



PROTECTION OF ELECTRICAL SYSTEMS

Francisco Estévez Ruiz

ID: UB17497SEL25287

**ASIGNATURA ACADÉMICA PARA
LICENCIATURA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PROTECCION OF ELECTRICAL SYSTEMS

FRANCISCO ESTEVEZ RUIZ

2013

COCHABAMBA – BOLIVIA

ÍNDICE

1.- OBJETIVO DEL TEMA	8
2.- ALCANCE	8
3.- DESCRIPCION	8
CAP. I.- Introducción y Filosofías Generales	9
1.1.- Introducción	9
1.2.- Operación de un Sistema Eléctrico	9
1.3.- Componentes de un Sistema de Protección	10
1.3.1.- Transformadores de medida (TT/MM)	10
1.3.2.- Relés de Protección	11
1.3.3.- Interruptores de Poder	11
1.3.4.- Circuitos de Control	11
1.4.- Fallas en Sistemas Eléctricos	11
1.4.1.- Corto Circuitos	12
1.4.2.- Sobrecarga	14
1.4.3.- Insuficiente capacidad de generación	15
1.4.4.- Sobrevoltajes	15
1.4.4.1.- Permanentes	15
1.4.4.2.- Transitorios	15
1.5.- Requerimientos de la Protección	16
1.5.1.- Confiabilidad	16
1.5.2.- Selectividad	16
1.5.3.- Velocidad	18
1.5.4.- Simplicidad	18
1.5.5.- Economía	19
1.5.6.- Sensibilidad	19
1.6.- Definición de Relé	19
1.6.1.- Relés de Atracción Electromagnética	20

1.6.2.- Relés de Inducción	22
1.7.- Clasificación de Relés	24
1.7.1.- Relés de Protección	24
1.7.2.- Relés Monitores	24
1.7.3.- Relés Programables	25
1.7.4.- Relés Reguladores	25
1.7.5.- Relés Auxiliares	25
CAP. II.- Transformadores de Instrumentación	26
2.1.- Transformadores de Corriente	26
2.2.- Relación de Transformación ideal	26
2.3.- Circuito Equivalente y Diagrama Fasorial	27
2.4.- Característica de excitación	29
2.5.- Punto de Saturación	30
2.5.1.- Punto “knee” según ANSI	30
2.6.- Burden Normalizado	31
2.7.- Precisión del TC utilizado en protecciones	31
2.7.1.- Calculo directo	32
2.7.2.- Por aplicación de las normas ANSI/IEEE	32
2.8.- Especificaciones técnicas de un TC	33
2.8.1.- Corriente Nominal	33
2.8.2.- Factor de Sobrecarga	34
2.8.3.- Corriente Térmica de Tiempo Corto. Límite de solicitaciones térmicas	34
2.8.4.- Límite de solicitaciones mecánicas	34
2.8.5.- Límite de solicitaciones dinámicas. Corriente mecánica de tiempo corto	34
2.8.6.- Voltaje nominal	35
2.8.7.- Tensión de Impulso	35

2.9.- Polaridad y conexiones	35
2.9.1.- Conexión estrella	36
2.9.2.- Conexión triángulo	36
2.9.3.- Conexiones especiales	36
2.10.- Transformadores de Potencial	37
2.11.- Circuito Equivalente y Diagrama Fasorial	37
2.12.- Cargas normalizadas y clases de precisión	39
2.13.- Polaridad y conexiones	41
2.13.1.- Polaridad	41
2.13.2.- Conexiones	42
2.13.2.1.- Conexión estrella-estrella (Y/Y)	42
2.13.2.2.- Conexión estrella/delta abierta o delta inconclusa	42
2.13.2.3.- Conexión delta-delta (Δ/Δ) y delta abierta o en V (V/V)	43
CAP. III.- Protección de Generadores	44
3.1.- Introducción	44
3.2.- Protección contra fallas internas	44
3.2.1.- Estator	44
3.2.1.1.- Falla entre Fases	44
3.2.1.2.- Falla Fase a Tierra	45
3.2.1.3.- Falla entre Espiras	47
3.2.2.- Rotor	48
3.2.2.1.- Falla a tierra en el devanado del rotor	48
3.2.2.2.- Perdida de Excitación	49
3.3.- Protección contra Fallas Externas	50
3.3.1.- Motorización	50
3.3.2.- Cargas desbalanceadas	50
3.3.3.- Sobrecarga	52

	3.3.4.- Sobrevelocidad	53
CAP. IV.-	Protección de Motores	54
	4.1.- Generalidades	54
	4.2.- Fallas Internas	54
	4.2.1.- Estator	54
	4.2.1.1.- Cortocircuito entre fases	54
	4.2.1.2.- Cortocircuito Fase a Tierra	56
	4.2.1.3.- Cortocircuito entre Espiras	57
	4.2.2.- Rotor	57
	4.2.2.1.- Perdida de Campo	57
	4.2.2.2.- Cortocircuito en el Campo	57
	4.3.- Fallas Externas	58
	4.3.1.- Sobre Carga Mecánica	58
	4.3.2.- Subvoltajes	61
	4.3.3.- Voltajes Desbalanceados	62
	4.3.4.- Perdida de Sincronismo	62
	4.4.- Esquemas de Protección	63
	4.4.1.- Motores de Inducción	63
	4.4.2.- Motores Síncronos	64
CAP. V.-	Protección de Transformadores	65
	5.1.- Introducción	65
	5.2.- Protección Diferencial	65
	5.2.1.- Conexión de Transformadores de Corriente	66
	5.2.2.- Relación de Transformación Esquema Diferencial	68
	5.2.3.- Corriente Magnetizante de Energización	71
	5.2.4.- Corriente Mínima y Pendiente de Operación para la Protección Diferencial	75

5.3.- Protección de respaldo con Relés de Sobrecorriente 50/51	77
5.3.1.- Ajuste del relé de sobrecorriente 50/51	78
5.3.2.- Relé de sobrecorriente de tierra 50/51N	80
5.4.- Relés Mecánicos	80
5.4.1.- Relé de Presión Súbita o Válvula de Sobrepresión (SPR)	81
5.4.2.- Relé Buchholz.	82
5.4.3.- Detectores de Nivel de Aceite.	82
5.4.4.- Detectores de Temperatura	83
5.4.5.- Relé de Imagen Térmica	83
CAP. VI.- Protección de Barras	84
6.1.- Introducción	84
6.2.- Definición de protección de Barras	84
6.2.1.- Protección Diferencial de Barras	84
6.2.1.1.- Protección diferencial de alta impedancia	84
6.2.1.2.- Protección diferencial porcentual	85
6.2.1.3.- Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada	85
6.2.2.- Protección Diferencial Parcial	85
6.2.3.- Protección de Barras con Comparación Direccional	85
6.2.4.- Zonas Diferenciales Combinadas	86
6.3.- protección diferencial según la configuración de la Subestación	86
6.3.1.- Barra Principal y Barra de Transferencia	86
6.3.2.- Doble Barra	86
6.3.3.- Disyuntor y Medio	88
CAP. VII.- Protección de Líneas	90
7.1.- Características Básicas	90

7.1.1.- Confiabilidad	90
7.1.1.1.- La Fiabilidad	90
7.1.1.2.- La Seguridad	90
7.1.2.- Selectividad y Coordinación	91
7.1.3.- Velocidad o Tiempo de Despeje de Falla	91
7.1.4.- Sensibilidad de la Protección	91
7.1.5.- Simplicidad	91
7.2.- Protecciones Principales de la Línea	92
7.2.1.- Protección de Distancia	92
7.2.1.1.- Curva Característica de los Relés de Distancia	92
7.2.1.2.- Ajustes Típicos de Zonas de Actuación	94
7.2.1.3.- Ajuste de Alcance Resistivo	95
7.2.1.4.- Factores K0 y K0M	96
7.2.2.- Relé de sobrecorriente 50/51 o 67/67N	96
7.2.3.- Relé de Recierre y Verificación de Sincronismo	96
CAP. VIII.- Pruebas de Relés	97
8.1.- Generalidades	97
8.2.- Ajustes Relé TPU 2000R T-691 S/E Quillacollo.	97
8.3.- Pruebas de Disparo con OMICRON Relé TPU 2000R T-691	101
4.- CONCLUSIONES	116
5.- REFERENCIAS	117

1.- OBJETIVO DEL TEMA

El objetivo Esencial del tema “PROTECTION OF ELECTRICAL SYSTEMS” es conocer los dispositivos utilizados para la Protección y coordinación de Sistemas de Potencia describiendo los principios filosóficos que los caracteriza y las aplicaciones de los relés más usuales a partir de sus características.

La protección de los sistemas eléctricos debe lograr los siguientes objetivos:

- Prevenir daños al personal.
- Prevención o disminución de daños en los equipos del sistema.
- Disminuir las interrupciones del servicio.
- Disminuir los efectos del disturbio en la parte no afectada, tanto en extensión como en duración.
- Disminuir los efectos secundarios sobre el sistema de suministro.

2.- ALCANCE

Forma parte del alcance de este trabajo interpretar la aplicación de relés de protección a los componentes mayores de los sistemas de potencia: Generadores, Transformadores, motores, barras y líneas reduciendo los daños al sistema y a sus componentes, además de limitar la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio, considerando que las causas de falla o anomalías se puedan presentar en cualquier parte del sistema.

3.- DESCRIPCION

Describiremos el contenido programático del tema con los puntos fundamentales: Introducción y Filosofías Generales.- Transformadores de Instrumentación.- Protección de Generadores.- Protección de Motores.- Protección de Transformadores.- Protección de Barras.- Protección de Líneas.- Pruebas de relés.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN Y FILOSOFÍAS GENERALES

1.1 .- INTRODUCCION

El objeto del empleo de las protecciones es evitar y disminuir al máximo los efectos de las perturbaciones y fallas, como también el daño en los equipos y las pérdidas del servicio eléctrico. Por este motivo se debe tener por misión aislar, a la brevedad posible la parte del sistema eléctrico que origina este fenómeno cuando este no puede recuperarse por sí mismo. Este concepto define desde el punto de vista más general a las protecciones y constituye la primera premisa que se tendrá que tener siempre presente.

1.2.- OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO

Un sistema eléctrico de potencia debe reunir las siguientes condiciones o recursos para que opere en forma normal:

- **SUFICIENTE EQUIPO INSTALADO**, es decir, que disponga de una potencia instalada que le permita absorber los aumentos de la demanda
- **CALIDAD DEL SERVICIO**, vale decir que el sistema se capaz de mantener con el mínimo de interrupciones , un nivel y rango adecuado de voltaje y frecuencia, donde las bandas de tolerancia mundialmente aceptadas son $\pm 5\%$ en voltaje y $\pm 2\%$ en frecuencia debido al control y automatización
- **RACIONAL DESPACHO DE CARGA**, es decir que reúna los recursos humanos y materiales para repartir en forma económica la carga en las diferentes centrales generadoras y sistemas de transmisión, incluyendo recursos de fuentes de energía, rendimiento de los diferentes equipos que componen el sistema, política de tarifas, etc.

El sistema podría operar en forma anormal o no económica al no cumplir las exigencias anteriores, como también cuando suceden fenómenos ajenos a sus recursos:

- FALLAS EN SUS COMPONENTES
- ERRORES DE OPERACIÓN (del comando manual o automático)
- IMPREVISTOS (tormentas, sismos, incendios, etc.)

Por su parte estas operaciones anormales traen como consecuencia efectos graves como son:

- DAÑOS EN LOS EQUIPOS
- PERDIDA DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO
- MALA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO

Como solución a las operaciones anormales de un sistema se podría pensar en incorporar características tales en sus componentes e instalaciones asociadas, que eliminaran totalmente las condiciones anormales.

1.3.- COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.-

Los componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la Figura 1.1, son los siguientes:

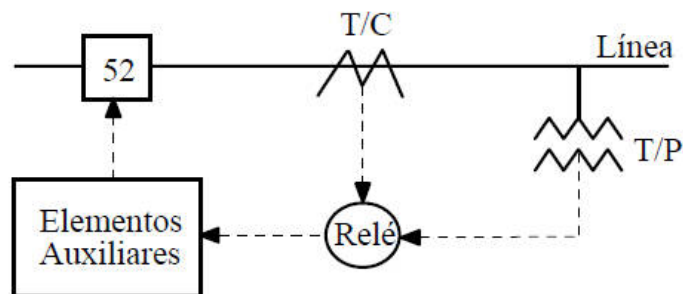


Figura 1.1.- Componentes de un Sistema de Protecciones

1.3.1. TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TT/MM)

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia, en la forma de señales secundarias de corriente o de tensión proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este

Término común se agrupan los transformadores de corriente (TT/CC) y de potencial (TT/PP), para diferenciarlos de los transformadores comunes.

1.3.2. RELÉS DE PROTECCIÓN

Son los elementos que reciben la información de los transformadores de medida y que son capaces de discriminar entre una condición normal y anormal. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia su acción (“opera”), generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan los circuitos de apertura o desenganche de los interruptores de poder.

1.3.3. INTERRUPTORES DE PODER

Dispositivos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Se denominan interruptores de poder para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aun cuando están diseñados para aislar partes del circuito.

1.3.4. CIRCUITOS DE CONTROL

Son los elementos y dispositivos que interconectan los tres componentes anteriores. Entre ellos se pueden citar alambrados; regletas de conexiones; switches; relés auxiliares; lámparas de señalización; dispositivos anunciadores; etc. Estos circuitos de control no solo se usan como parte de las protecciones, sino que también como parte de los sistemas de medidas y para la operación comandada por los operadores de subestaciones o centrales generadoras

1.4.- FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS

Una de las cualidades esenciales de energía eléctrica es la continuidad del servicio. La importancia de las posibles consecuencias de una interrupción, aunque este limitada a pocos minutos, pueden ser considerables tanto en las industrias, usinas, como también para todo tipo de usuario.

En relación con las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema

eléctrico pueden clasificarse en fallas y perturbaciones de acuerdo a lo siguiente:

1.4.1.- CORTOCIRCUITOS

Al ocurrir un cortocircuito, la fuerza electromotriz de la fuente se aplica a una impedancia relativamente baja, por lo cual circulan corrientes perjudiciales para el sistema. El efecto de un cortocircuito es de dos formas:

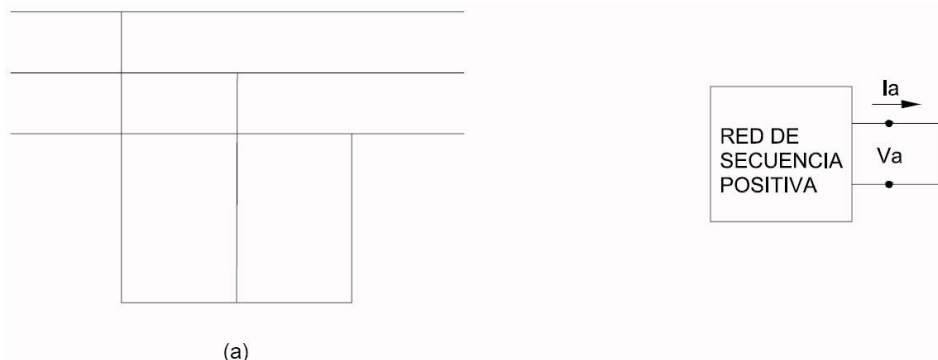
- **Incrementa los esfuerzos térmicos ya que se libera calor en la resistencia del circuito de acuerdo a la Ley de Joule–Lenz $Q = KI^2rt$.**
- **Incrementa los esfuerzos dinámicos.**

El torque de los motores de inducción sería apreciablemente menor, ocasionando su detención, y con ello, pérdidas de producción. La estabilidad del sistema puede verse afectada por el cambio brusco del par eléctrico con respecto al mecánico.

Los tipos de falla más comunes y sus equivalentes simétricos se dan en la Fig. 1.2. Las estadísticas muestran que el mayor número de fallas que se presentan son monofásicas (Ver Tabla 1.1), y que donde más se presentan es en las líneas de transmisión (Ver tabla 1.2).

La falla monofásica puede ser mayor que la trifásica, si es cerca del generador, pero en general, la más crítica es la falla trifásica.

Los transitorios tienen efectos nocivos debido a las sobretensiones y a los valores altos de dv/dt que se presentan, tanto en los interruptores como en los aislamientos en general.



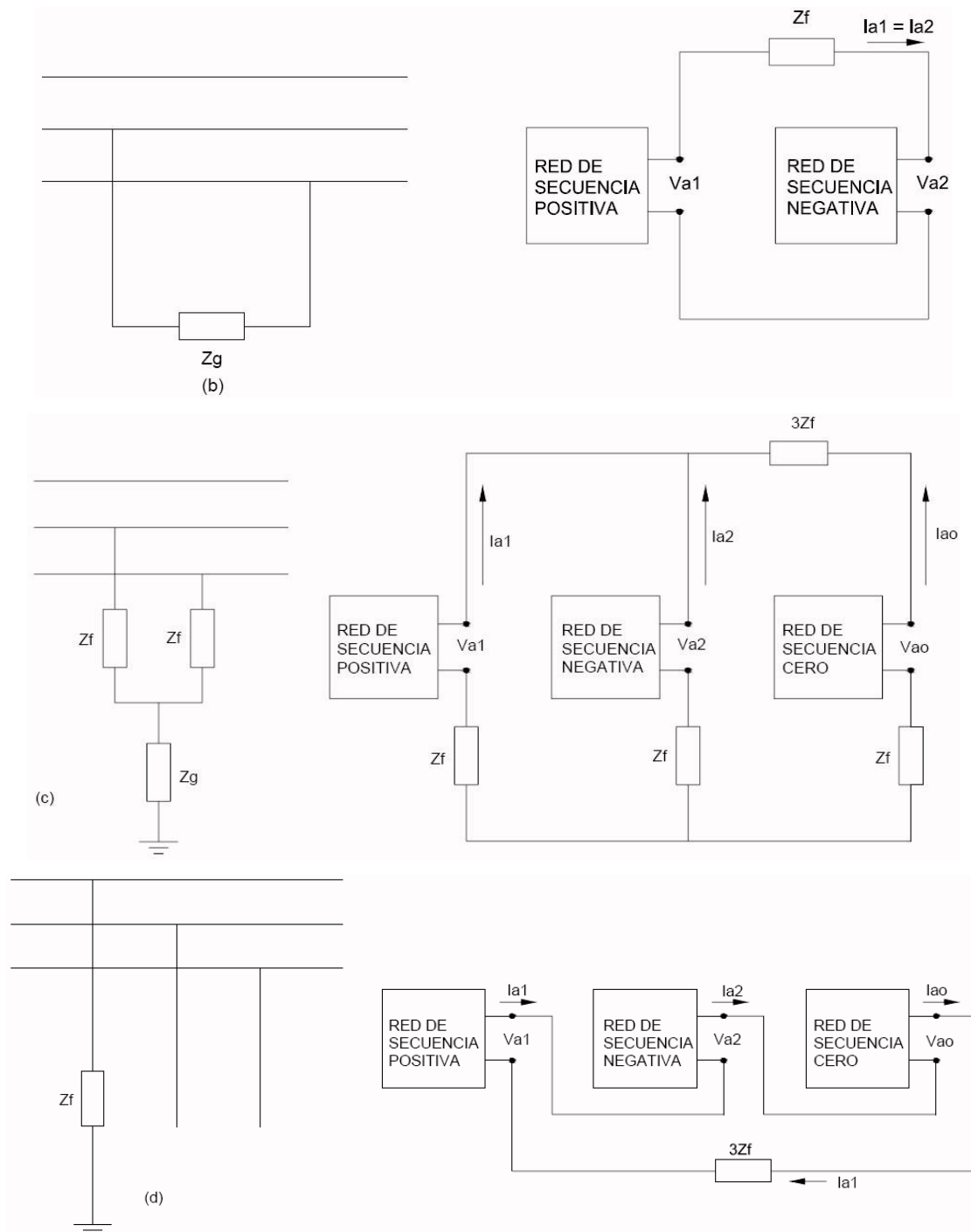


Figura 1.2. Tipos de Fallas y sus equivalentes monofásicos (a) Trifásica, (b) Bifásica, (c) Bifásica a tierra, (d) monofásica

Tabla 1.1. Estadística de ocurrencia de fallas de acuerdo al tipo.

TIPO DE FALLA	% TOTAL
Monofásica	85
Bifásica	8
Bifásica a tierra	5
Trifásica	2 ó
	Menos

Tabla 1.2. Estadística de ocurrencia de fallas de acuerdo al sitio.

SITIO DE LA FALLA	% TOTAL
Línea de transmisión	50
Cables	10
Equipos de interrupción	15
Transformadores	12
Transformadores de corriente y Potencial	2
Equipos de control	3
Otros	8

1.4.2.- SOBRECARGAS.

Son corrientes en exceso de la corriente nominal del equipo, esto es, de la máxima permisible que puede circular permanentemente por el equipo.

La sobrecarga, por tanto debe desconectarse después de un cierto tiempo, para prevenir daños en los elementos que la transportan.

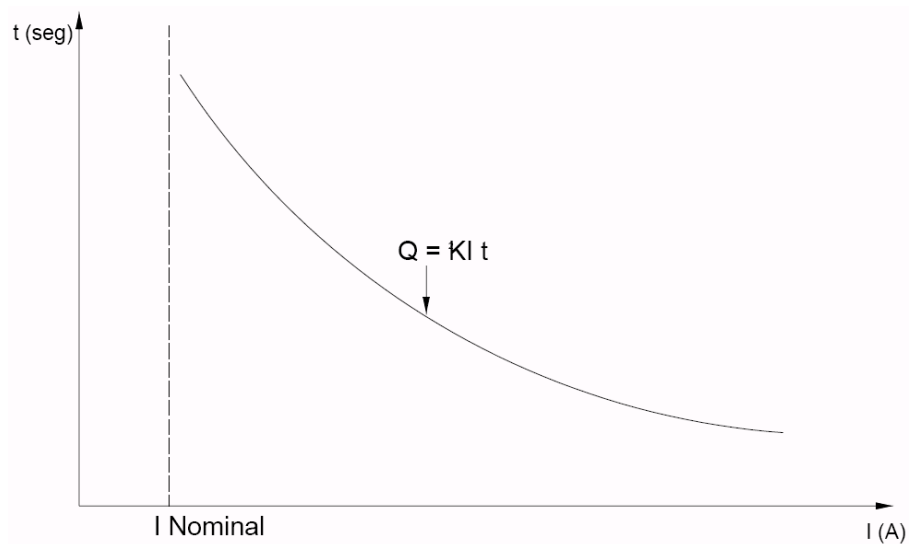


Figura 1.3 Curva de sobre carga

1.4.3.- INSUFICIENTE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

El par eléctrico aplicado al generador y la maquina tiende a reducir su velocidad. La frecuencia baja, entonces disminuye la eficiencia de los mecanismos y perturba los sistemas que deben girar a velocidad constante.

1.4.4.- SOBREVOLTAJES

1.4.4.1.- PERMANENTES

Se consideran así los producidos a frecuencias bajas como algunos casos de ferro resonancia y de resonancia subsincrónica, y los que se presentan en las fases "sanas" de un sistema no aterrizado cuando se tiene una falla monofásica.

1.4.4.2.- TRANSITORIOS

Pueden ser externos, los causados por descargas atmosféricas e internos, los causados por conmutación. Para los primeros el valor de la sobretensión no tiene relación con el voltaje nominal del elemento; esto hace que sus efectos sean más importantes en líneas de baja y media tensión (hasta de unos 220 kV).

Los segundos ocurren cuando se desconecta carga a los generadores, cuando se desconecta una línea de transmisión, cuando se conectan líneas largas (mayores de 220 kV), esto es, con alta susceptancia capacitiva, etc.

1.5.- REQUERIMIENTOS DE LA PROTECCIÓN

El sistema de protección tiene por objeto la detección, localización y desconexión en forma automática del equipo afectado a fin de minimizar los efectos que el funcionamiento prolongado en estado de falla tendría sobre la instalación. Para cumplir con estas funciones, el sistema de protección debe cumplir las siguientes condiciones fundamentales:

1.5.1.- CONFIABILIDAD.-

Se relaciona con el hecho de que la protección actúe de manera correcta cuando se requiere y no opere innecesariamente.

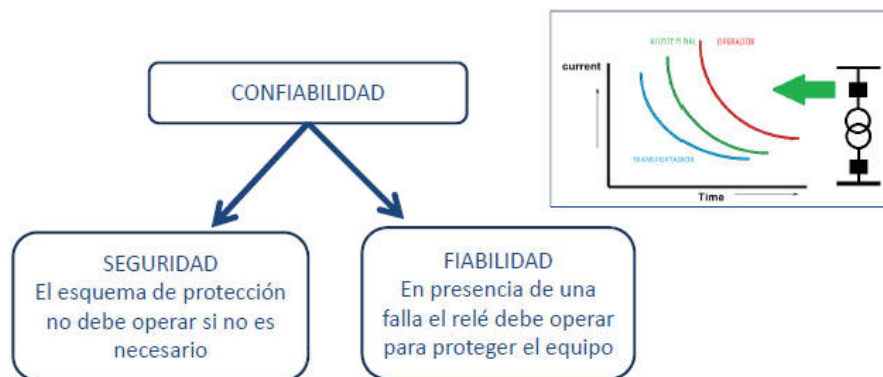


Figura 1.4 Estructura de confiabilidad

1.5.2.- SELECTIVIDAD.-

Es la capacidad de la protección para reconocer una falla y operar el mínimo número de interruptores para aislar la misma. Un sistema de protección bien diseñado debe dar un máximo de continuidad en el servicio con el mínimo número de desconexiones.

La selectividad para relés de sobrecorriente se puede obtener con el tiempo de coordinación y la corriente de operación.

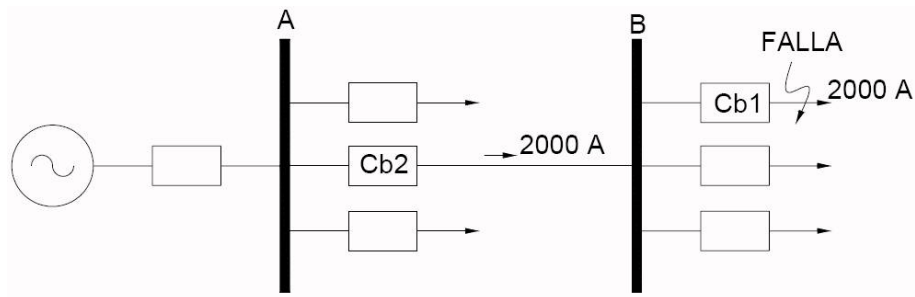


Figura 1.5 Diagrama Unifilar

Para la misma corriente de cortocircuito en un sistema radial como el de la Fig. 1.5, se debe asegurar que:

$$top1 < top2, \text{ con } top2 = top1 + Dt$$

Donde t para un relé electromecánico puede ser:

Tabla 1.3.

t Interruptor	5 ciclos
t Relé auxiliar	1 ciclo
t Sobreviaje	6 ciclos
t Relé auxiliar	6 ciclos
t Relé auxiliar	18 ciclos

Por lo tanto:

$$\Delta t = \frac{18[\text{ciclos}]}{60 \frac{[\text{ciclos}]}{[s]}} = 0.3[s]$$

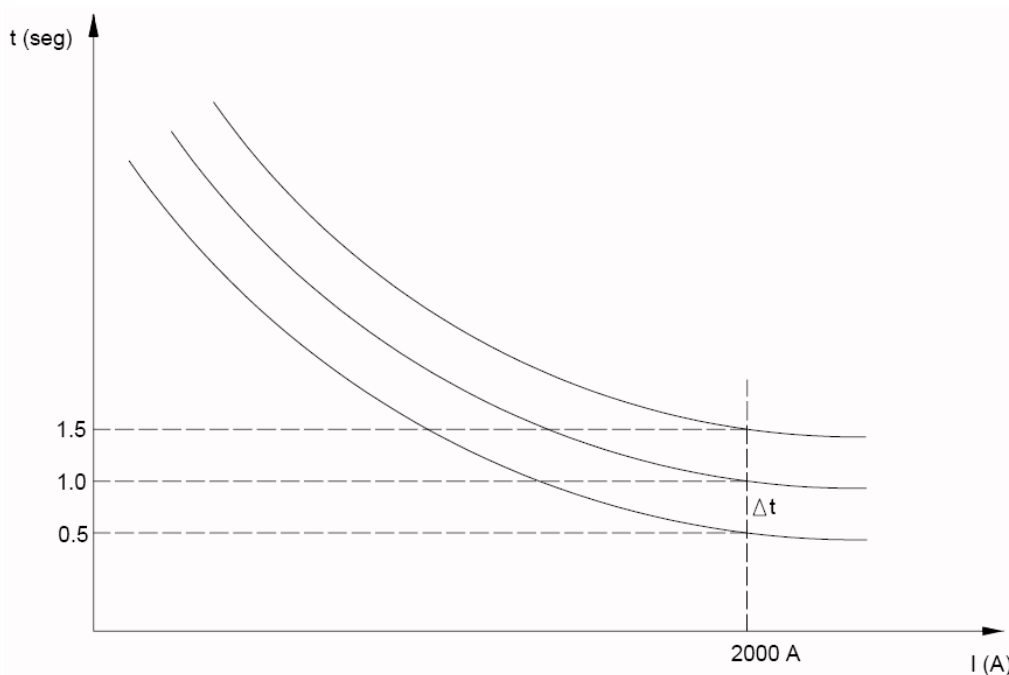


Figura 1.6 Curva de Coordinacion (Selectividad)

En general, para relés electromecánicos:

$$0.3 [s] \leq t_{\text{coordinación}} \leq 0.5 [s]$$

Para los relés estáticos ($t_{\text{Sobreviaje}} = 0$, y $t_{\text{interruptor}}$ y 2 ciclos) el tiempo se puede reducir a aproximadamente a la mitad:

$$0.15[s] \leq t_{\text{coordinación } S} \leq 0.3[s]$$

1.5.3.- VELOCIDAD.-

Es la propiedad de desconectar un sistema fallado tan rápido como sea posible con un daño mínimo del equipamiento y de las condiciones de estabilidad del SEP.

1.5.4.- SIMPLICIDAD.-

Se relaciona con la utilización de la mínima cantidad de equipamientos y conexiones en la estructura de las protecciones, lo que necesariamente implicará más fácil mantenimiento y confiabilidad.

1.5.5.- ECONOMÍA.-

Debe asegurarse máxima protección del sistema al más bajo costo posible.

1.5.6.- SENSIBILIDAD.-

Que la protección responda a la mínima falla de la zona que protege

1.6.- DEFINICIÓN DE RELÉ

La palabra relé proviene del francés relais, que significa relevo Fue inventado por Joseph Henry en 1835.

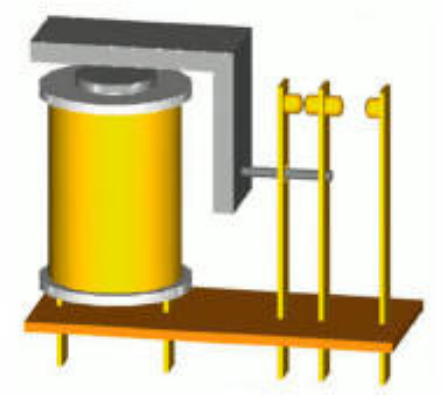


Figura 1.7 Relé de Atracción Electromagnética

Es un dispositivo electromecánico, que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.

Hoy en día los relés son dispositivos digitales compactos que son conectados a través de los sistemas de potencia para detectar condiciones intolerables o no deseadas dentro de un área asignada.

De acuerdo a su principio de funcionamiento se dividen en:

- Electromecánicos

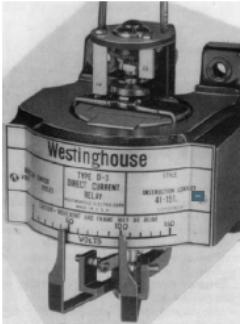


Figura 1.8 Rele Electromecanico hasta 1960

- Estáticos



Figura 1.9 Rele Electronico Analogico hasta 1980

- Digitales o numéricos

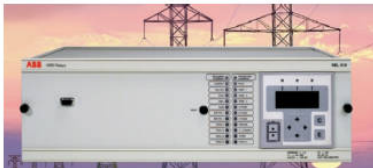


Figura 1.10 Rele Electronico Digital hasta 1990

Dentro de los primeros existen dos tipos, los electromagnéticos y los de inducción. Los estáticos utilizan circuitos electrónicos basados en componentes de baja integración y los digitales son construidos con elementos de alta integración.

1.6.1.- RELES DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

Su principio de funcionamiento se basa en la circulación de corriente por una bobina que produce el movimiento de un elemento móvil del circuito magnético al cual están acoplados los contactos del relé. La fuerza electromagnética generada en estos casos es proporcional al flujo producido en el circuito magnético por la circulación de corriente elevado al

cuadrado, y como el flujo es proporcional a la corriente entonces la fuerza electromagnética podrá expresarse como:

$$F_e = k_1 I^2$$

Estos relés constan de un resorte o elemento de restitución, que será el encargado de reponer la posición de los contactos si la corriente por la bobina cae por debajo de un determinado valor, de manera que la fuerza total que actuara sobre el elemento móvil del relé será:

$$F_t = k_1 I^2 - k_2$$

En el instante en que el relé esté a punto de operar $F_t = 0$ y bajo estas condiciones la corriente que pasara por la bobina del relé será la mínima que asegura la operación del mismo, o sea, la corriente de operación, la cual podrá ser calculada como:

$$I_{op} = \sqrt{k_2 / k_1}$$

De acuerdo a la forma en que se mueve el elemento móvil del relé, estos se dividen en relés de tipo pistón, pivote o transversales. Se distinguen por tener una característica de operación de tiempo definido, o sea que el tiempo de operación es prácticamente constante para corrientes por encima de la de operación, lo que se muestra en la figura 1.11

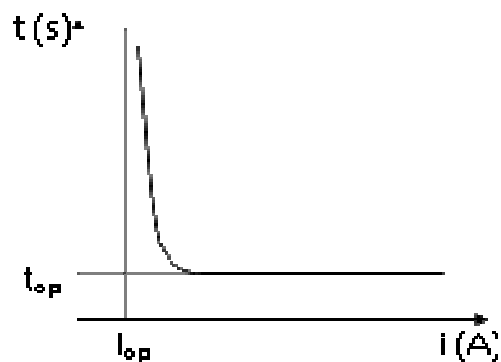


Figura 1.11 Característica de Operación de Relés del tipo Atracción Electromecánica

Dado el hecho de que una vez operado el relé disminuye el entre hierro del circuito magnético, la corriente necesaria para mantener cerrado el relé una vez que este haya operado es menor; por lo que el relé una vez operado, si la corriente disminuye ligeramente su valor por debajo de la de operación, se mantendrá operado y solamente separará sus contactos si esta corriente cae cierto valor por debajo de la magnitud de operación. Al máximo valor de esta corriente que asegura que los contactos del relé se abran se le llama corriente de restitución y en este tipo de relés se define entonces el coeficiente de restitución como:

$$K_r = I_r / I_{op}$$

Este coeficiente de restitución será menor que la unidad en este tipo de relé y hay que tenerlo en cuenta a la hora de ajustar estos relés para evitar falsas operaciones.

1.6.2.- RELÉS DE INDUCCIÓN

Reciben su nombre por tener un principio de funcionamiento muy parecido al motor de inducción monofásico. Su estructura está formada por un circuito magnético, una bobina de excitación y un disco móvil conductor colocado en el entrehierro del circuito magnético. Como se indica en la figura 1.12, en ambos lados del circuito magnético sobre y debajo del entrehierro se sitúan polos sombras con el objetivo de desfasar los flujos que inciden con el disco un determinado ángulo θ . Estos flujos inducirán en el disco trayectorias circulares de corrientes desfasadas ese mismo ángulo que al interactuar con el flujo contrario producen pares de fuerzas que giraran el disco alrededor de su eje

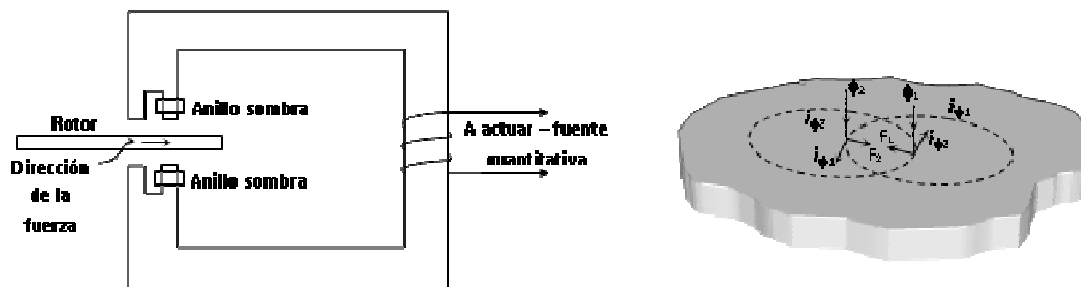


Figura 1.12 Relé de Inducción

En el disco se acopla un contacto que se moverá con él y que pasado un determinado tiempo hará contacto con un contacto fijo produciendo la operación del relé.

En el eje del disco hay un resorte helicoidal restaurador, de manera que el movimiento del disco solo comenzara cuando la corriente por la bobina tome determinado valor que corresponde con la corriente de operación, o sea, cuando el momento electromagnético coincida con el momento restaurador del resorte. El momento electromagnético será proporcional al flujo elevado al cuadrado, y por tanto a las corrientes al cuadrado, de manera que se podrá expresar como:

$$M_t = M_e - M_r = k_1 I^2 - k_2$$

La corriente de operación se podrá calcular en el momento inminente de movimiento, cuando M_t se haga cero como:

$$I_{op} = \sqrt{k_2} / \sqrt{k_1}$$

En este relé el movimiento del disco es una vez que haya comenzado a moverse casi a velocidad constante, que será mayor mientras mayor sea la corriente por la bobina, por lo que para una separación fija entre sus contactos la característica de operación será del tipo tiempo inverso, o sea, a mayor corriente menor tiempo de operación, como se indica en la figura 1.13

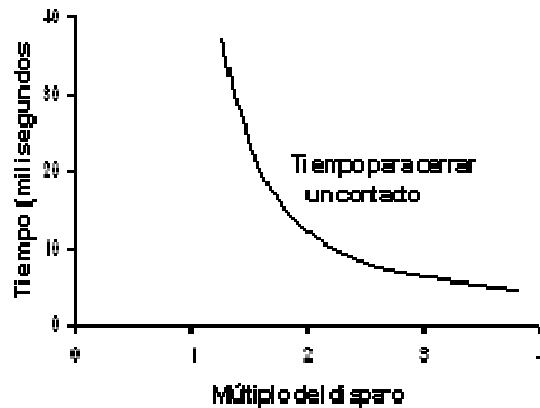


Figura 1.13 Característica de Operación de Relé de Inducción

1.7.- CLASIFICACION DE RELES

Las siguientes clasificaciones y definiciones se basan en la norma ANSI C 37.9 (IEEE 313)

Los relés se pueden dividir en cinco categorías funcionales, así:

- Relés de protección
- Relés monitores
- Relés programables
- Relés reguladores
- Relés auxiliares

1.7.1.- RELÉS DE PROTECCIÓN

Detectan líneas y aparatos defectuosos o cualquier otra condición peligrosa o intolerable. Estos relés pueden iniciar o permitir la apertura de interruptores o simplemente dar una alarma.



Figura 1.14 Rele de Proteccion

1.7.2.- RELES DE MONITOREO

Verifican las condiciones del sistema de potencia o del sistema de protección. Se incluyen en esta categoría

- Relés de verificación de sincronismo (25)
- Relés verificadores de secuencia de fase (47)
- Monitores de canales de comunicación y protección.
- Sistemas de alarmas e indicadores de estado del sistema.



Figura 1.15 Relé de Sobrecarga

1.7.3.- RELES PROGRAMABLES

Son los que establecen o detectan secuencias eléctricas, como por ejemplo:

- Relé de Recierre ca y cc (79-82)
- Relé de verificación sincronismo (25)
- Relé de transferencia o de control selectivo automático (83)

1.7.4.- RELES REGULADORES

Se activan cuando un parámetro del sistema se desvía de límites predeterminados. Estos relés actúan a través de equipo suplementario para restablecer el parámetro a los límites precisos.

1.7.5.- RELES AUXILIARES

Operan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación para complementar otro relé o aparato. Estos incluyen temporizadores, contactores, relés de bloque, relés de disparo. Relé temporizado para parada o apertura (62)

CAPITULO II

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACION

2.1.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Reducen la alta corriente del circuito de potencia a una corriente baja, la cual se puede llevar sin peligro a los aparatos de protección y medida. Esto permite, además, la construcción de relés e instrumentos de medida más económicos.

2.2.- RELACION DE TRANSFORMACION IDEAL

El transformador ideal consiste de dos devanados colocados en un núcleo ideal (Ver figura 2.1)

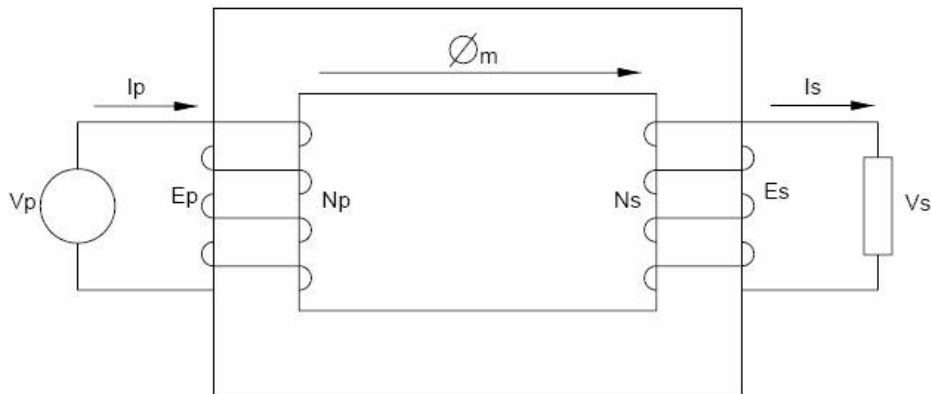


Figura 2.1

En la cual se tiene:

VP, VS = Voltajes en los terminales primario y secundario respectivamente.

EP, ES = Voltajes inducidos en los devanados primario y secundario.

IP, IS = Corrientes por los devanados primario y secundario.

NP, NS = Número de espiras de los devanados primario y secundario.

De acuerdo a la ley de Faraday:

$$E_p = N_p * \frac{d\phi}{dt}$$

Si $\phi = \phi_m \sin(\omega t)$, Entonces

$$E_p = N_p \cdot \omega \cdot \phi_m \cdot \cos(\omega t) = 4.44 \cdot f \cdot N_p \cdot \phi_m$$

$$E_p = 4.44 \cdot f \cdot N_s \cdot \phi_m$$

Por lo tanto

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

Igualando las fuerzas magneto motriz primaria y secundaria se tiene:

$$I_s N_s = I_p N_p$$

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} = RTC$$

2.3.- CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA FASORIAL

La Figura 2.18 muestra el circuito equivalente aproximado de un T/C y su diagrama fasorial se muestra en la Figura 2.19, ambos referidos al primario. Z_e es la impedancia de fuga o equivalente del T/C, normalmente de valor pequeño, Z_0 es la impedancia de excitación y Z_b es la impedancia de la carga o burden

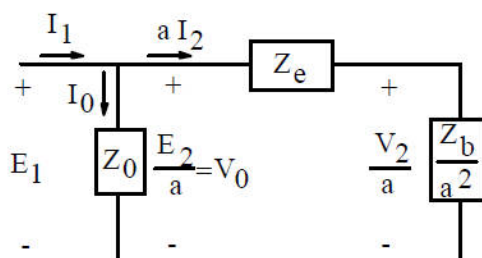


Figura 2.2 Circuito equivalente aproximado de un transformador de corriente

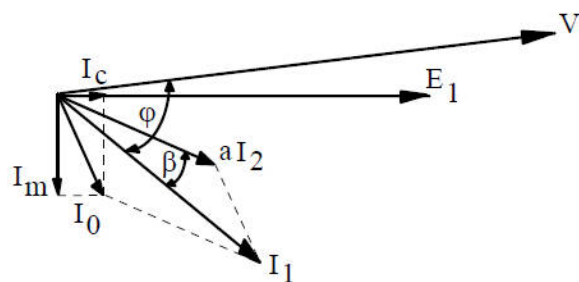


Figura 2.3 Diagrama Fasorial de un TC

A partir de la Figura 2.2 se puede escribir:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_0 + a\dot{I}_2$$

Tal como se indica en el diagrama fasorial y donde “a” es la razón de transformación, definida como:

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

En un transformador de corriente interesa que el error de razón “a” y de ángulo “β” sean mínimos, por lo que, de las expresiones y figuras anteriores, se observa que es necesario disminuir la corriente de excitación I_0 . Por esta razón, si se considera que tanto Z_e como Z_b son parámetros constituidos por elementos no saturables, el análisis del comportamiento de un T/C se efectúa a través de su característica de excitación

La magnitud de la corriente de excitación I_0 de un transformador, depende del tipo de material del núcleo y del flujo que deba tener para satisfacer el burden requerido lo que, en última instancia, determina la sección del núcleo. En los transformadores de corriente, la carga representa una caída de voltaje por impedancia, que en la figura corresponde a $aI_2 Z_b/a^2$, la que, si se desprecia la caída en Z_e , es igual a $I_0 Z_0$, lo que determina el valor de I_0 y por lo tanto del flujo, además de determinar el valor de Z_0 como función de la característica de excitación.

Para que la razón real de corrientes sea lo más ajustada posible a la razón inversa de vueltas, I_0 debe tender a cero, o bien: $Z_0 \gg (Z_e + Z_b/a^2)$. Como resultado de estas consideraciones se puede concluir que:

- El núcleo debe ser de muy buena calidad para trabajar a niveles bajos de saturación y con pocas pérdidas.
- No se debe trabajar con cargas superiores a la nominal ya que si la impedancia de la carga es muy alta, aumenta la corriente de excitación y consecuentemente el error de razón y de ángulo.

– No se debe trabajar con el secundario en circuito abierto porque en este caso, el voltaje desarrollado será limitado solamente por la impedancia de magnetización. En estas condiciones: $I_1=I_0$, lo que trae como consecuencia la saturación, altas pérdidas y sobre temperatura en el núcleo, junto con elevados voltajes máximos en bornes secundarios.

2.4.- CARACTERISTICA DE EXITACION

La Figura 2.4 muestra la característica de excitación de un T/C y en la Figura 2.5 está el circuito empleado para obtenerla. Para fines de estudio se ha exagerado el codo de saturación. En la práctica esta curva es más redondeada y por eso se acostumbra dibujarla en papel log-log. De esta forma se puede definir con mayor precisión el “punto de saturación”, es decir, el punto donde la relación dV_0/dI_0 deja de ser constante. Esta curva se puede dividir (en forma aproximada), en cuatro zonas:

- El pié de la curva de 0 de 20 Volt, aproximadamente.
- Zona de linealidad, entre 20 y 160 Volt
- Zona del codo de saturación de 160 a 180 Volt
- Zona de saturación, a partir de los 180 Volt.

Para esta curva la zona de linealidad determina una impedancia de aproximadamente 53,33 ohm. A partir de los 180 Volt, la impedancia de excitación empieza a decrecer desde un valor de 36 ohm, debido a la saturación, es decir, en el codo de saturación Z_0 disminuye de 53,33 a 36 ohm aproximadamente.

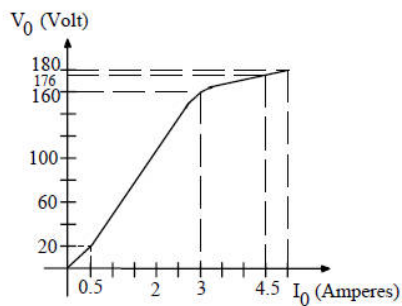


Figura 2.4 Característica de excitación de un de un transformador de corriente

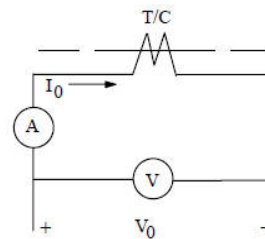


Figura 2.5 Circuito para obtener la curva de excitación

2.5.- PUNTO DE SATURACION

Para establecer las características de operación de los TT/CC con corrientes superiores a la nominal, resulta necesario definir su punto de saturación. En este contexto, hay varios criterios y normas, sin embargo la que usamos en nuestro medio es la ANSI C57.13-1978 de la cual se describe a continuación

2.5.1.- PUNTO “KNEE” SEGÚN ANSI

El American National Standard Institute (ANSI, C57.13-1978), define lo que denomina el punto “knee” (rodilla) o punto efectivo de saturación como el punto en que la curva de excitación es tangente a la línea trazada a 45° de la horizontal.

En la Figura 2.6, la recta trazada en línea de segmentos, desde el punto “A” es el lugar geométrico de la intersección de esta tangente con cada una de las curvas correspondientes a las distintas razones del T/C. Por esta razón, al punto “A” se le denomina “ANSI knee”

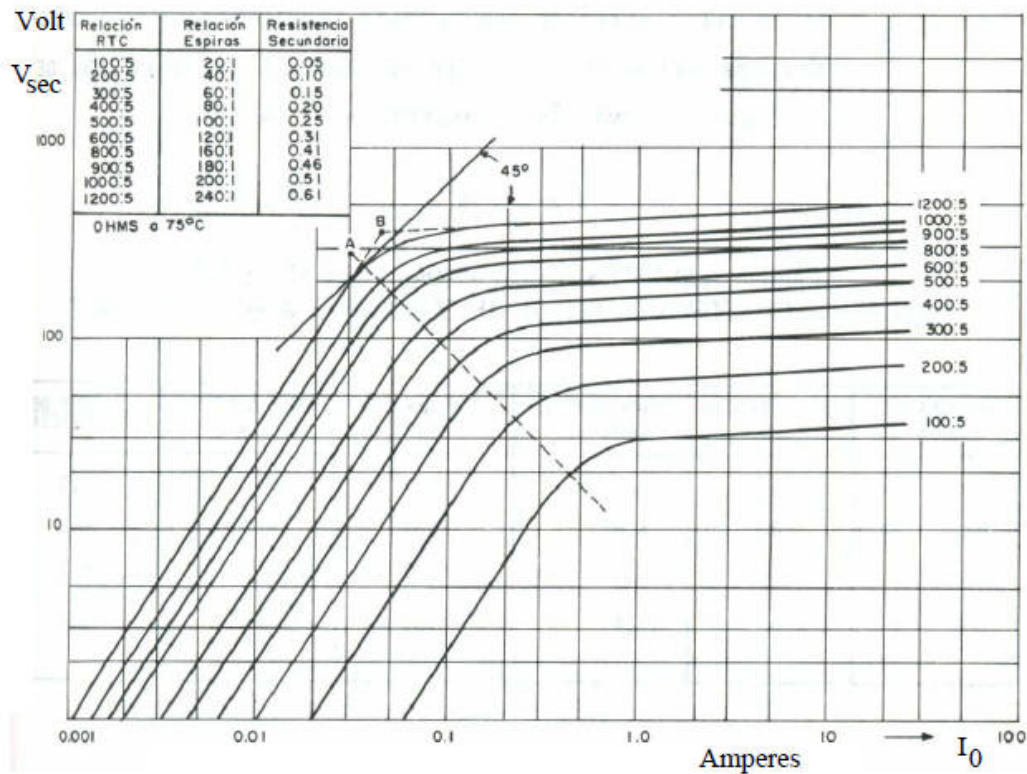


Figura 2.6 Curvas de excitación típicas para un transformador de corriente Clase C, de multirazón

2.6.- BURDEN NORMALIZADO

El burden de un transformador de corriente corresponde a la carga conectada en los terminales del devanado secundario. El término burden se usa para diferenciar la carga del transformador de corriente, de la impedancia que presenta el circuito de potencia.

El burden nominal de un transformador de corriente corresponde a la máxima carga que se le puede conectar en forma permanente, sin exceder los valores máximos de error de razón y ángulo indicados por el fabricante. La Tabla 2.1 indica valores de burden normalizados.

Designación Del Burden	Resistencia [Ω]	Inductancia [mHy]	Impedancia [Ω, a 60 Hz]	Volt-Amp (con 5 A sec.)	Factor de Potencia
Burden para Relés					
B-1	0,5	2,3	1,0	25	0,5
B-2	1,0	4,6	2,0	50	0,5
B-4	2,0	9,2	4,0	100	0,5
B-8	4,0	18,4	8,0	200	0,5
Burden para Instrumentos					
B-0.1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B-0.2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
B-0.5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
B-0.9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
B-1.8	1,62	2,080	1,8	45,0	0,9

Tabla 2.1 Burden Standard para Transformadores de Corriente con 5 A Secundarios

2.7.- PRECISIÓN DEL T/C UTILIZADO EN PROTECCIONES

El comportamiento de un relé de protección depende de la clase de precisión que el T/C mantenga no sólo a corriente nominal sino que también para las corrientes de falla. El grado de precisión para altas corrientes depende de la sección transversal del núcleo y del número de vueltas del secundario. Mientras mayor sea la sección transversal del T/C, mayor es el flujo magnético que puede desarrollarse antes de alcanzar el punto de saturación.

La saturación del T/C genera un alto error en la razón de transformación. Por otro lado, un gran número de vueltas en el devanado secundario requiere de un menor flujo magnético para inducir la corriente secundaria que debe circular a través del relé. Al respecto, existen diversas formas de determinar el comportamiento de un T/C, tanto en forma analítica como por aplicación de las normas. A continuación se considerarán algunas de ellas.

2.7.1.- CÁLCULO DIRECTO

Se hace uso de la fórmula clásica del transformador, es decir, la ecuación (2.1), que corresponde a la expresión general de tensión inducida en la bobina de un transformador de N espiras, con núcleo de sección A, a una densidad de flujo máxima Bmax y frecuencia f, despreciando la resistencia óhmica y la ecuación (2.2) que relaciona la tensión secundaria correspondiente a la suma de las caídas debidas a la circulación de corriente I2 por las impedancias de carga Zb, de fuga Ze y de los conductores ZL:

$$V_{sec} = 4,44 f N A B_{max} \quad (2.1)$$

$$V_{sec} = I_2 (Z_b + Z_e + Z_L) \quad (2.2)$$

De donde se puede obtener:

$$B_{max} = \frac{I_2 (Z_b + Z_e + Z_L)}{4,44 f N A}$$

Si el Bmax resultante es mayor que el valor correspondiente al del material del núcleo, el T/C no podrá usarse sin que los errores de medida sean mayores que los nominales.

2.7.2.- POR APLICACIÓN DE LAS NORMAS ANSI/IEEE (ANSI/IEEE STANDARD C57.13-1978) [11], [12]

Las normas ANSI/IEEE C57.13-1978 definen las clases de precisión de los T/C con las letras T y C junto a un número de clasificación. La letra T (clase H, antes de 1968) indica que este error ha sido determinado experimentalmente mientras que la letra C (Clase L, antes de 1968) indica que el error inducido en la razón de transformación puede calcularse. Para los transformadores Clase T, se entregan curvas de sobre corriente, que relacionan la magnitud de las corrientes primaria y secundaria, para un rango entre 1 y 22 veces la corriente primaria nominal, considerando una curva para cada valor de burden nominal. Para la clase C, el número de clasificación indica el voltaje que debe inducirse en el secundario con una carga normal (burden según lo especificado en Tabla 2.1) y operando con una corriente igual a 20 veces la corriente nominal primaria sin que se exceda en más de un 10% el error en la razón de transformación. Aún más, el error de razón no debiera

exceder del 10% para ninguna corriente en el rango de 1 a 20 veces la corriente nominal. En la Figura 2.8 se muestran estas curvas para las clases C100 a C800, que corresponden a los burden B-1 a B-8 dados por la Tabla 2.1, respectivamente.

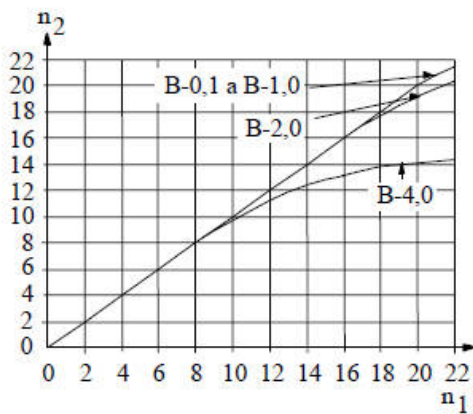


Figura 2.7 Curvas típicas de relación de sobrecorriente para T/C clase T

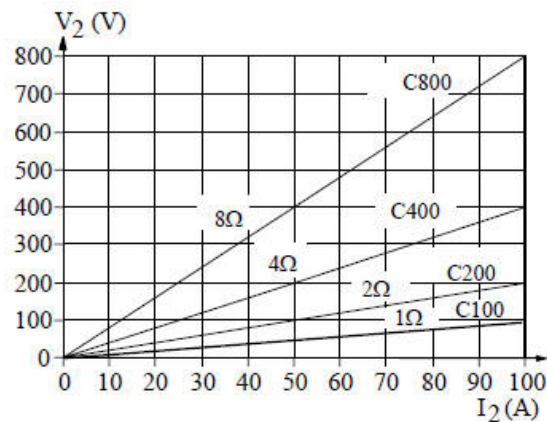


Figura 2.8 Límites de voltaje secundario para varios T/C corriente clase C

Los transformadores Clase T, agrupan a la mayoría de los transformadores del tipo bobinado, o bien aquellos en los cuales el flujo de dispersión tiene un efecto apreciable en la razón de transformación. Los transformadores Clase C agrupan a los T/C tipo bushing, cuyas bobinas se encuentran uniformemente distribuidas, o cualquier otro tipo de T/C cuyo flujo magnético de dispersión tenga un efecto despreciable en la razón de transformación.

2.8.-ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN T/C

Las principales características técnicas que deben ser indicadas al momento de seleccionar un T/C son las siguientes:

2.8.1.- CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal máxima debiera ser igual o mayor a la máxima corriente de operación del circuito en donde se conectará el T/C. La magnitud de la corriente de inrush también debe ser considerada, específicamente con respecto al efecto que puede tener en instrumentos de medidas o en relés de protecciones.

2.8.2. FACTOR DE SOBRECARGA

Es una constante dada por el fabricante, que indica cual es la máxima corriente primaria que puede circular a través del T/C en forma permanente sin exceder la temperatura máxima de los enrollados para una temperatura ambiente de 30° C. El factor de sobrecarga (Rating Factor RF) normalizado es de 1,0-1,33-1,5- 2,0-3,0 o 4,0. Por ejemplo un T/C de 100/5 con un RF igual a 1,5 puede operar en forma permanente con 150 A.

2.8.3. CORRIENTE TÉRMICA DE TIEMPO CORTO. LÍMITE DE SOLICITACIONES TÉRMICAS

Es el valor efectivo de la máxima corriente que, circulando durante un segundo por el primario de un T/C con uno de sus secundarios en cortocircuito, provoca elevaciones de temperatura que no exceden de 250 ó 350° C, según la clase de aislación sea A o B. Este límite, designado como I_{th} es entregado por el fabricante y se da como un número de veces la corriente nominal del T/C durante un segundo. Para la correcta aplicación de un T/C, y considerando tiempos de duración de la falla de hasta 5 segundos, es conveniente que se cumpla la condición dada por la ecuación (2.3), donde I_{cc} es el valor efectivo de la máxima corriente de cortocircuito en el punto de instalación del T/C y f es la frecuencia del sistema:

$$I_{th} \geq I_{cc} \sqrt{t + 0,05 * 50/f} \quad \text{Ecuacion (2.3)}$$

2.8.4.- LÍMITE DE SOLICITACIONES MECÁNICAS

Es el valor efectivo de la máxima corriente que puede circular por el primario de un T/C, sin que sus bobinas acusen una deformación permanente. Estos valores rara vez se presentan por lo que este límite no tiene aplicación práctica.

2.8.5.- LÍMITE DE SOLICITACIONES DINÁMICAS. CORRIENTE MECÁNICA DE TIEMPO CORTO

Es la máxima corriente asimétrica de cortocircuito que el T/C es capaz de soportar sin que se dañe físicamente. Este tipo de corriente se especifica solamente en T/C tipo bobinado.

Corresponde al valor máximo de la amplitud de la corriente del primer ciclo que circula por la bobina primaria estando el secundario en cortocircuito. Se le denomina también corriente dinámica y se define según (2.4)

$$I_{din} = 1,8 \sqrt{2} I_{th} = 2,542 I_{th} \quad (2.4)$$

2.8.6.- VOLTAJE NOMINAL

Corresponde a la tensión entre líneas del circuito de potencia donde se va a instalar el transformador de corriente. Los T/C pueden operar hasta con un 10% por sobre el voltaje nominal.

2.8.7.- TENSIÓN DE IMPULSO

El BIL (Basic Impulse Voltage Level) se especifica de acuerdo al voltaje nominal del sistema. La

Tabla 2.2 muestra los valores del BIL de los T/C de acuerdo a la tensión nominal del sistema.

Voltaje Nominal del Sistema kV	Máxima Tensión fase-neutro kV	BIL and full wave crest kV
0,60	0,38	10
2,40	1,53	45
4,80	3,06	60
8,32	5,29	75
13,80	8,90	110 ó 95
25,00	16,00	150 ó 125
34,50	22,00	200 ó 150

Tabla 2.2.- Basic Impulse Nominal Level para Transformadores de Corriente

2.9.- POLARIDAD Y CONEXIONES

Las polaridades relativas del primario y secundario de un T/C se identifican colocando marcas y/o símbolos H1, H2 para los terminales primarios y X1, X2 para los terminales del secundario. Según esta conexión, si H1 y X1 son bornes de igual polaridad, cuando la corriente primaria “entra” por H1, la corriente secundaria “sale” por X1.

En cuanto a las conexiones usadas en sistemas trifásicos, se pueden dar varias posibilidades dependiendo de lo que se quiera conseguir. Entre las más utilizadas están las indicadas en los acápite siguientes:

2.9.1.- CONEXIÓN ESTRELLA

Particularmente apropiada cuando se requiere obtener corrientes de secuencia cero figura 2.

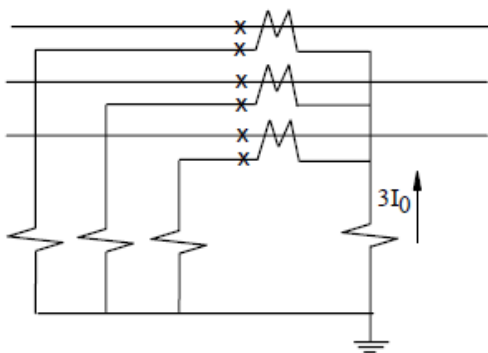


Figura 2.9 TT/CC conectados en estrella

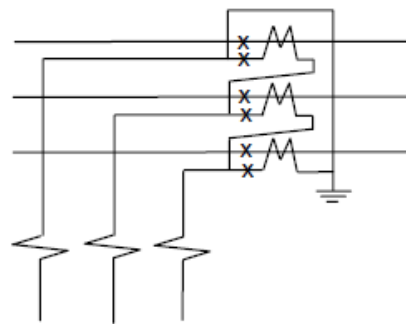


Figura 2.10 TT/CC conectados en triángulo

2.9.2.-CONEXIÓN TRIÁNGULO

Es útil en aplicaciones a protecciones de distancia. Figura 2.10

2.9.3.- CONEXIONES ESPECIALES

Utilizan sólo dos transformadores de corriente, por lo que son económicamente más convenientes. Las Figuras 2.11 y 2.12 muestran estos tipos de conexiones.

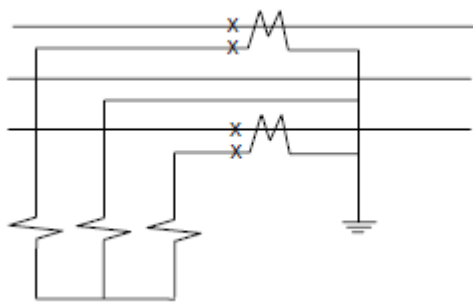


Figura 2.11 Conexión de dos TT/CC normal

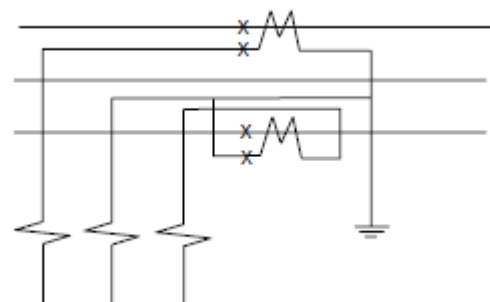


Figura 2.12 Conexión de dos TT/CC cruzada

2.10.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Son los transformadores de medida utilizados para reducir las tensiones primarias del SEP (normalmente del orden de los kV) a tensiones secundarias de rangos normalizados (115-120 volt), en forma directamente proporcional.

El transformador de potencial se define, en términos de la máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados; esto significa que la carga que es capaz de servir, sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, puede llegar a ser hasta diez veces superior a su burden nominal.



Figura 2.13 Transformador de potencial para 115 kV

2.11.- CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA FASORIAL

La Figura 2.14 muestra el circuito equivalente y el diagrama fasorial de un T/P, referidos al primario.

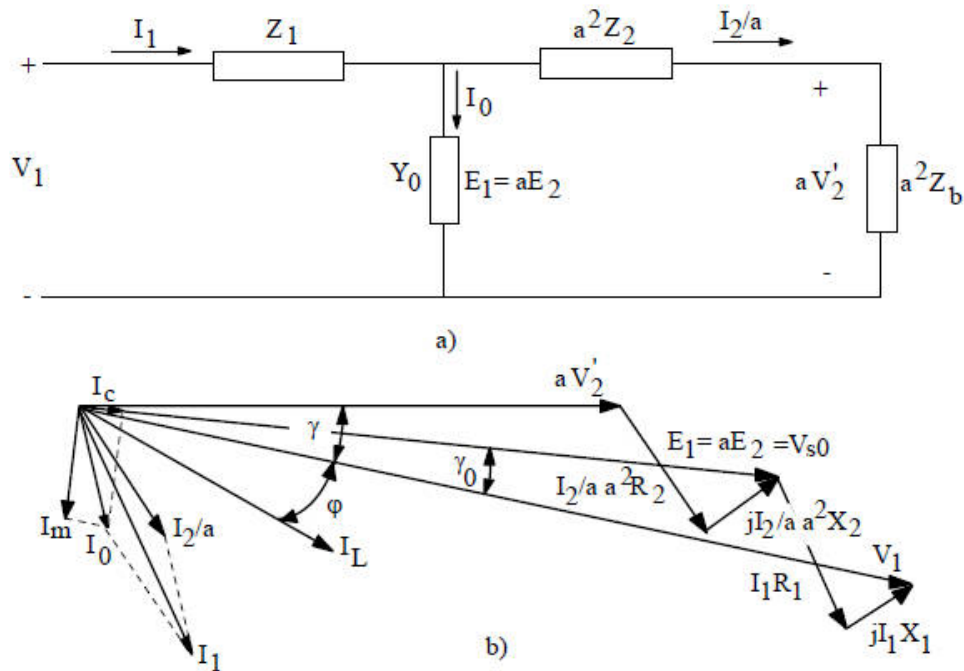


Figura 2.14 Transformador de potencial: a) Circuito equivalente y b) Diagrama fasorial

A partir del diagrama fasorial de la Figura 2.14 b), se puede inferir que la exactitud de un transformador de potencial, queda determinada por las caídas de tensión en los enrollados primario y secundario. Cuando el secundario está en circuito abierto, las caídas de tensión son causadas por la corriente de excitación que circula por el primario y en estas condiciones, la tensión secundaria es V_{s0} y existe una diferencia angular entre esta tensión y la del primario, de γ_0 grados.

Cuando el T/P tiene conectada una carga (burden) en el secundario, es necesario considerar las caídas de voltaje originadas por la corriente de carga, tanto en el primario como en el secundario. Así entonces, se tendrá la caídas de tensión asociadas a la corriente de excitación, que pueden considerarse pequeñas y constantes ya que se trabaja con densidades de flujo en el núcleo que están muy por debajo del punto de saturación y las caídas de tensión debidas a la corriente de carga. Por lo tanto, las variaciones de la carga, influyen en la exactitud del T/P.

2.12.- CARGAS NORMALIZADAS Y CLASES DE PRECISIÓN

La exactitud depende de la carga y por ello, las normas (ASA, VDE) especifican éstas. Ellas se han elegido para incluir el rango normal de servicio. La Tabla 2.1 muestra los diferentes tipos de cargas normalizadas establecidas por ASA a 60 Hertz. Es necesario hacer notar; sin embargo, que estas normas establecen que los volt-amperes y factor de potencia de las cargas deben ser los mismos en todas las frecuencias.

Designación	Volt-Amperes a 120 Volt	Factor de Potencia	Resistencia (Ohm)	Inductancia (Henry)	Impedancia (Ohm)
W	12,5	0,10	115,2	3,04	1152
X	25,0	0,70	403,2	1,09	576
Y	75,0	0,85	163,2	0,268	192
Z	200,0	0,85	61,2	0,101	72
ZZ	400,0	0,85	30,6	0,0503	36
M	35,0	0,20	82,3	1,07	411

Tabla 2.3 Cargas normalizadas según ASA

La carga que representa un instrumento o un relé determinado puede aproximarse, pero pocas veces será la misma que una de las características especificadas en la tabla anterior. Estas sirven como referencia para la exactitud del T/P.

A continuación y antes de analizar las clases de precisión, es necesario definir algunos términos que se emplean en esta clasificación, los que son válidos para todos los transformadores de medida.

- **Relación verdadera (RV):** Es la razón entre las magnitudes de la tensión o corriente del primario y las respectivas del secundario.
- **Relación marcada (RM) o relación nominal:** Es la razón entre la tensión o corriente nominales del primario y las respectivas del secundario.
- **Factor de corrección de la relación (FCR):** Es la razón entre la relación verdadera y la relación marcada.

– **Factor de corrección del transformador (FCT):** Es la razón entre la potencia verdadera y la indicada por un wáttmetro conectado a través del transformador de medida. Permite considerar tanto el error de razón como el de ángulo de fase.

Las normas ASA (C 57.13), clasifican a los TT/PP en 3 clases designadas como 0,3; 0,6 y 1,2. Estas cifras indican el porcentaje de error máximo que puede tener la razón del transformador al tener conectada una carga secundaria normalizada para cualquier voltaje comprendido entre el 90 y el 110% de la tensión nominal, a la frecuencia nominal y desde funcionamiento en vacío hasta el correspondiente a plena carga. En la Tabla 2.4 se establece esta clasificación con los límites para FCR y FCT. Los límites de FCT de la tabla 2.4 han sido establecidos para un margen del factor de potencia del circuito primario, comprendido entre 0,6 y 1, ambos inductivos.

Clase de exactitud	Límites de FCR y FCT	Error de ángulo
0,3	0,997-1,003	± 15 min.
0,6	0,994-1,006	± 30 min.
1,2	0,988-1,012	± 60 min.

Tabla 2.4.- Errores de razón y ángulo, según clase de precisión

Se puede demostrar que la relación entre el ángulo de desfase γ (considerado positivo cuando V_2 adelanta a V_1 , tal como se muestra en la Figura 2.14 b) y los factores de corrección, se puede expresar según las siguientes ecuaciones:

$$\gamma = 0,75 \frac{FCT - FCR}{FCT} \text{ (rad)}$$

$$\gamma = 2600(FCT - FCR) \text{ (min)} \quad (2.6)$$

La Figura 2.15 muestra gráficamente la relación (2.6) para las clases 0,3; 0,6 y 1,2

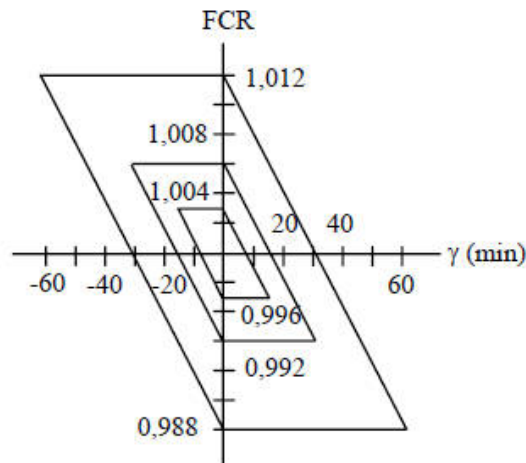


Figura 2.15.- Paralelogramos de clases de precisión de TT/PP según ASA

2.13.- POLARIDAD Y CONEXIONES

En la utilización de transformadores de potencial es importante considerar tanto la polaridad de los bornes de conexión como las conexiones que es posible realizar.

2.13.1.- POLARIDAD

En la práctica, cuando se miden voltajes alternos en forma aislada no interesa mayormente el sentido relativo y no existe un borne “positivo” o de polaridad que se deba considerar.

En cambio, cuando se deben comparar voltajes con otros voltajes o corrientes, entonces sí interesa conocer estas designaciones (conexión de wáttmetros y de relés de potencia, por ejemplo).

En los transformadores de potencial se usa una terminología similar a los transformadores de poder acostumbrándose a usar la letra H (mayúscula) para designar los bornes de los enrollados de alta tensión y la letra x (minúscula) para los bornes de los enrollados de baja tensión. Así, H1 será homólogo con x1, o bien H1; x1 e y1 serán bornes de igual polaridad de los enrollados: primario; secundario y terciario, respectivamente.

2.13.2.- CONEXIONES

Los transformadores de potencial, según se usen con propósitos de protección o de medida, suelen conectarse en alguna de las siguientes disposiciones:

2.13.2.1.-CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA (Y/Y)

Se usa generalmente cuando se requiere alimentar relés de distancia para fallas entre fases, los que se deben alimentar con tensiones entre líneas, tal como se muestra en la Figura 2.16

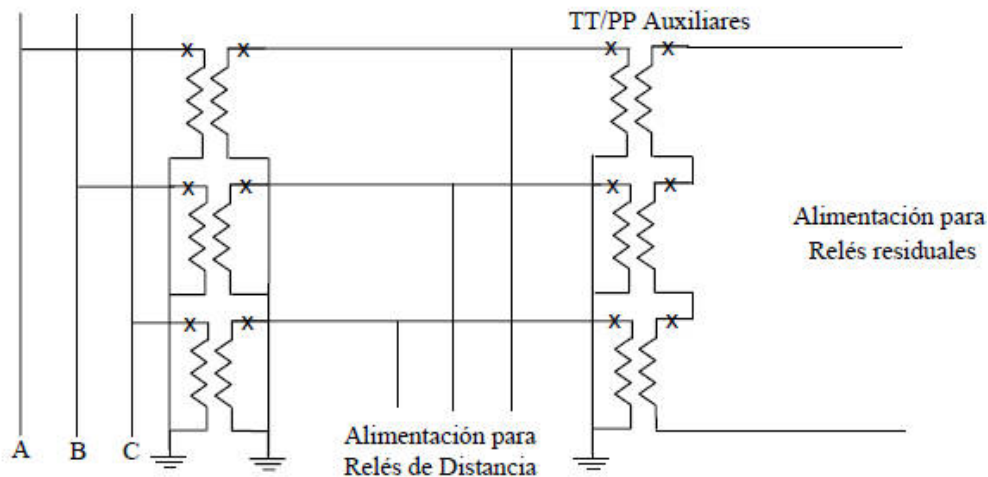


Figura 2.16 Conexión Y/Y de transformadores de potencial

2.13.2.2.- CONEXIÓN ESTRELLA/DELTA ABIERTA O DELTA INCONCLUSA

Esta conexión, se utiliza generalmente en protecciones, principalmente para polarizar relés direccionales de tierra. Como sería poco económico obtenerla usando tres TT/PP de alta tensión, generalmente se obtiene de un enrollado secundario adicional de los TT/PP, en el caso que ellos lo tengan.

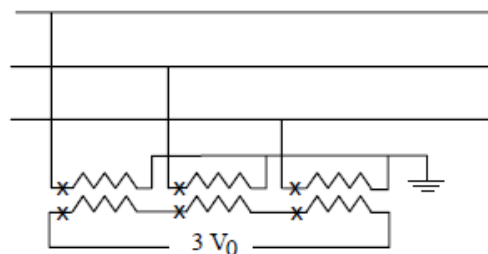


Figura 2.17 Obtención de Voltaje de secuencia cero

Otra posibilidad es usar TT/PP auxiliares, como se muestra en la Figura 2.16, que por ser de baja tensión son bastante más económicos. El voltaje residual que se obtiene de esta conexión es muy útil en protecciones para detectar una condición de falla a tierra. Para que esta conexión funcione bien es absolutamente necesario que el neutro del primario este aterrizado con el fin de permitir la circulación de la corriente de secuencia cero.

2.13.2.3.- CONEXIÓN DELTA-DELTA (Δ/Δ) Y DELTA ABIERTA O EN V (V/V)

Estas conexiones se muestran en las Figuras 2.18 a) y b) y se utilizan cuando sólo se requieren tensiones entre fases. La conexión V/V es bastante utilizada con propósitos de medida, pues se obtiene un sistema de tensiones trifásico con dos TT/PP solamente, lo que la hace más económica.

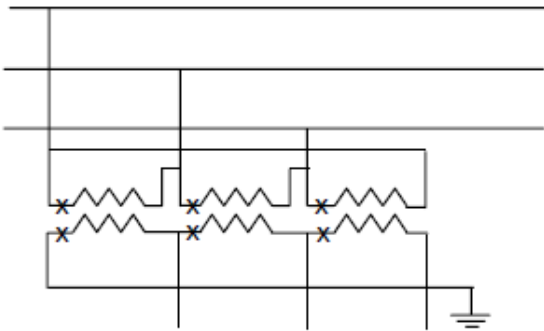


Figura 2.18 a) TT/PP conectados en Δ/Δ

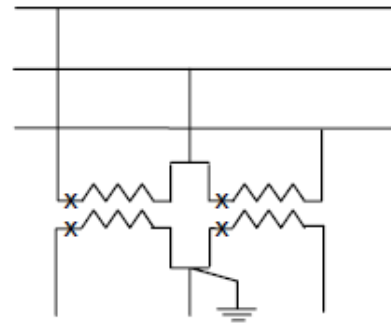


Figura 2.18 b) TT/PP conectados en V/V

CAPITULO III

PROTECCION DE GENERADORES

3.1.- INTRODUCCION

El generador es el elemento más costoso del sistema considerado tanto el costo de adquisición, cómo el costo que acarrea cualquier salida de trabajo, por ello, en general, se tiene que proteger más ampliamente que cualquier otro aparato.

Cuando en el generador se presenta una falla (Interna), la acción a tomar a diferencia de los otros aparatos, no para en la apertura del interruptor de potencia, sino que adicionalmente se debe desconectar el devanado de campo y la máquina que le impone el movimiento mecánico al rotor.

3.2.- PROTECCIÓN CONTRA FALLAS INTERNAS

Las condiciones anormales que los afectan se presentan en el estator y en el rotor

3.2.1.- ESTATOR

3.2.1.1.- FALLA ENTRE FASES

Las fallas entre fases se presentan debido al daño del aislamiento entre dos fases, esto conlleva corrientes muy grandes que pueden producir graves daños al bobinado, y de persistir, es muy probable que la falla llegue a incluir tierra, causando así un daño más significativo.

La forma más funcional de detectar fallas entre fases en el bobinado se hace por medio de un relé diferencial. La sensibilidad de este método dependerá, principalmente, del grado al cual se ajusten los TC y los relés.

El relé diferencial (Longitudinal) no puede proteger contra fallas entre espiras. Al detectar una falla entre fases, es imperativo que la unidad se dispare sin retardo, usando un disparo simultáneo (Turbina, interruptor de campo, interruptor de potencia).

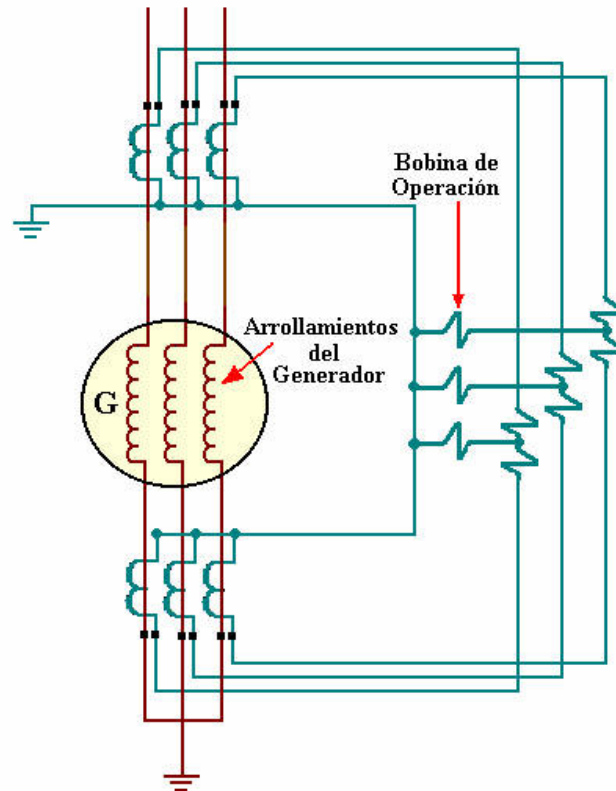


Figura 3.1 Protección diferencial longitudinal

3.2.1.2.- FALLA FASE A TIERRA

El neutro del estator del generador normalmente se conecta a través de un transformador en cuyo secundario se coloca una resistencia (Al colocarla a través de un transformador se puede usar más pequeña).

En algunos casos se usa un reactor en disposiciones resonantes para tierra. Si el devanado de una fase ó cualquier equipo conectado a él falla a tierra, el voltaje del neutro, normalmente bajo podría aumentar línea neutro dependiendo de la localización de la falla.

El método usual de detección es por un relé de voltaje a lo largo de una resistencia a tierra. Un relé de corriente se usa algunas veces en lugar de un relé de voltaje, ó como respaldo. El relé debería tener un nivel de detección a la frecuencia de línea tan baja como sea posible para reducir la zona desprotegida en el extremo neutro de los devanados.

La protección diferencial de tierra se usa en máquinas de mayor importancia. Para limitar la corriente de tierra se acostumbra conectar una impedancia al neutro que debe limitar la corriente a menos de 25 amperios. El criterio usual basado en la capacitancia del circuito normalmente resultará en menos de 10 A. El relé de falla a tierra del estator debe conectarse para disparar la unidad en unos segundos, buscando coordinarlo con los otros relés.

Cuando el transformador del generador tiene un devanado sin aterrizar o sin neutro (Trifilar), no tiene que coordinarse con otro relé, razón por la cual el disparo puede ser instantáneo.

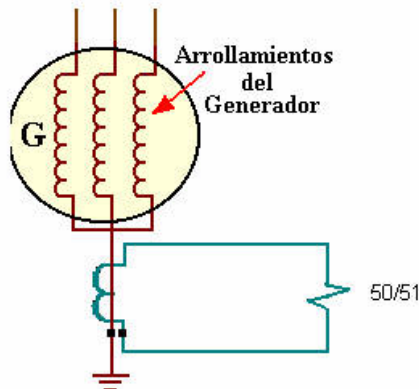


Figura 3.2 Protección con relé de corriente

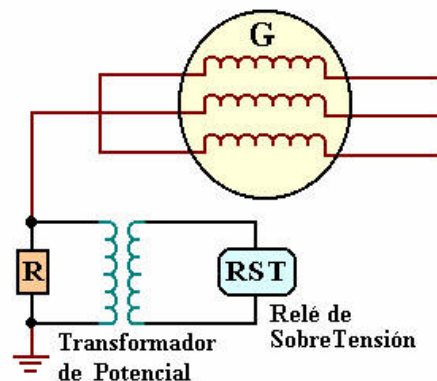


Figura 3.3 Protección con relé de Tensión

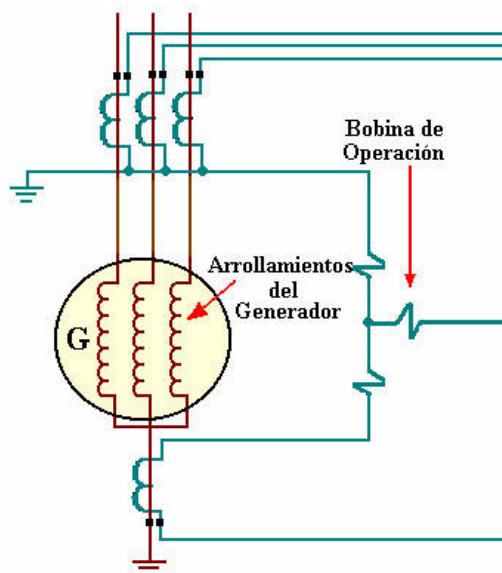


Figura 3.4. Protección diferencial de tierra

3.2.1.3.- FALLA ENTRE ESPIRAS

Puede ser bastante destructiva, ya que tiene alguna relación con el material ferromagnético puede dañar gradualmente el aislamiento y las laminaciones.

La corriente de falla puede ser muy grande, aun sin notarse en el resto del devanado, esto se puede analizar considerándose como un transformador de alta relación de transformación como se muestra en la Fig. 3.5

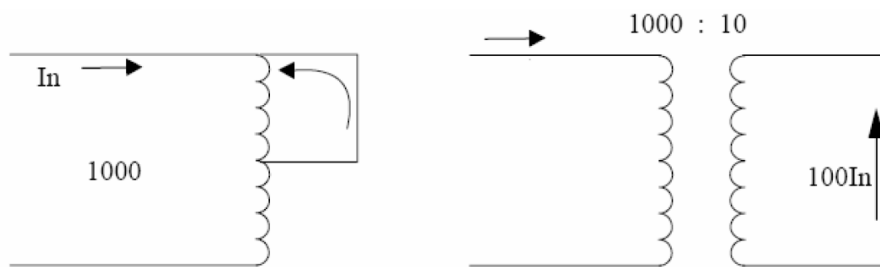


Figura 3.5. Esquema equivalente para falla entre espiras

Este tipo de fallas no se detecta con la protección diferencial longitudinal, puesto que la corriente de entrada es igual a la de salida, por ello su protección debe ser especial.

Si se tienen dos devanados por fase se puede considerar el esquema mostrado en la Fig. 3.6 en la cual como se ve, se comparan las corrientes de los devanados, que en condiciones normales deberían ser iguales.

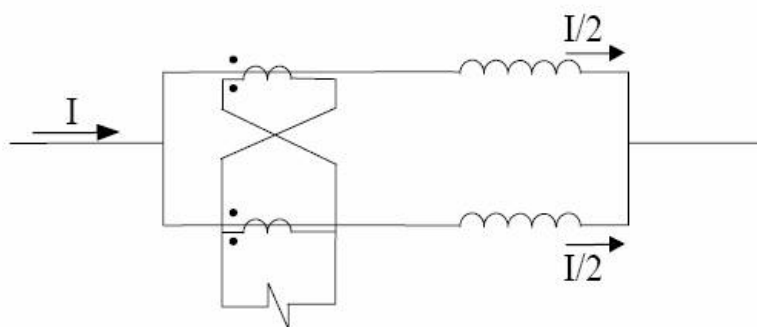


Figura 3.6 Protección diferencial transversal contra corto circuito entre espiras, cuando Existen dos devanados por fase

Si existe solo un devanado por fase, se puede emplear un transformador de potencial con el terciario conectado como filtro de secuencia cero como se ve en la figura 3.7

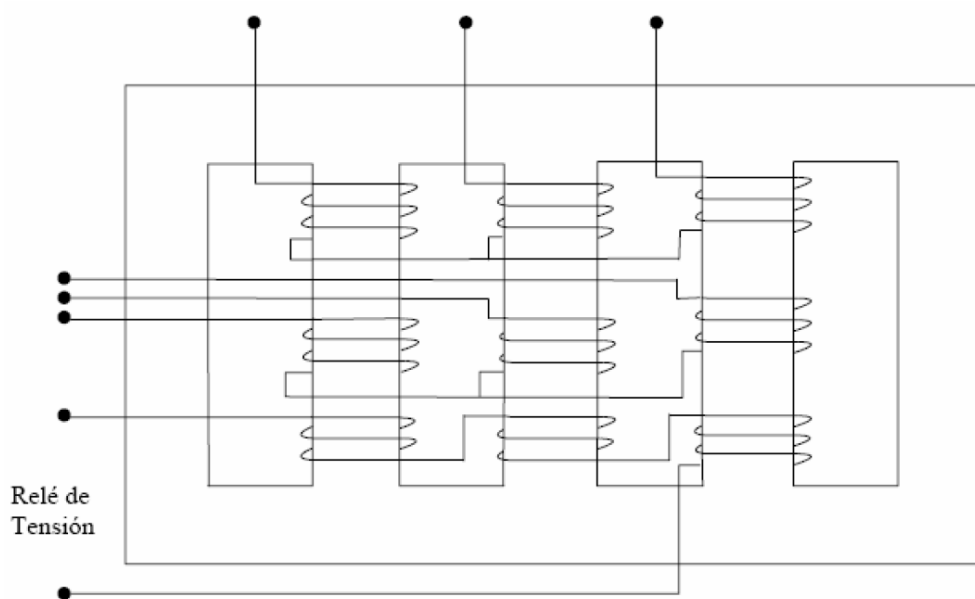


Figura 3.7 Protección diferencial transversal contra corto circuito entre espiras si se tiene un devanado por fase

3.2.2.- ROTOR

3.2.2.1.- FALLA A TIERRA EN EL DEVANADO DEL ROTOR

El devanado de campo del generador está eléctricamente aislado de tierra. Por lo tanto, la existencia de una falla a tierra en el devanado no dañará el rotor. Sin embargo la presencia de dos o más puntos a tierra en el devanado causará desbalances magnéticos y efectos térmicos que pueden dañar el devanado, el material magnético y otras partes metálicas del rotor.

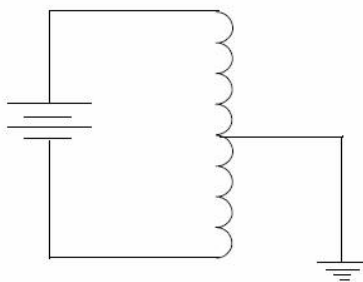


Figura 3.8. Falla a tierra en el devanado del rotor

La figura 3.9 muestra un método moderno de detección. El campo está polarizado por el voltaje c.c., el cual hace circular una corriente por el relé R cuando ocurre una falla a tierra en cualquier lugar del campo.

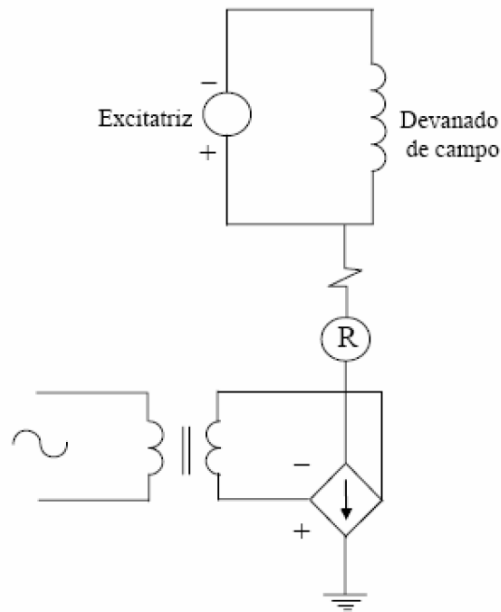


Figura 3.9. Protección contra falla a tierra del devanado del rotor

3.2.2.2.- PERDIDA DE EXCITACIÓN

Cuando se presenta una pérdida de excitación la máquina comienza a absorber reactivos del sistema y se inducen corrientes de baja frecuencia (deslizamiento) en el rotor, las cuales causan sobrecalentamiento en el rotor.

La pérdida de excitación puede detectarse, por medio de un relé de subcorriente en el circuito de campo. Además en caso de falla en la excitatriz, el relé puede no detectarla si

aparece una corriente alterna inducida por el estator, como algunos generadores grandes operan dentro de un amplio rango de excitación, el relé podría presentar problemas de operación. No se puede usar un relé de subcorriente muy rápido debido a que se podría ver afectado por corrientes alternas inducidas durante la sincronización o durante fallas externas, por ello se acostumbra a temporizar de uno a cinco segundos.

3.3.- PROTECCIÓN CONTRA FALLAS EXTERNAS

3.3.1.- MOTORIZACIÓN

La motorización de un generador ocurre cuando el flujo de vapor de la turbina se reduce tanto que desarrolla menos potencia que las pérdidas en vacío, mientras el generador está conectado aún al sistema. Suponiendo que la excitación es suficiente, el generador operará como un motor síncrono moviendo la turbina. El generador no se dañará con la motorización, pero la turbina (los álabes) puede dañarse por sobrecalentamiento. Un tipo especial de motorización ocurre cuando el generador es accidentalmente energizado con baja velocidad. La motorización seguida por pérdida de flujo de vapor puede detectarse con un relé direccional de potencia. Para evitar falsos disparos debidos a oscilaciones de potencia se requiere un retraso de tiempo de 10 a 30 segundos. Se recomienda que el relé de potencia inversa se use para producir un disparo tipo A. Alternativamente, un disparo tipo B o C se podría usar.

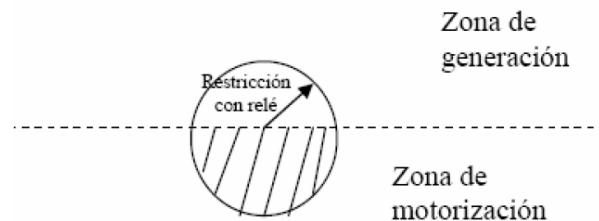


Figura 3.10. Característica de operación del relé de potencia inversa.

La motorización implicaría cavitación en turbinas hidráulicas o incendio o explosiones en los motores diésel.

3.3.2.- CARGAS DESBALANCEADAS

Cuando el generador alimenta una carga desbalanceada, las corrientes de fase y voltajes terminales varían de la relación ideal balanceada, y aparecen, por tanto una corriente de armadura de secuencia negativa (I_2) en el generador. La corriente de secuencia negativa en el devanado de armadura crea una onda de flujo magnético en el entrehierro, la cual gira en oposición al rotor, a la velocidad sincrónica.

Este flujo induce corrientes en el hierro del rotor, ranuras, anillos de retención y devanados amortiguadores al doble de la frecuencia de línea. El calentamiento se presenta en estas áreas y las temperaturas resultantes dependen del nivel y duración de las corrientes desbalanceadas.

Es posible alcanzar temperaturas a las cuales los materiales del rotor no soportan por mucho tiempo las fuerzas centrífugas impuestas en ellos, resultando en serios daños al conjunto turbina-generador.

Los fabricantes de generadores han establecido algunos límites para la corriente de secuencia negativa que podría existir permanentemente (a no ser que se especifique lo contrario), estos son:

TIPO DE GENERADOR	I_2 PERMISIBLE (%)
Enfriado directamente	10
Enfriado directamente hasta 960 MVA	8
De 961 a 1200 MVA	6
De 1201 a 1500 MVA	5

Si la corriente de secuencia negativa circula por corto tiempo el límite se fija con base a $I^{(2)}t$. En este caso se tiene:

TIPO DE GENERADOR	$I_2 t^2$ PERMISIBLE
Enfriado directamente	30
Enfriado directamente hasta 800 MVA	10
De 800 a 1600 MVA	$10-0,00625-(MVA-800)$

Donde $I^{(2)}$ es la corriente de secuencia negativa en p.u. de la base del generador y t es el tiempo en segundos.

El esquema de protección se debe diseñar para permitir corrientes de secuencia negativa hasta el límite continuo sin que se produzca una señal de disparo. También es importante alertar al operador cuando $I^{(2)}$ se acerca a la corriente de secuencia negativa permisible. Esto lo posibilita para ajustar la carga y prevenir disparos.

Para proteger el generador contra desbalances se usa un relé de secuencia negativa (ver figura 3.11), en concordancia con los valores permisibles dados antes.

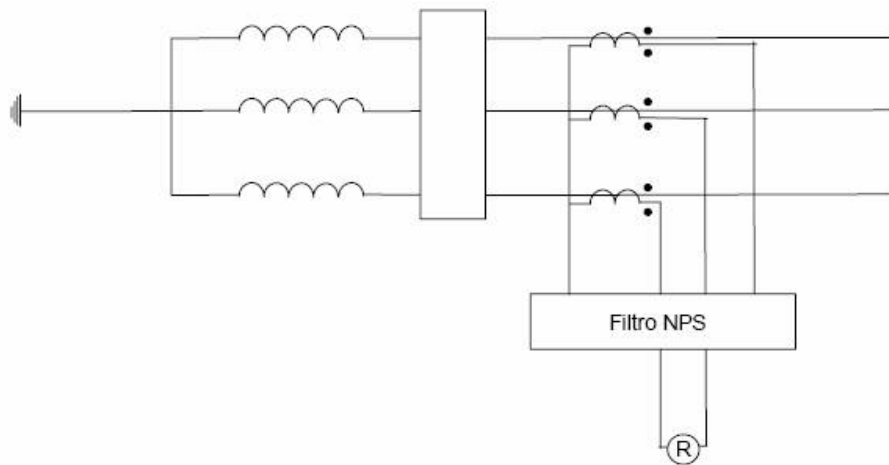


Figura 3.11. Protección contra carga desbalanceada utilizando un filtro de secuencia negativa

3.3.3.- SOBRECARGA

La sobrecarga balanceada continua causa sobrecalentamiento en los bobinados del estator. Una solución obvia a esto es la aplicación de relés de sobrecorriente. Esto se hace normalmente ya que debe ajustarse para discriminar con los relés del sistema, lo cual puede hacerlo bastante demorado; podría detectar una falla del sistema de enfriamiento del generador. El método más efectivo para detectar tal condición es por medio de detectores de temperatura colocados en varios puntos de los devanados del estator (Mirar la protección de motores de más de 1500 HP).

La bobina del detector de temperatura forma un brazo del puente de Wheatstone mostrado en la figura 3.12.

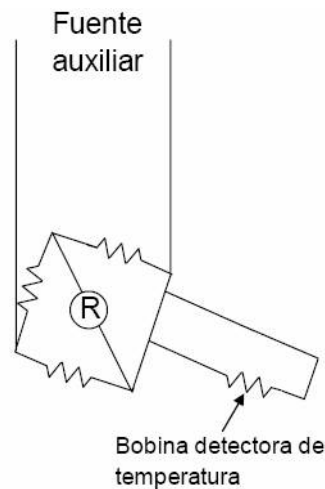


Figura 7.12. Protección contra sobrecalentamiento del estator usando bobinas detectoras de temperatura

Los conjuntos por debajo de 30 MW normalmente no se proveen con detectores de temperatura en los arrollamientos, pero tienen relés térmicos. Este tipo de relés tiene una lámina bimetálica calentada por la corriente secundaria del estator.

Esta lámina está diseñada para satisfacer la característica de calentamiento y enfriamiento de la máquina (sin embargo no proveerá protección contra sobrecalentamiento, debido a falla del sistema de enfriamiento).

3.3.4.- SOBREVELOCIDAD

Las unidades térmicas, a diferencia de las hidráulicas, responden rápidamente al aumento inicial de velocidad en caso de pérdida súbita de la carga por ello se les debe colocar protección de velocidad; esto es un relé direccional de potencia o de baja potencia para prevenir que el interruptor principal del generador se dispare bajo condiciones de no emergencia hasta que la salida del conjunto haya caído a un valor lo suficientemente bajo para prevenir sobrevelocidad al perder la carga. La protección es suplementaria al dispositivo mecánico de sobrevelocidad el cual es, usualmente, en forma de anillos operados centrífugamente en el eje del motor; estos abren y cierran las válvulas de parada si la velocidad del conjunto aumenta más

CAPITULO IV

PROTECCION DE MOTORES

4.1.- GENERALIDADES

El rango de variación de los valores nominales de los motores es demasiado amplio. Las potencias nominales (en el eje) van desde fracciones de HP hasta varios miles de HP, el capital invertido en los grandes motores es bastante alto; por ello, su protección debe ser mucho más detallada.

Las fallas pueden suceder en el motor (internas), y en la alimentación (externas). Las internas incluyen las del estator, y las del rotor.

Las fallas externas tienen que ver con la carga mecánica del eje, como la descarga mecánica; o con la alimentación, como los subvoltajes, voltajes desbalanceados o fase (s) abierta(s), arranques con giro contrario y pérdidas de sincronismo (en motores sincrónicos).

4.2.- FALLAS INTERNAS

4.2.1.- ESTATOR

Los cortocircuitos en el estator pueden ser a tierra o entre fases, y son muy perjudiciales debido a los efectos dinámicos (proporcionales al cuadrado de la corriente pico) y térmicos (proporcionales al cuadrado de la corriente eficaz).

4.2.1.1.- CORTOCIRCUITO ENTRE FASES

En motores de hasta 50 HP se acostumbra usar relés instantáneos (disparo electromagnético de tacos) o fusibles. La fijación del instantáneo se hace para un 10% por encima de la corriente de arranque.

Para seleccionar fusibles y si la carga es constante, la corriente nominal del elemento debe estar entre un 10% y un 20% por encima de la nominal (no es tan normal en motores). Si la carga es variable o se le permiten sobrecargas al motor,

$$I_{\text{nomfusible}} = \frac{I_{\text{sobrecarga}}}{K} \quad K = \begin{cases} 2,5_{\text{ tiempo sobrecarga } 23 [\text{seg}]} \\ 1,5 - 2_{\text{ tiempo sobrecarga } 10 [\text{seg}]} \end{cases}$$

Si el fusible está situado en sitios sin supervisión por parte de personal especializado se acostumbra a seleccionar con una corriente nominal del 80% de la capacidad de transporte de corriente de los conductores de alimentación. Después de seleccionar el fusible se debe constatar que la mínima corriente de cortocircuito debe ser mayor o igual a la corriente nominal del elemento fusible.

El fusible no debe actuar para el doble de la corriente de arranque. Este ajuste se puede hacer por encima del 700% de la corriente de placa del motor sin exceder 1300%.

Si el motor arranca con contactores o arrancadores magnéticos en serie y no designados para interrumpir corrientes de cortocircuito, el fusible instalado debe operar entre 0,15 y 0,2 [s] para que no opere el contactor; para ello se chequea que la corriente de cortocircuito sea del orden de 10 a 15 veces la corriente nominal del fusible. Si el fusible que cumple esto es de más de 200 [A] se debe usar un interruptor con corte en aire.

En motores de hasta 1500 [HP] se usan relés electromagnéticos secundarios fijados a un 10% por encima de la corriente de arranque del motor

$$\left(I_{\text{relé}} = \frac{1.1 * I_{\text{arranque}}}{RTC} \right)$$

En motores de más de 1500 [HP] debido a la importancia de estos motores se deben proteger con relés diferenciales (longitudinales).

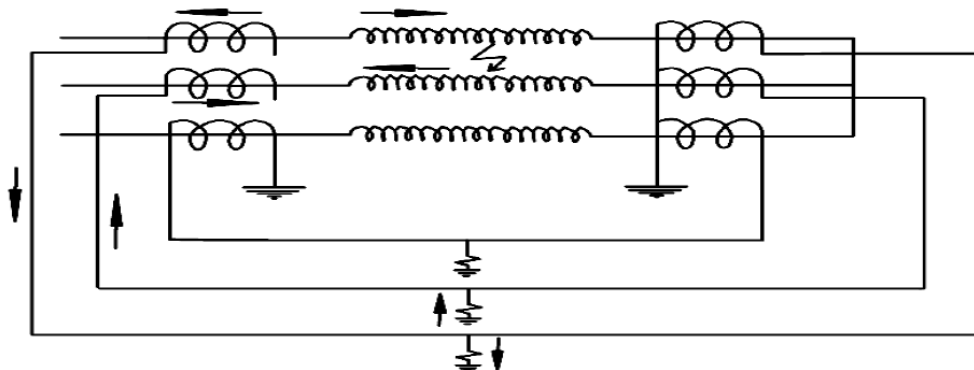


Figura 4.1. Protección diferencial longitudinal

4.2.1.2.- CORTOCIRCUITO FASE A TIERRA

La protección contra fallas de fase, normalmente sirve para detectar cortocircuitos monofásicos. Como la corriente de cortocircuito al núcleo puede ser muy dañina, se acostumbra a colocar una protección especial de falla a tierra. El relé instantáneo simple, debe accionar una alarma para fallas de más de 5 [A] y desconectar el motor si pasan de 10 [A], o simplemente, fijarlo al 30% de la corriente de plena carga.

Esta detección se puede hacer en el neutro del motor por medio de un filtro de secuencia cero.

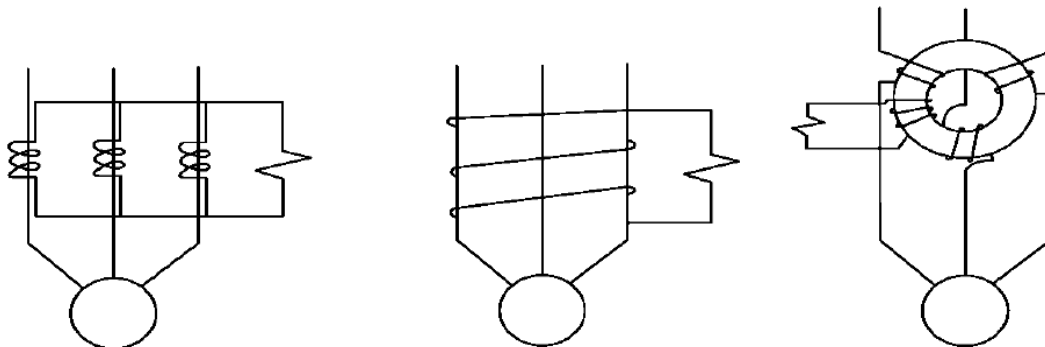


Figura 4.2. Protección de falla monofásica usando filtros de secuencia cero.

4.2.1.3.- CORTOCIRCUITO ENTRE ESPIRAS

Para motores de más de 1500 [HP] la protección la realiza el relé de falla a tierra, pero si estos son más grandes requieren una protección diferencial transversal en el caso de dos devanados por fase y un filtro de voltaje de secuencia cero en el caso de un devanado por fase.

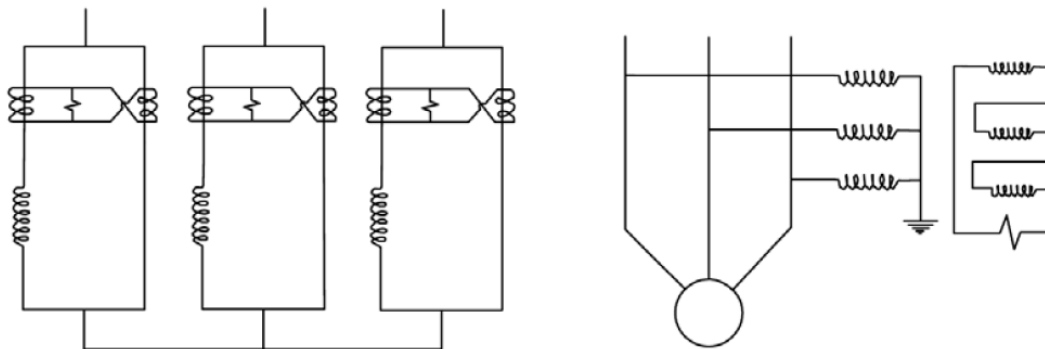


Figura 4.3. Protección contra cortocircuito entre espiras

4.2.2.- ROTOR

4.2.2.1.- PERDIDA DE CAMPO

Para máquinas que no tienen relé de pérdida de sincronismo, y para prevenir sobretensiones, desbalances en el par y pérdida de sincronismo, se les debe colocar un relé de subcorriente (electromagnético CC) fijado a un valor del 60% de la corriente nominal de campo (la necesaria para mantener la máquina en condiciones normales cuando se le aplica tensión nominal a carga nominal).

Si la máquina tiene que funcionar largos períodos como de inducción, se puede proteger con térmicos en los devanados amortiguadores.

4.2.2.2.- CORTOCIRCUITO EN EL CAMPO

En motores sincrónicos de menos de 1500 HP; para prevenir las altas corrientes (y arcos) y desbalances en el par se coloca un relé de sobrecorriente (electromagnético CC) fijado a un 150% de la corriente nominal de campo.

En motores sincrónicos de más de 1500 HP debido a la importancia, se acostumbra usar la misma protección de los generadores, esto es, un relé que actúa contra cortocircuitos en el campo (64).

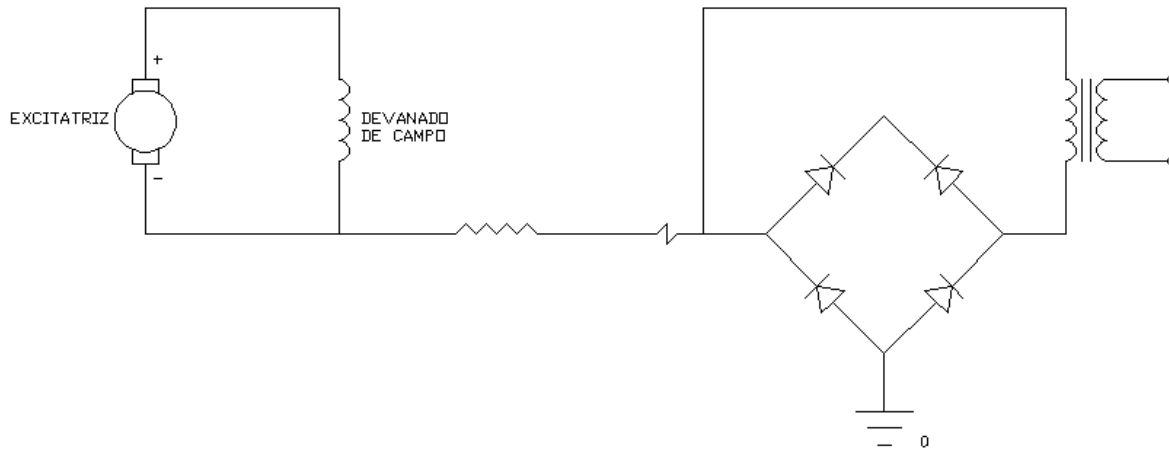


Figura 4.4. Protección contra cortocircuito en el campo

4.3.- FALLAS EXTERNAS

4.3.1.- SOBRECARGA MECÁNICA

En motores de hasta 500 HP al tener una carga mecánica superior a la nominal, al reducirse la tensión, al reducirse la frecuencia, al operar en solo dos fases, o al tener rearranques, se presentarán en el motor calentamientos en los devanados y en el aislamiento con la consecuente reducción de vida de la máquina.

Para un incremento de temperatura dado, el tiempo que puede durar la sobrecarga sin dañar el motor es:

$$t = 150 * \frac{T_{nom}}{I_{s\ nom}^2} * \frac{T_{pu} - I_{inic\ pu}^2}{I_{pu}^2 - I_{inic\ pu}^2}$$

Siendo

T_{pu} = Temperatura del motor/Temperatura nominal del motor.

T_{nom} = Temperatura nominal del motor.

I_{snom} = Densidad de corriente de los devanados [A/mm²].

I_{pu} = $I_{motor}/I_{nominal}$ del motor.

$I_{inicial}$ = $I_{inicial}/I_{nominal}$ del motor.

Las sobrecargas se pueden permitir si no tienen mucha duración como se muestra en la combinación de gráficas del relé y el motor.

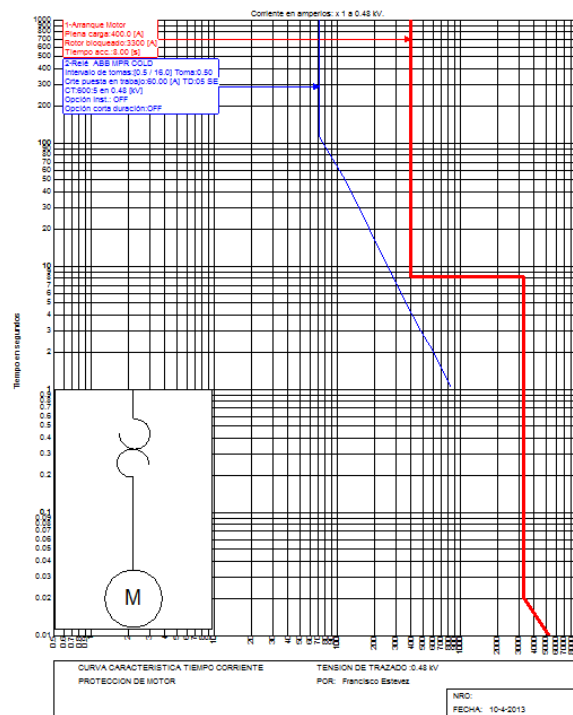


Figura 4.5 Curvas Relé Motor

La protección de sobrecarga (bimetálico) se debe fijar para:

Motores con factor de servicio no menor de 1,15 125%, Motores con incremento de temperatura marcado y no mayor de 40% 125%

Todos los otros motores 115%

Si el térmico seleccionado no permite el arranque del motor o la conexión de carga, se debe seleccionar el del siguiente valor nominal superior sin exceder:

Motores con factor de servicio no menor de 1,15 140%, Motores con incremento de temperatura marcado y no mayor de 40% 140%

Todos los otros motores 130%

Cuando el motor tiene varias velocidades se debe considerar cada condición separadamente. Si por la protección no pasa toda la corriente del motor (Arranque estrella-delta, motor con corrección del factor de potencia después del térmico) se debe considerar el porcentaje correspondiente para su fijación y selección.

En lugar de la protección anterior se debería tener un protector térmico integral con el motor con una corriente de disparo en función de la de plena carga, de:

Motores con corriente a plena carga de hasta 9 [A] 170%, Motores con corriente a plena carga de hasta 9,1 a 20 [A] 156%, Motores con corriente a plena carga mayores de 20 [A] 140%

En motores de hasta 1500 HP las normas NEMA permiten un máximo tiempo de disparo con el 125% de la corriente nominal 60 minutos, y dos minutos con el 200% de la misma.

Una práctica aceptable es usar relés de sobrecorriente (51) fijados entre el 125% y el 160% de la corriente nominal, pero mucho más correcto es el uso de relés térmicos (49) debido a que se ciñen más a las características del motor. Para fijarlos se deben considerar tres cosas:

1. La constante de tiempo del relé debe ser igual o ligeramente menor a la del motor. Esta se puede fijar en etapas de 20, 30, 40, 60, 80, y 110 minutos mediante la combinación de diferentes espesores de placas metálicas en el elemento sensible al calor (un bimetálico colocado como república) si no se el dato, y es muy difícil obtenerlo, se puede tomar de valores típicos.

2. La corriente mínima de operación (corriente que lleva el relé a su temperatura de estado estable de 60° C sobre la temperatura ambiente (40° C en algunos casos)). Esta se puede fijar entre 4 y 5 [A] (Secundarios o a través de un TC o un TC y un transformador auxiliar).

3. La temperatura mínima de operación se debe fijar entre 5 y 10° C por encima de la temperatura permanente del motor.

En motores mayores de 1500 HP la protección térmica se hace igual a la anterior, pero adicionalmente se colocan detectores de temperatura (termostato) que pueden desconectar el motor cuando tenga un incremento de temperatura mayor que el de la placa en una temperatura ambiente de 40° C (En condiciones especiales se puede aplicar a motores de unos pocos HP).

4.3.2.- SUBVOLTAJES

La reducción del voltaje de alimentación (sobrecarga en el alimentador, cortocircuitos no muy lejanos, arranque de grupo de motores,...) implica una reducción mayor del torque (proporcional al cuadrado de la tensión). Si el par mecánico potencia reactiva y por tanto la corriente del motor aumenta.

Si los motores permanecen conectados cuando se cae el voltaje de alimentación o cuando existe un apagón momentáneo tratarán de arrancar por sí mismos y si son varios las barras podrían ser incapaces de darles la tensión necesaria.

La experiencia indica que si el tiempo de desenergización es menor de 0,4 segundos, es posible mantenerlos conectados, pero si es mayor, se deben disparar motores de menor importancia. Esto se logra con un relé de subvoltaje (27) temporizado a unos 0,5 segundos. Cuando los motores son importantes se deben conectar después de unos 10 a 15 segundos de la desenergización.

El voltaje de operación se debe conectar a un valor más bajo que aquel para el cual el torque máximo es igual al de la carga mecánica esto es, entre el 60 y 70% del voltaje nominal.

4.3.3.- VOLTAJES DESBALANCEADOS

Para prevenir los incrementos en las corrientes en las fases con voltaje no reducido, y los calentamientos debidos a las corrientes de doble frecuencia en el rotor (lo cual implica una resistencia del rotor de 3 a 6 veces la ofrecida a la corriente normal, debido al efecto piel) se debe colocar un relé instantáneo de secuencia negativa (46). Este mismo relé puede prevenir arranques con sentido de giro contrario.

En motores de rotor bobinado se pueden fijar para una corriente igual a $\sqrt{I_1^2+6*I_2^2}$ en el rotor.

Si los motores son pequeños la protección se hace con un relé térmico bimetálico que detecta operación monofásica o desbalanceada.

4.3.4.- PERDIDA DE SINCRONISMO

Cuando ocurre una sobrecarga severa o una reducción del voltaje, los motores sincrónicos se pueden salir del sincronismo con la consecuente inducción de corrientes dañinas en la jaula del rotor y el aumento de corriente en el estator. Para prevenir esto se coloca un relé que detecte el cambio de factor de potencia conocido comúnmente como relé de pérdida de sincronismo (55) cuya característica se muestra en la figura.

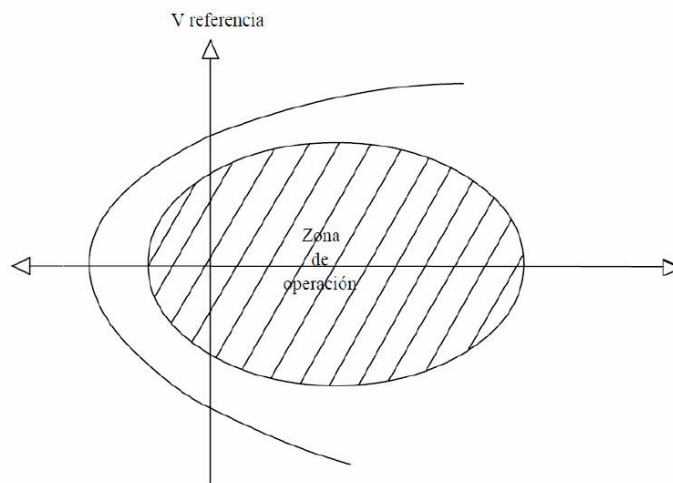


Figura 4.6 Zona de Operación

4.4.- ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

4.4.1.- MOTORES DE INDUCCIÓN

De hasta 1500 HP

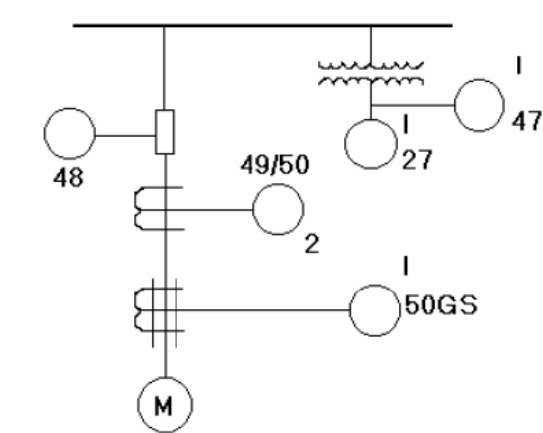


Figura 4.7. Esquema de protección recomendado para motores de inducción de hasta 1500 HP
De más de 1500 HP

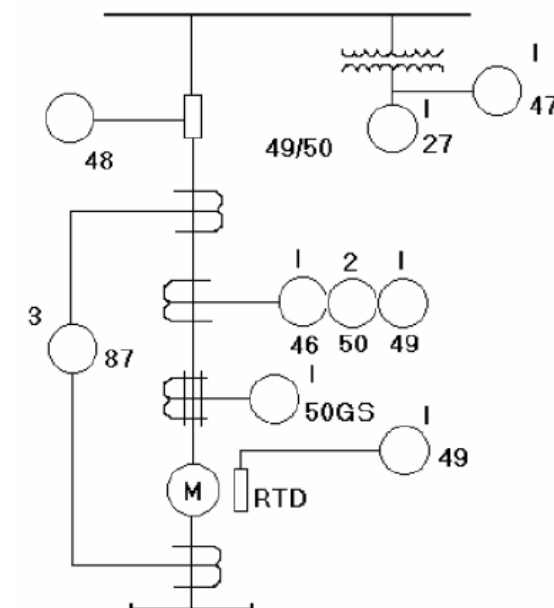


Figura 4.8. Esquema de protección recomendado para motores de inducción de más de 1500 HP

4.4.2.- MOTORES SÍNCRONOS

De hasta 1500 HP

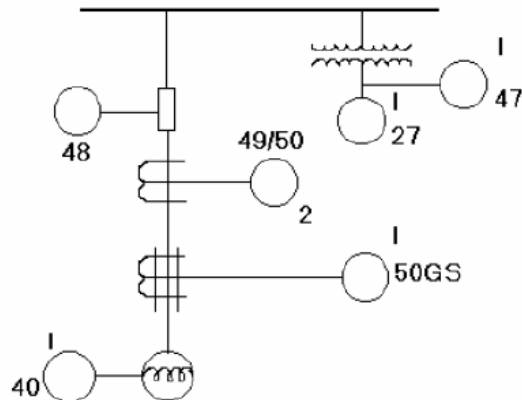


Figura 4.9. Esquema de protección recomendado para motores síncronos de hasta 1500 HP

De más de 1500 HP

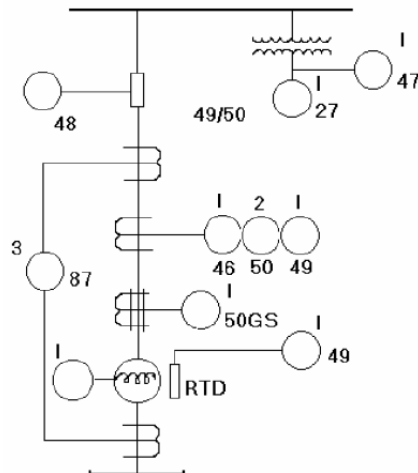


Figura 4.10. Esquema de protección recomendado para motores síncronos de más de 1500 HP

CAPITULO V

PROTECCION DE TRANSFORMADORES

5.1.- INTRODUCCIÓN

La protección principal comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual (87T).

Esta protección se complementa con relés de sobrecorriente tanto de fase como Residuales (51/51N). Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como la térmica (49), contra sobre cargas (63B), entre otras.

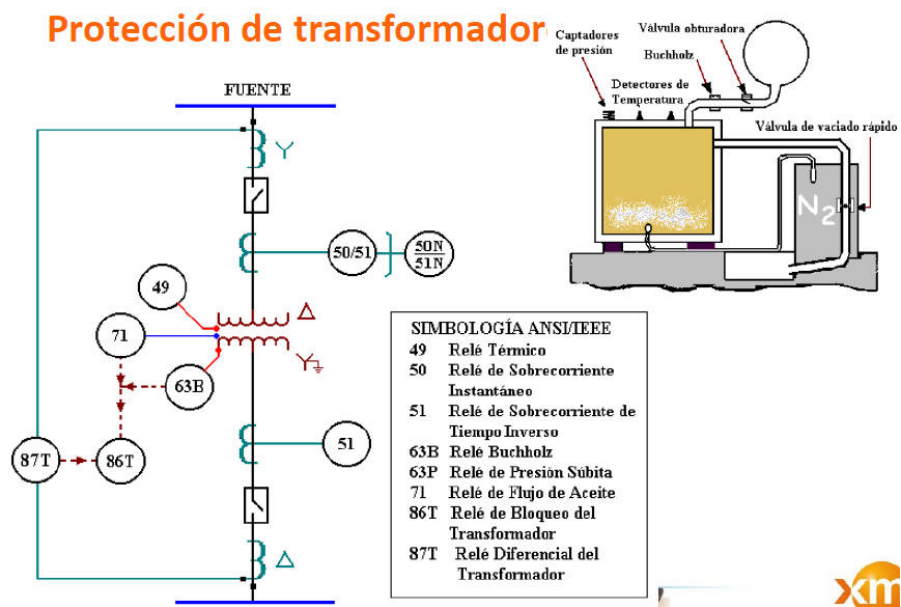


Figura 5.1 Protección de transformador

5.2.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Es un relé que opera cuando el vector de diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares, excede un valor predeterminado. Compara las corrientes de entrada y de salida del elemento protegido. Opera abriendo los interruptores en ambos extremos del elemento protegido. Sirve para proteger contra fallas internas en el transformador.

Aspectos influyentes en la operación incorrecta del relé diferencial:

- Niveles de tensión diferentes.
- Desfasamiento de 30 grados entre las señales de entrada y salida.
- Corriente inicial de magnetización.
- La protección diferencial siempre se activa cuando detecta fallas dentro del sistema que está protegiendo.

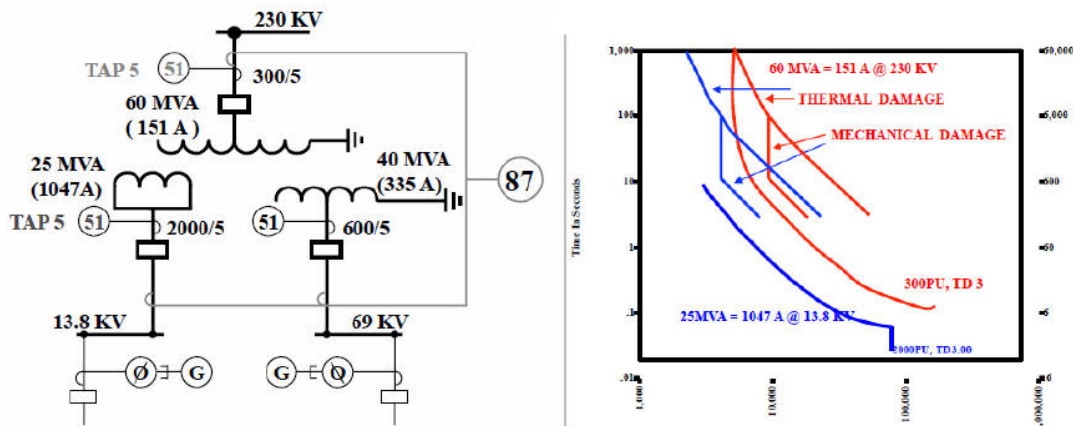


Figura 5.2 Proteccion Diferencial

5.2.1.- CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

La base de la protección diferencial es la conexión de los transformadores de corriente situados en el primario y en el secundario.

Debido a que las corrientes en el primario difieren de las medidas en el secundario por la relación inversa de transformación; para poderlas comparar se tiene que relacionar las relaciones de transformación de los TC' s para compensar de acuerdo a lo siguiente:

$$\frac{I_{prim}}{I_{sec}} = \frac{1}{a} \frac{V_{sec}}{V_{prim}}$$

Si los transformadores de potencia son $\Delta - Y$ las corrientes primarias y secundarias tendrán una diferencia adicional en magnitud de $\sqrt{3}$, y una diferencia angular adicional de 30° para evitar que debido a la conexión del transformador de potencia el relé opere erróneamente, esta se compensa con la conexión de los TC's, esto es, en un transformador $\Delta - Y$. los transformadores de corriente primarios se conectarán en Y y los secundarios en Δ .

Estas condiciones se muestran en la tabla 5.1 y se ilustran en el ejemplo mostrado en la figura 5.3.

Tabla 5.1 Conexión de los transformadores de Potencia y Corriente

Conexión del Transformador de Potencia	$\Delta - Y$	$Y - \Delta$	$\Delta - \Delta$	$Y - Y$	$\Delta - \Delta$
Conexión del Transformador de Corriente	$Y - \Delta$	$\Delta - Y$	$Y - Y$	$\Delta - \Delta$	$\Delta - \Delta$

Si se tiene un transformador de potencia el cual se le va a conectar la protección diferencial, el primer paso consiste en conectar los transformadores de corriente de manera que no ocurra el disparo para fallas externas (o cargas), esto se hace fijando unas corrientes de 1, a y a^2 en el lado Y, obteniendo las correspondientes del lado delta de la línea y las secundarias de los transformadores de corriente; luego se conecta los transformadores de corriente del lado delta en Y y llevando los terminales del lado no común a la estrella de cada uno de los relés; la salida de los relés se conecta a los transformadores de corriente del lado Y teniendo el cuidado de sacar del relé la misma corriente que le entro del otro grupo de TC's como se ve en la figura 5.3.

Si el transformadores es multidevanado se sigue el mismo proceso por cada par de devanados.

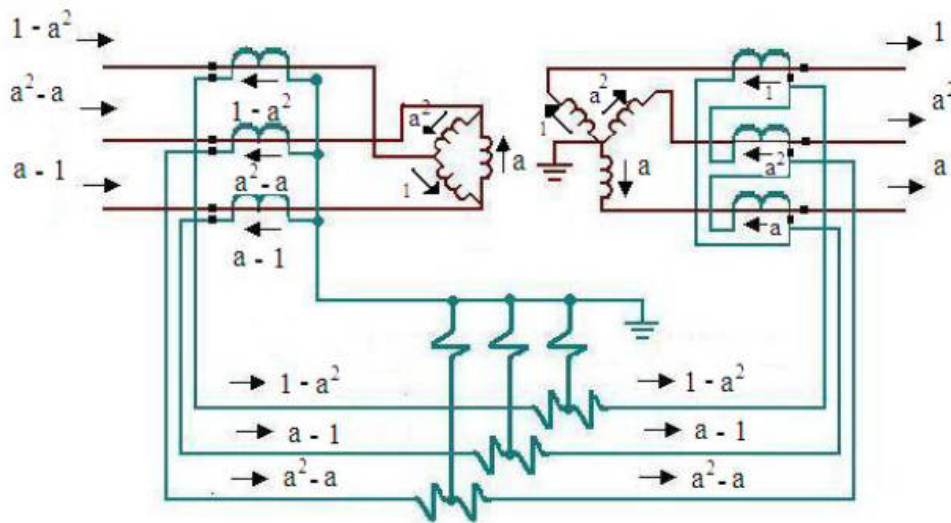


Figura 5.3. Protección diferencial para un transformador

5.2.2.- RELACION DE TRANSFORMACIÓN ESQUEMA DIFERENCIAL

Los TCs juegan un papel muy importante en la correcta aplicación de la protección diferencial tomando en cuenta que en los transformadores, la magnitud del voltaje y la corriente en el primario y secundario son diferentes no solo en magnitud sino también en ángulo (que depende del grupo de conexión del transformador).

Para equilibrar la magnitud de la corriente en el primario y secundario del esquema diferencial, se tiene que seleccionar la RTC de los TCs de los dos lados para entregar una misma corriente secundaria. Se deberá tomar en cuenta la clase del TC más adecuada, y las corrientes de falla externas máximas no produzcan saturación en dicho TC. Por ejemplo, un transformador de 10 MVA, 6 kV – 13,8 kV, con corrientes máximas de cortocircuito externas de 11,8 kA en el lado de 6 kV y 7,6 kA en el lado de 13,8 kV, maneja las siguientes corrientes en condiciones nominales:

$$I_{n1} = \frac{10MVA}{\sqrt{3} \times 6kV} = 960 [A]$$

$$I_{n2} = \frac{10MVA}{\sqrt{3} \times 13,8kV} = 420 [A]$$

Las corrientes máximas que no producen saturación en los TCs son quienes definen su relación de transformación. Si el TC seleccionado es de clase 5P20 (TC de protección que produce el 5% de error cuando circula una corriente de 20 veces la corriente nominal), se tiene que:

$$I_{f1} = \frac{11,8 \text{ kA}}{20} = 590 \text{ [A]}$$

$$I_{f2} = \frac{7,6 \text{ kA}}{20} = 380 \text{ [A]}$$

Seleccionar la relación de transformación del TC1 en base al cálculo de I_{f1} significa que, si la corriente nominal que circula por el primario fuera 590A, la corriente de falla de 11,8kA sería exactamente 20 veces la corriente nominal, por lo tanto se aprovecharía el TC 5P20 inicialmente planteado. Pero como la corriente nominal no es 590A, sino 960A, quien define la relación de transformación del TC1 es la mayor, es decir 960A (la corriente nominal real), de tal forma que el TC será capaz de manejar una corriente de falla máxima de $960\text{A} \times 20 = 19,2\text{kA}$ sin producir saturación. Esta corriente es mayor a la corriente de falla máxima de 11,8kA, por lo tanto el TC funcionará sin problemas, en caso de que ocurra una falla que haga circular por el primario del TC una corriente de esa magnitud. Si, por otro lado, la corriente I_{f1} fuese mayor a la corriente nominal, por ejemplo $21\text{kA}/20 = 1050\text{A}$, quien define la relación de transformación es I_{f1} , porque si se selecciona el TC con 960A, la corriente a la cual no se produce saturación, $20 \times 960\text{A} = 19,2\text{kA}$, es menor a la máxima corriente de falla (21kA). Hay que recordar que el esquema diferencial no debe operar para fallas externas. Si uno de los TCs se satura, por corrientes excesivamente altas producto de fallas externas, no reflejará adecuadamente su valor al secundario por lo que la protección diferencial podría operar. La misma metodología se debe emplear para la elección de la relación de transformación del TC2.

En el ejemplo planteado, quienes definen la relación de transformación son las corrientes I_{n1} e I_{n2} . Las RTCs deben ser aproximadas a valores estándar disponibles, en este caso se tiene:

$$RTC1 = 1200/5$$

$$RTC2 = 500/5$$

La forma de conexión de los TCs de las fases (en Y o en delta) está relacionada directamente con el grupo de conexión del transformador de potencia y es especialmente importante cuando se trata de una conexión Y – D. El desfase de ángulo, debido a esta conexión, se compensa conectando los TCs en forma contraria al del bobinado del transformador de potencia en ese lado; para el ejemplo anterior, se asume una conexión Yd1 (ver gráfica 5.1), los TCs en el secundario (lado D), deberán estar conectados en Y, mientras que los del primario en delta con el mismo desfase que el grupo de conexión que el transformador de potencia. Para la correcta aplicación de este criterio hay que tomar muy en cuenta la polaridad de los TCs.

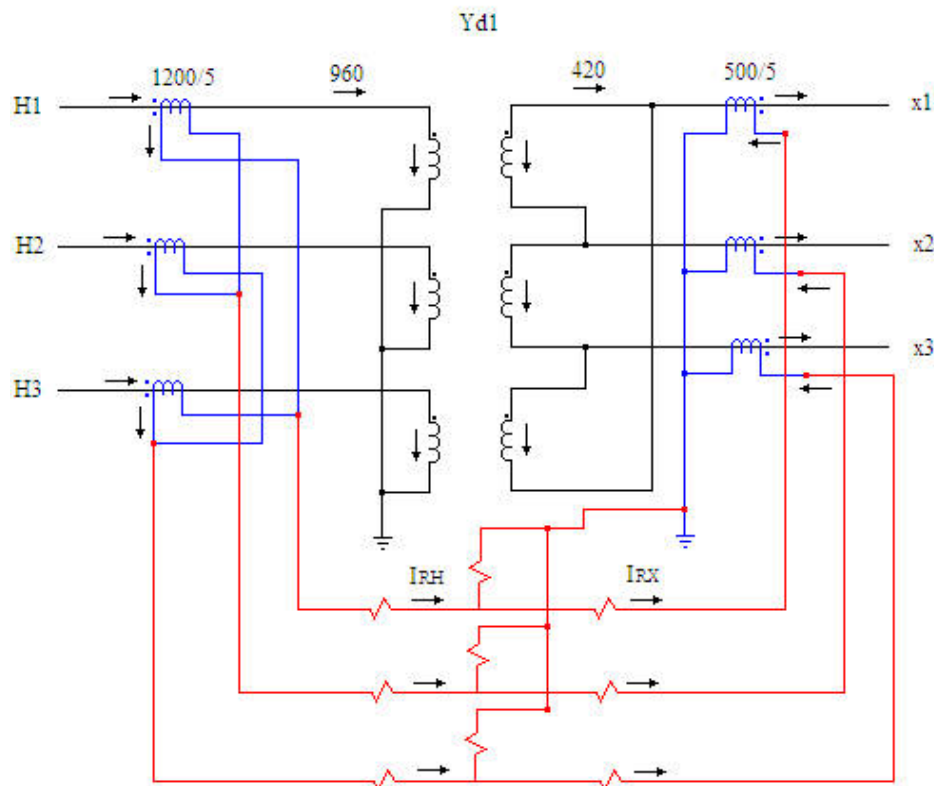


Figura 5.4 Conexión de TCs para un Esquema Diferencial en un Transformador con Conexión Yd1

Los relés modernos tienen disponibles TAPs para escalar de mejor manera las corrientes que ingresan a la protección diferencial. En las siguientes ecuaciones las corrientes I_{RH} e I_{RX} serán iguales a:

$$I_{RH} = \sqrt{3} \times 960A \times \frac{5}{1200} = 6,92 A$$

$$I_{RX} = 420A \times \frac{5}{500} = 4,2 A$$

Notar que para el cálculo de I_{RH} aparece el factor $\sqrt{3}$, esto es porque las corrientes que llegan al relé son corrientes de línea y como los TCs en ese lado están conectados en delta, las corrientes secundarias serían las corrientes de fase dentro de la delta. El Tap del relé deberá ser ajustado a:

$$\frac{I_{RH}}{I_{RX}} = \frac{TAP}{5A}$$

$$TAP = 5A \frac{6,92A}{4,2A} = 8,3$$

Algunos RMM no requieren tanta información, ni la conexión de TCs en Delta para igualar las corrientes; normalmente se conectan los TCs de los dos lados del transformador en estrella y el relé se encarga de realizar todos los ajustes necesarios vía software, para corregir los valores de las corrientes medidas.

5.2.3.- CORRIENTE MAGNETIZANTE DE ENERGIZACIÓN

En estado normal, la corriente de magnetización de un transformador está entre el 5 y 10% de la corriente nominal; pero en el momento de la energización, aparece una corriente de magnetización transitoria que puede tomar valores iguales a varias veces la corriente nominal. La magnitud de la corriente depende principalmente del valor instantáneo del voltaje que alimenta al transformador en el momento exacto en que ocurre la energización.

Otro factor importante es el flujo remanente. La gráfica a continuación muestra una curva típica de magnetización para un transformador

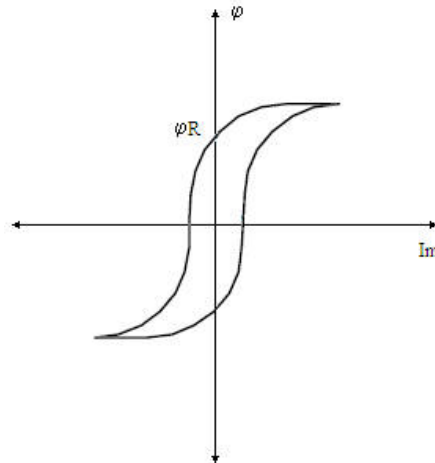


Figura 5.5. Curva de Magnetización Típica en un Transformador

El flujo magnético es función de la corriente de magnetización de acuerdo a la curva de magnetización. Cuando se desenergiza el transformador y por tanto se suspende la corriente de excitación, el flujo magnético no desaparece por completo sino que toma un valor φ_R (flujo remanente). Si el transformador es reenergizado, el flujo presente en el núcleo será φ_R pero debería idealmente cambiar a un valor distinto de acuerdo a la curva de magnetización, dependiendo del voltaje de alimentación en el instante de la reenergización.

Si la reenergización ocurre justo cuando la onda de voltaje genere un flujo magnético con valor φ_R (ver figura 5.6), la corriente de excitación no sufrirá ningún fenómeno transitorio que la haga crecer; pero si ocurre en cualquier otro punto, por ejemplo cuando el voltaje corresponda a un flujo $-\varphi_{MAX}$ se producirá un transitorio debido a que el flujo magnético no puede cambiar instantáneamente de φ_R a $-\varphi_{MAX}$.

Para compensar esta discontinuidad, la onda del flujo magnético se desplazará hasta φ_R como se muestra en la figura 5.7.

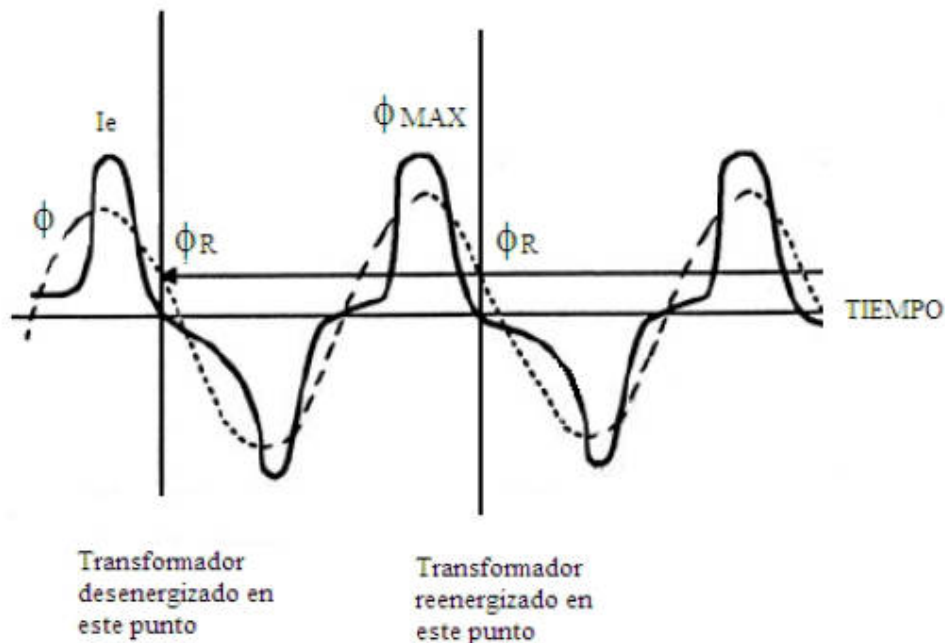


Figura 5.6. Corriente de Magnetización en la Energización de un Transformador en el Punto donde el Voltaje Corresponde al Flujo Magnético Residual

El flujo magnético desplazado alcanzará un valor máximo de $(|\phi_R| + 2|\phi_{MAX}|)$. Este flujo extremadamente grande producirá saturación en el núcleo y por tanto un considerable aumento en la corriente de excitación.

El transitorio producido en la corriente, depende de la constante L/R del circuito. En transformadores conectados directamente a generadores, el tiempo de duración del transitorio es mucho mayor ya que la resistencia entre la fuente y el transformador (R) es muy pequeña.

Los tiempos de duración de la corriente de energización I_{INRUSH} pueden variar desde 10 ciclos para unidades pequeñas hasta 1 minuto en transformadores grandes.

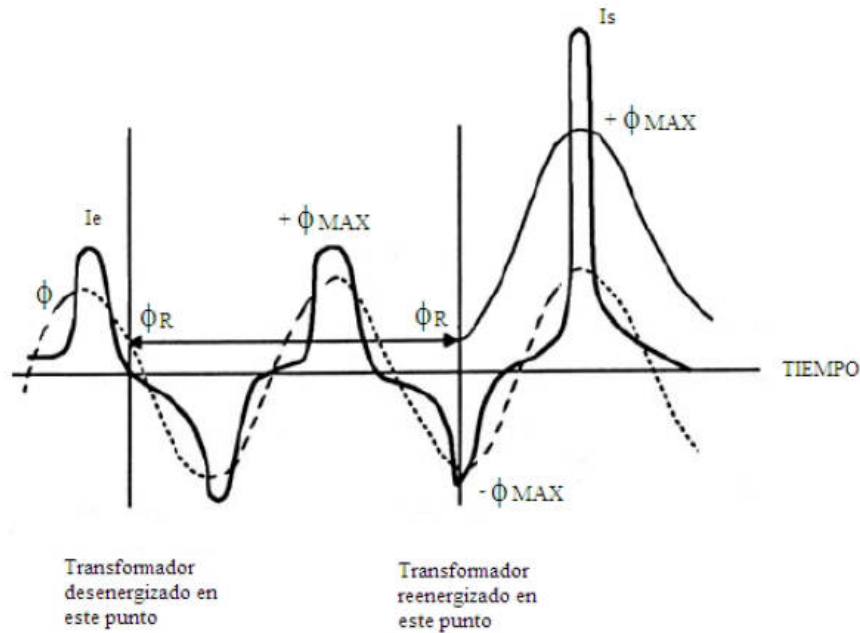


Figura 5.7. Corriente de Magnetización en la Energización de un Transformador en el Punto donde el Flujo Magnético Está en su Valor Máximo Negativo

La corriente I_{INRUSH} puede tomar valores de varias veces la corriente nominal, durante su periodo transitorio, y al circular esta únicamente por uno de los dos devanados, podría ser vista por la protección diferencial como una falla interna en el transformador (ver figura 5.8). Al operar la protección diferencial disparará inmediatamente al interruptor del transformador impidiendo que este pueda entrar en operación.

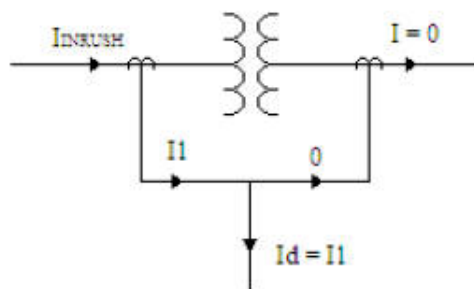


Figura 5.8. Distribución de Corrientes por el Esquema Diferencial en el Momento de la Energización del Transformador.

La corriente I_{INRUSH} se caracteriza por tener un alto contenido de armónicos, principalmente de segundo orden, debido a la característica no lineal del núcleo.

Para evitar que la protección diferencial opere por la corriente I_{INRUSH} , los RMM cuentan con filtros de armónicos que estiman la cantidad de corriente segunda armónica presente en la corriente de energización, si esta supera un valor establecido como parámetro de calibración, se bloqueará el disparo de la protección.

Para determinar el valor de calibración para bloqueo por I_{INRUSH} , se puede realizar mediciones de corriente segunda armónica en el transformador en el momento de la energización, sin embargo, debido al alto costo y dificultad que estas pruebas representan, resulta más conveniente encontrar estos valores mediante simulación. El valor de la corriente segunda armónica encontrada por cualquiera de estos dos métodos debe ser utilizado como ajuste para el relé, menos un porcentaje de seguridad del 20%. Se deben realizar varias simulaciones con distintos ángulos de energización (ángulo de la onda de voltaje en el momento de la energización), para tomar el mínimo valor de la corriente segunda armónica para asegurar el bloqueo del relé en cualquier condición de energización.

$$I_{BLOQUEO_INRUSH} = \frac{I_2}{I_1} \times 0,8$$

El relé diferencial se bloqueará cuando cualquiera de las corrientes segunda armónica de las fases supere el valor de bloqueo por I_{INRUSH} .

5.2.4.- CORRIENTE MÍNIMA Y PENDIENTE DE OPERACIÓN PARA LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La protección diferencial de porcentaje es aplicada por la misma razón que en el generador; asegurar que el relé pueda discriminar entre una corriente de operación producto de una falla interna, o producto de la saturación de alguno de los TCs. Cuando una falla ocurre dentro de la zona diferencial, la corriente de restricción I_r es pequeña respecto a la corriente diferencial I_o (que resulta de la suma de las corrientes que llegan a los TCs, haciendo que el punto de trabajo se ubique por encima de la pendiente definida como parámetro de

calibración. Por otro lado, si la corriente de operación es debida a la saturación de los TCs, entonces la corriente de restricción será grande, ya que resulta de la suma de las dos corrientes de los TCs. Tomando en cuenta que la corriente de operación es muy pequeña, la relación entre estas dos magnitudes (I_o/I_r) se ubicará por debajo de la pendiente de la protección diferencial.

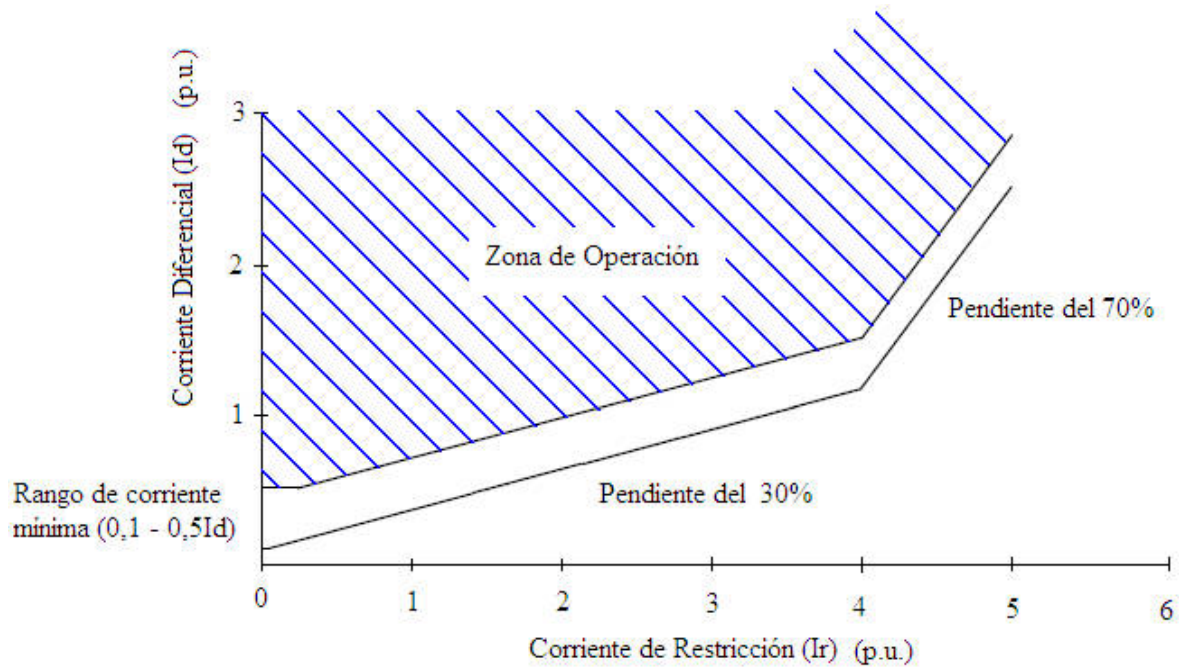


Figura 5.9. Curva de Operación de un Relé Diferencial de Porcentaje con Múltiples Pendientes

La selección de la pendiente debe considerar: el efecto de los intercambiadores de tap, si están presentes, que pueden llegar a incrementar la corriente en $\pm 10\%$, y el error introducido en las mediciones propio de los TCs. Es común que los relés cuenten con varias pendientes para su calibración. La primera pendiente parte de un punto ubicado en el eje y (corriente diferencial) mayor a la corriente de excitación, esto para evitar la operación en el momento de la energización (se requiere además el bloqueo por inrush para evitar problemas con el transitorio presente en esta corriente), la pendiente se selecciona para permitir que el transformador trabaje sin problemas con el LTC fuera de su posición nominal (20%), además debe considerar los errores propios introducidos en las lecturas por

los TCs. La segunda pendiente se calibra con un valor mayor para permitir diferencias en las corrientes debido a saturación producto de la circulación de altas corrientes en fallas externas. En la figura 5.9 se muestran valores típicos de pendientes para relés diferenciales aplicados a transformadores de potencia. Las pendientes podrían variar, dependiendo de la forma en que sea calculada la corriente de restricción en el relé.

5.3.- PROTECCIÓN DE RESPALDO CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE 50/51

La protección de sobrecorriente es utilizada como protección de respaldo contra fallas dentro del transformador y fallas no despejadas en el sistema de potencia. Corrientes altas, originadas por fallas externas, pueden sobrecargar los devanados si no son despejadas a tiempo, ocasionando sobrecalentamiento y daño al transformador.

El relé de sobrecorriente es comúnmente conectado en el lado de alto voltaje del transformador como se muestra en la figura 5.10 a.

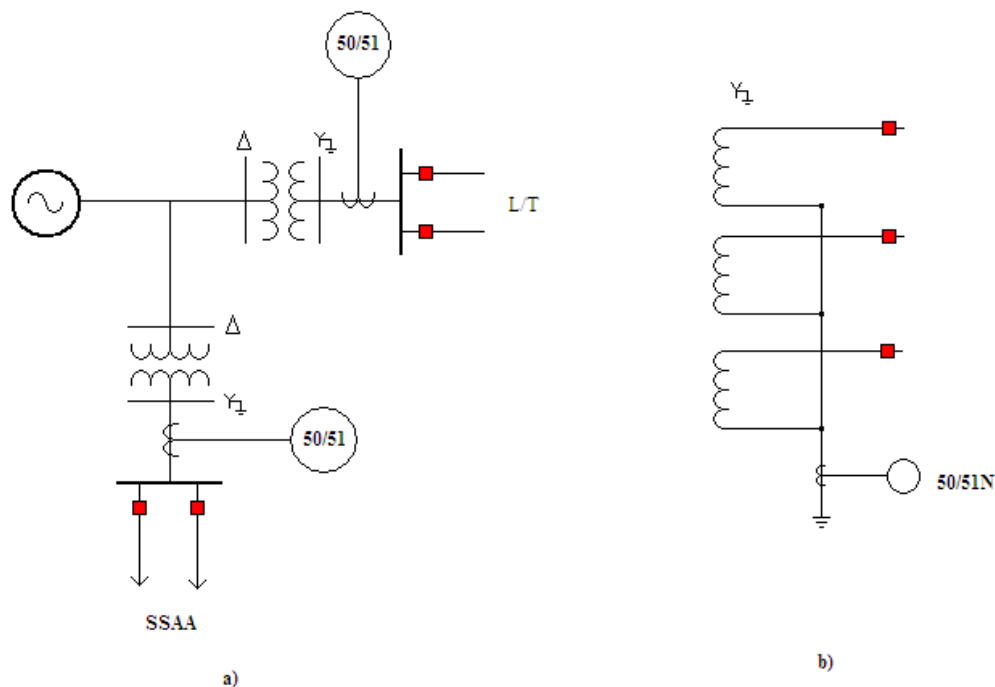


Figura 5.10. a) Conexión de Relés de Sobrecorriente de Fase en el Sistema de Generación b) Conexión de Relé de Sobrecorriente de Tierra en el Neutro de un Transformador con Conexión Estrella

5.3.1 AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE 50/51

La corriente de arranque (I_{tap}) del relé 51, debe ser ajustada para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones nominales, sino también sobrecargado, sin sobrepasar los límites indicados por el fabricante, además deberá tomar en cuenta la corriente INRUSH para evitar la operación en la energización. Comúnmente la corriente de arranque se ajusta de 125 a 150% de la corriente nominal. En relés aplicados a transformadores con varios niveles de enfriamiento, la corriente de arranque deberá ser calculada en base a la máxima potencia disponible entre los distintos sistemas de enfriamiento forzado.

El tiempo de operación debe ser coordinado con los tiempos de los equipos de protección aguas abajo al transformador (relés de las líneas a continuación de la estación de generación). El dial del relé de tiempo inverso se selecciona para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de daño, la cual contempla límites térmicos y mecánicos. Si la curva de daño no es proporcionada por el fabricante, se pueden utilizar el estándar IEEE Std C.37.91-2000 “Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers”.

En este documento se presentan varias curvas de daño típicas para distintas potencias de transformadores. En el Std C.37.91-2000, los transformadores son clasificados en cuatro grupos de acuerdo a su potencia como se muestra en la tabla 5.1.

Para transformadores ubicados en la categoría I, solo se considera el efecto térmico, para la categoría IV se consideran los dos efectos, térmico y mecánico, para la categoría II y III se puede considerar o no, el efecto mecánico, dependiendo de la frecuencia de ocurrencia de fallas externas al transformador.

TABLA 5.1. Categoría de Transformadores (Standard C.37.91-2000)

MINIMA POTENCIA DE PLACA KVA		
CATEGORIA	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5 – 500	15 - 500
II	501 – 1667	501 – 5000
III	1668 – 10000	5001 – 30000
IV	Mayor a 10000	Mayor a 30000

La corriente de operación para el relé instantáneo 50, debe ser superior a la máxima corriente de falla simétrica externa al transformador para evitar que esta opere antes que las protecciones propias del sistema.

La corriente de falla máxima externa generalmente se obtiene en una falla trifásica en el lado de bajo voltaje. Un valor típico de corriente de arranque se establece en 175% de la máxima corriente de falla, con esto se asegura un margen de seguridad lo suficientemente amplio para evitar la operación por corrientes transitorias. La corriente de arranque debe ser mayor que la de energización INRUSH, que como ya se explicó puede llegar a ser mayor a la corriente nominal; si no se puede cumplir esta condición, se deberá aplicar un relé de sobrecorriente de tiempo definido con restricción de armónicos (función presente en casi todos los RMM).

En algunos casos, la curva de sobrecorriente de tiempo se cruza con la de daño del transformador, por tanto el relé instantáneo deberá ser calibrado para operar antes del cruce de las curvas como se muestra en la figura 5.11.

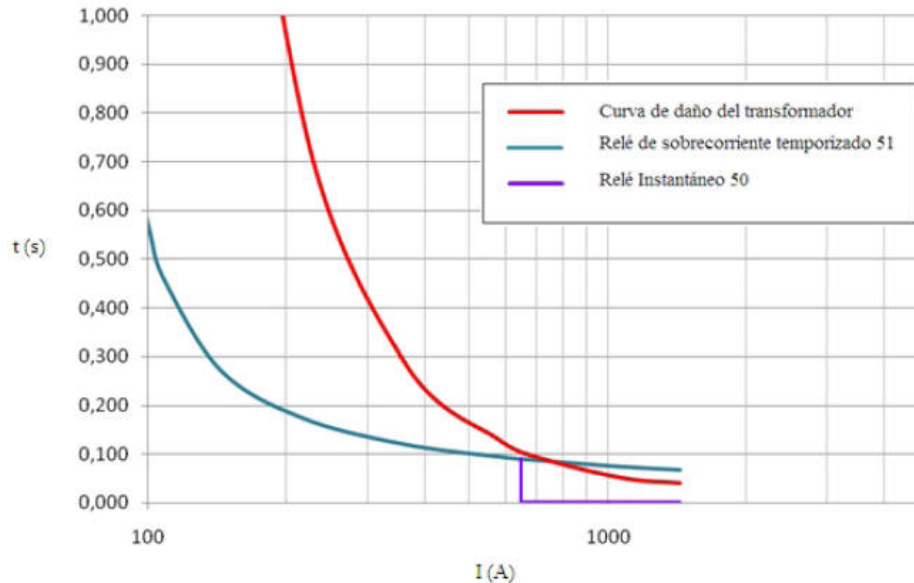


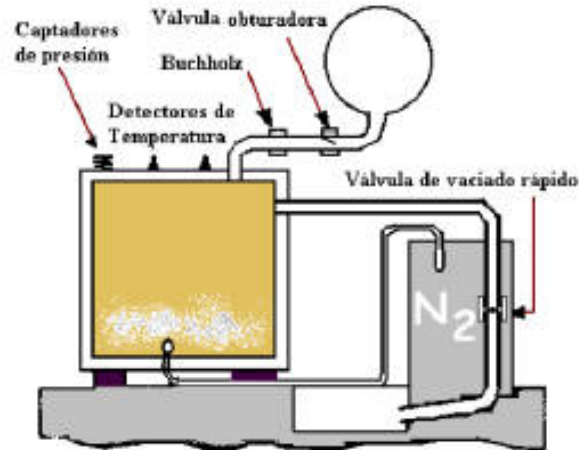
Figura 5.11. Curvas de Operación de Relés de Sobrecorriente Temporizado e Instantáneo Graficadas en un Mismo Plano con la Curva de Daño de un Transformador

5.3.2 RELÉ DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA 50/51N

El relé 50/51N mide la corriente de secuencia cero que circula por el neutro del transformador, cuando una falla a tierra ocurre en una de las fases. Está ubicado en el neutro del devanado Y, como se muestra en la figura 5.7b, y se utiliza como respaldo contra fallas a tierra en el devanado de alto voltaje y adicionalmente como respaldo para fallas a tierra en las líneas de transmisión que parten de la estación de generación. La corriente de arranque y tiempo de operación, deberán estar coordinados con los dispositivos de protección del transformador y los disponibles en las líneas de transmisión.

5.4.- RELÉS MECÁNICOS

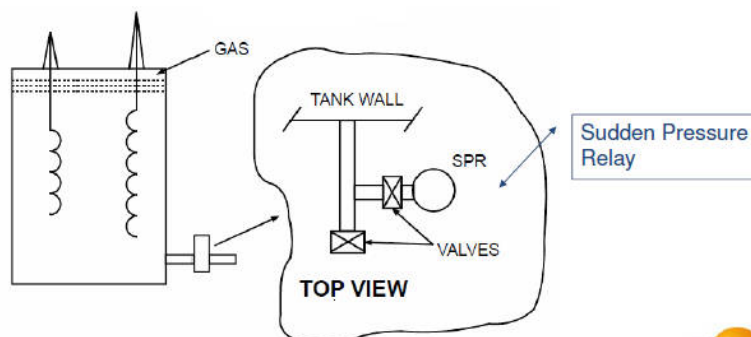
Acumulación de gases o cambios de presión al interior del tanque del transformador, son indicadores de fallas. Estos relés suelen ser más sensibles que las protecciones eléctricas para fallas incipientes de lento crecimiento. Su funcionamiento está limitado solo para fallas al interior del tanque del transformador



5.4.1.- RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA O VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN (SPR)

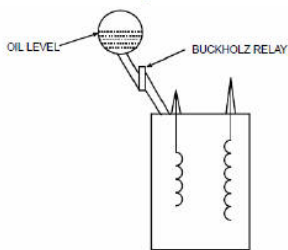
Estos relés son aplicables en transformadores sumergidos en aceite. Estos relés operan ante cambios súbitos de presión del aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

El tiempo de operación del relé SPR (Sudden Pressure Relay) varía desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Este relé se recomienda para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.



5.4.2.- RELÉ BUCHHOLZ

El relé Buchholz es una de las protecciones propias del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de transformadores sumergidos en aceite, éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite y es instalado en la parte superior del tanque principal. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite



Fallas que detecta:

- ✓ Cortocircuitos entre fases.
- ✓ Cortocircuitos a tierra.
- ✓ Cortocircuitos internos de los embobinados.



5.4.3.- DETECTORES DE NIVEL DE ACEITE

Este relé opera cuando el nivel de aceite no es el requerido cerrando unos contactos que disparan el disyuntor del transformador.



5.4.4.- DETECTORES DE TEMPERATURA

Estos pueden consistir en termómetros, que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas muy altas que se pueden presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración.



5.4.5.- RELÉ DE IMAGEN TÉRMICA

Evitará todo exceso de temperatura no admisible, provocado por cualquier causa externa, tales como: fallas en el sistema de refrigeración, excesiva temperatura ambiente, etc.

Este relé determina la temperatura de los devanados con base en la corriente que circula por ellos y en la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los TC's ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.



CAPITULO VI

PROTECCION DE BARRA

6.1.- INTRODUCCION

La Barra es un elemento que dispone de una alta confiabilidad sin embargo ocurren fallas, llegando a ser un elemento crítico en el sistema de potencia ya que es el punto de convergencia de muchos circuitos tales como: transmisión, generación o carga.

La barra del sistema de potencia debe estar provista de una protección de alta velocidad que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema, ante condiciones de falla.

6.2.- DEFINICIÓN DE PROTECCIÓN DE BARRAS

Con relación a la protección de barras se usan varios esquemas de protección de las cuales mencionaremos de acuerdo al siguiente detalle:

- Protección Diferencial de Barras.
- Protección Diferencial Parcial.
- Protección de Barras con Comparación Direccional.
- Zonas Diferenciales Combinadas.

6.2.1.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

El relé de protección de barras es el sistema de protección más utilizado en las instalaciones nuevas, ya que detecta tanto las fallas de fase como las de tierra.

Hay muchas variedades de protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características, las cuales deben ser examinadas cuidadosamente antes de seleccionar.

6.2.2.1.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

En este tipo de protección diferencial todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria.

6.2.2.2.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL

Los relés diferenciales porcentuales tienen circuitos de restricción y circuitos de operación. La corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción. La máxima seguridad para fallas externas se obtiene cuando todos los TC's tienen la misma relación de transformación, en caso contrario, se deberán utilizar TC's auxiliares (para compensar los desequilibrios de corrientes por diferencias en las relaciones de transformación) de alta calidad y exactitud para asegurar estabilidad de la protección diferencial ante una falla externa.

6.2.2.3.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL CON ALTA IMPEDANCIA MODERADA

La característica porcentual de este tipo de relé hace posible el uso del relé de manera independiente de la condición de falla externa máxima.

El circuito diferencial de impedancia alta moderada en conjunto con la acción de la restricción, hace que el relé sea insensible a los efectos de la saturación del TC ante una falla externa. El relé responde a fallas internas haciendo caso omiso de la saturación de cualquier de los TC's asociados con la protección.

6.2.2.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARCIAL

Conocido como protección de “barra sobrecargada” o de “respaldo selectivo”. Está basado en una variación del principio diferencial, dado que no incluye todos los campos de la protección diferencial de barras.

Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobrecorriente. Estos relés deben coordinarse con los relés de distancia.

6.2.3.- PROTECCIÓN DE BARRAS CON COMPARACIÓN DIRECCIONAL

Este esquema compara la dirección del flujo de corriente en cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos confluyen en la barra es porque

hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos fluye fuera de la barra, es porque existe una falla externa.

6.2.4.- ZONAS DIFERENCIALES COMBINADAS

La protección diferencial de barras de un sistema de potencia se puede extender para incluir equipos que normalmente no se consideran parte de la barra, tales como: el transformador de potencia y la barra de bajo voltaje de éste, una línea de interconexión con otra subestación, bancos de condensadores, reactores o reguladores.

6.3.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

6.3.1.- BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA

El propósito de esta configuración es proveer un medio para sacar de servicio un interruptor sin tener que desconectar el circuito. El interruptor de transferencia está incluido en el esquema diferencial de barras.

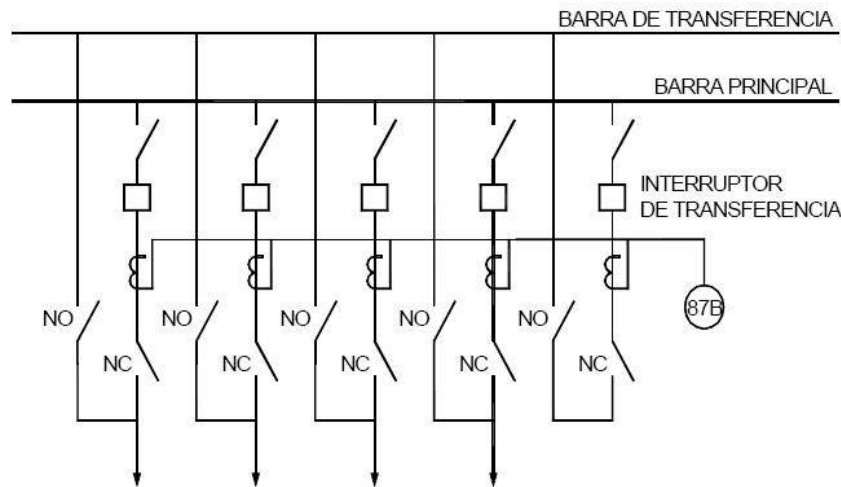


Figura. 6.1. Barra principal y barra de transferencia.

6.3.2.- DOBLE BARRA

Con esta disposición, cada línea puede alimentarse indistintamente desde cada uno de los juegos de barra y, por tanto, resulta posible dividir las salidas en dos grupos independientes.

También resulta posible conectar todas las líneas sobre un juego de barras mientras se realizan trabajos de revisión sobre el otro juego de barras, en el caso de fallas en una barra no implica la desconexión total del sistema.

En esta configuración cada una de la barras tendrá su protección diferencial de barras.

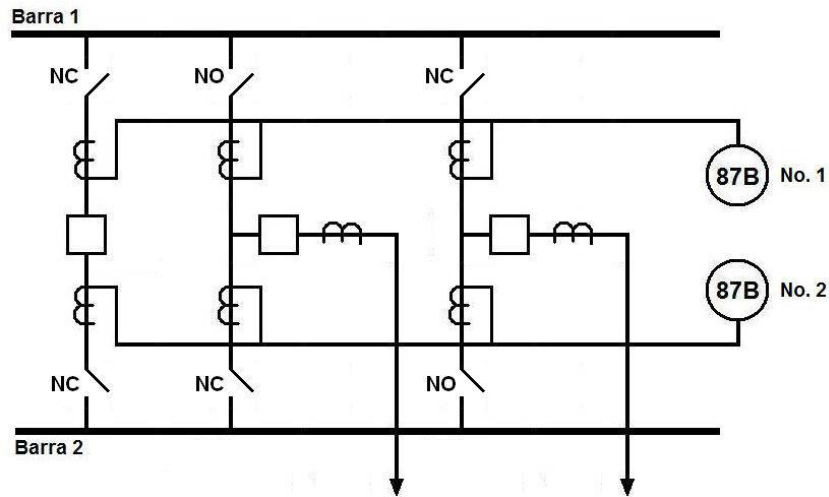


Figura. 6.2. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras

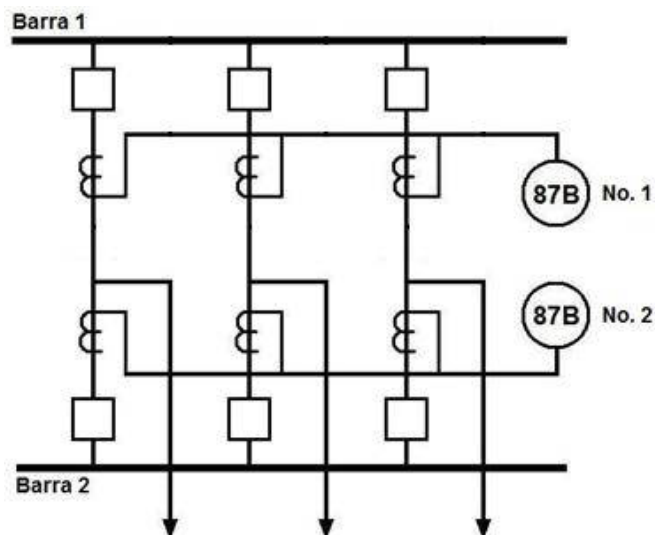


Figura. 6.3. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras

Otras alternativas para el esquema de doble barra son:

- Doble barra con by pass
- Doble barra y barra de transferencia
- Doble barra con doble barra de transferencia.

6.3.3.- INTERRUPTOR Y MEDIO

Con este esquema se logra un alto grado de confiabilidad, dado que cualquier disyuntor se puede retirar de operación, manteniendo todas las líneas de transmisión energizadas, cada una de las barras tendrá una protección diferencial de barras independiente.

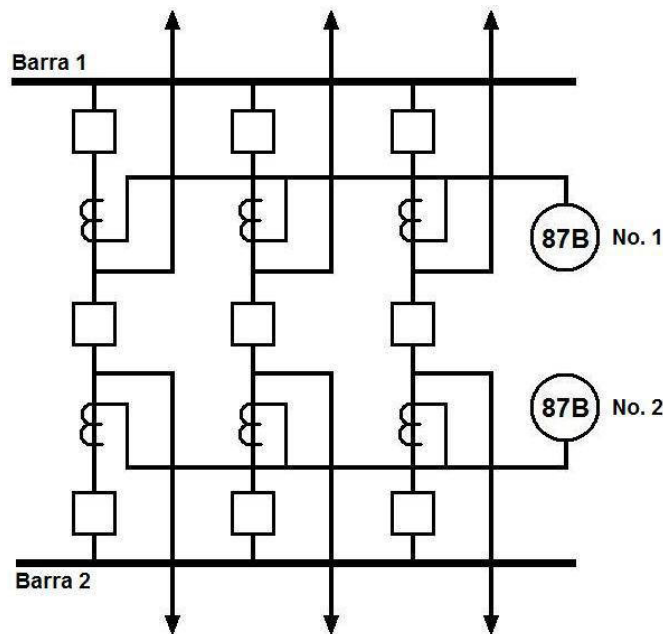


Figura 6.4. Configuración "Interruptor y 1/2"

El esquema de protección diferencial de barras varía de acuerdo con la configuración que tenga la subestación. Para aquellas configuraciones en donde hay acople de circuitos de una barra a otra (doble barra, doble barra más barra de transferencia), se utiliza un relé de comparación direccional o dos relés diferenciales de alta impedancia porcentuales para el esquema diferencial de barras, no es recomendable utilizar para este tipo de esquemas relés de alta impedancia clásicos ya que si se utilizan podrían quedar abiertos los secundarios de los TC's trayendo como consecuencia el daño permanente del núcleo o del TC.

Por lo tanto para la configuración de disyuntor y medio “1 ½” se puede proteger con relés diferenciales de alta impedancia del cualquier tipo, ya que las dos barras no se conmutan, y por lo tanto cada una de las barras tendrá protección diferencial de alta impedancia independientes. Figura 6.4.

CAPITULO VII

PROTECCION DE LINEAS

7.1.- CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos más subestaciones por lo tanto están sometidos permanentemente a las consecuencias de los fenómenos meteorológicos y a los riesgos de ser afectados por otras circunstancias, por tal razón es importante su protección.



Figura 7,1 Relé de Distancia

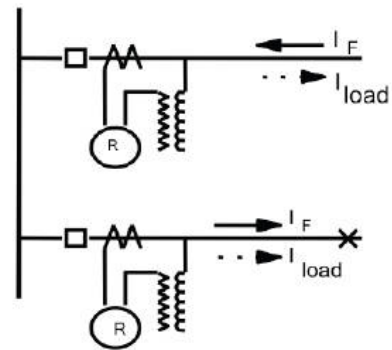


Figura 7.2 Esquema Protección de Distancia

7.1.1.- CONFIABILIDAD

Para el diseño de un sistema de protección esta es una de las consideraciones más importantes. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente y está compuesta por dos aspectos: fiabilidad y seguridad.

7.1.1.1.- LA FIABILIDAD

Es el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés opere correctamente cuando sea requerido para hacerlo, es decir, sin excluir disparos cuando sean necesarios.

7.1.1.2.- LA SEGURIDAD

Es el grado de certeza de que un relé o un sistema de relés no opere incorrectamente en ausencia de fallas, o que no emita disparos erróneos.

7.1.2.- SELECTIVIDAD Y COORDINACIÓN

La selectividad en un sistema de protecciones consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos innecesarios.

Esto se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones principales, aislando el elemento fallado que tiene incidentes y teniendo un respaldo de protecciones en caso de que no funcionen las protecciones principales.

7.1.3.- VELOCIDAD O TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente teniendo en cuenta que si la protección es lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden perjudicar la seguridad y la selectividad del sistema.

7.1.4.- SENSIBILIDAD DE LA PROTECCIÓN

La protección deberá asegurar sensibilidad vale decir a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte un condición anormal.

Al momento de observar la sensibilidad de la protección, hay que tomar en cuenta algunos inconvenientes como: fallas a tierra, desbalances de voltaje que se presenten en el sistema, etc.

7.1.5.- SIMPLICIDAD

El sistema de protección debe esta característica tan importante, ya que los nuevos relés contienen funciones múltiples creando gran cantidad de soluciones para posibles problemas del sistema, pero siempre se debe tomar en cuenta estas soluciones, ya que si se lo hace en forma incorrecta o incompleta debido a la complejidad de los relés pueden presentarse consecuencias graves en el sistema de potencia.

7.2.- PROTECCIONES PRINCIPALES DE LA LÍNEA



Figura 7.3 Líneas de Transmisión

7.2.1.- PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser rápida o lenta dependiendo según la longitud de la línea, la carga que se prevé transportar y para lo cual se debe tener en cuenta algunas razones principales:

- Su independencia con respecto a enlaces de comunicación entre los extremos de la línea, ya que para su operación, utiliza información sobre las corrientes y tensiones.
- La protección de distancia constituye un sistema de protección relativamente selectivo en la red de potencia. Esto significa que puede operar también como una protección de apoyo para otros elementos primarios en la red.

7.2.1.1.- CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS RELÉS DE DISTANCIA

Impedancia: El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen.

El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

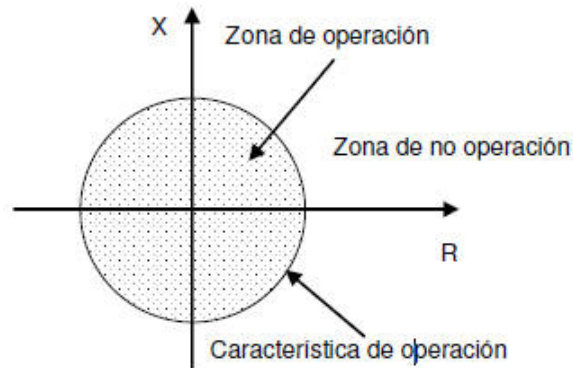


Figura 7.4 Curva Característica rele de Distancia

Mho: La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 7.5 (b).

Mho Offset: La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 7.5 (c).

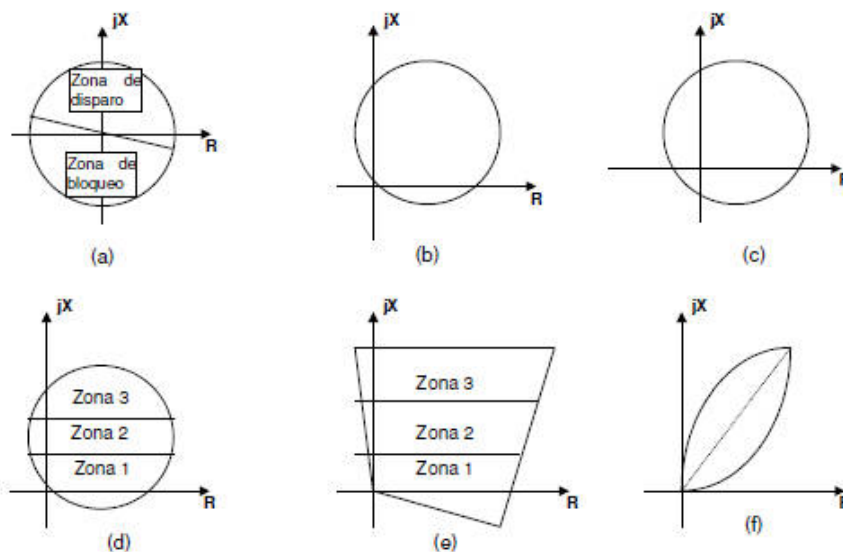


Figura 7.5 Características Relé de Distancias

7.2.1.2.- AJUSTES TÍPICOS DE ZONAS DE ACTUACIÓN

Normalmente la protección de distancia comprende de tres a cinco zonas de protección y medición independiente cada una de ellas.

- a) Zona 1. Se utiliza para detectar fallas ajustadas aproximadamente 80 a 85% de la Línea protegida, utilizándose la detección para provocar disparó instantáneo.
- b) Zona 2. Su objetivo es proteger el tramo restante de la línea el cual no está cubierto por la zona 1. Se escoge como criterio inicial el alcance del 100% de la línea protegida más el 50% de la línea adyacente.
- c) Zona 3. Proporciona protección de respaldo, cuyo ajuste deberá ser tal que Cubra no sólo la línea protegida, para lo cual se debe considerar lo siguiente:
 - Escoger como criterio inicial al alcance del 100% de la línea protegida más el 120% de la línea adyacente más larga que salga de la subestación.
 - El tiempo de la zona 3 deberá permitir primeramente que dispare la protección primaria

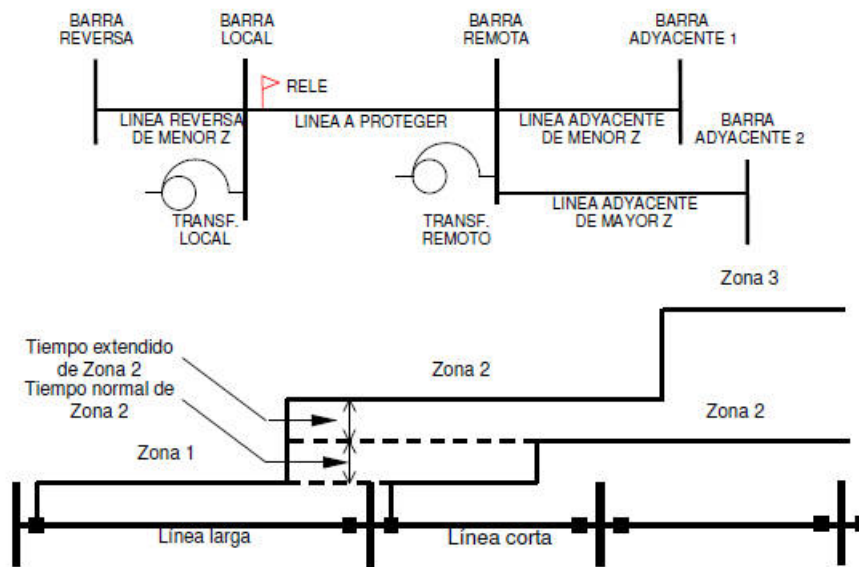


Figura 7.6 Ajustes de zona y coordinación de tiempos

7.2.1.3.- AJUSTE DE ALCANCE RESISTIVO

Para el ajuste del alcance resistivo se selecciona un único valor para todas las zonas de la protección de distancia. La selectividad entre zonas se garantiza mediante el ajuste de los temporizadores de cada zona, para ello se calcula la máxima corriente de carga previsible para cada circuito $I_{L,max}$ como la corriente máxima entre los siguientes valores:

- La corriente nominal primaria del transformador de corriente (en caso de existir CTs con diferente corriente primaria, la mínima entre ellas)
- La corriente correspondiente al límite térmico del circuito

Sobre la base de la maxima corriente de carga se define la impedancia minima de carga. Se considera ademas una posible sobrecarga del 120% sobre el valor de la maxima corriente de carga, resultando asi:

$$Z_{L,min} = \frac{U_L / \sqrt{3}}{1,2 \cdot I_{L,max}}$$

Finalmente el alcance resistivo de cada zona se define como el 45% de la impedancia minima de carga calculada con la ecuacion arriba mostrada

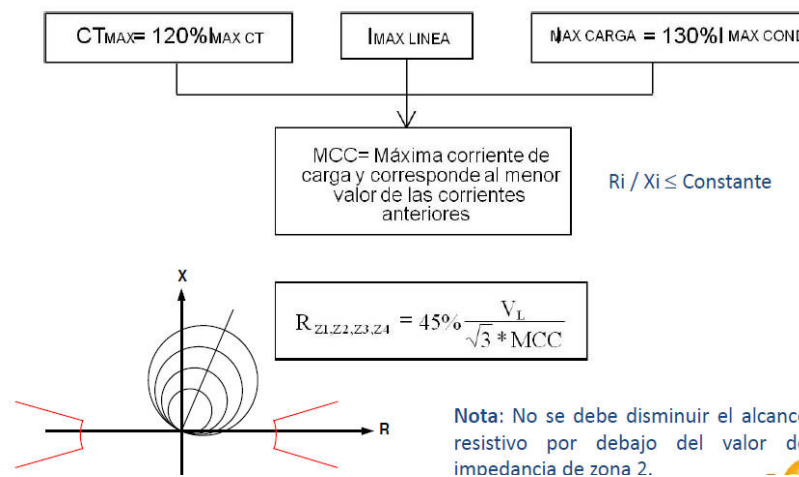


Figura 7.7 Alcance Resistivo

7.2.1.4.- FACTORES K0 Y K0M

Dado que la red de secuencia cero es diferente a la red de secuencia positiva, se hace necesario introducir en los ajustes de protecciones para líneas de transmisión un factor de corrección llamado factor K0.

Factor compensación residual K0

$$Z_{AG} = \frac{V_A}{I_A + k0 \cdot I_R}$$

$$K0 = (Z0 - Z1)/3 \cdot Z1$$

Factor de acople mutuo K0M

$$K0M = (Z0 - Z1 + Z0M)/3 \cdot Z1$$

7.2.2.- RELÉ DE SOBRECORRIENTE 50/51 O 67/67N

Estos relés también son usados como protección de respaldo de la línea de transmisión 67 o 51 de fases los cuales son ajustados al 130% de la corriente máxima declarada en estado de emergencia usando Curva normalmente inversa. El dial se selecciona para despeje fallas en la línea en tiempos inferiores a 300 ms aproximadamente. De todas formas este ajuste deberá coordinar con los esquemas de protección principal que posea la línea. Se debe considerar un tiempo de coordinación con otros relés de sobrecorriente del área de influencia de 200 ms. Para el ajuste del relé 67N se toma en cuenta el 30% de la carga máxima con el mismo tratamiento que el relé de fases.

7.2.3.- RELÉ DE RECIERRE Y VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO

El relé de verificación de sincronismo se utiliza para comprobar las condiciones al cierre del Interruptor. Este relé se implementa para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio para restaurar rápidamente la transmisión de potencia en ocasiones críticas

CAPITULO VIII

PRUEBAS DE RELES

8.1.- GENERALIDADES

La Empresa de Luz y fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.) cuenta en su infraestructura con líneas, transformadores, los mismos que están vigilados por dispositivos de protección; estos mismos, para su control periódico requieren de pruebas de acuerdo a un plan anual de mantenimiento. Por lo que se Dispone de algoritmos preestablecidos para poder probar y agilizar y optimizar la gestión de mantenimiento de las subestaciones.

Por este motivo para la prueba de relés se ha tomado como ejemplo real las pruebas realizadas en campo del relé de protección TPU 2000R de la Marca ABB protección del transformador T-691 subestación Quillacollo

La Inyección de corrientes secundarias al relé de protección TPU 2000R del transformador T-691 se la ha realizado con el equipo OMICROM 356

8.2.- AJUSTES RELÉ TPU 2000R T-691 S/E QUILLACOLLO

Se ha tomado como ejemplo los ajustes del relé de protección del transformador T-691 de 115 /24.9 kV, potencia 25 MVA que se encuentra ubicado en la subestación de Quillacollo.

A continuación se presentan los ajustes del relé TPU 2000R de la marca ABB del Transformador T-691 Subestación Quillacollo.

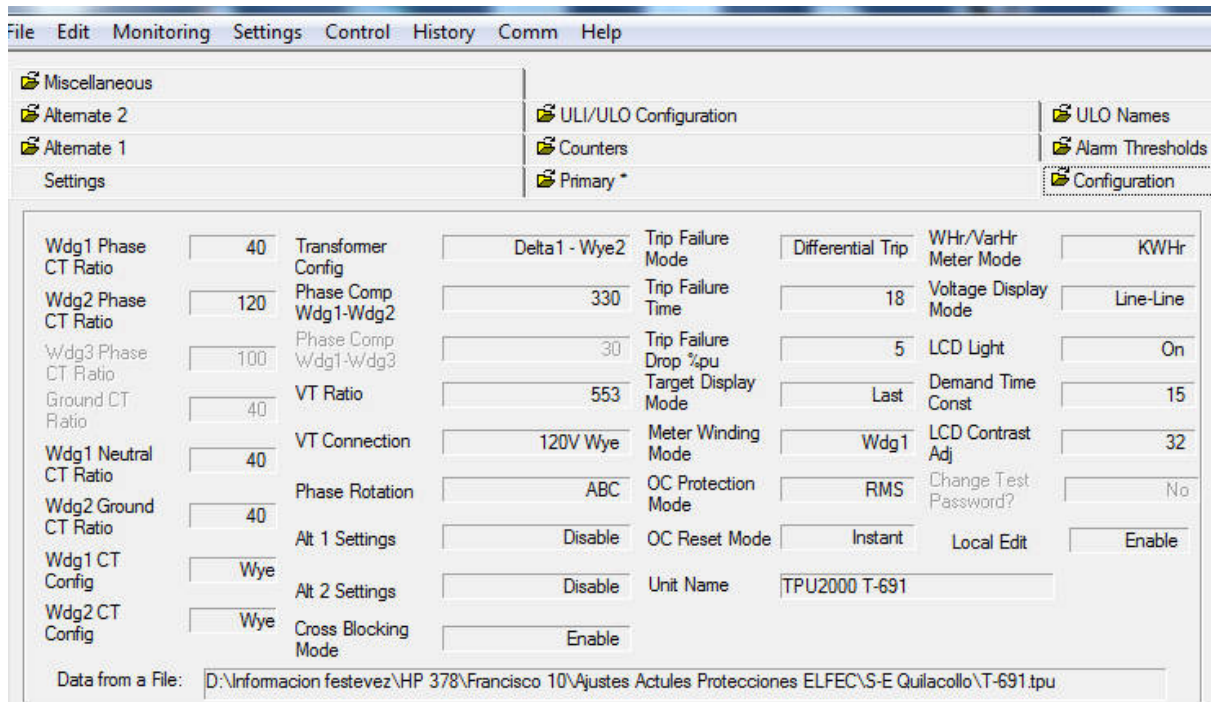


Figura 8.1 Configuración Relé TPU 2000R Transformador T-691 115/24.8 kV 25 MVA

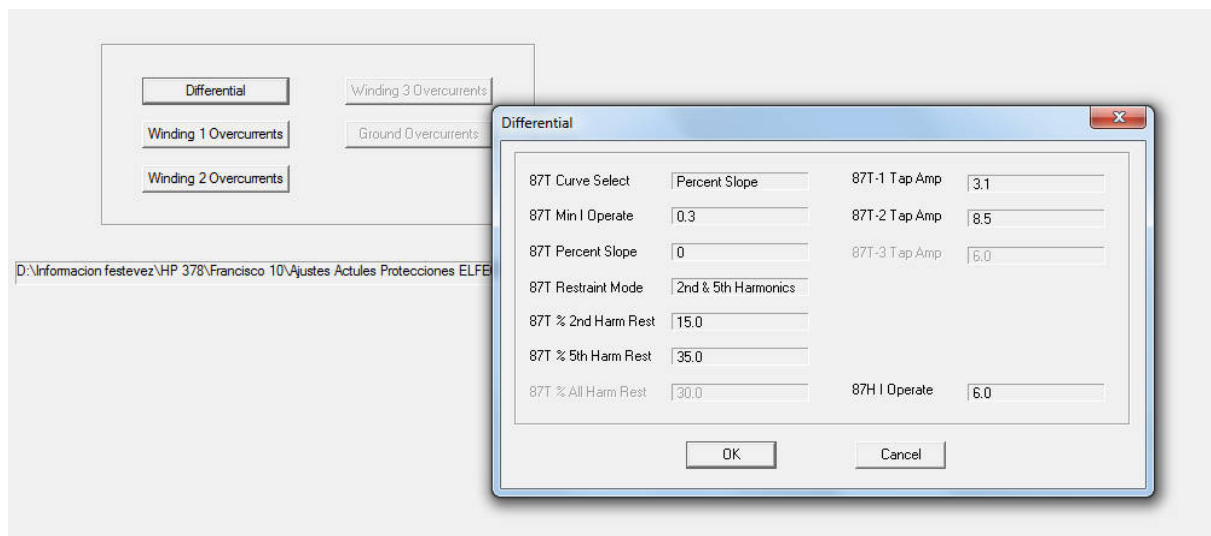


Figura 8.2 Ajustes proteccion diferencial Transformador T-691

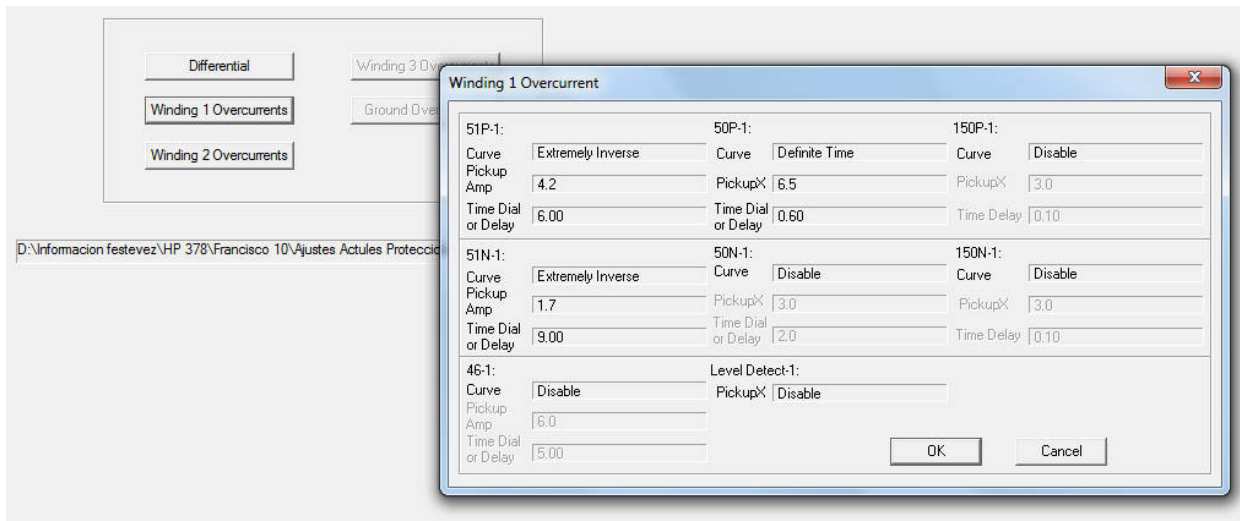


Figura 8.3 Ajustes de Sobrecorriente del Transformador T-691 lado AT

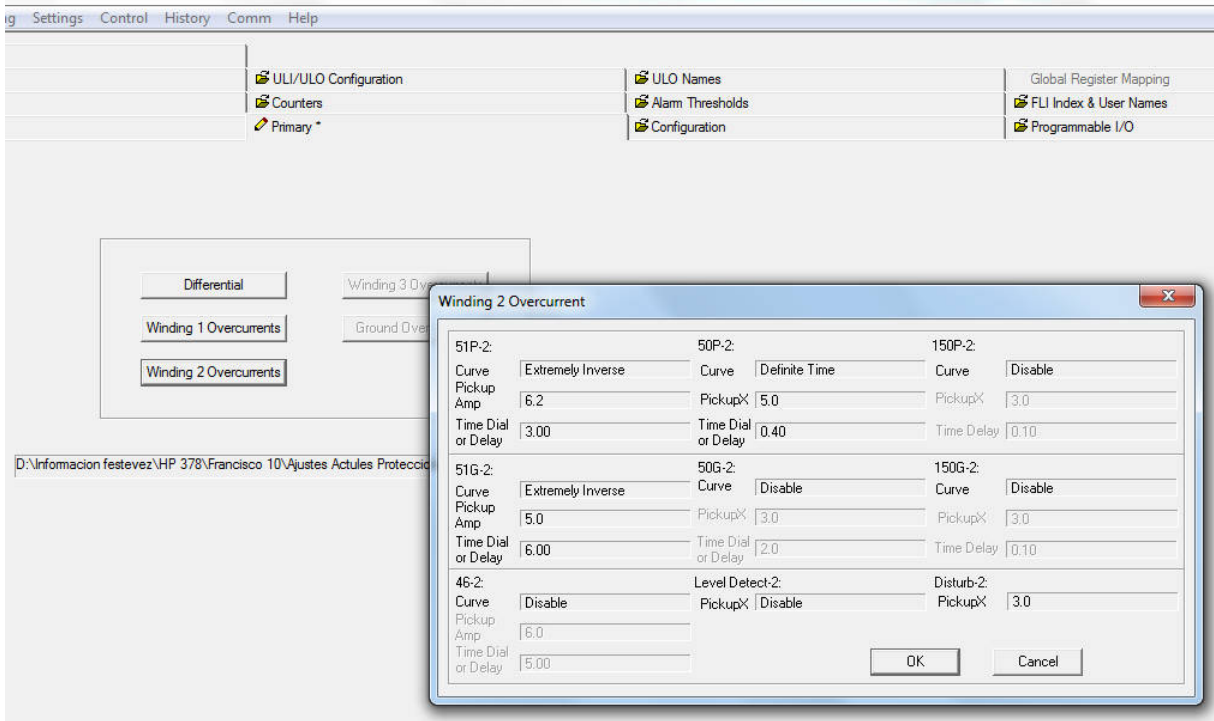


Figura 8.4 Ajustes de Sobrecorriente del Transformador T-691 lado MT

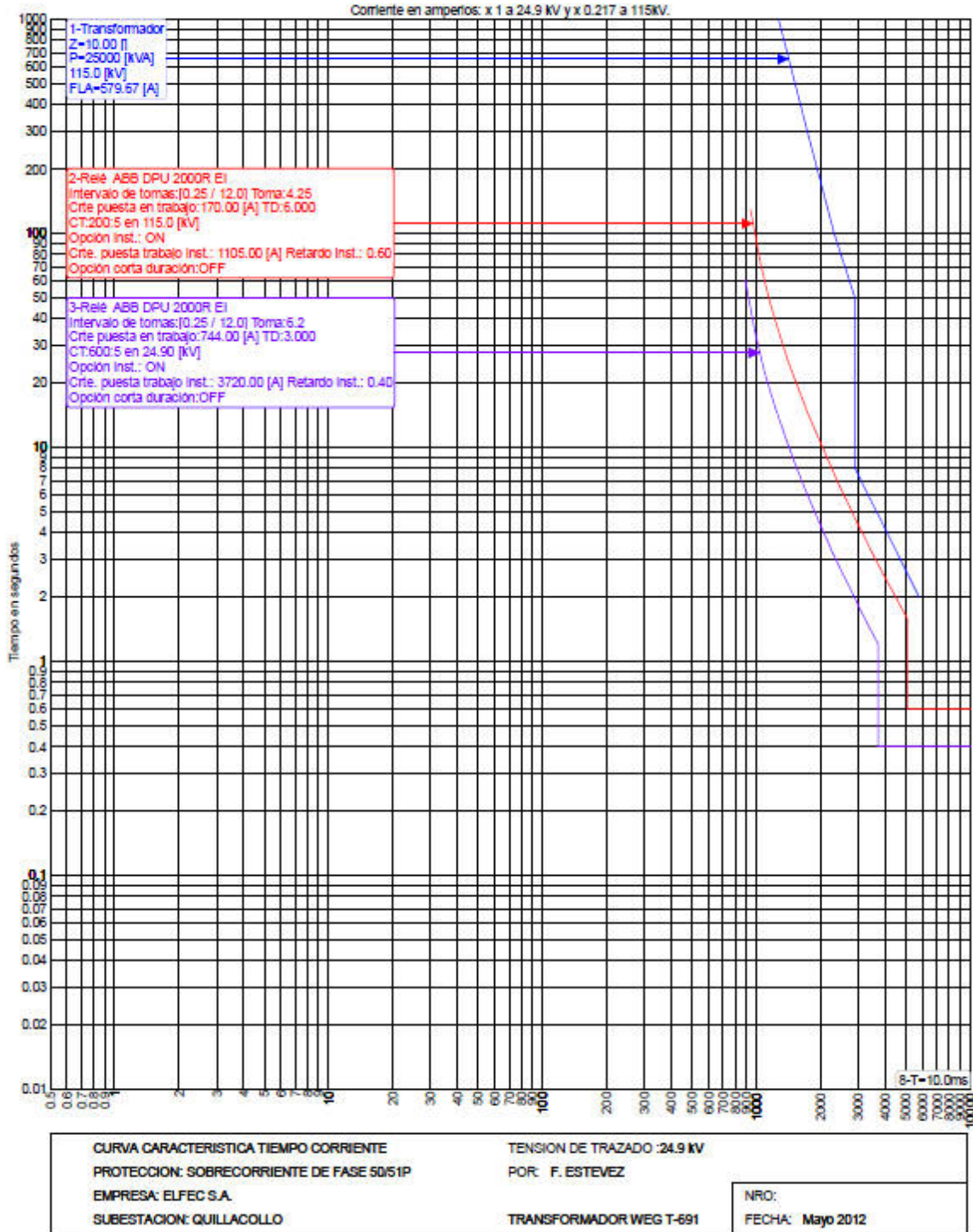


Figura 8.4 Curvas de Sobrecorriente del Transformador T-691

8.3.- PRUEBAS DE DISPARO CON OMICRON RELÉ TPU 2000R T-691

OMICRON PTT

Transformer differential protection ABB TPU 1500/2000

Company: ELFEC S.A.
Test Person: Francisco Estevez Ruiz
Date Tested: 5/11/2012

Report Status: Correcta

Testmodules Embedded: 34
Testmodules Passed: 25
Testmodules Failed: 0

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Subestación/Bahía:

Subestación: S-E Quillacollo Dirección de subestación: Quillacollo
Bahía: TRANSFORMADOR T-691 Dirección de bahía: Quillacollo

Dispositivo:

Nombre/descripción: TPU2000R Fabricante: ABB
Tipo de dispositivo: 87T Dirección del dispositivo: S-E Qllo T-691
No de serie: 256675
Info adicional 1: PROBADO POR
Info adicional 2: Francisco Estevez Ruiz

Valores nominales:

f nom: 50.00 Hz Número de fases: 3
V nom (secundario): 120.0 V V primario: 115.0 kV
I nom (secundario): 5.000 A I primario: 200.0 A

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN: 1.732 IN / I nom: 1.000

Límites:

V máx: 150.0 V I máx: 35.00 A

Filtros antirebote y antiruido:

Equipo en prueba - Parámetros de diferencial

Equipo protegido:

Equipo protegido: Transformador

Grupo vectorial: DY11

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Tensión:	115.00 kV	24.90 kV
Potencia:	25.00 MVA	25.00 MVA
Pto. estrella a tierra:	No	Si
TC de conexión en triángulo:	No	No

TC:

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Corriente del TC Prim:	200.00 A	600.00 A
Corriente del TC Sec:	5.00 A	5.00 A
Puesta a tierra del TC:	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.
I prim de TC tierra:	200.00 A	800.00 A
I sec de TC tierra:	1.00 A	1.00 A
Puesta a tierra de TC tierra:	n/a	n/a

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.: 0.10 s Conexión del TT: En equipo protegido
 To. tiem. rel.: 10.00 % Conexión del pto. de estrella del TC: A equipo protegido
 Tol. corr. abs.: 0.10 Iref
 Tol. corr. rel.: 5.00 %
 Direccional: No

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#4	TPU-EI	0.84 Iref	6.00	0.95	No direccional
Sí	#5	IEC Definite Time	5.00 Iref	0.04 s	0.95	No direccional
No	#6	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Residuales:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#1	TPU-EI	1.00 Iref	5.00	0.95	No direccional
No	#2	IEC Definite Time	2.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional
No	#3	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Secuencia negativa:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
No	#7	IEC Normal Inverse	1.00 Iref	1.00	0.95	No direccional
No	#8	IEC Definite Time	4.00 Iref	0.10 s	0.95	No direccional
No	#9	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Homopolares:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#10	TPU-EI	0.13 Iref	5.00	0.95	No direccional
No	#11	IEC Definite Time	1.33 Iref	0.10 s	0.95	No direccional
No	#12	IEC Definite Time	3.33 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Estabilización A-B-C

Equipo en prueba - Parámetros de diferencial

Equipo protegido:

Equipo protegido: Transformador
 Grupo vectorial: DY11

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Tensión:	115.00 kV	24.90 kV
Potencia:	25.00 MVA	25.00 MVA
Pto. estrella a tierra:	No	Sí
TC de conexión en triángulo:	No	No

TC:

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Corriente del TC Prim:	200.00 A	600.00 A
Corriente del TC Sec:	5.00 A	5.00 A
Puesta a tierra del TC:	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.
I prim de TC tierra:	200.00 A	800.00 A
I sec de TC tierra:	1.00 A	1.00 A
Puesta a tierra de TC tierra:	n/a	n/a

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en ubicación de falta Primary

Ipru = 1.00 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Primary				Secondary				Ipru	Ángulo	Imed	Ángulo
	Ipru	Ángulo	Imed	Ángulo	Ipru	Ángulo	Imed	Ángulo				
L1	3.14A	-180.0°	0.000A	0.000°	4.83A	30.0°	0.000A	0.000°	0.00A	0.0°	0.000A	0.000°
L2	3.14A	60.0°	0.000A	0.000°	4.83A	-90.0°	0.000A	0.000°	0.00A	0.0°	0.000A	0.000°
L3	3.14A	-60.0°	0.000A	0.000°	4.83A	150.0°	0.000A	0.000°	0.00A	0.0°	0.000A	0.000°
E	0.00A	0.0°	0.000A	0.000°	0.00A	0.0°	0.000A	0.000°	0.00A	0.0°	0.000A	0.000°

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:

Prueba correcta

Caract Diff A-B-C

Equipo en prueba - Parámetros de diferencial

Equipo protegido:

Equipo protegido: Transformador

Grupo vectorial: DY11

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Tensión:	115.00 kV	24.90 kV
Potencia:	25.00 MVA	25.00 MVA
Pto. estrella a tierra:	No	Sí
TC de conexión en triángulo:	No	No

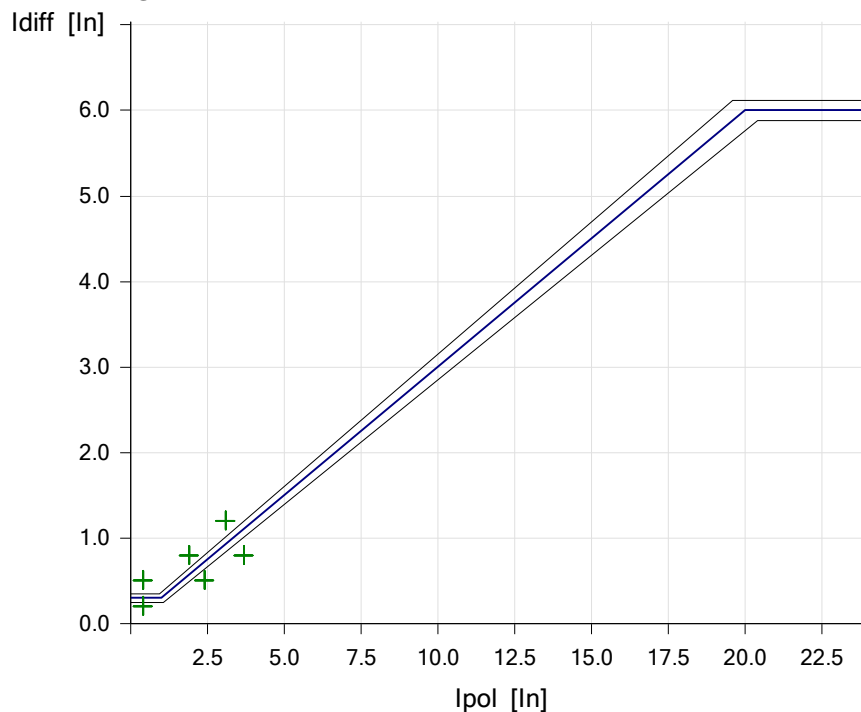
TC:

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Corriente del TC Prim:	200.00 A	600.00 A
Corriente del TC Sec:	5.00 A	5.00 A
Puesta a tierra del TC:	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.
I prim de TC tierra:	200.00 A	800.00 A
I sec de TC tierra:	1.00 A	1.00 A
Puesta a tierra de TC tierra:	n/a	n/a

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en el lado de referencia Primary

Idiff	Ipol	t de disparo nominal	t de disparo real	Estado	Resultado
0.50 In	0.40 In	0.0300 s	0.0399 s	Probado	Correcta
0.20 In	0.40 In	N/D	N/D	Probado	Correcta
0.80 In	1.90 In	0.0300 s	0.0369 s	Probado	Correcta
1.20 In	3.10 In	0.0300 s	0.0391 s	Probado	Correcta
0.50 In	2.40 In	N/D	N/D	Probado	Correcta
0.80 In	3.70 In	N/D	N/D	Probado	Correcta

Diagrama de la característica de operación



Disparo	1	2	3	4	5	6
Idiff:	0.50 In	0.20 In	0.80 In	1.20 In	0.50 In	0.80 In
Ipol:	0.40 In	0.40 In	1.90 In	3.10 In	2.40 In	3.70 In
I Primary L1:	2.040 A	1.569 A	7.217 A	11.610 A	8.315 A	12.865 A
Fase Primary L1:	-180.000 °	-180.000 °	-180.000 °	-180.000 °	-180.000 °	-180.000 °
I Primary L2:	2.040 A	1.569 A	7.217 A	11.610 A	8.315 A	12.865 A
Fase Primary L2:	60.000 °	60.000 °	60.000 °	60.000 °	60.000 °	60.000 °
I Primary L1:	2.040 A	1.569 A	7.217 A	11.610 A	8.315 A	12.865 A
Fase Primary L1:	-60.000 °	-60.000 °	-60.000 °	-60.000 °	-60.000 °	-60.000 °
I Secondary L1:	0.725 A	1.449 A	7.246 A	12.076 A	10.386 A	15.941 A
Fase Secondary L1:	30.000 °	30.000 °	30.000 °	30.000 °	30.000 °	30.000 °
I Secondary L2:	0.725 A	1.449 A	7.246 A	12.076 A	10.386 A	15.941 A
Fase Secondary L2:	-90.000 °	-90.000 °	-90.000 °	-90.000 °	-90.000 °	-90.000 °
I Secondary L1:	0.725 A	1.449 A	7.246 A	12.076 A	10.386 A	15.941 A
Fase Secondary L1:	150.000 °	150.000 °	150.000 °	150.000 °	150.000 °	150.000 °
I Terciario L1:						
Fase Terciario L1:						
I Terciario L2:						
Fase Terciario L2:						
I Terciario L1:						
Fase Terciario L1:						
V L1:						
Fase L1:						
V L2:						
Fase L2:						
V L1:						
Fase L1:						

Diff Harmonic 2º A-B-C

Equipo en prueba - Parámetros de diferencial

Equipo protegido:

Equipo protegido: Transformador

Grupo vectorial: DY11

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Tensión:	115.00 kV	24.90 kV
Potencia:	25.00 MVA	25.00 MVA
Pto. estrella a tierra:	No	Si
TC de conexión en triángulo:	No	No

TC:

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Corriente del TC Prim:	200.00 A	600.00 A
Corriente del TC Sec:	5.00 A	5.00 A
Puesta a tierra del TC:	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.
I prim de TC tierra:	200.00 A	800.00 A
I sec de TC tierra:	1.00 A	1.00 A
Puesta a tierra de TC tierra:	n/a	n/a

Dispositivo de protección:

Devanado de ref.: Primary
 Cálculo de I_{pol}: (|I_p| + |I_s|) / K1 (K1 = 2.00)
 Eliminación de homopolar: IL-I0
 Corriente de referencia: Corriente nominal del OP
 TC tierra usado: No
 Desactivar caract. comb.: No

tdiff>: 0.03 s
 tdiff>>: 0.03 s
 ttol rel: 3.00 %
 ttol abs: 0.02 s

Idiff>: 0.30 In
 Idiff>>: 6.00 In
 Itol rel: 2.00 %
 Itol abs: 0.05 In

Ajustes de armónicos:

Tol HR abs: 1.00 % Tol HR rel: 3.00 %

Orden de armónicos	Punto inicial		Punto final	
	I _x f/I _{diff}	I _{diff} /I _n	I _x f/I _{diff}	I _{diff} /I _n
2	15.00 %	0.30	15.00 %	6.00
5	30.00 %	0.30	30.00 %	6.00

Módulo de prueba

Nombre: OMICRON Diff Harmonic Restraint Versión: 2.40 SR 1
 Comienzo: Fin:
 Nombre de usuario: Director:
 Compañía:

Ajustes de la prueba:

Probando: Primary Armónicos probados: 2
 Tiempo máx. de prueba: 1.50 s Tiempo de retardo: 0.25 s
 Post-falta activa: No Tiempo de post-falta: 0.04 s
 V_{sal} activada: No Devanado de V_{sal}: Primary

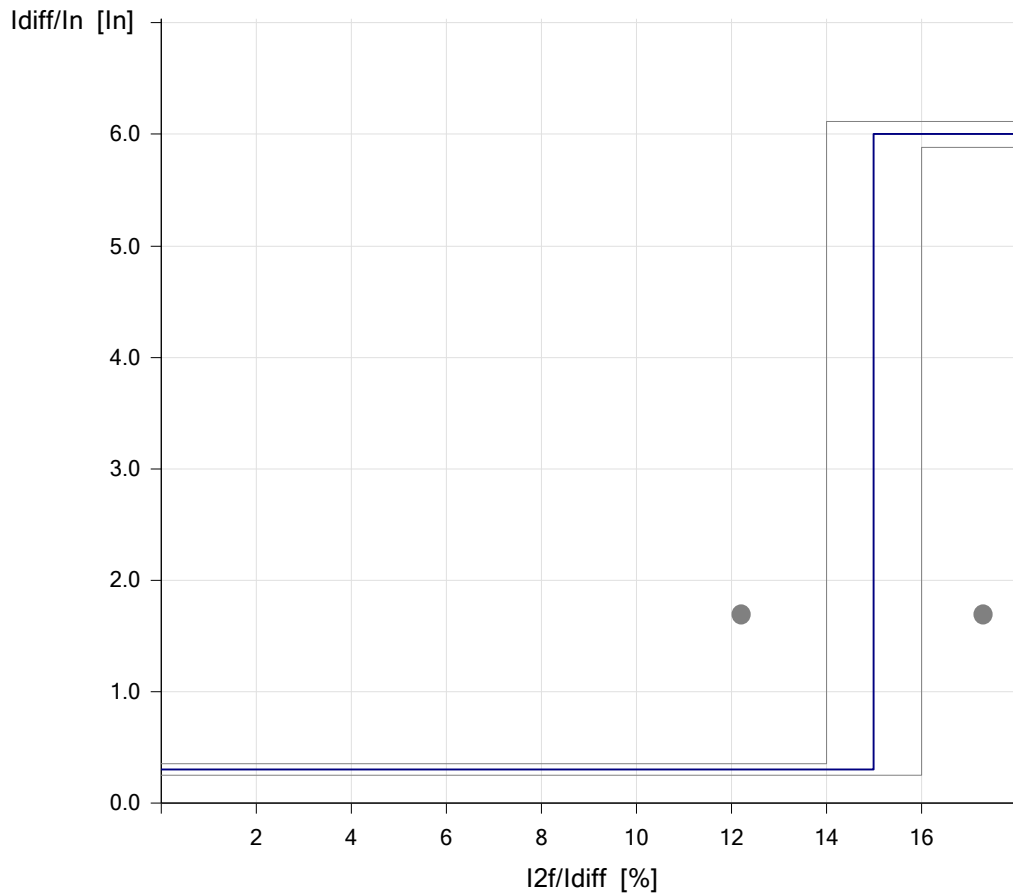
Salidas binarias

Bin. Out 1: 0
 Bin. Out 2: 0
 Bin. Out 3: 0
 Bin. Out 4: 0

Resultados de la prueba para fase de prueba L1-L2-L3 en el lado de referencia Primary para 2. Armónico

I _{diff}	I _x f/I _{diff}	Angulo (I _x f, I _{diff})	Disparo	Estado	Resultado
1.70 I/In	12.20 %	-120.0 °	No	No probado	n/a
1.70 I/In	17.30 %	-120.0 °	No	No probado	n/a

Plano de prueba de frenado por armónicos



Estado:

0 de 2 puntos probados. 0 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Diff Harmonic 5° A-B-C

Equipo en prueba - Parámetros de diferencial

Equipo protegido:

Equipo protegido: Transformador
 Grupo vectorial: YD11

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Tensión:	34,50 kV	6,60 kV
Potencia:	2,00 MVA	2,00 MVA
Pto. estrella a tierra:	Sí	No
TC de conexión en triángulo:	No	No

TC:

Nombre de devanado:	Primary	Secondary
Corriente del TC Prim:	400,00 A	400,00 A
Corriente del TC Sec:	5,00 A	5,00 A
Puesta a tierra del TC:	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.
I prim de TC tierra:	200,00 A	800,00 A
I sec de TC tierra:	1,00 A	1,00 A
Puesta a tierra de TC tierra:	n/a	n/a

Dispositivo de protección:

Devanado de ref.: Primary
 Cálculo de I_{pol}: $(|I_p| + |I_s|) / K1$ (K1 = 2,00)
 Eliminación de homopolar: IL-I0
 Corriente de referencia: Corriente nominal del OP
 TC tierra usado: No
 Desactivar caract. comb.: No

tdiff>:	0,03 s
tdiff>>:	0,03 s
ttol rel:	3,00 %
ttol abs:	0,02 s
ldiff>:	0,20 In
ldiff>>:	10,00 In
ltol rel:	2,00 %
ltol abs:	0,05 In

Ajustes de armónicos:

Tol HR abs: 1,00 % Tol HR rel: 3,00 %

Orden de armónicos	Punto inicial		Punto final	
	I _x /I _{diff}	I _{diff} /I _n	I _x /I _{diff}	I _{diff} /I _n
2	15,00 %	0,20	15,00 %	10,00
5	30,00 %	0,20	30,00 %	10,00

Módulo de prueba

Nombre: OMICRON Diff Harmonic Restraint Versión: 2.30 SR 1
 Comienzo: Fin:
 Nombre de usuario: Director:
 Compañía:

Ajustes de la prueba:

Probando:	Primary	Armónicos probados:	5
Tiempo máx. de prueba:	1,50 s	Tiempo de retardo:	0,25 s
Post-falta activa:	No	Tiempo de post-falta:	0,04 s
V _{sal} activada:	No	Devanado de V _{sal} :	Primary

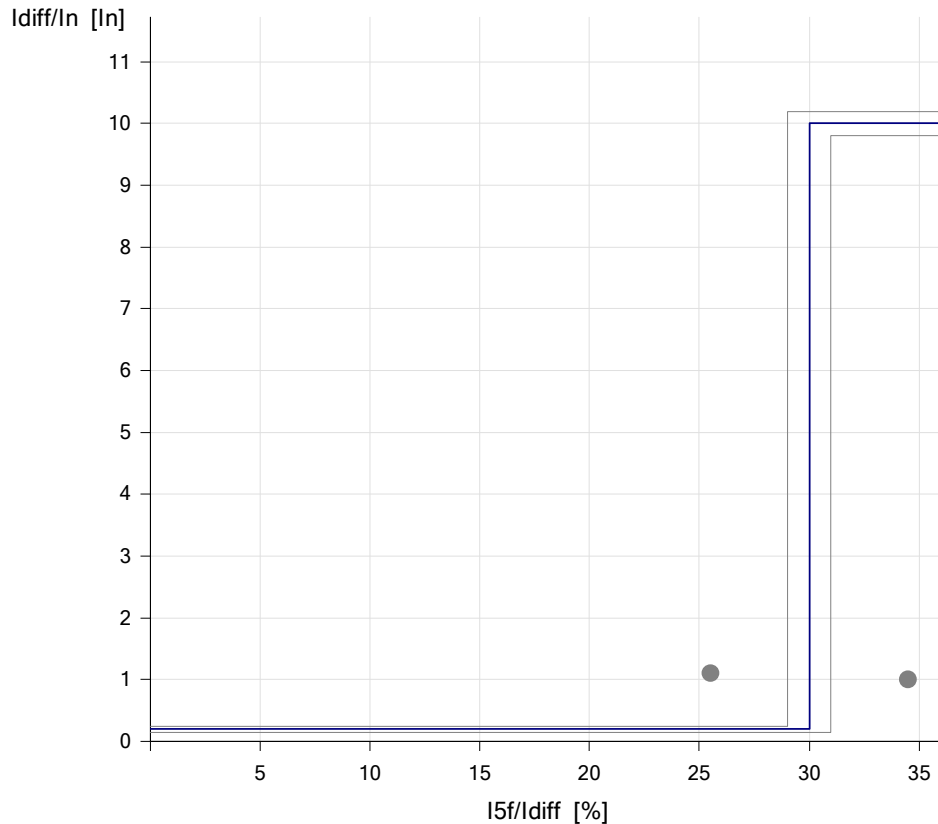
Salidas binarias

Bin. Out 1: 0
 Bin. Out 2: 0
 Bin. Out 3: 0
 Bin. Out 4: 0

Resultados de la prueba para fase de prueba L1-L2-L3 en el lado de referencia Primary para 5. Armónico

Idiff	Ixf/Idiff	Angulo (Ixf,Idiff)	Disparo	Estado	Resultado
1,10 I/In	25,50 %	-120,0 °	No	No probado	n/a
1,00 I/In	34,50 %	-120,0 °	No	No probado	n/a

Plano de prueba de frenado por armónicos



Estado:

0 de 2 puntos probados. 0 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Sobrecorriente L1-L2-L3:

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0.10 s	Conexión del TT:	En equipo protegido
To. tiem. rel.:	10.00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	A equipo protegido
Tol. corr. abs.:	0.10 Iref		
Tol. corr. rel.:	5.00 %		
Direccional:	No		

PROTECTION OF ELECTRICAL SYSTEMS

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#4	TPU-EI	0.84 Iref	6.00	0.95	No direccional
Sí	#5	IEC Definite Time	6.50 Iref	0.06 s	0.95	No direccional
No	#6	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Residuales:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#1	TPU-EI	0.20 Iref	5.00	0.95	No direccional
Sí	#2	IEC Definite Time	2.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional
No	#3	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Secuencia negativa:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
No	#7	IEC Normal Inverse	1.00 Iref	1.00	0.95	No direccional
No	#8	IEC Definite Time	4.00 Iref	0.10 s	0.95	No direccional
No	#9	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Homopolares:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#10	TPU-EI	0.13 Iref	5.00	0.95	No direccional
No	#11	IEC Definite Time	1.33 Iref	0.10 s	0.95	No direccional
No	#12	IEC Definite Time	3.33 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Módulo de prueba

Nombre: OMICRON Overcurrent Versión: 2.40 SR 1
 Comienzo: 11-May-2012 19:11:30 Fin: 11-May-2012 19:12:11
 Nombre de usuario: Director:
 Compañía:

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo: Inicio de la falta
 Corriente de carga: 0.00 In
 Ángulo de carga: igual que ángulo de falta
 Tiempo de pre-falta: 0.00 s
 Tiempo máx. abs.: 240.00 s
 Tiempo de post-falta: 0.50 s
 Tiempo máx. rel.: 100.00 %
 Activar salida de tensión: No
 Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas): 1.00 Vn
 Tensión de falta LL (para faltas bifásicas): 1.73 Vn
 CC en disminución activa: No
 Constante de tiempo: 0.05 s
 Tiempo mín. car. IP: 1.00 t_de_disparo_IP
 Reposición térmica activa: No
 Método de Habilitar reposición: Manual
 Mensaje de reposición térmica: Please reset the Thermal Memory of the device under test before continuing.

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	#4	2.000	1.68 In	n/a	18.97 s	14.70 s	24.62 s
L1-L2-L3	#4	3.000	2.52 In	n/a	7.25 s	5.87 s	8.93 s
L1-L2-L3	#4	4.000	3.36 In	n/a	3.97 s	3.24 s	4.84 s
L1-L2-L3	#4	5.000	4.20 In	n/a	2.56 s	2.10 s	3.11 s
L1-L2-L3	#4	7.420	6.23 In	n/a	1.26 s	0.00 s	1.51 s

Salidas binarias:

Nombre	Estado
Bin. Out 1	No
Bin. Out 2	No
Bin. Out 3	No
Bin. Out 4	No

Entradas binarias:

Lógica del trigger: Or

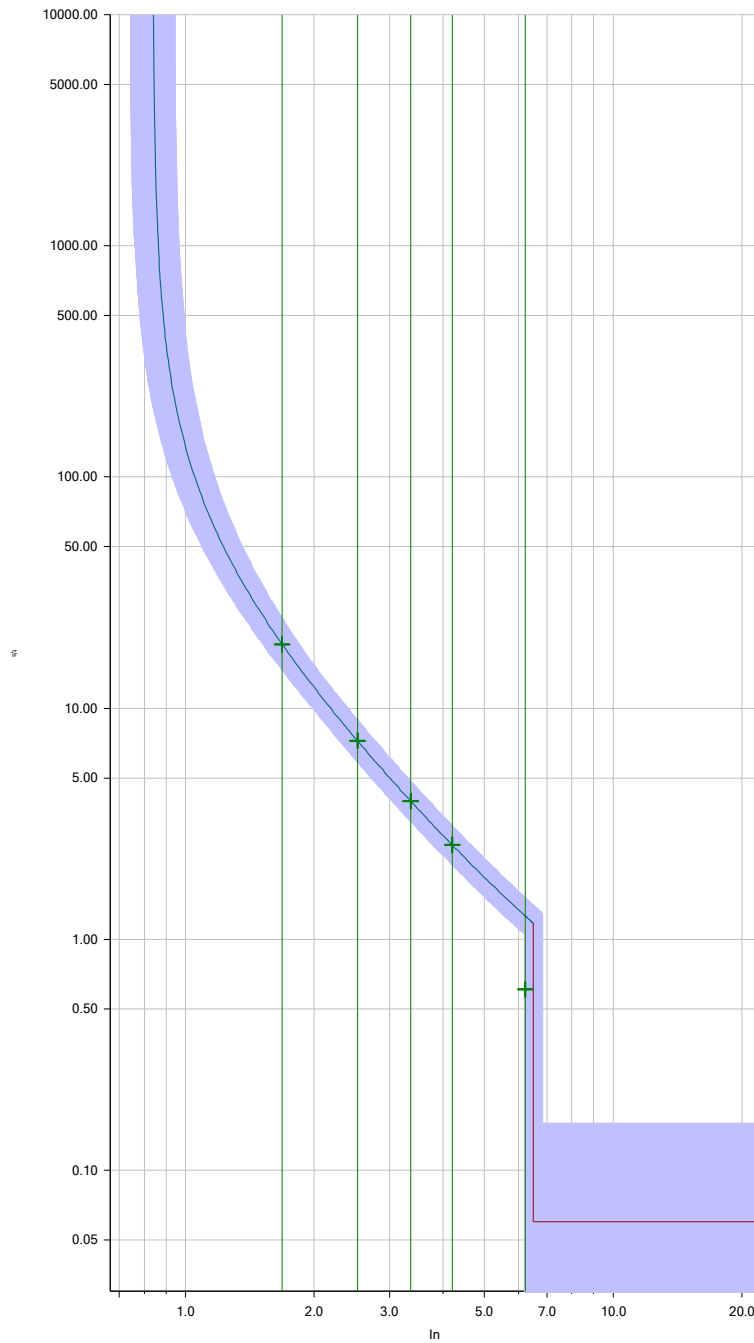
Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Bin. In. 2	X

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	tnom.	treal	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	#4	2.000	1.68 In	n/a	18.97 s	18.92 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	3.000	2.52 In	n/a	7.25 s	7.24 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	4.000	3.36 In	n/a	3.97 s	3.97 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	5.000	4.20 In	n/a	2.56 s	2.56 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	7.420	6.23 In	n/a	1.26 s	0.61 s	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Angulo
L1-L2-L3	n/a



Estado:

5 de 5 puntos probados.

5 puntos correctos.

0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

Sobrecorriente L1-L2-L3: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0.10 s	Conexión del TT:	En equipo protegido
To. tiem. rel.:	10.00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	A equipo protegido
Tol. corr. abs.:	0.10 Iref		
Tol. corr. rel.:	5.00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#4	TPU-EI	1.24 Iref	3.00	0.95	No direccional
Sí	#5	IEC Definite Time	5.00 Iref	0.04 s	0.95	No direccional
No	#6	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Residuales:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#1	TPU-EI	0.20 Iref	5.00	0.95	No direccional
Sí	#2	IEC Definite Time	2.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional
No	#3	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Secuencia negativa:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
No	#7	IEC Normal Inverse	1.00 Iref	1.00	0.95	No direccional
No	#8	IEC Definite Time	4.00 Iref	0.10 s	0.95	No direccional
No	#9	IEC Definite Time	10.00 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Elementos - Homopolares:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	#10	TPU-EI	0.13 Iref	5.00	0.95	No direccional
No	#11	IEC Definite Time	1.33 Iref	0.10 s	0.95	No direccional
No	#12	IEC Definite Time	3.33 Iref	0.05 s	0.95	No direccional

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	2.40 SR 1
Comienzo:	11-May-2012 19:41:35	Fin:	11-May-2012 19:43:39
Nombre de usuario:		Director:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0.00 In
Tiempo de pre-falta:	0.00 s
Tiempo máx. abs.:	240.00 s
Tiempo de post-falta:	0.50 s
Tiempo máx. rel.:	100.00 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	1.00 Vn
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	1.73 Vn
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	0.05 s
Tiempo mín. car. IP:	1.00 t_de_disparo_IP
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	Manual
Mensaje de reposición térmica:	Please reset the Thermal Memory of the device under test before continuing.

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	t _{nom.}	t _{min}	t _{max}
L1-L2-L3	#4	1.200	1.49 In	n/a	59.97 s	37.13 s	114.65 s
L1-L2-L3	#4	1.500	1.86 In	n/a	21.17 s	15.91 s	28.67 s
L1-L2-L3	#4	1.800	2.23 In	n/a	11.86 s	9.31 s	15.17 s
L1-L2-L3	#4	2.100	2.60 In	n/a	7.83 s	6.23 s	9.84 s
L1-L2-L3	#4	2.400	2.98 In	n/a	5.64 s	4.52 s	7.01 s
L1-L2-L3	#4	2.700	3.35 In	n/a	4.29 s	3.46 s	5.31 s
L1-L2-L3	#4	3.000	3.72 In	n/a	3.40 s	2.75 s	4.18 s

Salidas binarias:

Nombre	Estado
Bin. Out 1	No
Bin. Out 2	No
Bin. Out 3	No
Bin. Out 4	No

Entradas binarias:

Lógica del trigger: Or

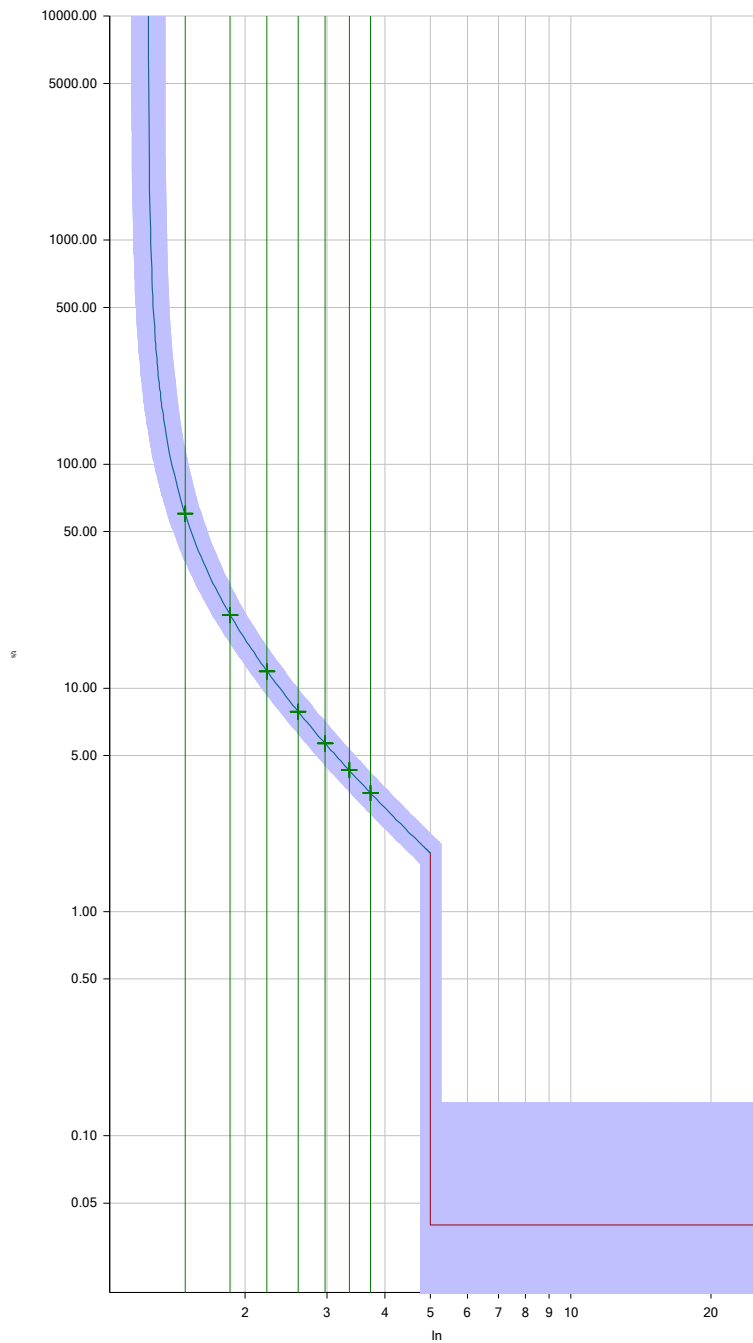
Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Bin. In. 2	X

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	t _{nom.}	t _{real}	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	#4	1.200	1.49 In	n/a	59.97 s	59.86 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	1.500	1.86 In	n/a	21.17 s	21.16 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	1.800	2.23 In	n/a	11.86 s	11.86 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	2.100	2.60 In	n/a	7.83 s	7.82 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	2.400	2.98 In	n/a	5.64 s	5.64 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	2.700	3.35 In	n/a	4.29 s	4.29 s	No	Correcta
L1-L2-L3	#4	3.000	3.72 In	n/a	3.40 s	3.39 s	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Angulo
L1-L2-L3	n/a



Estado:

7 de 7 puntos probados.

7 puntos correctos.

0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

4.- CONCLUSIONES

De acuerdo al trabajo preparado y desarrollado se puede observar que la asignatura PROTECTION OF ELECTRICAL SYSTEMS es importante para lo cual fue imprescindible conocer el objeto de estudio de la misma, para poder entenderlo, dominarlo y comprender que la asignatura es importante para un ingeniero eléctrico en formación.

El objeto de estudio de esta materia fue ver las protecciones eléctricas utilizadas en los Sistemas Eléctricos de Potencia y el objetivo fundamental la de proteger eficazmente al personal operativo y los elementos fundamentales del Sistema Eléctrico de Potencia contra los defectos y averías que en ellos puedan presentarse.

El problema fundamental que se presenta a la hora de proteger eficazmente un Sistema Eléctrico de Potencia es lograr la diferenciación adecuadamente entre un régimen de avería intolerable y un régimen transitorio por muy severo que este sea. Durante el régimen de avería, la protección debe actuar y desconectar la energía del elemento averiado, pero nunca desconectar la energía durante un régimen transitorio permisible.

La asignatura posee temas principales sobre la Protección de Redes Eléctricas y la Protección de Máquinas Eléctricas que posee un conjunto de actividades iniciales y finales resumidas que serán de mucha utilidad para la comprensión de los contenidos y el desarrollo de las habilidades generales de la materia.

Es difícil hacer un resumen sobre la importancia o la misión de las Protecciones Eléctricas y estos conceptos irán cambiando a medida que ingresemos más en el estudio de esta, la más importante ciencia dentro la disciplina de los Sistemas Eléctricos. Un sistema incorrectamente protegido no tendrá calidad, sin importar si ha sido correctamente diseñado y que se esté siendo explotado de forma óptima.

La misión anteriormente expuesta es la que por años se ha mantenido, pero en la actualidad se está comenzando a madurar la idea de que las protecciones determinen de forma

predictiva, cuando ocurrirá una falla y por tanto, actuar antes que aquello ocurra, por lo tanto las protecciones actuales basadas en microprocesadores, ya están logrando que las protecciones calculen de manera aproximada el tiempo de vida útil de los equipos y desde luego destacar en su cuidado donde las probabilidades y las estadísticas juegan un papel importante en este nuevo concepto.

Finalmente durante el tratado de este tema relacionado con las protecciones se ha visto lo necesario para comprender las protecciones eléctricas, las más utilizadas en los Sistemas Eléctricos de Potencia de nuestro País que a lo largo del tiempo ofrecerá la metodología que permita el dominio de otros métodos.

5.- REFERENCIAS

- [1] Applied Protective Relaying Westinghouse Electric Corporation
- [2] Protective Relays Application Guide The English Electric Corporation
- [3] Protective Relays A.R. van C. Warrington Editorial Chapman Hall
- [4] Introducción a Protección de Sistemas Eléctricos Amadeu Caminha Editora Edgar Blucher