



4
24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
" A R A G O N "

" PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION
POR MEDIO DE RELEVADORES "

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N:
JOSE DE JESUS CUERVO GONZALEZ
FELIPE HERNANDEZ VARGAS

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1991



ENEP
ARAGON



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

INTRODUCCION	1
1 CARACTERISTICAS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION	5
1.1 Clasificación	5
1.2 Principio de funcionamiento	9
1.2.1 Relevadores electromagnéticos	9
1.2.2 Relevadores de estado sólido	22
1.3 Zonas de protección	24
1.4 Criterios de diseño de un sistema de protección	27
2 PROTECCION DE LINEAS POR MEDIO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE	30
2.1 Introducción	30
2.2 Transformadores de instrumentos	31
2.2.1 Transformadores de corriente	31
2.2.2 Transformadores de potencial	40
2.2.2.1 Transformadores de potencial inductivos	41
2.2.2.2 Transformadores de potencial tipo capacitivo	41
2.3 Relevadores de sobrecorriente	46
2.3.1 Relevadores de sobrecorriente como elementos de protección	47
2.3.2 Coordinación y ajuste	49
2.3.2.1 Procedimiento de coordinación	50
2.3.3 Relevador direccional de sobrecorriente	54
2.3.3.1 Principio de funcionamiento de los relevadores de sobrecorriente direccionales	56
2.3.3.2 Polarización de los relevadores direccionales	57
2.3.3.3 Coordinación de relevadores de sobrecorriente direccionales	59
2.3.4 Protección contra fallas a tierra	60
2.4. Pruebas	64

2.5	Ejemplo coordinación y ajuste de relevadores de sobrecorriente	67
3	PROTECCION DE LINEAS POR MEDIO DE RELEVADORES DE DISTANCIA	74
3.1	Introducción	74
3.2.	Principio de funcionamiento	75
3.3	Tipos de relevadores	77
3.3.1	Relevador de impedancia	78
3.3.2	Relevador de reactancia	80
3.3.3	Relevador mho	81
3.4	Principales efectos que afectan el funcionamiento de los relevadores de distancia	84
3.4.1	Efecto de la impedancia de la fuente a la impedancia de la línea (Z_S / Z_L)	84
3.4.2	Resistencia de arco	87
3.4.3	Efecto infeed (fuente de corriente intermedia)	90
3.4.4	Oscilaciones de potencia	92
3.5	Coordinación y ajuste	100
3.5.1	Compensación de relevadores	100
3.5.1.1	Compensación de relevadores de fase	101
3.5.1.2	Compensación de los relevadores de distancia de tierra	102
3.5.2	Zonas de protección	104
3.5.3	Ajuste de relevadores	106
3.5.4	Ejemplo coordinación y ajuste de relevadores de distancia.	107
4	PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISION	114
4.1	Introducción	114
4.2	Principio de operación	116
4.2.1	Comparación de magnitudes	117
4.2.2	Comparación direccional	129
4.2.3	Comparación de fase	120
4.3	Canales de comunicación	121

4.3.1	Canal hilo piloto	121
4.3.2	Canal por carrier	124
4.3.3	Canal por microondas	126
4.3.4	Canal por fibras ópticas	127
4.4	Esquemas de protección	131
4.4.1	Bloqueo por comparación direccional	131
4.4.2	Comparación direccional con desbloqueo	133
4.4.3	Disparo transferido con sobrealcance	136
4.4.4	Disparo transferido permisivo con subalcance	139
4.4.5	Bloqueo por comparación de fase	140
4.4.6	Comparación de fase dual con desbloqueo	143
4.4.7	Sistema de protección por hilo piloto	145
4.5	Ejemplo aplicación de protección por hilo piloto.	145

5 CRITERIOS DE SELECCION DEL TIPO DE PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION 149

5.1	Introducción	149
5.2	Criterios de selección del sistema de protección	151
5.2.1	Selección del esquema de protección por distancia	154
5.2.2	Selección del esquema de protección unitaria	157
5.3	Diseño del sistema de protecciones de la línea de 400 kV Sta. Cruz - Topilejo	158
5.3.1	Diseño de la protección primaria	160
5.3.2	Diseño de la protección de respaldo	171

CONCLUSIONES 178

GLOSARIO. 181

BIBLIOGRAFIA 183

INTRODUCCION

Desde el descubrimiento y aplicación de la energía eléctrica, esta se ha convertido en la fuente de energía de mayor demanda debido principalmente a su bajo costo¹, así como a la relativa facilidad con la que se le puede conseguir. En la actualidad es difícil imaginar al mundo sin energía eléctrica, lo cual puede generar problemas económicos y sociales como los ocurridos en la interrupción de más de nueve horas que afectó a la ciudad de Nueva York el 13 de junio de 1977.

Para poder mantener la continuidad, seguridad y satisfacer la demanda, las compañías encargadas de prestar este servicio buscan optimizar sus instalaciones y equipos. Una de las principales formas de satisfacer las características antes mencionadas es, por medio de la protección de los sistemas eléctricos de potencia contra fallas que puedan ocasionar interrupciones en el servicio y pérdidas humanas.

Para poder brindar esta protección, se han realizado estudios estadísticos [8] de los sistemas eléctricos de potencia los cuales se pueden dividir en tres partes importantes, centro de generación, línea de transmisión y centro de consumo. De acuerdo con las estadísticas es, en las líneas de transmisión en donde se presentan con mayor frecuencia (aproximadamente en un 50 %), los disturbios que ocasionan alteraciones en el sistema debido a que son las líneas de transmisión el elemento con mayor presencia en todos los sistemas de potencia. También por medio de estadísticas se a llegado a establecer, cuales son las fallas que se presentan y su frecuencia.

Fallas de una fase y tierra	85 %
Fallas entre dos fases	8 %

¹ Considerando que la generación hidroeléctrica y la termoeléctrica son las formas más económicas de producción.

Fallas de dos fases y tierra	5 %
Falla de tres fases	2 %

Los datos anteriores son utilizados, junto con estudios de corto circuito, configuración del sistema, etc; con el fin de poder instalar los mejores sistemas de protección acordes con las características propias del sistema.

De acuerdo a lo anterior el presente trabajo de tesis se enfoca a la protección de líneas de transmisión por medio de relevadores; puesto que la función de la protección por relevadores es, originar el retiro rápido de cualquier elemento en servicio de un sistema de potencia, cuando este sufre una anomalía que pueda originar daño o interferencia en el sistema.

En el primer capítulo se realiza un estudio básico de la clasificación de los relevadores de acuerdo a sus características de operación, polarización y funcionamiento. También es analizado el principio de funcionamiento de relevadores electromagnéticos y de estado sólido y las zonas de protección dentro de un sistema eléctrico, en las cuales es necesario dividir en sistemas de protección, para garantizar que el sistema eléctrico de potencia trabaje adecuadamente.

El capítulo segundo se analiza a los relevadores de sobrecorriente, su forma de funcionamiento, sus características de operación, coordinación y las ventajas y desventajas que presentan este tipo de relevadores. En este capítulo también se realiza un estudio de los transformadores de instrumentos, puesto que estos juegan un papel importante en los sistemas de protección.

En el tercer capítulo se analizan los relevadores de distancia, los diferentes tipos que existen, así como su aplicación y coordinación.

El capítulo cuarto está dedicado al análisis de la protección unitaria, los esquemas más comúnmente utilizados y las ventajas y desventajas de este tipo de protección por relevadores.

En el último capítulo se realiza un análisis de los diferentes tipos de protección presentados y se determinan los criterios por medio de los cuales son seleccionados, así como los principales factores que intervienen para la adecuada selección de un sistema de protección.

1 CARACTERISTICAS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

1.1 Clasificación.

Los relevadores son dispositivos sensibles a los parámetros de operación en todos los elementos del sistema eléctrico de potencia y emiten señales que activan uno o varios interruptores, lámparas de señalización, letreros indicadores, de tal forma que ubican y aíslan la zona de falla.

En conjunto con los interruptores forman el sistema de protección, cuyo diseño tiene como objetivo obtener un alto grado de continuidad en el servicio, y limitar el daño al equipo.

Existen diferentes criterios para clasificar a los relevadores, de acuerdo con el principio de operación, el tipo de señal de entrada, las características de funcionamiento, el papel que desempeñan dentro del sistema de protección.

A continuación se presentan algunas de estas clasificaciones [4] :

a) Por la función que desarrolla en el sistema de protección.

- Relevadores de protección.- Los cuales detectan las corrientes de falla y señalan o ubican la línea fallada, el equipo defectuoso u otros daños o condiciones anormales.

- Relevadores de monitoreo.- Verifican condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección. Algunos de ellos son los relevadores de alarma, detectores de falla y de verificación.

- Relevadores programables.- Los cuales establecen o detectan secuencias eléctricas. Son generalmente utilizados para recierres o sincronización. Como ejemplo están los relevadores de aceleración, los de inicialización, los de recierre y los de sincronización.

- Relevadores auxiliares.- Aquellos que apoyan la operación de otros relevadores, tales como los de bloqueo, de control, etc.

b) Por el tipo de entrada.- Los relevadores de protección pueden ser identificados por el tipo de entrada a la cual el relevador responde.

A esta clasificación se le pueden agregar los prefijos sobre, sub o anteponer la palabra baja o alta según sea el caso.

- Tensión

- Corriente

- Potencia

- Presión

- Frecuencia

- Temperatura

- Flujo

- Vibración

c) Por el principio de operación o estructura.

- Porcentaje

- Multi-restricción
 - Producto
 - Estado sólido
 - Electromecánico
 - Térmico
- d) Por su característica de funcionamiento
- Distancia
 - Direccional-sobrecorriente
 - Tiempo inverso
 - Tiempo definido
 - Baja tensión
 - Tierra o fase
 - Alta o baja velocidad
 - Comparación de fase
 - Comparación direccional
 - Fase segregada

A continuación se presenta una lista de relevadores con su número de clasificación y su función de protección según la norma ANSI/IEEE C37.2 Electric power system devices function numbers [21]

NUMERO ANSI	FUNCION DE PROTECCION
2	Relevador de cierre o arrancador con atraso de tiempo
3	Relevador de verificación
21	Relevador de distancia
25	Relevador de verificación de sincronismo o sincronizador
27	Relevador de baja tensión
30	Relevador anunciador
32	Relevador direccional de potencia
37	Relevador de baja potencia o de baja corriente
40	Relevador de campo
44	Relevador de arranque de secuencia negativa
46	Relevador de corriente balanceada o fase invertida
47	Relevador de voltaje de secuencia de fase
48	Relevador de secuencia incompleta

- 49 Relevador térmico de transformador o de máquina
- 50 Relevador de sobrecorriente instantánea
- 51 Relevador de sobrecorriente de tiempo
- 53 Relevador de generador de corriente directa
- 55 Relevador de factor de potencia
- 56 Relevador para aplicación de campo
- 58 Relevador para falla de un rectificador
- 59 Relevador de sobrevoltaje
- 60 Relevador de desbalance de voltajes
- 62 Relevador de apertura o paro con tiempo de retardo
- 64 Relevador detector de fallas a tierra
- 67 Relevador direccional de sobrecorriente
- 68 Relevador de bloqueo
- 74 Relevador de alarma
- 76 Relevador de sobrecorriente de corriente directa
- 79 Relevador de recierre de corriente alterna

81	Relevador de frecuencia
82	Relevador de recierre de corriente directa
85	Relevador de carrier o hilo piloto
86	Relevador auxiliar de bloqueo
87	Relevador de protección diferencial
91	Relevador direccional de tensión
92	Relevador direccional de potencia y tensión
94	Relevador de disparo o de libre disparo

1.2 Principio de funcionamiento

Los relevadores que se utilizan para sistemas de protección se fabrican sobre una o varias unidades de decisión o detectores de falla, junto con su lógica necesaria y unidades auxiliares. Los relevadores funcionan en respuesta a una o más magnitudes eléctricas. De acuerdo a su principio de funcionamiento existen dos categorías básicas:

-- Relevadores electromagnéticos

-- Relevadores de estado sólido

1.2.1 Relevadores electromagnéticos.

Dentro de esta categoría existen dos tipos que son los usados comúnmente, los de atracción magnética y los de inducción magnética.

a) Relevadores de atracción magnética.

Este grupo esta formado básicamente por los relevadores de tipo pistón, tipo bisagra, y los relevadores polarizados de hierro móvil. En la figura No. 1.1 se muestran los tres principales tipos de relevadores mencionados.

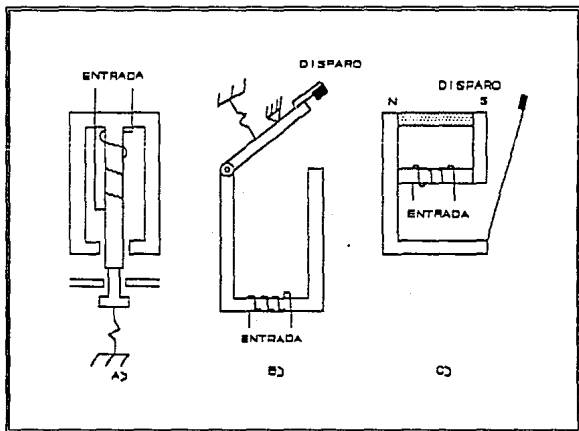


FIGURA No. 1.1 Relevadores de atracción magnética.

a) pistón, b) bisagra, c) hierro móvil

Los relevadores que se muestran en esta figura son los más simples, funcionan a partir de una cantidad operante de C.A. o C.D. (corriente o voltaje), creando un flujo magnético, con el cual se consigue atraer un émbolo hacia un solenoide, o una armadura hacia los polos de un electroimán.

La fuerza magnética ejercida en el relevador es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. Si se desprecia el efecto de saturación, la fuerza se expresará con la relación.

$$F = K_1 I^2 - K_2$$

En donde:

- F = Fuerza neta
- I = Magnitud eficaz de la corriente en la bobina actuante
- K₁ = Constante de conversión de la fuerza
- K₂ = Fuerza de retención

La utilización de los relevadores de este tipo no es muy confiable para trabajos continuos en C.A. [5] debido a la tendencia de reposición por cada medio ciclo, esto provoca vibración en el relevador, dañando los contactos y utilizando más energía. La solución a este problema se obtiene colocando anillos de sombra que es la práctica usual, o colocando en la armadura devanados y capacitores para lograr el defasamiento como se muestra en la figura No. 1.2.

Los relevadores de bisagra, se emplean principalmente como relevadores auxiliares (relevadores de disparo, de voltaje y de corriente).

Existe una variante en los relevadores de armadura que se operan con C.D. o C.A. rectificadas, son los relevadores polarizados de hierro móvil los cuales cuentan con un imán permanente que aumenta la sensibilidad.

En la figura No. 1.3 se puede apreciar el principio de funcionamiento.

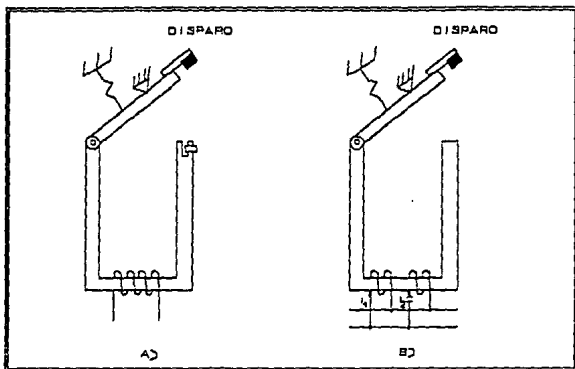


FIGURA No. 1.2 Relevadores de atracción magnética
a) Con anillo de sombra, b) Con bobina y capacitor

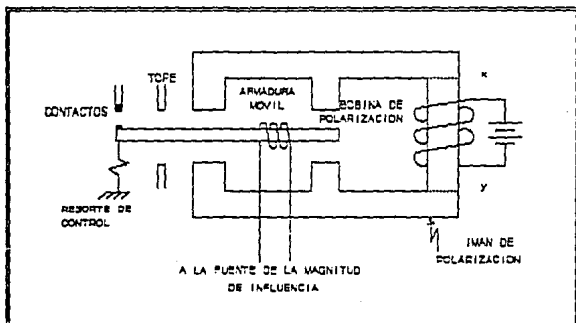


FIGURA No. 1.3 Relevador de armadura de C.D.

Se observa que en el entrehierro, por medio de un imán permanente o un electroimán se consigue un imán de polarización, que influirá sobre una barra rodeada por una bobina actuante, que al recibir la energía actuante será atraída o repelida en sus extremos, con lo que se logra abrir o cerrar los contactos.

La polaridad de la magnitud de influencia es la que dará la característica de direccionalidad.

Este tipo de relevadores se utilizan generalmente en la protección de sistemas de C.D., aun cuando en los de C.A. se pueden utilizar empleando rectificadores.

b) Relevadores de inducción magnética

Comparativamente los relevadores de inducción magnética con respecto a los relevadores de atracción magnética son de mayor empleo en propósitos de protección debido a la versatilidad en el ajuste de velocidad de operación, diversidad de curvas de operación, etc. Este conjunto de relevadores no se utilizan con magnitudes de C.D., debido a que el principio de funcionamiento esta basado en la teoría del motor de inducción.

Los relevadores de inducción por su estructura se han dividido en dos grupos, los de disco de inducción y los de copa de inducción.

- Los relevadores de disco de inducción se clasifican en:

1) Relevadores de disco de inducción de estructura de polo sombreado (ver figura No. 1.4).

El relevador se acciona por una corriente que circula en la única bobina, originando un flujo magnético que circula por la estructura magnética.

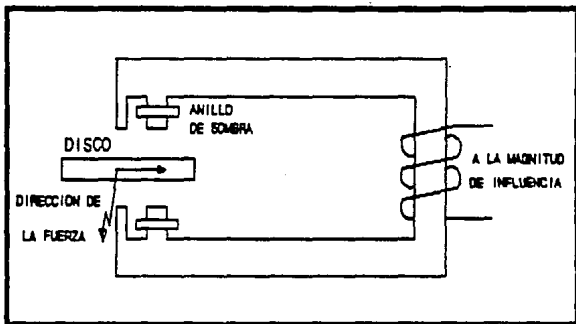


FIGURA No. 1.4 Estructura de polos sombreados

El flujo magnético en el entrehierro se divide en dos componentes que se encuentran defasados debido a el uso del anillo de sombra que se encuentra rodeando parte de la cara polar de cada polo en el entrehierro. El defasamiento originado produce el par de torsión necesario en el disco (de cobre o aluminio) para que se ponga en movimiento.

Los anillos de sombra pueden ser reemplazados por bobinas para controlar el funcionamiento del relevador, teniendo la posibilidad de operar el relevador bajo ciertas características predefinidas, como lo es la direccionalidad.

11) Estructura de wathhorímetro.- Es denominado de esta forma debido a que utiliza el principio de construcción de los wathhorímetros. En la figura No. 1.5, se observa su estructura básica, está constituida por dos bobinas en circuitos magnéticos diferentes, los cuales producen dos flujos magnéticos necesarios para poner en movimiento el rotor de la unidad.

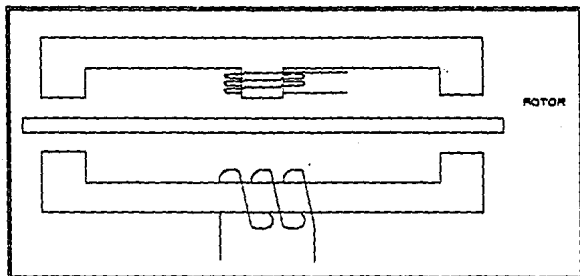


FIGURA No. 1.5 Estructura de motor de inducción

- Dentro de los relevadores del tipo copa de inducción se encuentran las:

1) Estructura de tambor o copa de inducción y de anillo doble de inducción. Estas estructuras se muestran en la figuras No. 1.6 y No. 1.7.

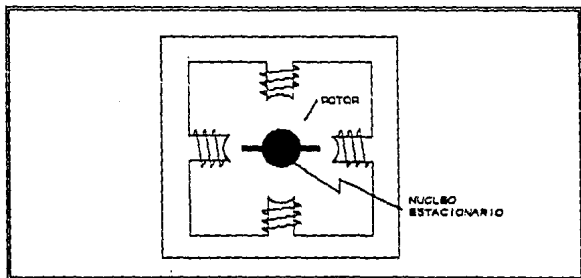


FIGURA No. 1.6 Estructura de tambor de inducción

Como se puede apreciar las dos estructuras son muy semejantes (funcionalmente las dos estructuras son prácticamente idénticas).

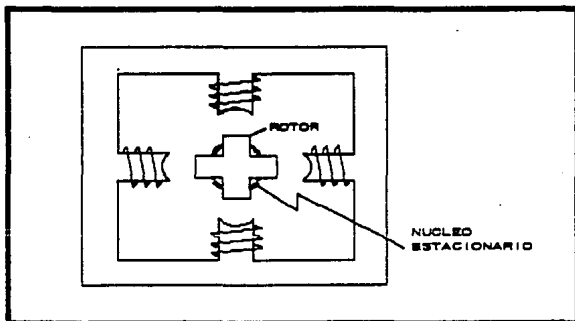


FIGURA No. 1.7 Estructura de anillo doble de inducción

El funcionamiento está basado en el principio del motor de inducción, a diferencia que en estas estructuras se tiene el rotor fijo y solo gira la parte conductora, siendo esta un cilindro hueco para la estructura de copa, y para la estructura de doble anillo se emplean dos anillos en ángulo recto entre sí.

El empleo de este tipo de estructura se debe a que produce un par más eficiente que las anteriores, utilizándose por lo consiguiente en relevadores de alta velocidad.

ii) Estructura de anillo de inducción.- Esta estructura produce el par con mayor eficiencia en relevadores de inducción, sólo que presenta una seria desventaja, la vibración debida a la tendencia de restablecimiento cada medio ciclo. En la figura No. 1.8 se muestra un esquema simple de este tipo de estructura.

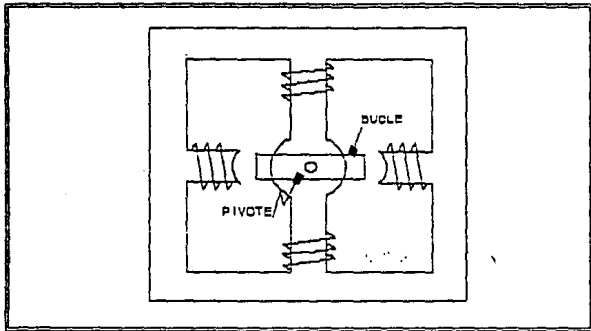


FIGURA No. 1.8 Estructura de anillo sencillo de inducción

La producción de la fuerza actuante o par de torsión se produce por dos flujos que están defasados uno con respecto del otro por un anillo de sombra o una bobina de atraso, estos flujos alternos inducen fuerzas electromotrices en el disco y las corrientes fluyen en el rotor bajo la influencia de las fuerzas electromotrices. Las corrientes producidas por los flujos reaccionan entre sí, produciendo fuerzas actuantes sobre el rotor.

Las magnitudes de los flujos son representadas en la figura No. 1.9 y se pueden expresar de la siguiente forma:

$$\phi_1 = \phi_1 \text{ sen } \omega t \quad \text{Ec.1.1}$$

$$\phi_2 = \phi_2 \text{ sen } (\omega t + \theta) \quad \text{Ec.1.2}$$

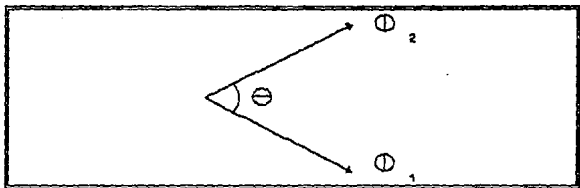


FIGURA No. 1.8 Flujo magnético actuante en un relevador

Supongamos que las corrientes parásitas se encuentran en fase con las tensiones (fems).

$$i_{\phi 1} \propto \frac{d\phi}{dt} \propto \bar{\omega}_1 \cos \omega t$$

$$i_{\phi 2} \propto \frac{d\phi}{dt} \propto \bar{\omega}_2 \cos (\omega t + \theta)$$

Las fuerzas F_1 y F_2 son iguales en magnitud pero diferentes en dirección y la fuerza neta se expresará:

$$F = (F_2 - F_1) \propto (\phi_2 i_{\phi 1} - \phi_1 i_{\phi 2})$$

Sustituyendo en esta última ecuación las expresiones 1.1 y 1.2 se tendrá:

$$F \propto \bar{\omega}_2 \sin(\omega t + \theta) \bar{\omega}_1 \cos \omega t - \bar{\omega}_1 \sin \omega t \bar{\omega}_2 \cos(\omega t + \theta)$$

Agrupando términos

$$F \propto \bar{\omega}_1 \bar{\omega}_2 (\sin(\omega t - \theta) \cos \omega t - \sin \omega t \cos(\omega t - \theta))$$

Que se reduce a

$$F \propto \Phi_1 \Phi_2 \text{ sen}\theta$$

Ec.1.3

Siendo esta última relación la fuerza neta en cada instante.

Los relevadores pueden ser accionados por una o más magnitudes (corriente o tensión). En los relevadores accionados por una sola magnitud es común utilizar la estructura de polos sombreados, aún cuando se pueden emplear las demás estructuras tomando algunas consideraciones, como es conectar los circuitos actuantes en serie o en paralelo y el ángulo de fase requerido entre los dos flujos se obtiene haciendo que los dos circuitos tengan relaciones X/R diferentes, al utilizar resistencia auxiliar y/o capacitancia en combinación con uno de los circuitos. La ecuación representativa del par general para relevadores de una magnitud es:

$$T = K_1 A^2 - K_2$$

Siendo A tensión o corriente.

La relación anterior no es útil cuando se trata de relevadores de inducción de dos magnitudes por cual hay que ajustar la ecuación 3.

Considerando un relevador que opera con dos corrientes, I_1 e I_2 , y que producen los flujos Φ_1 y Φ_2 respectivamente, y despreciando la impedancia del disco, es válido sustituir las corrientes por los flujos que estas producen, así de la ecuación 3 tenemos:

$$T = K_1 I_1 I_2 \text{ Sen } \theta - K_2$$

Ec.1.4

en donde:

I_1 e I_2 = Valores eficaces de las corrientes actuantes

θ = Angulo de fase entre los flujos producidos por I_1 e I_2

Para que el par sea máximo, el ángulo θ debe ser igual con 90° , pero debido a que esto no sucede en condiciones reales, es necesario colocar una impedancia en alguna de las bobinas con el objetivo de que el par máximo ocurra a valores de θ más pequeños.

Así, considerando a I_1 como referencia y conectando a esta la impedancia mencionada, tenemos el diagrama fasorial de la figura No. 1.10.

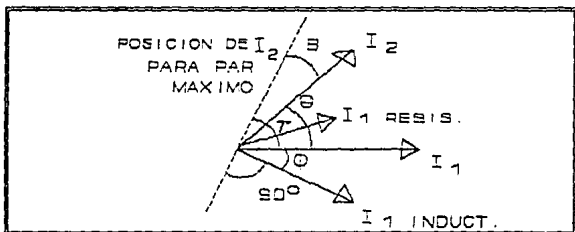


FIGURA No. 1.10. Diagrama fasorial de los parámetros de una unidad direccional

En la figura anterior, se observa que las corrientes que actúan para producir el par son I_2 y la componente inductiva de I_1 , por lo cual la ecuación 4 se modifica a:

$$T = K_1 I_1 I_2 \text{ sen}(\theta - \phi) - K_2$$

Ec.1.5

De la figura No. 1.10, también se obtienen las siguientes relaciones:

$$90^\circ = \tau - \theta$$

Despejando θ , y sustituyendo en la ecuación 5, tenemos que:

$$T = K_1 I_1 I_2 \text{Sen} (\theta - \tau + 90^\circ) - K_2$$

De la igualdad trigonométrica

$$\text{Sen} (A + B) = \text{Sen} A \text{Cos} B + \text{Cos} A \text{Sen} B$$

Considerando $A = \theta - \tau$ y $B = 90^\circ$, tenemos finalmente que

$$T = K_1 I_1 I_2 \text{cos}(\theta - \tau) - K_2 \quad \text{Ec.1.6}$$

Con la ecuación 6, es posible calcular el valor del par de operación en función del ángulo entre las cantidades de operación y de referencia más el ángulo entre la referencia y la dirección del par máximo.

Existen relevadores que tienen otras magnitudes actuantes como son corriente-tensión, tensión-tensión, los cuales se representan por la misma ecuación, sólo se varía el término de las magnitudes actuantes.

Después de examinar los diferentes tipos de relevadores se llega a la ecuación universal del par del relevador, la cual es la unión de las ecuaciones para relevadores de una sola magnitud y los relevadores de más de una magnitud, resultando la siguiente.

$$T = K_1 I^2 + K_2 V^2 + K_3 V \text{Icos}(\theta - \tau) + K_4 \quad \text{Ec.1.7}$$

1.2.2 Relevadores de estado sólido

Los relevadores de estado sólido o estáticos han surgido a partir de las nuevas necesidades de protección, originadas por la complejidad creciente de los sistemas eléctricos de potencia; mientras tanto los relevadores electromagnéticos debido a estos nuevos requerimientos, tienden a ser más robustos, tienen mayor complejidad mecánica y mayor costo, siendo necesario reemplazarlos por los relevadores en estado sólido [1], que debido al progreso en el campo de la electrónica han mejorado su confiabilidad, reduciendo tiempos de operación, lo que repercute en la estabilidad del sistema.

Independientemente de la función que desempeñe un relevador de estado sólido, todos pueden representarse de acuerdo a un esquema básico, como se muestra en la figura No. 1.11.

i) Elemento de entrada o alimentación.- Se utiliza como mezclador de las señales obtenidas a partir de los transformadores de corriente y de potencial. Entre los circuitos que se emplean en esta operación se encuentran los amplificadores operacionales que responden perfectamente a las necesidades de sumar o mezclar señales.

ii) Elemento de medición.- Esta es la parte más importante, pues es donde se realiza la toma de decisión para que el relevador opere o no. El elemento de medición es un dispositivo de una, dos o más entradas (comparadores).

iii) Elemento de salida.- Este elemento amplifica la señal, la multiplica y la combina con ciertas señales, a la vez que las atrasa. Sólo procesa señales binarias, sus requisitos de calidad son menores que en los elementos de medición. Este elemento puede ser construido en forma robusta.

iv) Elemento de alimentación.- Proporciona el voltaje de C.D. requerido por los elementos electrónicos. Los medios por los que se proporciona el voltaje de C.D. (rectificación en la salida del transformador de corriente o de potencial, baterías auxiliares, etc), son muy variados.

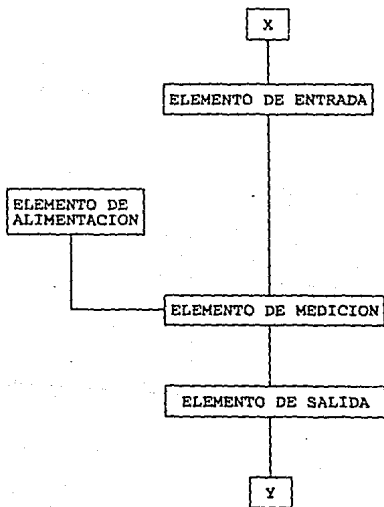


FIGURA No. 1.1) Representación esquemática de un relevador de estado sólido.

1.3 Zonas de protección

La filosofía general en la aplicación de relevadores, es dividir al sistema de potencia en zonas de protección [4] que puedan ser protegidas adecuadamente, con la mínima cantidad de desconexión del sistema. El sistema de potencia es dividido en las siguientes zonas de protección:

1. Generador
2. Transformador
3. Bus
4. Líneas de transmisión y distribución
5. Motores

El propósito del sistema de protección es dar una primera línea de protección, o protección primaria, para los puntos señalados, sin embargo, cuando la protección primaria falla, se cuenta con la protección de respaldo.

En la figura No. 1.12 se muestra un circuito con las zonas de protección señaladas:

De la figura se observa que:

1. La protección para cada zona está traslapada con el fin de evitar la posibilidad de áreas no protegidas.
2. Los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento al sistema de potencia, con lo cual se hace posible la desconexión del elemento bajo condiciones anormales.

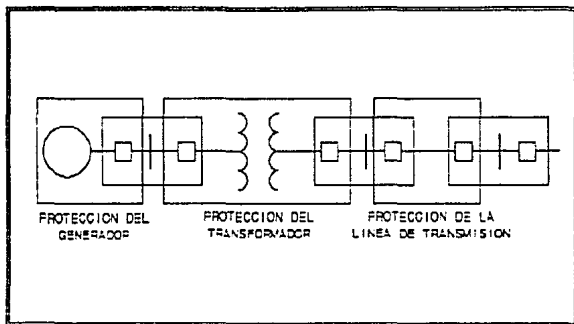


FIGURA No. 1.12 Zonas de protección

Sin embargo, sobre todo en protección de líneas contra fallas de corto circuito, se emplea la protección de respaldo, debido a que para este tipo de fallas, las estadísticas muestran que la protección primaria tiene un mayor índice de falla que otros tipos de protección. Algunas de las causas que provocan que falle la protección primaria son:

- La alimentación al relevador
- Los relevadores de protección
- Circuito de disparo o mecanismo del interruptor
- Interruptor

La protección de respaldo [34] es aquella que opera independientemente de los componentes específicos del sistema de protección primaria, y tiene como objetivo operar si la protección primaria falla o esta temporalmente fuera de servicio.

El principio de aplicación de la protección de respaldo es sencillo, esta debe ser ajustada de tal forma que dispare con un tiempo de atraso adecuado para permitir que la protección primaria opere.

Existen dos formas de protección de respaldo:

- Protección de respaldo remoto
- Protección de respaldo local

La protección de respaldo remoto es la forma más común en los sistemas de potencia, pero tiene algunos inconvenientes, derivados del hecho de que la protección primaria de una sección, proporciona protección de respaldo remoto a la siguiente sección, lo cual provoca tiempos de respaldo muy lentos y el hecho de tener que sacar de servicio más interruptores de los necesarios, además de que, cuando se usa relevadores de distancia, haya casos en los cuales no pueda ofrecer este tipo de protección cuando se presente el fenómeno de infeed (fuente de corriente intermedia), este fenómeno es explicado en el capítulo 3.

La protección de respaldo es una forma de responder al acelerado incremento en la complejidad de los sistemas de potencia eléctrica, ya que esta protección se ubica en la sección que va a respaldar y con el único objetivo de ofrecer este tipo de respaldo, con lo cual se disminuye el tiempo de respaldo a unos cuantos ciclos después de que se ha detectado que la protección primaria a fallado, y sólo se disparan los interruptores necesarios.

En el sistema de respaldo local se deben duplicar todos los elementos para proporcionar una redundancia total, sin embargo, debido al costo, los interruptores y los bancos de baterías no

son duplicados. Aunque para resolver este problema los interruptores modernos cuentan con dos bobinas de disparo independientes, y en el caso de las baterías cada grupo de protección tiene su propia conexión al banco.

Debido a su costo extra, la protección de respaldo local, se aplica principalmente a líneas protegidas por sistemas unitarios, o en líneas donde las oscilaciones de potencia sean severas, o con protección de distancia que presente infeed.

1.4 Criterios de diseño de un sistema de protección

El diseño de un sistema de protección es considerado por la mayoría de los ingenieros en protecciones como un arte, sin embargo existen algunos criterios [4,6] que auxilian al diseñador en la definición de requerimientos y características del sistema de protecciones.

Estos criterios son básicos en cualquier diseño, entre los cuales se encuentran:

a) Confiabilidad.- Es definida como la capacidad del relevador o sistema de protecciones para funcionar correctamente cuando sea necesario (funcionalidad) y para evitar una operación innecesaria (seguridad).

La seguridad no debe confundirse con la discriminación, ya que la última, se refiere a la capacidad de diferenciar una falla de una sobre-carga, de una oscilación de potencia; mientras que la primera se refiere a que el sistema no funcionará ante disturbios ocasionados por problemas que no tienen relación con fenómenos eléctricos, tal como la humedad, el polvo, etc.

Un buen diseño debe tener un equilibrio entre estos dos aspectos, que tienden a oponerse.

b) Velocidad.- El sistema de protecciones debe ser rápido por las siguientes razones:

- No debe rebasar el tiempo crítico de eliminación.
- Para evitar daño al equipo por exposición prolongada de corrientes de falla.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla, más carga podrá transmitir entre puntos del sistema de potencia, sin que se salga de sincronismo.

Sin embargo, debe considerarse que el aumento de velocidad siempre va acompañado con el incremento de disparos no deseados y operaciones inexplicables.

Además, los relevadores no deben funcionar extremadamente rápido, es decir, a menos de 10 ms, por que, por ejemplo, cuando un rayo produce cualquier variación en la línea, los divisores deben tener el tiempo suficiente para descargar a tierra, de lo contrario el relevador operará innecesariamente en condiciones transitorias.

En relevadores, una alta velocidad indica que la operación usualmente no excede los 50 ms (3 ciclos en una base de 60 Hz), y el término instantáneo implica que no se introduce ningún retraso intencional al relevador.

c) Selectividad.- Es la propiedad por medio de la cual sólo se aísla al elemento del sistema que se encuentra en condiciones de falla, quedando en operación las secciones no falladas.

A los sistemas de protección que son absolutamente selectivos se les conoce con el nombre de unitarios, tal como la protección diferencial; y a los sistemas que son relativamente selectivos se les llama no unitarios, ejemplo de esto es la protección de distancia.

d) Económico.- En un sistema de suministro de energía existe un límite económico para la cantidad que se puede invertir en la protección del mismo. Por lo general es un problema complejo, ya que la probabilidad de falla está en función del componente, de la ubicación, del tiempo, etc. Todos estos factores pueden proporcionar varias alternativas para el mismo problema, por lo cual la elección debe hacerse considerando el factor económico.

El costo de la protección está relacionado con el costo de la planta que se va proteger y aumenta con el costo de esta. Por lo general, el costo de la protección no debe exceder el 5% del costo total. Sin embargo, cuando los dispositivos que se van a proteger son de suma importancia, como el generador o la línea principal de transmisión, las condiciones económicas se subordinan a menudo a la confiabilidad.

2 PROTECCION DE LINEAS POR MEDIO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

2.1 Introducción

Los relevadores de sobrecorriente son dispositivos que operan en función de la magnitud de la corriente, es por ello que son del tipo de una sola magnitud de entrada (tensión o corriente). Como se mencionó en el capítulo 1, estos relevadores son del tipo de atracción electromagnética, cuando no se requiere ningún atraso intencional, y cuando éste atraso se requiere, se prefieren los relevadores de inducción. En cuanto a los relevadores estáticos, la diferencia la hace un timer, con el cual se obtiene el atraso deseado.

Cuando se requiere una mayor selectividad, se le adiciona la característica de direccionalidad, con lo cual el relevador detecta la dirección del flujo de corriente y opera para un valor dado de corriente en la dirección de operación. Cabe señalar que esta unidad requiere dos variables de entrada.

En nuevas líneas donde se requiere este tipo de protección, se usan principalmente relevadores estáticos, dadas sus ventajas sobre los electromecánicos. Pero en la mayoría de los casos, en líneas que cuentan con protección con relevadores electromecánicos, poco o nada se ha hecho para cambiarlos por relevadores estáticos. Lo anterior se debe principalmente a la confiabilidad de los relevadores electromecánicos, y a que, en su mayoría, los relevadores estáticos en su principio de funcionamiento como elemento de protección es esencialmente igual a un relevador electromecánico. Es por ello que un estudio sobre aplicación de relevadores se debe dirigir esencialmente a identificarlo en sus principios como elemento de protección, y no por sus características constructivas.

2.2 Transformadores de instrumentos

En los sistemas eléctricos de potencia, al utilizarse relevadores para obtener protección, se hace imprescindible el uso de los transformadores de instrumentos (transformadores de potencial y transformadores de corriente), por medio de los cuales se realiza el acoplamiento entre la línea de alta tensión y el equipo de protección, control y medición.

Para el adecuado empleo de los transformadores de instrumentos se deben considerar diversos factores como son: la relación de transformación, condiciones de servicio, precisión y conexiones, entre otros.

2.2.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente (TCs) [20,2] son elementos de acoplamiento, a través de los cuales se induce una corriente de menor valor, pero proporcional a la corriente primaria y defasada respecto a ella en un ángulo cercano a cero, la cual por su magnitud, es adecuada para ser manipulada y utilizada en los equipos de protección, control y medición.

En los TCs, las bobinas primarias se conectan en serie con el circuito de potencia, donde la impedancia de la bobina primaria es despreciable en comparación a la resistencia del sistema de potencia, generalmente esta impedancia es referida al lado del secundario, por lo que la impedancia de este último controla totalmente el flujo de la corriente. El circuito equivalente de un TC, se muestra en la figura No. 2.1.

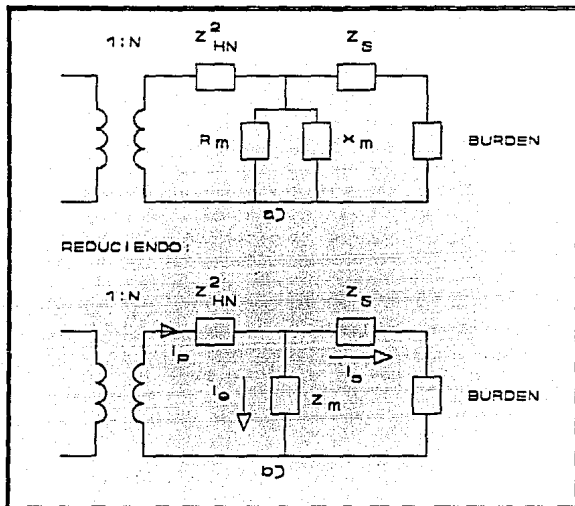


FIGURA No. 2.1 Circuito Equivalente de un Transformador de Corriente.

En donde:

I_p = Corriente del primario referida al secundario

I_s = Corriente del secundario

I_e = Corriente de magnetización y pérdidas en el núcleo

Z_s = Impedancia del secundario

Z_{HN} = Impedancia del primario referida al secundario.

Z_m = Impedancia de magnetización

Burden = Impedancia de carga

El burden es definido por la norma ANSI/IEEE C57.13 [20] como " La propiedad del circuito conectado al devanado secundario, para determinar la potencia activa y reactiva de la terminal secundaria. El burden se expresa también como el total de impedancia en ohms, con las componentes de la resistencia efectiva y activa."

Tipos de transformadores de corriente [1]

Tipo devanado.- Este tipo de TC tiene un devanado primario consistente en una o más vueltas que envuelven al núcleo o núcleos. Los devanados primario y secundario están aislados entre sí y también están aislados del núcleo(s).

Tipo barra.- En este tipo de TC se tiene un conductor recto y fijo en forma de barra o tubo, el cual es el devanado primario. Este devanado está ensamblado al devanado secundario y al núcleo.

Tipo ventana.- Estos TCs contienen un devanado secundario aislado y ensamblado permanentemente en el núcleo, pero el devanado primario no forma parte activa de la estructura, el aislamiento parcial o completo esta dado en la ventana para el devanado primario.

Tipo boquilla.- Los TCs de este tipo tiene núcleo anular y un devanado secundario aislado ensamblado en el núcleo, no tienen devanado primario o aislamiento para el devanado primario, son utilizados con conductores totalmente aislados, como devanado primario, se usa en donde el conductor primario es parte de otro equipo.

El funcionamiento de los TCs, se mide a partir de la habilidad de reflejar la corriente sensada por el primario, en el secundario y dicha habilidad se denomina precisión.

La precisión de los TCs es una de las características más importantes, puesto que un sistema de protección depende de que tan eficientes y exactos son los transformadores de instrumentos; es posible determinarla por diferentes métodos, como lo son:

- Determinando en el núcleo la densidad de flujo, la cual debe encontrarse entre un rango de 77 500 a 125 000 líneas/in², para asegurar que el TC trabaje en forma correcta, de otra forma estará en zona de saturación, lo que provoca imprecisiones en su funcionamiento.

- La curva de excitación secundaria.- Este método es gráfico y determina el nivel de imprecisión a partir de la curva de excitación secundaria, la cual se obtiene usando la prueba de circuito abierto. Generalmente la curva de excitación es proporcionada por el fabricante.

El método consiste en calcular el valor de voltaje secundario (V_s), con el cual se entra a la gráfica e interceptando a la curva, se encuentra el valor de la corriente de excitación I_e . Si el valor de I_e se encuentra sobre la rodilla de la curva es posible que el TC se encuentre trabajando en la zona de saturación. Cuando se realiza la prueba de circuito secundario abierto se detecta saturación pues a incrementos pequeños de voltaje V_s se tendrán grandes incrementos en la corriente I_e .

El método es recomendable solo para TCs tipo boquilla o para TCs con arrollamientos secundarios completamente distribuidos, en los cuales la reactancia de dispersión secundaria es tan pequeña que se puede despreciar.

- Clase de precisión por Norma ANSI/IEEE C57.13.- De acuerdo a éste método, se tienen TCs para dos tipos de aplicaciones, medición y protección.

Los TCs tipo barra o ventana se clasifican con la letra "C" y es debido a la posibilidad de obtener la relación por cálculos, a partir de la curva de saturación y no debe exceder del 10% de error en la relación (está norma concuerda con la norma Mexicana DGN -J- 109 -1977 [17]).

Los TCs tipo devanado generalmente son sometidos a una prueba para poder determinar la relación del TC, debido a las grandes pérdidas de reactancia, se denotan por la letra "T".

La precisión típica para un TC se representa de la siguiente forma, tomemos como ejemplo un TC tipo C200, donde C representa que la razón puede ser calculada y 200 es el voltaje de la terminal secundaria.

La clasificación ANSI/IEEE, establece una relación normalizada [Z] en los TCs como la que se muestra en la tabla No. 2.1, se incluyen TCs con doble rango. La salida del secundario se ha normalizado a 5 A, considerando que en el punto en donde se localiza el TC, la corriente máxima de falla no exceda el valor nominal de corriente en 20 veces, antes de que se presente el fenómeno de saturación.

Los TCs operan de forma anormal cuando:

a) La corriente primaria es demasiado grande ocasionando que el TC se sature, haciendo que el funcionamiento del relevador asociado se retrase o no funcione.

b) El burden sea demasiado grande, con lo cual se demanda mayor cantidad de corriente, llevando al TC a condiciones semejantes a la anterior.

c) El circuito secundario este abierto ocasionando que toda la corriente pase por la impedancia de magnetización, con lo cual el núcleo se sobrecaliente y en casos extremos llegue a destruirse.

TABLA 2.1

RANGO PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CON UNA O DOS RELACIONES

<u>RELACION UNICA</u>	<u>DOBLE RELACION CON DEVANADO PRIMARIO SERIE - PARALELO</u>	<u>DOBLE RELACION CON TAPS EN EL DEVANADO SECUNDARIO</u>
<u>AMPERES</u>	<u>AMPERES</u>	<u>AMPERES</u>
10:5	25 x 50:5	25/50:5
15:5	50 x 100:5	50/100:5
25:5	100 x 200:5	100/200:5
50:5	200 x 400:5	200/400:5
75:5	400 x 800:5	300/600:5
100:5	600 x 1200:5	400/800:5
200:5	1000 x 2000:5	600/1200:5
300:5	2000 x 4000:5	1000/2000:5
400:5		1500/3000:5
800:5		2000/4000:5
1200:5		
1500:5		
2000:5		
3000:5		
4000:5		
5000:5		
6000:5		
8000:5		
12000:5		

Polaridad.-

La norma ANSI/IEEE C57.13 establece una convención para obtener la marca de polaridad, la cual menciona que la corriente en el primario, en el mismo instante de tiempo, esta entrando por la marca de polaridad, la correspondiente corriente secundaria estará saliendo por la marca de polaridad similar, en la figura No. 2.2 se muestra la representación esquemática de los TCs y sus marcas de polaridad.

La misma norma establece que deben ponerse marcas físicas en las terminales de la polaridad relativa instantánea. La terminal del primario es designada con la letra H seguida por un número. La

terminal secundaria es designada por las letra X, Y o Z, seguidas de un número.

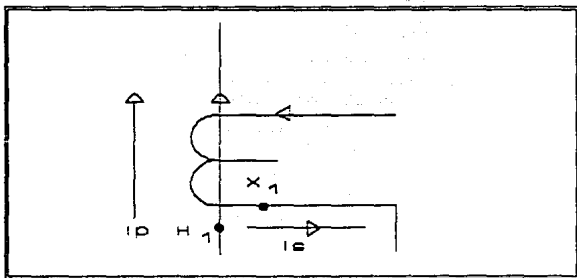


FIGURA No. 2.2 Marcas de polaridad.

En una gran cantidad de aplicaciones de los TCs se involucran relevadores de protección o medidores, los cuales dependen de 2 o más valores de operación. La observación de la polaridad en los transformadores de medición es crítica, para la correcta operación de los relevadores o medidores. Por lo que es necesario realizar las conexiones acordes con las marcas de polaridad.

Conexiones típicas de los transformadores de corriente

En los sistemas trifásicos existen dos formas básicas de conexiones, la conexión en estrella y la conexión en delta, las cuales son aplicables a todos los equipos eléctricos y los TCs no son la excepción, eligiéndose esta de acuerdo a las necesidades del sistema.

Conexión estrella.- Este tipo de conexión se muestra en la figura No. 2.3. Tomando dos suposiciones: primera, el sistema está en condiciones estables, realizando un análisis utilizando componentes simétricas, teniendo que la suma de las tres fases balanceadas de corriente, que pasan a través de la conexión residual del relevador de sobrecorriente a tierra, es igual a cero; segunda, suponiendo que existe una falla a tierra en el sistema, la suma de las fases A, B y C de corriente será igual a la suma de las "Componentes de secuencia cero", con lo cual se tendrá:

$$I_a + I_b + I_c = 3 I_{a0}$$

Los TCs conectados en estrella reproducen secuencias positiva, negativa y cero como ocurre en el primario del TC. En este tipo de conexiones se utiliza exclusivamente la conexión residual.

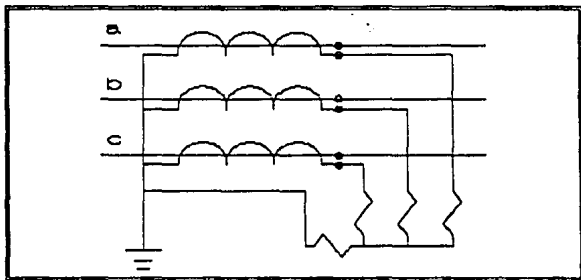


FIGURA No. 2.3 Conexión en Estrella.

Conexión delta.- La conexión delta de los secundarios de un TC, se puede realizar de dos formas. La conexión delta permite

eliminar la componente de secuencia cero en los relevadores.

$$\begin{aligned} I_a - I_b &= (I_{a1} - I_{b1}) + (I_{a2} - I_{b2}) \\ &= (1 + a^2)I_{a1} + (1 - a)I_{a2} \\ &= (3/2 + j\sqrt{3}/2)I_{a1} + (3/2 - j\sqrt{3}/2)I_{a2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_b - I_c &= (1 - a^2)I_{b1} + (1 - a)I_{b2} \\ &= a^2(1 - a^2)I_{a1} + a(1 - a)I_{a2} \\ &= -j\sqrt{3}/2I_{a1} + j\sqrt{3}/2I_{a2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_c - I_a &= (1 - a^2)I_{c1} + (1 - a)I_{c2} \\ &= a(1 - a^2)I_{a1} + a^2(1 - a)I_{a2} \\ &= (-3/2 + j\sqrt{3}/2)I_{a1} + (-3/2 - j\sqrt{3}/2)I_{a2} \end{aligned}$$

En este tipo de conexión, la polaridad de los TCs es importante, pues la inversión de estas ocasionará un desbalance y por lo tanto una señal de error (ver fig. 2.4)

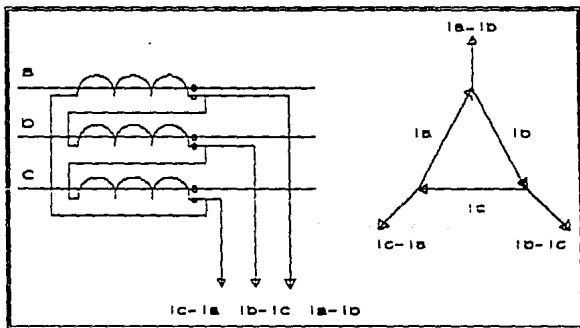


FIGURA No. 2.4 Conexión delta.

Conexión delta inversa

$$I_a - I_c = -(I_c - I_a) = (3/2 - j\sqrt{3}/2)I_{a1} + (3/2 + j\sqrt{3}/2)I_{a2}$$

$$I_b - I_a = -(I_a - I_b) = (-3/2 - j\sqrt{3}/2)I_{a1} + (-3/2 + j\sqrt{3}/2)I_{a2}$$

$$I_c - I_b = -(I_b - I_c) = j\sqrt{3}/2I_{a1} - j\sqrt{3}/2I_{a2}$$

Algunas aplicaciones de estas conexiones se encuentra en filtros de secuencia cero, también es muy empleada en la protección diferencial de transformadores de potencia, buses y demás equipos.

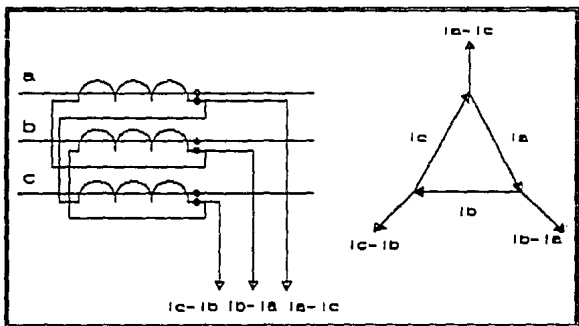


FIGURA No. 2.5 Conexión Delta Inversa.

2.2.2 Transformadores de potencial.

Los transformadores de potencial (TPs), son utilizados en los sistemas eléctricos, para transformar la tensión del primario a una tensión menor proporcional en el secundario y para aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos

de alta tensión. Existen dos tipos de TPs que son: los inductivos y los capacitivos. Los dos tipos de TPs desarrollan el mismo trabajo, pero bajo diferentes principios que se mencionan a continuación.

2.2.2.1 Transformadores de potencial inductivos

Los TPs inductivos [18] se consideran para su análisis, con características similares a los transformadores convencionales. El primario del TP es conectado en el lado de alta tensión y con varios rangos de salida en los secundarios (120 Volts entre fase y fase, 69.3 Volts entre fase y neutro).

El porcentaje de error máximo usual en los TPs es del orden de 0.3, 0.6 y 1.2 %. Este tipo de TPs tienen un funcionamiento excelente con transitorios y reproducen fielmente cambios abruptos del voltaje primario.

2.2.2.2 Transformadores de potencial tipo capacitivo.

Los transformadores de potencial capacitivos [16], surgen como una opción económica, debido a que los TPs inductivos incrementan su tamaño proporcionalmente con la relación de voltaje, y por ende se incrementa el costo en forma desproporcionada.

Los TPs de este tipo utilizan un divisor de tensión capacitivo conectado entre las fases de un circuito de potencia y tierra. Dentro de los TPs capacitivos existe a su vez una subdivisión que comprende los TPs capacitivos de acoplamiento y los TPs capacitivos de boquilla.

El primero utiliza como divisor de tensión un acoplamiento de capacitores conectados en serie y un capacitor auxiliar conectado

a tierra figura No. 2.6a. El tipo boquilla utiliza un acoplamiento capacitivo en una boquilla semejante al de los transformadores o interruptores, como se muestra en la figura No. 2.6b.

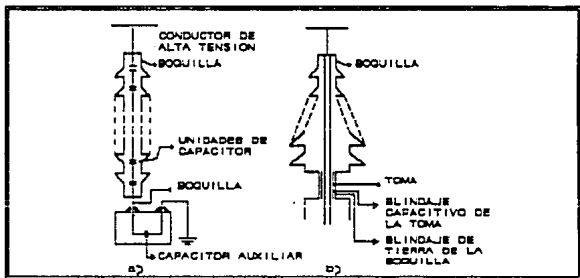


FIGURA No. 2.6 Transformadores de Potencial Tipo Capacitivo.

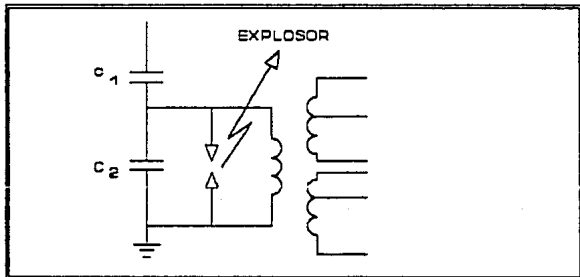


FIGURA No. 2.7 Circuito Equivalente de un Transformador de potencial tipo capacitivo.

El funcionamiento de los diversos tipos de TPs capacitivos es el mismo, por lo tanto pueden ser representado por medio de un circuito equivalente como el que se muestra en la figura No. 2.7. De la misma figura se tiene el explosor que es utilizado como dispositivo que elimina las sobretensiones en la parte magnética.

Precisión.- Al igual que con los TCs es necesario tomar en cuenta la precisión, la cual depende de las características del equipo como son los voltajes nominales primarios a los cuales podrá ser conectado el equipo, así como del burden con el cual puede trabajar en condiciones normales. Todas estas características ya han sido normalizadas y son presentadas por las normas ANSI C57.13 [20], en México además por las normas NOM-J-168-1980 [18] y NOM-J-408 1980 [16].

Para voltajes nominales primarios se presentan a los TPS en tres grupos de acuerdo a su grado de aplicación:

Grupo 1.- Los TPs de este grupo están diseñados para ser aplicados con el 100% de voltaje nominal primario, cuando son conectados línea a línea o línea a tierra. Tomemos un caso para aclarar las características de este grupo; un TP de "120/208 Y", puede ser conectado entre líneas a una tensión de 120 V, o entre línea y neutro a una tensión de 208 V.

Grupo 2.- Es integrado por TPs diseñados para conectarse línea a línea, pero en ciertos casos son usados para conectarse entre línea y neutro, para una tensión semejante a nominal de diseño pero dividida por 1.732.

Grupo 3.- En este grupo los TPs han sido diseñados para usarse en conexiones de línea a tierra únicamente.

En cuanto a los burdens la norma ANSI C57.13 establece valores de carga secundaria de acuerdo al error de transformación y a los equipos conectados al secundario, en la tabla No. 2.2 se muestran dichos valores.

TABLA 2.2
BURDENS NORMALIZADOS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Características de los Burdens Normalizados			Características en 120 V Base		
Designación	VA	FP	R OHM	L HENRI	Z OHM
W	12.5	0.10	115.2	3.04	1152
X	25	0.70	403.2	1.09	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36
M	35	0.20	82.3	1.07	411

Polaridad y Conexiones.— Los TPs al igual que los TCs tienen marcas de polaridad para indicar las polaridades relativas del primario y secundario. Dichas marcas se utilizan para realizar correctamente las conexiones de los TPs y garantizar que se tengan las señales adecuadas para el funcionamiento eficiente de los equipos de protección. Estas marcas son representadas por las letras "H" en el primario y "X" o "Y" en el secundario.

Generalmente la forma de conectar un equipo, en este caso un TP, será de acuerdo con las necesidades del equipo, así pues se hace necesario un estudio previo para definir el esquema de conexión de los transformadores de instrumentos.

Conexión residual de voltaje.- En un sistema balanceado la suma de los voltajes es cero, pero cuando se tiene alguna falla a tierra esto ya no se cumple. Es por esta característica que se emplea un arreglo conocido como conexión residual de voltaje, como el que se muestra en la figura No. 2.8.

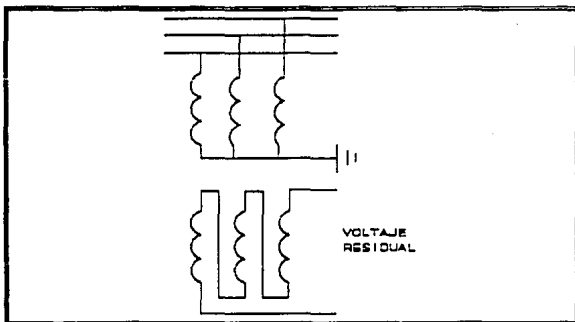


FIGURA No. 2.8 Conexión residual de voltaje.

Este arreglo es utilizado para detectar las fallas a tierra. La salida de voltaje en el secundario es cero cuando se tiene un sistema balanceado, pero cuando existe desbalance se tiene un voltaje residual aproximado a 3 veces el voltaje de secuencia cero.

La conexión en estrella-estrella es utilizada cuando se espera que haya carga de línea a neutro, especialmente cuando se alimenta equipo de medición.

Las conexiones en delta-estrella o estrella-delta son poco usadas y generalmente se utilizan con relevadores especiales. Algunos de estos tipos de conexiones se muestran en la figura No. 2.9.

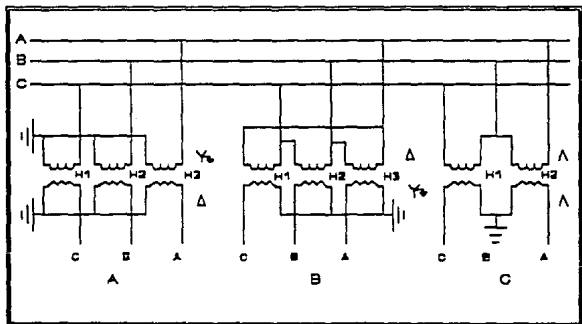


FIGURA No. 2.9 Conexión a) Estrella aterrizada-estrella aterrizada
b) Delta-estrella aterrizada c) Delta abierta

2.3 Relevadores de sobrecorriente

Los relevadores de sobrecorriente se dividen básicamente en dos tipos :

- Relevadores de sobrecorriente no direccionales o simplemente de sobrecorriente.
- Relevadores de sobrecorriente direccionales.

A su vez, cada uno de ellos se subdivide, según el tiempo de operación; que es, en la mayoría de los casos, inversamente

proporcional a la magnitud de la corriente de falla, esto es instantáneo, de tiempo definido, de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso.

Este tipo de relevador es muy utilizado para protección de líneas de distribución y en algunas líneas de transmisión donde no se justifica el gasto de otro tipo de protección. También se utiliza para protección de falla a tierra, en líneas de transmisión, pero la tendencia es sustituirlos por relevadores de distancia de tierra.

Generalmente se utiliza un conjunto de dos a tres relevadores de sobrecorriente para la protección entre fases y un relevador de sobrecorriente, separado, para fallas a tierra.

2.3.1 Relevadores de sobrecorriente como elementos de protección.

En el caso de relevadores de sobrecorriente, la unidad muestrea una corriente, la cual se compara con el ajuste de corriente previamente determinado, si es mayor o igual manda una señal para interrumpir el flujo de energía de la línea que protege. Cuando se tiene un ajuste de tiempo y una vez que la unidad a sensado la corriente de falla y ha determinado que debe operar, no lo hará hasta que transcurra el tiempo de atraso que es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente. También hay relevadores con ajuste de tiempo definido, así una vez que han sensado una corriente mayor que la de ajuste, sin importarle que tan grande sea, esperarán un tiempo predefinido, al cabo del cual mandarían interrumpir la línea que protegen.

Cuando se trata de un relevador de sobrecorriente direccional [25], lo primero que realiza la unidad es determinar si el flujo de corriente está en la dirección de disparo, si lo está,

determina si la corriente es mayor o igual que el ajuste dado, si es así, manda una señal de disparo al interruptor asociado, en caso de que ninguna de las dos condiciones anteriores se cumpla el relevador no opera.

Dentro de los relevadores de sobrecorriente no direccionales existen esencialmente cuatro esquemas de protección, la aplicación de estos esquemas depende de las características de la línea a proteger y de la selectividad requerida. Los esquemas de protección son los siguientes:

- a) En base al tiempo.
- b) En base a la magnitud de la corriente de falla.
- c) En base al tiempo-corriente.
- d) Una combinación de algunos de los anteriores.

a) Sistemas con Graduación de Tiempo.

Este esquema se aplica en sistemas donde la corriente de falla de un bus a otro no tiene gran diferencia, permitiendo se le introduzca un tiempo de atraso, con lo cual, para pequeños sistemas, se obtiene un grado adecuado de selectividad. Este atraso, conocido como Intervalo de Tiempo de Coordinación, está en función del tiempo de operación del interruptor, del tiempo de operación del relevador y de un margen de seguridad. La principal desventaja de este sistema es que las fallas más severas son liberadas en un tiempo mayor.

b) En Base a la Magnitud de la Corriente.

En las líneas radiales, la magnitud de la corriente de falla disminuye conforme la falla se aleja de la generación, y en

ocasiones la diferencia de la magnitud de la corriente de falla de un bus a otro es muy marcada, por lo cual se puede ajustar el tap del relevador para la corriente de falla de la sección. Pero esto hace disminuir la selectividad para fallas cercanas a los buses.

c) En Base al Tiempo-Corriente

Cabe decir que este esquema es una combinación de los incisos anteriores, en la que se aprovecha la curva característica de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.

Es la forma más adecuada de ubicar la falla, ajustando al relevador en tiempo y corriente, con esto se obtienen una mayor selectividad y se evitan las desventajas de los esquemas anteriores. Sin embargo, el tiempo de liberación de las fallas cercanas a la generación, aunque menor que los esquemas anteriores, es aún considerable.

d) Combinación de los Anteriores

Lo más común es combinar relevadores de sobrecorriente instantáneos con relevadores de tiempo inverso. Así, los relevadores instantáneos se ajustan para el 80% de la sección protegida, dando protección primaria, y los de sobrecorriente dan protección de respaldo a su zona y a la siguiente sección.

2.3.2. Coordinación y ajuste

La coordinación de los relevadores de sobrecorriente [8.5.4] se refiere a la adecuada determinación del tap de corriente y del dial con retardo de tiempo, con el objetivo de operar para corrientes de falla en su zona de protección, y que operen como protección de respaldo para corrientes de falla provocadas fuera de su zona.

Para determinar que esquema de protección por sobrecorriente se utilizará, en determinado sistema, se deberá conocer:

- a) Longitud de la línea.
- b) Variaciones de la corriente de falla.
- c) Fenómenos a que está más expuesto el sistema, tales como sobrecargas, resistencia de arco.

De los esquemas mencionados en el inciso 2.3.1 se tratarán los dos últimos, ya que son los más usuales.

Una vez que se tiene una "idea" que esquema se usará, entonces se debe conocer, para fines de coordinación, lo siguiente:

- Corrientes máximas y mínimas de falla, así como la corriente máxima de carga.
- Curvas características de los relevadores a utilizar.
- Tiempo mínimo de coordinación.

2.3.2.1 Procedimiento de coordinación.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso son dispositivos que se ajustan tanto a la corriente como al tiempo. Se les llama de tiempo inverso porque, como se muestra en la figura No. 2.10, el tiempo de operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente, en la misma figura se observa que el eje de las abscisas está en múltiplos de la corriente de tap, con lo cual la curva puede ser utilizada para otras situaciones.

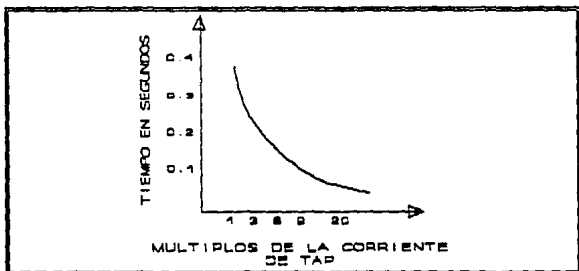


FIGURA No. 2.10 Curva característica de un relevador de tiempo inverso.

La figura No. 2.11 muestra un sistema radial, el cual no es muy común en sistemas de transmisión, pero es muy útil para explicar los principios básicos de coordinación de relevadores de sobrecorriente no direccionales de tiempo inverso.

En este sistema, los relevadores se coordinan en parejas, y del punto más alejado de la carga a la fuente de generación. Para el caso de la figura No. 2.11, la coordinación se realiza entre C y D para ajustar C, entre B y C para ajustar B, y entre A y B para ajustar A. Esto es con el objetivo de que el relevador, por ejemplo que está en B, proteja la zona entre B y C, pero además dé respaldo al relevador en C, cuando éste no opere para fallas dentro de su zona de protección.

El tap del relevador ubicado en A se ajusta para el valor de la corriente mínima F_{1min} , mientras que el valor de la corriente máxima en F_2 , nos ayuda a elegir el dial de tiempo para coordinar A con B, y por último el valor de la corriente mínima en F_3 , nos indica cuando debe actuar el relevador en A como respaldo de B.

A continuación se describe el método gráfico para coordinar los relevadores A y B, suponiendo que B ya fue coordinado con C.

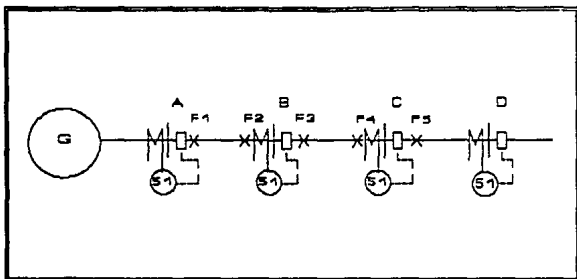


FIGURA No. 2.11. Ejemplo de un sistema radial.

Procedimiento:

1. Determinar los puntos de falla para coordinación y calcular los valores de las corrientes de falla en dichos puntos, para la figura No. 2.11 son F_1 , F_2 y F_3 .
2. Gráficar estos valores de corriente en un papel semilog, colocando la escala de tiempo en las ordenadas y la corriente en la escala logarítmica.
3. Considerar el intervalo de tiempo de coordinación entre los relevadores B y A. Este debe estar sobre las líneas de corriente de F_{2max} y F_{2min} y debe ser sumado al tiempo de operación del relevador B para las fallas máximas y mínimas, representándolas por las letras "x" e "y" respectivamente.
4. Seleccionar el dial de tiempo, de tal forma que la curva tiempo corriente del relevador A pase a través de los puntos "x" e "y" y proporcione el tiempo de operación mínimo y máximo para la falla en F_1 . Este ajuste puede requerir ajuste del tap y dial del relevador.

El procedimiento se ilustra en la figura No. 2.12.

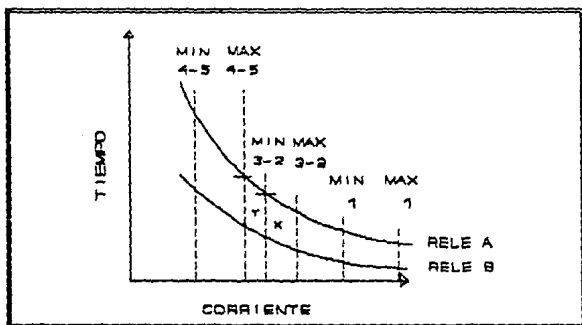


FIGURA No. 2.12

Debido a que las fallas cercanas a las fuentes son las más severas, se requiere mayor rapidez de operación para limpiar la falla. Es por ello que se utilizan relevadores de sobrecorriente instantáneos en combinación con los de tiempo inverso. Los relevadores instantáneos se ajustan para proteger del 50 al 85% de la zona de protección primaria del relevador de tiempo, para no empobrecer la selectividad del sistema de protección por una mala coordinación. La manera de obtener el porcentaje a proteger por el relevador instantáneo se obtiene por medio de la siguiente fórmula empírica.

$$n = \frac{k_2(1 - k_1) + 1}{k_1}$$

n : Longitud de la línea a proteger en p.u.

k_1 : Corriente de operación de la unidad instantánea.
Corriente de falla máxima en el extremo.

k_s : Impedancia de la fuente
Impedancia de la línea protegida.

Los valores recomendados para k_1 son de 1.3 para solenoide y de 1.1 para estáticos y unidades de cilindro o copa. Sustituyendo en la ecuación anterior, esta queda:

$$n = \frac{1 - 0.3k_s}{1.3}$$

Debido a que el costo de agregar una unidad instantánea a un relevador de tiempo inverso es bajo, es común este arreglo, ya que se obtiene un sistema de protección más rápido para fallas cercanas a los buses o fuentes.

2.3.3. Relevador direccional de sobrecorriente

En el punto anterior se estudio a los relevadores de sobrecorriente no direccionales, los cuales se aplican para protección de sistemas radiales y en algunos tipo anillo, donde la magnitud de la corriente de falla en una dirección es mayor que en la otra, es decir que son inherentemente direccionales. Pero en sistemas donde no se dan las condiciones anteriores, la protección por sobrecorriente no direccional, no es adecuada ya que la selectividad disminuye, debido a que habrá una mayor probabilidad de desconexión innecesaria de equipo para aislar una falla.

Por ejemplo en el sistema en anillo de la figura No. 2.13 se

tiene una falla en F_1 , suponiendo un sistema de protección de sobrecorriente de tiempo inverso, y coordinando desde el punto más alejado de la fuente hacia atrás, tendremos que $t_A > t_B > t_C > t_D$, y suponiendo que $t_H = t_A$, $t_B = t_G$, etc; tendremos que en los primeros instantes la corriente fluirá en mayor proporción por los interruptores A, B y C, operando C, con lo cual la corriente que circula por la otra rama aumentará apreciablemente, con ello el interruptor que operará será el interruptor E, con lo cual el bus 2 quedará desenergizado innecesariamente. Este problema se soluciona con la ayuda de unidades direccionales las cuales operarán para una dirección de corriente predeterminada. Así una unidad de sobrecorriente direccional es aquella que manda una señal de apertura a un interruptor, cuando sensa una corriente de falla en la dirección de disparo y con la magnitud de corriente adecuada.

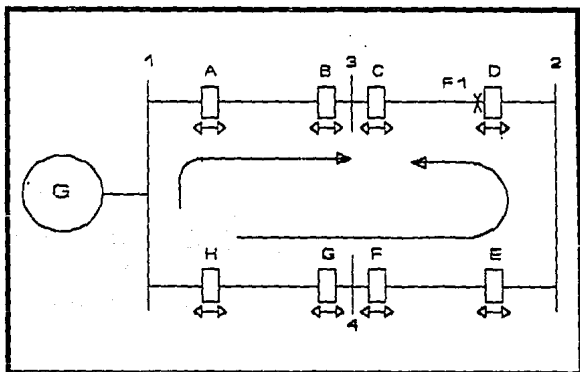


FIGURA No. 2.13. Sistema tipo anillo

2.3.3.1. Principio de funcionamiento de los relevadores de sobrecorriente direccionales.

Como se demostró en el capítulo 1, la ecuación de par en una unidad de inducción tipo copa o disco es:

$$T = k_1 I_1 I_2 \cos(\theta - \tau) - K_2$$

$$T = K_1 V I_2 \cos(\theta - \tau) - K_2$$

$$T = K_1 V I_2 \cos \beta - K_2$$

Si de alguna forma se mantiene fija I_1 o V , que en un relevador direccional son las cantidades de polarización, tendremos que:

$$T = K'_1 I_2 \cos(\theta - \tau) - K_2$$

En el punto de equilibrio $T = 0$, entonces:

$$I_2 \cos(\theta - \tau) = K_2 / K'_1 = K_3$$

Esta ecuación representa la curva característica de la unidad direccional.

Dibujando la figura No. 1.10 del capítulo 1, y sobreponiendo la curva característica, obtendremos la región para la cual el relevador operará, figura No. 2.14.

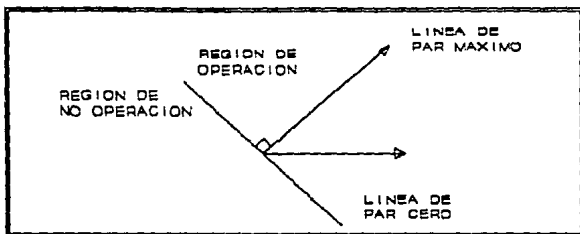


FIGURA No. 2.14 Curva característica de un relevador direccional

2.3.3.2. Polarización de los relevadores direccionales.

La magnitud de referencia o polarizante debe ser lo más estable posible, por ello la corriente de falla debe afectarlo lo menos posible, por tal motivo, se prefiere polarizar con voltaje, para los relevadores de fase, como se muestra en la figura No. 2.15.

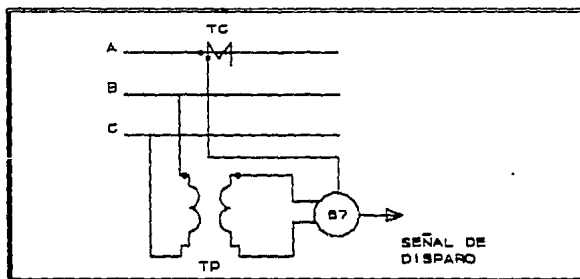


FIGURA No. 2.15 Diagrama eléctrico de polarización por voltaje.
para un relevador de sobrecorriente direccional.

Para realizar el diagrama fasorial se supone un factor de potencia unitario. Así para el tipo de polarización de la figura anterior, conocida como polarización a $90^\circ - 30^\circ$, y se llama así por que, como se ve en la figura No. 2.16, el ángulo entre I_a y V_{BC} es un ángulo recto, pero como el par de operación es cero, se le agrega una impedancia en la bobina de polarización de un valor tal que se obtiene un atraso de 30° de V_{BC} .

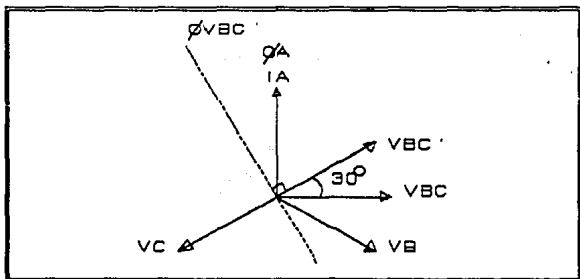


FIGURA No. 2.16 Diagrama fasorial de la polarización por voltaje $90^\circ-30^\circ$

Existen otras formas de polarización las cuales reciben su nombre de acuerdo al ángulo entre la corriente de operación y el voltaje de polarización. Tales como 60° No.1, 60° No.2 y $90^\circ-45^\circ$. Es por ello que la elección de algún tipo de polarización está en función de el ángulo de falla. Aun que también se le puede anexar una impedancia al circuito de polarización para provocar el disparo a algún otro ángulo.

2.3.3.3. Coordinación de relevadores de sobrecorriente direccionales.

Los relevadores direccionales se ajustan en la misma forma que los de sobrecorriente, y la forma de coordinarlos [2] es muy semejante, solo que deben tomarse las siguientes consideraciones:

1. Basándose en la figura No. 2.17, la coordinación se realiza por pares de relevadores.
2. Considerar a todos los relevadores de una dirección separados de la otra.

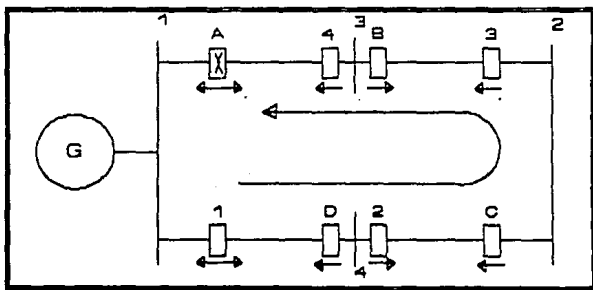


FIGURA No. 2.17 Sistema tipo anillo.

3. Considerar el interruptor del último relevador que este sobre la trayectoria abierta, y coordinar los relevadores de esa trayectoria como a un sistema radial.
4. Se procede de la misma forma para las demás trayectorias.

Así, para el sistema anillo de la figura, se considera como 2 sistemas radiales, primero consideramos el interruptor A abierto y se coordinan los relevadores 1,2,3 y 4, de 4 a 1 y por pares; de forma análoga para la trayectoria a,b,c y d, considerando el interruptor 1 abierto.

2.3.4. Protección contra fallas a tierra.

Hay tres características importantes en las líneas de transmisión que permitan proteger contra fallas a tierra en sistemas aterrizados:

1. El único tipo de fallas que involucra corriente de secuencia cero es la falla a tierra, hay que mencionar que la falla trifásica a tierra es considerada como una falla entre fases trifásica.
2. La magnitud de la corriente de secuencia cero es muy pequeña con respecto a la corriente de carga nominal.
3. Cuando hay fallas a tierra también hay corrientes de secuencia negativa.

Por las características citadas anteriormente se recomienda tener un sistema de protecciones contra fallas a tierra independiente del sistema de protecciones entre fases, esto es, debido principalmente a la magnitud de la corriente de falla, por el tipo de secuencia de corriente involucrada.

Bajo estas consideraciones existen diferentes métodos para proteger contra fallas a tierra, la elección de alguno de ellos depende de la configuración del sistema y del factor económico.

El más sencillo y económico, es conectar un relevador de tierra, el cual es mucho más sensible que el de fase, entre el punto de estrella de los relevadores de fase y tierra. Como se muestra en la figura No. 2.18.

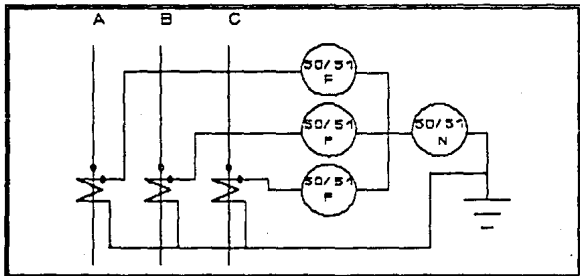


FIGURA No. 2.18 Protección de falla a tierra.

La coordinación y ajuste se realiza de la misma forma que para los relevadores de fase.

Debido a que este tipo de protección no se puede usar en sistemas de anillo, donde la corriente de falla puede fluir en cualquier dirección y con la misma magnitud, es necesaria una unidad direccional, la cual se puede polarizar de las siguientes formas:

1. Por corriente de secuencia cero.
2. Por voltaje de secuencia cero.
3. Por corriente y voltaje, ambos de secuencia cero.
4. Por corriente de secuencia negativa.

La polarización por corriente, sólo es posible cuando se tiene un transformador de potencia aterrizado, el elemento direccional se conecta por medio de un TC en el neutro del transformador. Se debe tener cuidado en la conexión de los transformadores de corriente para que la referencia de polarización no varíe de dirección, la figura No. 2.19 ilustra algunos ejemplos para la conexión del TC para polarización.

Cuando no se dispone de un neutro aterrizado la forma de polarizar es por medio de un TP conectado en estrella aterrizada-delta abierta.

Un problema serio en la polarización de relevadores de tierra es cuando se tienen líneas paralelas, ya que en éstas hay inducción mutua y cuando ocurren fallas a tierra la inducción mutua de secuencia cero es apreciable, esto es del orden del 50 al 70% de la propia, siendo despreciable el efecto para las secuencias negativa y positiva para esta y otras fallas. Por lo cual los métodos anteriores no son adecuados para polarizar, ya que una falla en una línea provocará que la otra línea, en la cual no hay falla tenga un aumento de corriente de secuencia cero suficiente para provocar la operación de su protecciones a tierra.

Un método utilizado para evitar este problema es conectar en paralelo los TCs, pero, si un interruptor está abierto el mismo problema se repetirá.

Otro método, más eficiente e independiente de la inducción mutua, es polarizar con secuencia negativa, y que la bobina de operación sea alimentada con secuencia cero.

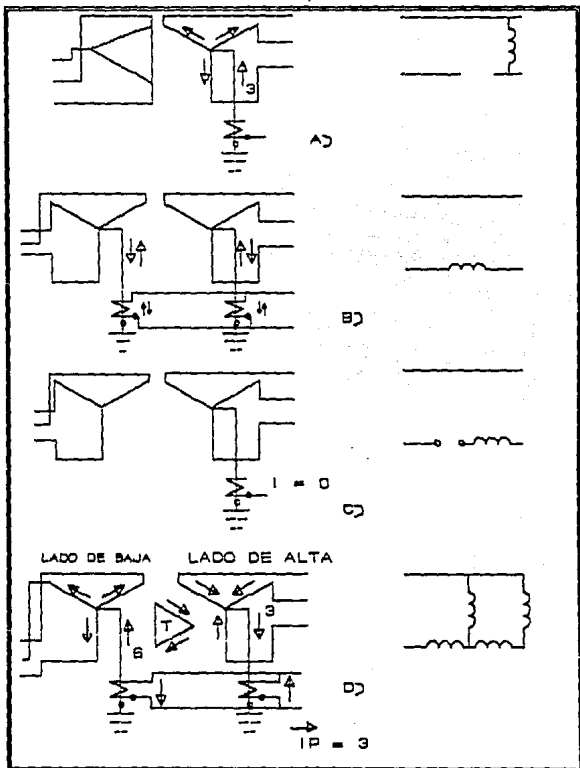


FIGURA No. 2.19. Conexiones para polarizar por corriente.

2.4. Pruebas

El adecuado funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, una vez construido, depende en gran medida del buen funcionamiento de su sistema de protección, por ello es importante asegurar la correcta supervisión y prueba del sistema. Así, las pruebas se deben realizar al sistema de protección como tal y a cada elemento que lo compone, antes, durante y después de su instalación, a lo largo de toda su vida útil.

Las pruebas se pueden dividir en dos tipos:

- Pruebas de fábrica < $\left\{ \begin{array}{l} \text{Diseño} \\ \text{Construcción} \\ \text{Aceptación} \end{array} \right.$

- Pruebas de campo < $\left\{ \begin{array}{l} \text{Aceptación} \\ \text{Instalación} \\ \text{Mantenimiento} \end{array} \right.$

Y de acuerdo a sus consecuencias se dividen en destructivas y no destructivas.

-Pruebas de fábrica. Son aquellas que determinan las características fundamentales de la protección: eléctrica, dieléctrica y mecánica.

Estas pruebas en su carácter destructivo, pretenden simular las condiciones más adversas a que estará expuesto el equipo y son establecidas por normas basadas en observaciones estadísticas.

Las no destructivas, se realizan para comprobar si cumple con los requerimientos establecidos por el cliente, como un medio de control de calidad interno para detectar fallas en el proceso de ensamble.

-Pruebas de aceptación. Son realizadas una sola vez, generalmente en el laboratorio, éstas se dividen en dos tipos: a) Nuevos productos, los cuales no han sido previamente usados, y b) Se realizan sobre cada uno de los productos recibidos del fabricante, y deben estar dentro de tolerancia como mínimo, incluyendo los puntos de supervisión prácticos y que son importantes para asegurar que el producto reúne las especificaciones del fabricante.

-Pruebas de campo. El punto de partida de estas pruebas es la puesta en servicio de equipo nuevo, por lo cual se requiere de la información del fabricante y de las pruebas realizadas, ya que serán la base de comparación.

Básicamente, la mayoría de las pruebas de campo están encaminadas a alcanzar valores de seguridad comparables con los que se obtuvieron en la fábrica.

- Pruebas de instalación. Las pruebas de instalación son pruebas de campo para determinar que la instalación funcionará correctamente en servicio. Lo más frecuente es que sean realizadas por pruebas simuladas con los circuitos secundarios energizados desde una fuente de prueba portátil.

Otros métodos incluyen:

1. Pruebas simuladas usando corriente y voltaje de carga primaria.

2. Pruebas de operación con el primario energizado a tensión reducida.

3. Pruebas de falla.

En este último método son fallas reales aplicadas a los sistemas de potencia, para verificar la operación de los relevadores. Mientras que éste es el mejor método, el costo y los riesgos potenciales son altos. Por lo cual, las pruebas de falla están limitadas a sistemas de potencia importantes y/o relevadores de instalación nueva.

-Pruebas de mantenimiento. Son generalmente realizadas a intervalos regulares. Estos intervalos varían de acuerdo a los usuarios, dependiendo de 1) La experiencia, 2) Tipos de relevadores de protección empleados, 3) Clase de voltaje para el sistema de potencia, 4) importancia del equipo. Comúnmente las pruebas de mantenimiento se realizan por lo menos una vez al año.

El mantenimiento general del relevador consiste de:

1. Inspección y limpieza de contactos en los relevadores electromecánicos.
2. Inspección general.- Extracción de materiales extraños, ajuste de tornillos, verificación de la correcta colocación de la tableta de circuitos impresos, cubiertas limpias.
3. Supervisión de ajustes.
4. Disparo de interruptores por cierre manual o en el caso de relevadores de estado sólido eléctricamente por el uso de la unidad de prueba funcional.
5. Registro de las condiciones del equipo.

Todas las pruebas se encuentran normalizadas [37,38] por asociaciones y comités internacionales y nacionales. En México la CFE es la principal consumidora de equipo de protección, es la que, a nivel nacional, tiene una mejor organización en cuanto y especificaciones de equipo, las cuales no se contraponen y en la mayoría de los casos, concuerdan con las normas internacionales.

2.5 Ejemplo coordinación y ajuste de relevadores de sobrecorriente.

Se tiene el sistema radial mostrado en la figura No. E.1.1, cuyos datos de corriente de falla máxima fueron calculados para fallas trifásicas en condiciones de generación máxima y las corrientes de falla mínima para falla entre fases a generación mínima.

El relevador a usar es el IAC51 GEC [13] de tiempo inverso, la característica de operación de este relevador se muestra en la figura No. E.1.2.

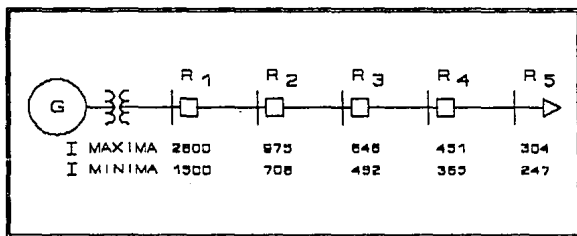


FIGURA No. E.1.1 Diagrama unifilar del sistema radial

- Selección de la relación de transformación del transformador de corriente (RTC) en R4. La selección de la RTC en sistemas radiales se realiza en base a la corriente de carga, cuando no es posible obtener este dato, el criterio para seleccionar la RTC es un tercio de la corriente de falla mínima vista por el relevador (en caso de tener ambos datos, se prefiere usar la corriente de carga).

247 A/3 = 82.33 A , seleccionamos la relación de 75:5, RTC = 15

Se verifica que no se sature a corriente de falla máxima el transformador de corriente (la corriente en el secundario del TC no debe exceder 20 veces la corriente nominal secundaria [17,22], o sea 100 A).

451 A/15 = 30.06 A secundarios, por lo cual está dentro del límite.

Para seleccionar el tap de ajuste de corriente del relevador en R4, se utiliza el criterio que considera que el valor debe encontrarse dentro del rango de dos veces la corriente de carga máxima y un tercio de la corriente de falla mínima [5]. Como no se proporciona la corriente de carga se utilizará un tercio de la corriente mínima.

$I_{\text{ajuste}} = I_{\text{falla mínima}} / 3.$

$I_{\text{ajuste}} = 82.33 \text{ A} / 15 = 5.5 \text{ A}$, se elige el tap de 6 amperes, como este relevador es el último, no requiere de coordinación, por lo cual se elige el dial más rápido, que es el de 1/2. Debe recordarse que en líneas de distribución comúnmente después de un relevador se tiene un restaurador o un fusible, por lo que deberá tomarse en cuenta la curva de éste último dispositivo para efectos de coordinación.

- Coordinación y ajuste de relevador R3 con R4.

- El primer paso es elegir la RTC, como R3 respalda a R4, el tap de ajuste se elige con la corriente mínima que ve R4, la cual es 247 A, por lo cual la RTC: $247 \text{ A} / 3 = 82.33 \text{ A}$, elegimos la misma RTC que para el relevador anterior.

Verificando la RTC para falla máxima, $646/15 = 43 \text{ A}$.

- Elección del tap.

$82.33 \text{ A} / 15 = 5.5$, elegimos el TAP de 6 amperes.

- Ajuste del Dial de tiempo. Como este relevador debe dar respaldo a R4, R3 debe operar 0.3 s después de que R4 opere para la falla máxima vista por R4.

- Tiempo de operación de R4 para la falla máxima vista por R4:

Múltiplo del tap de R4 = $451 / (15)(6) = 5.011$, y con el dial de 1/2, entramos a la curva del relevador, y se obtiene un tiempo de 0.24s al cual le suma el tiempo de coordinación de 0.3s, o sea 0.54s, que es tiempo con el cual debe operar R3 para la misma falla.

Múltiplo del tap de R3: $451 / ((15)(6)) = 5.011$ y con el tiempo de 0.54s, se entra a la curva característica del relevador y se obtiene un dial de 1.5.

- Coordinación y ajuste de R2 con R3.

- Elección de RTC: $365 / 3 = 121.66 \text{ A}$, elegimos RTC $100/5 = 20$.

- Selección del tap de R2: $121.66A/20 = 6A$, elegimos el tap de 6 A.
- Tiempo de operación de R3 para la falla máxima vista por R3:

Múltiplo de tap de R3: $646A/(15)(6) = 7.17$ y con el dial de 1.5 se entra a la curva característica del relevador, y se obtiene un tiempo de 0.45s, al cual se le suma 0.3 s, que es el tiempo de coordinación, y se obtiene el tiempo para el cual R2 debe operar para la misma falla, el cual es de 0.75s.

Múltiplo de tap de R2: $646/(20)(6) = 5.38$ y con un tiempo de 0.75, se entra a la curva característica del relevador y se obtiene un dial de 2.2 A.

- Coordinación y ajuste de R1 con R2.

- Selección de RTC: $492A/3 = 164$; RTC = 40.

$I_{max} / RTC = 70 A$, no se satura.

- Elección del tap: $169A / 40 = 4.1$, elegimos tap de 4 A.

Múltiplo de tap de R2: $975 A / (20)(6) = 8.125$ y con el dial de 2.2 se entra a la curva característica y se calcula un tiempo de 2.2 s, al cual se le suma 0.3 s que es igual a 0.92 s, que es el tiempo de operación de R1 para esta falla.

Múltiplo de tap de R1: $975A / (40)(4) = 6$ y con el tiempo de 0.92 s se entra a la curva característica y se obtiene un dial de 3.

La siguiente tabla muestra los valores de tap y de dial para cada relevador.

Tabla E.1

Relevador	Tap	Dial	RTC	Corriente
R4	6	1/2	15	90
R3	6	1.5	15	90
R2	6	2.2	20	120
R1	4	3.0	40	160

Para verificar que se tiene una adecuada coordinación, estos valores se grafican en una hoja log-log, la cual se muestra en la figura No. E.1.3, en la cual se puede verificar que se tiene un margen de coordinación de 0.3 s, para cada uno de los pares coordinables existentes.

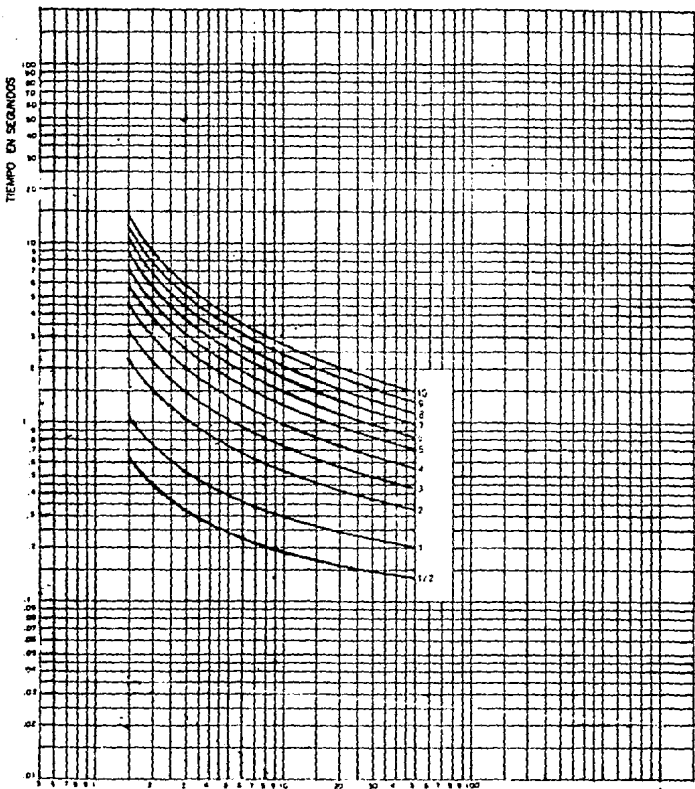


FIGURA No. E 1.2

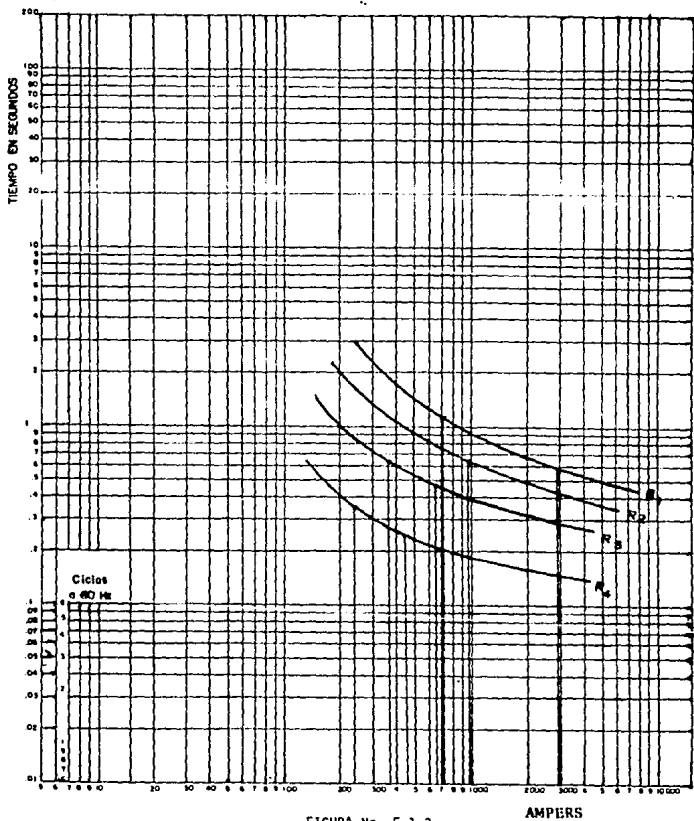


FIGURA No. E 1.3

AMPERS

3 PROTECCION DE LINEAS POR MEDIO DE RELEVADORES DE DISTANCIA

3.1 Introducción.

Debido al constante desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia se han creado nuevos dispositivos para cubrir necesidades de protección, las cuales deben contar con mayor selectividad y rapidez de operación para liberar las fallas. Para la protección de los sistemas de transmisión se utilizan los relevadores de distancia que superan las deficiencias de los relevadores de sobrecorriente, entre las cuales están: su utilización limitada a sistemas pequeños, el reajuste para cambios en la carga o la generación y su mayor dificultad de ajuste y coordinación.

El uso más generalizado para este tipo de relevadores es en protección primaria y de respaldo para fallas de fase en líneas de transmisión, y la tendencia a sustituir a los relevadores de sobrecorriente en la protección de fallas a tierra.

La protección de distancia es no unitaria, puesto que a la vez que protege la zona deseada, cuenta con la posibilidad de proporcionar respaldo a las secciones de línea cercanas a la zona de protección. Este tipo de relevador no es afectado por los cambios en la magnitud de la corriente, debido a que ubica la falla en función de la impedancia que mide de la falla al relevador. Así, de acuerdo a la componente de la impedancia que ve el relevador, estos se clasifican en:

- Relevadores de impedancia.
- Relevadores de reactancia.
- Relevadores mho o de admitancia.

3.2. Principio de funcionamiento.

Para explicar el funcionamiento[11] de un relevador de distancia usaremos el relevador tipo barra, el cual se representa en la figura No. 3.1.

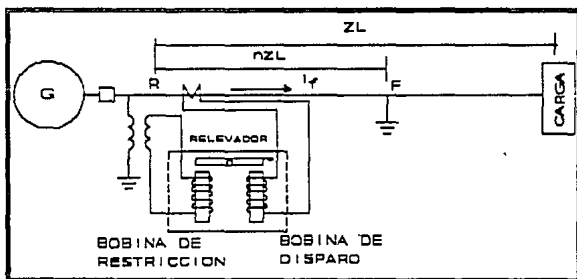


FIGURA No. 3.1 Relevador de distancia tipo barra.

La bobina de restricción recibe el voltaje $nZ_L I_f$, y la de disparo la corriente de falla I_f . Si la fuerza de atracción provocada por la bobina de restricción es mayor que la ocasionada por la de disparo, el relevador no operará, de lo contrario, mandará una señal de disparo a su interruptor. Por lo cual, el par de disparo está en función de la diferencia de los pares provocados por cada bobina, así tenemos que el par de disparo, para este relevador es:

$$T = K_1 I_f^2 - K_2 (nZ_L I_f)^2 \quad \text{Ec.3.1}$$

Para tener una idea más clara del funcionamiento de este relevador, se determinará la curva característica, considerando el punto donde los pares de restricción y de operación se equilibran, por esto el par neto T debe ser igual a cero:

$$K_1 I_f^2 - K_2 n^2 I_f^2 Z_L^2 = 0$$

Cancelando I_f^2 y reagrupando términos:

$$n Z_L = (K_1 / K_2)^{1/2} = K \quad \text{Ec. 3.2}$$

De la ecuación 3.2 se determina que este relevador mide la impedancia nZ_L ; para observar el comportamiento del relevador se gráfica esta ecuación en un diagrama, en el cual las ordenadas son la componente reactiva y las abscisas la componente resistiva, este diagrama es conocido como diagrama R-X, y la ecuación 3.2 representada en él, es un círculo con radio nZ_L , como se muestra en la figura No. 3.2.

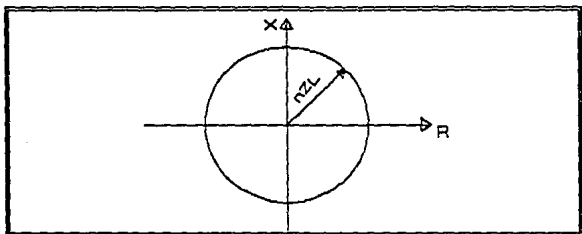


FIGURA No. 3.2 Diagrama R-X

El diagrama R-X, es una valiosa herramienta gráfica para visualizar el comportamiento del sistema de protección junto con

la línea protegida. Debido a que en el diagrama se pueden sobreponer, la línea de transmisión, los principales fenómenos que la afectan y su sistema de protección en función de impedancias.

De la ecuación 3.1 y la figura No. 3.2, se determina que la región de operación de este relevador es la parte interna del círculo, la impedancia nZ_L es conocida como el punto de balance, el cual es un ajuste fijo dado al relevador, que define el alcance del relevador, es decir su zona de operación.

Los relevadores estáticos de distancia operan en base a comparadores, pero como elementos de protección tienen los mismos principios de operación que los electromecánicos, y también son representados en el diagrama R-X.

3.3 Tipos de relevadores.

Con los relevadores estáticos de distancia ha aparecido una variedad de relevadores de distancia en función de su curva característica, sin embargo todas éstas son variaciones de 4 tipos básicos de relevadores electromagnéticos, entre los cuales se incluye el relevador mho offset, debido a su importancia en los sistemas de protección:

1. Relevador de impedancia
2. Relevador de reactancia
3. Relevador mho
4. Relevador mho offset

El nombre del relevador se deriva de acuerdo a la componente de impedancia que mide.

Para el análisis de los relevadores de distancia partiremos de la ecuación general 1.7 de los relevadores que se obtuvo en el capítulo 1, y que en forma modificada es la ecuación 3.3.

$$T = \pm K_1 E^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 E I f(\phi, \theta) \pm K_4 \quad \text{Ec. 3.3.}$$

En donde se representan el par producido por el voltaje, la corriente, el producto de estas y el par de restricción K_2 , las constantes K_1 , K_2 y K_3 pueden tomar valores de cero dependiendo del relevador a analizar.

3.3.1 Relevador de impedancia.

En este tipo de relevadores se tiene un comparador de magnitudes, por lo cual K_3 es cero en la ecuación 3.3, considerando K_4 igual a cero, y como la variable de operación es la corriente y la variable de restricción el voltaje, para obtener un par positivo de operación tenemos que la ecuación 3.3, queda de la siguiente forma:

$$T = -K_2 E^2 + K_2 I^2 \quad \text{Ec. 3.4.}$$

Para determinar la curva característica en un diagrama R-X, y determinar su zona de operación, suponemos el par T, igual a cero, entonces:

$$-K_1 E^2 + K_2 I^2 = 0$$

$$K_1 E^2 = K_2 I^2$$

$$E^2 / I^2 = K_2 / K_1$$

$$Z = (K_2 / K_1)^{1/2} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Como se puede apreciar, es similar a la ecuación 3.2. Graficando en un diagrama R-X, se tiene que es una circunferencia con centro en el origen y radio Z, el cual es el ajuste del relevador y se denomina como el alcance del relevador.

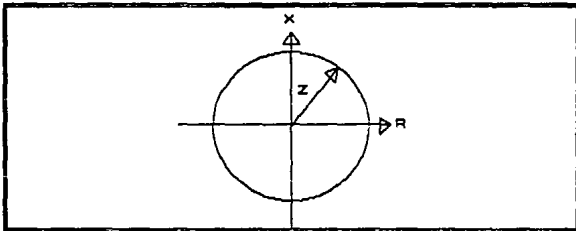


FIGURA No. 3.3 Curva Característica del
Relevador de Impedancia

De la gráfica se determina que este relevador no es direccional, ya que medirá impedancia en cualquier cuadrante del diagrama R-X que se encuentre dentro del círculo que define el alcance del relevador.

De la ecuación de par 3.4, observamos, que en caso de falla cercana al relevador, éste funcionará adecuadamente, por lo cual no requiere unidad de memoria, la cual consiste de un dispositivo que almacena el valor de tensión de prefalla, y generalmente es un arreglo de capacitores.

La resistencia de arco afecta a esta unidad para valores de impedancia semejantes a los de alcance de la unidad. La resistencia de arco será tratada más adelante.

3.3.2 Relevador de reactancia.

Este relevador, como su nombre lo indica, mide la reactancia de la línea por lo que se requiere que K_1 y K_4 sean igual a cero, sustituyendo estos valores en la ecuación 3.3 se tiene:

$$K_3 E I f(\theta, \theta) = \text{Sen}(\theta)$$

$$T = - K_2 I^2 \pm K_3 E I \text{ Sen}(\theta) \quad \text{Ec.3.6}$$

Haciendo $T = 0$

$$K_3 E \text{ Sen}(\theta) = K_2 I$$

$$K_3 (E/I) \text{ Sen}(\theta) = K_2$$

$$Z \text{ Sen}(\theta) = K_2 / K_3$$

$$X = K_2 / K_3 \quad \text{Ec.3.7}$$

La gráfica de la ecuación 3.7 en un diagrama R-X, se muestra en la figura No. 3.4.

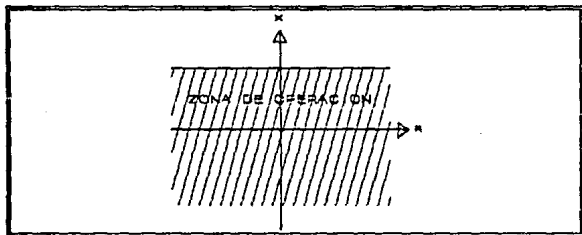


FIGURA No. 3.4 Curva Característica del Relevador de Admitancia

De la figura se desprende una característica que es muy importante en la protección de líneas, donde la resistencia de arco tiene un valor considerable con respecto a la impedancia de la línea a proteger, ya que es independiente de la componente resistiva de la línea.

De la ecuación de par, se deduce que esta unidad, al igual que la anterior, no requiere unidad de memoria para fallas cercanas al bus.

De la gráfica, se observa que el relevador de reactancia operará para cualquier falla que se encuentre bajo la curva característica, por lo cual requiere de una unidad direccional para proteger líneas con contribución de corriente en ambos extremos.

3.3.3 Relevador mho

Esta unidad sensa admitancia, y para ello es necesario que de la ecuación universal del relevador $K_2 = 0$, K_4 sea despreciable, con lo cual la ecuación queda de la siguiente forma:

$$T = -K_1 E^2 + K_3 EI \cos(\alpha - \theta) \quad \text{Ec. 3.8}$$

Igualando a cero para obtener la curva característica, tenemos que:

$$K_1 = K_3 (I/E) \cos(\alpha - \theta)$$

$$K_1 = K_3 Y \cos(\alpha - \theta)$$

$$Y = K_1 / (K_3 \cos(\alpha - \theta)) \quad \text{Ec. 3.9}$$

Para graficar, debemos modificar la ecuación 3.9, de tal forma que sea congruente con los ejes del diagrama R-X, para lo cual se invierte la ecuación, quedando de la siguiente forma:

$$Z = (K_3/K_1) \cos(\Phi - \theta) \quad \text{Ec.3.10}$$

La ecuación 3.10 en un diagrama R-X, es un círculo que es desplazado por el efecto del $\cos(\Phi - \theta)$ en la dirección del ángulo de par máximo Φ .

Como se observa es una unidad direccional, y cuando se ajusta, lo más recomendable es que el ángulo de par máximo coincida con el ángulo de la impedancia de la línea.

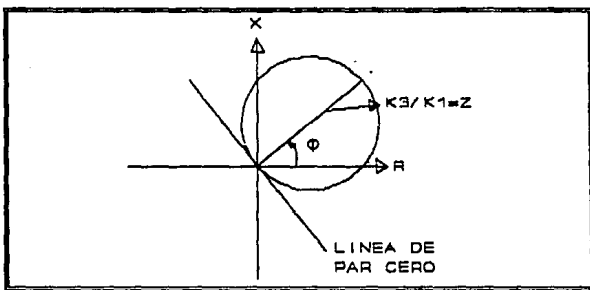


FIGURA No. 3.5 Curva Característica de un relevador mho.

La principal desventaja del relevador tipo mho, es que para fallas muy cercanas a él, puede tener una mala operación debido al bajo valor de V, para resolver este problema se le adiciona una unidad de memoria, la cual mantiene el voltaje de prefalla.

Para resolver este problema se agrega una componente de tensión IZ_b , la cual produce el desplazamiento de la curva característica una cantidad Z_b , por lo que en la ecuación 3.8, de par de la unidad mho, sustituiremos $(E + IZ_b)$ por E , así:

$$T = K_1(E + IZ_b)^2 + K_3(E + IZ_b)I \cos(\theta - \theta)$$

Dividiendo por I^2 , igualando a cero y despejando Z , tenemos:

$$Z = (K_3/K_1) \cos(\theta - \theta) - Z_b \quad \text{Ec.3.11}$$

La anterior es la ecuación característica del relevador mho offset (desplazado) y muestra que la curva característica es la misma que para la unidad mho, sólo que desplazada por el valor de la impedancia Z_b .

La curva característica de la unidad mho offset se muestra en la figura No. 3.6, y como se aprecia el desplazamiento se puede realizar a lo largo del eje X o de la línea de par máximo dependiendo del valor de Z_b .

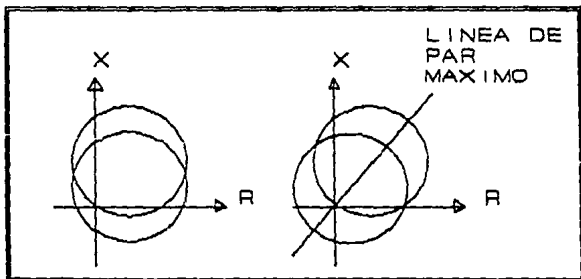


FIGURA No. 3.6 Curva Característica del relevador Mho Offset.

Este tipo de relevador es de gran importancia cuando se presentan oscilaciones en el sistema, para dar respaldo al bus que se encuentra atrás del relevador y para esquemas de protección que utilizan carrier.

3.4 Principales efectos que afectan el funcionamiento de los relevadores de distancia

3.4.1 Efecto de la impedancia de la fuente a la impedancia de la línea (Z_S / Z_L)

La relación Z_S / Z_L es utilizada para determinar de acuerdo a las características de la línea, el voltaje del relevador (en la bobina de restricción, V_R) y el comportamiento de éste bajo las diferentes fallas que se puedan presentar en el sistema a proteger.

Cualquier sistema podrá ser representado por un diagrama unifilar como el mostrado en la figura No. 3.7.

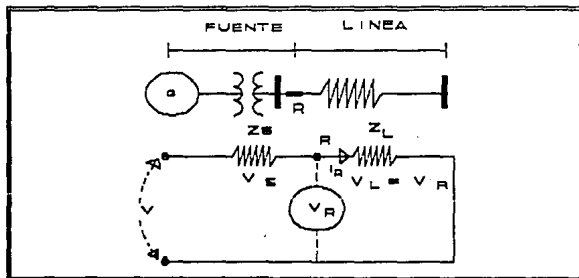


FIGURA No. 3.7 Arreglo de un sistema de potencia

En el cual R representa la posición del relevador, Z_S es la impedancia de la fuente y una medida del nivel de falla en el punto de relevación; cuando existen fallas a tierra, Z_S depende del aterrizaje del sistema detrás del punto de relevación, Z_L es la impedancia de la línea, I_R y V_R son la corriente y el voltaje aplicados al relevador, V es el voltaje aplicado en las terminales de la malla y depende del tipo de falla que se presenta en el sistema.

De la figura No. 3.7 obtenemos:

$$V_R = Z_L I_R \quad \text{Ec.3.12}$$

Donde

$$I_R = \frac{V}{Z_S + Z_L}$$

Sustituyendo I_R en la ecuación 3.12, se tiene:

$$V_R = \frac{Z_L V}{Z_S + Z_L} = \frac{V}{(Z_S / Z_L) + 1}$$

Para que esta última ecuación sea válida en todo tipo de fallas será necesario considerar dos reglas.

a) Para fallas entre fases, el voltaje V será entre líneas y Z_S / Z_L será una impedancia de secuencia positiva.

$$V_R = \frac{V_{DEL}}{(Z_S / Z_L) + 1} \quad \text{Ec.3.13}$$

b) Para fallas a tierra, el voltaje V será un voltaje estrella, mientras que Z_S / Z_L será una impedancia de secuencia positiva y cero.

$$V_R = \frac{V_{EST}}{(Z_S / Z_L) + 1}$$

Ec.3.14

Como la relación Z_S / Z_L es compuesta, se tendrá:

$$Z_S = 2Z_{S1} + Z_{S0}$$

$$Z_L = 2Z_{L1} + Z_{L0}$$

El efecto de la relación Z_S / Z_L sobre V_R podrá mostrarse en la figura No. 3.8.

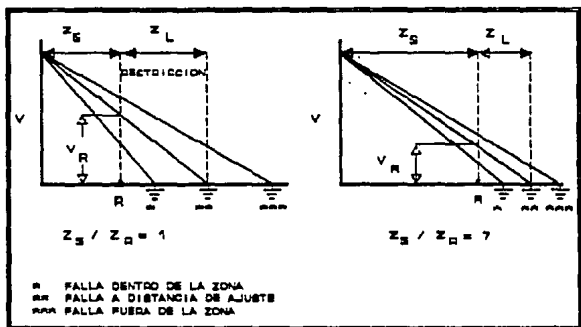


FIGURA No. 3.8 Relación de impedancia de la fuente y de la línea Z_S / Z_L .

De la figura No. 3.8 para que el relevador opere, V_R debe ser menor que el fijado y para que restrinja V_R debe ser mayor. Por

lo cual si la relación $Z_S / Z_L > 1$, se necesitará un voltaje pequeño para operar el relevador y por el contrario si $Z_S / Z_L < 1$, es necesario una magnitud de voltaje mayor.

Teniendo idea de la magnitud de V_R se puede seleccionar un relevador con características apropiadas al esquema de protección.

3.4.2 Resistencia de arco.

El efecto de resistencia de arco, consiste básicamente en una impedancia con componente resistiva que se produce al romperse la rigidez dieléctrica del aire entre las fases del sistema, o entre fase y tierra. En algunas ocasiones la resistencia de falla cuenta con componente reactiva de magnitud despreciable.

La presencia de la resistencia de arco en un punto de la línea de transmisión como el que se muestra en la figura No. 3.9, puede ser de consecuencias críticas en el funcionamiento óptimo del relevador.

Como se observa en la figura, al producirse una falla en el punto F con presencia de resistencia de arco la impedancia que "ve" el relevador es:

$$Z = OF + FF_a \quad \text{Ec.3.15}$$

Dicha impedancia se encuentra fuera de la primera zona del relevador y provoca subalcance. Para la misma componente de resistencia de falla, ubicada en el punto F_1 se tendrá la condición más crítica para la cual el relevador operará en condiciones normales, pues se encuentra en los límites de su característica (punto F_{a1}). La resistencia de arco puede estar

presente en cualquier punto de la línea, puesto que es independiente de la longitud de la sección protegida, por lo que es necesario crear dentro de la característica del relevador un área denominada "área de falla", dicha área proporciona un parámetro más para el ajuste de los relevadores de distancia, debido a que se busca que el área de falla sea circunscrita en la característica del relevador, logrando una adecuada protección en la sección de línea OM.

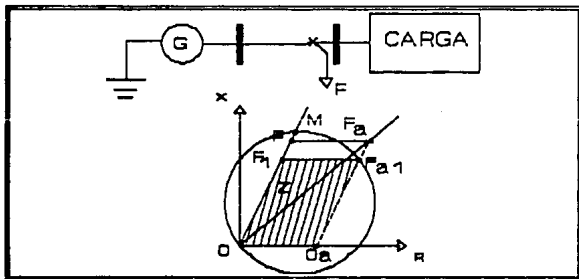


FIGURA No. 3.9 Subalcance de un relevador de distancia

Generalmente se asume que la resistencia de arco produce pequeños efectos en líneas largas, pero en líneas cortas, es necesario considerar tal efecto, pues la magnitud de la resistencia de arco podría ser grande comparada con la resistencia de línea.

La forma de calcular la magnitud de la resistencia de arco, es por medio de relaciones empíricas, que dan una aproximación de la magnitud verdadera, como la desarrollada por Warrington [2]

$$R_{\text{arc}} = \frac{8750 l}{I^{1.4}}$$

La resistencia de arco depende de diversos factores, pero el más importante, es la presencia del aire que provoca que se incremente la longitud del arco. Por lo que a la relación anterior se le agrega este factor, teniendo que:

$$R_{\text{arc}} = \frac{8750 (S + 3vt)}{I^{1.4}} \quad \text{Ec.3.16}$$

En donde:

l = Separación entre conductores	[m]
S = Voltaje nominal entre fases	[kV]
v = Velocidad del viento	[Km/h]
t = Tiempo	[S]
I = Corriente de falla	[A]

Una forma adecuada de evitar el subalcance por efectos de la resistencia de arco en los relevadores de distancia es incorporar una unidad de reactancia, pues esta es inmune al ángulo de impedancia de la línea θ_L , que es mayor al ángulo característico del relevador θ , con lo que se logra que la resistencia de arco se desplace un poco más hacia el centro. En la figura No. 3.10, se muestran estos dos procedimientos.

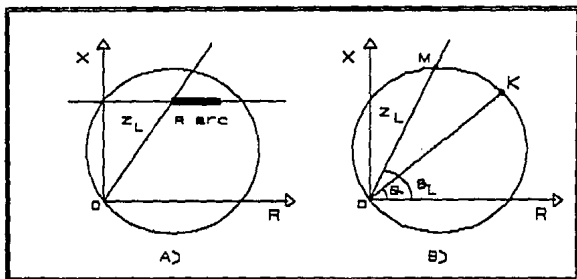


FIGURA No. 3.10 Efectos de la resistencia de arco.

3.4.3 Efecto infeed (fuente de corriente intermedia).

La presencia de líneas multiterminales con fuentes de generación en sus extremos, o con capacidad de alimentar con corrientes de corto circuito ocasiona problemas en el ajuste y operación de los relevadores de distancia. En la figura No. 3.11, se muestra un diagrama con líneas multiterminales, en el cual se presenta una falla.

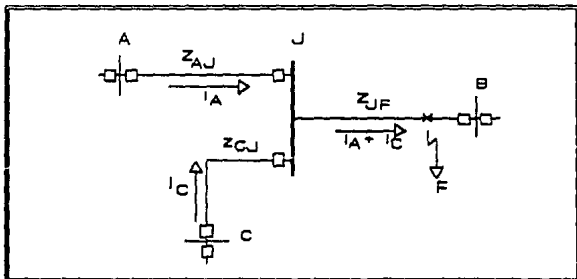


FIGURA No. 3.11 Esquema de un sistema multiterminal.

Para efectos de estudio simplificaremos la figura No. 3.11 como sigue:

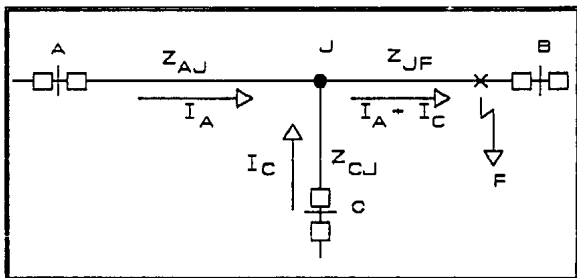


FIGURA No. 3.12 Sistema multilínea simplificado.

Para la falla en la figura No. 3.12, la impedancia real del relevador a la falla será $Z_{AJ} + Z_{JF}$, pero el relevador detecta una impedancia mayor:

$$\begin{aligned}
 Z_T &= \frac{V_A}{I_A} = \frac{Z_{AJ} I_A + Z_{JF} (I_A + I_C)}{I_A} \\
 &= Z_{AJ} + Z_{JF} + Z_{JF} (I_A + I_C) \qquad \text{Ec.3.17}
 \end{aligned}$$

Comparando $Z_T > Z_{AJ} + Z_{BJ}$, a este fenómeno se le conoce como efecto infeed y es provocado por la presencia de una fuente de corriente intermedia. La presencia del infeed en relevadores de distancia ocasiona que estos sufran subalcance, el cual podría ser grande o pequeño de acuerdo a la relación de corriente I_C/I_A (en el ejemplo mostrado). Este efecto se presenta principalmente en el ajuste de las zonas 2 y 3, en donde existe la posibilidad de la presencia de fuentes intermedias.

El relevador en A no se ajusta tomando en cuenta el infeed, pues al cambiar las condiciones de operación del sistema el ajuste no será el adecuado y se corre el riesgo de tener un gran subalcanse, lo cual podría ocasionar problemas de coordinación en el sistema.

Comúnmente se toma el 80% de la impedancia menor $Z_{AJ} + Z_{BF}$ o $Z_{JF} + Z_{CJ}$, con el valor resultante se ajusta la zona 2, sin tomar en cuenta el infeed. Garantizando un adecuado funcionamiento desde la ubicación del relevador hasta el bus de acoplamiento J. La sección restante, podrá tener subalcanse, dependiendo de la magnitud del infeed y para fines de ajuste se considera como parte de la zona 3.

La zona 3 se ajusta para la máxima impedancia con infeed, obtenida a partir de un estudio bajo todas las condiciones de operación. Con un ajuste de este tipo se presentan en algunos casos grandes subalcances, lo cual no puede evitarse, pues solo de esta forma se puede garantizar la protección de respaldo a la sección de línea (en nuestro caso AB), aun cuando se tengan errores de coordinación.

La anterior forma de ajuste, es la más adecuada, para minimizar los efectos del infeed en la operación de los relevadores de distancia aun cuando se presenten algunos errores de coordinación que son inevitables.

3.4.4 Oscilaciones de potencia.

Las oscilaciones de potencia son fenómenos que se presentan en un sistema eléctrico de potencia debido a la pérdida de sincronismo en los generadores que alimentan al sistema, por cambios bruscos de carga, por operación de interruptores o por la existencia de fallas.

La presencia de oscilaciones de potencia, no necesariamente indica inestabilidad en el sistema, pero puede ocasionar que los relevadores de distancia sensen una señal que los haga operar en forma errónea.

Para determinar los efectos de las oscilaciones sobre los relevadores de distancia, se representa al sistema por medio de un circuito equivalente, con dos fuentes o grupos de máquinas en los extremos, como se muestra en la figura No. 3.13.

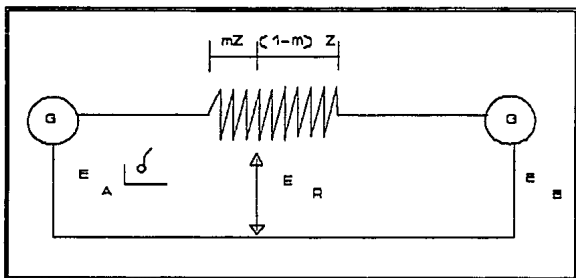


FIGURA No. 3.13 Representación de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Suponiendo que las tensiones de los generadores son constantes y sólo varían en fase. Del circuito de la figura tendremos que al punto de relevación :

$$I_R = \frac{E_{A1} \delta - E_B}{mZ + (1 - m)Z} = \frac{E_{A1} \delta - E_B}{mZ + (1 - m)Z} \quad \text{Ec. 3.18}$$

La impedancia vista por el relevador será:

$$Z_R = E_R / I_R \quad \text{Ec. 3.19}$$

Donde

$$E_R = (1 - m)E_A L \delta + mE_B \quad \text{Ec. 3.20}$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.20 y 3.18 en 3.19 :

$$Z_R = \frac{(1 - m)E_A L \delta + mE_B}{(E_A L \delta - E_B) / Z}$$

$$\frac{Z_R}{Z} = \frac{(1 - m)E_A L \delta + mE_B}{E_A L \delta - E_B} \quad \text{Ec. 3.21}$$

Suponiendo que $E_A = E_B$

$$\begin{aligned} \frac{Z_R}{Z} &= \frac{(1 - m)L\delta + m}{L\delta - 1} = \frac{-m(L\delta - 1) + L\delta}{L\delta - 1} \\ &= \frac{-m + L\delta}{L\delta - 1} = \frac{-m + 1}{1 - L\delta} \\ &= (\frac{1}{2} - m) - j \frac{1 + \text{Cos } \delta}{2 \text{ Sen } \delta} \quad \text{Ec. 3.22} \end{aligned}$$

Si la ecuación 3.22 es multiplicada por Z, se tendrá el foco de Z_R , y puede ser representado en un diagrama R - X, (Fig No. 3.14) considerando que:

Si la relación $E_A / E_B = K$ es constante y solo varía el ángulo δ , el foco variará, llegando a ser una línea recta o un círculo con centro en la línea recta que une los polos.

Si por el contrario, el defasamiento es constante δ y la relación E_A / E_B es la que varía, el foco de Z_r es un arco que pasa por los polos, los arcos obtenidos por magnitud o defasamiento constante son ortogonales entre sí, en la figura No. 3.14 se muestra la gráfica de la impedancia oscilante.

Con las características de magnitud y defasamiento se puede determinar el funcionamiento de los relevadores de distancia bajo condiciones de oscilación, superponiendo la característica del relevador, sobre la gráfica.

Para contrarrestar la operación indebida de un relevador de distancia se utilizan:

- a) Cegadores combinados con unidades mho y mho desplazadas.
- b) Relevadores elípticos.

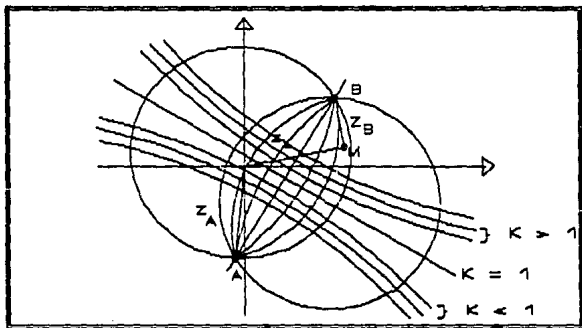


FIGURA No. 3.14 Gráfica de la impedancia oscilante.

Todos ellos con el propósito de encerrar el área de falla de la línea.

Existen oscilaciones que pueden sacar de sincronía al sistema pero, no todas las oscilaciones que se presentan producen tales efectos, por lo que es necesario que los relevadores de distancia que sensan las oscilaciones sean capaces de discriminar el tipo de oscilación y esto se realiza de la siguiente forma:

De la figura No. 3.15, la impedancia de la línea es pequeña comparada con la impedancia del sistema, y es muy posible que las zonas 2 y 3 operen, de lo contrario es seguro que la zona 1 del relevador opere, para las oscilaciones que se presenten, pues casi todas son críticas, debido a que están cercanas a el centro eléctrico (defasamiento entre fases de 180°) y suponiendo que su deslizamiento es lento, comparado con el ajuste de las zonas.

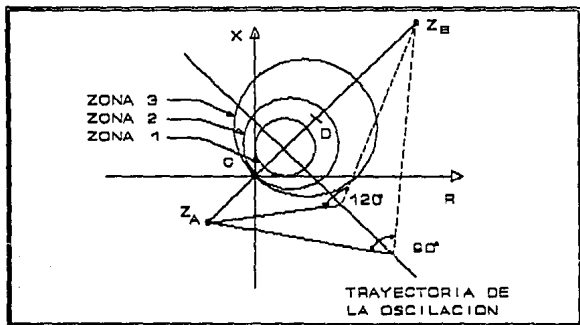


FIGURA No. 3.15 Efecto de la oscilación de potencia en una línea de impedancia pequeña.

En cambio si la línea es larga, los relevadores de los extremos operan para oscilaciones que tardan en cruzar la característica en un tiempo mayor al de ajuste como se muestra en la figura No. 3.16.

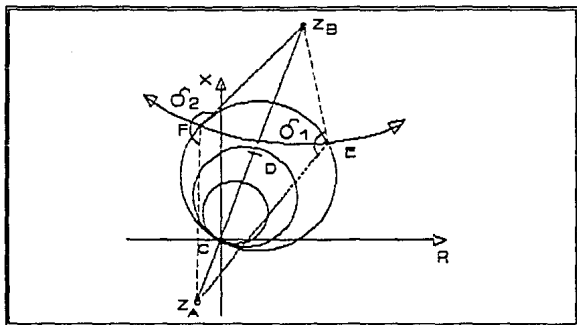


FIGURA No. 3.16 Oscilaciones de potencia en una línea larga.

El tiempo se determina por la relación [35]:

$$t = \frac{\delta_2 - \delta_1}{S} \quad \text{Ec.3.23}$$

Donde S es la velocidad de deslizamiento y esta determinada por medio de un estudio detallado de estabilidad transitoria.

Cuando el tiempo t es mayor al de ajuste, el relevador opera y manda un disparo al interruptor asociado a él.

Por otro lado si la impedancia de la línea es muy grande comparada con la del sistema, el relevador tiende a operar para

cualquier oscilación, aun y cuando el sistema puede reponerse de ella; pues como se puede observar en la figura No. 3.17, los relevadores sensan la oscilación de potencia antes de que se presente la condición crítica. Por lo que es necesario bloquear el disparo o permitirlo según convenga.

El bloqueo del disparo se consigue por medio de una unidad mho desplazada, con el fin de evitar que el relevador opere para oscilaciones de las cuales se puede reponer el sistema, o evitar el recierre automático después de haberse presentado la pérdida de sincronismo del sistema.

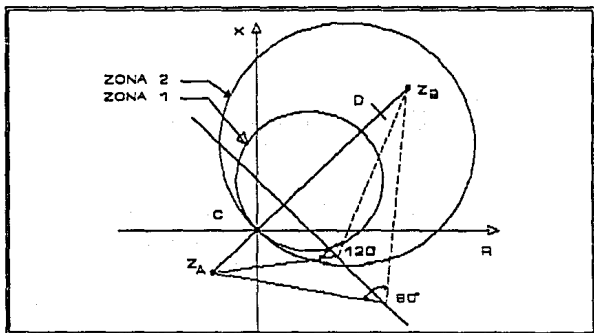


FIGURA No. 3.17 Efecto de las oscilaciones de potencia sobre un relevador de distancia.

La presencia de la oscilación como la mostrada en la figura No. 3.18, será detectada en primer término por la unidad de bloqueo y después pasara hacia la característica de disparo, que podrá ser

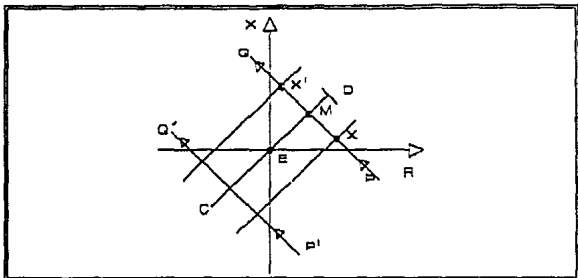


FIGURA No. 3.19 Características del relevador de disparo por oscilación.

3.5 Coordinación y ajuste

3.5.1 Compensación de relevadores

En un sistema de transmisión pueden ocurrir dos tipos de fallas: a tierra y entre fases, la protección de cada falla se realiza a través de relevadores de tierra y de fase respectivamente, los cuales se ajustan para un alcance fijo como ya se mencionó.

Al igual que los relevadores de sobrecorriente, cabría suponer tres relevadores de distancia para la protección de todas las fallas de fase, sin embargo, existe un problema y es que la impedancia que el relevador de distancia "ve", no es la misma para una falla trifásica que entre dos fases, e inclusive la impedancia que mide en una falla entre las fases A y B será diferente que la medida para una falla entre A y C, estando las fallas a una misma distancia de los relevadores; esto requeriría tener un relevador para cada tipo de falla. Lo mismo ocurre para la protección de fallas a tierra, por lo cual es necesario

compensar a los relevadores de fase y de tierra, para que midan la misma impedancia para cualquier tipo de falla de fase o de tierra, respectivamente, que ocurra a la misma distancia de los relevadores.

3.5.1.1 Compensación de relevadores de fase [10,11]

Llamaremos a los relevadores de fase AB, BC, y CA, los cuales deben operar para fallas trifásicas, bifásicas y bifásicas a tierra.

Al relevador BC lo alimentamos con la diferencia de las dos fases.

- La diferencia de corrientes es:

$$\begin{aligned} I_b - I_c &= (a^2 I_1 + a I_2 + I_0) - (a I_1 + a^2 I_2 + I_0) \\ &= (a^2 - a)(I_1 - I_2) \end{aligned}$$

- La diferencia de tensiones es:

$$\begin{aligned} V_b - V_c &= (I_b - I_c)Z_1 \\ &= (a^2 - a)(I_1 - I_2)Z_1 \end{aligned}$$

La relación entre la diferencia de voltajes y la diferencia de corrientes da como resultado que la unidad, así conectada, "vea" únicamente impedancia de secuencia positiva.

Un análisis análogo aplicado a los otros dos relevadores, dará el mismo resultado, así esta forma de compensar, es independiente de las componentes de secuencia de la corriente.

Además la diferencia de las cantidades elimina la secuencia cero, para asegurar una correcta medición para las fallas de doble fase a tierra.

A ésta compensación se le conoce como tipo delta. La siguiente tabla muestra las entradas a los diferentes relevadores de fase.

Unidad	Voltaje	Corriente
AB	$V_a - V_b$	$I_a - I_b$
BC	$V_b - V_c$	$I_b - I_c$
CA	$V_c - V_a$	$I_c - I_a$

3.5.1.2 Compensación de los relevadores de distancia de tierra [10,11]

El método para compensar a los relevadores de distancia de tierra es conocido como "compensación residual", por medio del cual el relevador "ve" impedancia de secuencia positiva.

Para lograr lo anterior, al relevador de tierra se alimenta con el voltaje V_a , que es el que "ve" el relevador desde el punto de falla hasta donde se encuentra el relevador, el cual es:

$$V_a = I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0 \quad \text{Ec.3.24}$$

Cabe señalar que en el punto donde se encuentra el relevador es posible que no se cumpla el que $I_0 = I_1 = I_2$, en las trayectorias a tierra, aun que en el punto de falla si es verdadera.

Sumando y restando $I_0 Z_1$ en la ecuación 3.24, y considerando $Z_1 = Z_2$, tenemos:

$$V_a = (I_1 + I_2 + I_0)Z_1 + I_0(Z_0 - Z_1)$$

Multiplicando y dividiendo por $3Z_1$ el segundo término del segundo miembro y simplificando:

$$V_a = Z_1 [I_a + 3I_0\{(Z_0 - Z_1)/3Z_1\}] \quad \text{Ec.3.25}$$

Por lo cual, si este relevador es alimentado con una corriente:

$$I = I_a + 3I_0\{(Z_0 - Z_1)/3Z_1\}$$

Entonces la impedancia que medirá el relevador es:

$$Z = V_a/I = Z_1 \quad \text{Ec.3.26}$$

Este tipo de compensación se aplica tanto a sistemas aterrizados en un sólo punto como en múltiples, también se aplica en líneas no transpuestas con un error despreciable. La siguiente tabla muestran las señales de entrada para cada relevador de falla a tierra.

Unidad	Voltaje	Corriente
AE	V_{an}	$I_a + I_{comp}$
BE	V_{bn}	$I_b + I_{comp}$
CE	V_{cn}	$I_c + I_{comp}$

$$I_{comp} = 3I_0\{(Z_0 - Z_1)/3Z_1\}$$

3.5.2 Zonas de protección.

El hecho de que los relevadores de distancia se ajustan en base a la impedancia, sin que la magnitud de la corriente de falla o los cambios en el nivel de generación lo afecten, hace posible definir varias zonas de operación asignándole un tiempo de retraso a cada una de ellas. Con lo cual se tiene un esquema de protección no unitario multietapas.

Generalmente se considera un esquema de tres zonas de protección, las cuales se describen a continuación.

Zona 1. Esta zona es de disparo instantáneo y se ajusta entre un rango de 80 a 90% de la sección a proteger. Entre los principales aspectos que influyen a que no se ajuste al 100% están:

- Errores en los transformadores de instrumentos.
- Errores en los datos disponibles con los cuales se calcula los datos de la línea.
- Errores de calibración y transitorios.
- Fenómenos de la línea.

Que en caso de no considerarse, provocarán que el relevador subalcance; es decir que no operará para una falla dentro de los límites definidos, por que el relevador verá una impedancia aparente mayor; o puede ocurrir lo contrario, que opere para una falla más allá de la primer zona debido a que "ve" una impedancia aparente menor. Estos fenómenos se ilustran en la figura No. 3.20.

Así, al ajustar al 80 ó 90% de la línea trae como consecuencia otro problema, y es que queda un porcentaje de la línea sin

atraso de 0.4 s, el cual es para coordinar con el relevador de la siguiente sección, como se muestra en la figura No. 3.21, y da protección de respaldo.

La zona 3, se ajusta para un alcance de $L_1 + L_2 + 0.25L_3$, como se muestra en la figura No. 3.21, el tiempo de coordinación es generalmente de 0.8 s.

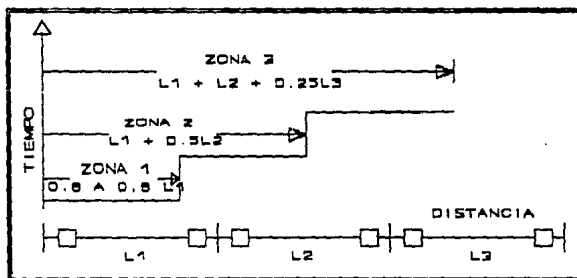


FIGURA No. 3.21

3.5.3 Ajuste de relevadores.

Los relevadores de distancia son calibrados en ohms secundarios y ajustados para medir la impedancia de secuencia positiva de la sección de línea, como ya se dedujo en la sección 4.1.

Para determinar el ajuste del relevador, es necesario calcular en ohms primarios, el alcance deseado del relevador a lo largo de la sección de la línea, considerando la zona de protección a que se está ajustando.

Para calcular los ohms secundarios, tenemos que:

$$I_s = I_p / RTC$$

$$V_s = V_p / RTP$$

Y como:

$$Z_s = V_s / I_s \quad \text{Ec.3.27}$$

Sustituyendo V_s e I_s en la ecuación, tenemos:

$$Z_s = Z_p \text{ RTC/RTP} \quad \text{Ec.3.28}$$

Donde RTC y RTP son la relación del transformador de corriente y potencial respectivamente.

Los valores secundarios así obtenidos deben estar dentro del rango de ajuste del relevador. Cuando los relevadores de reactancia son elegidos, los cálculos de ajuste son realizados usando las constantes de reactancia de la línea de transmisión. Cuando un relevador mho es empleado la diferencia entre el ángulo de la línea y el ángulo característico del relevador deseado deben considerarse cuando se calcule el ajuste.

3.5.4 Ejemplo coordinación y ajuste de relevadores de distancia.

Se tiene el arreglo mostrado en la figura No. E.3.1, con los datos mostrados en ella.

En este ejemplo se calcularán los ajustes de los relevadores de distancia en A y B, en la dirección mostrada. Los cálculos en la otra dirección siguen el mismo procedimiento.

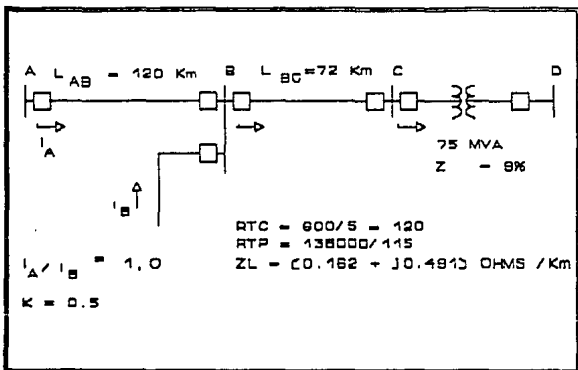


FIGURA No. E.3.1. Diagrama unifilar de la línea a proteger.

Cálculo de la impedancia en ohms secundarios.

$$\begin{aligned}
 - Z_{AB} &= 120 \text{ Km } (0.162 + j0.491) \text{ ohms/Km } (120/1200) = \\
 &= 1.944 + j5.892 \\
 &= 6.204 \quad \underline{71.74} \quad \text{ohms}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 - Z_{BC} &= 72 \text{ Km } (0.162 + j0.491) \text{ ohms/Km } (120/1200) = \\
 &= 1.166 + j3.535 \text{ ohms} \\
 &= 3.722 \quad \underline{71.74}
 \end{aligned}$$

- Banco de transformación:

$$Z_T = \frac{0.09 (138)^2 (120)}{(75)(1200)} = j2.285 \text{ ohms}$$

Cálculo de ajustes para la zona 1.

- En A.

$$Z1 = (0.9)(6.204) = 5.584 \text{ ohms}$$

El ajuste de relevador es:

$$ZAJ1 = 5.584 / \cos(75 - 71.74) = 5.6 \text{ ohms}$$

- En B.

$$Z1 = (0.9)(3.712) = 3.341 \text{ ohms}$$

El ajuste de relevador es:

$$ZAJ1 = 3.341 / \cos(75 - 71.74) = 3.46 \text{ ohms}$$

- El banco de transformación tiene protección diferencial

Cálculo de ajustes para la zona 2.

- En A, la impedancia a la cual se debe proteger es:

$$Z2 = ZAB + 0.5ZBC$$

$$Z2 = 6.204 + 0.5(3.712) = 8.06 \text{ ohms.}$$

Sin embargo, para una falla a la mitad de la línea BC, se presenta infeed provocado por la corriente IH. Si se ajusta la segunda zona del relevador en A a 8.06 ohms, se presentará subalcance, como se muestra en la figura No. E.3.2.

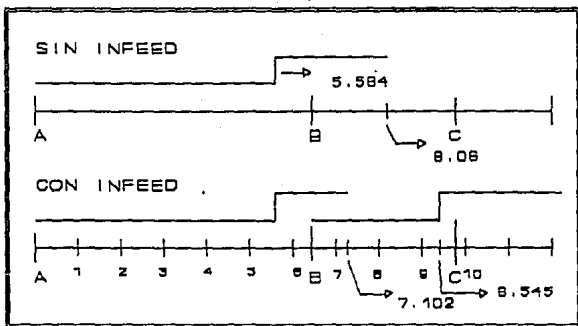


FIGURA No. E.3.2. Subalcance por efecto infeed

Como se observa de estas gráficas, con infeed, se tiene un alcance del 24% de la sección BC, lo cual es inapropiado, debido a que en caso de falla del relevador en B, el respaldo ofrecido es muy limitado, otra forma de ajustar Z2 en G es usando el valor de la impedancia aparente con infeed, la cual es:

$$ZAP = 6.204 + 3.712(.5)/(0.5) = 9.916 \text{ ohms}$$

La figura No. E.3.3, ilustra estos ajustes con y sin infeed.

De la gráfica sin infeed se observa que la segunda zona del relevador en A está mal coordinado con la segunda zona de B. Una forma de solucionar este problema es dando un tiempo mayor a la unidad de zona dos en A, o reduciendo el tiempo en la Zona 2 de B. Estas dos opciones son poco viables, la primera, por que las fallas en el extremo de la línea AB son liberadas en un tiempo mayor, y la segunda por que podría comprometer el margen de seguridad de la primera zona en B, es decir, que para fallas en la siguiente sección, la zona 2 de B operaría en el tiempo de la zona 1 en B.

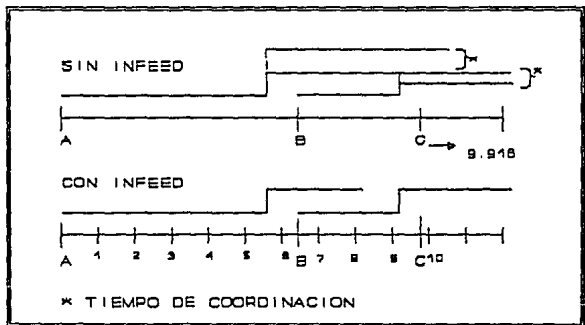


FIGURA No. E.3.3 Coordinación con efecto infeed.

Otra solución es ajustar con un valor de impedancia tal que con infeed tenga un alcance menor del 90% de la suma de las impedancias de las dos secciones.

Así se tiene:

$Z_2 = (6.204 + 3.712)0.9 = 8.924$ ohms; se elige el valor de 9 ohms.

Así, cuando no se presente el infeed, la segunda zona del relevador en A, dará una protección del 37.7% de la sección BC, como se ilustra en la figura No. E.3.4.

Por lo cual se usa el valor de 9 ohms. El ajuste para el ángulo de par máximo es despreciable, como se observa en los ajustes de la zona 1.

- Ajuste de la zona 2 en B.

$$Z_2 = Z_{BC} + 0.5Z_{CD}$$

Debido al banco de protección y que no se presenta infeed, el ajuste de la zona 2 en B, se puede incrementar a un $ZBC + 0.75ZCD$, para ofrecer un mayor margen de respaldo al transformador.

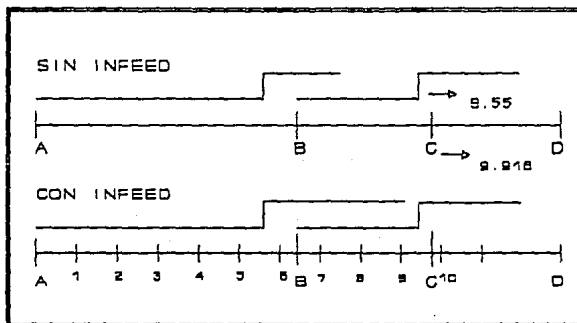


FIGURA No. E.3.4 Coordinación con efecto infeed.

$$Z_{AJ2} = 3.712 + 0.75(2.285) = 5.426 \text{ ohms}$$

Cálculo de ajustes de la zona 3.

El principal problema en el ajuste de la zona 3 en A, es el infeed, ya que debido a la diferencia de impedancias de la sección CD con respecto al resto de la línea, provocará que cuando se ajuste al 90% de la suma de $ZAB + ZBC + ZCD$, y exista infeed, no se de respaldo a ZCD, por lo cual la mejor solución, es ajustar al valor de la impedancia aparente con infeed, y coordinar con el equipo de protección del lado de bajo voltaje del banco de transformación.

$$\begin{aligned} Z3 &= (1.944 + j5.892) + (1.134 + j3.535) 0.25(j2.285) \\ &= 3.078 + j10 = 10.461 \angle 72.892 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z3AP &= (1.944 + j5.892) + (1/0.5)(1.134 + j3.535 + j0.57) \\ &= 4.212 + j14.104 = 14.72 \angle 73.37 \end{aligned}$$

Por lo cual la protección del lado de baja que se encuentre a (14.72 - 10.461) = 4.257 ohms, debe ser coordinada con la protección de tercera zona.

El ajuste de la zona 3 en B, no es necesario, debido a que tendría que coordinarse con una mayor porción del lado de baja.

4 PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISION.

4.1 Introducción.

La protección diferencial se basa en la comparación de cantidades eléctricas obtenidas en los extremos del elemento a proteger, las cuales se envían a través de un canal de comunicación, como se ilustra en la figura No. 4.1, y manda disparar los interruptores si la falla se ubica en el elemento a proteger.

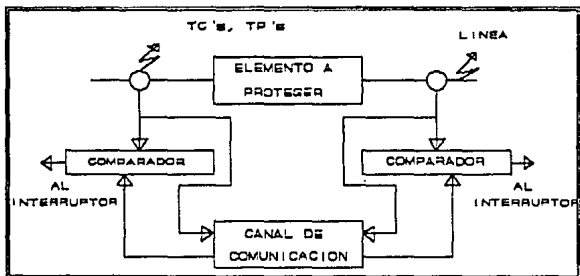


FIGURA No. 4.1 Principio de la protección diferencial

Es importante hacer notar que el nombre adecuado para la protección de este tipo, es el de protección unitaria, en lugar de protección diferencial, que es un caso particular de la primera, aunque en mucha de la bibliografía se emplean indistintamente ambos términos para designarla.

En la protección de líneas de transmisión las cantidades a comparar, y cuyo resultado indica la ubicación de la falla, son:

- Comparación de magnitud
- Comparación de dirección
- Comparación de fase

Estas cantidades se envían a través de un canal de comunicación a los extremos de la línea protegida; los canales de comunicación que actualmente se utilizan son:

- Hilo piloto
- Carrier
- Microondas
- Fibras ópticas

Este último canal se encuentra en una etapa de experimentación en el país.

Teóricamente cualquier tipo de comparación se puede aplicar con cualquier canal de comunicación, sin embargo, hay comparaciones que debido al tipo de relevadores usados, se prestan más para un canal que para otro, estos arreglos se les conoce como esquemas de protección, que básicamente pueden ser divididos en dos, los de disparo y los de bloqueo; en el primero, los relevadores de protección en los extremos de la línea, envían una señal por medio del canal para bloquear el disparo para fallas externas a la línea protegida, cuando ocurre una falla interna, ninguna señal de bloqueo es transmitida a través del canal y a los relevadores en cada extremo se les permite disparar; en el segundo caso, los relevadores usan el canal de comunicación para iniciar el disparo para fallas internas.

Las principales características de la protección unitaria [10,24,26] de líneas de transmisión, son:

- Es una protección que cubre el 100% de la línea a la que se le aplica.
- Es una protección rápida, del orden de 1 a 5 ciclos sobre una base de 60 Hz.
- A diferencia de la protección por sobrecorriente y de distancia, ésta no ofrece protección de respaldo, por lo cual se debe implantar una del tipo local.
- No requiere de coordinación con la protección de otras secciones de la línea, lo cual es de aplicación sencilla.

Estas características redundan en una mejor operación del sistema, como son:

- Una mejor estabilidad transitoria del sistema.
- Reduce la posibilidad de daño a la línea por sobrecarga.
- Permite recierres de alta velocidad, el cual, si es exitoso, mejora la estabilidad transitoria, minimiza el tiempo de salida, y mejora las condiciones de tensión en las porciones de cargas del sistema.

4.2 Principio de operación.

Como se indicó en la introducción, el principio de operación es la comparación de ciertas cantidades eléctricas obtenidas en los extremos de la línea a proteger con el objetivo de determinar si la falla es interna o externa, y realizar una acción sobre los

interruptores asociados a la protección. En este inciso se tratan las diferentes formas en que se realizan las comparaciones.

4.2.1 Comparación de magnitudes.

El método empleado en la comparación de magnitudes es semejante al usado en la protección diferencial de transformadores, y se divide en dos tipos:

- Corrientes circulantes.
- Balance de voltaje.

La figura No. 4.2 muestra la protección por corrientes circulantes aplicada a una línea.

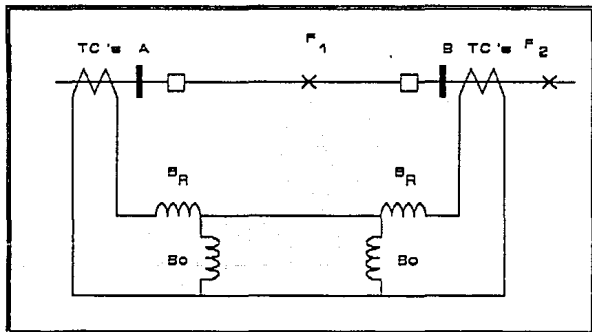


FIGURA No. 4.2 Protección por corrientes circulantes.

De la figura anterior, si ocurre la falla F_2 , la dirección de la corriente en los secundarios de los tc's es de tal forma que circula por la bobina de restricción, por lo cual, el par de restricción es mayor que el par de operación y no manda señal de disparo a los interruptores asociados.

Cuando la falla ocurre entre los tc's, la corriente en los secundarios de estos, circula principalmente por la bobina de operación, por lo cual el par de operación es mayor que el par de restricción, y manda disparar los interruptores en los extremos.

En cuanto al método por balance de voltajes, en lugar de usar tc's, se emplean transductores (TD), que transforman la corriente primaria en tensión secundaria. Este método se muestra en la figura No. 4.3.

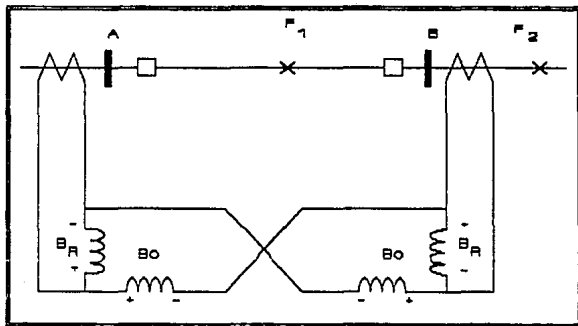


FIGURA No. 4.3 Balance de voltajes.

En caso de ocurrir una falla en F_2 , la corriente y ángulos de fase en los extremos de la sección protegida, así como la

polaridad en los secundarios de los transductores es la mostrada, y al realizarse una suma de voltajes en el anillo, esta es igual a cero, por lo cual no circula corriente en el hilo piloto ni en las bobinas de operación. Sin embargo si ocurre una falla interna, la polaridad del voltaje secundario del transductor en el bus B, cambiará, ocasionando que circule corriente por la bobina de operación y el hilo piloto, mandando disparar los interruptores en las barras A y B.

4.2.2 Comparación direccional.

Este método consiste en comparar la dirección de la corriente en los extremos de la línea protegida, la figura No. 4.4 representa este principio.

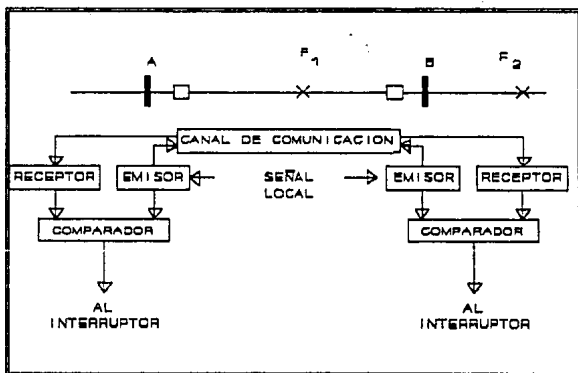


FIGURA No. 4.4 Principio de comparación direccional

Si ocurre la falla en F_1 , los relevadores direccionales en A y B, sienten la falla y ordenan disparar los interruptores respectivos.

Si ocurre la falla en F_2 , el relevador direccional en A siente la falla, pero el direccional de B no lo hará, por lo cual al llegar estas señales a los comparadores A y B, no mandarán realizar ninguna acción.

Este método al utilizarse con relevadores de distancia y direccionales se obtienen diferentes variantes, algunas de las cuales se tratarán en el inciso 4.4 de éste capítulo.

4.2.3 Comparación de fase.

En este método se compara el ángulo de fase de la corriente en los extremos de la línea a proteger. La figura No. 4.5 ilustra el principio de operación.

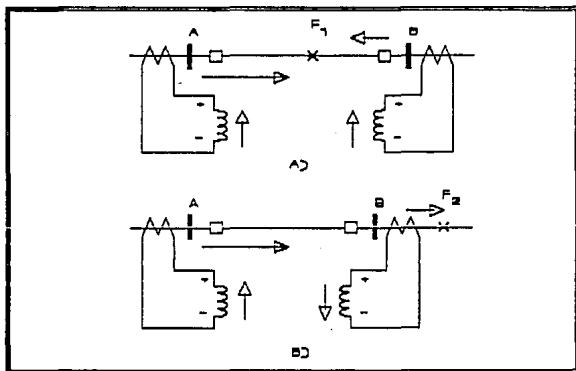


FIGURA No. 4.5 Protección por comparación de fase

Como se observa en la figura No. 4.5a, si ocurre una falla interna, las señales en los secundarios de los tc's en los extremos de la línea protegida están en fase, por otro lado si la falla es externa, las corrientes en los secundarios de los tc's están 180° fuera de fase.

Las señales son moduladas y enviadas por medio de un canal de comunicación para ser comparadas en los extremos.

4.3. Canales de comunicación.

En la actualidad se utilizan tres tipos de canal de comunicación (carrier, hilo piloto y microondas) y un cuarto en etapa experimental (fibras ópticas), debido a sus características de operación, se prevee que tenga un gran uso, sobre todo para comunicación a nivel subestación, y a futuro desplazará al hilo piloto.

En este inciso se tratará brevemente de los canales de comunicación, enfocando su papel en los sistemas de protección.

4.3.1 Canal hilo piloto.

Es el canal más económico para distancias pequeñas o impedancias del hilo piloto que caen dentro de los valores indicados en la tabla 4.1 [15], (estos valores deben ser consultados en el manual del relevador a usar), y esto es debido al poco equipo utilizado en comparación con los demás esquemas.

El hilo piloto consiste de un par de alambres torcidos, generalmente del número 19 AWG o mayor, que interconectan a los equipos de protección en los extremos de la línea a proteger, tal como se muestra en la figura No. 4.6.

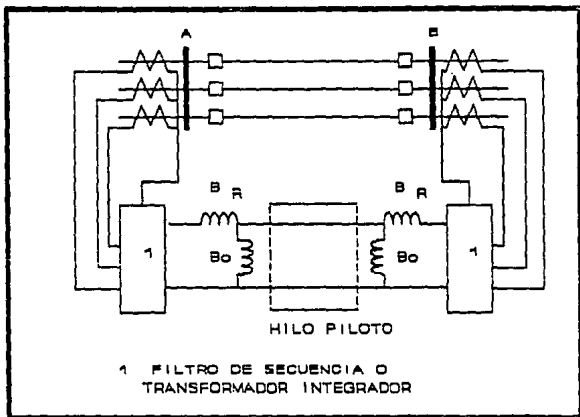


Figura No. 4.6 Canal piloto

Los relevadores no deben ser aplicados con resistencia serie o capacitancia en paralelo que exceda los valores mostrados en la tabla No. 4.1

TABLA 4.1

Número de Relevadores	Relación del transformador de aislamiento			
	4/1		6/1	
	Rl	Cs	Rl	Cs
2	2 000	1.5	---	---
3	500/*	1.8	1 000/*	0.75

Rl : Resistencia en serie en ohms

Cs : Capacitancia total en paralelo en microfaradios

* : Por derivación

Cuando la capacitancia en paralelo excede las cantidades anteriores, es posible, en algunas ocasiones compensar con reactores en paralelo. La cantidad de capacitancia que puede ser compensada es limitada y varía en función de la magnitud del efecto distribuido del hilo piloto.

Los principales fenómenos que afectan la operación de este canal son dos:

- Las tensiones inducidas
- El aumento de potencial a tierra

El primero es ocasionado por la línea de potencia, esta es una tensión longitudinal, pero si las impedancias de los conductores del hilo piloto están desbalanceadas, producirán una diferencia de tensión en las terminales de éste, que cuando es igual o mayor a 7.5 volts provoca una mala operación del relevador.

El segundo fenómeno consiste en el aumento del potencial de tierra provocado por una falla a tierra de gran intensidad, la cual ocasiona sobretensiones que son peligrosas tanto para el equipo como para el personal de operación.

La figura No. 4.7 ilustra estos fenómenos.

Para proteger contra estos voltajes, lo que se hace es sellar el hilo piloto, aterrizar el equipo, sellar en una tierra remota, conectar reactores de neutralización para proteger contra aumentos en el potencial de tierra e instalar reactores de drenaje para voltajes inducidos.

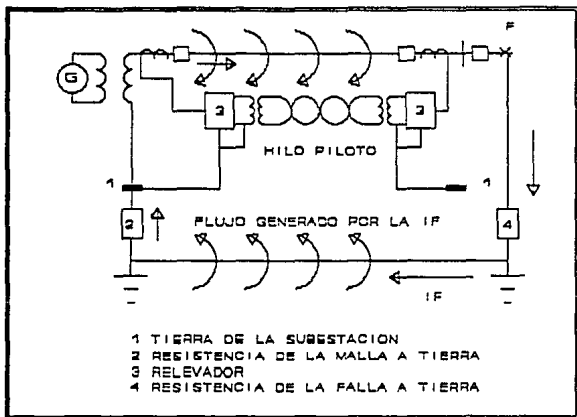


Figura No. 4.7 Voltaje inducido y aumento del potencial de tierra en un canal hilo piloto

4.3.2 Canal por carrier [14,15].

En este tipo de canal, la señal es acoplada a la línea de alta tensión que es protegida por medio de un sistema de acoplamiento, el cual es mostrado en forma simplificada en la figura No. 4.8, a frecuencias en el rango de 30 a 300 KHz.

La trampa de onda es un circuito resonante que presenta una alta impedancia a la frecuencia carrier, y una impedancia despreciable a la frecuencia de 60 Hz. Estas trampas tienen el objetivo de confinar la mayor cantidad de señal carrier en la línea protegida y provocar el mínimo de problemas por interferencia con otras secciones, pero se utilizan principalmente para delimitar la trayectoria de la señal carrier.

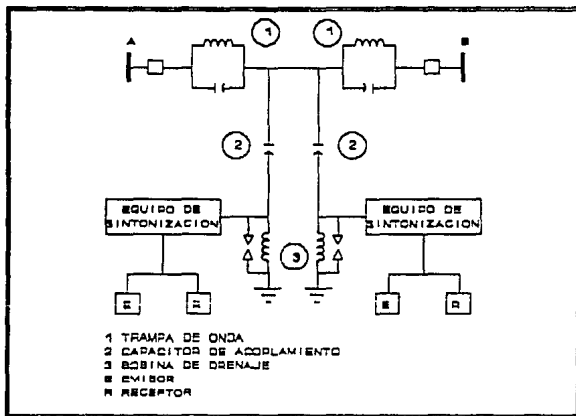


Figura No. 4.8 Diagrama simplificado de canal carrier

Después, por medio del capacitor de acoplamiento, que presenta una impedancia despreciable a la frecuencia carrier, la señal es conducida hacia el equipo sintonizador, donde se manipula la señal de tal forma que sea utilizable por el equipo de protección. La bobina de drenaje tiene una función de protección, ya que presenta una impedancia despreciable a las señales de 60 Hz, poniendo éstas a tierra.

Este canal es el más ampliamente usado para líneas de transmisión de longitud media y largas, debido a la confiabilidad y que su costo se justifica ampliamente, ya que este canal también es usado para comunicación, telemedición y telecontrol.

Los datos y cálculos necesarios para la aplicación de este tipo de canal, están relacionados con la atenuación de la señal; en la

actualidad mucha de la información necesaria para la selección de la frecuencia del carrier está contenida en tablas y catálogos que proporcionan los fabricantes del equipo necesario para este canal.

El canal carrier se usa preferentemente con esquemas de protección de bloqueo, ya que, para este caso no se requiere la transmisión de señal de protección para fallas internas, con lo cual se evita la pérdida de la señal de protección por la pérdida del canal.

Existen dos tipos de canal carrier, de acuerdo a su forma de operación, el ON-OFF (apagado-encendido) y el FKS (frequency shift key).

El primero, sólo está activo, trasmitiendo a una determinada frecuencia, cuando un relevador de arranque lo enciende.

El segundo, está continuamente trasmitiendo a una frecuencia en condiciones normales, cuando éstas cambian, hacen operar algún relevador que provoque que el carrier FKS, cambie a otra frecuencia de operación

La operación de los carrier ON-OFF y FKS dentro del esquema de protección se comprenderá mejor en la sección de esquemas de protección en este capítulo.

4.3.3. Canal por microondas [4,14].

Este es un canal de radio que emplea alta frecuencia, para comunicación punto a punto, la señal de microondas viaja a través del espacio, lo cual es una gran ventaja, ya que la protección no se verá comprometida por la pérdida del carrier o hilo piloto,

otra ventaja es que el canal puede ser multiplexado de tal forma que pueda ser usado para múltiples funciones al mismo tiempo.

Debido a que es un canal de onda corta el canal es afectado por las condiciones ambientales, y está sujeto a desvanecimiento de la señal. Por lo cual, el canal de microondas es más confiable para usarse en esquemas de disparo que de bloqueo. Sin embargo, este canal puede aplicarse a cualquier esquema de protección.

Otro factor limitante es la topografía del terreno, la cual puede obstruir la trayectoria de la señal, y hacer más cara la instalación por el equipo extra necesario para realizar el enlace.

4.3.4 Canal por fibras ópticas.

La utilización de ondas de luz como medio de transmisión de señales de comunicación, se empezó a utilizar en forma eficiente al inicio de la década de los 70's y es en la actualidad un campo muy prometedor en la transmisión de información, debido al desarrollo y utilización de fibras ópticas y componentes ópticos, como lo son los diodos emisores de luz (LED), LED-Láser y los detectores de luz (Fotodiodos-PIN).

Las fibras ópticas [12] son filamentos de vidrio de un diámetro muy pequeño (120 μm aproximadamente), capaces de guiar y confinar luz a través de grandes distancias. Esencialmente las fibras ópticas están constituidas por un núcleo de material dieléctrico, el cual es rodeado por un recubrimiento de menor índice de refracción, logrando con esto minimizar las pérdidas de luz.

En los sistemas eléctricos de potencia no ha pasado desapercibida la técnica de transmisión de información utilizando fibras

Ópticas, puesto que presenta ciertas ventajas sobre los anteriores sistemas de comunicación de señales de protección, medición y control, las ventajas [28] son:

-- Inmunidad total electromagnética.- Hace que este sistema sea muy confiable, para ser utilizado en lugares en donde existe gran cantidad de ruido, interferencia e inducción electromagnética producida por las líneas de transmisión, descargas atmosféricas u otros elementos imprevistos.

-- Constitución dieléctrica.- Esto permite prescindir de equipos de aislamiento para altos voltajes inducidos, disminuyendo el costo del sistema y mantener al personal y equipo con plena seguridad.

-- Gran cantidad de canales de comunicación.- Teóricamente la capacidad de transmisión podría llegar hasta un billón de canales simultáneos en ambas direcciones, actualmente es del orden de 100 000 canales por guía de fibra óptica.

-- Poco peso y pequeña sección transversal.- Debido a que los materiales con los que se fabrican las fibras ópticas son polímeros.

-- Fácil instalación.

-- Extremadamente versátil.- El campo de aplicación se extiende cada día más en los sistemas de protección.

-- Total inmunidad a las condiciones meteorológicas.- lluvia, nieve, neblina, temperatura.

También existen desventajas, que no representan serios problemas y con el mejoramiento de la técnica de fabricación tienden a desaparecer como son:

-- Costo.- El costo de las fibras ópticas es actualmente alto en comparación con los demás tipos de comunicación aunque, si se incrementa el número de canales, el costo baja sensiblemente como se muestra en la figura No. 4.9.

-- Atenuación.- Esta característica es importante debido a que las pérdidas por atenuación redundan en el incremento de equipo y por lo tanto en el incremento del costo del sistema. En la actualidad las pérdidas más importantes son: en las fibras ópticas comerciales de 4 dB/Km, en los empalmes de 0.5 dB/empalme y los conectores de 1 dB/conector.

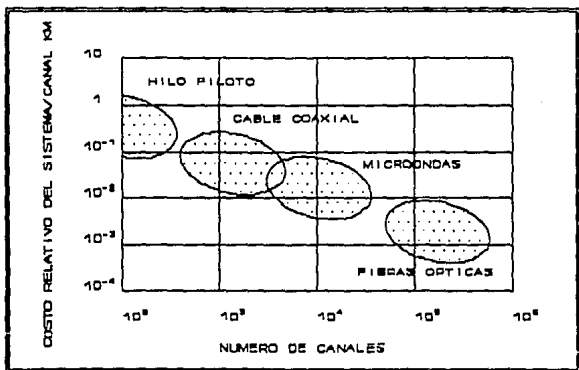


FIGURA No. 4.9 Comparación de costos de canales de comunicación

-- Longitud de transmisión.- Este punto representa la mayor limitante, debido a las pérdidas y las tensiones mecánicas a las que se someten las fibras ópticas. Esta desventaja se trata de

eliminar mejorando la fabricación de las fibras ópticas y las fuentes emisoras de luz, en la actualidad el rango máximo de un sistema óptico es 60 Km. También se mejoran los alambres que soportan a las fibras ópticas para que éstas no sean dañadas por los esfuerzos mecánicos.

La aplicación de las fibras ópticas como canales de comunicación en los sistemas eléctricos de potencia, se encuentra en etapa experimental. En México se han realizado también de forma experimental algunas aplicaciones[29], como lo fue en la subestación denominada Puebla II, en la cual el Instituto de Investigaciones Eléctricas en conjunto con la Comisión Nacional de Electricidad realizaron un enlace por medio de fibras ópticas de la subestación con el Centro de Control del Area Oriental (CECAO) y la línea de transmisión, todo esto con el fin de monitorear el comportamiento de la línea. Las características de este sistema son:

Longitud	2 Km (1500 m de tendido aéreo y 500 m subterráneo)
Capacidad	30 canales telefónicos
Longitud de onda	0.8 μ m
Modulación digital	
Ancho de banda	600 MHz

Para evitar grandes esfuerzos en las fibras ópticas, éstas fueron introducidas al centro de los hilos de guarda. Hasta la fecha, este sistema que fue puesto en funcionamiento en 1980 sigue funcionando en forma normal.

Los países que más han desarrollado esta técnica son Francia, U.S.A, Inglaterra, Alemania, Japón, país en el cual la subestación de Kaga-Reinan a trabajado con fibras ópticas desde 1983 y en el transcurso del primer año de trabajo no presentó un solo disparo en los relevadores por errores en el sistema de comunicación.

4.4 Esquemas de protección.

Un esquema de protección es el método mediante el cual se aplica la protección unitaria de líneas, proponiendo el tipo de canal preferido y la forma de ubicar la falla, es decir, es la forma de relacionar el canal piloto con los principios de protección unitaria de líneas. En la actualidad son básicamente siete[2] los esquemas de protección empleados.

4.4.1 Bloqueo por comparación direccional.

En este tipo de esquema, el canal más empleado es el canal carrier ON-OFF, ya que ninguna señal de protección es normalmente transmitida, debido que la unidad de arranque opera únicamente durante condiciones de falla interna.

La operación de este sistema es ilustrada en la figura No. 4.10. La figura se muestra los detectores de falla a tierra y direccional de fase (T_A y T_B), que operan en la zona protegida (A-B) los cuales sirven como relevadores de arranque para el canal carrier, son ajustados para sobrealcanzar la terminal remota. Los detectores para bloqueo de falla (B_A y B_B) deben ajustarse para operar para cualquier falla externa dentro del alcance de los relevadores de disparo remoto.

Así, para una falla externa atrás de las terminales B, T_A en la terminal A puede operar dando una entrada a la compuerta AND. B_B en la terminal B también opera para iniciar el carrier. La señal carrier será recibida en la terminal "A" dando una entrada bloqueadora a la compuerta AND.

El tiempo de atraso en la salida de disparo, es para permitir que la señal de bloqueo sea recibida antes de iniciar una salida de disparo. Este tiempo de atraso será del rango de 4-16 ms dependiendo del equipo carrier auxiliar seleccionado.

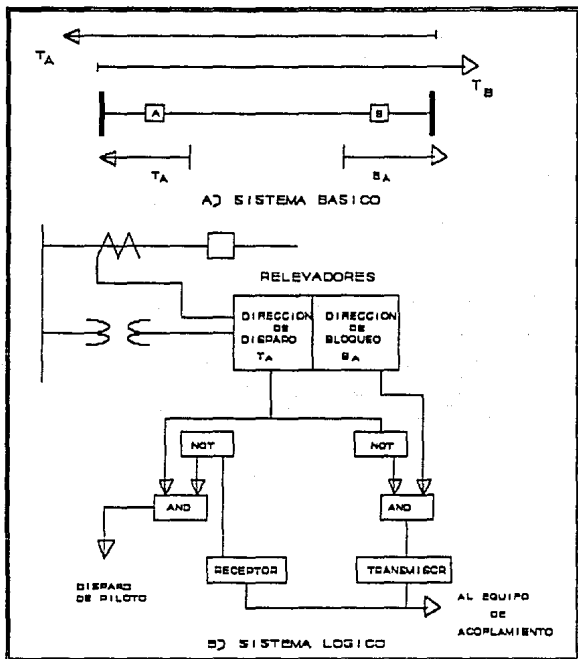


FIGURA No.4.10 Bloqueo por comparación direccional

La velocidad total del canal, incluyendo el tiempo de operación del relevador y el tiempo de propagación, es aproximadamente 3 ms de Transmisor/Receptor. La señal carrier es transmitida desde la terminal B unos cuantos ciclos después de que la falla es

retirada para permitir el restablecimiento (en estado de operación) del relevador T_A .

Durante fallas internas, los detectores de falla direccional T_A y T_B en cada terminal operan para detener la transmisión local del carrier, y disparan los interruptores locales.

Este esquema es ampliamente usado por su flexibilidad y confiabilidad, ya que el canal de comunicación no se usa para disparar fallas internas, evitando la posible pérdida del canal para este tipo de fallas.

Sin embargo tiene problemas de sobredisparo, es decir, que dispara para fallas externas, cuando se pierde el canal o cuando no está definido para fallas externas dentro del alcance de disparo de los detectores de falla. Debido a que el carrier ON-OFF está normalmente apagado, la pérdida del canal no puede ser detectada hasta que el sistema es probado o hasta que una falla externa ocurra.

Esta limitación ha conducido al desarrollo de un número de esquemas de supervisión. En la práctica, la confiabilidad de los equipos modernos usados en este tipo de canal, hacen cuestionable agregar estos esquemas de supervisión.

4.4.2 Comparación direccional con desbloqueo.

Este esquema usa un carrier tipo FSK que es inherentemente más seguro que el bloqueo por comparación direccional y proporciona un monitoreo continuo del canal. En este esquema, las señales de bloqueo (o de guarda) son transmitidas normalmente desde ambas terminales sobre frecuencias carrier separadas, así ningún relevador de arranque de carrier es necesario. La operación de

este esquema es mostrada en la figura No 4.11. La figura No. 4.11 A, muestra los detectores de falla a tierra y de fase direccionales (T), los cuales operan para fallas en la zona protegida (A - B) y sobrealcanzan la terminal remota.

Para una falla interna, la operación de los detectores de falla a tierra o direccionales de fase (T) cambian al transmisor a una frecuencia de disparo o desbloqueo en cada terminal (Figura No. 4.11 B). La recepción de la señal de desbloqueo más la operación del relevador local T da una salida de disparo desde cada circuito AND.

Si ocurre una falla interna sobre la fase o fases que llevan la señal carrier, una pérdida de carrier puede resultar y la señal de desbloqueo se puede perder. Por esta razón, la lógica a sido construida en los receptores para permitir una salida de desbloqueo de 150 a 300 ms después de que la señal de guarda a desaparecido. Esta "ventana" permitirá el disparo casi tan rápido como si el bloqueador se haya recibido, y el disparo puede ser acelerado por uno o dos ms.

Si el interruptor o interruptores están abiertos en "B" y ocurre una falla interna, "B" no podrá detectar la falla y consecuentemente no dará al extremo remoto permiso para disparar sin la lógica de control adicional.

Esta lógica de control puede ser alimentada por el llaveo del carrier al modo desbloqueo siempre que los interruptores estén abiertos.

Este llaveo tiene un tiempo de atraso que está dentro del rango de 120 - 300 ms para evitar que los relevadores de protección remota operen por fallas en el bus, que son normalmente retiradas por los interruptores de línea local.

Si el circuito de llaveo 52b es usado en líneas multiterminales, el sobredisparo para fallas externas muy cercanas puede ocurrir, pero un sistema diseñado adecuadamente debe resolver este problema.

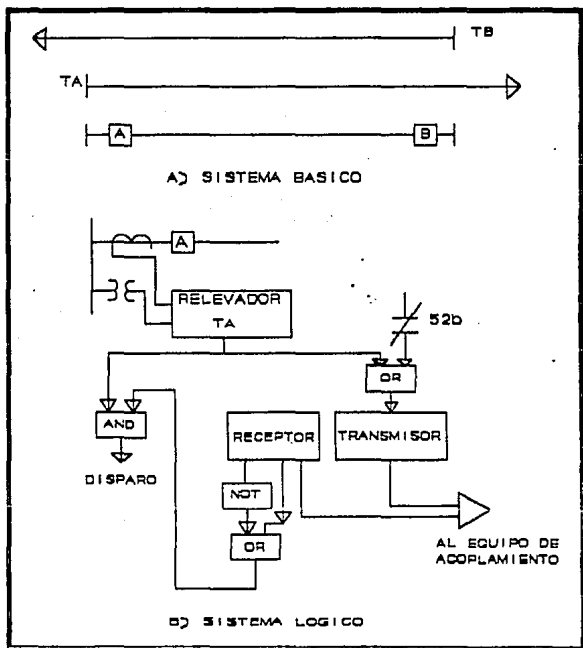


FIGURA No. 4.11 Comparación direccional con desbloqueo

La velocidad total del canal para carrier SFK depende del tipo de lógica incorporada en el receptor y el ancho de banda del receptor que se eligió para la aplicación. Los dispositivos estáticos resultan de una velocidad de 4-12 ms, y los dispositivos electromecánicos de una velocidad 8-25 ms.

4.4.3 Disparo transferido con sobrealcance.

Este esquema es generalmente usado con frecuencia audible cambiador de frecuencia, modulado sobre un canal de comunicación como el hilo piloto, microondas y muy raras veces por carrier, ya que en este último, existe la posibilidad de perder la señal de disparo durante una falla interna.

En este esquema, las señales de bloque son transmitidas normalmente desde ambas terminales. La operación de este esquema es ilustrada en la figura No. 4.12. La figura No. 4.12 A, muestra los detectores direccionales de fase y de falla a tierra (T), los cuales operan para fallas en las zonas protegidas (A - B) y sobrealcanzan la terminal remota.

Cuando ocurre una falla interna, la operación de los relevadores T en las terminales A y B cambian los transmisores en cada terminal a la frecuencia de disparo (figura No. 4.12 B). La combinación de la recepción de la señal de guarda y la operación del detector local de falla T inician el disparo. La lógica del circuito puede bloquear el disparo sobre la pérdida del canal y requiere de recibir la señal de guarda para 3 ciclos antes de que la señal de disparo pueda permitir el disparo.

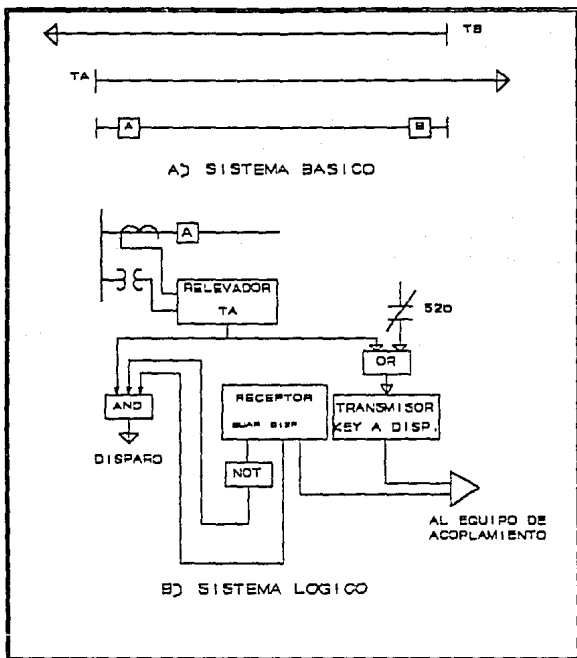


FIGURA No. 4.12 Disparo transferido con sobresaliente

Una falla externa atrás de la terminal en B puede provocar que el detector de falla T_A opere y mande la frecuencia de disparo a la terminal B. Debido a que el relevador T_B no opera, ninguna señal de disparo es enviada a "A", y ninguna terminal dará un disparo

de salida. Una característica adicional que permite la operación para fallas internas, cuando una terminal está abierta, es el contacto 52b del circuito del interruptor para cambiar el canal a disparo. Un tiempo de atraso en el circuito de llaveo 52b, es necesario para restablecer al detector de falla T_A para una falla externa, tal como una falla en un bus, la cual dispara al interruptor B.

Uno de los problemas básicos asociados con este esquema es el ocasionado por las corrientes inversas que pueden resultar mientras una falla sobre una línea paralela esté siendo retirada.

El problema estriba, cuando una terminal del circuito sin falla sensa ésta falla externa (debido a su sobrealcance) y manda una señal de disparo al otro extremo.

El otro extremo no disparará debido a que su detector direccional de falla sensa a ésta, como una falla inversa. Sin embargo, el interruptor debe disparar, sobre el circuito fallado, secuencialmente de tal forma como para provocar una inversión de corriente sobre la línea no fallada, el detector de falla de esta última, puede operar antes de que la señal permisiva recibida sea restaurada, resultando en un falso disparo. Esta condición puede ser resuelta por un atraso en el disparo para un tiempo corto después de la inversión de la corriente, para permitir una coordinación adecuada entre el punto de operación y el restablecimiento de los relevadores de línea usados en el esquema.

La velocidad del canal depende del espaciamiento entre frecuencias y del tipo de salida del receptor. Los dispositivos estáticos de salida dan una velocidad de entre 7-14 ms, y los dispositivos electromecánicos entre 10-17 ms.

4.4.4 Disparo transferido permisivo con subalcance.

El canal de comunicación utilizado para este esquema es el mismo que el del esquema anterior.

En un esquema como éste, los detectores direccionales de fase y de tierra (T) son ajustados para traslaparse dentro de la sección de la línea, pero sin sobrealcanzar la terminal remota. La figura No. 4.13, ilustra el ajuste de T. El esquema es hecho permisivo por la adición de los detectores de falla de sobrecorriente direccionales de fase y tierra (FD), los cuales deben operar para todas las fallas internas. La característica permisiva es para evitar señales de salidas incorrectas, provocadas por la pérdida del canal, que provoquen un disparo incorrecto.

Para una falla interna cerca de la terminal "A", T_A opera para disparar el circuito del interruptor A. T_A también cambia el transmisor de la terminal "A" a la frecuencia de disparo. En la terminal B, la combinación de la señal de disparo recibida y FD_B disparan el interruptor B. El contacto 52b del interruptor es agregado para permitir la operación en la terminal remota, cuando el interruptor local esté abierto.

Para aplicación en líneas multiterminales, el contacto 52b no debe ser usado debido a la posibilidad de sobredisparo para fallas externas cercanas. Las fallas sobre la línea protegida (internas), cerca de una terminal abierta deberán ser retiradas por los relevadores de respaldo en la terminal remota.

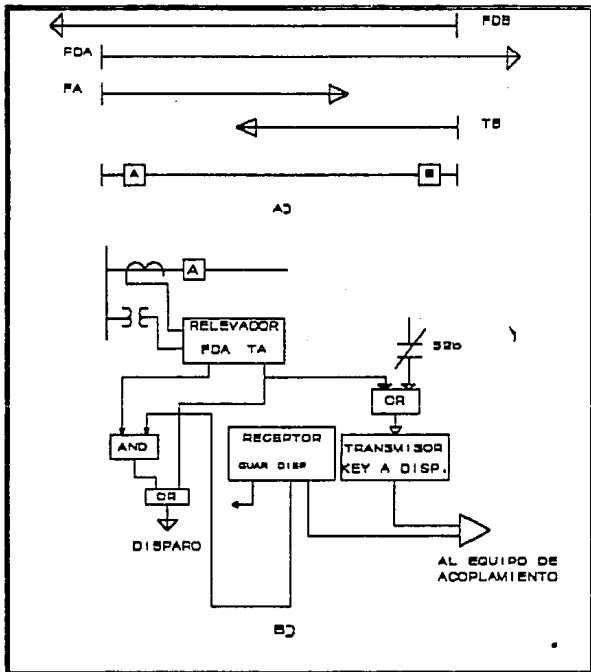


FIGURA No. 4.13

4.4.5 Bloqueo por comparación de fase.

Un canal carrier ON-Off es usado en este esquema. La figura No. 4.14, ilustra la operación de éste para fallas internas y externas.

Las unidades sensoras de red de secuencia son conectadas a los tc's de la línea. Las unidades de red producen un voltaje senoidal monofásico. El medio ciclo positivo de la onda senoidal es alimentado a un amplificador de onda cuadrada y dos detectores de falla, con ajuste alto y bajo. El amplificador de onda cuadrada transforma la onda senoidal de 60 Hz en una onda cuadrada, con la cual se alimenta al circuito de llaveo del transmisor.

Cuando la salida de la red alcanza el ajuste del detector de falla de bajo ajuste, el transmisor es alternadamente ON y OFF (encendido y apagado) por la salida del amplificador de onda cuadrada.

Cuando la salida de la red alcanza el ajuste del detector de falla de alto ajuste, una comparación se realiza entre la señal carrier recibida y la salida del amplificador de onda cuadrada. Cuando el detector de falla de alto ajuste entra alcanza su valor de operación y el carrier no ha sido recibido en el medio ciclo negativo del amplificador de onda cuadrada, una salida es producida, la cual alimenta un circuito de atraso. Cuando esta última salida es mayor que 4 ms, un disparo de salida es producido.

Los detectores de falla de solo corriente son normalmente usados en sistemas de protección por comparación de fase. Los tp's son requeridos a menos que detectores de falla de distancia sean usados. Los detectores de falla tipo distancia son usados en líneas largas o fuertemente cargadas, donde un detector de solo corriente no puede ser ajustado por arriba de la carga máxima.

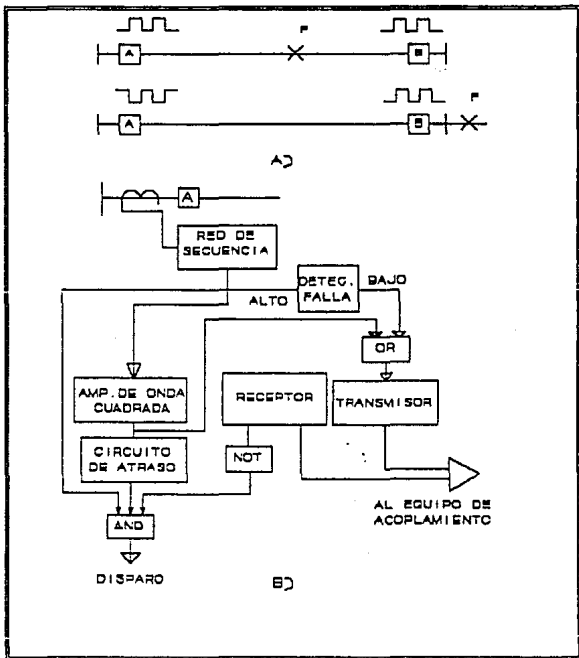


FIGURA No. 4.14 Bloqueo por comparación de fase

Durante fallas internas, los transmisores en cada terminal de la línea están encendidos durante el mismo medio ciclo y apagados durante el otro medio ciclo. Por lo tanto habrá 8.3 ms (medio ciclo) en donde ninguna señal carrier es recibida y una salida de disparo es producida después de 4 ms de atraso.

4.4.6 Comparación de fase dual con desbloqueo.

Diferente al esquema anterior, este sistema usa ambos medios ciclos, el positivo y el negativo, de la onda senoidal de 60 Hz. La red sensora produce un voltaje senoidal monofásico proporcional a la corriente de línea 3ϕ . El voltaje monofásico energiza a ambos, el circuito detector de fallas y el circuito de llaveo del transmisor. La figura No. 4.15 ilustra la operación de este esquema para fallas internas y externas.

Un canal combinado de frecuencia es usado para comunicación. El circuito de llaveo debe cambiar al transmisor desde una alta frecuencia (marca), a una baja frecuencia (espacio) cada medio ciclo de la onda senoidal. Estas frecuencias son entonces transmitidas sobre el canal piloto al receptor en el otro extremo de la línea. El receptor, a su vez, produce dos voltajes correspondientes a las frecuencias de marca y espacio.

Cada uno de estos pulsos atrasados de medio ciclo, son comparados con la posición de fase de cada medio ciclo del voltaje de red emisora en la terminal receptora. Si los pulsos locales y remotos están arriba de 4 ms o más y el detector de falla ha operado, el disparo ocurre.

Para disparar, ambas frecuencias de marca y espacio, deben ser transmitidas a través de la falla interna por medio del canal carrier. Si estas frecuencias no son recibidas, el receptor detecta una pérdida de canal y fija ambas salidas, la marca y espacio a un estado positivo continuo.

Esta pérdida de canal, permite un ajuste para que ambos circuitos de comparación, permitan el disparo sobre la onda cuadrada local de entrada únicamente. Después de aproximadamente 150 ms, ambas salidas son fijadas al estado cero y el sistema es sacado de

operación. La ventaja principal de la comparación de fase dual se debe principalmente a que el tiempo máximo de operación para disparar en un medio ciclo es más rápido que el tiempo máximo para la comparación de fase.

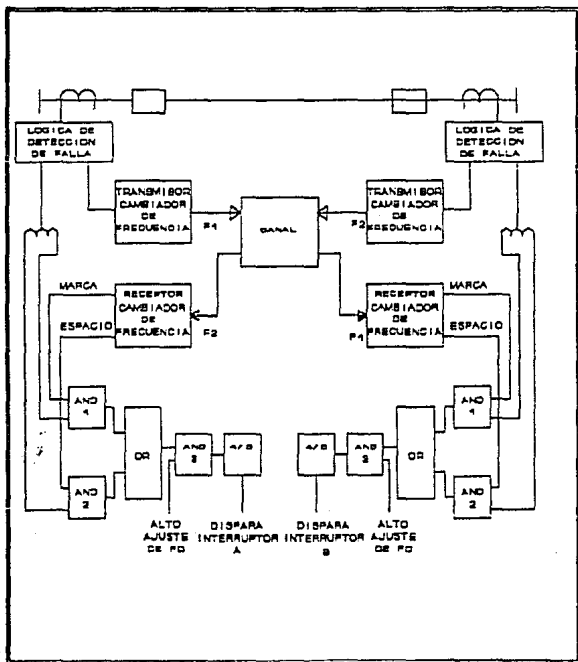


FIGURA No. 4.15 Comparación de fase dual con desbloqueo

El sistema de comparación de fase puede usar otro tipo de canal de comunicación, tal como la frecuencia audible sobre alambre piloto. Este sistema opera de igual forma como el sistema carrier excepto que los tonos cambiadores de frecuencia son usados.

4.4.7 Sistema de protección por hilo piloto.

La figura No. 4.6, ilustra la operación del sistema de protección por alambre piloto, tipo corrientes circulantes. La forma de operar ya fue explicada en el inciso 4.3.1. Este esquema usa un par de alambres metálicos entre las terminales como canal de comunicación. La corriente de los secundarios de los tc's fluye dentro de un filtro de secuencia, el cual produce un voltaje monofásico, este voltaje es aplicado sobre el devanado primario de un transformador de saturación. El voltaje de salida de este transformador es aplicado a las bobinas del relevador de protección y al alambre piloto a través de un transformador aislador.

El tiempo de operación es de aproximadamente 20 ms.

4.5 Ejemplo aplicación de protección por hilo piloto.

Aplicación de protección por hilo piloto. Se tiene la línea de la figura No. E.4.1, con los siguientes datos:

Longitud 10 Km.

Corriente de falla trifásica:

En A 1 900 A.

En B 2 800 A.

Corriente de falla a tierra.

En A 400 A.

En B 0 A.

Corriente de carga 450 A.

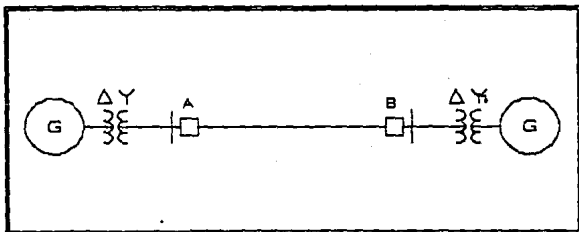


Figura No. E.4.1 Diagrama unifilar de la línea a proteger.

Para la protección de esta línea se utilizará el relevador de hilo piloto HCB de la marca FIR[19].

Este relevador cuenta con un filtro que combina las secuencias positiva y negativa, el cual cuenta con dos ajustes de resistencia R_1 y R_0 . La salida del filtro de secuencia se conecta a un transformador de saturación, cuyo devanado primario tiene derivaciones, las cuales son ajustadas al tap T. Este transformador alimenta a dos rectificadores de onda completa, uno para la bobina de restricción y otro para la de operación. La bobina de restricción tiene tap de ajuste, para máxima y mínima restricción.

A continuación se muestran los valores de los taps de ajuste descritos.

- Tap de restricción, ajustes: máximo y mínimo.
- Tap superior T, ajustes: 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 15.
- Tap R1, Ajustes: 0.075, 0.10, 0.15.
- Tap Ro, Ajustes: 0.025, 0.033, 0.05, 0.39, 0.51, 0.68, 0.90, 1.2 y 1.6.
- Para realizar adecuadamente estos ajustes es necesario conocer:
 - Corriente de falla trifásica interna mínima (I3p).
 - Corriente de carga máxima (IL), fluyendo a través de la línea protegida.
 - Corriente de falla a tierra mínima (I_g).

La RTC se elige de la misma manera que para relevadores de sobrecorriente, en este caso se elige una RTC de 600/5.

- Ajuste del tap T y R1: para fallas de fase.

Según el fabricante la relación de T a R1 debe estar dentro de los siguientes valores:

$$5I_{3p} > T/R1 > 10IL$$

$$5I_{3p} = 5((1900A + 2800A)/2)(5/600) = 97.9 A$$

$$10IL = 10(450A)(5/600) = 37.5 A$$

Cuando hay suficiente corriente de falla, como en este caso, se recomienda ajustar el relevador de la siguiente manera:

$$T/R1 = 12.5IL = 46.87 A$$

$$\text{Selecciona } T = 6, R1 = 0.15$$

- Ajuste del tap Ro.

$$Ro = 0.2T/Ig = (0.2)(6)/((400 + 0)(5)/(2)(600)) = 0.72$$

Sin embargo el fabricante recomienda el valor de 1.6 para líneas aéreas.

- Ajuste del tap de restricción.

De acuerdo al fabricante se recomienda la máxima restricción para líneas con dos terminales, como es el caso.

- Los ajustes son:

Tap T: 6

Tap R1: 0.15

Tap Ro: 0.72

Tap Rest.: Máximo

Como se observa en el ejemplo, los ajustes son muy sencillos, y el fabricante es quien proporciona la información de los requerimientos del hilo piloto para sus relevadores, en este caso, la línea es corta y no es necesario verificarlos.

5 CRITERIOS DE SELECCION DEL TIPO DE PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION

5.1 Introducción.

Para la selección, ajuste y aplicación de un sistema de protecciones se requiere del conocimiento de las características de la línea a proteger, de manuales e instructivos del equipo relacionado, de normas nacionales e internacionales y de la experiencia obtenida en campo o adquirida a través de documentos editados por organizaciones de ingenieros y fabricantes.

Lo anterior se puede resumir en dos puntos:

- Documentación : Normas
Instructivos y manuales
Publicaciones relacionadas con el tema

- Características de la línea a proteger

- Documentación.- Quizá la parte más importante de la documentación son las normas, las cuales se pueden definir[31,32] como el conjunto de requisitos que debe cumplir determinado equipo, procedimiento o instalación y que es generado por un grupo de especialistas en el tema, cuyo objetivo es unificar y racionalizar los procesos industriales, los métodos de medición, simbología y en general las características de los equipos, por lo cual el grado de normalización es un parámetro para establecer el nivel de desarrollo económico de un país.

En nuestro país el Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica (CCONNIE), fue el principal responsable de la elaboración de normas, en base a las necesidades del sector eléctrico hasta su desaparición. Actualmente el organismo encargado de normalizar en todos los campos de la industria (incluyendo a la eléctrica) es la Dirección General de Normas DGN.

Las principales ventajas obtenidas por la normalización son:

- Posibilidad de automatización de diseños.
- Facilidad de mantenimiento y especialización del personal.
- Mayor posibilidad de intercambiabilidad del equipo.
- Homogeneidad de las instalaciones.
- Disponibilidad de partes y componentes para mantenimiento.

Las principales desventajas que se tienen al normalizar son:

- Un eventual retraso en la incorporación de nuevas tecnologías en equipos eléctricos.
- Debido a la posibilidad de reducir el número de proveedores, se tiene una mayor dependencia de estos.

En cuanto a las normas extranjeras, éstas juegan un papel muy importante, ya que mucho del equipo que se usa en el país es de importación, y la mayoría de las veces no se cuentan con normas nacionales apropiadas, es por ello necesario exigir al fabricante o proveedor que estos equipos cumplan con las normas

internacionales relacionadas. Esto genera que el costo del equipo se incremente debido a la poca infraestructura que existe en el país para desarrollar estas normas y en ocasiones hasta las normas nacionales.

Además de las normas, existen revistas, artículos y libros editados por organizaciones de ingenieros, por fabricantes y por consumidores, en las cuales analizan las experiencias obtenidas en el diseño y aplicación de determinado equipo o procedimiento. Esta información es de ayuda inapreciable durante el diseño de sistemas semejantes.

- Características de la línea a proteger.

Estas ayudan en forma directa a seleccionar el tipo de esquema de protección a utilizar.

5.2 Criterios de selección del sistema de protección.

Existen tres tipos de protecciones que se utilizan en la protección de líneas:

- Por sobrecorriente
- Por distancia
- Unitaria

Cada tipo de protección cuenta con diferentes esquemas, los principales se muestran en la tabla 5.1.

TABLA 5.1

TIPO DE PROTECCION	ESQUEMA DE PROTECCION
SOBRECORRIENTE	<ul style="list-style-type: none"> - TIEMPO INVERSO - TIEMPO MUY INVERSO - TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO - INSTANTANEO - TIEMPO DEFINIDO
DISTANCIA	<ul style="list-style-type: none"> - MHO Y MHO OFFSET - IMPEDANCIA - REACTANCIA
UNITARIA	<ul style="list-style-type: none"> - BLOQUEO POR COMPARACION DIRECCIONAL - DESBLOQUEO POR COMPARACION DIRECCIONAL - DISPARO TRANSFERIDO CON SUBALCANCE PERMISIVO - DISPARO TRANSFERIDO CON SOBREALCANCE - BLOQUEO POR COMPARACION DE FASE - DESBLOQUEO POR COMPARACION DE FASE DUAL - HILO PILOTO

Como se mencionó en los capítulos 3 y 4, la protección por distancia y la protección unitaria se pueden aplicar a líneas largas, medianas y cortas, también en sistemas multiterminales y líneas con oscilaciones de potencia. Por lo cual, la característica que determina que tipo de protección se deba usar en la línea, es la importancia de la línea, esta característica está directamente relacionada con el factor económico, es decir, que inversión justifica la línea a proteger.

La importancia del sistema viene dada por los siguientes factores:

- La cantidad de energía que transporta.
- La importancia de las cargas que alimenta.
- El crecimiento a futuro del sistema.

Es en base a estos puntos que se determina la importancia de una línea y, se utilizan para seleccionar el tipo de protección.

Una vez determinado el tipo de protección, las demás características de la línea sirven para seleccionar el esquema de protección, los ajustes y la coordinación.

Sin embargo, hay que mencionar que lo anterior no es de carácter definitivo en la selección de algún tipo de protección, ya que hay casos para los cuales una protección que no es ni la más rápida ni la más selectiva, cubre los requerimientos de protección de una línea. Esto se debe a que las necesidades de protección de la línea en cuestión no son muy complejas como para usar una protección más complicada (sin sacrificar la confiabilidad de la línea).

Por lo cual se puede definir un proceso de selección del tipo de protección:

- 1.- Determinar la importancia de la línea.
- 2.- Determinar el posible tipo de protección.
- 3.- Determinar las características de la línea.

- 4.- Seleccionar un esquema de protección.
- 5.- Determinar si la protección es la más adecuada, de ser así, terminaría el proceso, de lo contrario continuaría.
- 6.- Si el esquema es "holgado", se regresa al punto 4, con un tipo de protección menos complicado.
- 7.- Si el sistema de protección está comprometido, entonces se analiza que tan justificable es elegir alguna o algunas de las siguientes opciones:
 - a) Dejar la protección tal cual y terminar el proceso.
 - b) Seleccionar una protección de respaldo más complicada.
 - c) Cambiar a otro tipo de protección, si es posible.

El diseñador debe contar durante el proceso del diseño con la experiencia necesaria (generalmente contando con el auxilio de otras personas), y del apoyo de la documentación relacionada; debido a que habrá situaciones en las cuales la selección de un esquema dependan del "gusto" y de la experiencia del diseñador.

El tipo de protección por sobrecorriente se ha limitado a algunas líneas de transmisión cortas, y su uso principal se enfoca a sistemas de distribución e industriales, por lo cual la selección de un esquema por sobrecorriente no se tratará.

5.2.1 Selección del esquema de protección por distancia.

Las principales características que nos ayudan a seleccionar el esquema de protección por distancia son las siguientes:

- Las oscilaciones de potencia.
- La longitud de la línea.

Las características que intervienen en la determinación de los ajustes y de la coordinación de las protecciones son las siguientes:

- Si son sistemas mutiterminales.
- Si son líneas paralelas.
- Oscilaciones de potencia.

Una oscilación de potencia es provocada por una pérdida repentina de carga importante, por maniobras y por falla en el sistema. Estas oscilaciones representadas en un diagrama R-X son una impedancia que se mueve a lo largo de la línea donde $EA/EB = 1$ y son más críticas cuando el defasamiento entre las fuentes de energía es mayor a 90° , es decir cuando están más cerca de la impedancia de la línea.

Debido a que hay oscilaciones de las cuales el sistema se puede recuperar, generalmente oscilaciones que se encuentran en un defasamiento menor de 120° , es necesario que la curva característica del relevador a utilizar (cuando se presenten estas oscilaciones) no las incluya.

De acuerdo a la magnitud de las oscilaciones, se pueden utilizar los siguientes esquemas:

- Impedancia.
- Mho.

- Mho offset.
- Invertir la tercera zona (usando un relevador Mho).
- Usar blinders.

Cuando el sistema presenta oscilaciones mayores a 120° , lo recomendable es dividir al sistema en el centro eléctrico y bloquear los disparos en los demás interruptores.

- Longitud de la línea.

La protección de distancia se puede aplicar a líneas de transmisión de cualquier longitud. De la longitud de la línea a proteger, se deriva la importancia de la resistencia de arco y el voltaje mínimo de polarización, estos factores son los que en realidad determinan el esquema a usar en función de la longitud.

En la elección del esquema debe existir un equilibrio entre los criterios por oscilaciones y el de elección por longitud, sin embargo estos nunca se contraponen.

En lo que se refiere a la coordinación y ajuste, el principal problema es en la segunda y tercera zona, debido al infeed que existe en las líneas multiterminales y paralelas, ocasionadas por una fuente de corriente intermedia. En este punto el problema a resolver, es decidir que tanto se puede comprometer la protección de respaldo y determinar que tipo de protección de respaldo se usará, e inclusive, si económicamente es justificable pensar en otro tipo de protección.

5.2.2 Selección de esquemas de protección unitaria.

Los esquemas de protección unitaria más usados actualmente son siete, de los cuales el único que utiliza la comparación por magnitudes es el hilo piloto y el criterio principal para usar este esquema es el factor económico, ya que para líneas cortas de hasta 15 Km es el menos costoso. Sin embargo está limitado a líneas de hasta tres terminales, debido a la dificultad de balancear la impedancia del hilo piloto sin exceder los valores máximos del burden de los TCs.

De los demás esquemas de protección unitaria, el principal problema es determinar que tipo de canal es el más adecuado, tanto este como las características de la línea, determinan que método usar para ubicar la falla.

En la selección de un canal intervienen factores tales como la atenuación de la señal, la relación señal a ruido, el rango de frecuencias disponibles en la zona sin provocar interferencia en otros sistemas. Sin embargo, cuando el canal se usa sólo para protección, se prefiere el canal carrier, el cual es más económico que el de microondas, sobre todo cuando se trata de líneas mutiterminales, donde el costo del canal por microondas aumenta considerablemente por el número de repetidoras.

El uso del canal por microondas se utiliza generalmente junto con otros servicios tales como telefonía, telemedición y telecontrol, que justifican la inversión inicial.

Una vez seleccionado el canal de comunicación, si es carrier se usara preferentemente algún esquema de bloqueo y si es microondas esquemas de disparo.

Por último, se elige el método para ubicar la falla, es decir, por comparación de fases o por comparación direccional.

En líneas de dos terminales, la elección de alguno de estos métodos depende de la experiencia del diseñador ya que no hay muchas diferencias y estas son fáciles de salvar, sin incurrir en costos extras significativos.

Sin embargo, cuando se trata de líneas multiterminales la elección del esquema por comparación direccional es preferida debido a su menor dificultad de ajuste.

5.3 Diseño del sistema de protecciones de la línea de 400 kV Sta. Cruz - Topilejo.

La alimentación de energía eléctrica a la ciudad de México se realiza por medio de un anillo de 400 kV, que rodea a la ciudad. La figura No. 5.1 muestra el diagrama unifilar de este anillo.

La importancia de cualquiera de las partes componentes de este anillo de 400 kV es evidente. La pérdida de cualquiera de estas ocasiona la sobrecarga del resto del circuito y el retiro de cargas muy importantes, ocasionando grandes pérdidas económicas, las cuales son difícil cuantificar, debido a que siempre tienen un carácter multiplicativo. Es por la importancia de la carga que alimenta, que las partes de este anillo de 400 kV, utilizan protección unitaria, que es de alta velocidad, no tiene problemas de coordinación y es altamente confiable. Como se muestra en la figura No. 5.1, la línea a proteger es corta, pero no lo suficiente como para usar hilo piloto, en estos casos es posible utilizar como canal de comunicación el carrier o las microondas. En este caso se prefiere carrier por usarse un sistema de bloqueo por comparación de fases, debido a su sencillez en la aplicación ya que no es afectado por el efecto infeed.

La protección de respaldo debe ser rápida, por ello se usa una protección por distancia. Debido a que se trata de una línea corta, se usará un relevador GCX51A, para fallas de fase y el GCXG51A para fallas de tierra. Estos relevadores tienen las mismas curvas características, las zonas 1 y 2 son tipo reactancia y la zona 3 es tipo mho, esta última da la característica de direccionalidad al relevador de distancia.

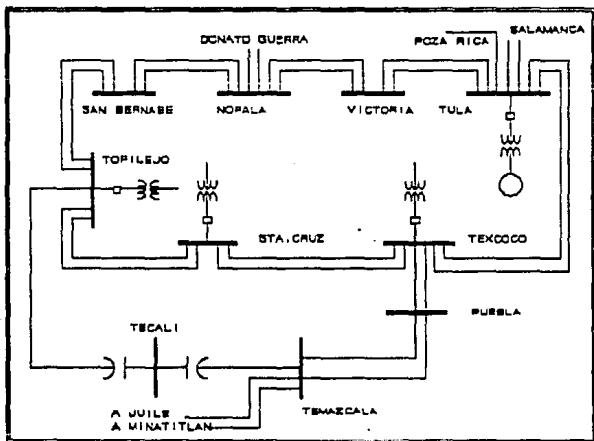


FIGURA No. 5.1 Diagrama unifilar del anillo de 400 kV que rodea a la Ciudad de México.

Para facilitar el procedimiento de cálculo, se asigna un número a cada bus, como se muestra en la figura No. 5.2. Los buses 641, 642 y 643 son ficticios y solo se utilizan para simular fallas que permiten determinar el valor de k para considerar el infeed en segunda zona.

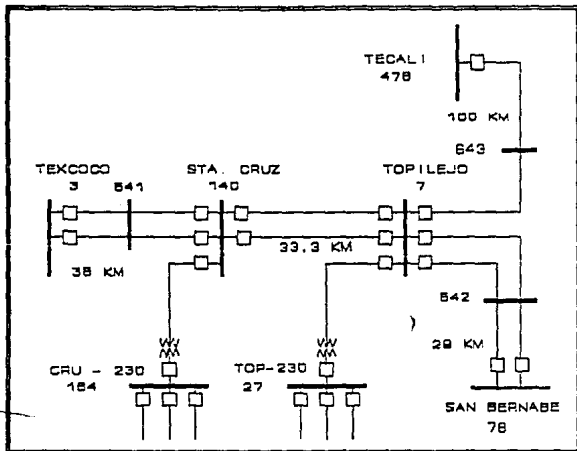


FIGURA No. 5.2. Diagrama unifilar de la línea Sta. Cruz-Topilejo.

5.3.1 Diseño de la protección primaria.

La protección por comparación de fase es el método seleccionado para la protección primaria, debido que se trata de una línea de dos terminales, donde la diferencia entre las corrientes de falla mínima y la carga es apreciable.

El canal a usar es un carrier tipo ON-OFF, que es más práctico por el tipo de protección a utilizar.

Primero se realizarán los cálculos de ajuste para el equipo comparador de fases tipo SLD 41F.

Este relevador requiere del ajuste del detector de falla de ajuste alto y del detector de falla de ajuste bajo (FDH y FDL respectivamente con sus siglas en inglés). Ambos son relevadores de sobrecorriente, según datos del instructivo el primer detector debe ser ajustado al 130 % de FDL para líneas menores a 100 Km, como lo es en este caso y además es componente del circuito de disparo junto con el amplificador de onda cuadrada (S.Q. Amp.) y la señal del receptor.

El segundo detector (FDL) sirve para llevar el transmisor del carrier junto con la señal de onda cuadrada, como se muestra en la figura No. 5.3

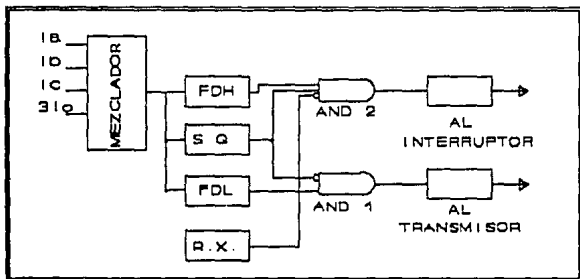


FIGURA No. 5.3.

La señal que llega a estos tres elementos (FDH, FDL y S.Q. Amp.) proviene de la salida de una red mezcladora, la cual es proporcional a la mezcla de las salidas de diferentes redes de secuencia en una proporción y ángulo de fase, por lo cual la comparación de fase se realiza en función de esta mezcla. Este

relevador incluye redes de secuencia positiva y negativa, con sus salidas mezcladas para producir la cantidad monofásica $(I_2 - I_1 / K)$. Donde K es un tap que tiene los valores de 5, 7 ó 10, se recomienda usar el valor intermedio.

Según el instructivo del relevador, el ajuste de FDL y FDH se realiza de acuerdo a las fórmulas 5.1 y 5.2.

$$FDL = 1.1(I_{1L})/K \quad \dots\dots\dots Ec. 5.1$$

$$FDH = 1.3(FDL) \quad \dots\dots\dots Ec. 5.2$$

I_{1L} = Carga máxima en amperes en el secundario del TC

K = Ajuste del tap K

El valor de ajuste del detector FDH debe satisfacer la relación 5.3, para que el relevador opere para fallas trifásicas con al menos un 50% de margen.

$$I_{3\phi} / K \geq 1.5 FDH \quad \dots\dots\dots Ec. 5.3$$

Para fallas desbalanceadas, se debe asegurar que la salida del filtro es al menos 1.5 FDH, lo cual depende del tap de ajuste de K, de la corriente de carga máxima y de la relación Z_0 / Z_1 , a esta última se le conoce como P.

Para verificar si la salida del filtro tiene suficiente margen de operación para fallas desbalanceadas, el fabricante proporciona la tabla No.5.6 que relaciona los factores antes mencionados.

$$\frac{K(FDH)}{IFL} \quad \dots\dots\dots Ec. 5.4$$

$$\frac{I_{3\phi}}{K(\text{FDH})}$$

.....EC. 5.5

Con el valor de la ecuación 5.4 se entra a la primera columna de la tabla No. 5.6, con el de la ecuación 5.5 a la segunda columna, y a la tercera columna, con el valor de K seleccionado, de esta manera se determina el rango en que se debe encontrar el valor de P para asegurar una buena operación para fallas a tierra. Si el valor real es menor, un tap de K mayor debe ser considerado, si es mayor no hay problema.

Los siguientes datos fueron considerados para el cálculo de los ajustes:

- Valores de corrientes de carga máxima y de falla.

$$I_L = 398.15 \text{ A Sta. Cruz}$$

$$I_L = 396.06 \text{ A Topilejo}$$

- Relación de transformación de los TCs

$$\text{RTC} = 800 / 5 \text{ A} = 160$$

- Corriente de falla 3 ϕ en Sta. Cruz con generación mínima.

$$I_{CC} = 2180.75 \text{ A}$$

- Corriente de falla 3 ϕ en Topilejo con generación mínima.

$$I_{CC} = 2099.10 \text{ A}$$

- Cálculo de los ajustes de los detectores de falla para la subestación Sta. Cruz.

$$FDL = \frac{1.1(2.488)}{7} = 0.391$$

$$FDH = 1.3(0.391) = 0.508$$

- Verificación del margen de operación del detector FDH:

$$\frac{I_{3\phi}}{7} = \frac{13.63}{7} \geq 1.5(0.508)$$

El ajuste es adecuado para fallas trifásicas.

- Verificación para fallas desbalanceadas ²:

$$\text{Relación} = \frac{k(FDH)}{IFL} = \frac{7(0.508)}{2.488} = 1.43$$

$$\text{Relación} = \frac{I_{3\phi}}{K(FDH)} = \frac{13.63}{7(0.508)} = 3.83$$

Con los valores de las relaciones anteriores se entra a la tabla No. 5.6, y se determina un valor de P de 0.2 a 5, la relación real es de 3.64, por lo cual el ajuste es adecuado.

- Cálculo de los ajustes de los detectores de falla para la subestación Topilejo.

²Se recomienda usar el valor inmediato inferior en caso de no coincidir con ningún valor de la tabla 5.6.

$$\text{FDL} = \frac{1.1 (2.475)}{7} = 0.389$$

$$\text{FDH} = 1.3 (0.389) = 0.506$$

- Verificación para fallas trifásicas:

$$13.11 / 7 \geq 1.5 (0.506)$$

El ajuste es adecuado.

- Verificación para fallas desbalanceadas:

$$\text{Relación} = \frac{k(\text{FDH})}{\text{IFL}} = \frac{7(0.506)}{2.475} = 1.43$$

$$\text{Relación} = \frac{I_{3\phi}}{K(\text{FDH})} = \frac{13.119}{7(0.506)} = 3.70$$

El rango de P es 0.2 - 5 el cual también está dentro del valor real.

Los ajustes para el circuito paralelo son idénticos.

Canal Carrier

Aunque la línea es corta, no es lo suficiente como para proteger con hilo piloto, por lo cual se utilizará un canal carrier. Existen varios tipos de equipos transmisor-receptor (ON-OFF, FSK, SSB), en este caso como el canal se usa en un esquema de comparación de fases, lo más adecuado es usar un canal ON-OFF, el cual, cuando no se utiliza para protección, puede ser usado para telecontrol y telemedición así como para telefonía tipo simplex (con el equipo extra necesario).

Debido a lo corto de la línea se prefiere usar frecuencias altas, que aunque presenta una mayor atenuación en la línea dan un menor nivel de ruido, la frecuencia que se propone en este caso es de 285 KHz.

El equipo más adecuado para esta aplicación es un transmisor-receptor tipo GEC CS26B, cuyos datos aparecen en la tabla 5.2.

Lo único que resta es determinar la SNR (relación señal a ruido) de la línea de transmisión, la cual debe ser mayor que la especificada en la Tabla 5.2.

TABLA 5.2

	FUNCIONES		FREC. KHz	ANCHO DE BANDA	VELO- CIDAD	SNR MIN.	RANGO DE OPERA
	PROTECCION	OTRAS					
CS26B (WB)	COMPARACION DIRECCIONAL	VOZ CONTROL SUPERVI.	50 - 300	1500 Hz	1.5ms	20dBm	35dBm
	COMPARACION DE FASES (AMBAS DEL TIPO ESTATICO)	TELEME- MEDICION					

El cálculo de SNR se realiza en base a gráficas, tablas y factores de corrección, esta información es proporcionada por el fabricante, en este caso GEC[15] .

- Datos de la Línea.

Tensión 400 kV, líneas paralelas.

Longitud 33.3 KM, sin transposiciones.

$Z_c = 285$ ohms (de fase a tierra).

El acoplamiento es de fase a tierra.

$F = 285$ KHz

SNR min = 20 dBm.

Potencia de salida del transmisor 40 dBm.

Para calcular la SNR, se debe restar todas las pérdidas en la línea y el equipo de acoplamiento de la potencia de salida del transmisor en dBm y esta es la SNR en el punto de recepción, la cual debe ser mayor que la mostrada en la tabla 5.2.

- Cálculo de SNR.

1. Potencia de salida del transmisor : 40 dBm

2. Atenuación de la línea: la atenuación de la línea es función de diferentes variables, tales como:

- Frecuencia
- Tensión de la línea
- Método de acoplamiento

- Condiciones ambientales

- Transposiciones.

Los valores obtenidos de la figura No. 5.4 son una composición de estos factores. Esta gráfica se obtuvo de mediciones en campo, cálculos y en la experiencia. Los valores obtenidos dan una exactitud confiable para la mayoría de los casos.

La fórmula para calcular la atenuación de la línea a una frecuencia dada, con la ayuda de la gráfica No. 5.4, es:

$$A = (\text{Atenuación dB/milla}) \times (\text{Lon. de línea de trans. millas}) \\ \times (\text{Factor por nivel de tensión}^*) \times (1.25 \text{ para cond.} \\ \text{ambientales adversas}) + (\text{Factor por acoplamiento}^{**})$$

* Tabla 5.3

** Tabla 5.4

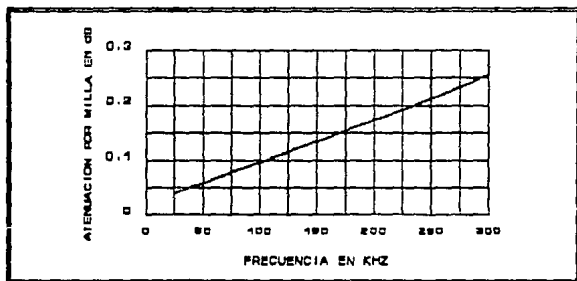


FIGURA No. 5.4. Atenuación en una línea.

TABLA 5.3

FACTOR DE CORRECCION POR NIVEL DE TENSION	
TENSION DE LINEA	FACTOR DE CORRECCION
34.5 kV	1.46
69.0	1.20
115.0	1.11
138.0	1.00
230.0	0.78
345.0	0.72
500.0	0.54
765.0	0.50

TABLA 5.4

FACTOR DE CORRECCION POR ACOPLAMIENTO	
TIPO DE ACOPLAMIENTO	FACTOR
FASE CENTRAL A EXTERNA	0 dB
FASE EXTERNA A EXTERNA	15 dB
FASE CENTRAL A TIERRA:	
SIN CONDUCTOR A TIERRA	8 dB
CON CONDUCTOR A TIERRA	4-2 dB
FASE EXTERNA A TIERRA:	
SIN CONDUCTOR A TIERRA	16 dB
CON CONDUCTOR A TIERRA	10-12dB

TABLA 5.5

FACTOR DE CORRECCION POR NUMERO DE TRANSPOSICIONES*	
NUMERO DE TRANSPOSICIONES	ATENUACION dB
1	6
2 - 4	8
MAS DE 5	10

* ESTE FACTOR SE SUMA AL VALOR DE ATENUACION TOTAL DE LA LINEA.

$$A = (0.24 \text{ dBm/milla}) (33.3\text{Km}) (1/1.6)(1.25)(0.656) + 2 \text{ dBm} = 6.096 \text{ dBm.}$$

3. Pérdidas por acoplamiento y shunt (derivación): Las pérdidas de acoplamiento son provocadas por la componente resistiva del sintonizador de línea y del capacitor de acoplamiento, y son función de la frecuencia, de la impedancia característica y del tamaño del capacitor de acoplamiento.

Las pérdidas shunt son las distribuidas por todas las trayectorias de dispersión a tierra.

Para fines de cálculos, estas pérdidas pueden ser combinadas y estimadas por 6dBm por terminal.

4. Nivel de señal recibido: Es igual a la señal de salida del transmisor menos las pérdidas por atenuación, acoplamiento y shunt, o sea:

$$(40 \text{ dBm}) - (6.096 + 6) = 27.904 \text{ dBm.}$$

5. Nivel de ruido a 285 KHz: Se obtiene de la grafica No. 5.4, la cual es proporcionada por el fabricante, ésta se obtuvo por medición a un ancho de banda de 3 KHz.

De la grafica No. 5.5 el nivel de ruido es : -15 dBm.

$$\begin{aligned} 6. \text{ La SNR} &= \text{señal recibida} - \text{nivel de ruido} \\ &= 27.904 - (-15) = 42.904 \text{ dBm.} \end{aligned}$$

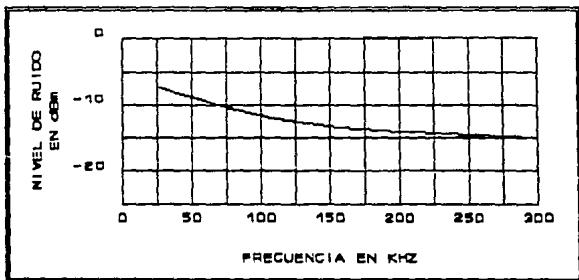


FIGURA No. 5.5 Nivel de ruido en líneas de transmisión

Como se observa la SNR calculada es superior a la propuesta como mínima por el fabricante. Esto es debido a que la atenuación en la línea es muy pequeña a causa de lo corto de ésta, aunado con el bajo nivel de ruido debido al valor alto de frecuencia seleccionado.

El equipo de acoplamiento debe ser ajustado a la impedancia característica de la línea $Z_c = 289.6$ ohms.

Para especificar la trampa de onda se dan los valores de tensión de operación y corriente nominal, así como las frecuencias a las que trabaja en este caso la trampa de onda es de una sola frecuencia 285 KHz.

El equipo de sintonización debe ser ajustado a una frecuencia de 285 KHz con un ancho de banda de 1.5 KHz.

El procedimiento de cálculo para el canal de la línea paralela es idéntico, sólo que en este caso se usará una frecuencia de 290 KHz, con el mismo ancho de banda. La SNR obtenida es de 42.357 dBm, que es superior a la mínima recomendada.

5.3.2 Diseño de la protección de respaldo.

El ajuste de primera zona en ambos extremos de la línea Sta. Cruz-Topilejo, no presenta grandes dificultades y en base al instructivo del relevador se recomienda ajustar hasta el 90% de la sección.

El principal problema se encuentra en el ajuste de segunda y tercera zona de ambos extremos, puesto que estos presentan un fuerte efecto de infeed, debido a las fuentes intermedias y a las líneas paralelas.

El criterio de ajustar hasta el 50% de la sección adyacente no es adecuada debido a que el efecto infeed ocasiona grandes subalcances que comprometen el respaldo remoto de la sección adyacente. Esto sin embargo no compromete la confiabilidad del sistema debido a que las secciones adyacentes a la línea están protegidas también con protección primaria unitaria y cuentan con protección de respaldo local, por lo cual la segunda y tercera zona son respaldos redundantes. Sin embargo al ajustar estas zonas no deben ocasionar problemas de coordinación para el caso en el que no se presente (muy poco probable) o disminuya el efecto de infeed y haya falla en la sección a respaldar. Es por ello que se considera el ajuste al 90% de la impedancia total (Z_t) para segunda zona y el 100% de Z_t para la tercera zona.

Donde Z_t es la suma de la impedancia de la línea a proteger más la impedancia de la línea a respaldar, con lo cual se tendrá el máximo porcentaje de protección posible de la sección a respaldar sin la posibilidad de que en ausencia de infeed se tengan problemas de coordinación para ambas zonas de protección. Este criterio se hace en base al instructivo del relevador, el cual aconseja no alcanzar más allá del bus remoto para la tercera zona.

Existe también el problema que en segunda zona y tercera zona se acoplan varias líneas en el bus, el problema consiste en establecer cual es la adecuada para realizar el ajuste.

Teniendo en cuenta que la línea con menor impedancia permite evitar problemas de coordinación; ya que si se elige la más larga se corre el riesgo de una mala coordinación para fallas en la línea más corta.

Los siguientes datos fueron proporcionados por el Laboratorio de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro y están actualizados a 1991.

Impedancia de secuencia positiva por circuito:

BUSES	Z prim (p.u.)		Z sec(Ω)			
	R1	jX1	R1	-jX1		
3-140	0.00060	0.00890	0.08774	1.30154	1.30499	<u>-86.10</u>
140-164	0.00200	0.03880	0.29248	5.67411	5.68165	<u>-87.05</u>
7-140	0.00070	0.00780	0.10237	1.14067	1.14526	<u>-84.87</u>
7- 27	0.00000	0.04100	0.00000	5.99584	5.99584	<u>-90.00</u>
7-478	0.00282	0.03610	0.41240	5.27926	5.29535	<u>-85.53</u>
7- 78	0.00053	0.00657	0.07751	0.96080	0.96392	<u>-85.38</u>

A continuación se presenta una tabla con valores de corriente para fallas en diferentes puntos los cuales son útiles para realizar la coordinación de la segunda y tercera zonas del relevador de distancia.

FALLA TRIFASICA (3 ϕ)

Falla en el bus 3 TEX-400 kV

De 164-140	13.240	<u>-86.22</u>
De 7-140	28.470	<u>-85.78</u>
De 3-140	41.710	<u>-85.89</u>

Falla en el bus 140 CRU-400 kV

De 7-140	26.538	<u>-85.18</u>
De 3-140	51.158	<u>-87.23</u>
De 164-140	23.901	<u>-85.89</u>

Falla en el bus 7 TOP-400 kv

De 140-7 20.428 -86.89
 De 27-7 13.959 -88.32
 De 78-7 24.160 -86.01

Falla en el bus 78 BRN-400 kv

De 140-7 9.077 -86.85
 De 478-7 12.308 -83.12
 De 27-7 7.101 -88.41

Falla al 50% de la línea en bus ficticio 642 TOP-BNR

De 140-7 39.607 -86.02
 De 27-7 9.232 -88.29
 De 478-7 12.667 -83.00

Falla en el bus 641 (al 50% de la línea Texcoco-Sta. Cruz):

De 7-140 47.157 -85.792
 De 164-140 13.94 -86.22

Datos del relevador GCX51A

	UNIDAD REACTANCIA		UNIDAD MHO		
	ALCANCE MIN.BAS. EN OHMS	RANGO EN OHMS	ALCANCE MIN.BAS. EN OHMS	RANGO EN OHMS	ANGULO DE PAR MAX.
ALCANCE CORTO	0.1/0.2/0.4	0.10/4	1.0	1.0/4	60
ALCANCE LARGO	0.25/0.5/1.0	0.25/10	2.5	2.5/10	60

- Ajuste de la zona 1 en la subestación Sta. Cruz.

$$Z_1 = 0.9 X_{140-7} = 0.9(1.1407) = 1.0266$$

(se usa el valor reactivo de la impedancia por ser la zona del relevador tipo reactancia)

- Ajuste de la zona 2 en la subestación Sta. Cruz, con falla en el bus ficticio 642.

$$Z_2 = 0.9 X_{140-78} = 0.9(0.9608 + 1.1407) = 1.8913$$

El porcentaje de subalcance es:

$$(1.8913 - 1.14067)(0.322/0.9608) = 0.2516$$

Es decir con infeed el alcance en la sección siguiente será del 25% y sin infeed protegerá hasta el 90% de la suma de la reactancia de las líneas Sta. Cruz- Topilejo y Topilejo-San Bernabé.

- Ajuste de la tercera zona, con falla en San Bernabé.

Como en esta zona el relevador tiene una unidad mho, se utiliza la magnitud y el ángulo de la impedancia.

$$Z_3 = Z_{140-78} = 1.1453 + 0.9639 = 2.1092$$

El subalcance con infeed es:

$$(2.1092 - 1.14526)(0.1593/0.9639) = 0.1593$$

Por lo cual para fallas en San. Bernabé, con infeed, el relevador de distancia protegerá sólo el 16% de la línea Topilejo-San. Bernabé, mientras que sin infeed protege el 100% de la línea.

Considerando el ángulo de par máximo:

$$Z_3 = \frac{2.1092}{\cos(60 - 84)} = 2.3$$

- Ajuste de la zona 1 en Topilejo.

Es el mismo que para la zona 1 en Sta. Cruz.

- Ajuste de la zona 2, con falla en el bus ficticio 641

$$Z_2 = 0.9Z_{7-641} = 0.9(1.1407 + 1.3015) = 0.9(2.4422) = 2.1980$$

Con infeed el subalcance es:

$$(2.1980 - 1.1407)(0.3859/1.3015) = 0.3135$$

Por lo cual, con infeed en segunda zona, se tendrá una protección del 31.35% de la reactancia de la línea Sta. Cruz- Texcoco.

- Ajuste de la tercera zona, con falla en Texcoco.

$$Z_3 = Z_{7-3} = 1.1453 + 1.3049 = 2.4498$$

El subalcance con infeed es:

$$(2.4498 - 1.14526)(0.3413/1.3045) = 0.3413$$

Por lo cual la protección de tercera zona para una falla en Texcoco y con infeed se tendrá un subalcance del 34.13%.

El ajuste de esta unidad es :

$$Z_3 = \frac{2.4498}{\cos(60 - 84)} = 2.6733$$

TABLA No. 5.6

K (FDH) ----- IFL	I30min K (FDH)	Rango Aceptable de P		
		K = 5	K = 7	K = 10
1.15	1.50	-----	0.55 - 1.30	0.30 - 3.70
	1.75	0.85 - 0.95	0.45 - 2.40	0.25 - 4.60
	2.00	0.65 - 1.30	0.35 - 3.00	0.20 - 5.00
	2.25	0.50 - 1.80	0.30 - 3.60	
	2.50	0.40 - 2.20	0.20 - 4.30	
	2.75	0.30 - 2.60	0.20 - 4.90	
	3.00	0.20 - 3.00	0.20 - 5.00	
	3.25	0.20 - 3.40		
	3.50	0.20 - 3.90		
	3.75	0.20 - 4.30		
	4.00	0.20 - 4.80		
	4.25	0.20 - 5.00		
1.25	1.50	-----	0.55 - 1.90	0.30 - 3.80
	1.75	0.80 - 1.00	0.40 - 2.50	0.25 - 4.50
	2.00	0.60 - 1.40	0.35 - 3.20	0.20 - 5.00
	2.25	0.45 - 1.90	0.25 - 3.80	
	2.50	0.35 - 2.30	0.20 - 4.50	
	2.75	0.25 - 2.80	0.20 - 5.00	
	3.00	0.20 - 3.20		
	3.25	0.20 - 3.60		
	3.50	0.20 - 4.10		
	3.75	0.20 - 4.50		
	4.00	0.20 - 4.90		
	4.25	0.20 - 5.00		
1.50	1.50	-----	0.50 - 2.10	0.25 - 4.20
	1.75	0.70 - 1.20	0.35 - 2.80	0.20 - 5.00
	2.00	0.50 - 1.70	0.30 - 3.50	
	2.25	0.40 - 2.10	0.25 - 4.20	
	2.50	0.30 - 2.60	0.20 - 4.90	
	2.75	0.20 - 3.10	0.20 - 5.00	
	3.00	0.20 - 3.40		
	3.25	0.20 - 4.00		
	3.50	0.20 - 4.40		
	3.75	0.20 - 4.90		
4.00	0.20 - 5.00			

[Tomada del Apéndice del manual del relevador SLD 41f]

CONCLUSIONES

El incremento en la demanda de energía eléctrica ocasionado por el desarrollo de centros industriales, comerciales y urbanos, a originado que los sistemas eléctricos de potencia se hagan cada día más complejos, ocasionando que sea más difícil mantener la confiabilidad del sistema bajo condiciones anormales de operación, por lo que se hace necesario desarrollar equipos y técnicas capaces de mejorar la confiabilidad del sistema. La forma más económica de lograrlo es por medio de protección con relevadores.

La elección de un sistema de protección es un procedimiento complejo que depende de una gran variedad de factores que pueden ser divididos en: Eléctrico y Económicos.

El factor económico se puede dividir en dos: el costo del equipo de protección y el costo de las pérdidas ocasionadas por una protección inadecuada, siendo esto último el elemento que indirectamente determina la importancia de una línea, y el cual sirve para establecer que tipo de protección usar. Mientras que las características de la línea nos ayudan a seleccionar el esquema más adecuado.

Aunados a estos factores, se tienen tres elementos que ayudan a incrementar la confiabilidad en el diseño del sistema, y estos son:

- Normalización
- Redundancia
- Experiencia

Estos elementos no deben descuidarse en el diseño de un sistema de protecciones, ya que la normalización da un margen mínimo de referencia lo cual permite garantizar un mínimo de seguridad en el diseño; la redundancia asegura que la línea no quede desprotegida en las situaciones más comprometidas, debido a que toda línea de transmisión debe contar con tres frentes de protección: protección primaria, protección de respaldo local y protección remota, que en realidad son tres sistemas de protección para una misma línea. En cuanto a la experiencia del diseñador, basta decir que en muchas ocasiones la elección de un esquema o el decidir que tanto comprometer una protección, dependerá totalmente de la experiencia y sensibilidad del diseñador.

El desarrollo de los sistemas de protección ha estado influenciado desde las últimas dos décadas por dos importantes factores:

- La computación
- Y la electrónica de estado sólido.

En los últimos años la aplicación de la computación al diseño de sistemas de protección, se ha hecho una herramienta invaluable, ya que permite obtener diseños más rápidos y considera un mayor número de condiciones de operación, así como fenómenos que afectan al sistema.

La electrónica ha hecho que los relevadores de estado sólido estén desplazando rápidamente a los relevadores electromecánicos, debido a su menor tamaño, mayor rapidez de operación y a que en una sola unidad de protección de estado sólido pueden contenerse más de un relevador.

Sin embargo los principios de operación como elementos de protección y en general los criterios de selección no han cambiado, debido a que las cantidades que sensa tanto el relevador electromecánico como el de estado sólido son las mismas.

GLOSARIO

Atenuación.- Término utilizado para denotar un decremento en la magnitud de la señal transmitida desde un punto a otro.

Burden.- Es definido por la norma ANSI/IEEE C57.13 como " La propiedad del circuito conectado al devanado secundario, para determinar la potencia activa y reactiva de la terminal secundaria. El burden se expresa también como el total de impedancia en ohms ".

Bus.- Barra conectora.

Canal.- Una banda específica de frecuencias asignadas para un propósito particular (canal de voz, canal carrier, etc).

Canal carrier.- Es todo el equipo necesario para lograr la transmisión de las señales de protección entre dos o más puntos a través de la línea a proteger.

Cegadores.- (o blinders en inglés). Son relevadores de distancia estáticos, cuya curva característica se ajusta con una pendiente lo más próxima a la pendiente de la línea a proteger.

Esquema.- Es un arreglo de relevadores, el cual está configurado de acuerdo a las necesidades del sistema.

Esquema de protección.- Arreglo de relevadores que permite proteger un sistema de la forma más eficaz.

Llave de carrier.- Método de transmisión de pulsos de control o indicadores para el cambio de estado del carrier (apagado o encendido).

Multiplexar.- El proceso mediante el cual es posible transmitir dos o más señales sobre el mismo medio simultáneamente.

Nivel de ruido.- La magnitud del ruido, usualmente medido en dB.

Off-set.- Desplazado, un relevador mho off-set, es cuando su curva característica, en un diagrama R-X, ha sido desplazada del origen.

Permisivo.- En un esquema de protección, se dice que es permisivo cuando cuenta con la lógica necesaria para condicionar su operación.

Protección unitaria.- Un sistema de protección, el cual es diseñado para operar únicamente para condiciones anormales dentro de una zona claramente definida en el sistema de potencia.

Relación señal a ruido (SNR).- Es el nivel de la señal recibida (en dBm) menos el nivel de ruido (en dBm), resulta en un valor expresado en dB. Para tener una señal adecuada, la señal recibida debe tener un SNR adecuada. La mínima SNR difiere para diferentes tipos de equipos y funciones.

Relevador auxiliar.- Es un relevador usado para complementar la función de otro relevador, ya sea modificando el funcionamiento de los contactos o introduciendo un tiempo de atraso.

Relevador elíptico.- Relevador estático de distancia, cuya curva característica es de forma lenticular o elíptica.

Ruido.- Cualquier señal externa que interfiera con la señal deseada.

Telemedición.- Un sistema para medir en un punto remoto las cantidades medidas localmente, tales como voltaje, corriente, temperatura, etc.

BIBLIOGRAFIA

- 1) PROTECTIVE RELAYS APPLICATION GUIDE
PUBLISHED BY: GENERAL ELECTRIC COMPANY MEASUREMENTS
ENGLAND, 1985.
- 2) PROTECTIVE RELAYS THEIR THEORY AND PRACTICE
A. R. VAN C. WARRINGTON.
LONDON CHAPMAN AND HALL
TOMO I AND TOMO II
NEW YORK, NEW YORK. 1977
- 3) PROTECTIVE RELAYING FOR POWER SYSTEMS
EDITED BY: STANLEY H. HOROWITZ
I.E.E.E. PRESS.
NEW YORK, NEW YORK. 1980.
- 4) APPLIED PROTECTIVE RELAYING
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
CORL SPRINGS, FLORIDA. 1979
- 5) IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF
INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.
PUBLISHED BY: IEEE
NEW YORK, NEW YORK. 1986
- 6) PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES
RAVINDRANATH R., CHANDER M.
EDITORIAL LIMUSA
MEXICO, 1980
- 7) EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR MEDIO DE
RELEVADORES
RUSSELL C., MASON
EDITORIAL CECSA
MEXICO, 1986

- 8) PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD EDITADO POR C.F.E MEXICO 1984
- 9) ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK BY CENTRAL STATION ENGINEERS OF WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP. PITTSBURGH, U.S. 1964
- 10) ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA WERNER G. DOEHNER S., LAURO CASTAÑEDA CONTRERAS Y OTROS. COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD MEXICO 1985.
- 11) ANALYSIS OF DISTANCE PROTECTION. V. COOK RESEARCH STUDIES PRESS LTD. GREAT BRITAIN. 1985
- 12) HANDBOOK OF FIBER OPTICS. HELMUT F. GARLAND STPM PRESS. NEW YORK. 1979.
- 13) INSTRUCTIONS TIME OVERCURRENT RELAYS POWER SYSTEMS MANAGEMENT OPERATION GENERAL ELECTRIC CORP. U.S. 1977
- 14) RELAY SELECTION GUIDE. G.E.C. SCHENECTADY, N.Y. 1980.

- 15) PLC APPLICATION GUIDE
G.E.C
U.S.A 1989
- 16) NOM - J - 408 - 1980
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVO
CCONNIE
- 17) DGN - J - 109 - 1977
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
DIRECCION GENERAL DE NORMAS
- 18) NOM - J - 168 - 1980
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
CCONNIE
- 19) INSTRUCTIONS TYPE HCB PILOT WIRE RELAY SYSTEMS
FABBRICA ITALIANA RELE
ITALY
- 20) ANSI/IEEE C57.13 - 1978
IEEE STANDARD REQUIREMENTS FOR INSTRUMENTS TRANSFORMERS
- 21) ANSI/IEEE C37.2 1979
ELECTRIC POWER SYSTEM DEVICES FUNCTION NUMBERS
- 22) CURRENT TRANSFORMER APPLICATION GUIDELINES
DAVID J. WEST - MEMBER IEEE
NEW YORK, NEW YORK 1977.
- 23) CURRENT TRANSFORMER BURDEN AND SATURATION
LOUIE J. POWELL, JR. - MEMBER IEEE
NEW YORK, NEW YORK 1977.

- 24) MODERN SYSTEMS PROTECTION
CONFERENCE LEADERS AND PLANNING COMMITTEE.
THE COLLEGE OF ENGINEERING UNIVERSITY OF WISCONSIN - MADISON
U.S. 1990
- 25) COORDINATION OF DIRECTIONAL OVERCURRENT RELAYS IN
TRANSMISSION SYSTEMS - A SUBSYSTEMS APPROACH.
R. RAMASWAMI, S.S. VENKATA
IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 5, No. 1,
JANUARY 1990.
- 26) PILOT RELAYING PERFORMANCE ANALYSIS
IEEE COMMITTEE REPORT
IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 5, No. 1,
JANUARY 1990.
- 27) DEVELOPMENT AND APPLICATION OF COMPOSITE OVERHEAD GROUND WIRE
WITH OPTICAL FIBERS.
K. TSUJIMOTO, H. SAKURADA, T. KATO.
IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL.
PAS-102, No. 5, MAY 1983.
- 28) THE USE OF FIBER OPTICS FOR COMMUNICATIONS, MEASUREMENT AND
CONTROL WITHIN HIGH VOLTAGE SUBSTATIONS
DENNIS C. ERICKSON
IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL.
PAS-99, No. 3, MAY/JUNE 1980.
- 29) USE OF OPTICAL CABLES IN POWER TRANSMISSION LINES
D. PINEDA, J. TOVAR, F. MARTINEZ, E. NAVARRO
IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL.
PAS-102, No. 4, APRIL 1983.

- 30) DEVELOPMENT OF AN INTRASTATION OPTICAL - FIBER DATA TRANSITION SYSTEM FOR ELECTRIC POWER SYSTEMS.
T. TAKAGI, H. KUDO, Y. MIKI, M. TANAKA
IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL. PAS-99, No. 1, JAN/FEB 1980.
- 31) LA NORMALIZACION APLICADA A DIAGRAMAS DE PROTECCION PARA PROYECTO DE SUBESTACIONES EN COMPAÑIA DE LUZ
COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
IEEE, MEXICON 1986
- 32) CRITERIOS GENERALES DE LA NORMALIZACION
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER, HUMBERTO RAMIREZ NUÑEZ
IEEE, MEXICON NOVIEMBRE 1986
- 33) CONSIDERATIONS IN SELECTING A CARRIER RELAYING SYSTEMS
R.C. CHEEK, J.L. BLACKBURN
IEEE TRANSACTIONS PART III, POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL. PAS-71, PP. 10 - 15, JAN 1952
- 34) THE ART OF PROTECTIVE RELAYING
GENERAL ELECTRIC CORP.
U.S. 1964
- 35) USE OF DE R - X DIAGRAM IN RELAY WORK
GENERAL ELECTRIC CORP.
U.S. 1966
- 36) INSTRUCCIONES GCX51A RELAY
- 37) ANSI/IEEE C37.90
STANDARD RELAYS AND RELAYS SYSTEMS ASSOCIATED WITH ELECTRICAL POWER APPARATUS
- 38) ESPECIFICACION CFE G0000-09
RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE