur, y se aumenta la sensibilidad del medidor.

Un extremo de cada uno de los dos muelles de bronce en espiral está eléctricamente conectado a un extremo de la bobina giratoria. Los otros extremos están mecánicamente unidos a un punto situado en la cara interior o en la posterior del conjunto de la bobina.

Los muelles proporcionan el único camino de entrada y salida de corriente en la bobina. La bobina se convierte en un electroimán con un polo norte en un extremo y con un polo sur en el otro extremo. Si la corriente se introduce en una dirección tal que crea un polo norte electromagnético en el extremo superior de la bobina, ver Figura IM 1, habrá una atracción magnética entre el extremo superior de la bobina y el polo sur del imán permanente. Al mismo tiempo, el otro extremo de la bobina tendrá una polaridad sur y será atraído por el polo norte del imán. Esto hace que el conjunto de la bobina y el índice giren venciendo la tensión del muelle.

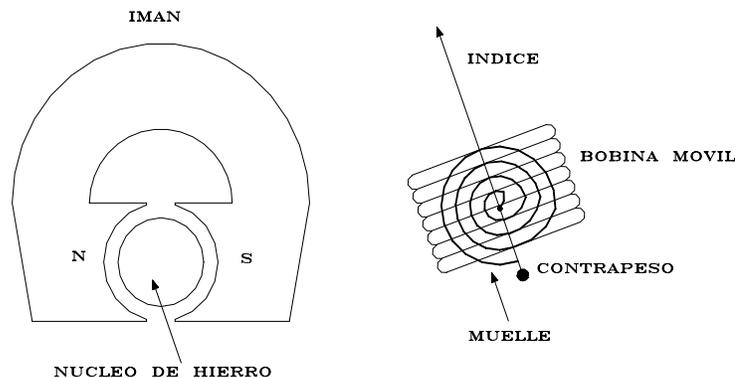


Figura IM 1

Como la bobina está formada por muchas vueltas de alambre muy fino, debe tenerse cuidado para no introducir nunca en ella una corriente excesiva. Una sobrecarga del 100% ó mayor puede quemar la bobina, destemplan los muelles o quemarlos, o la aguja de aluminio, muy delicada puede doblarse si es lanzada contra el tope generalmente colocado después del fin de la escala graduada.

En la mayoría de los medidores, hay un tornillo de ajuste que sale del frente del medidor. Girando este tornillo, se puede aplicar a uno de los muelles un par, o efecto de torsión mayor. Esto proporciona un medio de desplazar la aguja unos grados por encima o por debajo del punto cero. Con este ajuste, puede hacerse que el índice coincida exactamente con el cero de la escala cuando no pasa corriente por el medidor.

Los medidores son instrumentos delicados y deben ser manejados con cuidado. No se les debe someter a campos magnéticos fuertes. Se construyen para ser montados en paneles de acero (hierro) o en paneles no magnéticos (aluminio, baquelita, etc.). La mayoría de empleo general tiene una precisión del 2%, se considera que la precisión es máxima con valores del orden de la mitad del máximo de escala, en muchos medidores de c.a., es difícil hacer lecturas inferiores a la tercera parte del máximo de escala.



6.3 ESCALAS LINEALES Y NO LINEALES

La linealidad de la escala de un medidor de bobina móvil es buena; es decir, si una corriente de 10 amperes hace que el extremo del índice recorra un arco de 4 cm, una de 5 amperes hará que se mueva un arco de 2 cm, una de 2.5 amperes producirá una desviación de 1 cm, y así sucesivamente.

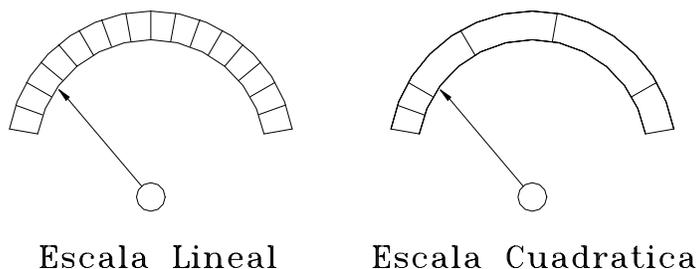


Figura IM 2

Todos los otros tipos de medidores, tendrán escalas no lineales a menos que se hayan proyectado especialmente sus partes para vencer esta dificultad en particular, aún entonces, las divisiones de escala próximas al cero están generalmente más próximas entre sí, espaciándose para valores más altos.

6.4 AMPERMETROS DE CORRIENTE CONTINUA

En la mayoría de los medidores c.c. calibrados para leer altos valores de corriente, puede emplearse un instrumento bastante sensible, desde un medidor de 0-1, hasta otro de 0-10 mA.

Colocando una resistencia a través del medidor, empleando valores apropiados para la resistencia en paralelo y la calibración de la escala, es posible conseguir que un medidor de 0-1 mA indique la máxima desviación sobre la escala con 50 mA, 500 mA, 1 amp, 10 amp, o cualquier valor que deseemos por encima de la escala 0-1 Amp. Los ampermetros se conectan siempre en serie con uno de los alambres portadores de corriente del circuito.

En un circuito en paralelo puede utilizarse un ampermetro para medir la corriente total de la línea o pueden insertarse ampermetros en cada rama en paralelo. La mayoría de los metales se calientan al pasar corriente por ellos, y su resistencia aumenta de valor. Hay aleaciones metálicas especiales que casi tienen un coeficiente de resistencia con la temperatura cero. Una de tales aleaciones, de empleo común, es el constantán, la otra es la manganina (compuesta de manganeso, cobre y níquel).

Los ampermetros tienen una resistencia de valor muy bajo y no deben ser conectados a través de una fuente potencial, pues en tal caso, pueden pasar por ellos una corriente excesiva. Un medidor sensible es uno que necesita una corriente muy pequeña para desviar el índice hasta el límite de la escala.



Los medidores que no tienen resistencias de derivación a través de ellos, tiene a veces índices muy móviles. Los que tienen derivaciones de resistencia muy baja, pueden tener índices de movimiento. El frenado del movimiento del índice recibe el nombre de amortiguamiento. En la mayoría de los medidores, conviene un cierto amortiguamiento a fin de evitar que el índice oscile hacia uno y otro lado cuando la corriente que pasa por el medidor cambia un poco.

Si al introducir bruscamente una corriente en un medidor el índice se mueve hasta más allá de la lectura correcta, se dice que el medidor está por debajo del amortiguamiento crítico. Si llega con rapidez hasta la lectura correcta, pero no pasa de ella, tiene amortiguamiento crítico. Si está sobre amortiguado, la desviación será lenta y no acusará adecuadamente los picos de los pulsos cortos.

En los amperímetros, la bobina está usualmente en paralelo con la baja resistencia de derivación del medidor. Esto casi equivale a un cortocircuito a través de la bobina. Al pasar corriente por ella, hace que se mueva a través de las líneas de fuerza del imán, por lo que se produce en ella una fuerza electromotriz. Esta tensión inducida está siempre en oposición con la corriente que produce el movimiento.

La fuerza contraelectromotriz se opone al paso de la corriente por la bobina del medidor, impidiendo que bobina e índice oscilen con tanta rapidez como la harían normalmente. El medidor está amortiguado tanto con respecto al movimiento de un sentido, como en el otro. Cuanto menor sea la resistencia de la derivación, mayor es el efecto amortiguador que se produce. También se consigue amortiguamiento empleando una estructura de Aluminio en la bobina móvil.

La estructura metálica actúa como una vuelta en corto circuito. Al moverse la bobina en el campo magnético, se induce una corriente en la vuelta en corto, estableciéndose un campo en oposición que tiende a oponerse al movimiento de la bobina y de la vuelta en corto.

6.5 VOLTMETRO ELECTROSTATICO

Un voltmetro es un instrumento que indica la diferencia de potencial a través de un circuito, una batería, un generador, una fuente de alimentación, etc. El voltmetro electrostático se construye en forma de un condensador variable con un par de placas metálicas estacionarias y un par de placas metálicas, ligeras y equilibradas, que giran en torno a un eje central. A las placas giratorias se une un índice. Un delicado muelle en espiral vuelve el índice al punto cero de la escala cuando no hay tensión a través del medidor.

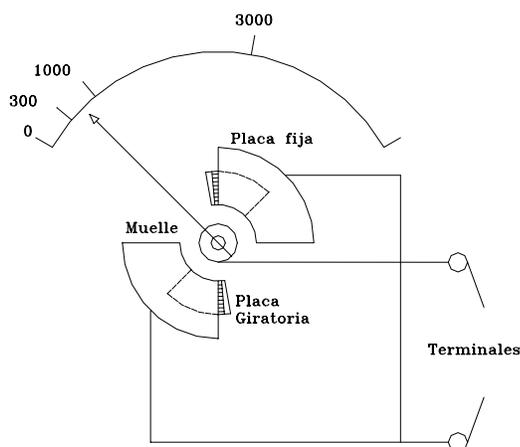


Figura IM 3



Cuando las terminales unidas a los dos sistemas de placas del medidor se conectan a los terminales positivo y negativo de una fuente de tensión, un par de placas adquiere carga positiva y la otra carga negativa, atrayéndose entre sí. Las placas giratorias rotan hacia las estacionarias venciendo la tensión del muelle y el índice se desplaza sobre la escala.

Pueden ser utilizados para medir fuerza electromotriz de c.c. ó c.a. con valores desde unos 100 volts hasta varios miles de volts.

La escala no es lineal para las lecturas de valor más bajo, pero pueden hacerse razonablemente lineal para las de más alto valor. El voltmetro electrostático no requiere que por él pase potencia o corriente alguna para que se produzca la desviación, aunque sí requiere electrones como corriente de carga inicial. Cuando se emplea para medir c.a., su reactancia capacitiva produce una aparente corriente alterna, aunque, en realidad, no hay paso de electrones por el medidor. El voltmetro electrostático es raro, quedando confinado a medidas de laboratorio.

6.6 VOLTMETROS DE CORRIENTE CONTINUA

El voltmetro de c.c. se compone de un miliampermetro sensible de bobina móvil en unión de una resistencia serie con el medidor. El ampermetro c.c. tiene una resistencia de bajo valor en derivación, mientras que el voltmetro tiene una gran resistencia de gran valor en serie.

Si se quiere medir la tensión a través de un circuito sabiendo que es mayor que la tensión máxima de cualquiera de los medidores disponibles, es posible conectar dos voltmetros en serie. La suma de las dos lecturas de tensión será la tensión a través del circuito.

Un medidor de poca sensibilidad puede dar lecturas correctas cuando mide circuitos con valores de resistencia pequeños, pero pueden dar indicaciones muy inexactas cuando se utiliza para medir tensiones en circuitos de gran resistencia. Cuanto más sensible sea el medidor utilizado, más precisas serán las lecturas de tensión cuando se miden circuitos de alta resistencia.

6.7 MEDIDORES DE CORRIENTE ALTERNA

El medidor de D'Arsonval, o de bobina móvil se desvía en una u otra dirección según el sentido de la corriente que pase por él. Con una corriente alterna oscilará en uno y otro sentido con la frecuencia de 1 Hz. Con una c.a. de 10 Hz tratará de oscilar en un sentido y en otro 10 veces por segundo, pero, debido al amortiguamiento y a la inercia, el indicador no puede moverse lo bastante de prisa y no hará más que vibrar un poco por encima y por debajo del cero.

Con cualquier frecuencia superior a unos 20 Hz la aguja no se movería en absoluto. Es posible aumentar la corriente de c.a. que pasa por tal medidor hasta quemarlo, sin que en ningún momento obtengamos desviación o medida alguna. Por tanto, no es adecuado por sí sólo para el trabajo con circuito c.a. El medidor electrostático da indicaciones, lo mismo con c.c. que con c.a.

La indicación c.a. nos da el valor eficaz, ó el 0.707 del máximo si la onda es sinusoidal. Es práctica normal calibrar la escala frontal de todos los medidores c.a. en valores eficaces. Por tanto, el valor de pico de una tensión de c.a. sinusoidal es siempre 1,414 veces el leído en el medidor.



El valor eficaz de un ciclo de c.a. es sinusoidal es 0.707 veces el valor de pico. El valor medio es de 0.636 veces el de pico. Para pasar de valores eficaces a valores de pico se emplea el factor 1.414 (recíproco de 0.707). Para pasar del valor medio al de pico se emplea el factor 1.57.

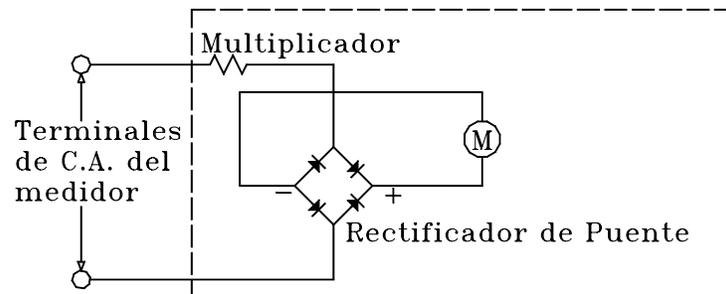


Figura IM 4
MEDIDOR DE C.A.

Si interesa el valor de pico, el medidor c.a. normal no resulta satisfactorio. Se necesita un voltmetro de pico. Los medidores de pico rectifican la c.a. que se va a medir, cargan un condensador con la c.c. pulsatoria que se obtiene y miden la tensión a través del condensador cargado.

6.8 AMPERMETROS DE TERMOPAR

Un ampermetro de termopar consiste en un medidor c.c. de bobina móvil conectado a través de una unión termopar. La corriente, que pasa de A a B o de B a A, produce el calentamiento de la unión. La unión se calienta tanto si la corriente es c.a. como si es c.c. y el calor producido es independiente de la frecuencia.

La unión está formada por dos metales distintos soldados entre sí. Al calentarse la unión soldada los electrones de los dos metales distintos adquieren actividades diferentes. De aquí resulta una fuerza electromotriz c.c. entre los dos metales y un movimiento de electrones del uno al otro. La unión caliente se convierte en un generador c.c. térmico.

El valor de la corriente producida es pequeño, pero con un medidor sensible y con suficientes corriente y temperatura en la unión se obtienen desviaciones satisfactorias. La aguja indicadora se mueve bastante lento debido al tiempo necesario para que se caliente la unión.

Los medidores de termopar se calibran normalmente para leer los valores c.a. eficaces. Si la calibración se ha hecho a 60 Hz, las medidas serán exactas hasta 20 Mhz o más.

El electrodinamómetro no tiene campo magnético permanente; tiene un par de bobinas de campo, con núcleo de aire, que producen un campo electromagnético cuando pasa corriente por ellas. El índice va unido a una bobina móvil, la cual vuelve a la posición cero por la acción de un par de muelles en espiral.



La corriente de las bobinas fijas, esta en fase con la de la móvil. Cuando pasa corriente por ésta, también pasa por aquellas, produciéndose un efecto magnético que hace que el índice gire venciendo la tensión de los muelles.

6.9 WATTMETRO

Se puede obtener el valor de la potencia de un circuito multiplicando la tensión por la corriente. Conectando un medidor de tipo electrodinamómetro de modo que sus bobinas de campo estén en serie con la línea, toda la corriente que pasa por la carga pasa también por las bobinas de campo, produciendo un campo magnético proporcional al valor de la corriente.

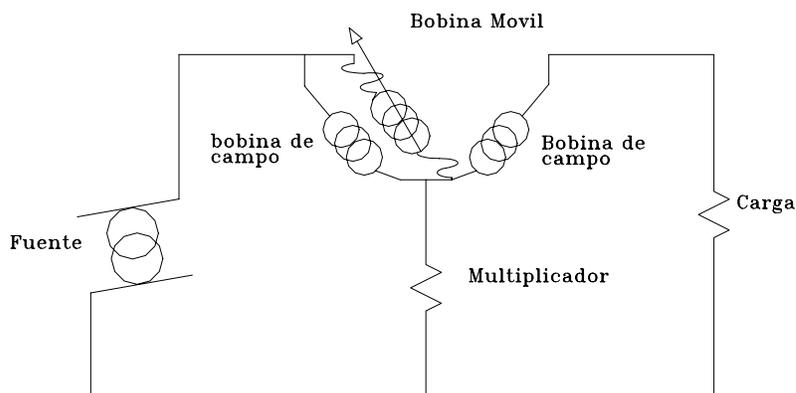


Figura IM 5

Si a través de la línea se conectan la bobina móvil y una resistencia a modo de voltmetro, el campo magnético producido en torno a la bobina móvil es proporcional a la tensión a través del circuito. Entonces, en el medidor, están representados tanto el efecto de la corriente como el de la tensión. Si la corriente aumenta, aumentará la desviación del índice.

Si aumenta la tensión a través de la línea, pasará más corriente por la bobina móvil, produciéndose un campo magnético más fuerte en torno a ella y a mayor desviación sobre la escala. En ambos casos, el aumento de la corriente, de la tensión o el de ambas, hará que aumenten la potencia del circuito y la desviación del medidor sobre la escala.

Puede calibrarse el medidor en watts o kilowatts. El wattmetro mide siempre la potencia real de un circuito de c.a. Si la corriente y la tensión no están en fase, esto lo tienen en cuenta automáticamente los campos de las bobinas de corriente y la bobina de tensión, no siendo necesario multiplicar la lectura por el factor de potencia.

6.10 WATTHORIMETROS

La energía eléctrica se mide en watts-horas, watts-segundos o julios. Los aparatos para medir energía reciben el nombre de wathorímetros o kilowattihorímetros. El wathorímetro se basa en un principio algo parecido al de wattmetro. Sin embargo, los campos de corriente y de tensión, en vez de mover una aguja indicadora, producen el giro de un inducido como en un motor eléctrico.



Mil watts actuando durante un minuto hacen que el motor gire durante un minuto, movimiento que se transmite por medio de engranajes a un disco que gira un pequeño arco.

Generalmente hay cuatro discos indicadores con una reducción de 10 a 1 entre dos contiguos. El primero indica kilowatts-horas, el segundo decenas de kW-h, el tercero centenas de kW-h y el cuarto en millares de kilowatts-hora.

6.11 MEDIDORES DE FRECUENCIA

Hay cinco tipos básicos de medidores de frecuencia: de lengüeta vibratoria, de inducción, electrodinámico, de batido de frecuencias y contador digital con compuerta de 1 seg.

Excepto los tipos de batido de frecuencias y digital, todos los medidores de frecuencia están contruidos para medir solamente una estrecha banda de frecuencias. Por ejemplo, el tipo de lengüeta vibratoria puede indicar sólo entre 58 y 62 Hz.

Pudiera estar formado por nueve lengüetas vibratorias de acero con periodos naturales de vibración de 58 Hz, 58.5 Hz y así sucesivamente.

Un electroimán, excitado por el circuito que se va a medir, produce un campo alterno con la frecuencia de la corriente del circuito. Las lengüetas están situadas en este campo magnético alterno. Si la frecuencia es 60 Hz, la lengüeta sintonizada a 60 Hz entra en resonancia con ella y vibra con una amplitud considerable, mientras que las adyacentes vibran menos.

Observando las lengüetas, se halla la frecuencia de la c.a. Si dos lengüetas adyacentes vibran con la misma Amplitud, la frecuencia de la c.a. es la media de las frecuencias de vibración de ellas.

En los medidores de frecuencia de los tipos de inducción y electrodinámico se aplica el principio de equilibrar la aguja indicadora en el centro de la escala del medidor utilizando dos campos magnéticos opuestos entre sí, el de un circuito resistivo y el de otro inductivamente reactivo.

Si la frecuencia aumenta la corriente que pasa por el circuito reactivo disminuye, mientras que la que pasa por el circuito resistivo sigue siendo la misma. Esto desplaza la aguja hacia el lado del circuito resistivo del medidor.

Una frecuencia más baja produce una mayor intensidad de campo en el circuito reactivo, desplazando el índice hacia el lado del circuito reactivo del medidor. Los medidores de frecuencia se conectan a través de la línea que se va a medir, lo mismo que los voltmetros.

El medidor de frecuencia tipo digital utiliza un contador electrónico que puede registrar, por medio de lámparas de neón o válvulas de extracción numérica, el número de pulsos aplicados. Entre el registrador decimal y el circuito de entrada, hay un circuito compuerta que se abre durante 1 segundo exactamente, cerrándose a continuación. Durante el intervalo de compuerta abierta los pulsos aplicados al aparato son registrados en los contadores de unidades decimales.



6.12 MEDIDORES DE AMPERES-HORA

Los medidores de amperes-horas son instrumentos bastante específicos indicadores de energía. El tipo c.c. está limitado en radio casi exclusivamente a los circuitos cargadores de baterías.

Cuando una batería se descarga, la corriente sale por su terminal negativo y entra por el positivo. Para cargar una batería, es necesario invertir la dirección de la corriente que pasa por ella empleando una fuerza electromotriz mayor que la de la batería. Esto hace que entre corriente por el terminal negativo y salga por el positivo.

El medidor de amperes-horas es un pequeño motor de depósito de mercurio. El sentido de rotación del motor depende de la dirección de la corriente que pasa por el medidor. La velocidad de rotación depende de la intensidad de la corriente. El motor está unido por medio de engranajes a una aguja giratoria indicadora. Mientras se descarga la batería, la aguja indicadora gira lentamente en sentido horario. Mientras se descarga, se invierte el movimiento de la aguja indicadora, haciéndolo en sentido antihorario.

6.13 ESCALAS CUADRÁTICAS DE CORRIENTE EN MEDIDORES

En el electrodinamómetro la misma corriente pasa por las bobinas de campo y móvil. El duplicar la corriente de una de ellas supone duplicar el de la otra y cuadruplicar el efecto magnético. Se puede decirse que la desviación es proporcional al cuadrado de la corriente.

Si los valores de la corriente se elevan al cuadrado y los números así obtenidos se graban en la escala del medidor, la graduación obtenida es lineal.



PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS MAQUINAS ELECTRICAS

7.1 LEYES FUNDAMENTALES

Dentro de las máquinas eléctricas que se analizarán en este capítulo, tenemos al transformador que es una máquina estática (sin partes en movimiento), el motor de inducción y el generador que son máquinas dinámicas o rotatorias (con partes en movimiento).

El principio de funcionamiento de las máquinas eléctricas se comprenderá con mayor claridad si se tienen como antecedentes el conocimiento de las leyes eléctricas fundamentales en las cuales basan su operación. De esta forma, las principales leyes a considerar son las que se enuncian a continuación:

Ley de Oersted

Nos dice que si tenemos un conductor rectilíneo, en el cual hacemos circular una corriente eléctrica, alrededor de dicho conductor se genera un campo magnético que tendrá un sentido que dependerá del sentido en que circula la corriente. Si colocamos el dedo pulgar de la mano derecha en la dirección de la corriente, el resto de los dedos alrededor del conductor nos indica el sentido del campo magnético generado.

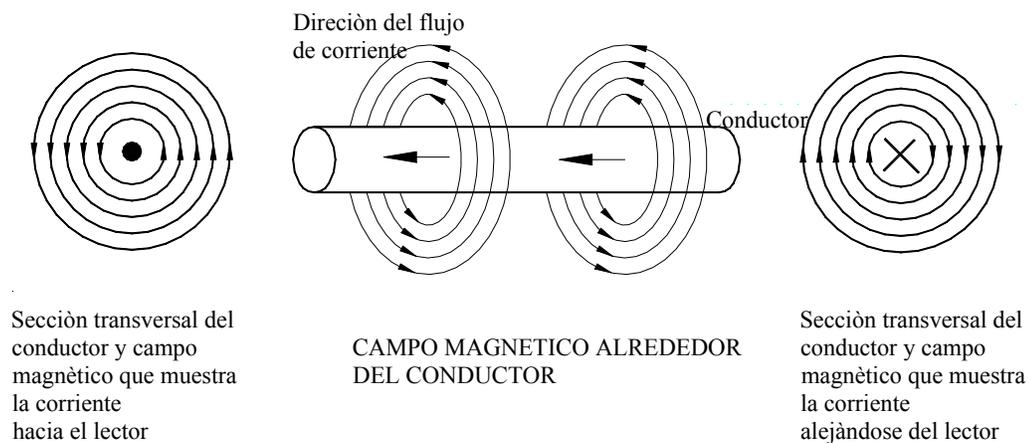


Figura ME 1
LEY DE OERSTED



Ley de Faraday

Establece que si un conductor se mueve dentro de un campo magnético cortando las líneas de flujo magnético, se genera una fuerza electromotriz en las terminales del conductor. Este movimiento es relativo, es decir, no es necesario que el conductor se mueva, el flujo puede moverse mientras que el conductor permanece fijo. La magnitud de esa fuerza electromotriz depende de la intensidad del campo magnético, de la velocidad con que se mueve el conductor cortando las líneas de flujo y el número de conductores. Matemáticamente esto se expresa como:

$$E = -N \frac{d\theta}{dt} = Blv$$

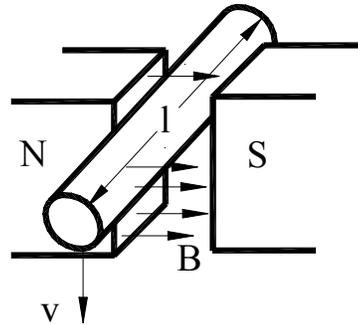


Figura ME 2
PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL ALTERNADOR

Ley de Lenz

El contorno "C" encierra el área plana "S" de la superficie, una dirección positiva se asigna a "C" y la dirección de la normal "ds", se determina por la regla de la mano derecha, ver Figura ME 3a. Una densidad de flujo magnético variable "B(t)", se presenta en dicho contorno. Si B aumenta con el tiempo, la dirección de "E", debe ser opuesta a la del contorno. Ver Figura ME 3b. Un filamento conductor, en lugar del contorno, conduciría una corriente "i_c", también en dirección de "E". Como se muestra en la Figura ME 3c, tal lazo de corriente genera un flujo "Ø'" que se opone al aumentar B. Cuando se tiene una corriente inducida, esta tendrá una dirección tal que se opone a la causa que lo produce.

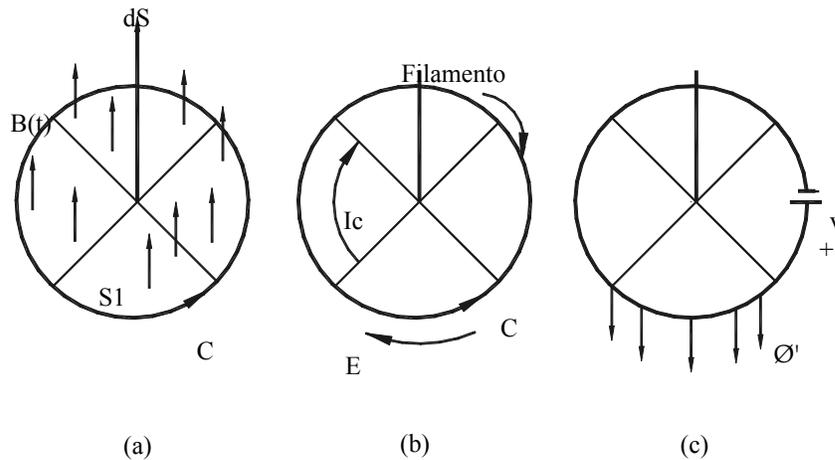


Figura ME 3
LEY DE LENZ



Leyes de Kirchhoff

Ley de los voltajes

En una malla cualquiera de un circuito eléctrico, la suma de las caídas de voltaje producido por las cargas, es igual a la suma de tensiones de las fuentes que se encuentren en dicha malla, es decir, la suma de las tensiones alrededor de una malla es igual a cero.

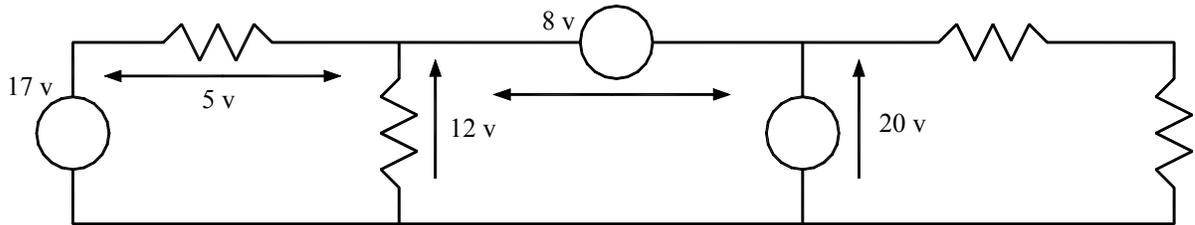


Figura ME 4
LEY DE VOLTAJES

Ley de corrientes

En un nodo cualquiera de un circuito eléctrico, la suma vectorial de las corrientes que entran al nodo es igual a la suma de las corrientes que salen del mismo, es decir, la suma de corrientes en un nodo es igual a cero.

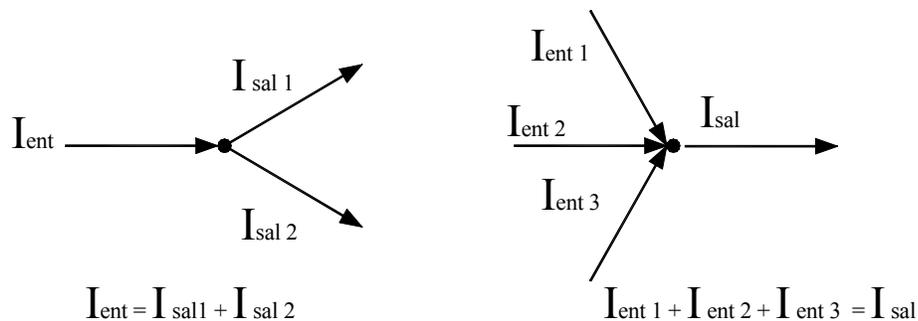


Figura ME 5
LEY DE CORRIENTES

7.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR

El transformador se puede definir como un dispositivo en donde dos o más circuitos eléctricos están acoplados magnéticamente. Cuando por un conductor arrollado en espiras se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético; si el arrollamiento se desarrolla sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuyo camino principal está determinado por el circuito del material magnético; dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.

El principio de funcionamiento del transformador está basado en el hecho de que aprovechando la inducción generada de un enrollamiento de conductores a otro, es posible la transferencia de energía eléctrica de un punto a otro, esto considerándose los siguientes puntos:



Haciendo circular una corriente por un conductor que se encuentre arrollado en espiras, obtendremos un flujo magnético generado con una dirección particular por el centro de las espiras (núcleo de aire), esto considerando la ley de Oersted.

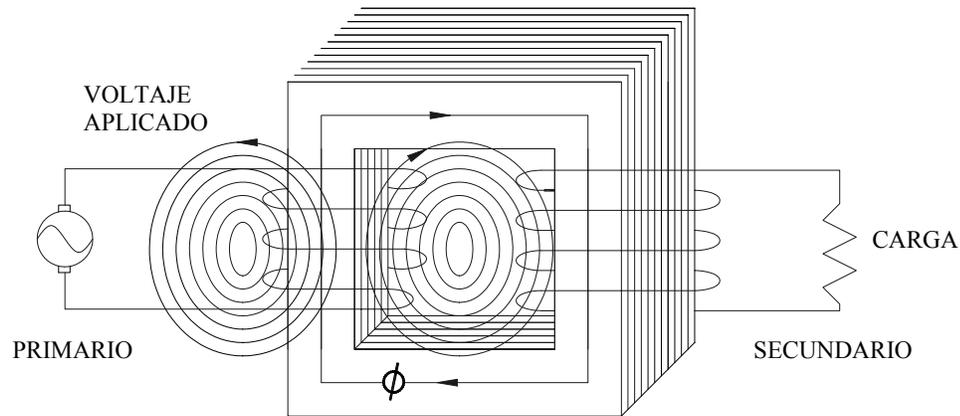


Figura ME 6
TRANSFORMADOR

VOLTAJE APLICADO	CORRIENTE PRIMARIA	CAMPO MAGNETICO	FEM SECUNDARIA INDUCIDA	CORRIENTE SECUNDARIA	ENERGIA A LA CARGA
---------------------	-----------------------	--------------------	-------------------------------	-------------------------	--------------------------

Si el mismo arrollamiento anterior se hiciera alrededor de un núcleo ferromagnético, se puede concentrar la mayor parte del flujo magnético generado, el cual tendrá como camino principal el determinado por la forma del núcleo. Como se observa en la Figura ME 6.

Si consideramos que la corriente que está circulando por el conductor es una corriente alterna, es decir, está variando de sentido de circulación en cierto periodo de tiempo (60 veces por segundo), entonces el flujo generado por dicha corriente también se encuentra variando de sentido dentro del núcleo, es decir, es un flujo alterno con la misma frecuencia que la corriente.

Ahora, si al núcleo, le arrollamos un segundo devanado y seguimos considerando un flujo alterno; de acuerdo a la ley de Faraday obtendremos una fuerza electromotriz inducida, producto del movimiento relativo entre el flujo y el segundo devanado; es decir, que por medio de la inducción electromagnética hemos logrado transferir energía desde el primer devanado a el segundo, sin mediar conexión eléctrica física entre ellos. Es conveniente señalar que denominaremos primario al devanado al cual se conecta la fuente de alimentación, y secundario al devanado al que se conecta la carga.

Para comprender el comportamiento del transformador es necesario referirse al diagrama vectorial que se muestra en la Figura ME 7.

Aplicando un voltaje V_1 al primario, con el secundario abierto, circula una corriente I_0 por el devanado primario, la cual por ser un circuito altamente inductivo está atrasada casi 90° respecto a V_1 ; el hecho de que no sean 90° , se debe a la corriente I_{h+e} causante de las pérdidas en el núcleo del transformador, mientras que la componente I_m , es la que produce el flujo magnético Φ_m , el



cual corta a las espiras del primario como del secundario, por lo que de acuerdo a la ley de Faraday, se inducirán las fem's E_1 y E_2 en los devanados correspondientes, cuyo sentido será a 180° de acuerdo a ley de Lenz. Tomando en cuenta la resistencia del cobre del devanado, aparece una caída de voltaje I_0R_1 , la que esta en fase con I_0 , pero a 90° adelante respecto a I_0X_1 que es producto del flujo de dispersión Φ_a que solo afecta a este devanado. Así podemos tener un circuito equivalente formado por una fuente V_1 y las cargas Z_1 y $Z_0 = \frac{E_1}{I_0}$ a lo que se llama impedancia de excitación.

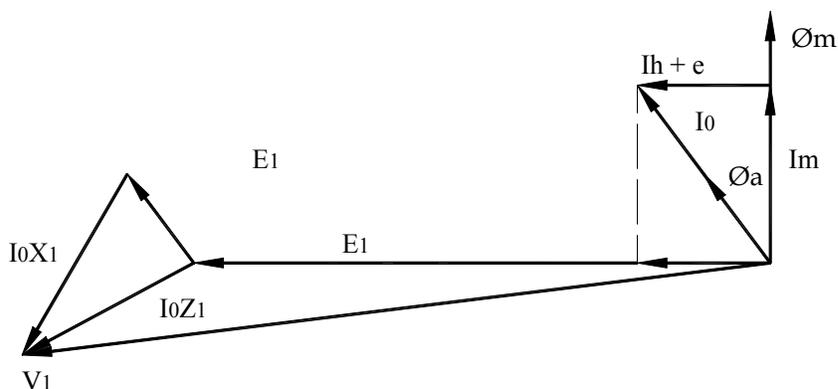


Figura ME 7
DIAGRAMA VECTORIAL DE UN TRANSFORMADOR EN VACIO

Si ahora cerramos el circuito del devanado secundario conectando una carga, circulará una corriente I_2 a través del mismo que acorde a la ley de Lenz, debe circular con un sentido tal que el flujo que produzca se oponga al flujo principal de I_1 ; y a este efecto que origina el sentido de la corriente se le llama polaridad.

El flujo producido por I_2 provoca una reducción del flujo Φ_m y por ello una reducción en las fem's E_1 y E_2 ; pero esto origina una mayor diferencia entre V_1 y E_1 , lo que provoca que entre al devanado primario más corriente que la original I_1 , para llevar el flujo Φ_m a su valor original.

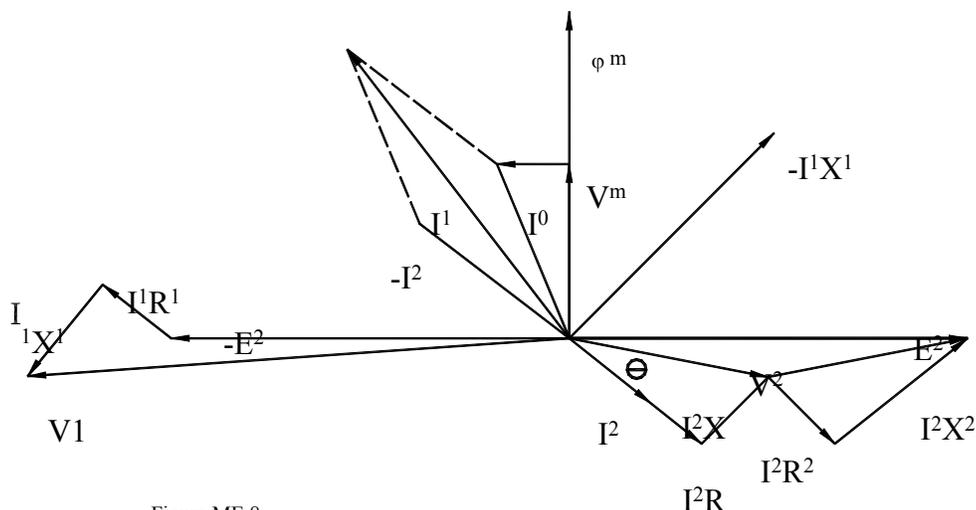


Figura ME 8
DIAGRAMA VECTORIAL DE UN TRANSFORMADOR CON CARGA



En el otro caso, si I_2 disminuye (disminuye la carga), el flujo Φ_m crece y aumenta E_1 y E_2 , lo que hace que la diferencia de V_1 y E_1 se reduzca, que a su vez hace disminuir la corriente que entra al transformador, para así disminuir el flujo. El diagrama vectorial para el caso de conectarse una carga inductiva al secundario del transformador, se muestra en la Figura ME 8.

Como se mencionó, dependiendo de la carga conectada al secundario, el voltaje en las terminales del secundario irá variando también. Las características de R y X de la carga determinará el ángulo que existe entre el voltaje aplicado y la corriente que circula por la carga. La caída de tensión $I_2 R_2$ está en fase con I_2 , y R_2 es la resistencia ohmica del devanado secundario, y la caída $I_2 X_2$ depende del flujo de dispersión R_{a2} .

La representación general de un transformador para su estudio se tiene por el diagrama de la Figura ME 9, donde se considera a los dos devanados del transformador en un solo circuito eléctrico, aún cuando la conexión entre ellos es magnética y no eléctrica.

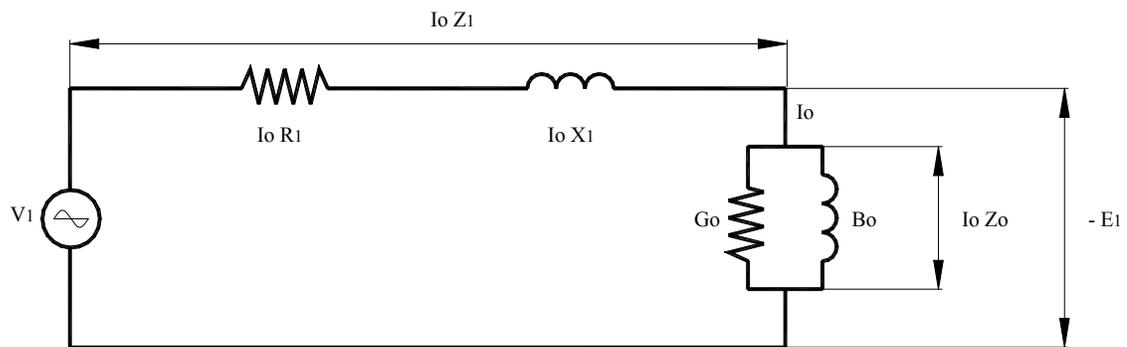


Figura ME 9
DÍAGRAMA DE UN TRANSFORMADOR EN VACIO

Para obtener los valores de este diagrama, se requiere referir los valores del secundario al primario o viceversa, lo que se logra usando la relación de transformación como en las siguientes consideraciones:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

Es la capacidad del primario igual al secundario despreciando las pérdidas en el núcleo.

$$N_1 I_1 = N_2 I_2$$

Es la fuerza electromotriz del primario igual al secundario.

Por lo tanto tenemos que:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} = a$$

a = relación de transformación de donde:



$I_1 = I_2(a) = I'_2$ corriente secundaria referida al primario

$V_1 = \frac{V_2}{a} = V'_2$ tensión secundaria referida al primario

así también:

$R'_2 = a^2 R_2$ resistencia secundaria referida al primario

$X'_2 = a^2 X_2$ reactancia secundaria referida al primario

Y por lo tanto:

$Z'_2 = a^2 Z_2$ impedancia secundaria referida al primario

7.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL ALTERNADOR

Anteriormente se trató la ley de Faraday referente a la inducción electromagnética de una fuerza electromotriz en un conductor dentro de un campo magnético, ahora debemos establecer que sentido adopta la corriente que circula por dicho conductor de acuerdo al movimiento que tiene el mismo dentro del campo, y esto se obtiene aplicando la regla de Fleming, de la mano derecha. Aquí se presupone que el campo es fijo y el conductor se mueve dentro de él. Si utilizamos el dedo pulgar para indicar el movimiento del conductor y el dedo índice para representar el sentido del campo magnético, el dedo medio nos representa la fuerza electromotriz inducida y el sentido de la corriente que circulará por el conductor.

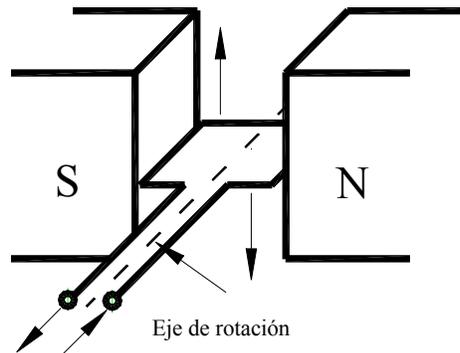


FIGURA ME 10
PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL ALTERNADOR

Aunque los generadores reales contienen muchas bobinas, cada una con muchos conductores individuales y espiras conectadas en serie, es conveniente hacer las consideraciones de funcionamiento para una sola bobina con una sola espira, que gira en el sentido de las manecillas del reloj dentro de un campo bipolar. El sentido de la fuerza electromotriz inducida en cada conductor o lado de la bobina se determina con la regla de la mano derecha.

Debe notarse que la polaridad del generador elemental anterior indica que el conductor de la izquierda es positivo y el de la derecha es negativo, y esto no debe dar lugar a la confusión, si se ha



convenido que la corriente circula de la terminal positiva a la negativa, puesto que el generador se está tratando como una fuente de tensión, o batería, en la cual al conectar una carga en uno de sus bornes, hace circular la corriente del borne positivo al negativo a través de la carga, lo que si es correcto.

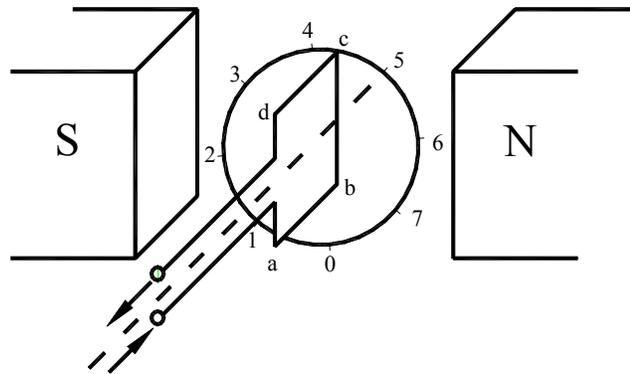


Figura ME 11
PERIODO O TIEMPO DEL ALTERNADOR

Si la bobina de una sola espira de la Figura anterior, gira en un campo magnético uniforme a velocidad constante, como se indica en la en la Figura ME 11, la fuerza electromotriz inducida en un lado determinado de la bobina variará al ocupar la bobina las posiciones 0 a 7.

Usaremos el lado “a-b” como referencia, se observa que cuando la bobina esta en la posición cero, la fuerza electromotriz inducida en las bobinas es cero, debido a que el conductor se mueve paralelamente a las líneas de campo, es decir, no corta líneas de flujo y no se induce fuerza electromotriz. Cuando gira la bobina y se posesiona en 1, el conductor corta líneas del campo con un ángulo de 45°, la fuerza electromotriz inducida en este conductor será de aproximadamente 70.7% de la tensión inducida máxima (de acuerdo a la Ecuación de fuerza electromotriz inducida: $e = (Blv \text{ sen } \theta) \times 10^{-8} \text{ volt } (\theta = \text{ángulo entre B y v})$).

Cuando la bobina alcanza los 90° en la posición 2, el conductor “a-b”, presenta el máximo corte de líneas de flujo y representa el máximo valor en fuerza electromotriz inducida. Al ocupar la posición 3, que corresponde a 135°, se obtiene un valor de fuerza electromotriz idéntico al obtenido en la posición 1, pero el corte de líneas de flujo se realiza a menor velocidad; y la polaridad aún es positiva pues el conductor “a-b” todavía se mueve hacia arriba.

En la posición 4, es decir a 180°, la fuerza electromotriz inducida es nuevamente cero, ya que el conductor se mueve paralelamente al campo. En la posición 5, que son 225°, la fuerza electromotriz inducida en el conductor se invierte de sentido, por que el conductor “a-b” se mueve ahora hacia abajo dentro del campo, es decir, su polaridad ahora es negativa.

La fuerza electromotriz aumenta hasta el máximo negativo en la posición 6(270°) y por último disminuye al pasar por el punto 7 hasta llegar a cero en la posición inicial 0.



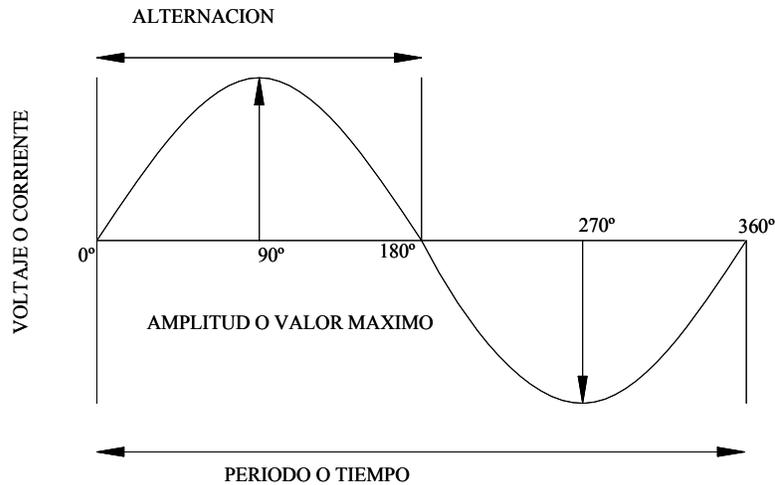


Figura ME 12
PERIODO COMPLETO DEL ALTERNADOR

Debe aclararse que la naturaleza de la fuerza electromotriz inducida es a la vez senoidal y alterna y esto se produce en todos los generadores sean estos de c.c. ó c.a. La diferencia para la obtención de la c.c. es el uso de un dispositivo mecánico de conmutación, y en este caso se usa un colector de anillos rozantes.

A continuación debe señalarse que las partes elementales de una máquina rotatoria, sea un generador o un motor, en términos amplios son las mismas en todas las máquinas eléctricas rotatorias; cuentan con un elemento rotor que (gira), y un elemento estator (que está fijo), lo que nos proporciona el movimiento relativo entre campo y conductores. En el caso de el generador de c.a., el inducido está fijo, es el estator de la máquina; y el inductor se mueve (campo), es el rotor. Esto principalmente se debe a consideraciones técnicas que permiten hacer más robusto el inducido para el caso de la generación de una considerable cantidad de energía.

Por ejemplo:

Aumento de la resistencia mecánica de los dientes del inducido, reducción de la reactancia del inducido, mejor aislamiento, facilidad para el devanado y conexiones complejas (es más fácil en una estructura rígida que en un rotor), menor peso e inercia del rotor, ventajas de ventilación, etc.

Los devanados usados en este tipo de generador, son devanados imbricados para el inducido. La frecuencia de un generador también se basa en su construcción pues depende del número de polos que contendrá el campo inductor.

En la mayoría de los generadores de baja velocidad se aplican polos salientes; sin embargo los rotores lisos de elevada velocidad de giro tienen el rotor en forma alargada, por lo que es fácil distinguir por el aspecto externo a las máquinas de polos salientes de las que no lo son.

Para establecer la fuerza electromotriz inducida en un generador, partimos del supuesto de que esta máquina tiene un devanado inducido, con un número total de bobinas, "C", cada bobina con un número determinado de espiras, "N_c", por lo que el número de espiras en una fase del inducido será:



$$N_p = \frac{C N_c}{P} = \frac{\text{espiras totales}}{\text{Numero fases}}$$

Si tenemos la Ecuación para obtener la fuerza electromotriz $\frac{\text{media}}{\text{fase}}$ como:

$$E_{\frac{\text{media}}{\text{fase}}} = 4 \Phi N_p f \times 10^{-8} \text{ volt}$$

pero el valor eficaz de una onda senoidal es 1.11 veces el valor medio, tendremos:

$$E_{\text{ef}} = 4.44 \Phi N_p f \times 10^{-8} \text{ volt}$$

Pero debemos considerar que para devanar el inducido, a veces es necesario fraccionar la separación entre espiras de las bobinas, de acuerdo a las ranuras del estator; por lo tanto, debemos considerar el factor de paso K_p y el de distribución K_d y tendremos:

$$E_{\text{ef}} = 4.44 \Phi N_p f K_p K_d \times 10^{-8} \text{ volt}$$

Sabiendo que Φ es el flujo por polo dado en líneas o Maxwell, N_p es el número de espiras por fase y f es la frecuencia en Hz, dada por:

$$f = \frac{PS}{120}$$

Donde:

P = polos

S = velocidad en revoluciones por segundo

Para analizar las relaciones de tensión que se presentan en un generador de c.a., es conveniente tomar en cuenta lo siguiente:

El par electromagnético (desarrollado en el conductor del inducido por el que circula corriente) se opone a la rotación (del campo magnético del rotor respecto al inducido), acorde a la ley de Lenz.

La tensión generada en el inducido produce una corriente en el mismo. La fase (desplazamiento angular) de la corriente del inducido respecto a la fuerza electromotriz inducida depende de la naturaleza de la carga conectada en los bornes del alternador.

La tensión generada por fase, E_{gp} , de un alternador polifásico puede obtenerse por la suma vectorial:

$$E_{gp} = V_p + I_p Z_p$$

V_p es la tensión por fase en bornes del generador

$I_p Z_p$ es la caída de tensión por la impedancia interna del generador



La relación entre la tensión en bornes por fase del generador y la fuerza electromotriz generada puede expresarse como sigue:

$$V_p = E_{gp} - I_a R_a - I_a(jX_a) + -E_{ar}$$

$I_a R_a$ es la caída de tensión en el devanado del inducido que tiene una resistencia Efectiva (c.a.) de R_a por fase.

$I_a(jX_a)$ es la caída de tensión en bornes debida a la reactancia del devanado del Inducido por la reactancia de dispersión ocasionada en el mismo al circular una corriente.

E_{ar} es el efecto de la reacción del inducido por fase (magnetizante, transversal o desmagnetizante).

Si el alternador está en vacío, es decir, no tiene ninguna carga conectada a sus bornes, la tensión en bornes y la fuerza electromotriz inducida son iguales, las tres causas de caída de tensión son función de la intensidad de la carga, I_a , o la corriente que absorbe la carga conectada al generador y esto es lo que afecta las características de tensión del alternador.

7.4 CARGAS CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO

El diagrama vectorial que nos demuestra las distintas caídas de tensión, causantes de las diferencias entre las tensiones generadas y en bornes, se ve en la Figura ME 13.

Con factor de potencia igual a uno, la corriente en el inducido I_a está en fase con la tensión en bornes V_p de fase. La caída de tensión por la resistencia del inducido ($I_a R_a$) está en fase con la corriente I_a .

La caída por la reactancia del inducido ($I_a X_a$), está adelantada 90° respecto a la corriente a través de dicha reactancia I_a (por que la corriente se atrasa a la tensión 90° en un circuito con reactancia inductiva). La caída de tensión por reacción del inducido avanza con respecto a I_a que la produce y está en fase con la caída por reactancia del inducido ($I_a X_a$).

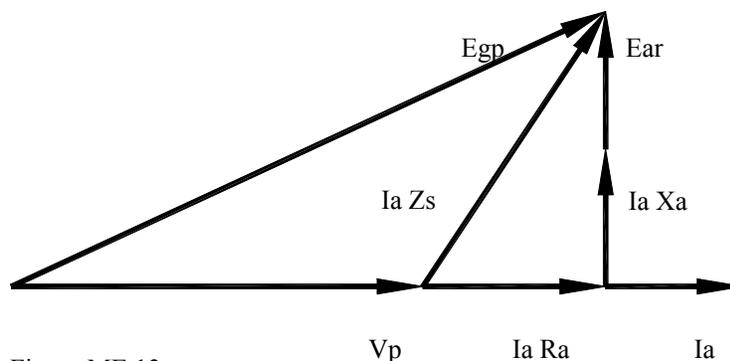


Figura ME 13
CARGAS CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO

La ecuación del alternador para cargas con factor de potencia igual a uno en forma compleja es:



$$E_{gp} = (V_p + I_a R_a) + j(I_a X_a + E_{ar})$$

Como se ve en el diagrama vectorial, para $FP = 1$, la tensión en bornes por fase (V_p), es siempre menor que la tensión generada por fase (E_{gp}).

7.5 CARGAS CON FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO

Si la intensidad en el inducido I_a está retrasada respecto a la tensión de fases en bornes (V_p), un cierto ángulo θ , debido a una carga externa inductiva, las tensiones pueden representarse según se muestra en la Figura ME 14.

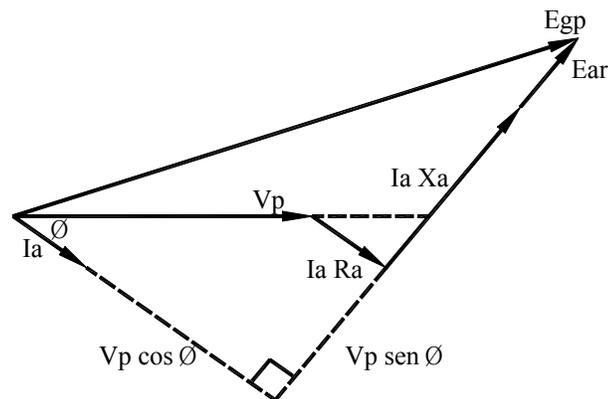


Figura ME 14
CARGAS CON FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO

La caída ($I_a R_a$), continúa en fase con la corriente en el inducido y las caídas de tensión por la reactancia y la reacción de inducido avanza 90° con respecto a la intensidad; es más simple indicar el valor de (E_{gp}), en función de sus componentes vertical y horizontal.

$$E_{gp} = (V_p \cos \theta + I_a R_a) + j(V_p \sin \theta + I_a X_s)$$

Resulta evidente que para obtener la misma tensión nominal (V_p), se necesita una tensión inducida superior (E_{gp}), para factores de potencia inductivos que para factores de potencia unidad.

Ejemplo:

Un alternador trifásico conectado en estrella, de 100 kVA y 4600 v, tiene una resistencia en el inducido de $2 \frac{\text{ohm}}{\text{fase}}$ y una reactancia síncrona en el inducido (X_s) = $20 \frac{\text{ohm}}{\text{fase}}$.

Encontrar la tensión generada a plena carga por fase a:

- Factor de potencia
- Factor de potencia inductivo de 0.75

SOLUCION



$$V_p = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = \frac{4600 \text{ v}}{1.73} = 2660 \text{ v}$$

$$I_p = \text{kVA} \times \frac{1000}{3V_p} = 1000 \times \frac{1000}{3} \times 2660 = 125 \text{ A}$$

Caída:

$$\frac{I_a R_a}{\text{fase}} = 125 \text{ A} \times 2 \text{ ohm} = 250 \text{ v}$$

$$\frac{I_a X_s}{\text{fase}} = 125 \text{ A} \times 20 \text{ ohm} = 2500 \text{ v}$$

a).- Para un factor de potencia unidad

$$\begin{aligned} E_{gp} &= (V_p + I_a R_a) + jI_a X_s \\ &= (2660 + 250) + j2500 \\ &= 2910 + j2500 \\ &= 3845 \frac{\text{v}}{\text{fase}} \end{aligned}$$

b).- Para un factor de potencia inductivo de 0.75

$$\begin{aligned} E_{gp} &= (V_p \cos \theta + I_a R_a) + j(V_p \sin \theta + I_a X_s) \\ &= (2660 \cos 0.75 + 250) + j(2660 \sin 0.75 + 2500) \\ &= 2250 + j4270 \\ &= 4820 \frac{\text{v}}{\text{fase}} \end{aligned}$$

7.6 CARGAS CON FACTOR DE POTENCIA CAPACITIVO

Si la intensidad de fase en el inducido (I_a), está adelantada respecto a la tensión de fase en bornes (V_p), un cierto ángulo (θ), como resultado de una carga externa capacitiva. La caída ($I_a R_a$), siempre está en fase con la intensidad en el inducido, la caída por reactancia síncrona ($I_s X_s$), adelanta 90° respecto a la intensidad en el inducido.

$$E_{gp} = (V_p \cos \theta + I_a R_a) + j(V_p \sin \theta - I_a X_s)$$

Resulta evidente que para la misma tensión nominal en bornes por fase, se necesita menos tensión generada para un factor de potencia inductivo.



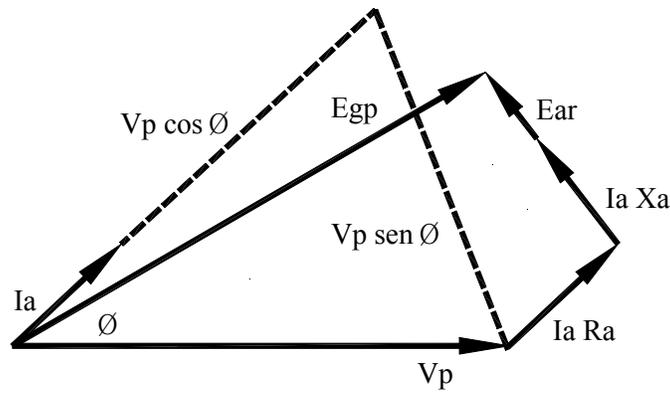


Figura ME 15
CARGAS CON FACTOR DE POTENCIA CAPACITIVO

Ejemplo:

Repetir el ejercicio anterior para determinar la tensión generada por fase a plena carga con:

- a).- Una carga capacitiva con un factor de potencia de 0.75
- b).- Una carga capacitiva con un factor de potencia de 0.40

SOLUCION

Del ejemplo anterior:

Caída:

$$\frac{I_a R_a}{\text{fase}} = 125 \text{ A} \times 2 \text{ ohm} = 250 \text{ v}$$

$$\frac{I_a X_s}{\text{fase}} = 125 \text{ A} \times 20 \text{ ohm} = 2500 \text{ v}$$

- a).- Para un factor de potencia capacitivo de 0.75

$$\begin{aligned} E_{gp} &= (V_p \cos \theta + I_a R_a) + j(V_p \sin \theta - I_a X_s) \\ &= [2660 (0.75) + 250] + j[2660 (0.676) - 2500] \\ &= 2250 - j730 \\ &= 2360 \frac{\text{v}}{\text{fase}} \end{aligned}$$

- b).- Para un factor de potencia capacitivo de 0.40



$$\begin{aligned}
 E_{gp} &= (V_p \cos \theta + I_a R_a) + j(V_p \sin \theta - I_a X_s) \\
 &= [2660 (0.4) + 250] + j[2660 (0.916) - 2500] \\
 &= 1314 - j 40 \\
 &= 1315 \frac{V}{\text{fase}}
 \end{aligned}$$

7.7 MOTOR DE INDUCCION TIPO JAULA DE ARDILLA

Es el de construcción más sencilla. No tiene colector, ni anillos rozantes, ni contactos móviles entre el rotor y el estator. Esta construcción determina muchas ventajas entre las que se puede citar el funcionamiento sin necesidad de mantenimiento, aplicación en lugares inaccesibles y funcionamiento en ambientes adversos en los que el polvo y otros materiales abrasivos constituyen un factor a considerar. Por esta razón es el más ampliamente utilizado.

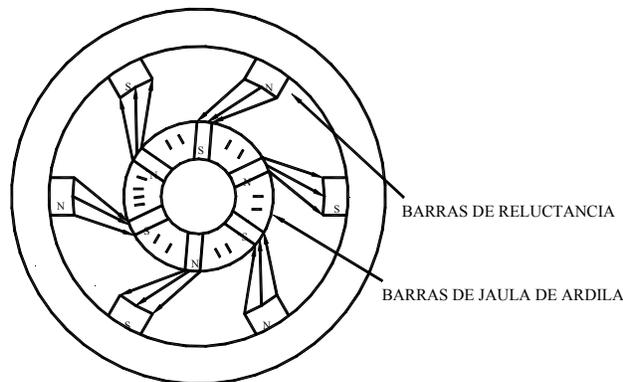


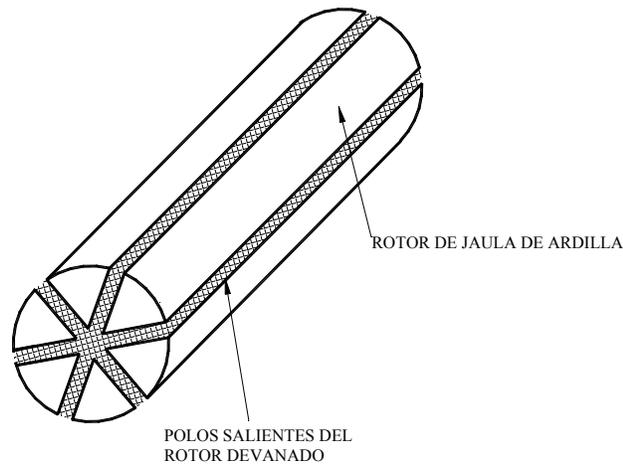
Figura ME 16
MOTOR DE INDUCCION DE JAULA DE ARDILLA

El inducido del estator es idéntico al de la máquina síncrona de corriente alterna y no precisa modificación. El núcleo del rotor de un motor de inducción, es un cilindro de acero laminado en que los conductores de cobre o aluminio fundido se devanan paralelamente (o casi paralelamente) al eje axial en ranuras practicadas en el núcleo.

Los conductores no necesitan estar aislados del núcleo debido a que las corrientes inducidas en el rotor siguen el camino de menor resistencia.

En el rotor de jaula de ardilla, los conductores rotóricos están cortocircuitados en cada extremo mediante anillos terminales continuos. Las barras del rotor de jaula de ardilla no siempre se mantienen paralelas a la longitud axial del rotor, sino que pueden disponerse formando un cierto ángulo con el eje del rotor a fin de impedir el cosido electromagnético, para producir un par más uniforme y para reducir el zumbido magnético durante el funcionamiento del motor.





Los rotores bobinados se devanan con conductores de cobre, en general aislados del núcleo de hierro y se conectan en estrella en las máquinas trifásicas. Cada extremo del devanado de una fase se saca al exterior hacia los anillos rozantes que están aislados del eje del rotor. Debido a su mayor costo inicial y a sus mayores costos de mantenimiento, los rotores bobinados se utilizan únicamente:

- a).- Cuando se precisan pares de arranque mayores
- b).- Cuando se desea el control de la velocidad
- c).- Cuando en el rotor se introducen tensiones exteriores

7.8 PRINCIPIO DEL MOTOR DE INDUCCION

Un imán permanente está suspendido encima de una lámina de cobre o aluminio que pivotea sobre una serie de cojinetes en una plancha de hierro fija. El campo del imán permanente se completa por tanto a través de la plancha de hierro.

El pivote debe presentar un mínimo rozamiento y el imán permanente debe ser de densidad de flujo suficiente. Cuando el imán gira, el disco situado debajo, gira con él. El disco sigue el movimiento del imán, debido a las corrientes parásitas inducidas producidas por el movimiento relativo entre un conductor (el disco) y un campo magnético.

Las corrientes parásitas inducidas tienden a producir un polo sur en el disco en aquel punto situado bajo el polo norte giratorio del imán. Mientras el imán continúe moviéndose, se seguirán produciendo corrientes parásitas y polos de polaridad opuestas en el disco, éste gira en el mismo sentido del imán, pero debe de girar a una velocidad menor que la del imán. Si el disco girase a la misma velocidad que el imán, entonces no habría movimiento relativo entre el conductor y el campo magnético y no se producirían corrientes parásitas en el disco.



FUNCIONAMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO PRIMARIO

SUBESTACIONES

8.1 CLASIFICACION Y ARREGLOS

Las subestaciones son los componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Pueden clasificarse de acuerdo a:

- a) **Función que desempeñan:**
 - Elevadoras
 - Reductoras
 - Interconexión

- b) **Forma de operar:**
 - Intemperie
 - Interior

- c) **Por el arreglo de los buses:**
 - Barra sencilla
 - Barra principal y de transferencia
 - Barra en anillo
 - Arreglo de interruptor y medio
 - Arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia
 - Arreglo de doble barra con dos interruptores

8.2 FUNCIONES QUE DESEMPEÑAN

Subestaciones elevadoras

Son aquellas en donde se eleva la tensión suministrada por los generadores; en estas la fuente de energía alimenta el lado de baja tensión de los transformadores de potencia, encontrándose la carga conectada al lado de alta tensión.



Subestaciones reductoras

Son aquellas en donde se reduce la tensión para subtransmitir a otras subestaciones o alimentar redes de distribución; en estas la fuente de energía alimenta el lado de alta tensión de los transformadores de potencia, encontrándose conectada la carga al lado de baja tensión.

Subestaciones de Interconexión

En este tipo de subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivación en otras direcciones, conexión y desconexión de compensación reactiva.

8.3 FORMA DE OPERAR

Subestaciones tipo intemperie

Son subestaciones que se encuentran sin protección de obras civiles, las cuales deben cumplir con las características adecuadas dependiendo de la zona en donde estén instaladas, es decir, son las construidas para operar expuestas a condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental) y ocupan grandes extensiones de terreno.

Subestaciones tipo interior

Son las construidas en el interior de edificios. No son aptas para funcionar expuestas a condiciones atmosféricas por su alto costo son utilizadas en lugares densamente poblados donde no hay posibilidad de contar con extensiones grandes de terreno, o bien en lugares con alta contaminación. Corresponden a este tipo las denominadas blindadas o encapsuladas.

8.4 POR EL ARREGLO DE LOS BUSES

Arreglo de barra sencilla

Son subestaciones que constan solamente de una barra para cada tensión, por lo que no ofrecen mayor grado de flexibilidad de operación, ya que una falla en barras produce la salida total, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionadas a través de cuchillas. El mantenimiento en ellas se dificulta al poder transferir el equipo, su utilización es principalmente en subestaciones de uso rural, ver Figura EE 1.

La ventaja es que cualquier sección del bus puede dejarse fuera de servicio sin afectar las demás secciones del mismo. Deberá proporcionar protección diferencial para cada una de las secciones de tal manera que cualquier falla en ella pueda librarse sin afectar las demás.



Arreglo de barra principal y barra de transferencia

Son subestaciones cuyo arreglo resulta más flexible ya que cuentan con interruptor de transferencia, por lo que para darles mantenimiento a cualquier bus o interruptor no se requiere interrumpir el servicio, se logra fácilmente adiciones de buses o interruptores en ampliaciones sin complicar el sistema. Aquí la barra principal es la única permanentemente energizada y sólo al librar algún interruptor se energiza la barra de transferencia. Por contar con mayor cantidad de equipo se está más expuesta a sufrir fallas incrementándose también su costo y ocupando una mayor extensión de terreno. También al ocurrir una falla en cualquiera de las barras se produce la salida total. Este arreglo es ampliamente usado en subestaciones reductoras, ver Figura EE 2.

Arreglo de barras en anillo

Este arreglo constituye una variante del de barra sencilla, dándole mayor flexibilidad al alimentarse los circuitos por dos caminos, ofreciendo la posibilidad de dar mantenimiento al equipo sin tener que dejar de proporcionar el fluido eléctrico, una ventaja adicional es que prácticamente con el mismo equipo primario (cuchillas e interruptores) de una subestación de arreglo de barra sencilla, se logra una subestación en anillo, donde se incrementa la flexibilidad de operación de la instalación, ver Figura EE 3.

Dentro de las desventajas que ofrece este arreglo se tienen: primero, que este tipo de arreglo es sólo eficiente con todos los interruptores cerrados; la segunda, es que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros arreglos y la tercera, que sin embargo puede ser superada, es que al tenerse que abrir el anillo por condiciones de mantenimiento o falla puede incrementarse la corriente que fluye por el resto de los interruptores conectados

Arreglo de interruptor y medio

Este arreglo ofrece facilidad de mantenimiento, flexibilidad y confiabilidad, ya que al perderse una barra no se deja de alimentar la totalidad de la carga ni se pierden las fuentes de energía. Toma su nombre del hecho de compartir un mismo interruptor dos circuitos diferentes, contando además cada circuito de otro interruptor propio. Estas subestaciones tienen las dos barras principales energizadas permanentemente, siendo más complejos los arreglos de protección, control y medición. Requieren mayor cantidad de equipo y por ende son de mayor costo. Su empleo es ampliamente difundido en tensiones de 400, 230 y algunas subestaciones de 115 kV, ver Figura EE 4.

Una gran ventaja particular de este arreglo es que después de la pérdida incluso de ambos buses puede aún mantenerse la interconexión entre fuentes y cargas de la misma bahía.

Existen dos desventajas de este arreglo, la primera estriba en que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros arreglos, la segunda es que el esquema se complica en los circuitos de control y protección de respaldo local.



Arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia

Este arreglo utiliza la flexibilidad de conexión a través de cuchillas a la barra de preferencia (B1 o B2), además de contar generalmente con interruptor de amarre de barras. Adicionalmente se cuenta con otra barra para transferir el circuito que requiera de mantenimiento. Normalmente en esta aplicación se encuentra con circuitos dobles a los mismos destinos, lo que permite distribuir la energía en cada barra, ver Figura EE 5.

En caso de disturbio este arreglo permite, por la repartición de cargas, mantener una barra energizada y ocupar la de transferencia al mismo tiempo para un sólo alimentador.

La relación costo-beneficio ubica este tipo de arreglo en desventaja con respecto a los demás, por lo que su aplicación es reducida a pesar de ser un arreglo muy confiable.

Arreglo de doble barra con doble interruptor

Sin duda este arreglo resulta la mejor opción en cuanto a flexibilidad y confiabilidad se refiere, utilizándose en aquellos casos en donde la continuidad es muy importante, tanto en condiciones de falla como en mantenimiento. Su nombre se refiere a que cada circuito cuenta con dos interruptores propios permanentemente energizados y conectados a barras distintas. En estos arreglos se tiene duplicidad de equipo (interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos, aisladores, barras, etc.), por lo tanto, no requieren barra, ni equipo de transferencia, ver Figura EE 6.

Las dos desventajas que siguen prevaleciendo de este arreglo, la primera estriba en que no pueden probarse con facilidad el equipo de protección, medición y/o registro conectados a los circuitos secundarios de la línea, transformador, etc., como puede hacerse con otros arreglos, la segunda es que el esquema se complica en los circuitos de control y protección de respaldo local.

La relación costo-beneficio ubica este tipo de arreglo en desventaja con respecto a los demás, por lo que su aplicación es muy reducida a pesar de ser un arreglo muy flexible y confiable.

8.5 COMPONENTES

Las principales componentes de esta subestación eléctrica son:

- Transformadores de potencia
- Interruptores
- Cuchillas desconectadas, de puesta a tierra, etc.
- Transformadores de instrumentos
 - De potencial
 - De corriente
- Barras colectoras
- Estructuras de soporte
- Apartarrayos
- Trampa de ondas
- Aisladores y herrajes
- Sistemas de alimentación de corriente directa y alterna



- Sistema de protección, control, señalización y medición
- Sistema de comunicación (voz, datos y protección)
- Sistema de control supervisorio
- Trincheras, ductos y drenajes
- Alumbrado normal y de emergencia
- Red de tierra

Adicional a lo anterior algunas subestaciones pueden tener:

- Equipo de registro de eventos y de disturbios
- Sistema de aire comprimido
- Compensador estático de vars
- Planta de energía
- Reactores
- Capacitores
- Transformadores de distribución

A continuación se describen brevemente las principales características de los componentes más representativos:

8.5.1 INTERRUPTORES

El interruptor, llamado en lenguaje técnico disyuntor, es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema al que se van a instalar.

Al iniciarse la interrupción de la corriente se forma, entre los contactos que se separan, un arco cuya extinción tiene lugar en un tiempo reducido y que depende de la construcción y de la clase del interruptor.

Como el circuito que se interrumpe por causa de la falla es fuertemente inductivo, la tensión y la corriente de cortocircuito presentan un defasamiento de aproximadamente 90° y ello es la causa de que la corriente y la tensión no se anulen al mismo tiempo.

Esto es desfavorable para la extinción del arco, por que al paso por cero de la corriente, la tensión subsiste y el funcionamiento del interruptor debe estar previsto para que realice su cometido con un defasaje mínimo señalado en las normas de las pruebas a que deben someterse a los interruptores para su recepción.

La duración del arco depende del tiempo que comprende desde que se inicia la apertura de los contactos hasta el primer paso por cero de la corriente. Otra cuestión que se presenta en la interrupción de la corriente, es la sobretensión originada por tal causa y tiene por valor:

$$E = I \sqrt{\frac{L}{C}}$$

en la que:



E = valor instantáneo de la tensión máxima alcanzada en volts

I = intensidad de la corriente que circula en el momento de la interrupción en amperes

L = coeficiente de autoinducción del circuito en henrios

C = coeficiente de capacitancia de dicho circuito en μF

El valor de E calculado supone que la interrupción es instantánea, lo cual no ocurre en la práctica.

El arco que se forma entre los contactos daña a estos y origina la vaporización del aceite en los interruptores que lo contienen, pudiendo en algunos casos producirse una explosión.

El proceso ideal de interrupción de la corriente tendría lugar cuando el corte del circuito se realizase al paso de la corriente por cero, y se mantuviese nula la tensión del arco durante los periodos que preceden a la interrupción.

TIPOS DE INTERRUPTORES

Los interruptores pueden ser clasificados por:

- Medio de extinción
- Ubicación de las cámaras
- Mecanismos de accionamiento

MEDIOS DE EXTINCIÓN

El medio de extinción es aquel elemento del interruptor donde se desarrolla la dinámica del arco, que se presenta al separarse mecánicamente los contactos. Básicamente existen tres formas de extinción del arco, que son:

1. Los interruptores en los que el arco se alarga y se enfría aumentando gradualmente su resistencia sin utilizar energía externa lo que reduce el valor de la corriente hasta que el arco desaparece o se extingue.
2. Los interruptores en los que se aprovecha la energía desprendida por el arco mismo para extinguirlo.
3. Los interruptores en los que se utiliza una energía para soplar y extinguir el arco.

El tipo de interruptor se determina por el método mediante el cual la corriente residual se desioniza al paso de la corriente por el cero natural y por la capacidad de la condición dieléctrica para soportar la tensión transitoria de restablecimiento, la cual aparece después de que cesa de pasar la corriente. Para controlar la desionización en el menor tiempo posible se han adoptado, varias técnicas, tales como la interrupción en aire, en aceite, por soplado de aire, gas SF_6 y vacío.

En otro tipo de interruptores la corriente que se va a interrumpir pasa a través de bobinas en serie que se utilizan para crear un campo magnético que impulsa al arco contra un laberinto de celdas



de material aislante, generalmente cerámica, donde el arco es alargado y enfriado hasta su extinción.

Interruptores en aceite

Estos se utilizan la forma de excitación (2). Citada anteriormente, que consiste en utilizar la energía del arco para romper las moléculas del aceite generando hidrógeno, el cual enfría y arrastra el arco hasta extinguirlo.

Durante el arqueo, el aceite actúa como productor de hidrógeno, gas que ayuda a enfriar y extinguir el arco, proveer el aislamiento de las partes vivas con respecto a tierra y proporciona el aislamiento entre los contactos después de que el arco se ha extinguido.

Sin embargo, el aceite, como medio de extinción del arco, es inflamable, posibilita la formación de una muestra explosiva con el aire y a causa de la descomposición del aceite en el arco, produce partículas de carbón, condición que reduce su resistencia dieléctrica. Por lo tanto requiere generarse o cambiarse periódicamente, lo que eleva los costos de mantenimiento.

Existen diferentes clases de interruptores que son: de interrupción simple en aceite, con cámara de extinción, en gran volumen de aceite y en pequeño volumen de aceite.

Los interruptores en pequeño volumen de aceite ocupan aproximadamente el 2% de aceite de un interruptor a gran volumen de aceite para los mismos valores nominales de voltaje y capacidad interruptiva.

Con el advenimiento de los interruptores de pequeño volumen de aceite, se facilitó la construcción de interruptores con un cierto número de pares de contactos conectados en serie y operados en forma simultánea, es decir, se empezó la construcción de cámaras de interrupción en forma modular lo que facilita el crecimiento de las redes eléctricas con el aumento de la capacidad y tensión en ellas, facilitando con ello la generación y transmisión de grandes bloques de energía y valores de tensión de 400, 800 y hasta mil KVA.

Interruptores por soplo de aire.

Estos siguen el principio de separar sus contactos en una corriente de aire que se establece al abrir una válvula de soplado. El arco generalmente se sitúa con rapidez en un lugar central a través de una boquilla en la que se mantiene a una longitud fija y se sujeta a un arrastre máximo que ejerce la corriente de aire. Los arreglos varían, pero pueden agruparse en soplado axial, soplado radial y soplado cruzado.

Las ventajas en los interruptores por soplo de aire:

- a).- No implican peligro de explosión ni de incendio.
- b).- Su operación es muy rápida.
- c).- Su capacidad de interrupción es muy alta.
- d).- La apertura de las líneas de transmisión sin carga o de sistemas altamente capacitivos no presentan mucha dificultad.
- e).- Se tiene acceso fácil a sus contactos.



Y sus desventajas son:

- 1.- Requieren de la instalación de un sistema completo de aire comprimido.
- 2.- Su construcción es más complicada.
- 3.- Su costo es elevado.
- 4.- Requieren adiestramiento especializado para su mantenimiento.
- 5.- Son más sensibles al régimen de elevación de la tensión transitoria de establecimiento.
- 6.- Su operación es muy ruidosa.

Interruptores en gas SF₆

En este se utiliza un gas llamado hexáfloruro de Azufre (SF₆) como medio de aislamiento y para la extinción del arco. El SF₆ es aproximadamente 5 veces más pesado que el aire. Es químicamente muy estable, inodoro, inerte, inflamable, y no tóxico. Este gas tiene alta resistencia dieléctrica a la presión atmosférica. Su rigidez dieléctrica es aproximadamente igual a 2.5 veces la del aire y tiene extraordinarias características para el enfriamiento del arco.

Debido a la baja erosión de los contactos en el SF₆ y a la casi despreciable descomposición del gas con el arco, el interruptor puede operarse durante varios años sin tener que abrirse para fines de reparación general.

Interruptores en vacío

El alto vacío tiene dos propiedades:

- 1.- Máxima resistencia aislante conocida.
- 2.- Al abrirse los contactos en vacío en un circuito de c.a., la interrupción se efectúa en el primer valor cero de la corriente, lográndose la rigidez dieléctrica a una velocidad miles de veces mayor que cualquier otro interruptor convencional. Esta característica logra que los equipos en vacío sean más eficientes, menos voluminosos y de menor costo de operación y mantenimiento.

UBICACIÓN DE LAS CÁMARAS

Los interruptores de potencia también se clasifican de acuerdo a la localización de las cámaras de interrupción, con respecto al potencial a tierra en:

- 1).- Tanque vivo. En estos interruptores las cámaras de extinción se encuentran autoretenidas en un recipiente que se encuentra firmemente aterrizado, habiendo entre este último y aquellas un medio aislante. Por ejemplo: interruptores de gran volumen de aceite.
- 2).- Tanque muerto, en estos interruptores las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes y estas quedan separando la parte energizada del potencial a tierra. Por ejemplo: Interruptores en aire, SF₆ o pequeño volumen de aceite.

Mecanismo de accionamiento

Se considera como el mecanismo de accionamiento de un interruptor al conjunto de elementos electromecánicos que permiten almacenar y disponer de energía útil para transmitir un movimien-



to, logrando posiciones finales de los contactos de potencia, ya sean abiertos o cerrados dentro de valores de tiempo de maniobra y de resistencia de contactos que favorezcan la operación correcta del equipo.

Actualmente los conocidos son:

- Resorte
- Neumático
- Hidráulico
- Y combinaciones posibles entre ellos.

8.5.2 CUCHILLAS

Los dispositivos para separar una línea, máquina, interruptor o fracción de un circuito del sistema, con objeto de efectuar una reparación, inspección, etc.; o para cortar una corriente de excitación de transformadores sin carga o ramales en vacío, deben ofrecer completa seguridad contra escapes de corriente de la parte viva hacia la parte desconectada, contra cierres intempestivos o involuntarios y contra apertura por efectos electrodinámicos de una corriente de falla intensa.

Es necesario que la base y mecanismos no vivos de la cuchilla estén conectados permanentemente a tierra y que la distancia entre los puntos que se separan sea suficiente para impedir una descarga directa de una parte a otra. Para evitar el cierre eventual, es conveniente colocar el aparato de modo que la gravedad de las piezas móviles no actúe en el sentido de cierre estando la cuchilla completamente abierta, disponiendo trabas, etc.; que impida la caída inadvertida de la cuchilla.

Para evitar la apertura involuntaria, es necesario el empleo de cerrojos en la mordaza que solamente liberen la cuchilla cuando se usa la pértiga apropiada, o trabas en el mecanismo cuando éste es el tipo de control remoto. Algunos modelos de cuchillas están exentos de apertura indebida, por su misma construcción: tales son los giratorios, los deslizantes, los de bayoneta, etc.

Hay ciertas cuchillas que hacen funciones de interrupción de baja capacidad, en virtud de estar provistos de medios especiales de interrupción. En tensiones bajas, es posible obtener una capacidad de ruptura igual o poco mayor que la capacidad normal siempre que la corriente por cortar sea factor de potencia alto. Por ejemplo:

Una cuchilla para 30 amperes y 250 volts, puede cortar esa misma corriente sin dificultad, aún careciendo de dispositivo de interrupción; otra para 60 amperes, 500 volts, puede cortar esta corriente teniendo resortes de separación rápida; pero una cuchilla unipolar, operada con pértiga, no puede cortar más de 25 a 30 KVA, así sea para 400 amperes y 33000 volts. Por poderosa que parezca una cuchilla, no debe ser usado para abrir circuitos en los que esté fluyendo una corriente apreciable, no prevista por el fabricante.

Los tipos principales son:

Giratorias

Con tres aisladores de columna, dos fijos y el central giratorio. El movimiento se hace por medio de manivelas y bielas de acoplamiento para las tres fases. El aislador central sostiene una varilla o



trabe de largo suficiente para hacer contacto con las piezas especiales en forma de mordazas en las columnas fijas.

Deslizantes

De tres aisladores de columna, dos fijos y el intermedio montado sobre un pequeño carro o corredera que desliza sobre la base al cerrar o abrir y lleva un contacto que entra en la mordaza fija en la columna extrema. La conexión entre el contacto móvil y la otra columna externa se mantiene por medio de una cinta flexible de cobre. El contacto móvil como el fijo, están provistos de pequeñas antenas que prolongan el circuito y evitan el flameo de los contactos. El movimiento se obtiene por un cable de acero sujeto al carro y ligado a un tambor accionado por un motor. La velocidad es muy elevada, pero el aparato es muy seguro y puede tener una capacidad enorme en tensiones muy elevadas.

Oscilantes

De tres aisladores de alfiler, dos fijos con los terminales y el central oscilante, montado sobre una flecha que gira unos 70° ó menos, y que sostiene el contacto móvil que viene a entrar en la mordaza fija.

De varilla

Con tres aisladores de columna, dos de ellos fijos y el tercero giratorio sobre su propio eje, y provisto de una manivela que transmite el esfuerzo a la cuchilla por medio de una biela. La varilla y la mordaza tienen antenas formando contacto auxiliar para el arco.

De bayoneta

Con dos aisladores sobre una base vertical y un bastón conductor, con mango y argolla en su extremo inferior. El bastón se desliza por un orificio de la pieza de conexión provista de cerrojo de bayoneta que enchufa con un perno montado en el mango y al ser movido hacia arriba con la pértiga, cierra el circuito y queda asegurada con un giro de 90° dado con la pértiga. Para abrir se da un cuarto de vuelta y luego se tira hacia abajo, hasta el límite de la carrera.

De navaja

Compuesto de dos aisladores de alfiler o de columna, sobre o bajo una base de fierro, uno de ellos con el gozne de la cuchilla y el otro con la mordaza donde entra el extremo afilado de la pieza móvil. Puede ser instalado con la cuchilla en posición vertical -estando cerrado-, en posición horizontal o en posición diagonal, según la clase y forma de montaje de los aisladores. El cerrojo está accionado por el gavilán o argolla e impide positivamente que la cuchilla abra por gravedad o efecto dinámico de sobrecorriente.

Suspendido

Compuesto de un aislador de columna de gran rigidez, en cuyos extremos están montados el gozne de la hoja y la mordaza con cerrojo. El conjunto está suspendido, a la altura conveniente, de los propios cables de la línea o barras, estando los cables estirados fuertemente para que la cuchilla no se balancee al operar. La maniobra se hace con una pértiga larga, estando el operador en lo alto de un carro (torre), con plataforma debidamente aislada que se mueve de un lugar a otro. Está expuesto a un desalineamiento entre la hoja y la mordaza. Para el accionamiento de la cuchilla, se utiliza usualmente el sistema de barra, que suele ser un tubo de fibra de vidrio al que por convenientes piezas marcadas en el interior del mismo y con roscas inversas puede dársele la longitud



requerida. Un extremo de la barra se articula al eje del árbol de mando de la cuchilla y el otro extremo a una palanca con puño en forma de estribo.

8.5.3 BARRAS COLECTORAS

Es el elemento físico en donde se interconectan las líneas de transmisión, generadores, transformadores de potencia, etc., para distribuir la energía eléctrica.

Las barras pueden ser sólidas o huecas. En alta tensión se acostumbra a utilizar barras del mismo material que el conductor de las líneas de transmisión, pudiendo ser cada fase de uno o dos conductores. En baja tensión se acostumbra que éstas sean de tubo de cobre o aluminio hueco.

Sus dimensiones están en función de la energía que se espera que circule por ellas.

8.5.4 APARTARRAYOS

Son aparatos automáticos conectados entre la fase y la tierra, destinados a proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico o producido por maniobras. Deben ser instalados en la proximidad de los equipos o instalaciones a proteger. Cuando operan, conducen a tierra las ondas de sobretensión.

La función del apartarrayo no es eliminar las ondas de sobretensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo de la instalación.

Aunque existen muchos tipos, todos tienen como base dos electrodos que al operar ponen en comunicación la línea con la tierra a través de una resistencia. La tensión residual que penetra de la línea hacia la instalación, viene dada por el producto de la corriente de la onda de descarga por la resistencia. Es importante que la tensión residual tenga la menor amplitud posible a fin de proteger eficazmente a los equipos situados después del apartarrayo. Para esto es necesario que la resistencia a través de la cual se pone a tierra la línea sea de un valor muy pequeño, tal que no exista una corriente residual debida a la tensión nominal de la red que provoque la falla del apartarrayo. Lo más recomendable es utilizar materiales de resistencia variable con la tensión. Los más eficientes por la cantidad de energía que pueden disipar y su velocidad de recuperación son los de óxido de zinc.

Los apartarrayos están constituidos por un aislador que recubre los bloques o discos de las resistencias y lleven además una serie de espinterómetros para el encebamiento del arco y la extinción de la corriente residual.

8.5.5 AISLADORES Y HERRAJES

Los conductores y ciertos equipos que forman parte de las instalaciones se fijan en las estructuras de soporte (armazón y en los muros de las subestaciones por medio de los aisladores.

El material de los aisladores es vidrio, porcelana, pasta de silicón y debe resistir los violentos esfuerzos mecánicos debidos a los cortocircuitos, Asimismo, debe tener cualidades eléctricas óptimas para impedir las descargas que perforan el material y contorno de la superficie.



Para instalaciones de alta tensión se montan en serie varios aisladores, cada uno de ellos provistos de piezas especiales de unión (herrajes) fijados con cementos especiales a la parte de porcelana o vidrio y unidos entre sí por medio de tornillos. Estos aisladores deben ser capaces de proporcionar un elevado grado de seguridad, de modo que la descarga sólo pueda producirse con tensiones de 2 a 4 veces mayores que la tensión nominal de operación de la red.

Existen aisladores para diferentes condiciones climatológicas de operación como son: alta contaminación y normales.

8.5.6 FUSIBLES

El fusible es un interruptor excelente, de bajo precio, volumen pequeño, gran capacidad de ruptura y muy seguro; pero tiene graves inconvenientes:

Que solamente sirve para abrir un circuito, no para cerrarlo.

Que opera una sola vez y hay que cambiar algunas de sus partes, después de cada operación.

Que solamente opera por sobrecorriente, todo fusible debe estar acompañado o combinado, con una cuchilla que permita cerrar el circuito y cambiar sin peligro las partes destruidas del fusible.

Son clasificados en simples, termales y limitadores, según su operación y características tiempo-corriente de fusión.

Fusibles simples

Cortan por calor desarrollado en el elemento fusible mismo.

Fusibles termales

Se emplean elementos de mayor espesor que el mínimo necesario y calentadores auxiliares para elevar la temperatura del elemento, combinados con masas absorbentes de calor para producir un efecto de retardo con corrientes excesivas.

Los Fusibles termales, son construidos en forma de cartucho, no renovables y con un elemento calentador junto al elemento fusible. El modelo más conocido es el fusible para transformadores de potencial.

En estos casos los fusibles ordinarios son destruidos o si hay corto secundario pueden no interrumpir por completo y hacer explosión o provocar un incendio. Con los fusibles termales una variación en el sistema o una falla secundaria momentánea, no producen interrupción, pero falla anterior en el T.P. o una sobrecarga fuerte y prolongada produce una desconexión completa.

Fusibles limitadores

Se funden en la primera alternación con corrientes de 10 a 15 veces mayores que la normal e intercalan en el circuito la resistencia del arco, obligando a la corriente a reducirse antes de ser extinguida.



El Fusible limitador de corriente, se compone de uno o varios alambres largos de plata, enrollados en hélice sobre un cilindro de material cerámico, rodeado por cuerpos refractarios absorbentes y metido todo junto en un tubo refractario.

Entre los Fusibles Simples más conocidos se encuentran:

Fusible de tubo aislante

Con ambos extremos abiertos y dos contactos por la parte exterior, sobre los cuales se fijan las puntas de un elemento fusible especial, envuelto en una funda de fibra.

Fusible de aceite

Consta de un recipiente con aceite para interruptor, en el cual, a manera de tapón, se inserta una clavija aislante con el elemento fusible en el extremo inferior, sobre dos muelles conductores que hacen contacto con piezas fijas en el recipiente, montadas en aisladores internos y conectados a los terminales del circuito, al fundirse el fusible, el arco que se forma es extinguido por el aceite.

Fusible líquido

Se compone de un tubo de vidrio grueso, de longitud proporcional a la tensión del sistema. En el interior hay uno o dos elementos fusibles, sujetos a la terminal superior, y un resorte que tira del elemento menor hacia abajo y que suele llevar en paralelo una cinta flexible de cobre sujeta a la terminal inferior. El espacio restante está ocupado por un líquido extintor. Al fundirse estos, el resorte se contrae y se alarga el arco, obligándolo a sumergirse en el líquido ahogándolo.

Fusible de ácido bórico

Es de construcción semejante al anterior, pero con un tubo de porcelana en vez de vidrio y ácido bórico comprimido en lugar del tetracloruro de carbono.

Fusible de caucho

Es construido en varias formas, con o sin granulado inerte para absorber el calor y reducir la salida de gases.



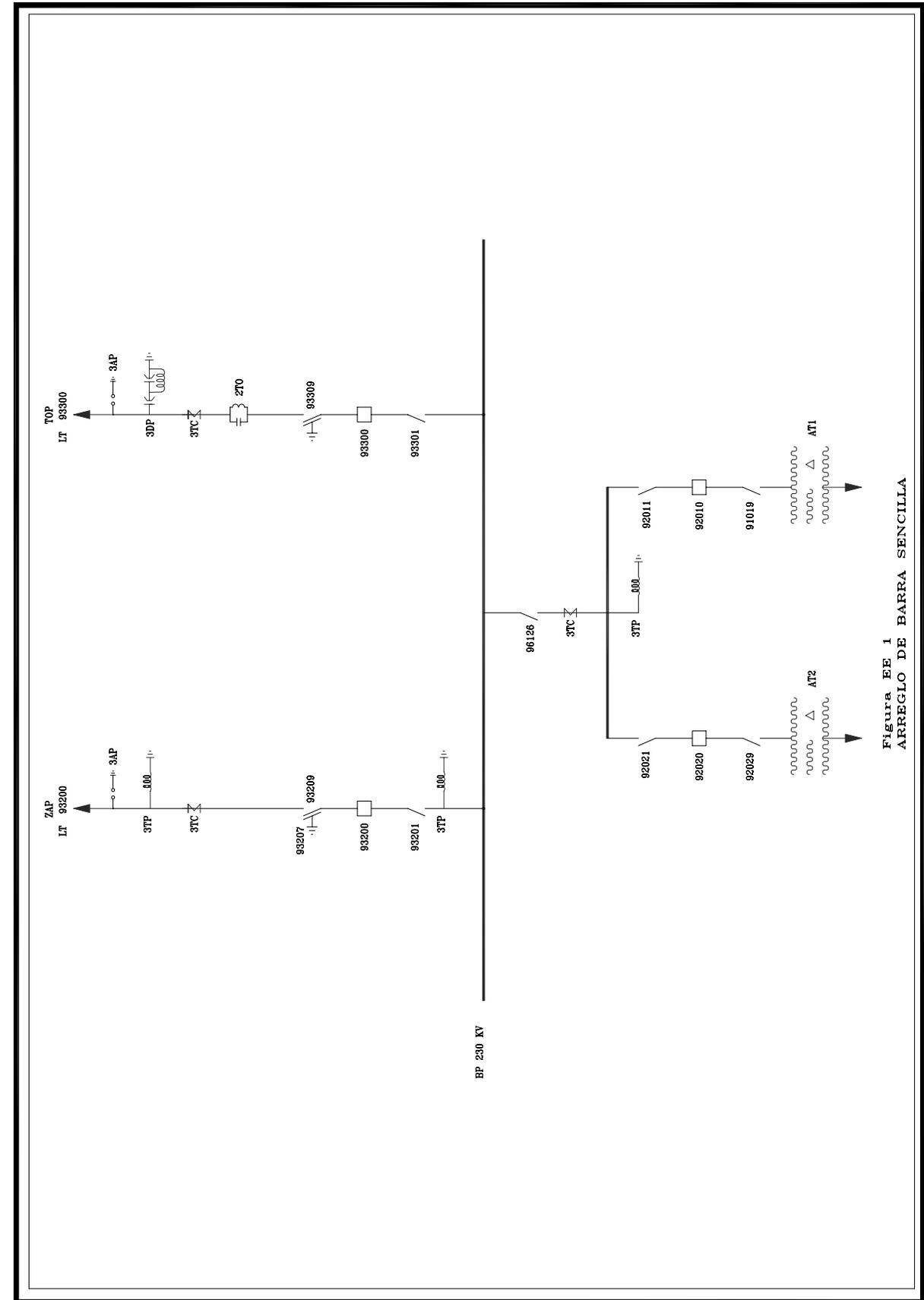
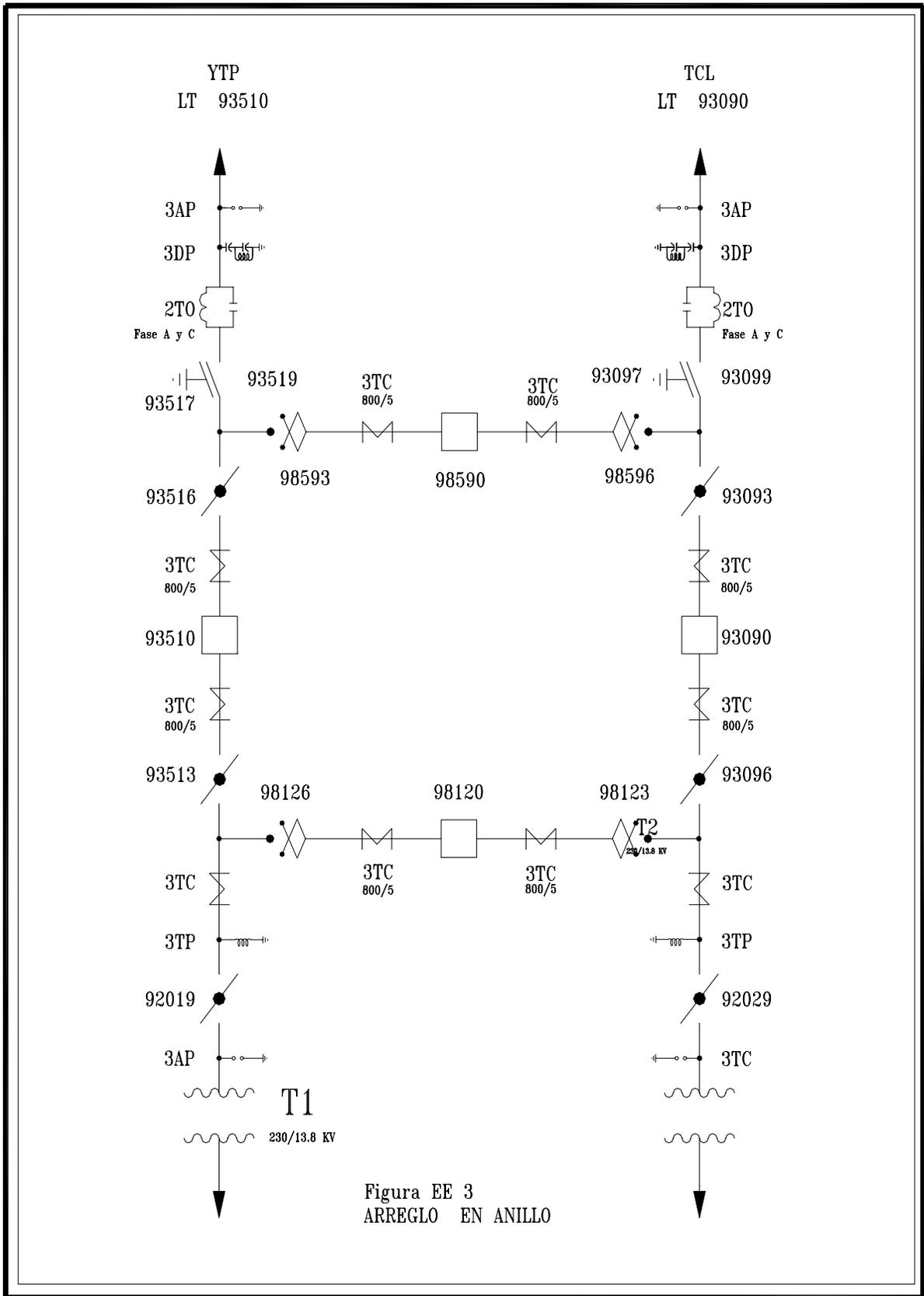


Figura EE 1
ARREGLO DE BARRA SENCILLA





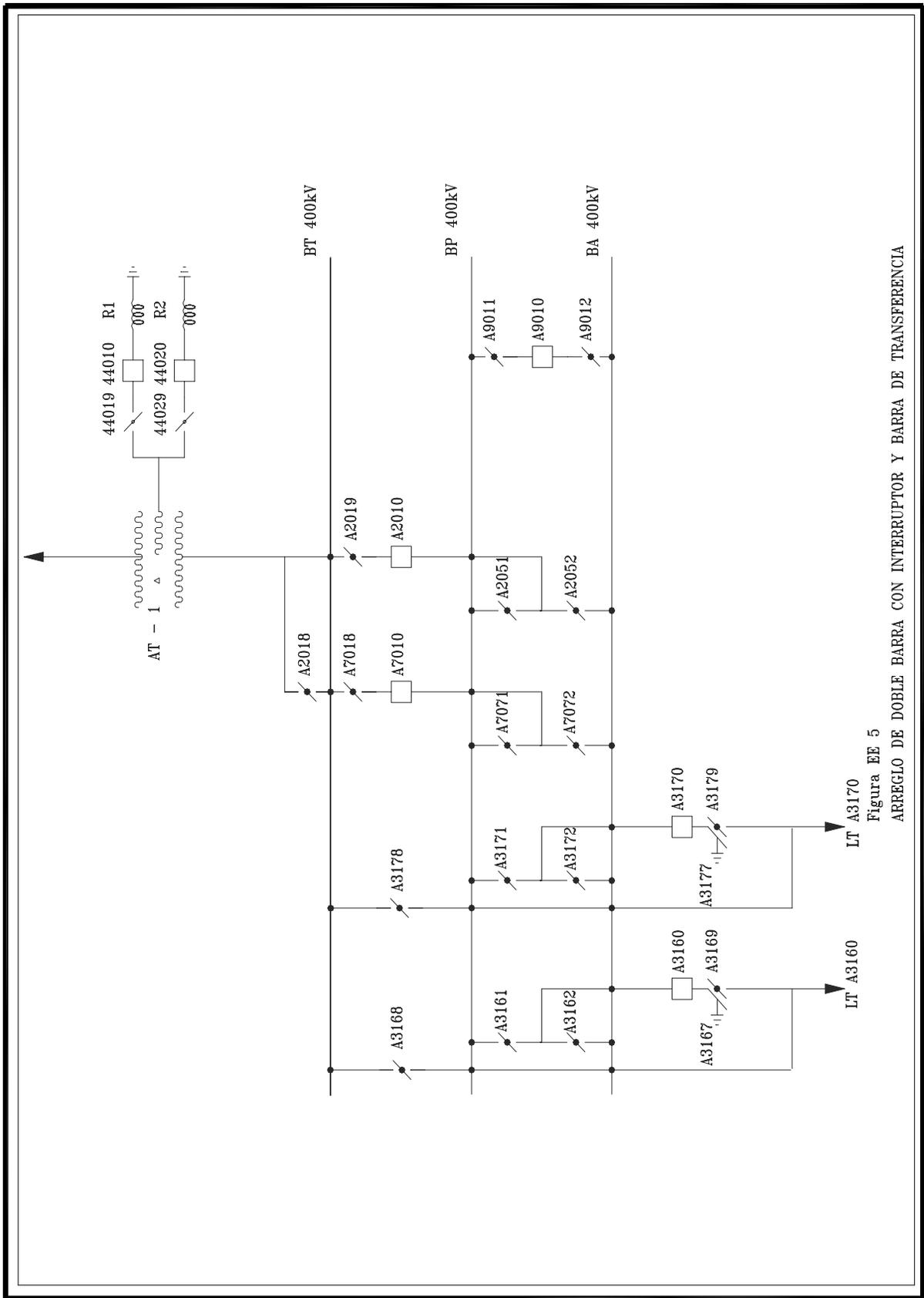


Figura EE 5
 ARREGLO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR Y BARRA DE TRANSFERENCIA



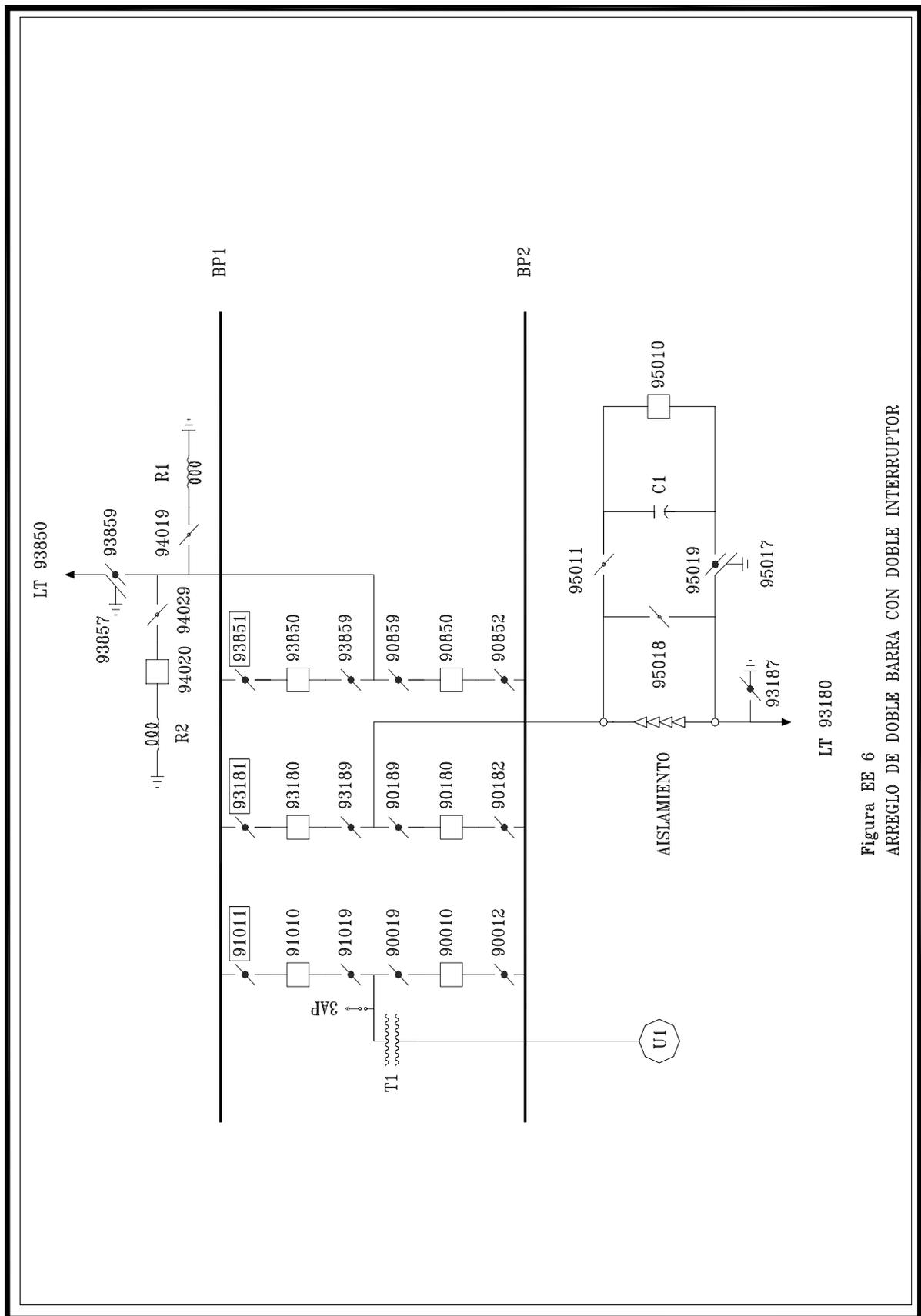


Figura EE 6
ARREGLO DE DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR