

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



LA IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES CONTRA
SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA

POR

ING. JUAN RAMON CHAVEZ CONTRERAS

T E S I S

EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERIA ELECTRICA CON ESPECIALIDAD
EN POTENCIA

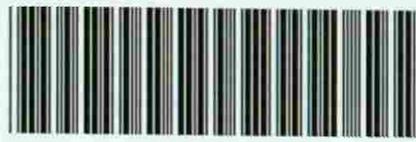
MONTERREY, N. L.

JUNIO DE 1999

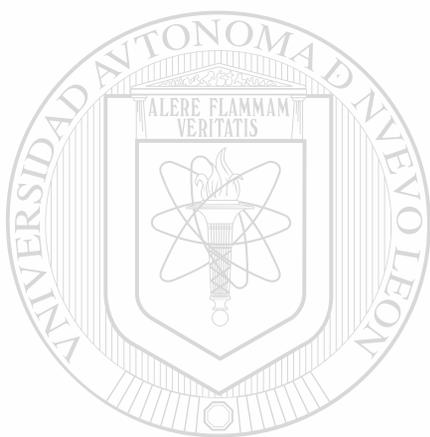
J R C H C

LA IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES CONTRA
SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA

TM
TK2861
Ch3
c.1



1080087883



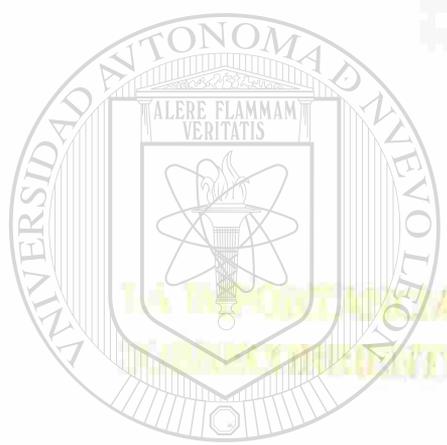
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



LA IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES CONTRA
CORRIENTES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FOR
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
DR. JUAN RAMÓN CHAVEZ CONTRERAS

TESIS

OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD
EN POTENCIA

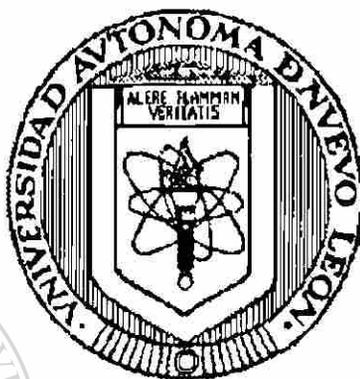
MONTERREY, N. L.

JUNIO DE 1999

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



**LA IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES CONTRA
SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

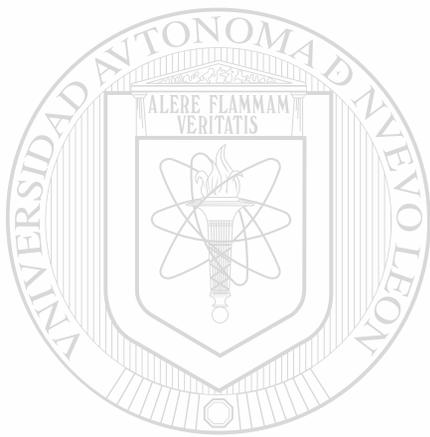
**POR
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS**

ING. JUAN RAMON CHAVEZ CONTRERAS

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERIA ELECTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

MONTERREY, N.L. JUNIO 1999

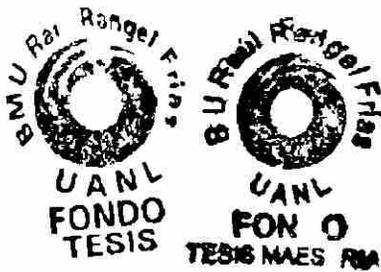


UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



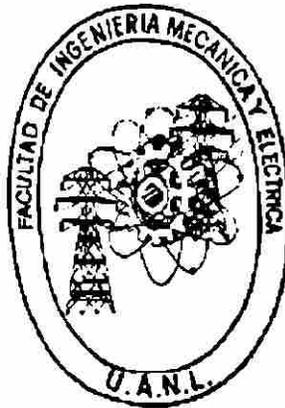
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



LA IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

POR
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
ING. JUAN RAMON CHAVEZ CONTRERAS

TESIS

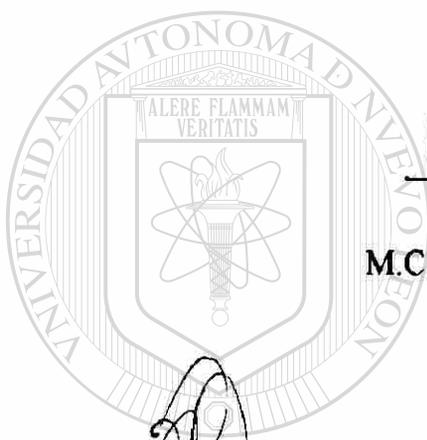
EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERIA ELECTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

MONTERREY, N.L. JUNIO 1999

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA.
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis "La Importancia de las Protecciones Contra Sobrecorrientes en los Sistemas Eléctricos de Potencia", realizada por el alumno Ing. Juan Ramón Chávez Contreras, matrícula 060096 sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.

El comité de Tesis



Asesor
M.C. Evelio P. González Flores

Coasesor
M.C. Felix González Estrada

Coasesor
M.C. Armando Páez Ordoñez

Vo.Bo.
M.C. Roberto Villarreal Garza
División de Estudios de Post-grado

San Nicolas de los Garza, N.L. a 28 de Mayo de 1999

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento al M.C. Evelio P. González Flores asesor de esta tesis, al M.C. Marco Antonio Méndez Cavazos por su valiosa atención que le dedico a la elaboración de esta tesis, también al Dr. Fernando Betancour Ramírez, M.C. Enrique Betancour y al Dr. Cesar Elizondo con los cuales lleve algunas materias de la maestría por sus experiencias y apoyo.

A Industria del Alkali S.A. de C.V. del grupo Vitro por la oportunidad que se me brindo y su apoyo Económico y de tiempo para poder llevar a cabo dicha maestría.

A mi familia por su confianza, paciencia y soporte que siempre me han brindado.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Dedicatorias

A Dios

Por permitirme nacer y vivir

A mi Esposa

Carmen Gutiérrez Yañez

Por su gran amor, cariño, comprensión y afecto.

A mis Hijas

Carmen Elizabeth

Verónica Aydee

Claudia Anahi

Por su gran amor, cariño, comprensión y afecto.

A mis Padres

Rosendo Chávez Limón

Carmen Contreras Lugo

Por su gran cariño y apoyo incondicional

A mis Maestros

Por compartirme sus conocimientos y experiencias

A mis Amigos y Compañeros

Por regalarme un tesoro . . . su amistad

A todas las personas que de una u otra
forma han estado conmigo en las buenas
Y las malas situaciones de mi vida.

PROLOGO

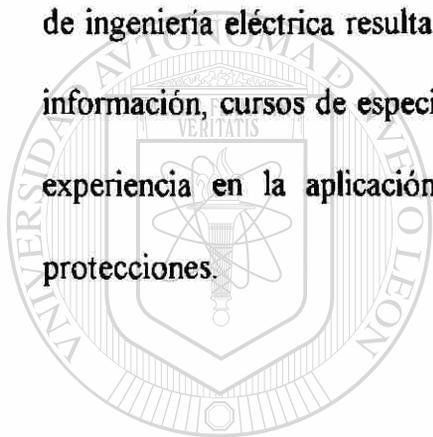
El constante crecimiento de las poblaciones origina una demanda eléctrica que cada día se incrementa y que los usuarios exigen de mayor calidad de sus suministros; La capacidad para cubrir dicha demanda se puede tomar como un indicador del desarrollo de su economía nacional, ante tal incremento y situaciones que se ven próximas a suceder, como sería la interconexión de redes eléctricas con el extranjero, con la finalidad de importar energía eléctrica que resulte más económica para asegurar un beneficio que impactará directamente en el crecimiento de la economía de nuestro país. Como consecuencia de lo anterior, nuestro sistema eléctrico deberá de ser de mayor calidad para poder competir ante tal situación, esta calidad depende en gran parte de la aplicación apropiada de las protecciones eléctricas que garantizan un funcionamiento confiable y seguro de los sistemas eléctricos de potencia.

Por lo expuesto anteriormente, el presente trabajo lleva la intención de brindar al ingeniero que inicia en el estudio de relevadores de protección, la información necesaria, así como las herramientas básicas que le serán suficientes para utilizar equipo de protección con los cuales tiene que tratar en el transcurso de su carrera profesional.

El aspecto conceptual de la protección en los sistemas eléctricos de potencia representa un punto muy importante, especialmente con la orientación hacia la aplicación de los esquemas de protección, motivo por el cual este trabajo se ha desarrollado haciendo énfasis en los fundamentos de la aplicación de relevadores en

sistemas eléctricos de potencia, ilustrando en cada capítulo material objetivo y a su vez didáctico.

Existe una aceleración en el desarrollo de nuevas tecnologías en la construcción, desarrollo y aplicación de nuevos relevadores de protección, todo esto debido al crecimiento de nuevas plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones etc. Que acarrearán como resultado un cambio en la topología de los sistemas eléctricos de potencia importante. Ante tal situación, cabe aclarar que el presente trabajo no pretende cubrir todos los análisis profundos del arte de la protección por relevadores, ya que esta rama de ingeniería eléctrica resulta ser una especialidad tan celosa que requiere de muchísima información, cursos de especialización y actualización y sobre todo de bastantes años de experiencia en la aplicación, para poder llegar a tomar el rango de ingeniero en protecciones.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

INDICE

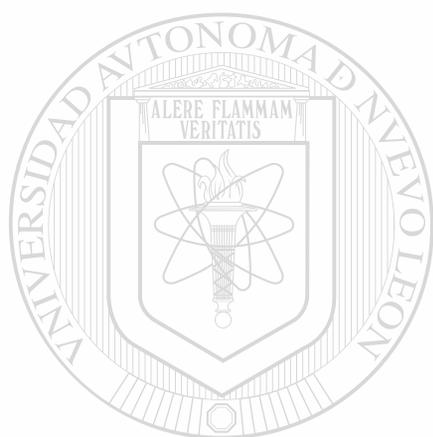
LA IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

Prologo.....	iii
Indice.....	v
Síntesis.....	ix
Listado de Tablas.....	xi
Listado de Figuras.....	xii
Capitulo 1. -Introducción.....	1
1.1- Descripción del problema a Resolver.....	1
1.2- Objetivo de la Tesis.....	1
1.3- Justificación del trabajo de la tesis.....	2
1.4- Metodología.....	2
1.5- Limites del Estudio.....	2
1.6- Revisión Bibliográfica.....	3
Capitulo 2. - La Protección de los sistemas eléctricos de potencia.....	5
2.1- Estadística de las Fallas.....	5
2.2. - Las Causas que originan Falla en el Sistema.....	6
2.2.1- Sobre Carga.....	6
2.2.2. - Corto Circuito.....	7
2.2.3. - Caída de Tensión.....	8
2.2.4. - Elevación de Tensión.....	8
2.2.5. - Inversión del Flujo de Potencia.....	8
2.2.6. - Variación de Frecuencia.....	8
2.3. - Elementos que intervienen en un Sistema de Protección.....	9
2.4. - Transformador de Instrumento.....	12
2.5. - Transformadores de Corriente.....	12
2.6. - La Evaluación del uso de Protección por Relevadores.....	13
Capitulo 3. - Conceptos Básicos de la Protección con Relevadores.....	14
3.1. - Introducción.....	14
3.2. Numero y tipo de Relevadores.....	24
3.3. - Protección Primaria.....	31
3.4. - Protección de Respaldo.....	31
3.5. - Respaldo Local.....	33
3.6. - Respaldo Remoto.....	34
3.7. - Zonas de Detección y Zonas de Libramiento.....	35
3.8. - Protección de Respaldo por falla de Interruptor.....	38
3.8.1. - Respaldo Local.....	39
3.9. - Respaldo Remoto.....	40
3.9. - Características de Operación.....	41
Capitulo 4. - Características y Fundamentos de la Operación de los Diferentes Tipos de Relevadores de Protección.....	42
4.1. - Introducción.....	42
4.2. - Clasificación de los Relés.....	43
4.3. - Principios en que se basan los relevadores.....	44

4.4. - Características.....	49
4.5. - Reposición (Reset).....	52
4.6. - Relevadores de Inducción Direccionales.....	52
4.7. - Construcción y operación.....	53
4.8. - Unidad Direccional.....	54
4.9. - Características de Funcionamiento.....	58
4.9.1. - El Efecto de los Transitorios en el Funcionamiento de Los Relevadores.....	59
4.9.2. - El Efecto de la Frecuencia en el Par Neto del Relevador.....	60
4.10. - Características de Tiempo para Diferentes Tipos de Estructuras Actuantes.....	60
4.11. - La Ecuación Universal del Par de Un Relevador.....	60
Capitulo 5. - Transformadores de Instrumentos para Relevadores.....	61
5.1. - Introducción.....	61
5.2. - Transformadores de Corriente.....	62
5.2.1. - Especificaciones Técnicas.....	64
5.3. - Transformadores de Potencial.....	70
5.3.1. - Transformadores de Potencial del Tipo Magnético.....	71
5.3.2. - Transformadores de Potencial del Tipo Capacitivo.....	73
5.4 Especificaciones técnicas.....	75
Capitulo 6. - Descripción General de la Protección de Sobrecorriente, Direccional, Diferencial y de Distancia.....	76
6.1. - Protección de Sobrecorriente.....	76
6.2. - Ejemplo de un ajuste.....	80
6.3. - Diagramas de Conexiones de una Protección de Sobrecorriente y Tierra.....	80
6.4. - Conmutador de fases de amperímetro.....	85
6.5. - Protección direccional.....	86
6.5.1. - Principios en que se Basan estos Relevadores.....	89
6.4. - Relevadores Direccionales aplicados a la Protección de Fallas a Tierra.....	95
6.7.1. - Polarización.....	97
6.8. - Protección Diferencial.....	99
6.9. - Características de por ciento pendiente de un relevador diferencial ..	103
6.10. - Características del tiempo.....	106
6.11. - Restricción de Armónicas.....	107
6.12. - Protección de Distancia.....	108
6.13. - Descripción.....	109
6.14. - Aplicación.....	109
6.15. - Principios de operación.....	110
6.16. - Características de operación.....	112
6.17. - Componentes principales que consta un rele de Distancia.....	115
Capitulo 7. - Características Ajustes y Limites de los Relevadores.....	116
7.1.- Características de Tiempo-Corriente.....	116
7.1.1.- Relevadores Definidos Tiempo-Corriente.....	116
7.1.2.- Relevadores Inversos de Tiempo-Corriente.....	118

7.1.3.-Relevadores de Tiempo Definido contra Inversos.....	119
7.1.4.- Relevadores de Tiempo Inverso Definido	120
7.1.5.- Monitoriando el Voltaje	124
7.1.6.- Relevadores Instantáneos de Sobrecarga	124
7.1.7.- Relevadores de Tiempo Sobrecorriente extremadamente Inverso.....	127
7.1.8.- Características Especiales de los Relevadores.....	128
7.2.- Aplicación de los Relevadores de Tiempo-Corriente.....	128
7.2.1.- Reglas para el Ajuste de Relevadores en Falla de Fase.....	130
7.2.1.1 Reglas para el Ajuste de Relevadores en Falla a Tierra.....	131
7.2.2.- Aplicación Típica de Relevadores.....	132
7.2.3.- Perfeccionamiento de Selectividad	133
7.2.4.- Aplicación de Unidades Instantáneas	134
7.2.5.- Aplicación de los Relevadores muy inversos de Tiempo-Corriente	135
7.2.6.- Aplicación de los Relevadores Extremadamente inversos de Tiempo-Corriente.....	137
7.3.- Límites permisibles de Error.....	138
7.3.1.- Nuevo Método de Definir los Límites de Error.....	139
7.3.2.- Método de Definición de la Forma de la Característica	144
7.4.- Rangos de Relevadores de Sobrecorriente.....	145
7.4.1.- Fallas de Fase.....	146
7.4.2.- Fallas a Tierra.....	146
7.4.3.- Progresión Geométrica contra Aritmética del Ajuste	146
7.5.- Protección direccional de sobrecorriente	147
7.5.1.- Fallas de Fase.....	149
7.5.2.- Fallas a Tierra	156
7.5.3.- Relevadores de Poder de Secuencia Cero	169
7.5.4.- Doble Polarización.....	170
7.6.- Disparos de Corriente Alterna.....	171
7.7.- Esquemas de Protección Usando Relevadores de Sobrecorriente.....	172
7.8.- Construcción de Relevadores de Tiempo-Corriente.....	174
Capítulo 8.- Esquemas de Protección de Sobrecorriente y su Mantenimiento.....	180
8.1.- Requerimientos de un Esquema de Protección.....	180
8.2.- Partes Básicas de un Esquema de Protección a Base de Relés.....	181
8.3.- Nomenclatura para Designación de Equipo.	182
8.4.- Mantenimiento Preventivo y su Periodicidad.	182
8.5.- Actividades del Mantenimiento Preventivo de Esquemas a Base de Relés.....	183
8.6.- Interpretación de Resultados de Mantenimiento a Relevadores.....	187
8.7.- Mantenimiento de Esquemas a Base de Fusibles.	188
8.8.- Mantenimiento a Esquemas de Interruptores de Baja Tensión (Electromagnéticos.	188
Capítulo 9.- Conclusiones y Recomendaciones	194
9.1.- Conclusiones.....	194
9.2.- Recomendaciones	196

Glosario de conceptos de los capítulos	197
Glosario de las fotografías del caso real	200
Bibliografía	210
Resumen Autobiográfico	211



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

SINTESIS

Capítulo 1. – Introducción

Este capítulo tiene la finalidad de brindar la información necesaria a las personas que están relacionadas con la rama de la ingeniería eléctrica, sobre el estudio de los principios y fundamentos básicos de la operación, funcionamiento y la aplicación de los relevadores de protección utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, deseando que el presente sea la plataforma para iniciar el estudio de esta rama de la ingeniería, que resulta ser toda una especialidad, y que es imprescindible su aparición en todo sistema eléctrico de potencia, ya que con esta se garantizan la seguridad, estabilidad y calidad de su operación.

Ya que va encaminada hacia los problemas que se pueden tener en las Industrias que manejen grandes consumos de kilowatts.

Capítulo 2. – La Protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Este capítulo trata de los antecedentes de la protección por medio de relevadores, mencionando las fallas que se originan en un sistema eléctrico de potencia, así como las estadísticas de ocurrencia de las mismas, producto de la recopilación de años de experiencia. También se enuncia los elementos que intervienen en un sistema de protección.

Capítulo 3. – Conceptos Básicos y Consideraciones Fundamentales en la Protección por Relevadores.

Este capítulo expone los conceptos y fundamentos básicos que son objeto de estudio para introducirse al campo de la protección por relevadores, desde diferentes tipos de relevadores, filosofía de la protección para las conexiones típicas en C.A. y circuitos de disparo en C.D.

Capítulo 4. – Principios, Características y Fundamentos de la Operación de los diferentes Tipos de Relevadores de Protección.

En este capítulo se estudian los principios, características y fundamentos de la operación de los relés que se clasifican de acuerdo a sus características constructivas, principio de funcionamiento y tipos de operación para las diferentes estructuras actuantes,

Además se muestran las partes más importantes que los constituyen, así como los diagramas vectoriales para par máximo. Finalizando con el efecto de los transitorios y de la frecuencia en su funcionamiento.

Capítulo 5. – Transformadores de Instrumentos para Relevadores.

Aquí se mencionan los dispositivos utilizados para determinar parámetros de los circuitos eléctricos, como las señales de voltaje y corriente principalmente, se analiza el diagrama elemental de un transformador de corriente y el de potencial así mismo enunciando las principales especificaciones técnicas correspondientes.

Capítulo 6. – Descripción General de la Protección de Sobrecorriente Direccional, Diferencial y de Distancia.

Capítulo dedicado a la descripción y aplicación general de las protecciones de sobrecorrientes, Direccional, diferencial y de distancia, donde se muestran los diagramas de conexiones y de principios de operación, así como se representan con figuras las partes principales que constituyen a estos tipos de relevadores.

Capítulo 7. – Protección por medio de Relevadores de Sobrecorriente

En este capítulo se ven los Esquemas de Protección, Construcción, Características, límites y Aplicaciones de los Relevadores de Sobrecorriente y Direccionales.

Capítulo 8. – Esquemas de Protección de Sobrecorriente y su Mantenimiento Preventivo.

Este capítulo trata que partiendo de la realidad de que no existe y tampoco es posible diseñar un sistema eléctrico en el que no ocurran fallas, en el proyecto de cualquier instalación eléctrica se deben de considerar dos prevenciones:

1. Efectuar un diseño en el cual se minimice la posibilidad de ocurrencia de falla, con el consiguiente incremento en el costo de la instalación, sin llegar a eliminar este riesgo.
2. Incluir en el diseño elementos que detecten las fallas y disminuyan los efectos negativos de las mismas. estos elementos son los esquemas de protección y lo constituyen los fusibles, relevadores, transformadores de instrumento, interruptores, cableado etc.

Por lo anterior podemos resumir y destacar que los esquemas de protección se instalan en un sistema de potencia con la finalidad de retirar o desconectar en forma rápida el elemento o componente de la red que sufre un corto circuito o que funciona en forma anormal y que de no hacerlo afectara al resto del sistema.

Capítulo 9. – Conclusiones y Recomendaciones.

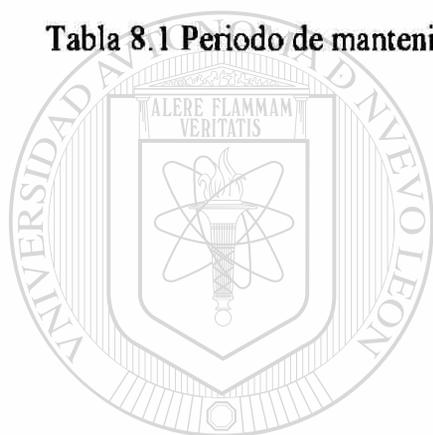
En este capítulo trata de que toda red eléctrica por nueva que sea, Requiere de protección y toda protección requieren análisis de operación secuencial (estudio de Coordinación), apoyado por un programa de mantenimiento.

El costo de ejecución de estudio de coordinación y programas de mantenimiento, siempre será menor al de reparación del equipo dañado y perdida de producción que puede provocarse con una falla de esquemas de protección de potencia, Por fallas del sistema eléctrico.

En caso de que la compañía carezca de personal capacitado y/o equipo de prueba, Existen empresas que suministran servicios de elaboración de estudios y ejecución de Mantenimiento Preventivo y Correctivo en dispositivos de Protección.

LISTADO DE TABLAS

TABLA	PAGINA
Tabla 2A Fallas en los diferentes Equipos de un Sistema de Potencia -----	5
Tabla 2B Tipo de fallas y ocurrencia -----	6
Ejemplo 3.13 Tabla de detección de libramiento con 10 Zonas -----	38
Tabla 6.1 Componentes de ondas -----	108
Tabla 7.1 Características de porcentaje de error de tiempo permitido -----	142
Tabla 7.2 Características de porcentaje de error de tiempo permitido -----	143
Tabla 7.3 Estándar de las derivaciones de corriente -----	146
Tabla 7.4 Estándar de las derivaciones de corriente del pick-up del Relevador -	147
Tabla 8.1 Periodo de mantenimiento de los aparatos -----	183



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



TABLA DE FIGURAS

FIGURA	PAGINA
Figura 2.1 Limites de Sobrecarga-----	7
Figura 2.2 Diagrama de Flujo de Sistema de Protección -----	9
Figura 2.3 Lógica de un Esquema de Protección Elemental -----	11
Figura 2.4 Esquema de un transformador de Corriente-----	12
Figura 3.1 Sistema típico y su zona de Protección-----	17
Figura 3.2 Principio de la Protección doble alrededor de un Interruptor -----	18
figura 3.3 Conexiones típicas de C.A. de Relés Protectores -----	20
Figura 3.4 Circuito Típico de control de Disparo -----	22
Figura 3.5 Relés del tipo apertura de Circuito -----	23
Figura 3.6 Un esquema de un circuito de control para un Interruptor -----	24
Figura 3.8 Diagrama unifilar de respaldo local-----	33
Figura 3.9 Diagrama unifilar de respaldo remoto -----	34
Figura 3.10 Diagrama unifilar de Zonas de detección-----	35
Figura 3.11 Diagrama Unifilar de Punto de falla tipo R-----	36
Figura 3.12 Diagrama de detección y Libramiento -----	37
Figura 3.13 Tabla de Detección de Libramiento-----	37
Figura 3.14 Una falla de respaldo local -----	39
Figura 3.15 Una falla en respaldo remoto-----	40
Figura 4.1 Partes de un relevador -----	44
Figura 4.2 Una placa de material de aluminio con fuerzas de atracción-----	45
Figura 4.3 Esquema de un disco de inducción con bobina magnética -----	47
Figura 4.4 Esquema de un relevador de sobrecorriente -----	48
Figura 4.5 Esquema de un relevador con dos bobinas-----	49
Figura 4.6 Diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional -----	57
Figura 4.7 característica de funcionamiento de un relé direccional -----	59
Figura 5.1 Diagrama elemental de un transformador de corriente -----	62

FIGURA	PAGINA
Figura 5.2 Curva de respuesta para un relevador (51) o sobrecorriente de inducción -----	66
Figura 5.3 Diagrama elemental de un transformador de potencial tipo magnético	72
Figura 5.4 Transformador de potencial de varias relaciones -----	73
Figura 5.5 Diagrama elemental del transformador de potencial tipo capacitivo--	74
Figura 6.1 Diagrama de un sistema en cascada-----	78
Figura 6.2 Diagrama de conexiones de una protección de sobrecorriente-----	82
Figura 6.3 Diagrama elemental del relevador de sobrecorriente -----	83
Figura 6.4 a Switch de control-----	83
Figura 6.4 b Switch del control del interruptor -----	84
Figura 6.4 c Diagrama de un conmutador de fases-----	85
Figura 6.4 d Posición de contactos del Amperímetro modelo 16SB1-CA7 -----	85
Figura 6.4 Muestra de un tablero de control -----	86
Figura 6.5 Anillo de una subestacion en derivaciones-----	87
Figura 6.6 Ejemplo de una aplicación de protección -----	88
Figura 6.7 Diagrama de los vectores donde opera el relevador-----	90
Figura 6.8 Conexiones internas y externas de un relevador direccional-----	90
Figura 6.9 Tipos de conexiones en diagrama vectorial -----	92
Figura 6.10 Tipo de conexiones de los T.P.-----	94
Figura 6.11 Diagrama de conexión de T.P. con conexión a tierra-----	96
Figura 6.12 Diagrama de conexión de T.P. con polarización -----	97
Figura 6.13 a Diagrama de polarización con falla a tierra entre circuitos -----	98
Figura 6.13 b Diagrama de polarización con falla a tierra en la alimentación ----	99
Figura 6.14 a Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial normal -	100
Figura 6.15 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial con falla -	101
Figura 6.16 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial con bobina restrictora -----	102
Figura 6.17 Diagrama de diferencia de corriente I_1 y I_2 -----	105

FIGURA	PAGINA
Figura 6.18 Múltiplos de la mínima corriente de operación -----	106
Figura 6.19 Diagrama de la característica de operación-----	113
Figura 7.1 Graduación de la corriente a través de un transformador de impedancia -----	117
Figura 7.2 Graduación de la corriente con fusible -----	118
Fig. 7.3 a y b Graduación del tiempo definido sobre un circuito radial-----	119
Figura 7.4 Relevador de tiempo-corriente definido contra inverso-----	120
Figura 7.5 Características de tiempo corriente de la B.B.S.-----	122
Figura 7.6 Escala logarítmica para Relevador I.D.T.M.-----	123
Figura 7.7 Curva característica de los Relevadores inversos -----	123
Figura 7.8 Reducción de los ajustes de tiempo por Adición -----	124
Figura 7.9 Arreglo de la bobina del relevador para cero error en la derivación -	136
Figura 7.10 Esquema de protección direccional de sobrecorriente-----	149
Figura 7.11 Relevador tiempo-corriente para control direccional-----	151
Figura 7.12 Conexiones de un relevador de corriente residual -----	157
Figura 7.13 La corriente residual puede fluir solo entre un neutro aterrizado y una falla a tierra-----	158
Figura 7.14 a Distribución de un sistema múltiple aterrizado -----	160
Figura 7.14 b Distribución de la secuencia cero en KW y KVAR -----	160
Figura 7.15 Características de tiempo corriente -----	161
Figura 7.16 Característica de tiempo-distancia -----	161
Figura 7.17 Característica de tiempo-distancia de un relevador-----	162
Figura 7.18 Cantidades de secuencia cero sobre sistemas con compensadores neutral -----	163
Figura 7.19 Diagrama de potencial de polarización con estrella-abierta -----	165
Figura 7.20 Corriente de polarización con un transformador de potencia-----	166

FIGURA	PAGINA
Figura 7.21 a) Polarización de un autotransformador-----	167
b) Polarización con Y-Y promedio de un transformador de potencia	167
Figura 7.22 Relevador de tierra restringente con bloqueo transitoria -----	169
Figura 7.23 Disparo abierto de un relevador direccional de secuencia cero ----	171
Figura 7.24 a) Disparo con corriente alterna con reactores -----	175
b) Disparo con relevadores -----	175
Figura 7.25 Protección de líneas rurales con relevador y fuente solamente-----	176
Figura 7.26 a Construcción de electro magnetos Watthorimetro -----	176
Figura 7.26 b Construcción de electro magnetos polo de sombra -----	177
Figura 7.26 c Construcción de electro magnetos tipo E -----	177
Figura 7.27 Relevador de tiempo inverso de disco impreso -----	178
Figura 7.28 Relevador de disco impreso $I^2 t = K$ -----	179
Figura 8.1 y 2 Esquemas de protección y partes básicas y mantenimiento-----	190
Figura 8.3 Hoja de prueba de relevadores 50 / 51 -----	191
Figura 8.4 Hoja de prueba para relevadores 87-----	192
Figura 8.5 Hoja de prueba de interruptores de baja tensión-----	193

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 Descripción del Problema a Resolver

El desarrollo del presente trabajo tiene la finalidad de brindar la información necesaria a las personas que están relacionadas con la rama de la ingeniería eléctrica, sobre el estudio de los principios y fundamentos básicos de la operación, funcionamiento y la aplicación de los relevadores de protección utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, deseando que el presente sea la plataforma para iniciar el estudio de esta rama de la ingeniería, que resulta ser toda una especialidad, y que es imprescindible su aparición en todo sistema eléctrico de potencia, ya que con esta se garantizan la seguridad, estabilidad y calidad de su operación.

En el presente se tratara el estudio de los relevadores, desde los fundamentos de operación hasta la aplicación de estos en las protecciones de los elementos que constituyen un sistema eléctrico de potencia, mostrando esquemas básicos de conexiones, así como las partes más relevantes que constituyen a los relevadores y sus características de operación, finalizando con una introducción a los relevadores estáticos, aplicados estos a la protección de distancia.

1.2 Objetivo de la Tesis.

El objetivo de esta tesis es para comprender mas a detalle la importancia que brindan las protecciones contra sobrecorrientes en los sistemas eléctricos de potencia industriales basados en un caso de una Planta Química en el municipio de García Nuevo León, dando énfasis a los siguientes puntos:

Importancia del relevador como medio de protección en un sistema eléctrico de potencia industrial.

Funcionamiento y características de los diversos tipos de relevadores de protección.

Aplicaciones.

Mantenimiento.

Coordinación.

1.3 Justificación del Trabajo de la Tesis

Esta tesis ha sido escrita para brindar una información mas a detalle de los diversos tipos de relevadores contra sobrecorrientes a todas aquellas personas que se interesen en su comprensión tanto en el ámbito industrial, técnico e ingeniería eléctrica.

Tomando en cuenta que la mayoría de las industrias de renombre cuentan con plantas generadoras de energía en las cuales se encuentran subestaciones las cuales requieren diversos tipos de protección dependiendo de su capacidad de suministro.

1.4 Metodología.

Cada capítulo contiene información necesaria para llegar a comprender la operación, el funcionamiento, el mantenimiento basados en el Código Eléctrico Nacional (National Electric Code) y la aplicación de cualquier tipo de relevador que se requiere utilizar para la protección contra sobrecorrientes.

1.5 Limites del Estudio.

Los Sistemas Electricos de Potencia durante su operación, pueden estar expuestos a diferentes condiciones anormales, originadas por aspectos relacionados en el propio sistema, o por elementos externos al mismo. Algunos de estos factores que producen condiciones anormales, son los siguientes:

- Sobrecarga en los Elementos del Sistema.
- Corto Circuito.
- Falla de Aislamiento.

- Aislamiento Inadecuado.
- Sobretensiones por Descargas Atmosféricas.
- Operación de Interruptores.
- Arcos Electricos por Efecto de Contaminación.
- Elementos Extraños en la Instalación. (Pájaros, roedores, ramas de arboles, etc.)
- Resistencia Mecánica de Diseño.
- Vandalismo.
- Eventos Fortuitos.
- Errores Humanos.

1.6 Revisión Bibliografica

Los Sistemas Electricos de Potencia han tenido un notable desarrollo en las ultimas decadas, Esto debido al considerable crecimiento de nuestra población.

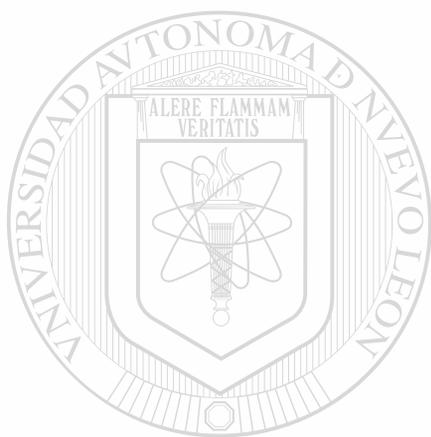
Tomando en cuenta este factor y sabiendo que el servicio en las redes de distribución debe ser mas eficiente cada dia, se requiere de mayor y mejores sistemas de protección de las mismas, no pasando por alto la integridad de las personas y/o las entidades que intervengan en su uso y manejo.

Se han desarrollado sistemas de protección, ademas de sus respectivas nomenclaturas de identificación para el manejo claro y preciso de cualquier persona que se relacione con esta area.

Para el desarrollo de este trabajo se hizo uso de literatura de autores e Instituciones reconocidos (En listados en la Bibliografia de este Trabajo) de los cuales se aprovecha su experiencia acerca de la Energia Electrica, su distribución y sus protecciones ademas de aportar algo de la experiencia propia.

Haciendo énfasis en esto se han incluido temas de muy importantes referentes al ajuste y límites de los relevadores, Fallas posibles, Tipos y periodos de Mantenimiento además de la comprensión en la lectura de los resultados de mantenimiento de los mismos.

Cabe hacer notar que este trabajo no pretende poner en evidencia las fallas humanas, sino de hacer conciencia en una área de oportunidad y por consiguiente evitar el desarrollo de instalaciones de alto riesgo.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 2

LA PROTECCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

2.1 ESTADISTICA DE LAS FALLAS

Al abordar los problemas de Diseño e Instalación de la Protección, es importante tener una idea de la Frecuencia de la Incidencia de las Fallas en los diferentes Equipos de un Sistema de Potencia. Tal información es de suma utilidad, ya que se obtiene de una recopilación histórica de experiencias vividas en campo, observando las tablas A y B podrá evaluar dicha información.

TABLA 2A

EQUIPO	% DEL TOTAL
LINEAS DE ENERGIA	50
CABLES	10
INTERRUPTORES	15
TRANSFORMADORES	12
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	2
EQUIPO DE CONTROL	3
OTROS	8

Tabla 2A Fallas en los diferentes Equipos de un Sistema de Potencia.

Es interesante observar que las fallas que ocurren en las líneas de energía aéreas ocupan el primer lugar o sea la mitad del número total de las fallas, la siguiente tabla es una guía elemental de la ocurrencia de estas fallas.

TABLA 2B	
EQUIPO	% DE
OCURRENCIA	
LINEA A TIERRA	85
LINEA A LINEA	8
DOS LINEAS A TIERRA	5
TRIFÁSICA	2 o menos

Tabla 2B Tipo de fallas y ocurrencia

2.2 LAS CAUSAS QUE ORIGINAN FALLA EN EL SISTEMA SE PUEDEN DESCRIBIR COMO SIGUE:

- SOBRECARGA.
- CORTO CIRCUITO.
- CAIDA DE TENSION.
- ELEVACION DE TENSION.
- INVERSION DEL FLUJO DE POTENCIA.
- VARIACION DE FRECUENCIAS.

2.2.1 SOBRECARGA

Como se sabe, todos los equipos están diseñados para soportar una cierta sobrecarga. Durante su operación, esta sobrecarga está relacionada con el enfriamiento y con la duración que tenga; de manera que la protección debe estar diseñada de tal forma que, se permitan sobrecargas dentro de los límites permisibles por cada equipo. Estos límites están dados principalmente por el tipo de aislamiento; ya que el efecto térmico de la sobrecarga, afecta principalmente el tiempo de vida de los aislamientos; de hecho existen curvas que relacionan la sobrecarga, con el tiempo permisible de estas (figura 2.1).

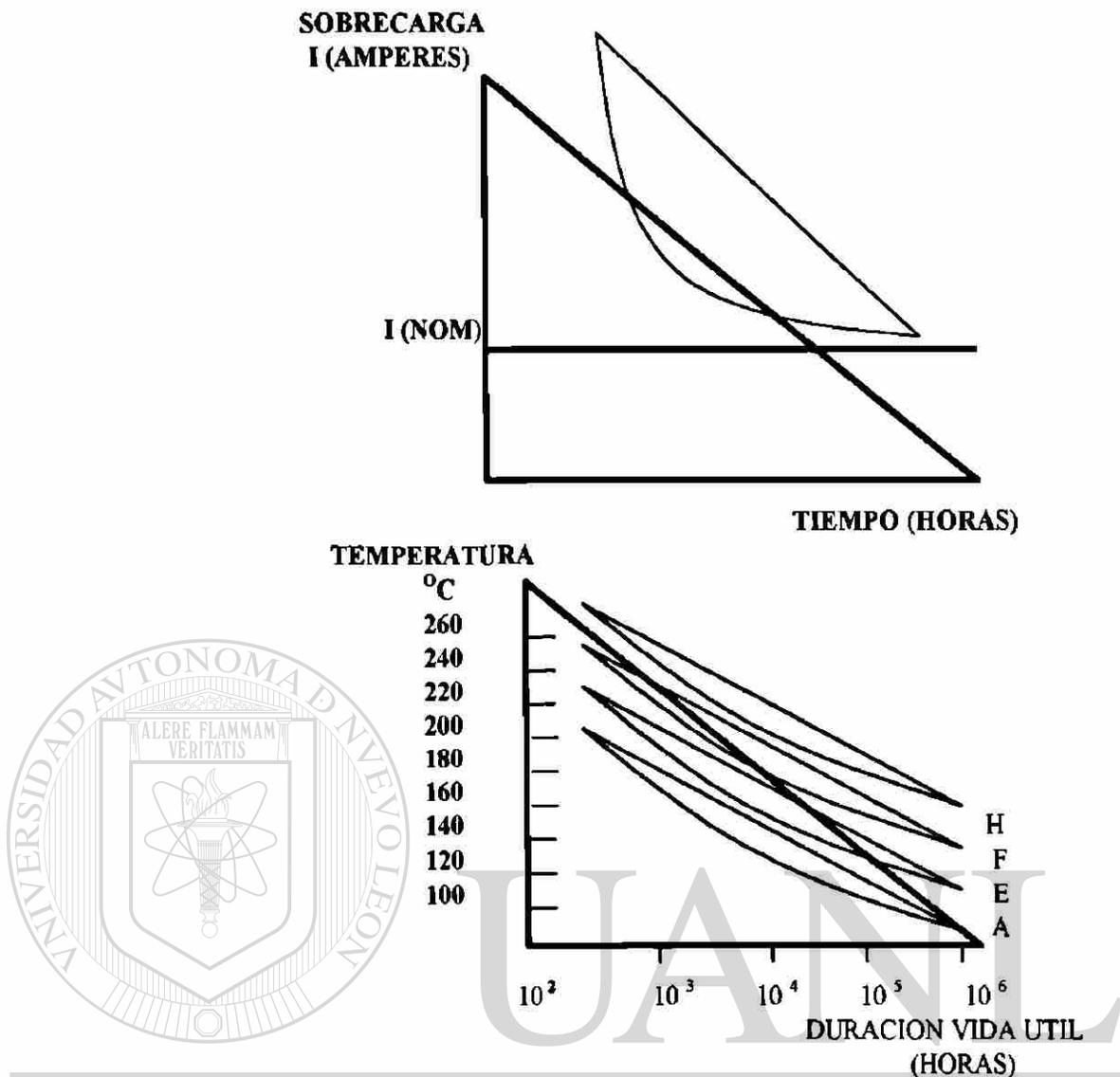


Figura 2.1 Límites de sobrecarga

2.2.2 CORTO CIRCUITO

El Corto Circuito, es otra condición anormal en el sistema que se presenta un mínimo de veces, comparativamente con el tiempo total de operación, pero que sus efectos pueden ser tales, que produzcan daños severos a los equipos, y es la razón por la que la mayoría de los conceptos de Protección por Relevadores, se dirige hacia el efecto de Corto Circuito.

Considerando la diversidad de causas primarias que pueden producir un Corto Circuito, y la estadística de los tipos de Corto Circuito que ocurren entonces; existen también distintos tipos de protección, contra sobrecorrientes por Corto Circuito.

2.2.3 CAIDA DE TENSION

El Sistema debido a condiciones de sobrecarga, o bien a fallas en algunos puntos distantes al considerarlo para la protección; pueden presentar la condición de bajo voltaje, pero si se excede debe ser eliminado; es decir que debe existir una protección, que considere esta condición en el sistema.

2.2.4 ELEVACION DE TENSION

La elevación de Voltaje en los Sistemas, Cuando no es producida por un transitorio de maniobra de interruptores o descargas atmosféricas; se debe a varios factores, como pueden ser:

- **CONDICIONES DE BAJA CARGA EN LA RED.**
- **DESCONEXION DE LINEAS.**
- **RECHAZOS DE CARGA.**
- **EFFECTOS DE EXITACION EN GENERADORES.**

2.2.5 INVERSION DEL FLUJO DE POTENCIA

En las salidas de las Centrales Eléctricas (Alimentadores o Líneas de Transmisión); así como los enlaces entre partes o áreas de un Sistema de Potencia, algunas veces es importante que el sentido en el flujo de Potencia, se mantenga en un solo sentido; para esto es necesario instalar los Elementos de Protección que cumplan con estos requisitos.®

2.2.6 VARIACION DE FRECUENCIA

La variación de la Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia, es permisible dentro de ciertos límites, pero valores fuera de estos límites son indicativos de un desequilibrio entre la generación y la carga; y por lo tanto condiciones anormales de operación, La Protección contra variaciones de Frecuencia, pueden ser contra baja frecuencia. (Disparo Automático de Carga).

2.3 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCION.

Para proteger los Sistemas Eléctricos contra fallas como las mencionadas anteriormente; normalmente se diseñan Sistemas de Protección, basados en esquemas generales, en los que intervienen elementos que en forma independiente de su construcción, operan con el mismo principio. Cumpliendo con la misma función de operación, Los Elementos Básicos de un Sistema de Protección contra fallas, son mostrados en la figura 2.2

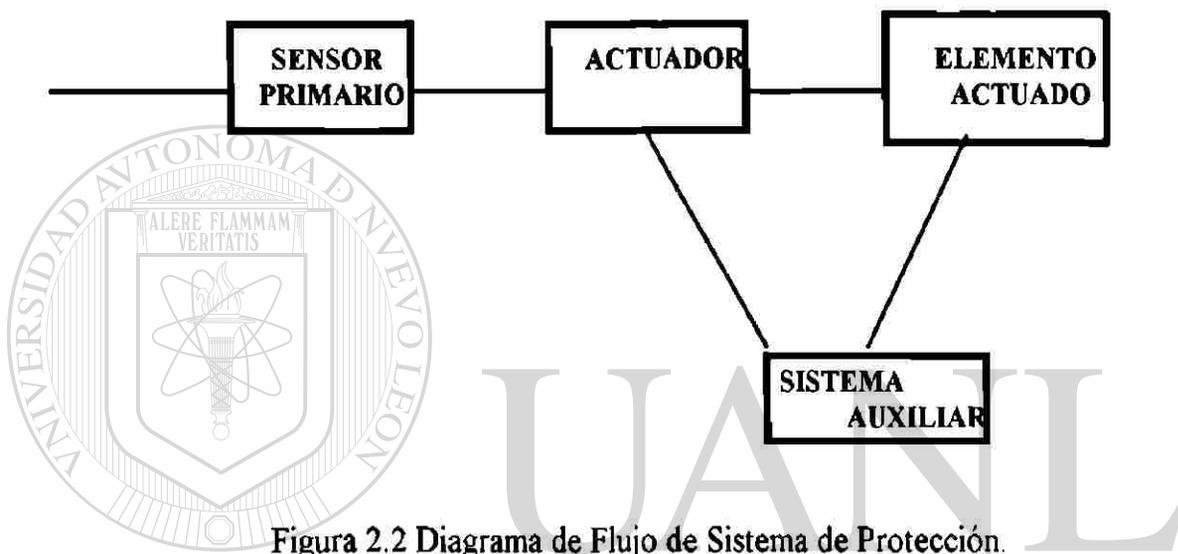


Figura 2.2 Diagrama de Flujo de Sistema de Protección.

Con la relación de las cantidades detectadas pueden ser básicamente señales de corriente, voltaje y frecuencia.

Las señales de voltaje y corriente, se detectan a través de los sensores primarios, que principalmente son:

- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.
- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Estas señales permiten detectar distintos tipos de fallas, y actuar sobre los actuadores que esencialmente son Relevadores; dependiendo de la señal que reciben pueden ser:

- DE CORRIENTE.
- DE VOLTAJE.
- DE POTENCIA.
- DE IMPEDANCIA O ADMITANCIA.
- DE FRECUENCIA.

De acuerdo con esta señal, los Relevadores se clasifican generalmente como:

- DE SOBRECORRIENTE.
- DE VOLTAJE (Alto o Bajo).
- DE POTENCIA (VI o Direccionales).
- DE IMPEDANCIA ($Z = V / I$) o ADMITANCIA ($Y = I / V$).
- DE FRECUENCIA.

Estas funciones que actúan con la señal indicada son independientes del tipo de relevador; desde el punto de vista constructivo. (Electromecánico o de Estado Sólido).

En el diseño de un Sistema de Protección, se deben de establecer los tipos de fallas contra las que se debe de proteger el equipo; El grado de protección deseado (señal de alarma, señal de disparo instantáneo, señal de disparo retardado, etc.). Y la lógica que debe tener el esquema de protección, una concepción elemental de esto, se da a continuación en la figura 2.3

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

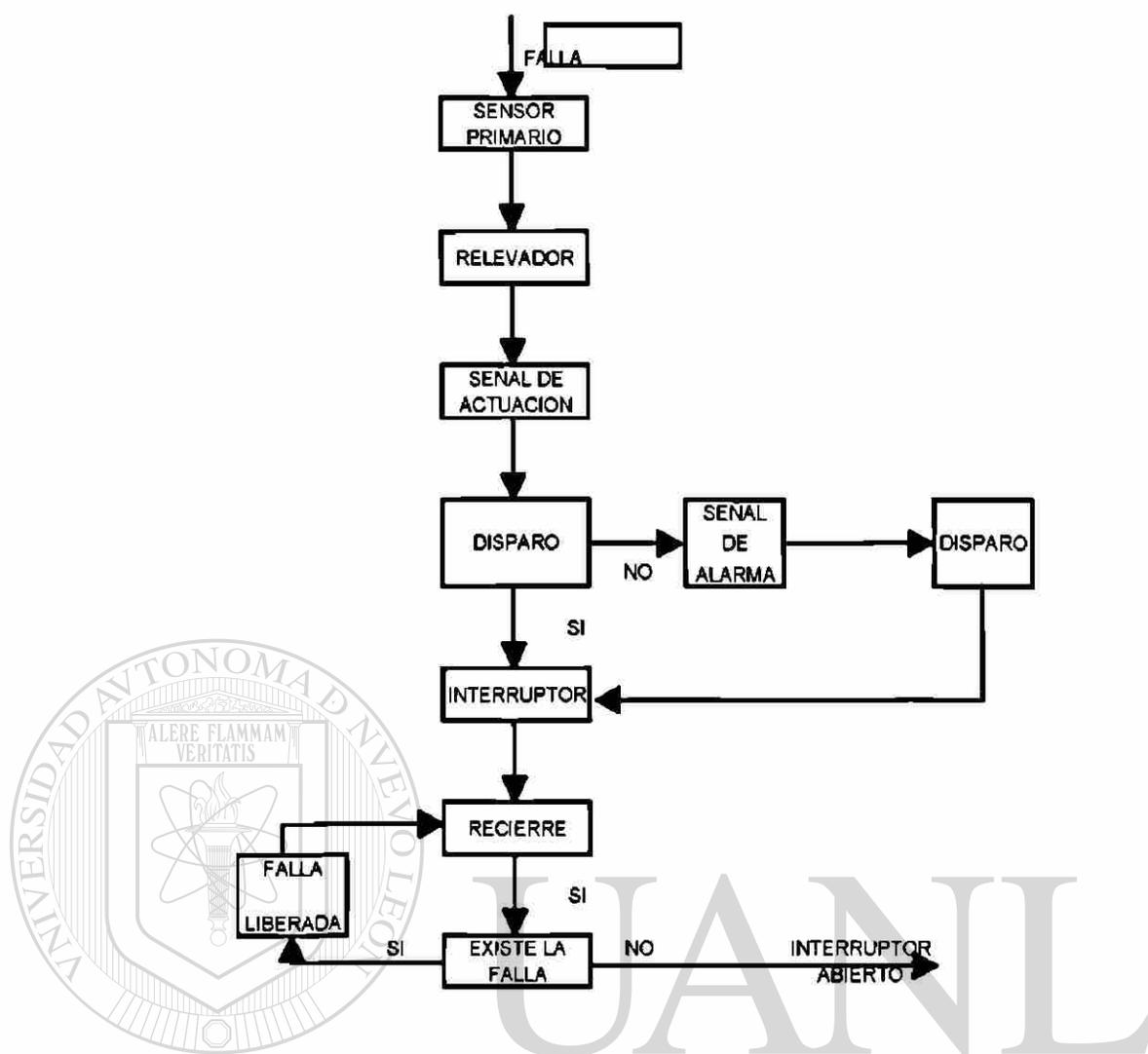


Figura 2.3 Lógica de un esquema de protección elemental

Para estudiar a detalle los Sistemas de Protección, se debe analizar primero los principios de operación, características de sus componentes, etc.; para esto se organizan, en el orden que intervienen, sensores (transformadores de Potencial y de Corriente), Relevadores e Interruptores.

2.4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Se denominan así genéricamente, debido a que indistintamente alimentan a instrumentos de Medición, de Protección, o ambos; se clasifican a la variable que manejan, como transformadores de Corriente o Transformadores de Potencial, y desde el punto de vista de la Protección en los Sistemas eléctricos, interesan de estos dispositivos principalmente:

- PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.
- CARGAS.
- PRECISION.
- NUMERO DE DEVANADOS DE CONEXIÓN.

2.5 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Estos transformadores como cualquier otro transformador, opera bajo el principio de Inducción Magnética, de manera que existe acoplamiento magnético entre los devanados; uno denominado primario, conectado al Circuito de Alto Voltaje Alta Corriente, y el otro secundario, conectado a la carga (Instrumento) por alimentar. El Diagrama de Principio, es el que se muestra en la figura 2.4

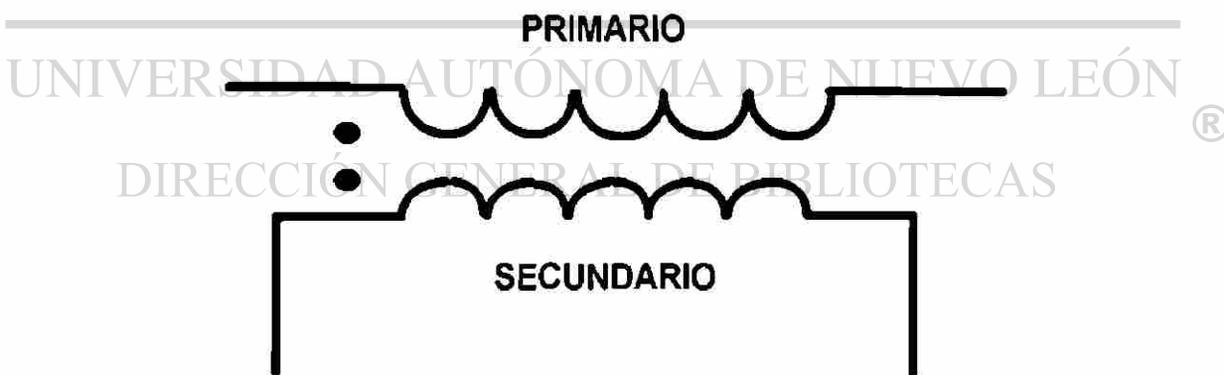


Figura 2.4 Esquema de un transformador de Corriente

Como todo dispositivo con acoplamiento magnético, el sentido de inducción esta relacionado con el sentido de la corriente, es necesario indicar la polaridad que no es otra cosa que una indicación del sentido de la corriente.

2.6 LA EVALUACION DEL USO DE PROTECCION POR RELEVADORES

La mejor manera de evaluar la protección por relevadores se finca en su aportación para mejorar el servicio eléctrico de los usuarios; Dicha aportación consiste en auxiliar a los demás elementos del S.E.P. a operar con el mejor desempeño y eficacia ante las fallas.

Para lograr lo anterior podemos mencionar que la protección por relevadores minimiza el daño al presentarse la falla y además reduce el tiempo que el equipo esta fuera de servicio así como el monto de la reparación del daño, analizando con solidez el beneficio que se obtiene al abordar el tema de ingreso y tirantes de las relaciones publicas al estar el equipo sin operar; Concluimos que también es reducido considerablemente, así podemos mencionar por ejemplo la gran ventaja al evitar al máximo que la falla pueda extenderse y como consecuencia afectar a otros equipos.

Es importante mencionar la filosofía que sigue al aplicar el criterio de zonificar en zona de protección todo el S.E.P. para lograr lo ultimo mencionado, tema que trataremos en el siguiente capitulo.

CAPITULO 3

CONCEPTOS BASICOS Y CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES EN LA PROTECCION POR RELEVADORES

3.1 INTRODUCCION

En general, lo que se le pide al equipo de protección y en particular al relevador detector es que libere la falla en el menor tiempo posible y aisle del sistema solo a la parte afectada evitando así a la salida innecesaria de equipos vitales asociados al sistema, o sea, que cooperen al funcionamiento normal del sistema, prevenga una falla eléctrica y reduzcan los efectos de la misma.

La ASA define un relevador como “ un dispositivo que ocasiona un cambio brusco en uno o más circuitos de control eléctrico cuando la cantidad o cantidades medidas a las cuales responde, cambian de un valor prescrito “. Después enumera y define cuatro tipos de relevadores:

- **Relé Auxiliar.-** Uno que opera en respuesta a la apertura o cierre de su circuito opera este para auxiliar a otro relé o dispositivo en el desempeño de una función.
- **Relé Protector.-** Uno cuya función es detectar mecanismos o líneas defectuosas u otras condiciones peligrosas o indeseables, e iniciar o permitir la interrupción debida o dar señales precautorias.
- **Relé Regulador.-** Una que opera debido a la salida de una cantidad operante de limites predeterminados y que funciona a través de equipo suplementario para restaurar la cantidad dentro de esos limites.

- **Relé Verificador.-** Uno cuya función es verificar las condiciones del sistema de potencia respecto a los límites prescritos e iniciar o permitir funciones automáticas además de abrir un interruptor durante condiciones de falla.

Aproximadamente 51 tipos de relé y 24 clases de protección se mencionan y definen en el estándar. Los tipos de relé incluyen: De Alarma, Diferenciales, De Distancia, Direccionales De Potencia, De Tiempo, De Voltaje, De Corriente, etc. Mientras las clases son: Protección Diferencial, de Sobrecorrientes, Protección a Tierra, Protección con Conductor Piloto, etc.

La ASA define alta velocidad como un término calificador aplicado a un relé que indica que el tiempo de su operación generalmente no exceda de $1/20$ de segundo aprox. 3 ciclos sobre la base de 60, y baja velocidad, donde el tiempo de operación generalmente se excede de $1/20$ de segundo. Por aceptación general, los relés que operan en este rango de 3 a 5 ciclos de frecuencia, se les considera relés de alta velocidad.

La protección por medio de relés de alta velocidad ofrece ventajas de mayor continuidad de servicio ya que ocasiona menos daño por fallas y menos riesgo del personal.

Por otro lado, tiene generalmente un costo inicial muy elevado, requiere más mantenimiento, y tienen una más alta probabilidad de operar en ocasiones incorrectas en transitorios. Consecuentemente, ambos tipos de relés de alta y baja velocidad se aplican para proteger el sistema de potencia y ambos tienen amplios antecedentes de operación con relés protectores, muestran consistentemente el 99.5 % y más funcionamiento de relés.

Las operaciones de relés son clasificadas como sigue:

- Correctas y deseadas.
- Correctas pero indeseadas.
- Operaciones incorrectas de Interrupción.
- Fallas en la apertura.

La apertura incorrecta de interruptores, no asociados con el área de falla o el área de respaldo, es con frecuencia más dañina al sistema de potencia que la falla en la apertura del interruptor correcto. Por lo tanto, se debe tener especial cuidado tanto en la aplicación como en la instalación, para asegurarse contra tales y posibles operaciones incorrectas. Mientras que la falla en la apertura es también seria, la protección de respaldo se emplea como una línea secundaria de defensa para eliminar la falla al fracasar la protección primaria o principal.

La filosofía general de la aplicación de la protección por relevadores, es dividir al sistema de potencia en zonas protectoras que puedan ser adecuadamente protegidas con una mínima porción desconectada del sistema. Esto lógicamente divide el sistema en las siguientes zonas protectoras:

- Generadores o Unidad Generador-Transformador.
- Transformadores.
- Buses.
- Líneas de Transmisión.
- Motores.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En cada zona la protección se redobla para evitar dejar algunas áreas de protección. Esto se lleva a cabo conectando los relés a los transformadores de corriente como se ve en la figura 3.2.

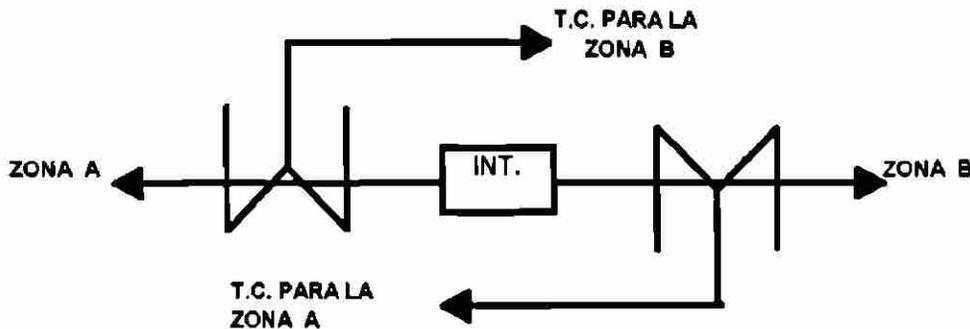


Figura 3.2 Principio de la protección doble alrededor de un Interruptor

La información requerida por la aplicación de los relés protectores es primero una relación exacta del problema de protección. Generalmente esta es la parte más difícil del trabajo; pero el tiempo que se gaste en esto, pagara dividendos, particularmente si se desea la ayuda de otras.

Las áreas de información asociadas o de apoyo requeridas son:

- 1.- Configuración del sistema.
- 2.- Sistema de protección existente y sus dificultades.
- 3.- Grado de protección requerido.
- 4.- Preferencias existentes, procedimientos operando practicas.
- 5.- Posibles expansiones futuras.
- 6.- Estudio de fallas.
- 7.- Carga máxima y rangos de los transformadores de corriente.
- 8.- Localización de los transformadores de potencial, sus conexiones y rangos.
- 9.- Impedancia de la línea y transformadores.

La configuración del sistema, lo representaremos por un diagrama unifilar mostrando el área del sistema involucrada con el problema de protección. Este deberá mostrar con

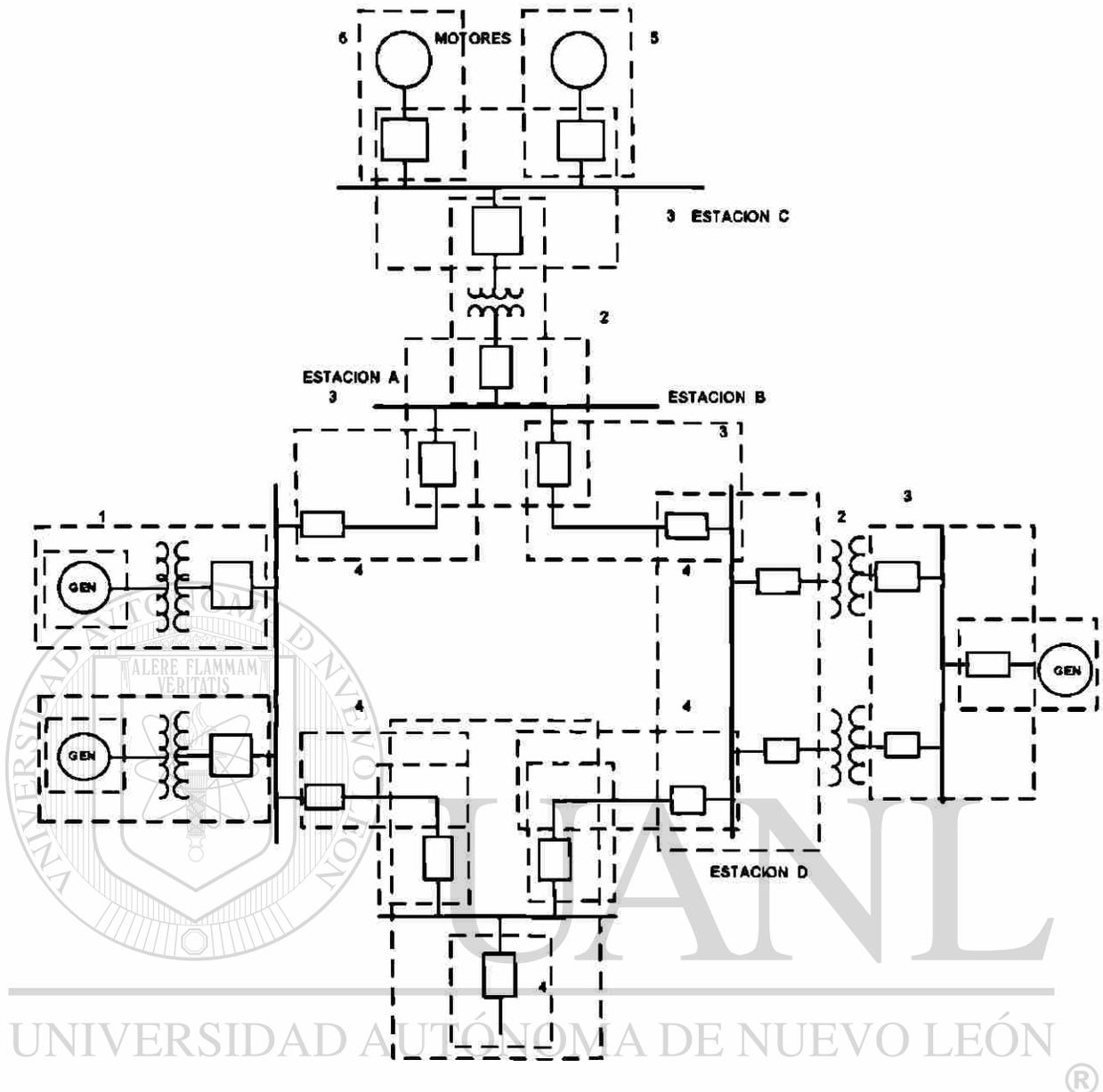


Figura 3.1 Sistema típico y su zona de Protección

El objetivo primordial es proveer la primera línea de protección recordando las ideas fundamentales previamente mencionadas. Admitiendo que pueden ocurrir descuidos o fracasos, se provee alguna forma de respaldo o protección de ultimo recurso para desconectar las zonas adyacentes que rodean la falla.

Los problemas de protección de cada una de estas zonas y de la protección de respaldo, en general, serán presentados en detalle posteriormente.

En cada zona la protección se redobla para evitar dejar algunas áreas de protección. Esto se lleva a cabo conectando los relés a los transformadores de corriente como se ve en la figura 3.2.

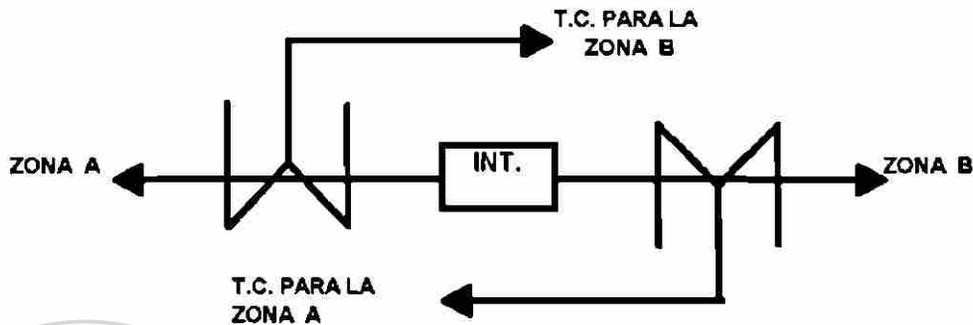


Figura 3.2 Principio de la protección doble alrededor de un interruptor

La información requerida para la aplicación de los relés protectores es primero una relación exacta del problema de protección. Generalmente esta es la parte más difícil del trabajo; pero el tiempo que se gaste en esto, pagara dividendos, particularmente si se desea la ayuda de otras.

Las áreas de información asociadas o de apoyo requeridas son:

- 1.- Configuración del sistema.
- 2.- Sistema de protección existente y sus dificultades.
- 3.- Grado de protección requerido.
- 4.- Preferencias existentes, procedimientos operando practicas.
- 5.- Posibles expansiones futuras.
- 6.- Estudio de fallas.
- 7.- Carga máxima y rangos de los transformadores de corriente.
- 8.- Localización de los transformadores de potencial, sus conexiones y rangos.
- 9.- Impedancia de la línea y transformadores.

La configuración del sistema, lo representaremos por un diagrama unifilar mostrando el área del sistema involucrada con el problema de protección. Este deberá mostrar con

cierto detalle la localización de los interruptores, la disposición de los buses, las derivaciones de las líneas para sus alimentadores y su capacidad, la localización y tamaño de la generación, y la localización, tamaño y conexiones de los transformadores son particularmente importantes ya que son los que más frecuentemente se omiten. Es necesario conocer las fuentes de tierra para efecto de la revelación de tierra.

El equipo de protección existente junto con las razones por las que un cambio es deseado, si es que se desea, deberá ser esquematizado bajo un segundo registro. Las nuevas instalaciones deberán también especificadas. Las dificultades con la revelación presente son valiosas para guiar mejoramientos. En muchos casos, la nueva relevación requerirá operar con o utilizar partes de los relés ya existentes y los detalles sobre estos serán de gran importancia.

El grado de protección requerido deberá trazar la clase o clases generales de protección a consideración junto con las condiciones del sistema o procesos en juego y practicas que influirán en la preferencia final. Esto proveerá respuestas o preguntas como: “Es necesaria la relevación de alta, media o baja velocidad”. “Se desea el disparo simultaneo de todos los interruptores de una línea de Transmisión”. “Deberá ser previsto el restablecimiento instantáneo.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Un estudio adecuado de fallas es una necesidad en casi todas las aplicaciones de los relevadores. El estudio de falla debe de incluir fallas trifásicas, de línea a tierra y fallas sucesivas. Estas ultimas son de bastante importancia en casos donde un interruptor pueda operar primero que otro. La falla sucesiva es la trifásica o de línea a tierra en el lado de la línea de un interruptor con este interruptor abierto.

Esto da la redistribución de la corriente de falla por medio del interruptor remoto después de que el interruptor cercano ceda. Para la relevación de tierra, el estudio de fallas deberá dar voltajes de secuencia cero y voltajes y corrientes de secuencia negativa. Esta se obtienen fácilmente mientras se hace un estudio y son con frecuencia las mas útiles para resolver un problema difícil de revelación.

Las cargas máximas, conexiones del transformador de potencial y de corriente, relaciones de transformación y localización son requeridos. Las cargas máximas deberán ser consistentes con los datos de la falla. Frecuentemente el dato de la falla esta basado en condiciones presentes o pasadas del sistema, mientras las cargas están basadas en las máximas existentes y futuras ampliaciones.

Obviamente, en algunas aplicaciones no todos los datos son necesarios. Es conveniente revisar al menos los puntos al respecto y donde sea aplicable, la información deberá recopilarse con suficiente detalle y así obtener las mejores aplicaciones.

Los relés protectores se conectan al sistema de potencia por medio de transformadores de corriente y potencial y son conectados al circuito de control para abrir el interruptor apropiado. Un diagrama típico de conexiones de relés mostrando las conexiones de C.A., se presenta en la figura 3.3.

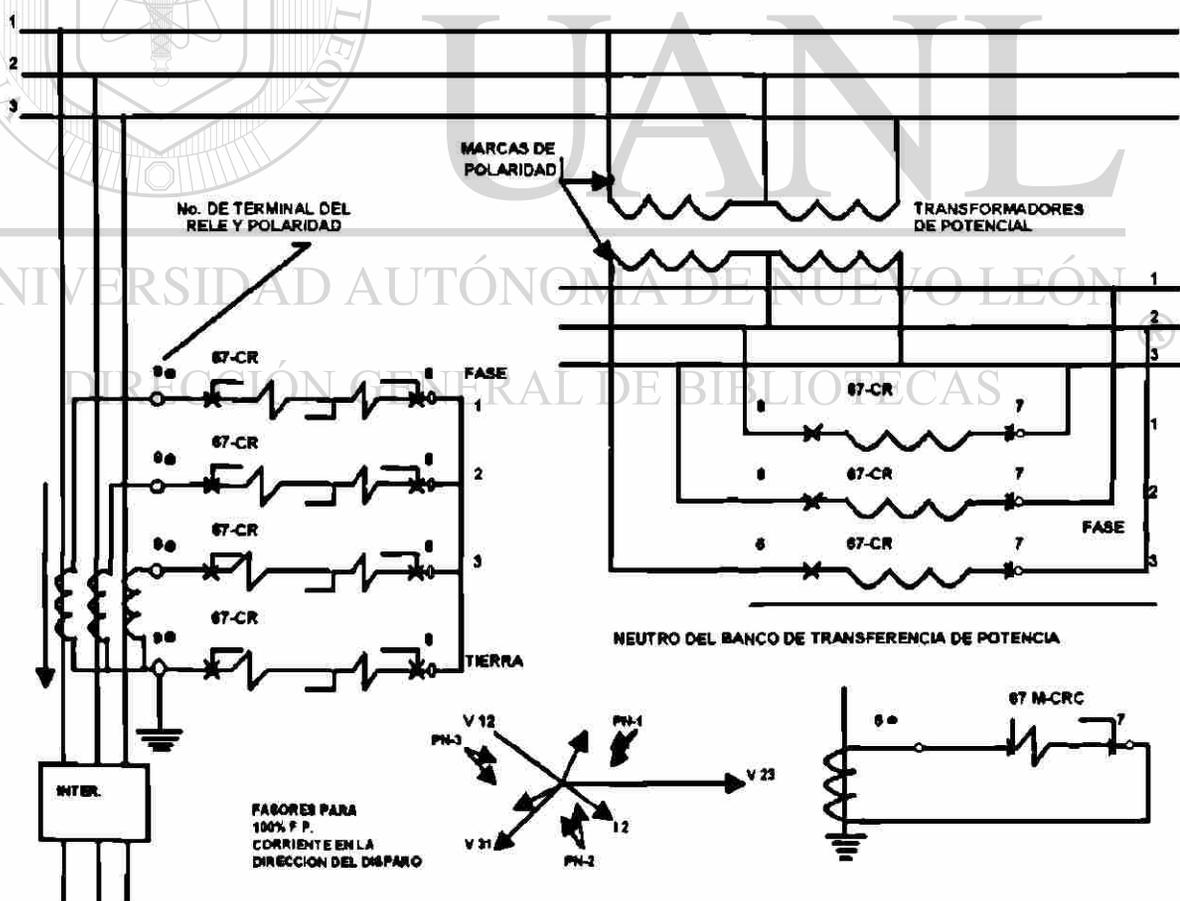


Figura 3.3 Conexiones típicas de C.A. de relés Protectores

Las indicaciones importantes en este diagrama son:

- 1.- Secuencia de Fase.
- 2.- Dirección de Disparo.
- 3.- Corriente y Polaridad del transformador de potencial.
- 4.- Polaridad del relé y número de terminales.
- 5.- Diagrama fasorial.

Todos estos puntos son aplicables donde se usan relés de tipo direccional. En otras aplicaciones, algunos pueden no aplicarse. Todos los contactos de los relés se muestran en la posición que asume cuando el relé este desenergizado. Esta es una norma aceptada en la industria.

Los métodos de disparo son:

- 1.- Disparos en derivación usando una batería C.D. o dispositivo condensador.
- 2.- Disparos en serie. La mayoría de los relés protectores disparan interruptores que usan bancos de baterías de 125 o 250 volts.

Un circuito típico de control de disparo se muestra en la figura 3.4

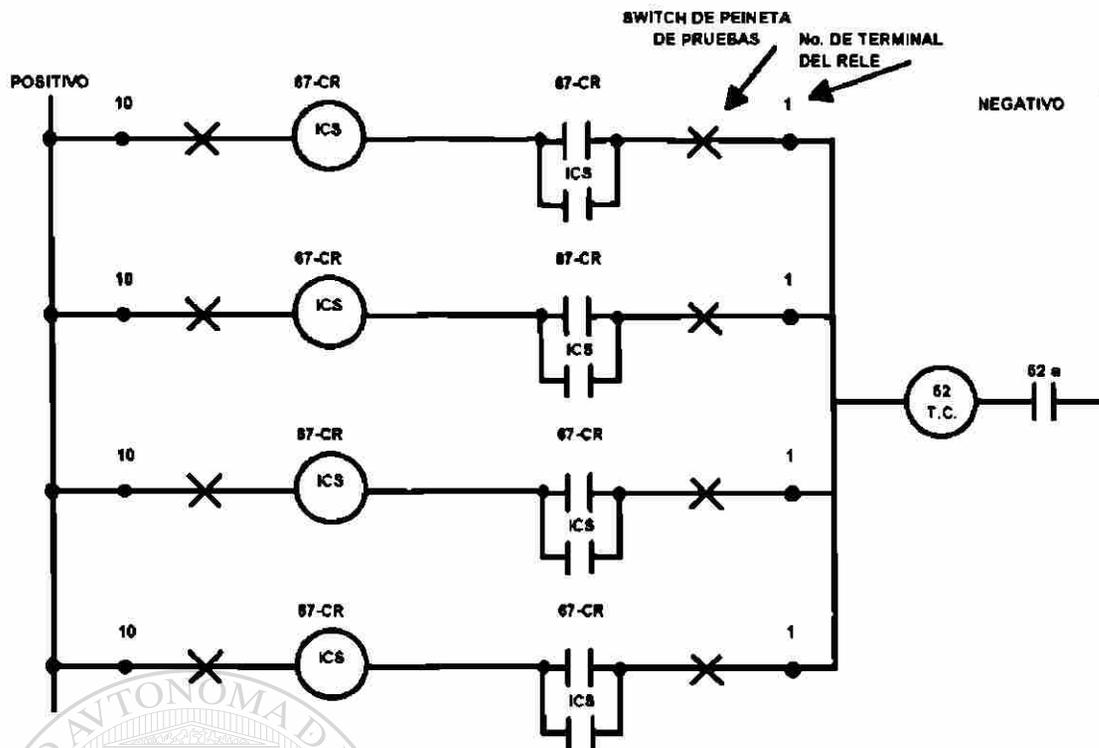


Figura 3.4 Circuito típico de control de disparo

En estaciones pequeñas donde una batería no puede ser justificada, la energía disparadora se obtiene de un condensador disparador que consiste en un condensador cargado por el voltaje de la línea C.A. Cuando los contactos del relé cierran esta energía es suficiente para disparar el interruptor. El voltaje de la línea no puede utilizarse directamente ya que puede no estar disponible durante las condiciones de falla.

El otro método de disparos en serie usando la corriente C.A., de falla como se muestra en la figura 3.5. Estos relés son del tipo apertura de circuito.

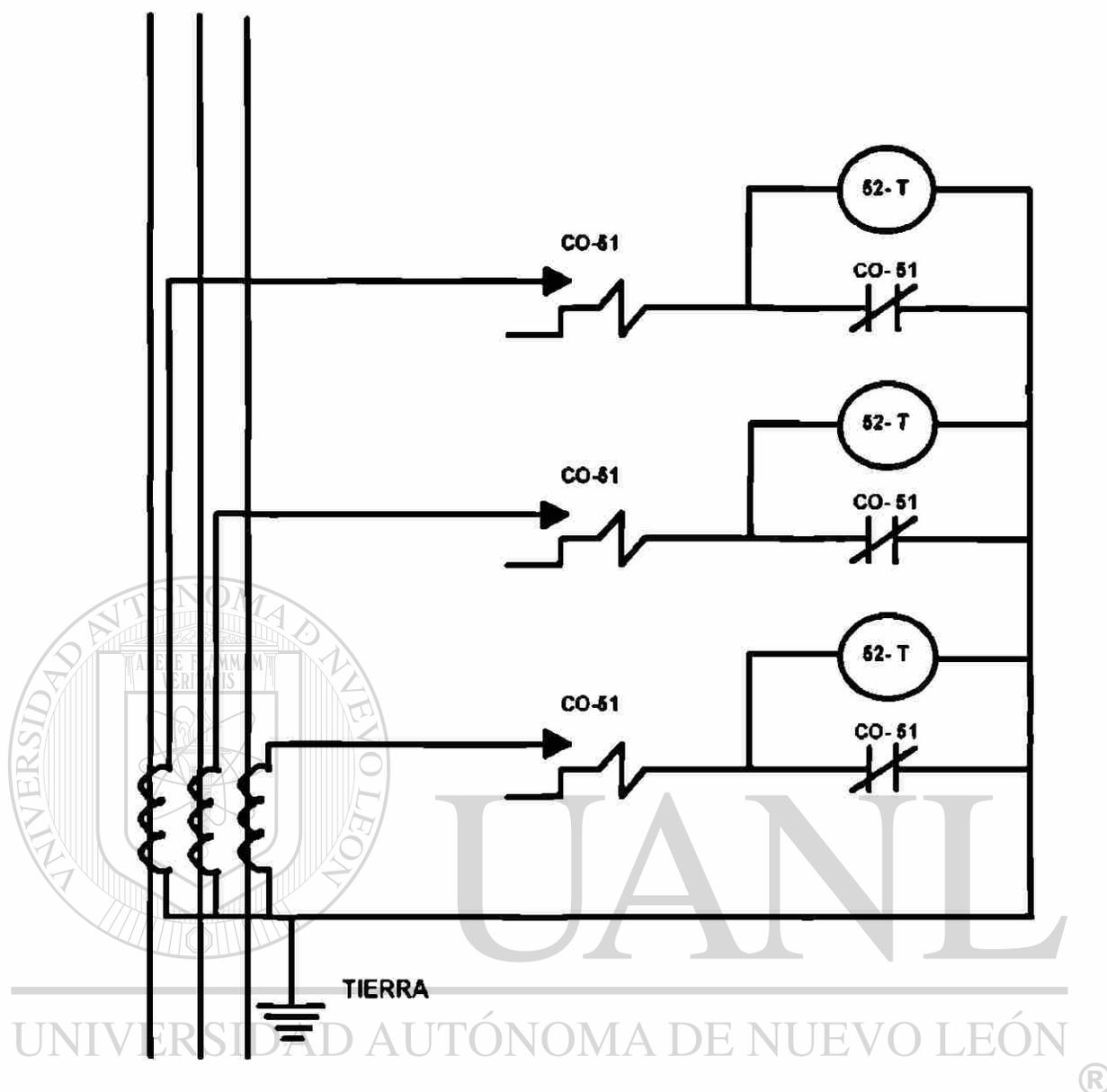
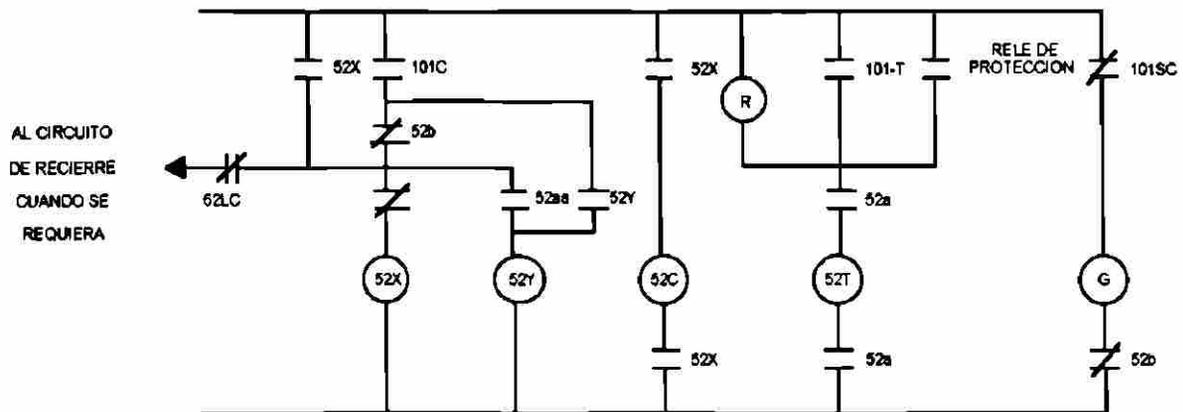


Figura 3.5 Relés del tipo apertura de circuito

Los circuitos completos de disparo y cierre de interruptores son más complejos y un diagrama de circuito típico se muestra en la figura 3.6. En este diagrama, los circuitos de relés protectores, tal como los de la figura 3.4, están reducidos a un solo contacto marcado "relés protectores" mientras los circuitos de disparo deben ser energizados de una fuente que está disponible durante la falla, generalmente el banco de baterías, los circuitos de cierre pueden ser operados por C.A. Tales interruptores tienen circuitos de control similares al de la figura 3.6.



101 Switch de control manual, T- Disparo, C- Cierre, SC- Contacto de paso.
 52 Interruptor, T- Disparo, C- Cierre, X- Auxiliar, Y- Auxiliar de antibombeo,
 LC Verificador de posición del interruptor.

Figura 3.6 Un esquema de un circuito de control para un interruptor

Excepto con los circuitos 52x, 52y y 52 cc que son para la operación de C.A. Varios dispositivos incluyendo los relés, han sido previstos de identificación de su operación con números y algunas veces con sufijos de letras apropiadas para uso de esquemas y diagramas de alambrado. Estos fueron introducidos por NEMA y ahora adaptados como norma estándar para sistemas de interrupción automática por la AIEE. Son como se presentan enseguida, haciendo mención de solo aquellos de relevante importancia:

3.2 NUMERO Y TIPO DE RELEVADOR

No. de Dispositivo	Definición y Función
12	Sobre-Velocidad. Es generalmente un switch de velocidad conectado directamente y que funciona al sobrepasar de un valor determinado la velocidad de una maquina
13	Velocidad Sincrónica. Tal como un switch centrifugo de velocidad, un relé de voltaje, un relé de baja corriente o cualquier tipo de

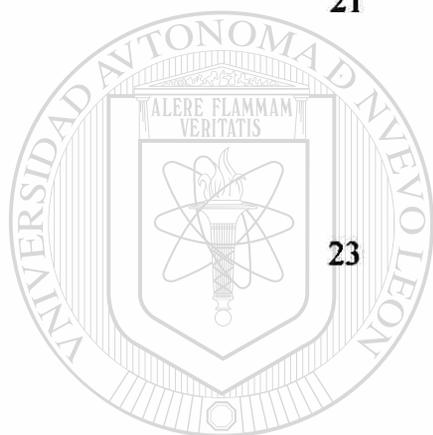
dispositivo, opera aproximadamente a la velocidad sincrónica de la maquina.

14 **Baja Velocidad.** Funciona cuando la velocidad de una maquina cae por debajo de un valor predeterminado.

15 **Dispositivo que Empareja la Velocidad o Frecuencia.** Iguala y mantiene la velocidad o la frecuencia de una maquina o de un sistema igual o aproximadamente igual al de la otra maquina, fuente o sistema.

21 **Relé de Distancia.** Funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito, aumenta o disminuye mas allá de los limites predeterminados.

23 **Control de Temperatura.** Funciona al elevar o bajar la temperatura de una maquina u otro aparato, cuando exceda o baja de un valor predeterminado.



25 **Sincronismo.** Opera cuando dos circuitos están dentro de los limites deseados de frecuencia, ángulo de fase o voltaje para permitir o hacer el emparalelamiento de esos dos circuitos.

27 **Relé de Bajo Voltaje.** Funciona a un cierto valor de bajo voltaje.

32 **Relé Direccional de Potencia.** Funciona en valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada o porque se invierte la potencia como resultado de invertir el ánodo y cátodo de un rectificador de potencia.

37

Relé de Baja-Corriente o Baja-Potencia. Dispositivo que funciona cuando la corriente o flujo de potencia disminuye a menos de un valor predeterminado.

40

Relé de Campo. Opera a un dado o bajo valor anormal o perdido de la corriente de campo de una maquina o a un excesivo valor del componente reactivo de la corriente de armadura en maquinas d C.A., que indican la excitación anormal baja del campo.

46

Relé de Corriente, Inversión de Fase o Balance de Fases. Funciona cuando las corrientes polifásicas son de secuencia inversa de fase, o cuando las corrientes son desbalancean o contienen componentes de secuencia de fase negativa, sobre una cantidad dada.

49

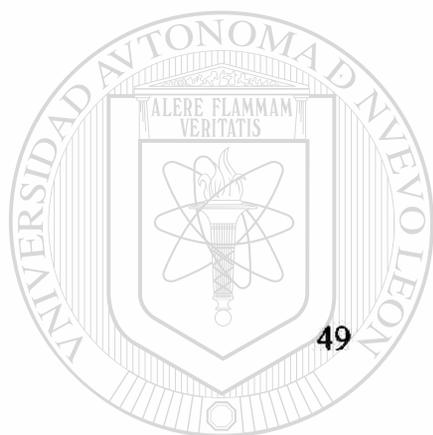
Relé Térmico de Maquina o transformador. Funciona cuando la temperatura de armadura de una maquina de C.A. u otra carga que tiene devanado o elemento de maquina de C.D., convertidor o rectificador de potencia (incluyendo un transformador rectificador de potencia), excede a un valor predeterminado.

50

Relé de Sobrecorrientes Instantáneo. Funciona instantáneamente a un excesivo valor de corriente o a una excesiva relación de aumento de corriente, de este modo indicando una falla en el aparato o circuito que protege.

51

Relé de Sobrecorrientes de Tiempo C.A. Es un dispositivo con una característica de tiempo definida o



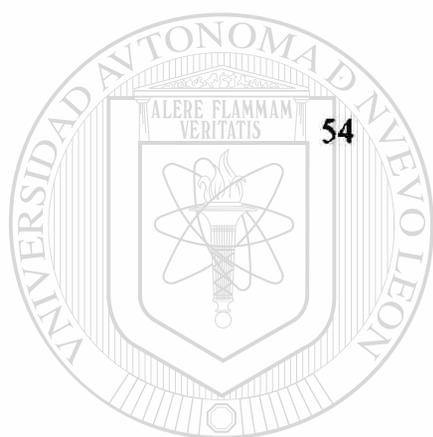
inversa que funciona cuando la corriente en un circuito excede de un valor predeterminado.

52

Interruptor C.A. Dispositivo que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falla o de emergencia.

53

Relé excitador o Generador.- Dispositivo que fuerza la excitación del campo de la maquina de CD reforzándola durante el encendido o que funciona cuando el voltaje de la maquina ha alcanzado un valor dado.



54

Interruptor de alta Velocidad.- Es un interruptor que funciona para reducir la corriente al inicio en el circuito principal en 0.01 segundo o menos, después de ocurrir la sobrecorrientes de CD o relación excesiva de alza de corriente.

55

Relé de Factor de Potencia.- Opera cuando el factor de potencia en un circuito de C.A. aumenta o disminuye mas de un valor predeterminado.

56

Relé de Aplicación de Campo.- Es un dispositivo que controla automáticamente la aplicación de la excitación del campo a un motor de C.A. a un punto predeterminado en el lapso de ciclo.

59

Relé de Sobrevoltajes.- Es un dispositivo que funciona a un cierto valor dado de sobrevoltaje.

60

Relé de Balance de Corriente.- Dispositivo el cual opera a una

diferencia dada en voltaje entre dos circuitos.

61

Relé de Balance de Corriente.- Dispositivo que opera a una diferencia dada de entrada o salida de corriente de dos circuitos.

62

Relé de Retardo de Tiempo de parar o abrir.- Es un dispositivo retardador de tiempo que sirve en conjunción con el aparato que inicia la operación del cierre, paro o apertura en una secuencia automática.

63

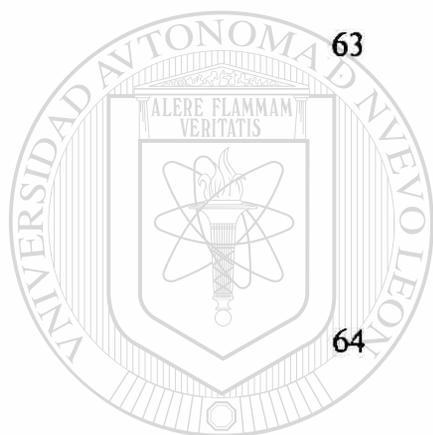
Relé de presión, Flujo o nivel de Gas o Líquido.- Es un aparato que opera en un dado valor de presión de flujo o nivel de gas o líquido o a una relación dada de cambio de estos valores.

64

Relé Protector de Tierra.- Funciona en fallas de aislamiento de una máquina, transformador o de otro aparato que tenga conexión a tierra. **NOTA:** Esta función es asignada solamente a un relé que detecta el flujo de corriente de la armazón de una máquina o cubierta, estructura o una pieza de un aparato a tierra en un circuito o devanado normalmente no conectado a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o neutro secundario de un transformador de corriente o transformadores de corriente, conectados en el circuito de potencia de un sistema normalmente aterrizado.

67

Relé Direccional de Sobrecorrientes C.A. Funciona a un valor deseado de



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

sobrecorrientes fluyendo en una dirección predeterminada.

72

Interruptor de CD.- Se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falla, emergencia o peligro.

74

Relé de Alarma.- Este dispositivo es diferente al relé anunciador (con No. 30), y que se usa para operar en conexión con una alarma visual o auditiva.

76

Relé de Sobrecorrientes CD- Aparato el cual funciona cuando la corriente excede a un valor dado.

78

Relé Medidor de Angulo de Fase o Desbalance.- Es un dispositivo que funciona a un valor predeterminado de ángulo entre dos voltajes, dos corrientes o entre voltaje y corriente.

81

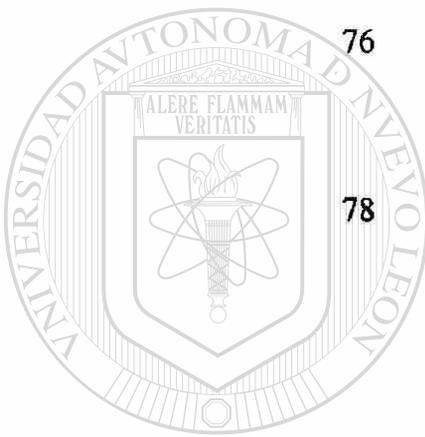
Relé de Frecuencia.- Dispositivo que funciona a un predeterminado valor de frecuencia ya sea por arriba o por abajo o a la frecuencia normal del sistema o relación de cambio de frecuencia.

84

Mecanismo de Operación.- Es el mecanismo eléctrico completo o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, posición de los switches, etc. para un cambio disponible, regulador de inducción, o cualquier pieza de aparato que no tenga numero de función de aparato.

85

Relé Receptor de mensaje o de Conductor-Piloto.- Aparato el cual es operado o controlado por una



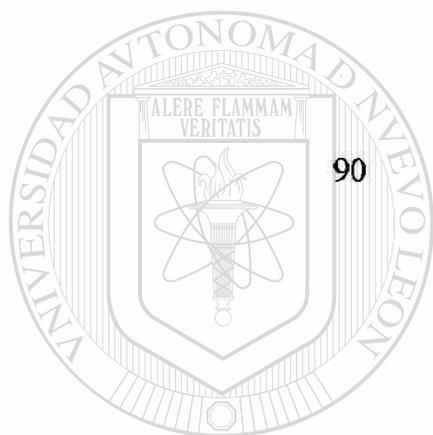
señal usada en conexión con la corriente mensajera o conductor piloto de CD en una falla de relevación direccional.

86

Relé de Cierre Forzado.- Dispositivo operado eléctricamente que se reajusta normal o eléctricamente que funciona para suspender el funcionamiento de un equipo.

87

Relé de Protección Diferencial.- Dispositivo el cual funciona a un porcentaje, ángulo d fase u otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o algunas otras cantidades eléctricas.



90

Dispositivo Regulador.- Funciona para regular una cantidad o cantidades tales como: Voltaje, corriente, Potencia, Velocidad, Frecuencia, Temperatura y carga a un cierto valor o valores entre ciertos limites para maquinas, líneas enlazadas u otros aparatos.

91

Relé Direccional de Voltaje.- Dispositivo el cual opera cuando el voltaje a través de un interruptor abierto o contactor excede en un valor dado en una dirección dada.

92

Relé Direccional de Voltaje y Potencia.- Aparato que permite o causa la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de voltaje entre ellos excede a un valor dado en una dirección predeterminada y causa que estos dos circuitos se desconecten el uno del otro cuando el flujo de potencia entre ellos exceda a un valor dado en la dirección opuesta.

3.3 PROTECCION PRIMARIA

La protección primaria proporciona la primera línea de protección. En el sistema mostrado en la figura 3.7, Las zonas indicadas representan la zona de protección primaria de los diferentes elementos del sistema.

La protección primaria debe desconectar únicamente el elemento dañado. Al ocurrir una falla dentro de la zona de protección primaria, se debe abrir únicamente los interruptores dentro de la zona.

Es evidente que para las fallas dentro de la región donde las zonas adyacentes se traslapan serán abiertos mas interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento dañado.

En caso de que una falla no sea liberada por la protección primaria, actuara la protección llamada de “respaldo”, el cual generalmente desconecta una considerable porción del sistema.

3.4 PROTECCION DE RESPALDO

Tanto los esquemas e protección, como el equipo asociado a ellos esta sujeto a fallas y esto da por resultado que todos los elementos de potencia cuenten con protección de respaldo.

Algunas de las causas que contribuyen a la falla de los esquemas de protección son:

- 1.- Falla de alimentación de corriente y voltaje a los relevadores debido a falla en transformadores de corriente o de potencial y a los circuitos asociados con ellos.
- 2.- Falla de alimentación de disparo de Corriente Directa.
- 3.- Falla en el propio relevador.
- 4.- Falla en el circuito de disparo del propio interruptor o en el mecanismo de apertura.
- 5.- Falla en el interruptor en sí.

Debido a lo anterior tanto los esquemas de protección como los interruptores, banco de baterías etc. debe de proveer de respaldo a todo el equipo de la estación o entre las estaciones. Lo mas importante es que aquello que ocasione falla en la protección primaria no lo ocasione en la de respaldo.

Al ocurrir un corto circuito, ambas, la protección primaria y la de respaldo con retraso de tiempo sacaran de operación la zona fallada.

El respaldo puede ser: Local o Remoto.

En el respaldo local la falla se aísla en la misma estación en que sucedió la falla de la protección o del equipo asociado a la protección.

Presenta las siguientes Ventajas:

- 1.- La velocidad de desconexión puede ser rápida.
- 2.- La cantidad de equipo desconectado es menor.

Presenta las siguientes Desventajas:

1. Se requiere de equipo adicional lo que obliga a realizar una inversión mayor.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.5 RESPALDO LOCAL

Aísla la falla en la misma estación o estaciones más cercanas a aquella donde sucedió la falla, ejemplo en la figura 3.8.

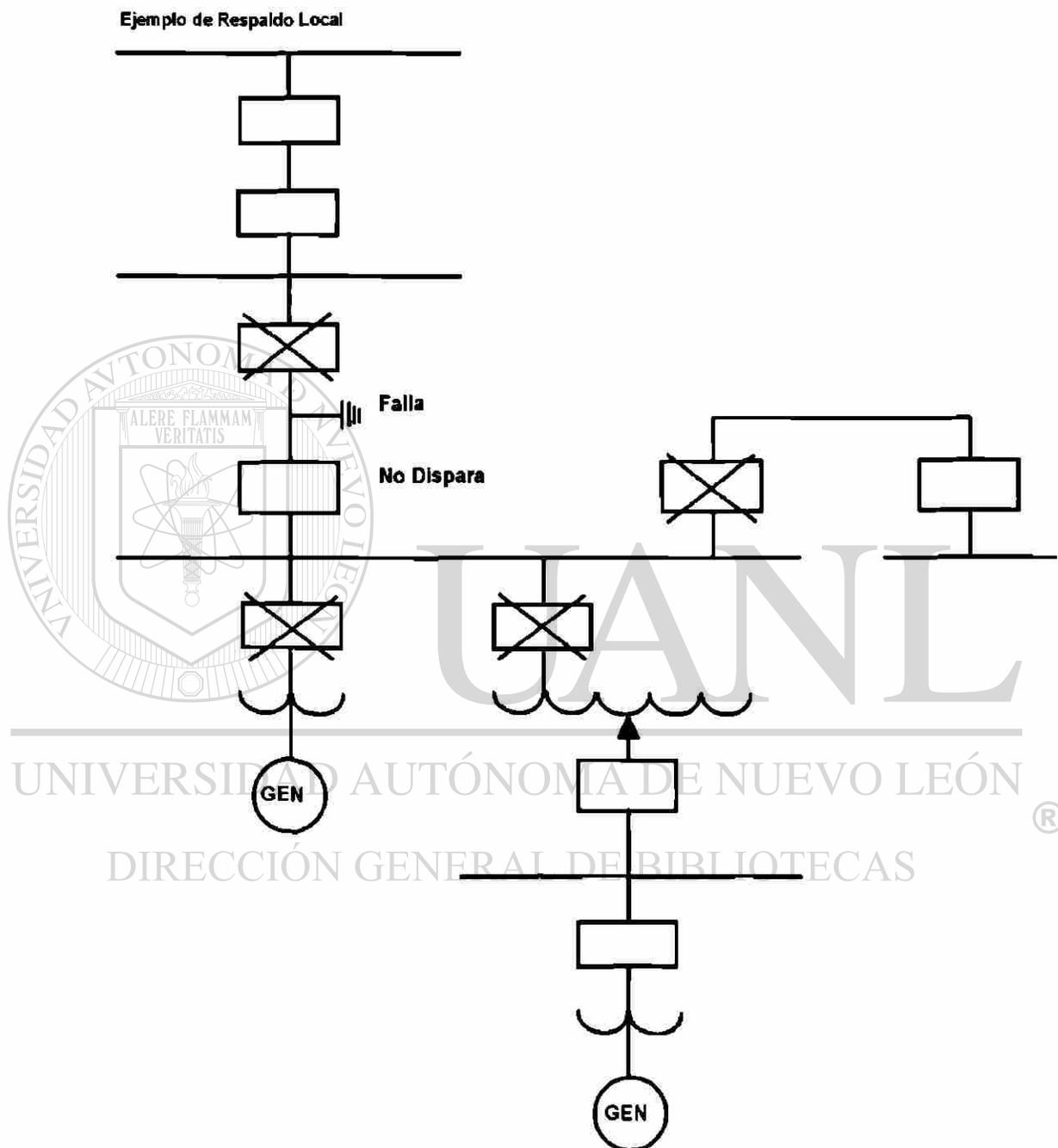


Figura 3.8 Diagrama unifilar de respaldo local.

3.6 RESPALDO REMOTO

Las características básicas de este disparo remoto es la cantidad de equipo de potencia desconectado y el tiempo grande que se sostiene durante la falla, como se muestra en la figura 3.9.

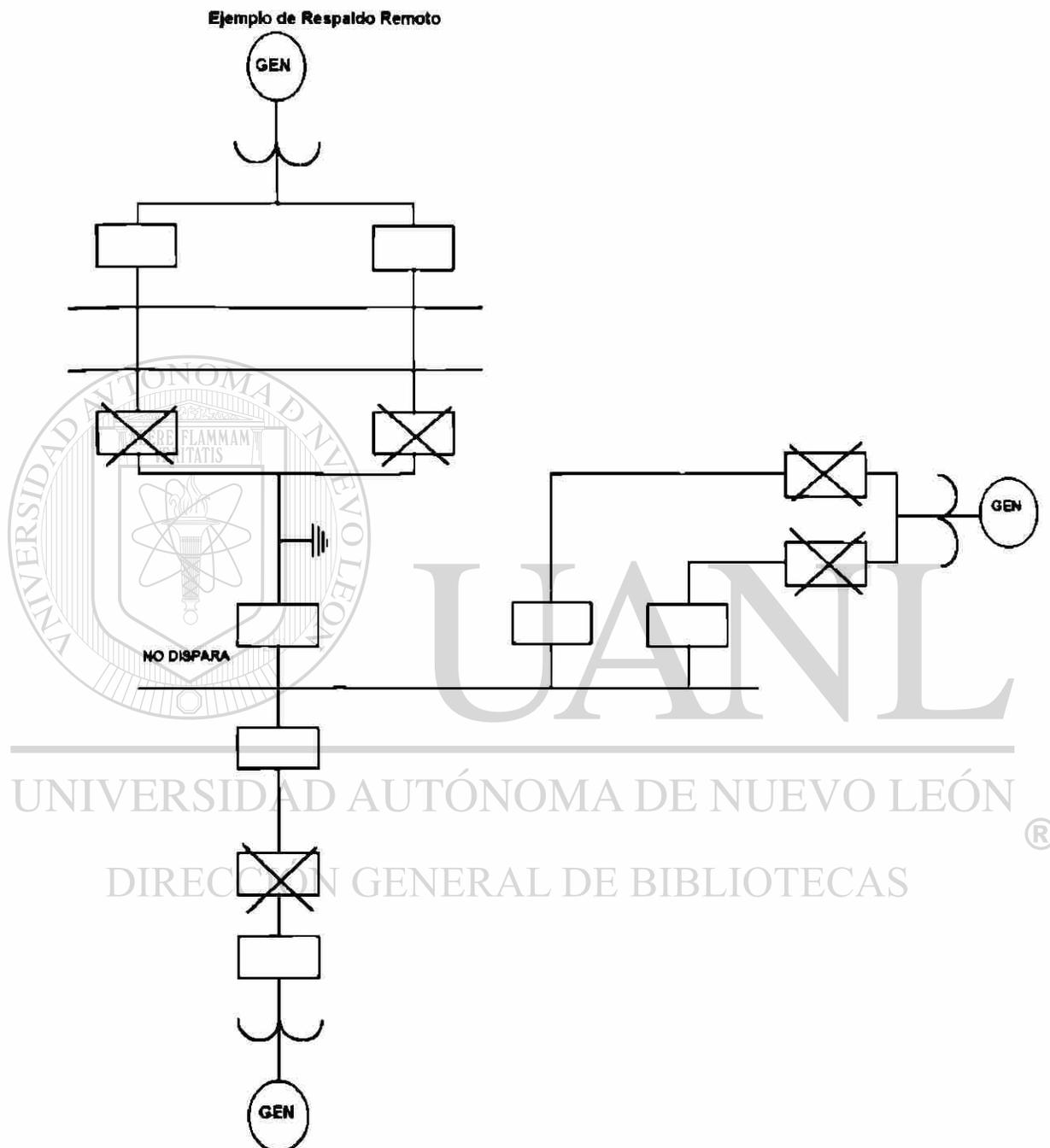


Figura 3.9 Diagrama unifilar de respaldo remoto.

3.7 ZONAS DE DETECCION Y ZONAS DE LIBRAMIENTO

En el esquema de la Central Térmica que se muestra en la figura 3.10 en la sección del Autotransformador de 20 KV a 115 KV se presento una falla en el punto X.

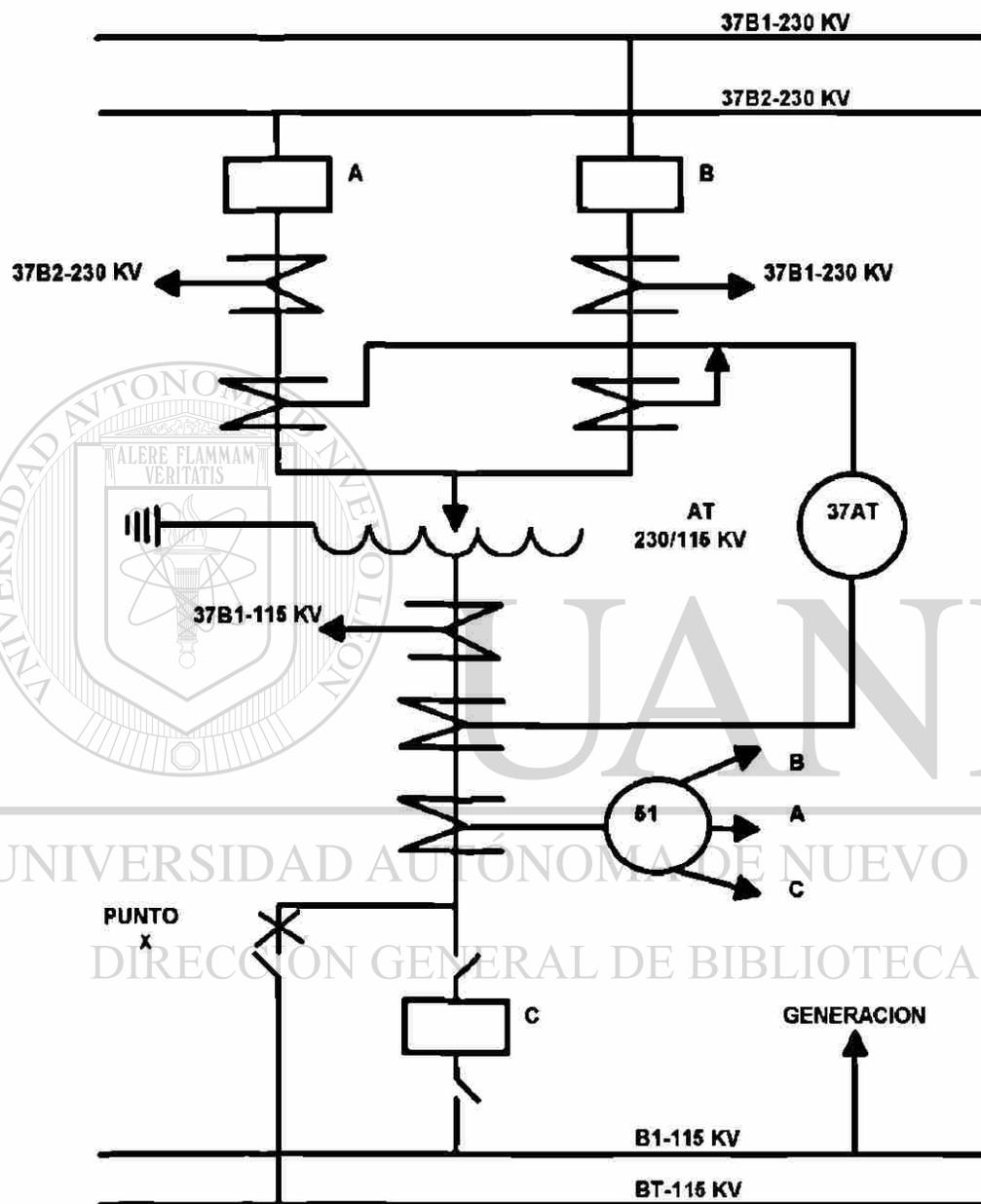


Figura 3.10 Diagrama unifilar de Zonas de detección.

Una falla en el punto X no es detectada como falla por el 87 AT, pero por el 87 B de 115 KV, o sea abre el interruptor C el cual no libera la zona fallada, y es necesario que

opere el 51 que es la protección de respaldo, con un tiempo de operación de 1 segundo o más. Por lo tanto el 51 abre los interruptores B, A y C.

En una subestación de distribución tipo Metal Clad de 115 KV a 13.8 KV. Sucede una falla en el punto R como se ilustra en la figura 3.11.

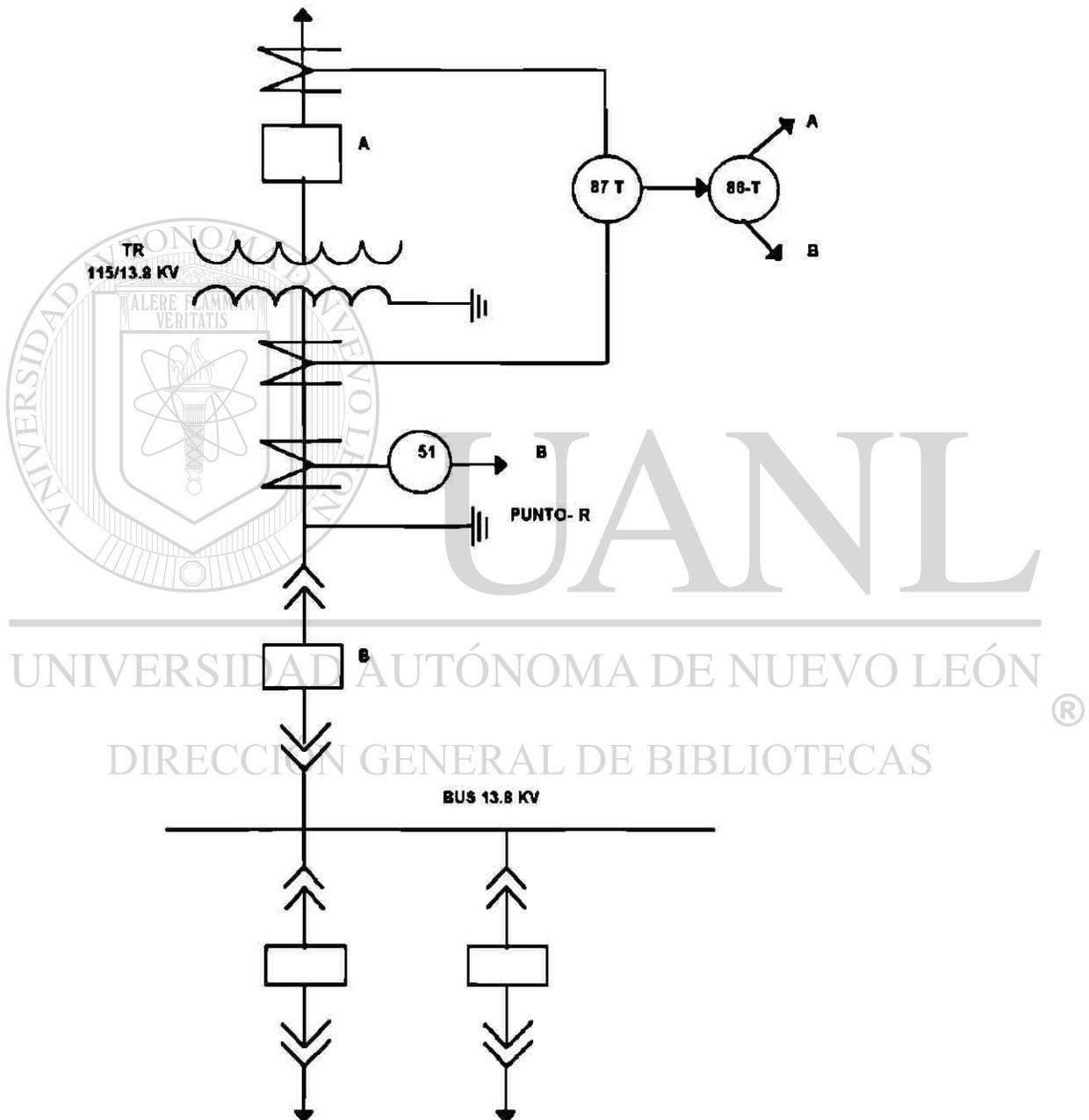


Figura 3.11 Diagrama Unifilar de Punto de falla tipo R.

La falla es detectada por el 51, el que opera sobre el interruptor B, pero la falla no se libera.

A continuación se muestran 2 ejemplos de detección y libramiento, el primero de 4 zonas ver figura 3.12 y el segundo con 10 zonas ver la figura 3.13.

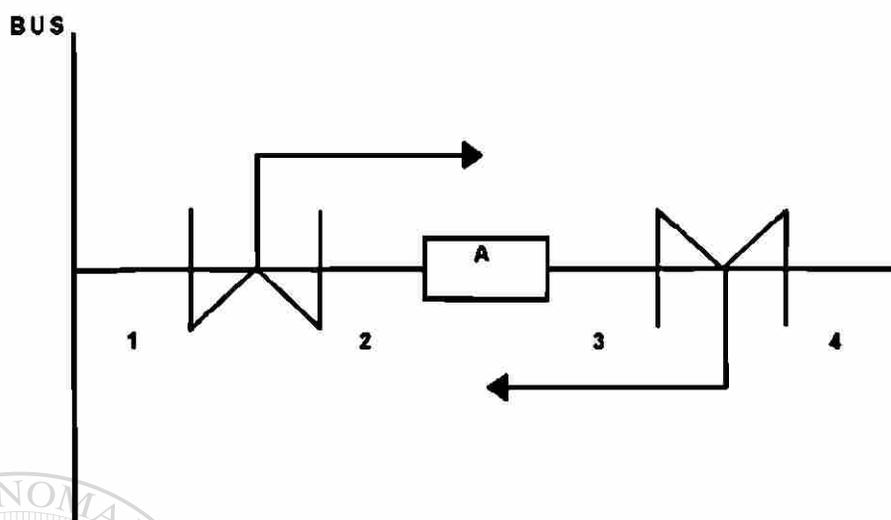


Figura 3.12 Diagrama de detección y Libramiento.

TABLA DE DETECCION LIBRAMIENTO PARA EL EJEMPLO 1 DE LA FIG. 3.12

ZONA #	Deteccion Prot. de Línea	Proteccion de la Barra	Ambas	Lbramiento de Interruptores	Se Libra ?
1		✓		Los de la Barra "A"	SI
2	✓	✓	✓	Los de la Barra "A"	SI
3	✓	✓	✓	Los de la Barra "A"	SI
4	✓			A	SI

TABLA DE DETECCIÓN DE LIBRAMIENTO PARA EL EJEMPLO CON 10 ZONAS

ZONA	DETECCION			INTERRUPTORES	LIBRAMIENTO SE LIBERA ?
	PROTECCION LINEA 1	PROTECCION LINEA 2	PROTECCION BARRA		
1			✓	LOS DE LA BARRA	Si
2			✓	LOS DE LA BARRA	No
3	✓		✓	LOS DE LA BARRA 'B'	Si
4	✓			LOS DE LA BARRA 'A y B'	Si
5	✓			LOS DE LA BARRA 'A y B'	No
6	✓	✓		LOS DE LA BARRA 'A, B y C'	Si
7		✓		LOS DE LA BARRA 'B y C'	Si
8		✓	✓	LOS DE LA BARRA 'B'	Si
9			✓	LOS DE LA BARRA	No
10			✓	LOS DE LA BARRA	Si

Ejemplo 3.13 Tabla de detección de libramiento con 10 Zonas

3.8 PROTECCION DE RESPALDO POR FALLA DE INTERRUPTOR

El objetivo primario de un esquema de protección de respaldo es abrir todas las fuentes que impiden eliminar la zona fallada en un sistema y debe ser por lo tanto:

1. Poder reconocer cualquier falla que pueda ocurrir dentro de la zona de protección prescrita.
2. Detectar la falla de cualquier elemento de la cadena de protección incluyendo el interruptor.
3. Iniciar el disparo del minimo numero de interruptores necesarios para eliminar la falla.
4. Operar lo bastante rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir excesivo daño en el equipo y mantener un grado ya previsto de continuidad en el servicio.

El disparo por falla de interruptor depende de la configuración del sistema y puede ser:

- ◆ Respaldo Local.
- ◆ Respaldo Remoto y Local.

En ambos casos el disparo es iniciado por los relevadores normales de protección y la supervisión de existencia de corriente a través del interruptor.

3.8.1 RESPALDO LOCAL

Si ocurre una falla entre los buses B y C de la figura 3.14 deben abrir los interruptores 2 y 6.

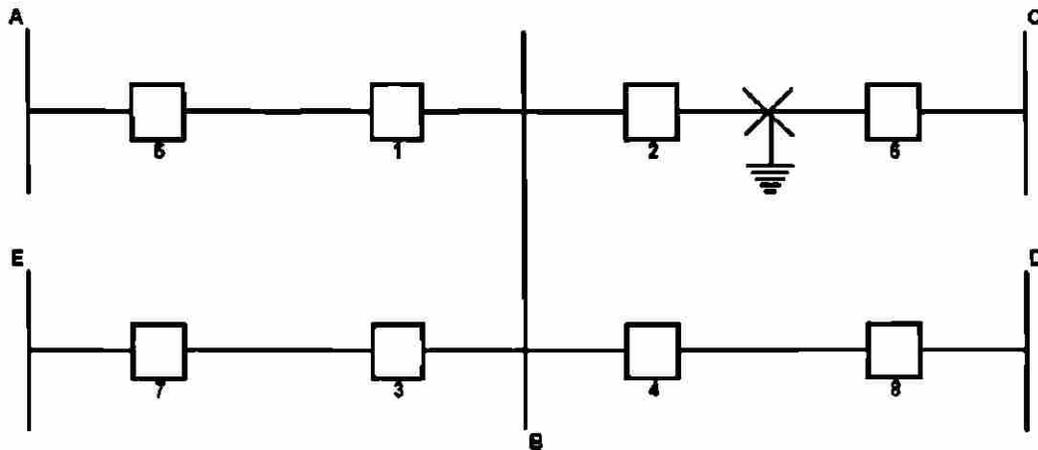
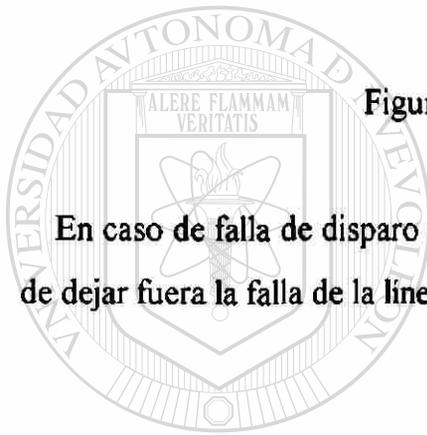


Figura 3.14 Una falla de respaldo local

En caso de falla de disparo del interruptor 2 deberán abrir el 1, 3 y 4 locales, con objeto de dejar fuera la falla de la línea.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.8.2 RESPALDO REMOTO

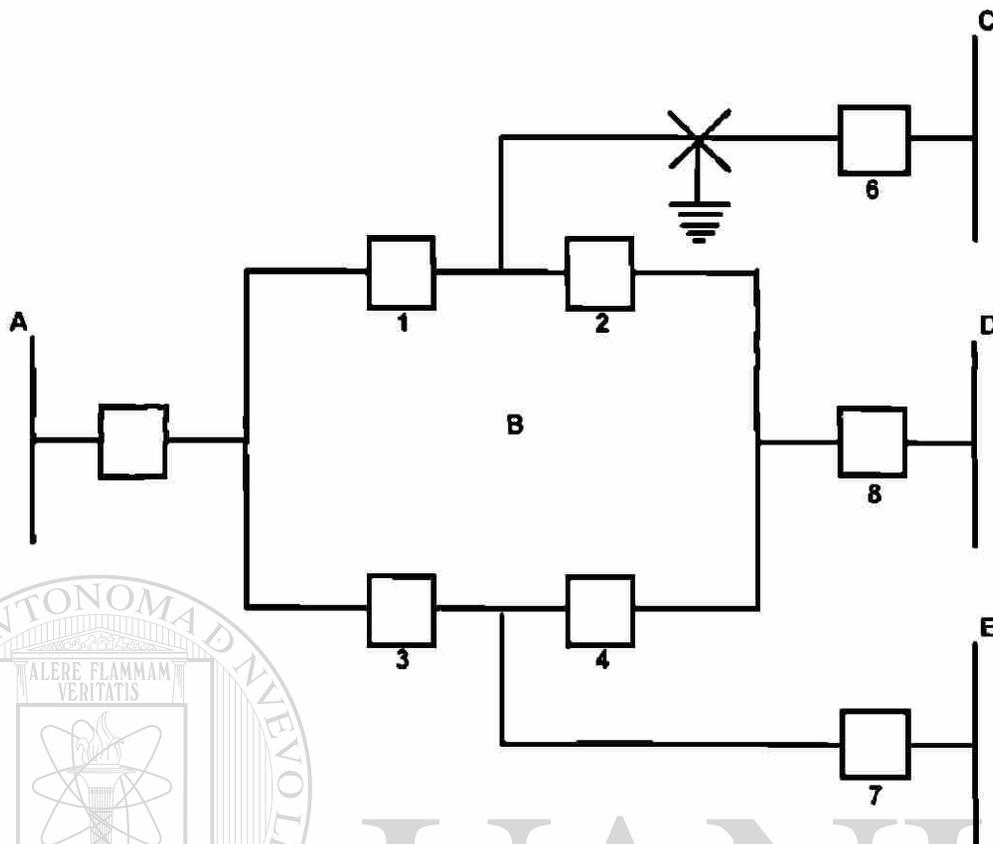


Figura 3.15 Una falla en respaldo remoto

En caso de falla de alguno de los interruptores de la estación B, ya sea el 1 o el 2 requiere que exista un disparo local y otro remoto para dejar fuera la falla, ejemplo mostrado en la figura 3.15.

El disparo remoto es iniciado por las propias protecciones y por el disparo transferido iniciado por la protección local del interruptor fallado.

3.9 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Tiempo fijo (Requiere retraso en el disparo) se puede considerar unos tiempos de operación, para el 50 BF mínimos de:

Tiempo	Interruptor de Tiempo de Disparo de 5-8 Hz.	Interruptor de tiempo de disparo de 1-3 Hz.
Proteccion Primaria	2 Hz.	1 Hz.
Relevadores Auxiliares	2 Hz.	2 Hz.
Interruptores	7-14 Hz.	3-4 Hz.
Reposición de 50	1-2 Hz.	1-2 Hz.
Margen de Coordinación	3 Hz.	3 Hz.
Tiempo mínimo de operación del 50 BF	15-23 Hz	11-13 Hz.

Tomando en cuenta:

- ❖ Tiempo critico de switcheo para evitar perdida de estabilidad por fallas sostenidas.
- ❖ Tiempo requerido para coordinar con las terminales adyacentes.

En el próximo capítulo iniciaremos el estudio correspondiente a los principios y fundamentos de la operación de los diferentes tipos de relevadores de protección.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 4

PRINCIPIOS, CARACTERISTICAS Y FUNDAMENTOS DE LA OPERACION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE RELEVADORES DE PROTECCION

4.1 INTRODUCCION

Las líneas eléctricas sirven para la transferencia de energía de grandes cantidades de un lugar a otro cercano o distante enlazando productores con consumidores, por lo que cualquier interrupción en la línea, interrumpe la alimentación de energía a una parte importante de consumidores, provocándose además inestabilidad en el sistema cuando las líneas son de alta tensión y de gran longitud.

Como se sabe, al ocurrir una falla en cualquier punto de un circuito de una red eléctrica, fluirá a tal punto una gran cantidad de corriente, llevándose a cabo una elevación o caída de tensión. Los valores de estas perturbaciones son primarios por lo que para detectarlos se colocan transformadores de corriente en el interior del equipo que se va a proteger y transformadores de potencial en algún lugar apropiado de la subestación. Los transformadores de corriente son los que proporcionan una señal precisa de corriente secundaria. Lo mismo sucede con los transformadores de potencial los cuales proporcionan una señal secundaria de tensión. Estas dos señales son imprescindibles para el funcionamiento de los diferentes tipos de relés. Por lo tanto, en los siguientes capítulos se tratara brevemente a cada uno de los diferentes tipos de relés de protección que existen actualmente, claro sin llegar a tratar a todos los tipos de relés.

Existe bastante información de cada uno de los diferentes tipos de relés por lo que en los siguientes capítulos solo se tratarán los detalles más importantes de cada tipo de relés entre los cuales podemos mencionar: Su principio de funcionamiento, su circuito de

protección y su circuito de control, así como sus partes principales de que constan. Además se incluirá un diagrama elemental general de un interruptor, mencionando sus partes más importantes. Todo esto para hacer mas completa esta información.

El relé de protección es operado por una señal secundaria enviada por el transformador de corriente o por un transformador de potencial según sea el caso. Este relé al mismo tiempo por medio de sus contactos hace que el interruptor opere disparándose. Mas adelante veremos con mas detalle como sucede esto.

4.2 CLASIFICACION DE LOS RELÉS.

4.1.1. - Clasificación de los relés tomando en cuenta sus características constructivas, los cuales pueden ser:

- a) **Relés Electromagnéticos.** Estos relés se basan en la fuerza de atracción ejercida entre pieza de material magnético. Estos relés son accionados por una señal de corriente.
- b) **Relés de Inducción.** Estos relés tienen muchas aplicaciones y su principio de funcionamiento es el mismo que el de los motores de inducción, los cuales utilizan el sistema de estructura electromagnética. Son accionados por una señal de corriente.
- c) **Relés Electrónicos.** Estos relés funcionan por medio de diodos, tiristores, transistores, etc. Sus principal característica es que son de mayor velocidad de operación. Su funcionamiento es equivalente al de los relés electromagnéticos.
- d) **Relés Térmicos.** Estos relés operan dejando fuera de servicio al equipo o maquina que protegen, y el cual ha sido sometido a sobre cargas o a falla. Estos efectos producen calentamiento excesivo elevando la temperatura de los devanados. Estos relés son muy utilizados en transformadores de mediana y de gran potencia. Estos relés generalmente toman en cuenta la imagen térmica del equipo que protege, es decir, de un dispositivo cuya ley de calentamiento sea análoga a la ley del objeto protegido. Tienen tres contactos los cuales cierran a diferentes temperaturas. Uno de los tales

contactos sirve para el control de abanicos otro para enviar una señal de alarma y el último para enviar una señal de disparo dejando fuera el equipo que se protege.

4.3 PRINCIPIOS EN QUE SE BASAN LOS RELEVADORES

En la realidad solo hay dos principios fundamentales en los que se basan la operación de los relevadores:

- Atracción Electromagnética.
- Inducción Electromagnética.

Ejemplo:

Se han construido dos tipos de relevadores, el primero consiste en un vástago dentro de un solenoide, o una pieza magnética atraída por un electroimán, figura 4.1

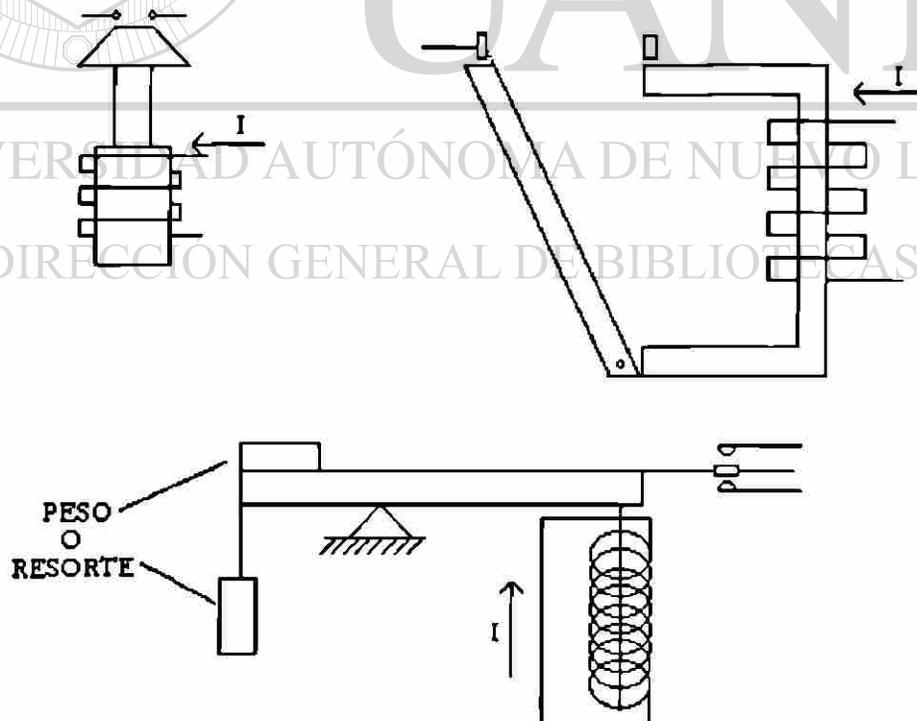


Figura 4.1 Partes de un relevador

El segundo está en el principio del motor de inducción o de los discos de un Watt-horímetro que se basa en último término en la acción de dos flujos magnéticos desfasados como se explica a continuación.

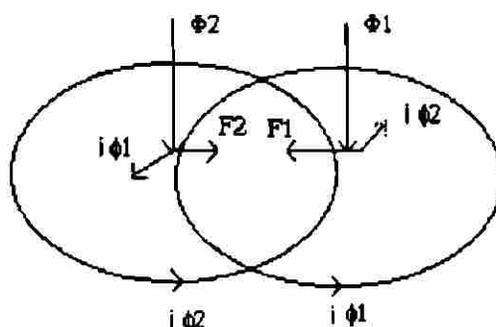


Figura 4.2 Una placa de material de aluminio con fuerzas de atracción

La figura 4.2 muestra una placa de material conductor por ejemplo de aluminio sobre la cual inciden dos campos magnéticos variables los cuales inducen a la placa fuerzas electromotrices alrededor de ellas que traducen en corrientes y que producen un flujo que reacciona con los primitivos, las corrientes producidas por un de los flujos al reaccionar con el otro producen fuerzas que tienen el sentido marcado en la figura y que en último término actual sobre el rotor en la figura siguiente y de acuerdo con las ecuaciones que se desarrollan a continuación:

El flujo $\phi_1 = \phi_2 \text{ Seno } (\omega t)$ donde ϕ_1 es el flujo máximo.

Así mismo

$$\phi_1 = \phi_2 \text{ Seno}(\omega t + \theta)$$

Siendo θ el ángulo de fase entre los dos flujos $\phi_1 = \phi_2$. Para evitarnos el considerar por lo pronto la autoinducción de las corrientes creadas en la placa y también el ángulo de fases de estas con respecto a sus fuerzas electromotrices que por lo demás son

despreciables, se puede establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las siguientes expresiones:

$$I \varphi_1 \propto \frac{d\varphi_1}{dt} \propto \varphi_1 \cos(\omega t)$$

$$I \varphi_2 \propto \frac{d\varphi_2}{dt} \propto \varphi_2 \cos(\omega t + \theta)$$

Como se ve en la figura las fuerzas F_1 y F_2 se encuentran en oposición y la resultante será la diferencia de ellas.

$$F = (F_2 - F_1) \propto (\varphi_1 i \varphi_2 - \varphi_1 i \varphi_2)$$

Sustituyendo los valores de $i \varphi_1$ e $i \varphi_2$ de las ecuaciones anteriores tenemos:

$$F = (\varphi_1 \varphi_2 \cos \omega t - \varphi_1 \varphi_2 \cos(\omega t + \theta))$$

Pero a su vez sustituyendo los valores a su vez de φ_1 y φ_2 tenemos:

$$F \varphi_2 \text{ Seno}(\omega t + \theta) - \varphi_1 \cos \omega t - \varphi_1 \text{ Seno} \omega t \varphi_2 \cos(\omega t + \theta)$$

Sacando φ_1 y φ_2 como factor común tenemos:

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$F \propto \varphi_1 \varphi_2 [\text{Seno}(\omega t + \theta) \cos \omega t - \text{Seno} \omega t \cos(\omega t + \theta)]$$

La expresión dentro del paréntesis equivale a:

$$\text{Seno}(\omega t + \theta - \omega t) = \text{Seno} \theta$$

La cual la reduce a:

$$F \propto \varphi_1 \varphi_2 \text{ Seno} \theta$$

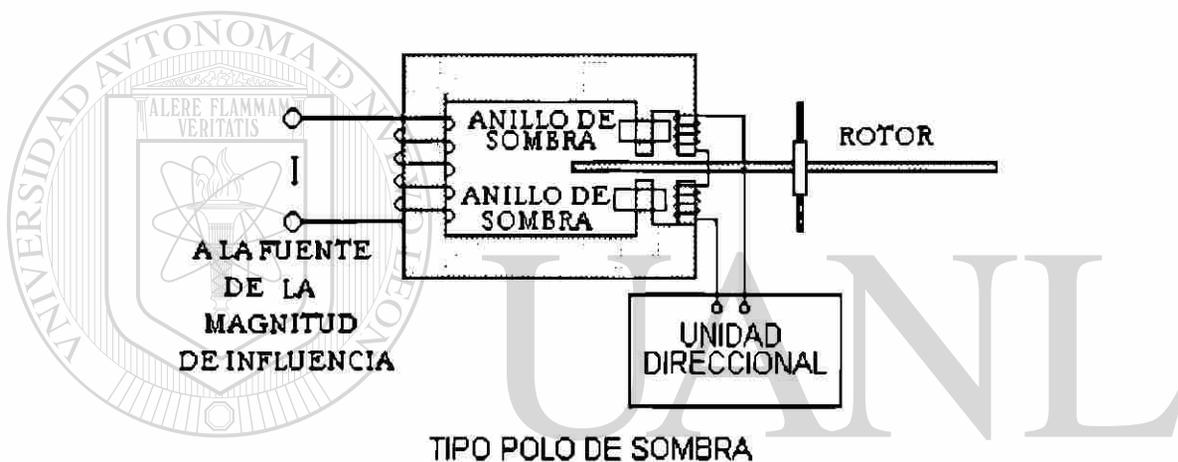
La cual nos indica que la fuerza resultante es constante en todo momento dependiendo únicamente de los valores máximos de los flujos y el ángulo de fase entre ellos.

Los relevadores del tipo de inducción aprovechan este principio produciendo dos flujos sobre un disco que se mueve actuando por la fuerza que resulta que es máxima cuando los flujos tienen un ángulo de fase entre sí de 90° .

Apoyándose en este principio de inducción se han construido dos clases originales de relevadores eléctricos:

- ✓ Las que actúan debido a una sola fuente de señales.
- ✓ Los que los hacen debido a dos o más fuentes.

Un ejemplo de los primeros es el que se describe a continuación en la figura 4.3:



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 Figura 4.3 Esquema de un disco de inducción con bobina magnética
 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Es un disco de inducción sobre el cual se cierra un circuito magnético con una bobina.

El núcleo está dividido en dos regiones: una por la que pasa el flujo resultante de la corriente de la bobina y otra donde se han devanado y puesto en corto circuito un embobinado o una sola espira que desfasa una parte del flujo que atraviesa él entre hierro.

De esta manera una sola fuente de señales hace actuar al disco en determinadas condiciones.

Otro ejemplo es el de un relevador de sobrecorriente con características de tiempo inverso como el siguiente:

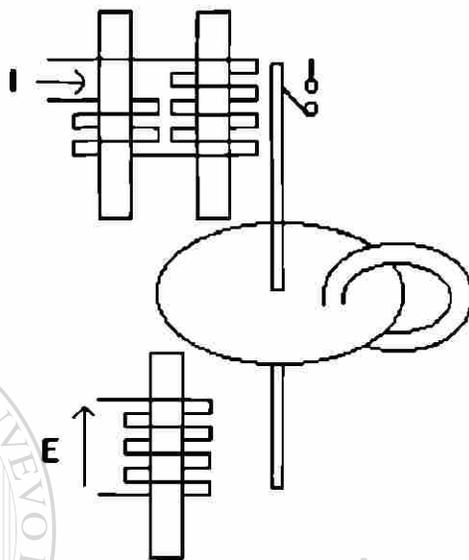


Figura 4.4 Esquema de un relevador de sobrecorriente

— Lleva una bobina el núcleo interior que es la única fuente de señales y esta corriente crea otra por medio de un acoplamiento magnético sobre las bobinas del núcleo superior que produce una fuerza actuante en el disco debido al desasimetro final de los flujos, figura 4.4.

La segunda clase de los relevadores es la que pone en juego dos bobinas sobre un núcleo o sobre dos núcleos separados como por ejemplo el ya conocido como núcleo de un Watthorímetro, figura 4.5.

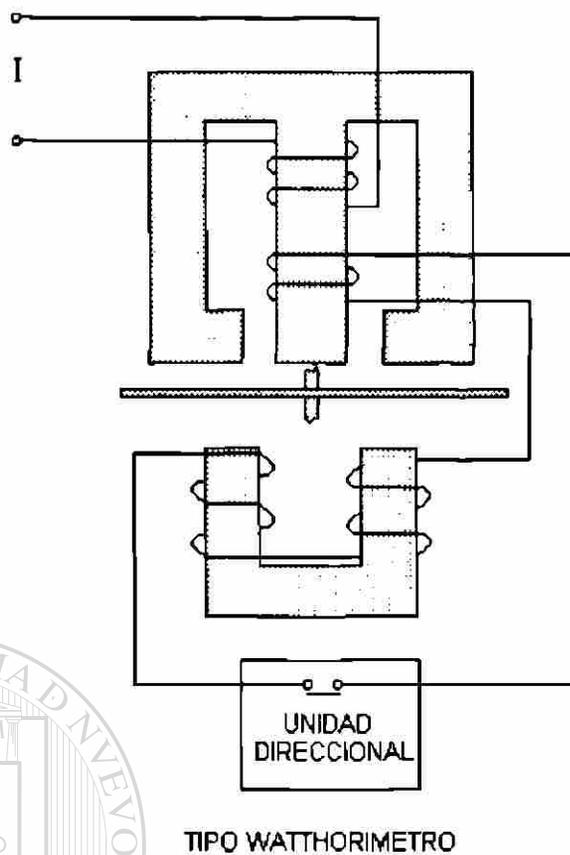


Figura 4.5 Esquema de un relevador con dos bobinas

Sobre una bobina se puede mandar las señales de corriente producidas por un T.C. y sobre la segunda las señales de corrientes tomadas por un T.P.

De esta manera también con dos corrientes de fuentes distintas se hacen operar el relevador.

4.4 CARACTERISTICAS.

Es conveniente tener un conocimiento de las propiedades generales y particulares de los relevadores, con el fin de aprovecharlas en la solución de los problemas que presenta la protección de un sistema eléctrico.

Entre las características principales de los relevadores, se encuentra el tiempo de operación, y aún más la facilidad para ajustarlo.

Esta ha sido una de las principales propiedades que han contribuido al desarrollo tan amplio de la protección por relevadores, ya que se puede lograr una coordinación perfecta en tiempo de apertura de los interruptores, de tal manera que se aíslan las regiones afectadas por fallas, abriéndose primero los interruptores próximos a la falla o los que convengan para la mejor operación. La sensibilidad de un relevador es otra característica que nos permite contar con una protección, de gran utilidad para las instalaciones donde equipo muy costoso sea defendido contra fallas que por muy ligeras que sean, afectan grandemente su buena operación.

La selectividad de los relevadores, es la propiedad que tienen de reconocer las fallas que dañen, la buena operación del sistema, puede aparecer un grupo de señales en el relevador, y éste, solo debe responder a la que conviene al sistema. No debe por ejemplo, operar un relevador de sobrecorriente debido a las sobrecargas de un transformador, a menos que éstas pasen de ciertos límites y que duren tiempos fuera de lo previsto. Seguridad, en su operación es una característica importantísima puesto que no puede permitirse que el relevador deje de trabajar en el momento preciso. Para esto es necesario que sean suficientemente robustos sus contactos y sus bobinas deben ser capaces de llevar corrientes que por ellos puedan circular, y no solamente implica la buena construcción del aparato mismo y sus protecciones propias; como cajas, sino los aparatos y sistemas auxiliares o asociados a estos relevadores como por ejemplo: la alimentación de corrientes continua o directa que puede no estar en condiciones de trabajar cuando es preciso. Algunos relevadores y equipo de protección operan muy raras veces, tanto como una vez al año, y sin embargo debe estar pronto a operar en el momento que sean necesarios, en cambio, otros lo hacen tan frecuentemente que su mantenimiento debe ser constante. En la construcción de estos aparatos debe tenerse en cuenta que es necesario probarlos de tiempo en tiempo y así por ejemplo, hemos visto aparecer cuchillas de prueba en los tableros, y modernamente peines que salen de la misma caja para facilitar las pruebas en caso necesario.

Por último se puede decir que los relevadores no son para evitar fallas en el sistema, sino para cuando aparezcan éstas, hacer operara relevadores o mecanismos que hagan disminuir los efectos de las fallas.

En cuanto a los contactos que se cierran o se abren en los relevadores se ha venido desarrollando un sistema que establece dos tipos: los llamados normalmente abiertos y los llamados normalmente cerrados. La razón de haberse llamado en tal forma es porque se considera que la bobina o bobinas que actúan los contactos se encuentran en condición normal cuando están sin que pase por ellas una corriente suficiente para hacer operar los contactos, ya que un buen sistema de relevadores debe estar en estas condiciones la mayor parte del tiempo y recibir corrientes actuantes sólo cuando se desee la operación del sistema, volviendo a su condición normal cuando ha terminado de cumplir su misión.

Este sistema era correcto cuando no había más que ciertos tipos de relevadores, pero a medida que se han ido aprovechando los principios de electricidad no son completamente correcto, ya que por ejemplo hay relevadores que en su condición normal se encuentran equilibrados comparando las corrientes y en el momento en que el desfasado entre ellas o la diferencia de magnitudes, la dirección de alguna corriente, etc., hacen operar los contactos, no siendo correcto ni claro el concepto de normalmente abiertos o normalmente cerrados.

A pesar de lo anterior se seguirá encontrando el signo:



De los contactos normalmente cerrados y normalmente abiertos respectivamente, en los diagramas.

4.5 REPOSICIÓN (RESET.)

Otra característica de los relevadores que se deriva de los contactos es la llamada “Reposición” que no es otra más que el restablecimiento de las condiciones normales del relevador después de que este actuando. Esta reposición puede hacerse en dos formas, la denominada “Reposición Eléctrica” y la “Reposición Manual”. La reposición Eléctrica puede considerarse automática puesto que al dejar de existir las condiciones de operación los contactos del relevador vuelven a quedar en la posición que tenían antes de la operación.

La reposición Manual es tal, que es necesaria la intervención del hombre, ya sea pisando un botón o moviendo alguna palanca después de haber dejado de existir las condiciones de operación ya que el relevador por sí solo no restablece las condiciones normales de sus contactos.

Es necesario que el operador de un sistema sé de cuenta cuando un relevador ha operado, y para esto la mayoría de los relevadores están equipados con banderas de señal que aparecen cuando el relevador ha actuado. Estas banderas son actuadas por bobinas o contactos auxiliares y cuando esto no es posible se aprovecha alguno de los contactos del relevador para cerrar un circuito independiente de un cuadro de señales aparte. ®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4.6 RELEVADORES DE INDUCCIÓN DIRECCIONALES.

El relé direccional es de tipo de inducción y solamente toma en cuenta en que dirección se encuentra la falla. Por lo que cierra sus contactos solamente cuando la energía circula en sentido determinado.

Debido a la característica direccional este relé tiene la característica principal de funcionamiento de ser selectivo, o sea desconecta solamente la línea que ha fallado. Sus contactos cierran o abren según sea el ángulo formado por los vectores representativos de la corriente y la tensión.

La señal de corriente y de tensión que se suministra a cada relé direccional, no debe ser de una misma fase ya que al producirse una falla de tal fase la tensión y el factor de potencia caen a valores muy bajos lo cual dificulta el funcionamiento del relé. Por esta razón se aplica a cada relé una tensión entre fases.

La señal de corriente y de tensión que reciben estos relés al igual que todos los demás que necesiten de esta señal para su funcionamiento, viene de los transformadores de corriente, los cuales generalmente vienen montados en la parte interior de los interruptores, transformadores de potencia, etc. viene uno o dos por fase, tanto para protección como para medición.

La señal de tensión la reciben de los transformadores de potencial los cuales generalmente se colocan en la subestación conectándose del bus principal. Al igual que todos aquellos relés que se necesitan de esta señal para su funcionamiento.

La protección direccional se utiliza donde existen dos o más tramos de línea, así pues los dos extremos de la línea deben estar provistos de relés direccionales de protección los cuales deben operar solamente cuando el defecto está en dirección de línea. En la actualidad los relés direccionales cierran sus contactos según sea el sentido de la energía independientemente de la magnitud de la potencia y de la corriente aunque ésta debe excederse de un límite.

4.7 CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN.

Existen varios tipos de relés direccionales en general cada uno de ellos contienen los siguientes elementos.

- a) Unidad o unidades direccionales.
- b) Unidades de sobrecorriente.
- c) Unidad de sello.
- d) Unidad instantánea.

La unidad de sobrecorriente, la unidad de sello y la unidad instantánea se tratarán con más detalle en el siguiente capítulo, el cual será destinado al estudio de relés de sobrecorriente.

4.8 UNIDAD DIRECCIONAL

La unidad direccional es un producto que se realiza en la unidad de operación la cual es del tipo cilindro de inducción sobre el cual interacciona entre el circuito del flujo de polarización y el circuito del flujo de operación.

Mecánicamente la unidad direccional está compuesta de cuatro componentes básicos.

- a) Marco de aluminio de forma cuña fundida.
- b) Marco Electromagnético.
- c) Elemento Móvil.
- d) Puente Moldeado.

El marco sirve como estructura de montaje para el núcleo magnético.

El marco electromagnético tiene dos bobinas de polarización conectadas en serie y montadas diametralmente opuestas una de la otra; dos bobinas de operación conectadas en serie y montadas diametralmente opuestas a la otra.

El elemento móvil consiste de un resorte en espiral, de un contacto móvil y de un cilindro de aluminio montado sobre una pequeña flecha. Los topes del elemento móvil o contacto móvil son una parte integral del puente el cual está fijo al marco electromagnético. Este puente es usado para el montaje del ajuste del contacto estacionario.

Con los contactos fijo y móvil se logra hacer la conexión eléctrica y así poder mandar una señal de disparo al interruptor del tramo de línea protegido, al ocurrir una falla en tal

tramo siempre y cuando se cierren tales contactos cuando el relé direccional opere satisfactoriamente.

Los contactos de la unidad direccional son conectados en serie con la bobina de polos sombreados de la unidad de sobrecorriente, dándole control direccional a la unidad de sobrecorriente. Este arreglo evita que el relé opere para fallas en la dirección de no disparo.

Partes del relé Direccional mas importantes

- a)
 1. UNIDAD DIRECCIONAL (UD).
 2. UNIDAD DE SOBRECORRIENTE (US).
 3. UNIDAD DE SELLO (US).
- a)
 1. CONTACTO ESTACIONARIO.
 2. RESORTE DE PRESIÓN PARA PRESIONAR AL CONTACTO ESTACIONARIO.
 3. PLUGS. AJUSTE MAGNÉTICO.
 4. TORNILLO DE AJUSTE MAGNÉTICO.
 5. CONJUNTO DE ELEMENTO MÓVIL.
 6. PRENSA PARA EL AJUSTE DEL RESORTE.
 7. VÍA OBLICUA DE CORRIENTE.

Partes de de la unidad de sobrecorriente de tiempo

1. BLOCK DE TAP'S.
2. DIAL DE TIEMPO.
3. CONJUNTO DEL RESORTE DE CONTROL.
4. DISCO
5. CONJUNTO DE CONTACTO ESTACIONARIO.
6. PLUGS, MAGNÉTICOS.
7. IMÁN PERMANENTE.

CARACTERÍSTICAS

Las características de tiempo de los relés direccionales de sobrecorriente son de tiempo corto, de tiempo largo, inverso, de tiempo muy inverso, y de tiempo extremadamente inverso. Esto también se verá con más detalle en el siguiente capítulo.

Puesto que se verá por medio de figuras, las cuales mostrarán las curvas de tiempo para las diferentes palancas o ajustes de dial. Estas figuras mostrarán las características de tiempo al cual los contactos cierran para un determinado ajuste de palanca y un determinado valor de corriente en múltiplos del tap de corrientes aplicado al relé.

Los relés direccionales se utilizan para la protección de algún tramo de línea y cuando la falla ocurre en las fases, pero también se utilizan para cuando la falla que ocurre es de tierra.

A continuación se mostrará por medio de la figura 4.6 el diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional.

Según las magnitudes de influencia para el funcionamiento de los relés direccionales, el par es estrictamente.

$$T = K_1 V I \cos. (\theta - \varphi) - K_2$$

Donde:

V= La magnitud eficaz de la tensión aplicada a la bobina de tensión del circuito.

I= La magnitud eficaz de la corriente de la bobina de corriente.

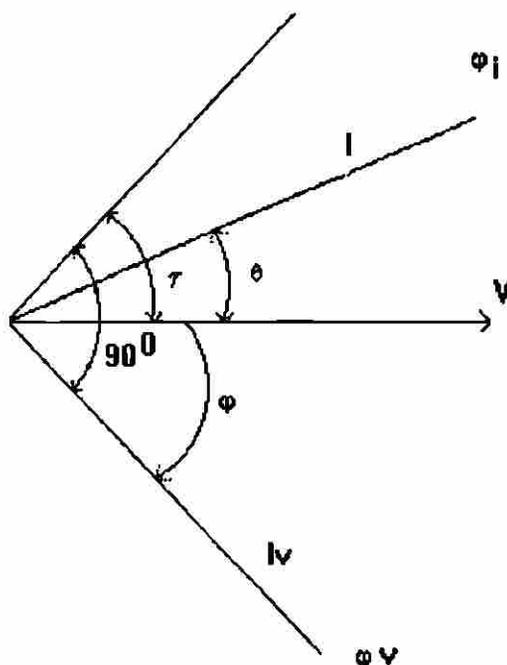


Figura 4.6 Diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional.

El diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional el cual funciona con las magnitudes de tensión y de corriente el relé es del tipo de inducción.

θ = El ángulo entre I y V.

τ = El ángulo de par máximo.

El valor de ϕ es del orden de 60° a 70° de atraso para la mayoría de las bobinas de tensión y por lo tanto, τ será del orden de 20° a 30° de adelanto si no hay impedancia en serie con la bobina de tensión. Con la inserción en el circuito del relé de una combinación de resistencia y capacidad en serie con la bobina de tensión, podemos cambiar el ángulo entre la tensión aplicada e I_v a casi cualquier valor, ya sea atrasando o adelantando V sin cambiar la magnitud de I_v . Por lo mismo el ángulo de par máximo puede hacerse casi cualquier valor deseado.

4.9 CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

En el punto equilibrio, cuando el relé está en el límite del funcionamiento, el par neto cero, y tenemos:

$$V I \cos. (\theta - \tau) = K_2 / K_1 = \text{constante}$$

Esta es la característica de funcionamiento se muestra en la figura 4.7 mediante coordenadas polares. La magnitud polarizante, que es la tensión para este tipo de relé es la diferencia y la magnitud es constante. Por lo que se obtiene:

$$I \cos. (\theta - \tau) = \text{constante.}$$

Cualquier vector de corriente cuya punta está situada en el área del par positivo originará la puesta en trabajo de relé; ésta no se pondrá en trabajo, o se responderá, para cualquier vector de corriente cuya punta este situada en el área del par negativo.

Para una magnitud diferente de la tensión de referencia, la característica de funcionamiento será otra, nada más paralela a la anterior o sea cuando la magnitud de la tensión era constante según la figura en cuestión y relacionada a ésta por la expresión.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$V I \text{ mín.} = \text{constante}$$

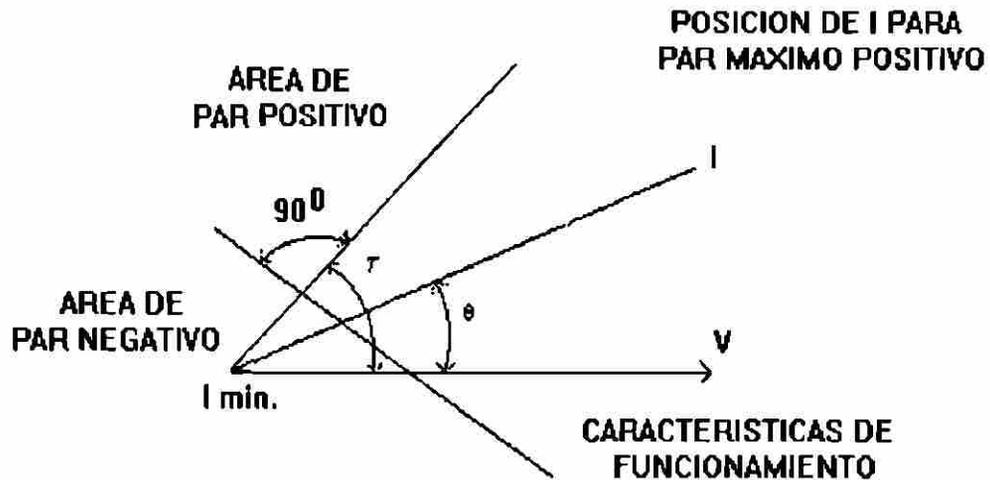


Figura 4.7 Característica de funcionamiento de un relé direccional.

Donde I mínima es la magnitud mínima de todos los vectores de corriente cuyas puntas finalizan en la característica de funcionamiento. I mín. es conocida como la corriente mínima de puesta en el trabajo del relé aunque debe de ser algo mayor para cumplir con su cometido. De este modo hay un número infinito de características de funcionamiento, uno para cada magnitud posible de la tensión de referencia.

Siempre se desea que el par máximo ocurra en algún valor θ de 90° , lo cual se logra poniendo en paralelo una resistencia o un capacitor con las bobinas principales. ®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En la figura 4.8 se mostraron los diagramas esquemáticos, trifilar de corrientes y el de control, de la protección direccional para un tramo de línea o circuito en particular, por medio de relés direccionales de fase, o sea para la protección del tramo de línea o circuito en particular, cuando falle alguna de las fases. Todo esto se representó en la figura 4.10.

4.9.1 EL EFECTO DE LOS TRANSITORIOS EN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES.

El efecto de los transitorios puede despreciarse con los relevadores de tiempo inverso; pero con los relevadores de alta velocidad pueden tener que ser vigilados ciertos

transitorios ya sea contra el diseño del relevador en su aplicación. En general, un aumento de la puesta en trabajo o la adición de uno de dos ciclos (60 hertz como base) de acción retardada evitará el funcionamiento no deseado.

4.9.2 EL EFECTO DE LA FRECUENCIA EN EL PAR NETO DEL RELEVADOR.

El efecto de ligeros cambios en la frecuencia como los encontrados normalmente, pueden, no obstante, despreciarse. Si las frecuencias de las dos magnitudes proporcionadas al relevador son diferentes, se producirá un par senoidal alterno entre positivo y negativo; el par neto para cada ciclo del par será cero.

4.10 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO PARA LOS DIFERENTE TIPOS DE ESTRUCTURA ACTUANTE.

Los relevadores del tipo de disco se utilizan donde se desean las características de tiempo inverso, los relevadores de tambor o de anillo se utilizan para el funcionamiento de alta velocidad. Cuando se desea acción retardada, esta se encuentra provista a menudo por otro relevador asociado con el relevador direccional.

4.11 LA ECUACION UNIVERSAL DEL PAR DE UN RELEVADOR.

Todos los relevadores ya considerados son meramente combinaciones de los tipos que han sido descritos. En este punto podemos escribir la ecuación universal del par como sigue:

$$T = K_1 I^2 + K_2 V_2 + K_3 V I \cos (\theta - \tau) + K_4$$

Asignando signos más o menos a algunas constantes; haciendo ceros las otras, y añadiendo algunas veces términos similares, pueden expresarse las características de funcionamiento de todos tipos de relevadores de protección.

CAPITULO 5

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO PARA RELEVADORES

5.1 INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia de medición de corriente alterna es una de las cosas más comunes, no solo por la medición misma, sino porque se requiere para determinar otros parámetros de los circuitos eléctricos ya que las señales de corriente y voltaje se requieren para:

- a) Instrumentos indicadores y registradores.
- b) Medición y potencia y energía eléctrica.
- c) Telemedición.
- d) Alimentación de relevadores de protección.

Cuando las corrientes por medir son relativamente pequeñas y los circuitos de baja tensión, la medición se puede hacer en forma directa, en cambio si los voltajes son grandes al igual que las corrientes, se debe tener una replica de las corrientes y tensiones que se tienen en el circuito primario por medio del uso de transformadores de corriente y de potencial que son dispositivos que están diseñados para operar en su primario con las corrientes y tensiones nominales del circuito. De esta manera los transformadores de instrumento son usados para:

- a) Proteger al personal y los aparatos del alto voltaje.
- b) Permitir el uso de niveles de aislamiento razonables y capacidades de conducción de corriente en relevadores a una base común.

Los transformadores de instrumento y relevadores están estandarizados a 5 amps. y/o 120 Volts, 60 Ciclos. La dirección del flujo de corriente en los devanados del transformador no es importante cuando los relevadores operan sobre magnitud de corriente y voltaje, sin embargo, donde el relevador compara la suma o diferencia de dos corrientes, o las interacciones de varias corrientes o voltajes es necesario conocer la polaridad del transformador. La polaridad está usualmente marcada en el transformador de instrumento, pero donde no sea conocida, existen métodos convencionales para determinarla. Tratando los transformadores de instrumento por separado, ampliaremos lo relativo a cada uno de ellos en los siguientes puntos de este capítulo.

5.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTES

Como se comentó en la introducción del presente capítulo relativo a la medición de corrientes nominales grandes que no se puedan pasar directamente por los instrumentos de medición o protección, entonces es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos de medición y protección; esto lo lograremos con el uso de los transformadores de corrientes. El diagrama elemental de un transformador de corriente es el que se muestra en la figura 5.1

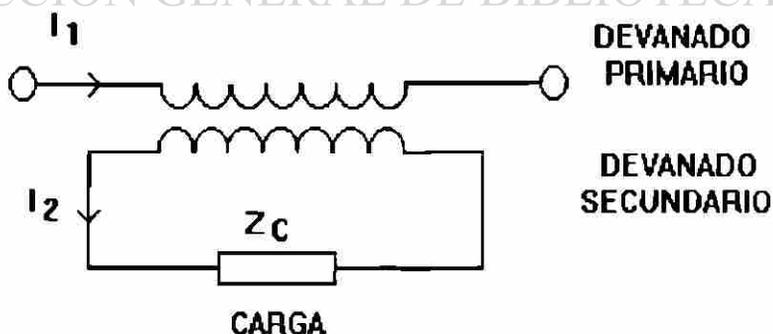


Figura 5.1 Diagrama elemental de un transformador de corriente.

La ecuación básica para los transformadores de corriente es la siguiente:

$$I_1 N_1 = I_2 N_2$$

También:

$$I_1 / I_2 = N_1 / N_2 = K$$

Donde K = relación de transformación.

I_1 = corriente en el devanado primario

I_2 = corriente en el devanado secundario

N_1 = número de espiras en el devanado primario

N_2 = número de espiras en el devanado secundario

Si se designa por Z_c la impedancia de la carga; el voltaje que aparece en el secundario de un TC es función de otra impedancia de carga.

$$V_2 = I_2 Z_c$$

Si se considera la impedancia interna Z_i del TC entonces el voltaje secundario es:

$$V_2 = (Z_c + Z_i) I_2$$

En el transformador de corriente se deben de considerar para su aplicación los errores de relación y de ángulo, mismo que implícitamente aparecen en las denominadas clases de precisión de los TC^s.

Para la aplicación de los transformadores de corriente se requieren conocer como parámetros los siguientes:

- a) Corriente primaria.
- b) Corriente secundaria.
- c) Corriente de corto circuito para efectos térmicos.

- d) Corriente de corto circuito para efectos dinámicos.
- e) Potencia de salida del TC.
- f) Clase de precisión.
- g) Nivel básico de aislamiento.
- h) Número de devanados secundarios.
- i) Burden (Cargas).

5.2.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

Las principales especificaciones técnicas que se deben proporcionar para los TC^s son los siguientes:

- 1) Voltaje nominal del sistema y voltaje máximo de diseño.
- 2) Frecuencia.
- 3) Nivel de aislamiento.
- 4) Número de devanados secundarios.
- 5) Relación de transformación.
- 6) Potencia de los devanados en VA.
- 7) Clase de precisión.
- 8) Corriente térmica de corto circuito.
- 9) Corriente dinámica de corto circuito.

“ El mejor criterio para la selección de la razón del transformador de corriente es casi invariablemente la máxima corriente de carga. En otras palabras la corriente secundaria del transformador de corriente a máxima carga no debe exceder el rango de capacidad continua de corriente del relevador aplicado.”

Esto es particularmente aplicado a los relevadores del tipo de fase donde la corriente secundaria de carga fluye a través de los relevadores. Este criterio se aplica indirectamente a los relevadores de tierra no obstante que ellos no reciben la corriente de carga, porque ellos están generalmente conectados al mismo juego de transformadores de

corriente como los relevadores de fase, esta razón de transformación debe ser aplicada a los relevadores de tierra.

Entonces la razón del transformador de corriente debe ser seleccionada para proporcionar alrededor de 5 amperes secundarios para la máxima corriente de carga.

Algunos relevadores pueden conducir hasta 10 amperes y la razón puede ser seleccionada de acuerdo a esa capacidad. Donde se usen transformadores de corriente conectados en Δ (delta), no debe ser olvidado el factor $\sqrt{3}$.

La calidad de transformadores de corrientes requeridas varía con el tipo de aplicación de relevadores que se use, con el axioma general de que siempre se desea la máxima calidad de transformadores. Esto tiende a reducir problemas de aplicación y generalmente mejora la relevación. La aplicación más crítica es aquella donde se presentan esquemas de protección diferencial en el cual el desempeño de todos los transformadores de corriente deben estar en juego. En esos esquemas, el desempeño de los relevadores es una función o depende de la precisión de reproducción de las corrientes de carga así como de las corrientes de falla.

Algunas diferencias pueden ser tomadas en cuenta en los relevadores. Generalmente hablando, para protección de líneas de transmisión, el desempeño de los transformadores de corriente no es tan crítico.

Ellos deben de reproducir con razonable fidelidad para fallas cercas de la estación remota o en un punto de balance donde la coordinación o medición este siendo hecha. Para fallas muy cercanas, los transformadores de corriente puede saturarse, pero en este caso la magnitud de la corriente de falla usualmente no es tan importante. Por ejemplo, un relevador de sobrecorriente del tipo de inducción (51) debería estar operando en la parte definida (o recta) de su curva para fallas muy cercanas (Fig. 5.2). Por lo tanto, no es tan importante que tan preciso sea el transformador de corriente ya que el tiempo de respuesta sería el mismo.

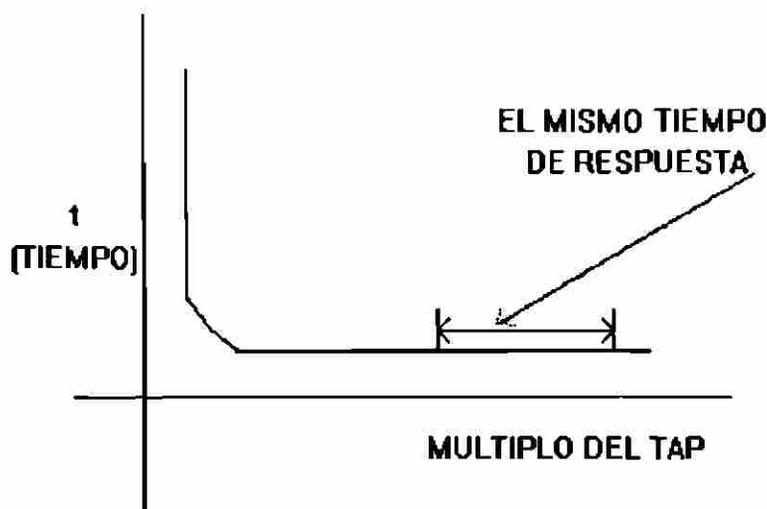


Figura 5.2 Curva de respuesta para un relevador (51) o sobrecorriente de induccion

Lo mismo es cierto para relevadores instantáneos (50) o de distancia (21) operando para una falla interna muy adentro del punto de corte o de balance. En todos estos casos el transformador de corriente debe suministrar suficiente corriente en saturación para operar el relevador positivamente. La medida de la habilidad de un transformador de corriente para reproducir la corriente primaria en términos de la corriente secundaria es el máximo voltaje secundario que puede reproducir sin saturación y sin grandes errores (menos del 10%).

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Hay varios métodos de indicación de este desempeño. Todos están en la ecuación fundamental del transformador. Entonces para cualquier transformador, el desempeño de C.A. puede ser determinado por la fórmula básica:

$$E_s = 4.44 N f A B_{MAX} (10^{-8}) = I_s (Z_B + Z_S + Z_L) \text{ Volts}$$

Donde:

E_s = Voltaje secundario inducido simétrico ($\gamma - m - s$)

N = Número de vueltas en el secundario.

f = Frecuencia en ciclos por segundos.

A = Area de la sección transversal del núcleo en (pulg)².

B_{MAX} = Densidad de flujo en líneas por pulgadas².

- I_s = Corriente secundaria de amperes.
 Z_B = Impedancia de la carga externa conectada.
 Z_S = Impedancia del devanado.
 Z_L = Impedancia de las puntas de interconexión.

Al calcular el desempeño de C.A. hay que hacer lo siguiente:

Determinar el voltaje (E_s) que el transformador debe ser capaz de producir en el secundario para el servicio requerido. Con la corriente de falla máxima conocida, puede ser determinada la corriente secundaria (I_s) dividiendo entre la relación de transformación y suponiendo que no hay error o saturación. Esta corriente (I_s) se multiplica por la carga total ($Z_B + Z_S + Z_L$) como se expresa en la ecuación:

$$E_s = I_s (Z_B + Z_S + Z_L)$$

Enseguida se debe determinar si el transformador de corriente puede producir este voltaje (E_s) sin saturación.

Hay tres aproximaciones para esto:

- ✓ Por medio de la fórmula 1.
- ✓ Por medio de las curvas de saturación del transformador de corriente. (Curva de excitación secundaria).
- ✓ Por medio de la clasificación ASA de precisión.

Los primeros dos a) y b) nos dan datos para análisis mientras que el tercero c) nos da el área de operación.

Usando la fórmula 1 se requiere el área de la sección transversal lo cual es algunas veces difíciles de obtener y su densidad de saturación (A y B_{MAX}).

Para los relevadores, se usan aceros al silicio los cuales saturan de 77,500 a 125,000 líneas/pulg².

La más baja fue típica para transformadores antiguos de hace 10 o 15 años mientras que lo típico en transformadores modernos es 100,000 líneas/pulg². Los transformadores usan HPERSIL, el cual es un acero al silicio de alta permeabilidad. Las curvas de saturación de los transformadores de corriente están graficadas en volts secundarios contra corriente de excitación medidas en el secundario. Para la magnitud requerida del voltaje secundario, el grado de saturación puede deducirse (ser visto) de la curva así como la corriente de excitación requerida para producir este voltaje.

Ejemplo para el uso de la fórmula 1:

Un transformador de corriente de acero al silicio con relación de 200/5 tiene 3.1 pulg² de sección transversal y una resistencia del devanado secundario de 0.31Ω., la corriente máxima para el cual el transformador debe operar es 40,000 amps; 60 ciclos. La impedancia del relevador incluyendo las puntas interconexión es de 2Ω. La pregunta es: ahora vamos a ver si este transformador de corriente dará una saturación despreciable.

Solución: Si el T.C. no satura la corriente secundaria sería $I_s = 100$ amps. Entonces, el transformador de corriente debe ser capaz de producir un voltaje secundario de:
 $E_s = 100 (2.0 + 0.31) = 231$ volts.

Ahora usando la ecuación 1 podemos despejar B_{MAX}

$$E_s = 4.44 (400) 60 (3.1) (B_{MAX}) 10^{-8}$$

$$B_{MAX} = \frac{E_s=231}{4.44 (400)60 (3.1)(10^{-8})}$$

$$B_{MAX} = 70,000 \text{ líneas/pulg}^2$$

$$70,000 < 77,500$$

Entonces el T.C. no se satura y haría bien su función.

La clasificación ASA de la precisión indica el voltaje secundario máximo que puede producir el transformador de corriente en sus terminales secundarias sin exceder el error de relaciones especificado. Dos clases de precisión son reconocidas en los estándares.

Ellos son 2.5% y 10% de error. Dos clases de transformadores son usados, Clase H para transformadores con impedancia interna alta, y Clase L para transformadores con impedancia interna baja.

Los transformadores tipo devanado y tipo ventana (through) todos tienen alta reactancia de dispersión y son por lo tanto clase H. Los transformadores tipo bushing tienen reactancia de dispersión secundaria y son clase L.

Los transformadores clase H, de acuerdo con los estándares son capaces de operar a todos los voltajes secundarios hasta e incluyendo el voltaje especificado sin exceder el porcentaje de error dado sobre un rango de 25 a 100 amperes (5 a 20 veces la corriente secundaria nominal). Para corrientes secundarias de menos de 25 amperes, el transformador operará con todas las cargas hasta e incluyendo una carga externa la cual producirá un voltaje (voltaje especificado) sin exceder el porcentaje de error especificado.

El porcentaje de error de relación no debe excederse cuando el voltaje secundario cae dentro de la clase diseñada, área definida por las líneas de salidas y la base. Entonces un transformador H400 encontrará su precisión especificada (ya sea 10H o 2.5H) a un máximo de 100 amperes con una carga externa a 4 ohms, o en 5 a 25 amperes con una carga externa de 16 ohms o cualquier combinación intermedia.

Un transformador clase L es capaz de operar con todas las cargas externas hasta e incluyendo la carga que producirá el voltaje secundario especificado a 100 amperes (20 veces la corriente secundaria nominal) sin exceder el error de relación especificado.

El porcentaje de error de relación no debe ser excedido cuando el voltaje secundario cae dentro de la clase diseñada, área definida por la línea inclinada, las dos líneas verticales y la base. Entonces un transformador clase L 100 puede producir 100 volts en sus terminales solamente 100 amperes con una carga de 1Ω . A cualquier otra corriente más baja el máximo voltaje no puede exceder la carga de 1 ohm por la corriente sin exceder el error de relación.

Sin la corriente es cinco veces lo normal (25 amperes) y la carga es incrementada 4 veces el transformador producirá 100 volts pero con cuatro veces el error de relación. Entonces, un transformador clase 2.5 L 200 producirá 200 volts solamente a 100 amperes con no más de 2.5% de error con una carga de 2 ohms. Sin embargo, él producirá 200 volts a una corriente que se vea reducida a 25 amperes con un 10% de error. Por lo tanto un transformador clase 2.5 L 200 será siempre una clase 10H200 también. La clasificación en la clase H requiere solamente el transformador entregue el voltaje especificado (o clasificado) a cinco veces la corriente nominal y a demás que entregue ese mismo voltaje a 20 veces la corriente nominal. En los transformadores tipo bushing (clase L), suponga que la impedancia interna es cero, así que el voltaje inducido es el mismo a cinco y veinte veces la corriente normal (o nominal). Para encontrar la clase H, la corriente de excitación debe ser $\frac{1}{4}$ cuando mucho porque este esta siendo clasificado a solamente $\frac{1}{4}$ cuando mucho de los 100 amperes especificados al principio o cinco veces la corriente nominal (de 5 amperes). Entonces si el transformador es 2.5L también podrá ser 10H.

5.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

En los sistemas eléctricos de potencia se debe tener medición de ciertas cantidades eléctricas y además alimentar a los dispositivos de protección tanto de los generadores como de las subestaciones. Parte de los elementos necesarios para hacer estas mediciones en alta tensión son los llamados transformadores de potencial que tienen como función principal reducir los valores de voltaje del sistema a valores que sean suficientemente bajos para:

- a) Tener indicaciones de los voltajes del sistema.
- b) Medición del suministro o bien del intercambio de energía.
- c) Alimentación para relevadores para protección.
- d) Sincronización.

En general los instrumentos de medición, los indicadores y relevadores están diseñados para operar con los voltajes que se obtienen del secundario (115 volts o 120 volts, por ejemplo). La calibración de los instrumentos se hace de acuerdo con el voltaje primario del transformador de potencial.

Los transformadores de potencial se clasifican desde el punto de vista de su construcción como:

- a) Transformadores de tipo magnético.
- b) Transformadores del tipo capacitivo, también conocidos como dispositivos de potencial.

5.3.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DEL TIPO MAGNÉTICO.

Este tipo de transformadores operan bajo el mismo principio de inducción que los transformadores de potencia, sin embargo, debido a que existen diferencias en los requerimientos su diseño es diferente.

La carga que se alimenta por los transformadores de potencial es bastante limitada dependiendo de los propósitos para los cuales serán usados y normalmente es del orden de más o menos 100 VA; el principal objetivo en el diseño de los transformadores de potencial es minimizar los errores de relación y del ángulo en las mediciones que se hacen con ellos y que se debe principalmente a:

- a) Caídas de voltaje en el devanado primario causadas por las corrientes de excitación.
- b) Caídas de voltaje en ambos devanados causadas por la corriente de carga.

El diagrama elemental de un transformador de potencial del tipo magnético es el que se muestra en la figura 5.3, indicándose también la relación de transformación, así como el concepto de diferentes relaciones de transformación.

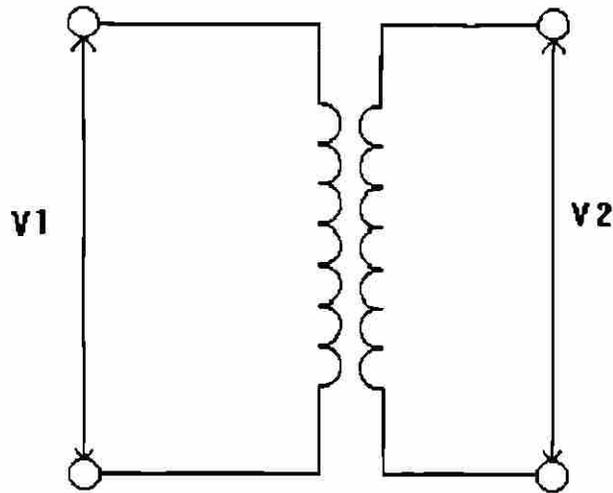


Figura 5.3 Diagrama elemental de un transformador de potencial tipo magnético.

Si K_n es la relación de transformación:

$$K_n = V_1 / V_2$$

Siendo: V_1 = tensión en el primario.

V_2 = tensión en el secundario.

Pueden haber diferentes relaciones de transformación dependiendo del número de secundarios que tenga como se ve en la figura 5.4.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

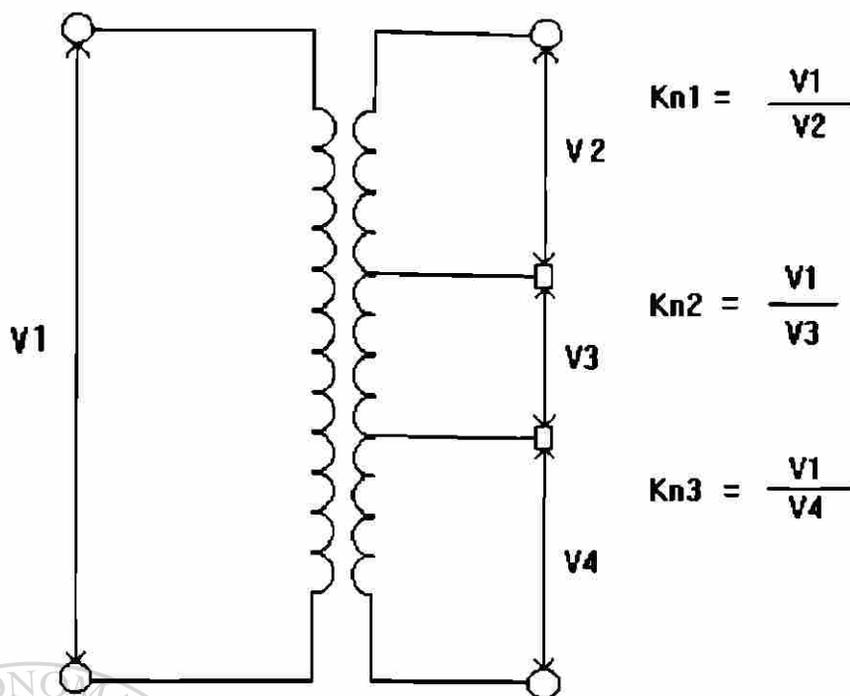


Figura 5.4 Transformador de potencial de varias relaciones.

5.3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL TIPO CAPACITIVO.

Los transformadores de potencial tipo capacitivo también conocidos como dispositivos de potencial han tenido un uso cada vez más amplio para medición y protección en sistemas de alta tensión debido a que resultan un poco más económico que los transformadores de potencial tipo magnético, además que facilitan el uso de equipo carrier de comunicación acopladores de frecuencia, etc. para propósitos de telemedición, control en tiempo real y en general aspectos de comunicación, se fabrica este tipo de transformadores en dos tipos:

- a) Tipo capacitor de acoplamiento.
- b) Tipo boquilla.

Los circuitos representativos de estos dispositivos de potencial como se muestran en la figura 5.5.

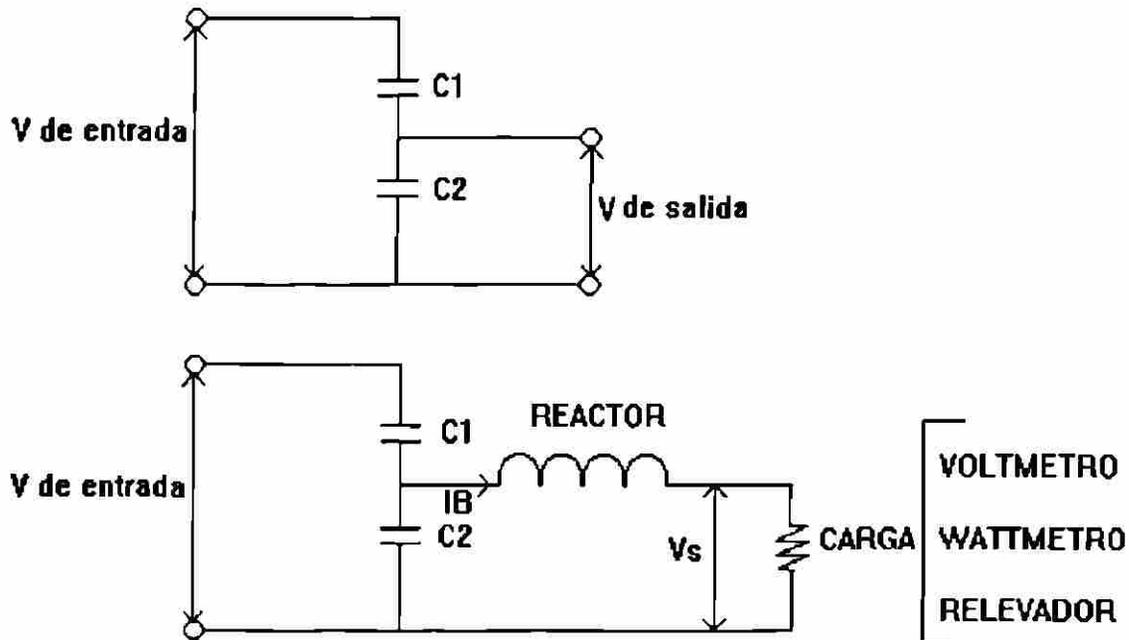


Figura 5.5 Diagrama elemental del transformador de potencial tipo capacitivo.

Para el circuito básico se tienen las siguientes relaciones:

$$V_e = X_{C1} I + X_{C2} I$$

$$V_s = X_{C2} I$$

La relación entre los voltajes de entrada y salidas es:

$$\frac{V_e}{V_s} = \frac{(X_{C1} + X_{C2}) I}{X_{C2} I}$$

$$V_s = V_e \frac{C_2}{C_1 + C_2}$$

Selección entre transformadores de potencial del tipo magnético y del tipo capacitivo.

Existen varios factores que deben ser considerados antes de tomar la decisión de seleccionar un transformador de potencial tipo magnético o un dispositivo de potencial (capacitivo); los factores más importantes son:

1. Aplicación o propósito.
2. Disposición o localización física.
3. Precio.

5.4 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Las principales especificaciones técnicas que se deben proporcionar para la compra de los transformadores de potencial son las siguientes:

- 1.- Tensión nominal del sistema, tipo de suministro y forma de conexión a tierra del neutro.
- 2.- Número de fases y su conexión.
- 3.- Nivel de aislamiento.
- 4.- Frecuencia.
- 5.- Relación de transformación.
- 6.- Clase de precisión.
- 7.- Capacidad en VA (Burden).
- 8.- Nivel básico de aislamiento.
- 9.- Condiciones ambientales (altitud, humedad, etc.).
- 10.-Contaminación ambiental.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 6

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE, DIRECCIONAL, DIFERENCIAL Y DE DISTANCIA

6.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

La corriente de sobrecorriente es de las más sencillas y económica que tiene su aplicación en los alimentadores radiales, líneas de transmisión cortas, en líneas de cierta importancia como de respaldo para proteger equipos de pequeñas capacidades, etc.

El relevador que se usa en esta protección es el llamado “Relevador de Sobrecorriente”, de esta clase de relevadores hay varios tipos: Instantáneos y de tiempo de retardo o combinados. Generalmente se usan los combinados.

Sus características de tiempo permiten formar cascadas en cuanto a tiempo de apertura, así como tomar en cuenta la magnitud de la falla de tal manera que en cuanto más corriente haya, menos tiempo tarda en operar el relevador, característica llamada de “Tiempo Inverso”.

El principio en que se basan, es la inducción, aún cuando pueden contar con un elemento instantáneo que es de acción electromagnética.

Estas características de tiempo de los relevadores se pueden comprender mediante las curvas de tiempo inverso.

Cada una de las curvas es una posición en la que puede colocar un relevador. Si por ejemplo ponemos la curva (1) el relevador trabajará de acuerdo con ésta y operará en un tiempo determinado de acuerdo con la corriente que circula en su bobina.

Esta corriente está indicada en el eje horizontal en forma indirecta, puesto que no está marcada en amperes, sino a veces o múltiplos de la corriente mínima de operación, es decir si nosotros deseamos que el relevador no opere con una cierta corriente "X" o que opere pero en tiempo infinito, ésta será la base que tenemos marcada en la gráfica.

Ver página al final para gráficas de referencia C0-6.

Como se ve esta corriente empieza 1.5 veces y se termina con 20 veces, cosa que está dentro de límites medios y el operador puede ajustar el relevador para que trabaje en la curva que desee.

Si por ejemplo, se ajusta sobre la curva 10 se verá que no se opera, sino que por su bobina circulen corrientes 2.5 veces la mínima a que nos hemos referido y con tiempo entre 7 y 3 seg.

Esta característica de tiempo inverso de los relevadores de sobrecorriente que produce el elemento de inducción nos permite aplicarles a un sistema de cascadas como el siguiente (Figura 6.1).

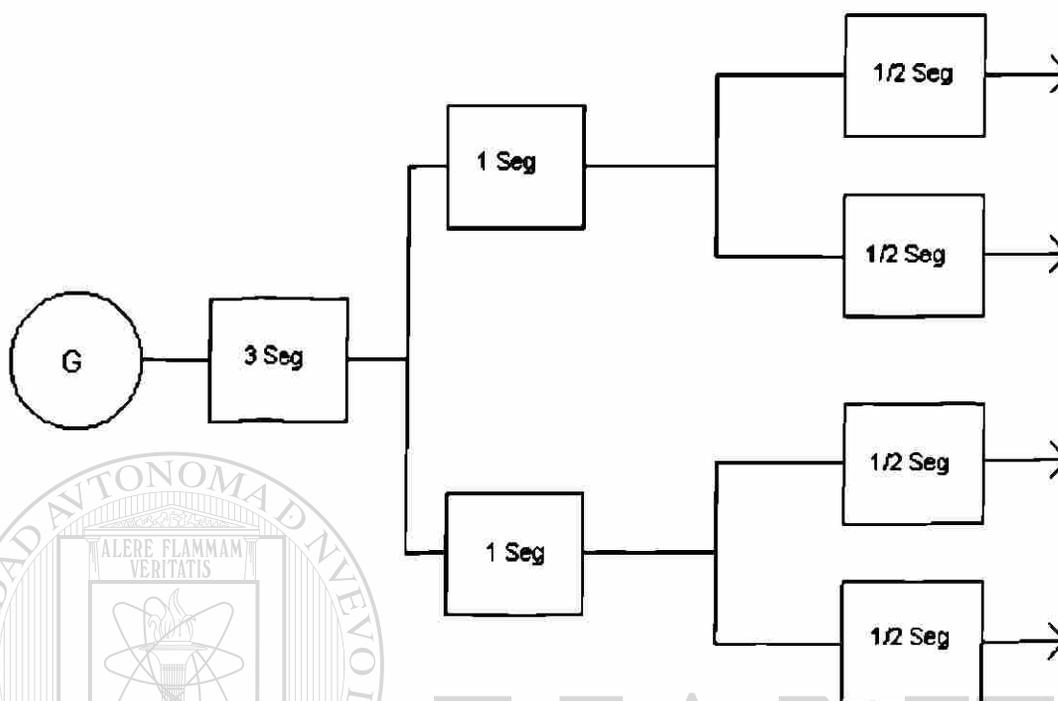


Figura 6.1 Diagrama de un sistema en cascada

El diagrama indica que los interruptores más lejanos de la fuente puedan operar más rápidamente, en cambio los que se encuentran más próximos pueden ajustarse a un tiempo mayor, todo esto sobre la base de una misma corriente, es decir, que sobre la base de una misma corriente que afuera por ejemplo 5 veces la mínima de operación, el relevador del último paso operará en $\frac{1}{2}$ segundo y el penúltimo paso operará en un segundo y el primero en tres segundos.

Sobre la base de otra corriente el tiempo de operación sería distinto, pero de acuerdo con las curvas de ajuste de cada relevador, sin embargo, operarían primero los últimos y después los más cercanos a la fuente de energía.

Por su lado el elemento instantáneo que está basado en el principio de inducción, sino de fuerza electromagnética, es de ajuste muy alto, es decir, sólo opera con corrientes muy altas y su acción es muy rápida.

Un ajuste más que debe tomarse en cuenta, es el de sobrecarga, para lo cual los relevadores tienen un grupo de derivaciones en sus bobinas de operación. Para comprender claramente el significado anterior, veremos un ejemplo:

Ejemplo:

Si se tiene por donde circulan 300 amperes normales y si se instala un juego de transformadores de corrientes 300/5 amperes, o sea una relación de 60:1, el ajuste del relevador deberá estar de acuerdo con la sobre carga permisible.

Si se desea ésta sea de 25, 50 , 100%, etc. tendremos entonces la mínima corriente de operación del relevador o sea la máxima corriente permisible, siendo este caso de 375 amperes, 450 o 600 amperes, lo cual reducido a baja tensión de los transformadores de corriente, será de 6.25, 7.5 ó 10 amperes., respectivamente. Escogeremos entonces la derivación más cercana del relevador.

Los relevadores más comunes tienen las siguientes derivaciones.

- ✓ 4, 5, 6, 8, 10, 12, 16
- ✓ Otros con 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0,
- ✓ Otros como son los que se usan en sobrecorrientes de tierra tienen:
- ✓ 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5 y 2.0

En el ejemplo que estamos analizando para la corriente de 6.25 amperes, pondríamos la derivación de 6, para 7.5 amperes, la derivación de 8, y para 10 amperes, la derivación de 10.

Esto nos da entonces la mínima corriente de operación correspondiente a 360 amperes, 480 amperes o 600 amperes, según el ajuste que se quisiera.

6.2 EJEMPLO DE UN AJUSTE.

Si por ejemplo se tiene un interruptor en un circuito donde se desee abrir con una corriente sostenida de 450 amperes, y además que abra después de 1.9 segundos con una corriente de corto circuito de 3,750 amperes, y los transformadores de corriente tengan una relación de 60:1 se debe proceder en la forma siguiente:

El ajuste del relevador se obtiene dividiendo la corriente de 450 amperes entre la relación de transformación de 60 que da 7.5 amperes. Como no hay derivaciones de 7.5 se usa la de 8. Esta será la corriente de operación.

Para encontrar la curva de ajuste que cumpla con la siguiente condición de 3,750 amperes en 1.9 segundos, se divide 3,750 entre la relación de transformación, nos da 62.5 amperes de corriente secundaria y esta corriente la dividimos entre la corriente mínima de operación que fue de 8, nos da 7.8 veces la corriente mínima.

Si aplicamos estos datos a las curvas encontramos que en 7.8 veces la corriente mínima de operación de 1.9 segundos, la curva número 6 es la que nos satisface el problema.

6.3 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UNA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y TIERRA

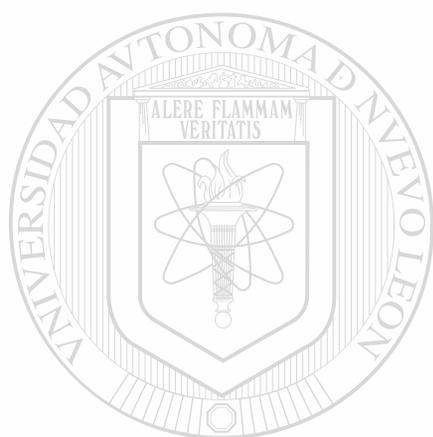
Para hacer un diagrama de este tipo con relevadores de sobrecorriente tendremos que determinar:

- En que sistemas se puede aplicar este tipo de protección.
- Desarrollar un diagrama elemental de conexiones que incluya los aparatos y equipo completamente desmembrados para dar la mayor claridad al diagrama.
- Conocer los diagramas internos de conexiones de los distintos relevadores y aparatos que se usen.

- ❑ Hacer un diagrama de conexiones completo de los tableros de control que se usen para este objeto.

Desde el punto de vista del que proyecta, al hacer un diagrama debe incluir además los aparatos tanto de mediación como de control y posiblemente también alarmas y señales, por lo que su diagrama elemental deberá comprender todo lo dicho antes.

Un diagrama elemental que se ha escogido para dar una idea, es la que a continuación se muestra (figura 6.2):



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

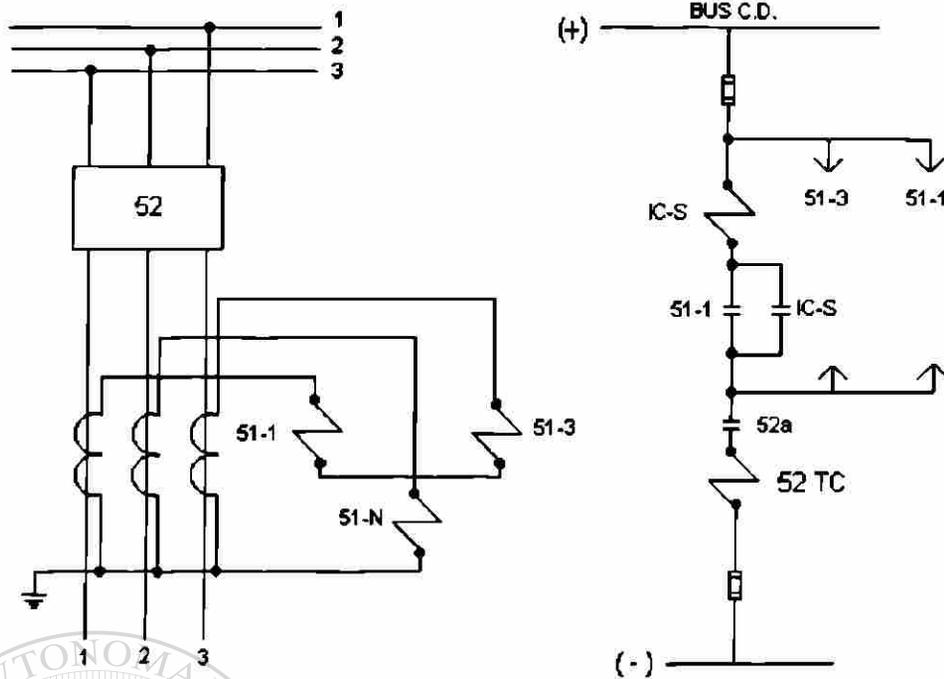


Figura 6.2 Diagrama de conexiones de una protección de sobrecorriente

De la protección de un alimentador radial con relevadores de sobrecorrientes y tierra. Se incluye la medición de un amperímetro y el voltaje entre dos fases.

Como se verá en el diagrama se han dispuesto los aparatos evitando que se crucen las líneas lo menos posible. Los relevadores se marcan con una letra o grupos de letras y números en sus bobinas y todos los contactos que pertenecen a un mismo relevador llevarán las mismas letras y números.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En este diagrama elemental no aparecen los diagramas internos de los aparatos los cuales se dan a continuación (Figuras 6.4 a, b, c, d, e, f):

Los relevadores de sobrecorriente vienen en varios tipos y además los producen varios fabricantes, sin embargo, veremos uno de los más sencillos fabricados por General Electric (Figura 6.3).

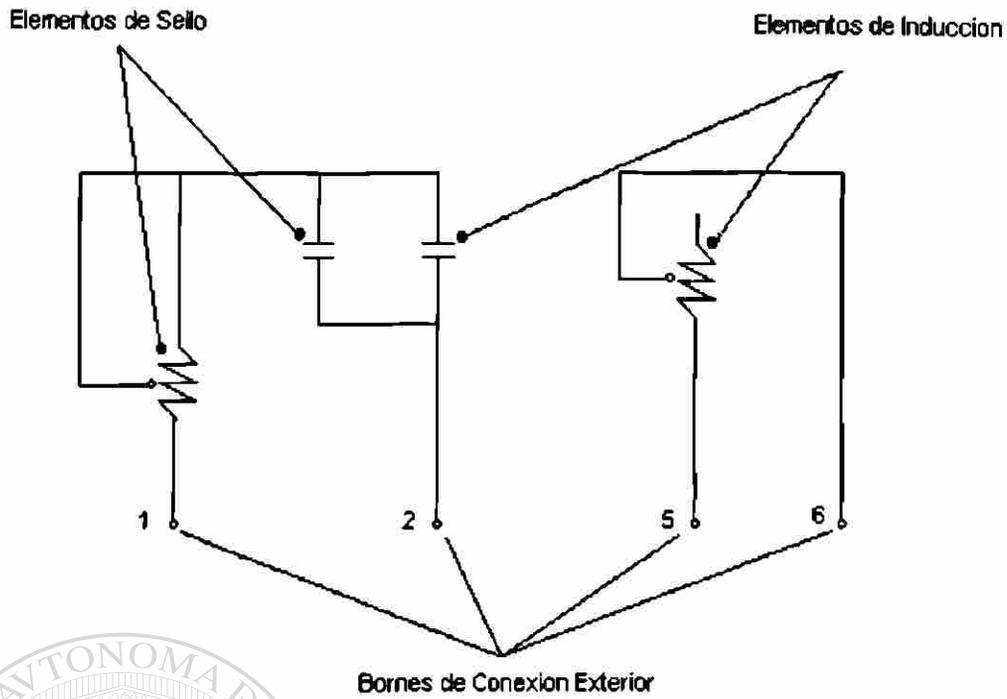


Figura 6.3 Diagrama elemental del relevador de sobrecorriente

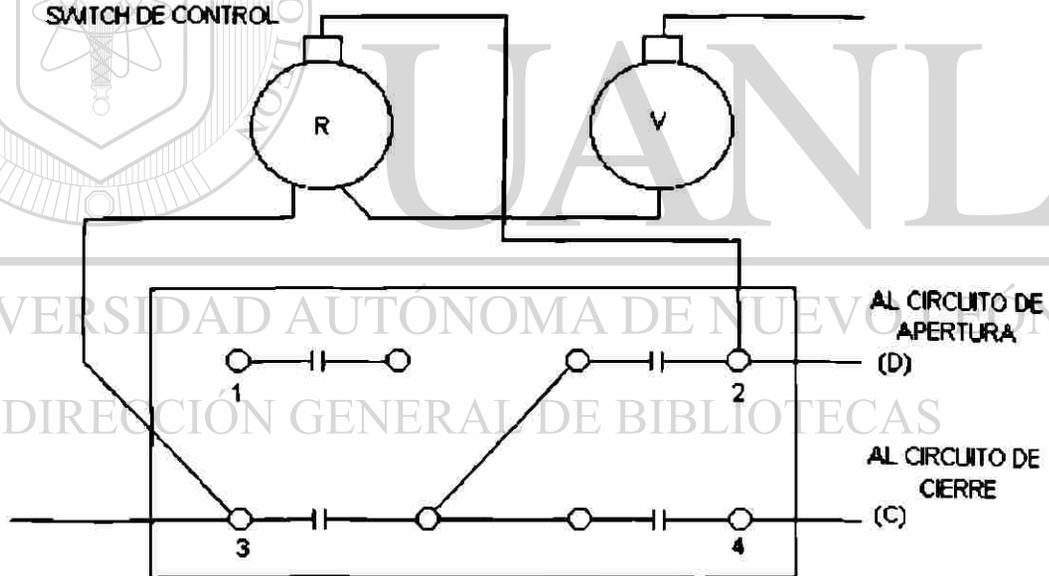


Figura 6.4 a Switch de control

CONTACTO	POSICIONES		
	CIERRE	NORMAL	DISPARO
1	X		
2			X
3	X		
4	X		

SWITCH DE CONTROL
GENERAL ELECTRIC
MODELO 165 B1 B1

Figura 6.4 b Switch del control del interruptor

Las cruces significan contactos cerrados.

Aunque hay muchos tipos de fabricantes de estos switches de control, se muestran aquí uno, para dar una idea del control de los interruptores con mando remoto eléctrico de alimentación corriente continua.

Como se ve al estudiar distintas posiciones, el conmutador de fases intercala el amperímetro en alguna de las fases sin abrir el circuito, cosa que sería peligrosa si no fuera así.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

6.4 CONMUTADOR DE FASES DEL AMPERIMETRO.

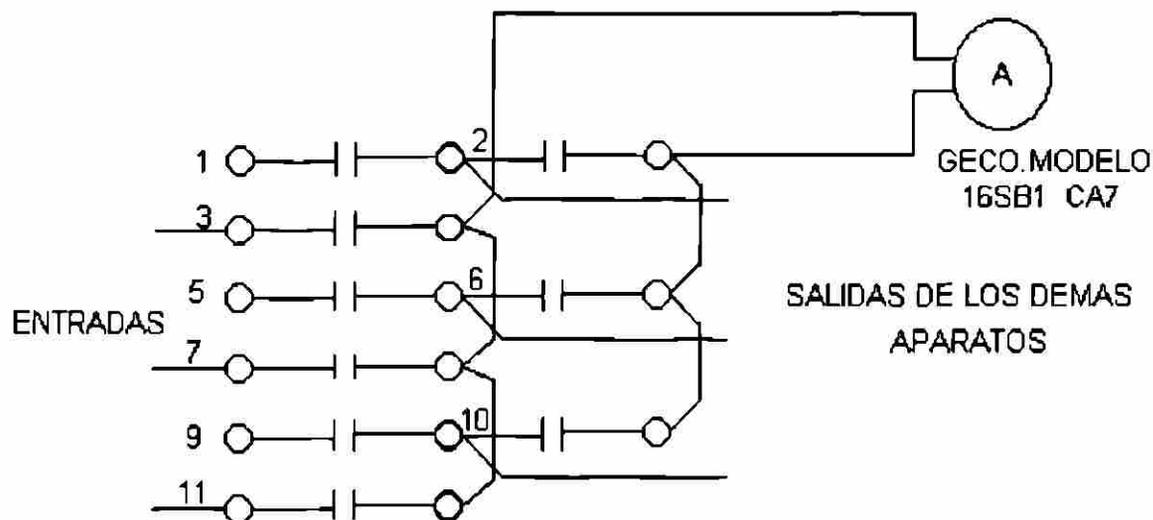


Figura 6.4 c Diagrama de un conmutador de fases

CONTACTOS	POSICIONES									
	3	Interruptor	Interruptor	Interruptor	2	nterruptor	nterruptor	Interruptor	nterruptor	
1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
2								X	X	
3								X	X	
4										
5	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
6				X	X	X				
7				X	X	X				
8										
9	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
10	X	X								
11	X	X								

Figura 6.4 d Posición de contactos del Amperímetro modelo 16SB1-CA7

Como se verá todos estos datos, es necesario recopilarlos de los fabricantes, a fin de utilizarlos en un proyecto.

Se deberá tener también a mano las dimensiones generales y los pernos de fijación de los relevadores y aparatos para disponerlos en el tablero de control que se escoja, así poder formar el diagrama de conexiones, es decir, el alambrado del tablero de mando del alimentador o línea que se desea proteger con relevadores de sobrecorriente y tierra.

Se da a continuación un ejemplo de la disposición de los aparatos en un tablero y su diagrama de conexiones, para mostrar con un ejemplo un caso, pudiendo ser real distinto,

es decir, se da un ejemplo para que se vea como un diagrama lleva líneas separadas a fin de que no sea fácil de equivocación, cuando se trate de seguir un cable (Figuras 6.4e ; 6.4 f).

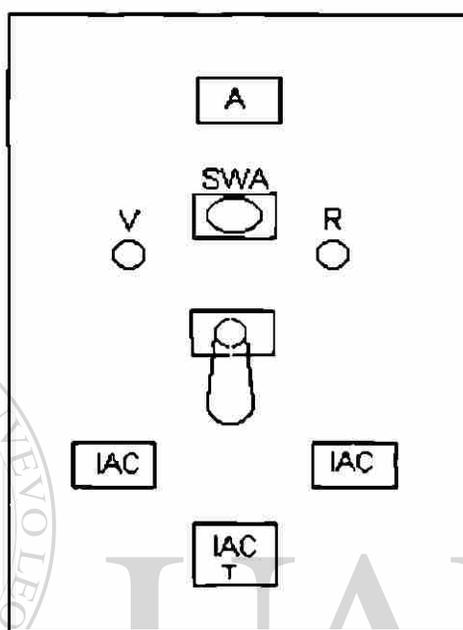


Figura 6.4 Muestra de un tablero de control

6.5 PROTECCIÓN DIRECCIONAL

La protección direccional tiene múltiples aplicaciones y es de las más sencillas y económicas principalmente para pequeños sistemas en anillos, donde hay derivaciones que se pueden controlar con interruptores.

Un ejemplo de esto lo tenemos en el sistema que se explica a continuación, en la figura 6.5:

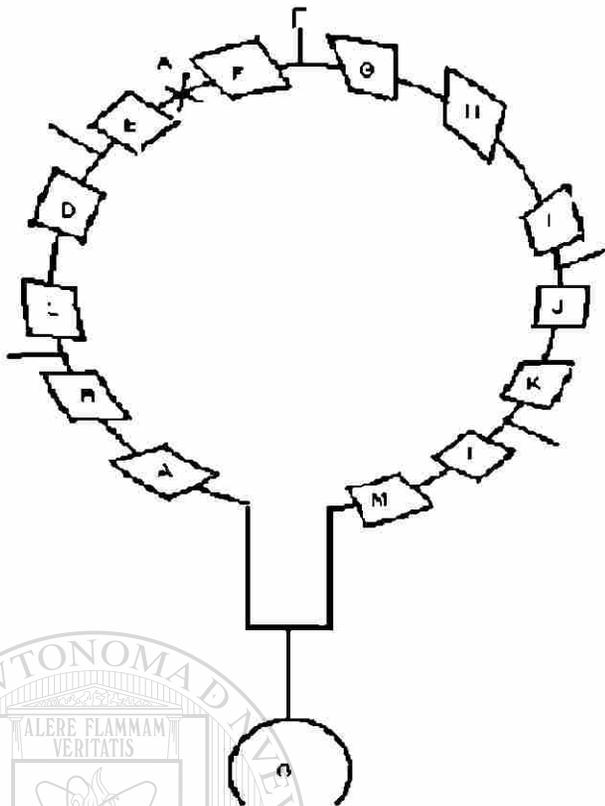


Figura 6.5 Anillo de una subestación en derivaciones

Un anillo como el mostrado con subestaciones en las derivaciones marcadas, se usa la protección direccional en los interruptores indicados por las flechas, de tal manera que operan cuando hay una falla en el sector comprendido entre dos interruptores, por ejemplo, si hay una falla en el punto A se abrirán los interruptores E y F, porque la alimentación al corto circuito está en el sentido en que debe de operar la protección direccional, en cambio los interruptores D y G permanecerán cerrados, los demás interruptores que tienen el mismo sentido de los E y F, se ajustan sus tiempos de operación.

Partiendo por la rama derecha el interruptor más alejado de los que operan en el mismo sentido, es el interruptor B y es el que se debe tener un ajuste de tiempo menor, por ejemplo 0.1 seg., el D llevará un tiempo ligeramente mayor de 0.2 seg., el F, 0.3 seg., el H, 0.4 seg., y el J, 0.5 seg.

Partiendo por la rama izquierda, siguiendo el sentido de las corrientes de operación también se ajustan los tiempos quedando. Interruptor K, que es el más alejado en este sentido y contrario al anterior, 0.1 seg., I, 0.2 seg., G, 0.3 seg., E, 0.4 seg. y C 0.5 seg.

De esta manera, se logra que es una falla en cualquier punto no trascienda a otra parte del sistema y no operen falsamente otros interruptores, sucediendo esto en la siguiente forma.

Si analizamos el mismo punto A, de acuerdo con los sentidos de operación, se abre primero el F, en el sentido de la rama derecha, después el H, y por último el J. Del otro lado se abriría primero el E, y después el C, logrando así la combinación de ajustes de tiempo y dirección y aislar únicamente la parte del sistema afectada, sin interrumpir el servicio de las subestaciones.

Los interruptores A y L no necesitan protección direccional, y con sobrecorriente y su ajuste de tiempo será suficiente.

Otro ejemplo de aplicación es el que se muestra en la figura 6.6:

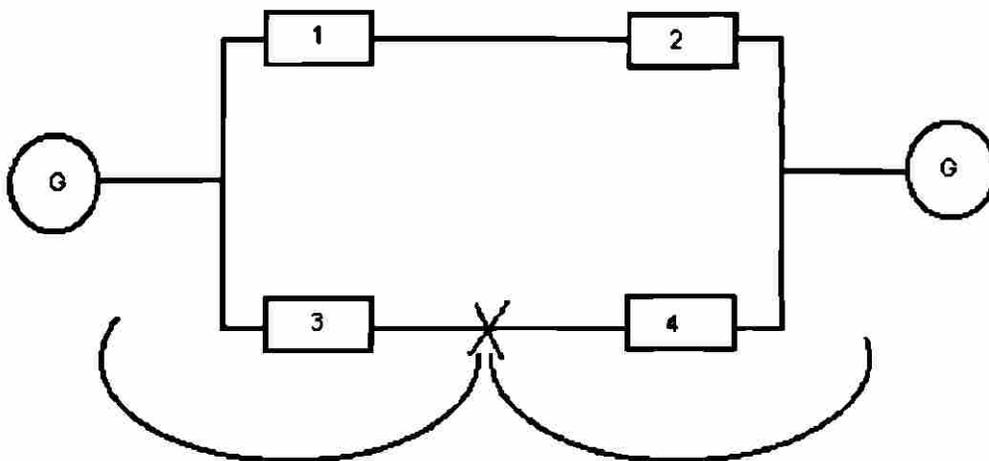


Figura 6.6 Ejemplo de una aplicación de protección

En líneas de alimentación que trabajan en paralelo, se usa protegerlos direccionalmente haciendo que los interruptores operan en la forma indicada con las flechas. Si existe una falla en una de ellas, por ejemplo en el punto A, únicamente operan los interruptores 3 y 4.

6.5.1 PRINCIPIOS EN QUE SE BASAN ESTOS RELEVADORES

La protección direccional comprende dos partes, la dirección de la potencia y la sobrecorriente que produce la falla, los relevadores pueden estar contruidos para comprender los dos elementos en la misma caja o separados. El elemento de potencia direccional puede también basarse en el principio de inducción utilizando dos fuentes de alimentación del mismo sistema, que pueden ser corriente y voltaje o corriente y corriente y en este último de diferentes partes del sistema.

La operación de estos relevadores depende de la comparación de estas dos cantidades y del ángulo que forman entre ellas.

Se procuran tener una de ellas fija o como punto de referencia, llamándose fuente polarizante.

Tomando por ejemplo el voltaje como factor de referencia de corriente puede variar en magnitud y en ángulo con respecto a este de tal manera que cuando el extremo del vector corriente caiga en una región determinada, opera el relevador, así en el siguiente diagrama se ven los vectores mencionados (figura 6.7).

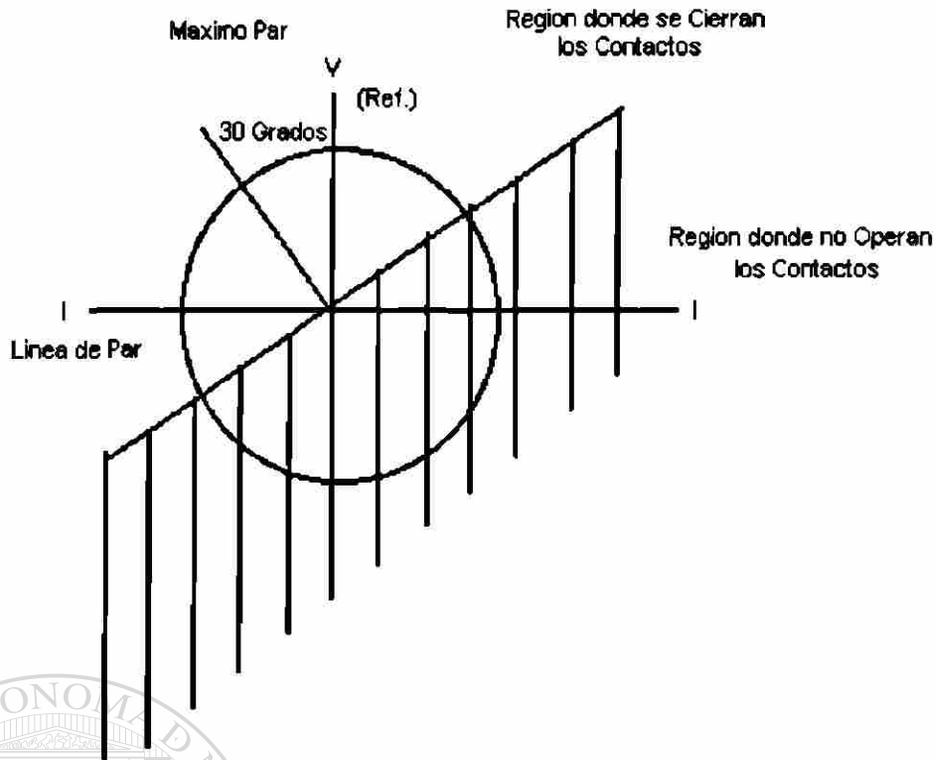


Figura 6.7 Diagrama de los vectores donde opera el relevador

Haciendo permanecer fijo el vector voltaje en la posición marcada y considerando que la corriente puede variar tanto en magnitud como en ángulo a través de los 360° y considerando que la corriente y el voltaje provienen de fuentes como la indicada en la figura que marcan un defasaje de 30° (figura 6.7).

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

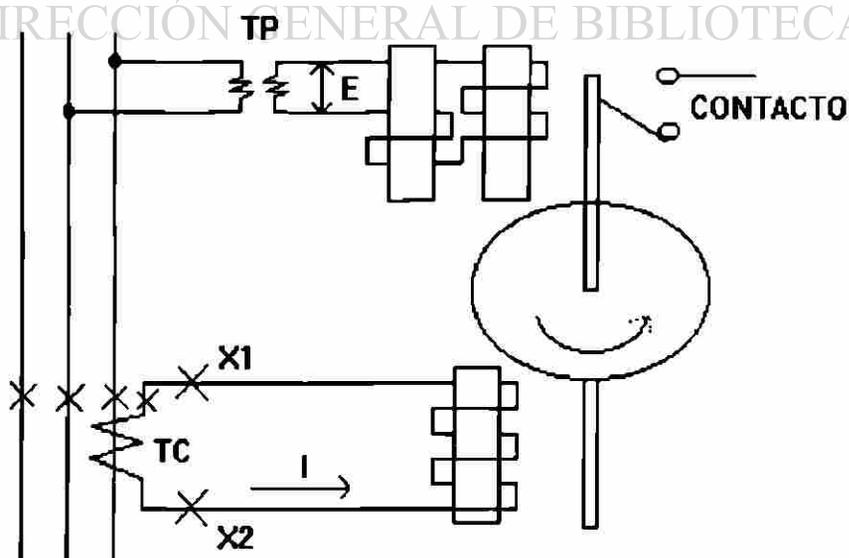


Figura 6.8 Conexiones internas y externas de un relevador direccional

El diagrama nos explica que cuando la corriente y el voltaje forman un ángulo de 30° al llegar al relevador, trabaja este en sus condiciones mejores y haremos adaptaciones al aparato para que en este momento nos produzca el máximo par en el disco.

Si hay variaciones de la corriente en ángulo dentro de la región no sombreada habrá operación del disco mientras que cuando la corriente se encuentre en la región sombreada no se permitirá que el relevador trabaje.

Cuando por necesidades del sistema quisiéramos que el relevador operara precisamente en sentido contrario al mencionado anteriormente, es decir, que la operación del relevador se efectuara con una corriente contraria a la que consideramos solo tendríamos que cambiar la conexión de la bobina de corriente en cuanto a polaridad, esto es, cambiando X_1 por X_2 , y por lo tanto las condiciones del relevador y las características de dirección estarán supeditadas a la polaridad que pueden depender de las conexiones externas o internas del relevador direccional, figura 6.8.

Las combinaciones del voltaje y la corriente pueden ser analizadas vectorialmente y presentan tres tipos que se usan en los sistemas direccionales.

1ª. Conexión de 90°

2ª. Conexión de 30° .

3ª. Conexión de 60°

Estas conexiones están representadas en los siguientes diagramas vectoriales, mostrados en la figura 6.9.

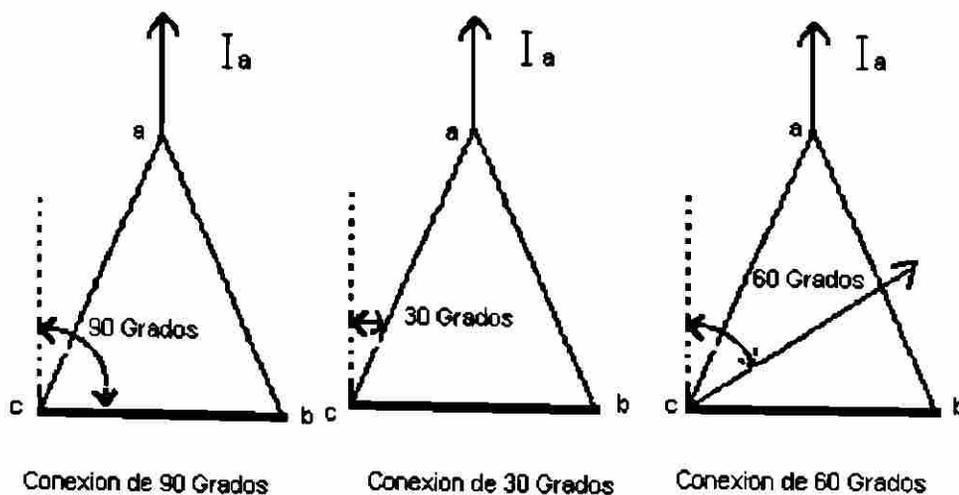
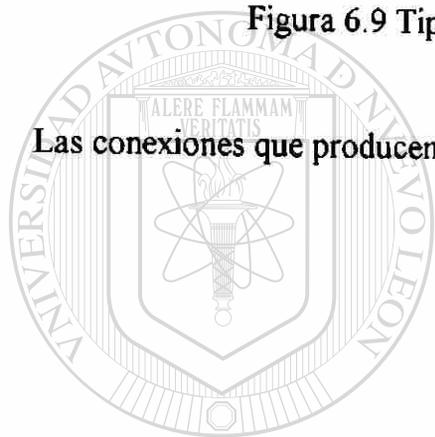


Figura 6.9 Tipos de conexiones en diagrama vectorial

Las conexiones que producen estos diagramas se muestran en la figura 6.10.

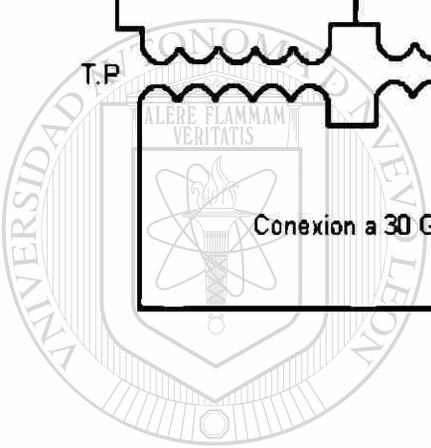
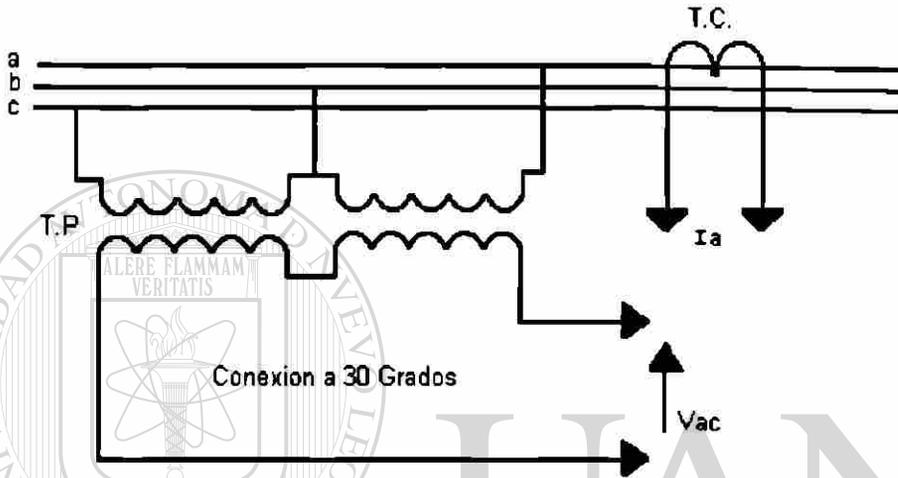
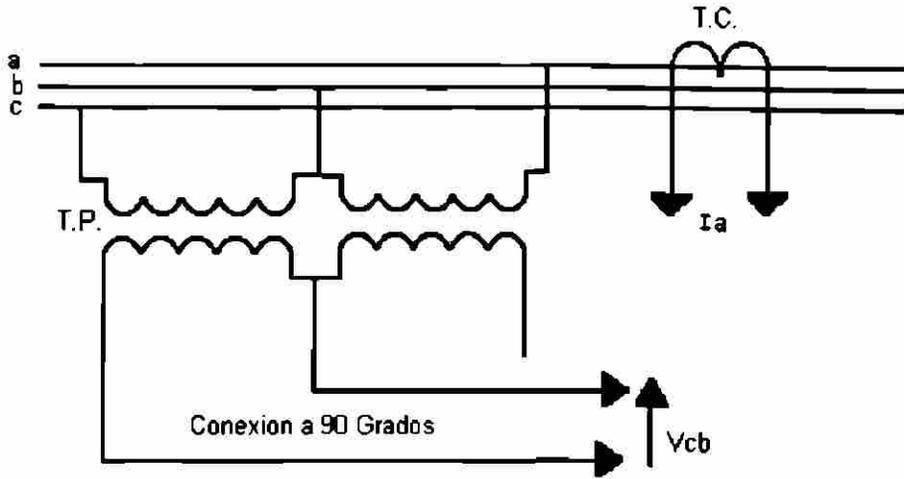


UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®

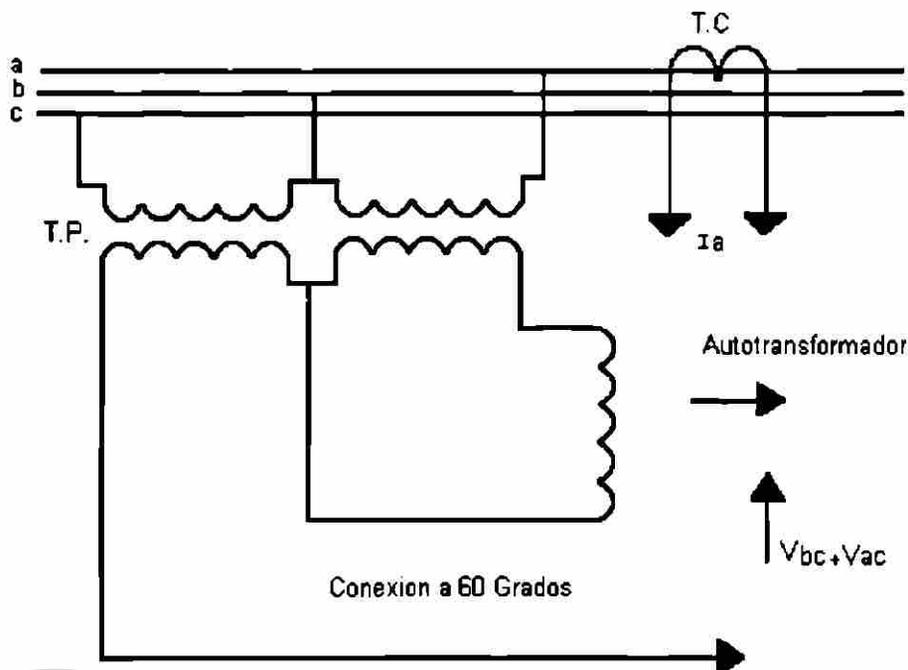


Figura 6.10 Tipo de conexiones de los T.P.

Hasta ahora hemos mostrado la forma en que trabaja un elemento de potencia de un relevador dirreccional, cuando este es monofásico, pero también los hay trifásicos en sus principios fundamentales son iguales a los monofásicos puesto que también comparan el voltaje y la corriente de un mismo sistema, pero los primeros (los trifásicos) están contruidos mecánicamente como un motor de inducción.

Tienen un núcleo giratorio que esta actuando por tres juegos de bobinas colocadas en núcleos a 120° fisicos.

Como se dijo al principio del estudio de los relevadores dirreccionales, estos pueden llevar incluidos un elemento de sobrecorriente cuyos contactos se encuentran en serie con

los del elemento direccional y el relevador solo producirá efectos en el caso que intervengan las dos partes: la sobre corriente y la direccional.

6.7 RELEVADORES DIRRECCIONALES APLICADOS A LA PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA

Se han construido relevadores direccionales para proteger fallas a tierra que han dado mayor sensibilidad y selectividad que los llamados de sobrecorriente de tierra. Se sobreentiende que solo se aplican a sistemas de neutro conectados a tierra.

Están basados también en la comparación de dos cantidades, de las cuales se toma para polarizar. Son del tipo de inducción sobre un disco y tienen unidades instantáneas electromagnéticas.

Desde el punto de vista de la polarización se divide en dos tipos que son: las de polarización por corriente y las de polarización por potencial.

Las primeras se utilizan en la conexión a tierra del neutro de algún transformador de potencia como se ve en el diagrama de la figura 6.11, para polarizar:

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

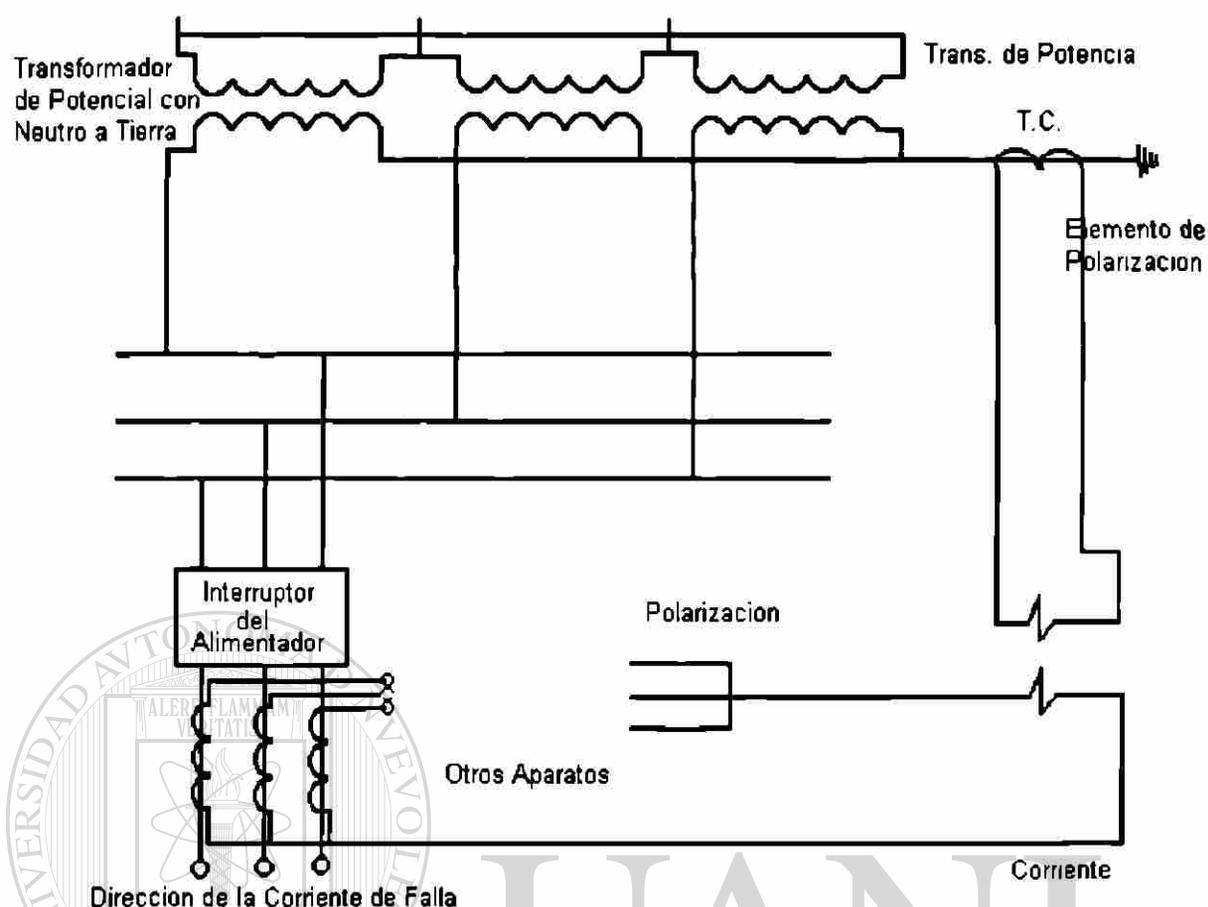


Figura 6.11 Diagrama de conexión de T.P. con conexión a tierra

En caso de haber una falla a tierra en el alimentador se genera una corriente que pasa por el neutro del transformador y esta mediante el T.C., que existe en el neutro se envía al relevador.

Al mismo tiempo los T.C. de la línea o alimentador envían las señales de desbalanceo al otro elemento del relevador y estas se hacen operar cerrando su contacto.

Mediante ajustes de estos relevadores se pueden obtener retardos y variaciones en el tiempo de operación cuyas características también son de tiempo inverso o instantáneo .

Los relevadores de polarización por potencial utilizan un juego de tres transformadores de potencial conectados en estrella/delta como se muestra en el diagrama de la figura 6.12.

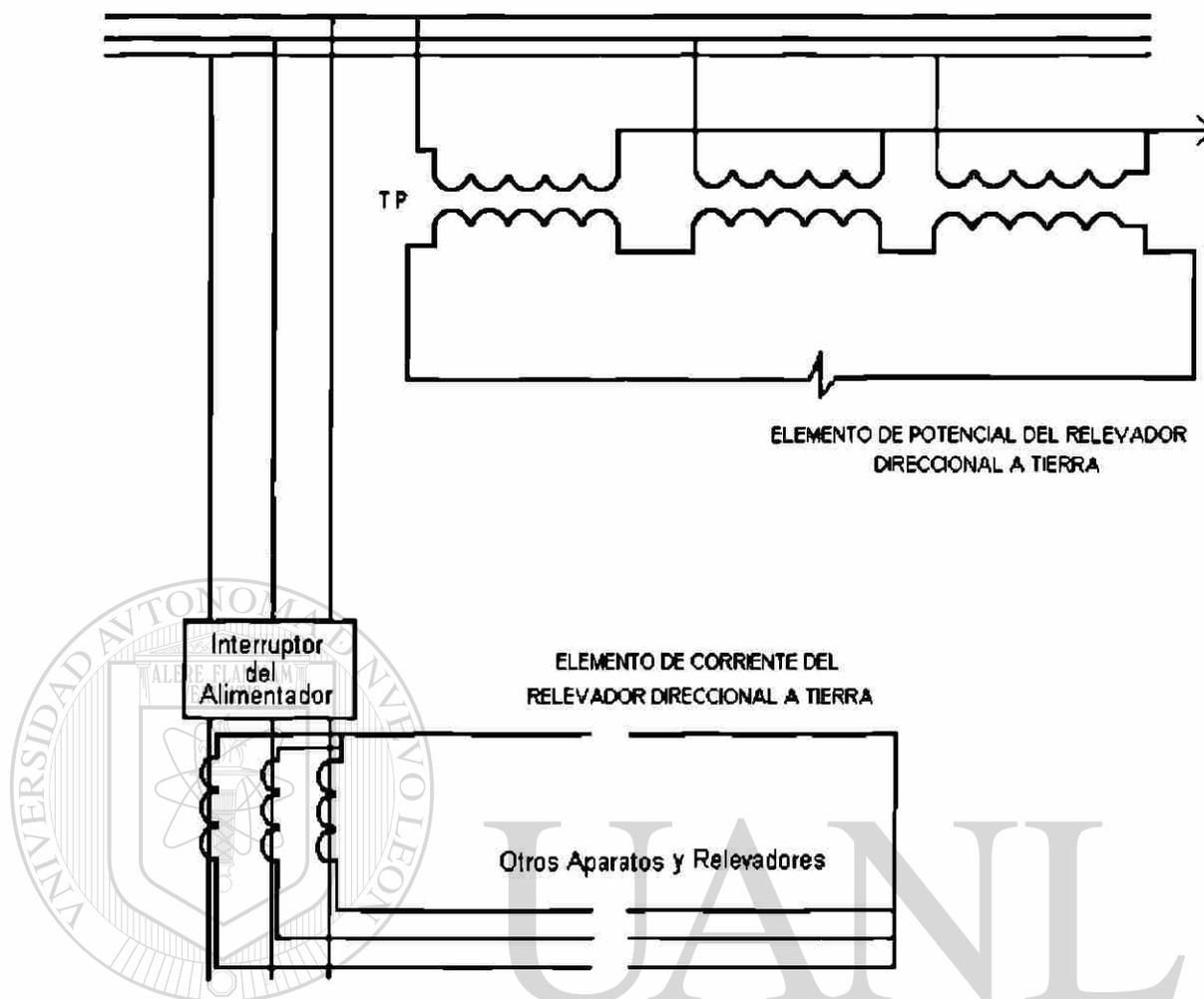


Figura 6.12 Diagrama de conexión de T.P. con polarización

6.7.1 POLARIZACIÓN

El método para obtener la característica direccional en los relevadores de tierra, debe ser comprendido perfectamente para poder aplicarlos correctamente.

El término polarización debe entenderse como aquella característica que tiene ciertas cantidades vectoriales de no cambiar sentido y que nos puede servir de referencia para medir los ángulos de desplazamiento de aquellos otros que si cambian de dirección. Esto desde luego puede ser cosa relativa entre ellas, pero las que tomamos como base es la que se ha dado en llamar de polarización.

Tal referencia puede tomarse de cualquier parte del sistema, cuya corriente o voltaje no cambien relativamente con respecto a las inversiones que tenga la corriente en otra parte del sistema.

Un ejemplo de esto lo tenemos en la corriente del neutro de un transformador de potencia conectado en estrella/delta.

Si se estudian los diagramas siguientes se verá que aunque la corriente de falla I_A del interruptor A de las dos figuras, es de sentidos contrarios, la corriente I_N del neutro de los transformadores tiene la misma dirección en los casos y por lo tanto, es una fuente de polarización, esta corriente del neutro para emplearlo en los relevadores de protección de fallas a tierra, ver figuras 6.13a y 6.13b.

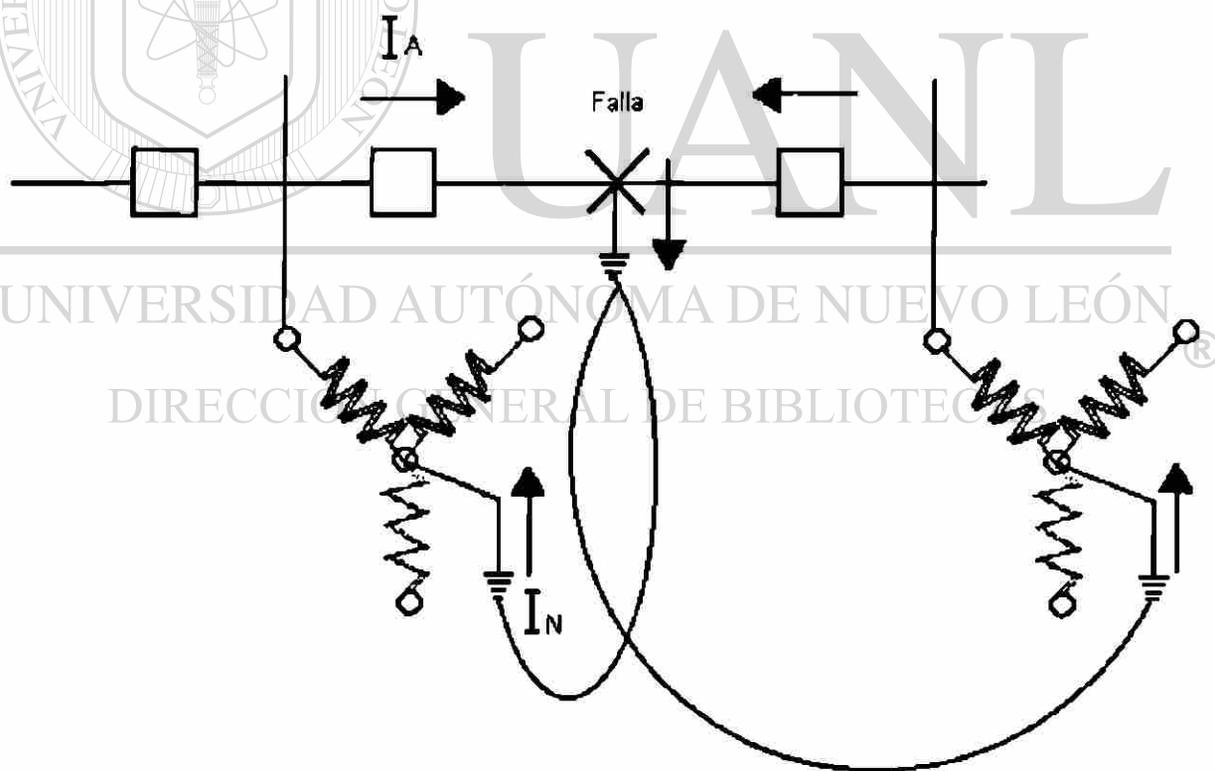


Figura 6.13 a Diagrama de polarización con falla a tierra entre circuitos

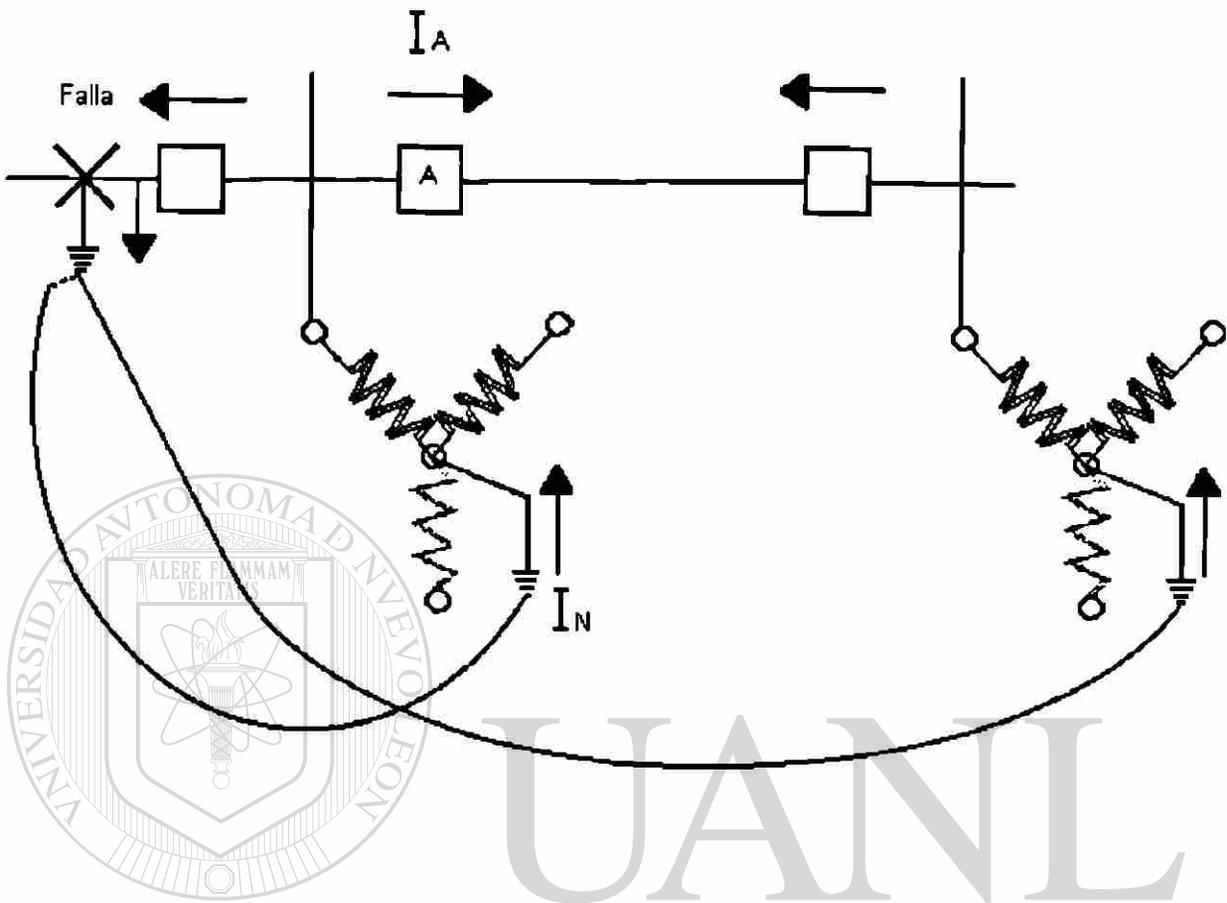


Figura 6.13 b Diagrama de polarización con falla a tierra en la alimentación

La corriente I_N no cambia de sentido con respecto a los cambios de dirección que sufren las corrientes.

6.8 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

El estudio que se hace en estos escritos de la protección diferencial, particulariza su aplicación a la protección de transformadores y líneas, y no a generadores y a maquinaria síncrona.

PRINCIPIOS:

La protección diferencial estriba esencialmente en la diferencia de dos magnitudes eléctricas al compararlas vectorialmente dentro de un relevador.

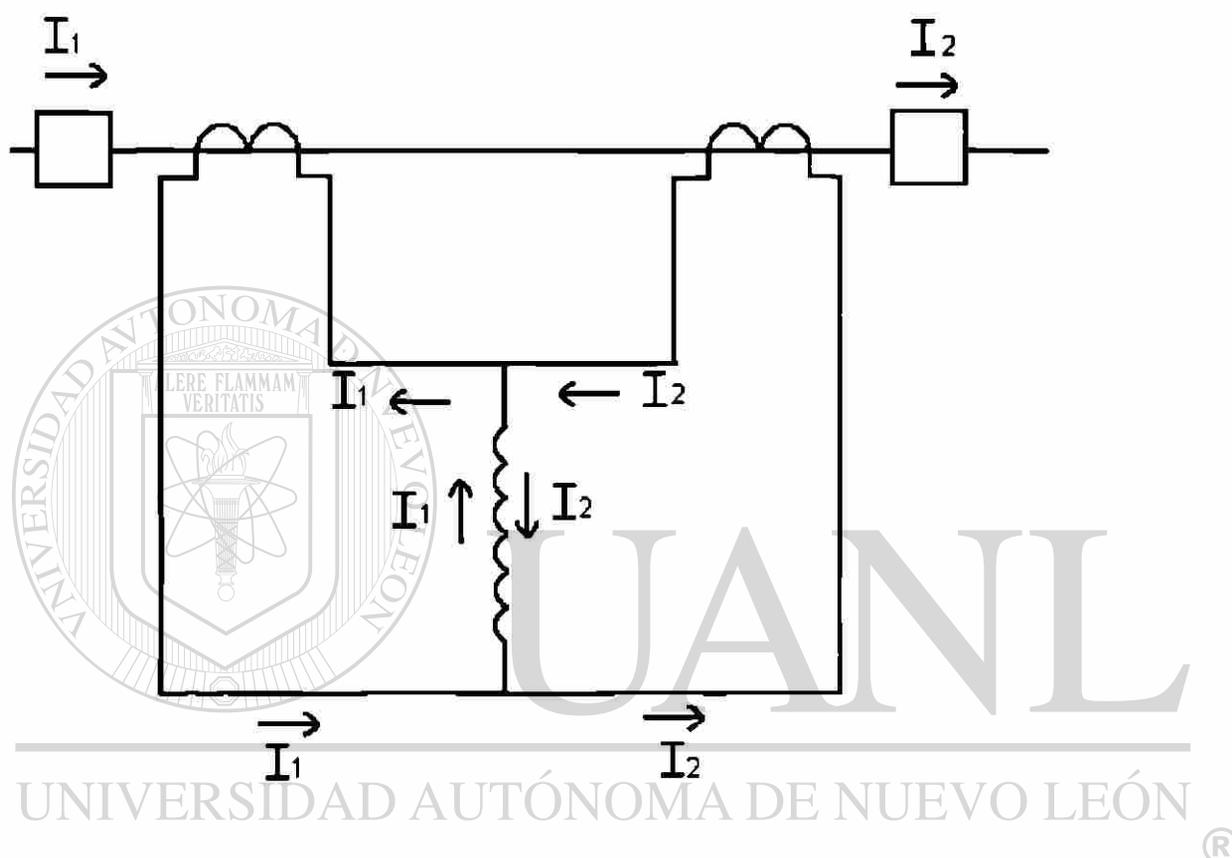


Figura 6.14 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial normal

La protección diferencial está indicada en el diagrama de la figura 6.16. La diferencia de las corrientes que pasan por la bobina es igual a cero, condiciones normales, ya que la corriente I_1 es igual a la corriente I_2 .

Si hubiera una falla en interior de este tramo, las corrientes I_1 y I_2 serían distintas en magnitudes sentido mostrado, y aparecería una corriente de operación en el relevador que cerrara los contactos y éstos a su vez, hicieran abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se muestra la figura 6.17.

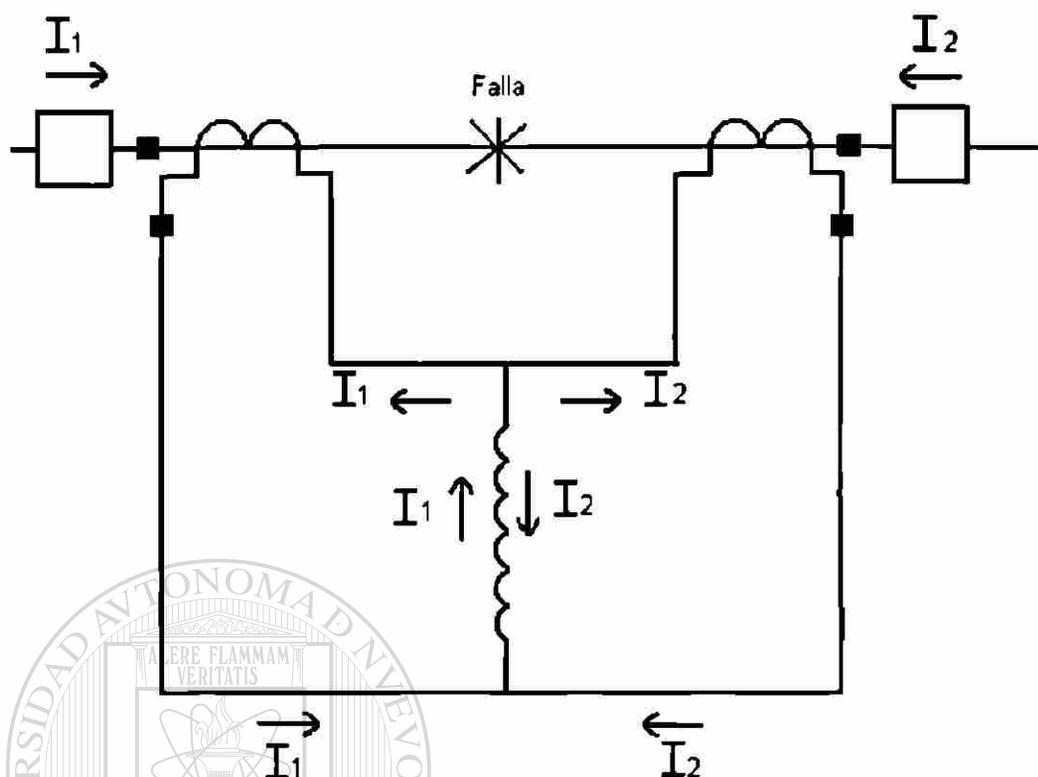


Figura 6.15 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial con falla.

Si la falla acaeciera en el exterior o fuera de los puntos donde se encuentran los T.C. volveríamos a saqué de la condición 1ª, sólo que las corrientes I_1 ó I_2 serían mucho mayores que las normales, ver la figura 6.16.

El tramo de línea que representado, puede ser sustituido por cualquier sección del sistema que comprenda equipo eléctrico, como son: transformadores, generadores, etcétera sin embargo como las corrientes de entrada y salida puede ser distinta debido a los cambios de voltaje, sólo será necesario que los T.C. de la relación de transformación correctamente en amperes, a fin de que la cantidad energía que entra por un lado, sea igual a la que sale por el otro, y que la diferencia vectorial de las corrientes entrantes y salientes, igual a cero sean, para que la condición de estabilidad permanezca. En caso de

cualquier falla interna , existirá un desbalanceo y al comparar las corrientes, habrá una diferencia que hará operar la protección .

Con el propósito de estabilizar el funcionamiento de estos relevadores diferenciales, se ha incluido en ellos una bobina más, a la cual se le ha llamado restrictora, ver figura 6.18.

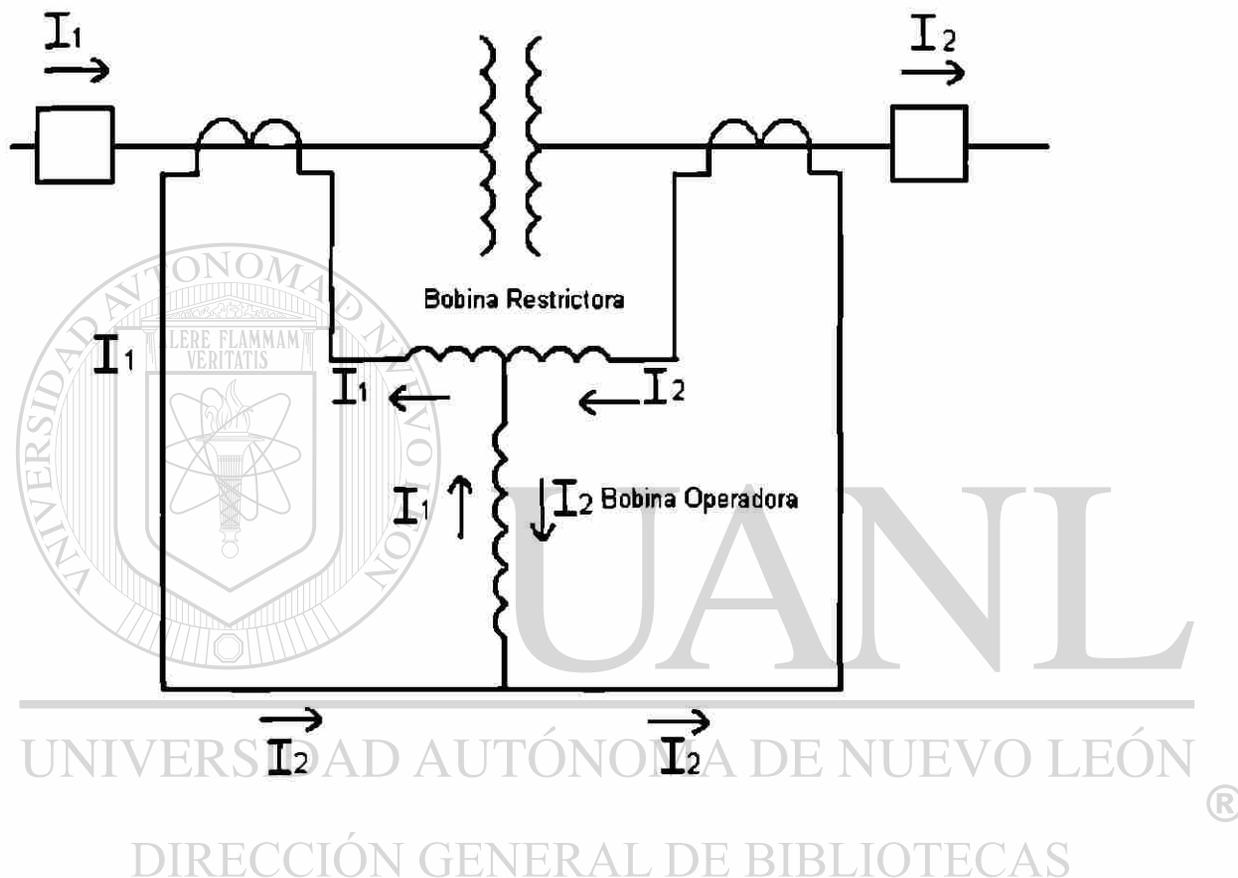


Figura 6.16 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial con bobina restrictora

Los efectos de estado bobina son opuestas y su funcionamiento se explica de la siguiente manera:

La bobina operadora trabaja en proporción a la diferencia de las corrientes $I_1 - I_2$ a medida que esta diferencia es mas acentuada, tiene mayores efectos. La bobina restrictora esta formada por dos partes, una que esta atravesada por una corriente

proporcional a I_1 y otra por I_2 , y como la derivación esta en el punto medio de los amperes-vueltas de las dos mitades son proporcionales a $(N/2 \times I_1)$ y $(N/2 \times I_2)$, siendo N , el número de vueltas, lo que da por resultado que la suma de estas dos partes es igual a:

$$N (I_1 + I_2)/2$$

La operadora por lo tanto trabaja en proporción a I_1-I_2 y la restrictora en proporción a:

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

Hay sin embargo una cantidad admitida de no operación comprendida entre dos corrientes I_1 o I_2 que permite que la diferencia esta incluida cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo protegido. Esta cantidad puede representar las perdidas naturales de un transformador o algunas otras corrientes de fuga naturales del sistema, y aun las diferencias que marcan los T.C. cuando se saturan sus núcleos son corrientes muy altas, y por lo tanto, esta diferencia I_1-I_2 es posible mantenerla en cero.

Por esta razón los relevadores están adaptados para incluir una diferencia antes de operar. A medida que las corrientes aumentan, por ejemplo, cuando hay un corto circuito en el exterior del tramo mencionado, la diferencia también aumentaría y no conviene que nuestros relevadores operen aun en este caso por lo que se construyen estos aparatos para operar no propiamente con la diferencia sino con el porciento de diferencia con respecto a una de las corrientes, I_1 o I_2 (generalmente la más pequeña), la cual si permanece constante denominándose por esta razón, este tipo de relevadores de porcentaje diferencial.

6.9 CARACTERISTICAS DE PORCIENTO DE PENDIENTE DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL.

Estas características de los relevadores diferenciales es de las más interesantes y nos muestra rápidamente las condiciones dentro de las cuales va a operar. Se encuentran por ejemplo, ajustes en el aparato para dar 10, 15, 25, 40%, etc., porcientos de pendiente que el operador escoge de acuerdo con las condiciones del Sistema. Si por ejemplo, la

corriente que atraviesa el sistema es de 500 amperes y se va a permitir una máxima diferencia de corrientes de 75 amperes, el porcentaje de la diferencia será:

$$\frac{75 * 100}{500} = 15\%$$

Entonces se ajusta el relevador a 15% de pendiente.

La condición de pendiente como característica se explica de la siguiente manera:

Como se expresó anteriormente la bobina operadora depende o está su funcionamiento en proporción de la diferencia de las corrientes $I_1 - I_2$, en cambio la bobina restrictora se rige por la semisuma de las corrientes.

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

O sea la corriente media.

Los relevadores se construyen para operar no con la corriente media, sino con la corriente más pequeña o sea la que entra y sale del sistema, para mayor comodidad en los cálculos y ajustes.

Usando entonces la diferencia de corriente y la corriente I_2 que suponemos es la parte de corriente no afectada, se puede trazar el siguiente diagrama, mostrando en la figura 6.17:

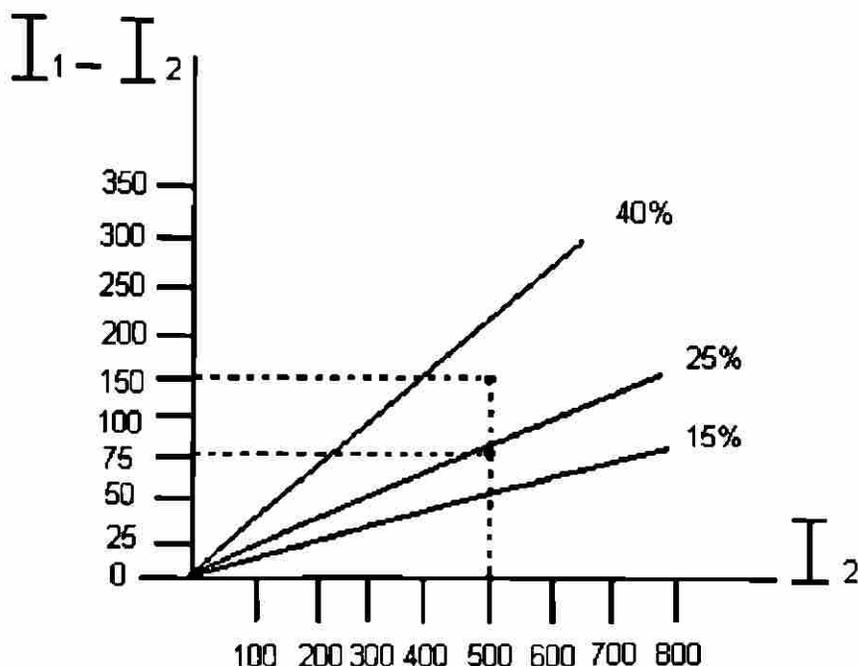


Figura 6.17 Diagrama de diferencia de corriente I_1 y I_2

La recta que teóricamente pasa por el origen y que hemos marcado con el 15% de los valores de la diferencia de corrientes para cualquier valor de la corriente I_2 que mantiene el relevador sin operar. Si por ejemplo con la $I_2=500$ amperes se tiene una diferencia mayor de 75 amperes, es decir, que caemos en el punto A, los contactos permanecerán cerrados, pero en su límite y cualquier diferencia mayor para esta misma corriente por ejemplo 150 amperes (punto B) hará trabajar al relevador. Cuando la diferencia esta por debajo de esta recta de pendiente 15% por ejemplo en el punto C los contactos permanecerán cerrados y la bobina restrictora aumentará su esfuerzo por mantener la posición de no operación.

En general para cualquier curva dependiente determina por el ajuste del relevador, si el punto que requiere las condiciones del sistema diferencialmente protegido no cae dentro de la recta, no operará el relevador, pero si cae dentro de la anterior cerrará contactos y esto dará por resultado que en el circuito de apertura de uno de los varios interruptores del sistema opere y, que aislen una falla en la parte encerrada por los transformadores de corriente que se instalan para este relé.

Las curvas verdaderas las publican los fabricantes de los relevadores y son parecidos a estos, sin embargo, siguiendo este principio y la construcción de sus elementos, ver figura 6.18.

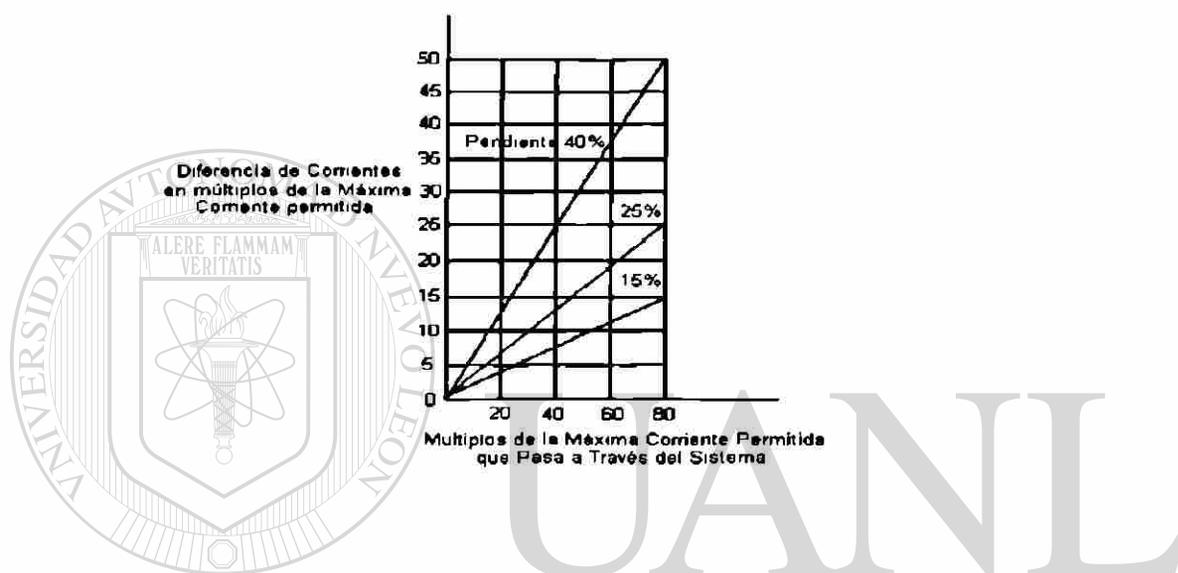


Figura 6.18 Múltiplos de la mínima corriente de operación

Los ejes se marcan en múltiplos de la mínima corriente de operación, o máxima corriente permisible de operación.

6.10 CARACTERÍSTICAS DEL TIEMPO

Los relevadores diferenciales no necesitan tener características de tiempo retardado o tiempo inverso, como los de sobrecorriente u otros, y se construyen, cayendo dentro de la clasificación de relevadores instantáneos aun cuando hay unos más rápidos en su operación que otros.

La razón para ser instantáneos, es que al proteger una zona completamente determinada y encerrada entre los transformadores de corrientes detectores, no es necesario considerar secuencias de operación con respecto a otra parte del sistema y mientras más rápidamente se libre el equipo de una falla, menores efectos tendrá el deterioro de este.

Hay relevadores diferenciales que adicionalmente a su elemento normal, tienen uno que opera con corrientes muy altas, y que se designa como el elemento instantáneo de sobrecorriente, aun cuando esta operando también con las corrientes diferenciales, es decir cuando ocurre una falla en el interior del sector protegido por este sistema.

6.11 RESTRICCIÓN DE ARMÓNICAS.

Los relevadores aplicados en la protección diferencial han ido transformándose, hasta llegar a tener un alto grado en sensibilidad, y lo que es, más importante en su selectividad.

Un elemento muy importante que se adiciona a los relevadores diferenciales, es el llamado Restrictor de Armónicas que es capaz de seleccionarlas y operar solamente con las convenientes.

Nació esto del problema que se presenta especialmente al entrar un transformador en servicio, momento en el que aparecerán corrientes transitorias, solamente del lado del primario debidos al comienzo de la magnetización del núcleo, desequilibrando así la protección diferencial y haciendo que opere.

Al estudiar este fenómeno se ve que la corriente de magnetización de entrada (Inrush Current) es una corriente que se plagada de armónicas de magnitudes apreciables, que alcanzan un valor hasta de 16 veces la corriente de carga. (Nominal).

Los aparatos protectores deberían por lo tanto distinguir entre las corrientes de corto circuito que también son altas y estas de entrada de la corriente de magnetización.

Como se ve la corriente CC esta muy cercana a la senosoidal, formada de la fundamental y una componente de corriente continua, y alterna no tiene partes negativas forma picos en sus máximos y esta compuesta de armónicas conforme a la tabla siguiente, tomada del estudio de un caso típico que nos dará una idea de sus valores, tabla 6-1:

COMPONENTES DE LA ONDA	AMPLITUD DE LAS ONDAS EN PORCIENTO DE LA FUNDAMENTAL
Fundamental	100
Corriente Directa	57.7
2a. Armónica	63
3a. Armónica	26.8
4a. Armónica	5.1
5a. Armónica	4.1
6a. Armónica	3.7
7a. Armónica	2.4

Tabla 6.1 Componentes de ondas

La existencia de armónicas contenidas en la corriente de entrada de magnetización, nos da un medio fácil de distinguir eléctricamente, esta corriente, del corto circuito, valiéndonos de un sencillo filtro. Aparece por lo tanto un elemento mas en el interior del relevador que selecciono las armónicas y las devolvió haciéndolas pasar por la bobina restrictora, aumentando así la confianza en la operación de estos aparatos de protección.

6.12 PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Con la necesidad de reducir la duración de una falla que ocurriese en algún punto de una línea de transmisión la cual forma gran parte de una red eléctrica de un sistema de

potencia. Estos relés comparan y equilibran las señales de tensión y corriente, las cuales pueden expresarse en función de la impedancia. Esta impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión. Los relés de distancia actualmente son muy utilizados y tienen muchas aplicaciones en redes eléctricas de alta tensión.

6.13 DESCRIPCIÓN

Estos relés son para protección de distancia de fase, aunque también los hay para la protección de distancia de tierra. Tienen tres zonas de protección. La primera y segunda zona checa la distancia por medio de una unidad la cual tiene una característica de reactancia (u ohm), la tercera zona checa la distancia por medio de una unidad la cual tiene una característica direccional (o mho).

6.14 APLICACIÓN

Para que un relé de distancia opere tiene que haber ciertas relaciones de las magnitudes de tensión, corriente y ángulo de fase. Estos relés debido a sus características de reactancia de su primera y segunda zona, son particularmente convenientes para la protección de circuitos donde la resistencia de arco es un problema. Puesto que la resistencia de arco en una falla está directamente relacionada con la longitud del arco e inversamente a la corriente, la resistencia de arco es independiente de la longitud de la línea. Así pues, la resistencia de arco llega a ser la parte más significativa de la impedancia total desde el relé al punto de la falla según se consiga acortar la longitud de la línea protegida. Por esta razón, estos relés son convenientes para proteger líneas de transmisión cortas. Sin embargo tales relés también pueden ser aplicados sobre líneas largas si el rango del relé permite el ajuste del alcance requerido.

La unidad de reactancia en cada relé proporciona diferentes ajustes del alcance mínimo básico. No es recomendable que la unidad ohm sea ajustada por medio de taps en menos de 10%. La tercera zona ó unidad mho de los relés es ajustada para que tenga un ángulo de par máximo de 60°.

No es recomendable que la unidad significativa sobre-alcance, las unidades de la primera zona puede ser ajustadas para que operen sobre un 90% de la distancia desde el relé hasta el punto más remoto. Las unidades de segunda zona deberá ajustarse a que alcance al menos 110% de la terminal remota más lejana. La unidad de tercera zona deberá ajustarse para que alcance lo suficiente como para asegurarse que se acomode la resistencia de arco en el punto de balance de la segunda zona.

6.15 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN

a) Unidad MHO.- La unidad mho es del tipo de cilindro de inducción con cuatro polos. Los dos polos laterales, se energizan con un porcentaje del mismo voltaje entre fases, interaccionado con el flujo de polarización produciendo el par de restricción. El flujo en el polo posterior, energizado con las corrientes de las dos líneas asociadas con las mismas fases del voltaje, interaccionado con el flujo de polarización para producir par de operación.

El par en el punto de balance puede ser expresado por la siguiente ecuación:

$$T = K_1 EI \cos(\theta - \tau) - K_2 E^2$$

Donde:

E = voltaje de fase a fase.

I = la corriente delta.

τ = ángulo de par máximo de la unidad.

θ = ángulo del factor de potencia de la impedancia de la falla.

K_1 = constante de conversión del par positivo.

K_2 = constante de conversión del par negativo.

Dividiendo por E^2 y despejando K_1 y K_2 , la ecuación se reduce a la siguiente expresión en términos de impedancia.

$$\begin{aligned} 1/Z \cos(\theta - \tau) &= K_2/K_1 = \text{CONSTANTE} \\ Y \cos(\theta - \tau) &= \text{CONSTANTE} \end{aligned}$$

En esta forma la unidad opera para una componente constante de la admitancia a un ángulo fijo, dependiendo del ángulo de par máximo.

b) Unidad OHM.- la unidad ohm es también del tipo de unidad de inducción de cuatro polos. Los polos frontales y posteriores son energizados por la corriente delta, produciendo flujo de polarización. Los polos laterales son energizados con un voltaje igual a la diferencia entre la cantidad de operación IZT y el voltaje de restricción E , donde I es la corriente delta y ZT es la impedancia de transferencia del transactor. El par en la unidad resulta de la interacción entre el flujo neto frontal y posterior y el punto de polarización en los polos frontal y posterior y el punto de balance pueden ser expresados con la siguiente ecuación.

$$T = 0 = KI (IZT - E) \text{ Sen } B$$

Donde:

E = voltaje de fase a fase (E_{12})

I = corriente delta ($I_1 - I_2$)

ZT = impedancia de transferencia del transactor (constante de diseño)

B = ángulo entre I e ($IZT - E$)

K = constante de diseño.

Por medio de relaciones trigonométricas, la ecuación anterior puede ser reducida a:

$$(KI) (IZT \text{ Sen } \tau - KI (E) \text{ Sen } \theta) = 0$$

donde:

τ = ángulo entre I e IZT (esto es el ángulo del transactor, constante de diseño).

θ = ángulo entre E e I (esto es el ángulo de la impedancia de la falla).

Puesto que ZT para un tap de ajuste en particular del transactor es también una constante de diseño, la ecuación queda:

$$K' Y^2 = KIE \text{ Sen } \theta$$

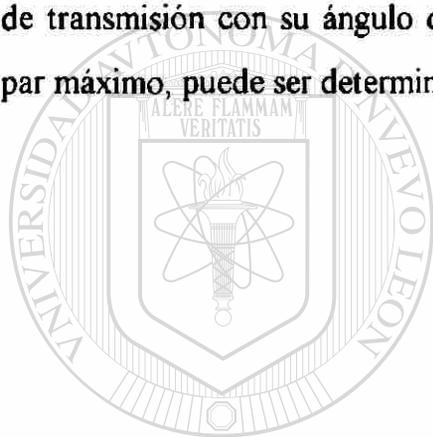
$$K'/K = K'' = E / I \text{ Sen } \theta$$

$$K = \text{Sen } \theta = X_F$$

En esta forma la unidad operará cuando la reactancia de falla X_f es menor que una constante determinada por la característica del transactor y el tap de ajuste.

6.16 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

a) Unidad MHO.- La unidad mho tiene características de impedancia circular que pasa por el origen y que tiene su centro en la línea de ángulo de par máximo de la unidad. El alcance mínimo básico de la unidad en el ángulo de par máximo es obtenido cuando el E^2 o tap de restricción está sobre el porcentaje del voltaje de falla aplicando al circuito de restricción, lo cual se logra haciendo que los taps de restricción, E^2 sean bajos, los cuales generalmente vienen expresados en por ciento. El alcance óhmico de la unidad de la línea de transmisión con su ángulo correspondiente, el cual usualmente difiere del ángulo de par máximo, puede ser determinado mediante la siguiente la siguiente ecuación.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

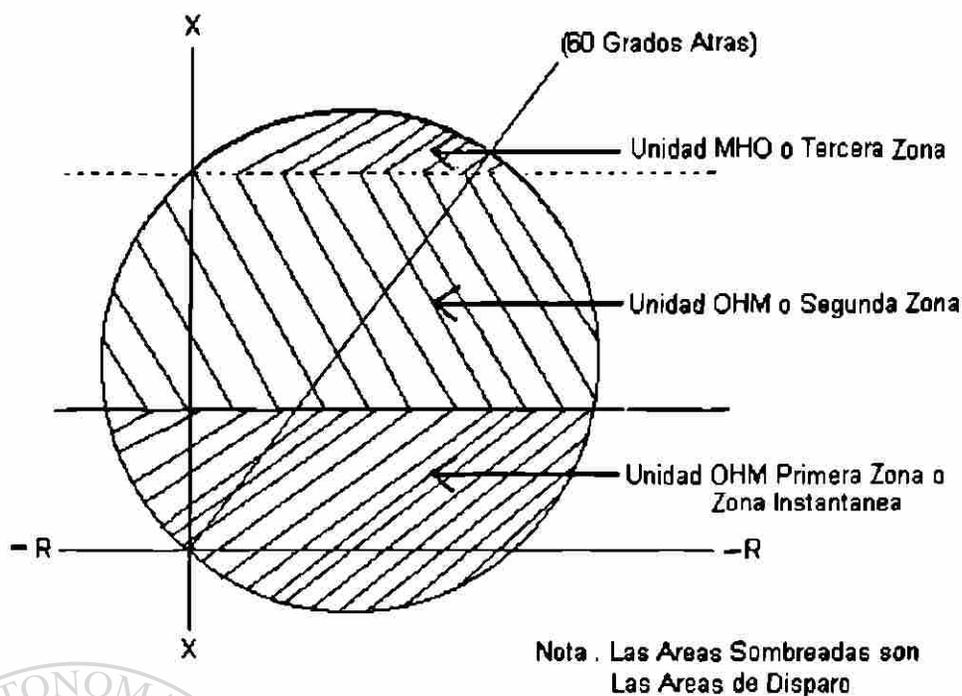


Figura 6.19 Diagrama de la característica de operación

Alcance óhmico a un determinado ángulo de línea = $(\text{Tap de entrada}) Z_{\min} \cos(\theta - \tau)$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN E^2 ajuste del tap (%)

Donde:

τ = ángulo de par máximo de la unidad.

θ = ángulo de línea.

Z_{\min} = alcance óhmico mínimo básico de fase a neutro de la unidad tap de entrada = ajuste del tap de entrada en porciento.

E^2 = ajuste de tap (%) = voltaje de restricción (E^2), ajuste de tap en porciento.

El propósito primario de la unidad mho en los relés de distancia es proporcionar una discriminación direccional la cual es necesaria puesto que la unidad ohm es inherentemente no direccional. Las características direccionales de la unidad mho son tales que la hacen que opere correctamente para fallas hacia delante o hacia atrás en

voltajes abajo del 1% del rango de voltaje sobre un rango de corriente de 5 a 60 amperes. Un propósito secundario de la unidad mho es medir la impedancia de falla de la tercera zona de protección.

b) Unidad OHM.- Las características de impedancia de la unidad ohm cuando se representa sobre un diagrama R-X es una línea recta paralela con el eje R. La unidad operará para impedancias de fallas falsas. Debajo de las características de la unidad, ahí no es direccional.

Durante condiciones normales cuando se está alimentando carga por la línea protegida, el voltaje y la corriente suministrados a la unidad presentan una impedancia que está cerca del eje R puesto que la carga tiene un factor de potencia cerca de la unidad en contraste Kva reactivos que fluyen durante condiciones con falla. Una impedancia, cerca del eje R estará bajop la característica de la unidad ohm, por lo tanto sus contactos cerrarán. Esto no causa problemas, puesto que el contacto de la unidad mho la cual es del tipo direccional no cerrará bajo estas condiciones. Tal como se muestra en la figura 6.19.

El ajuste requerido para proteger una línea de x ohms la longitud, donde X es la reactancia positiva (de fase a neutro) expresada en ohms secundarios, es determinado por la siguiente ecuación.

$$\text{Ajuste de salida en \%} = \frac{(\text{ajuste de entrada en \%})(\text{ohms mín. básicos})}{X}$$

X

Existen varias tipos de relés de distancia a los cuales tienen el mismo principio de funcionamiento, solamente cambian en algún o algunos elementos componentes, según la aplicación que se les vaya a dar o ciertas consideraciones que se deban de tener en cuenta, tales como: funcionalidad, rapidez, eficacia, economía, etc. de cada tipo de relé.

6.17 COMPONENTES PRINCIPALES QUE CONSTA UN RELÉ DE DISTANCIA

El relé de distancia consta, generalmente de los siguientes elementos.

UNIDAD TRIFÁSICA

$Z (3\phi)_{1-2}$	Dos bobinas (Resistencia total corriente directa = 200 a 240 ohms).
$Z (3\phi)_{2-3}$	Dos bobinas (Resistencia total corriente directa = 540 a 660 ohms).
R_{3A}, R_{3F}	Dos resistencia, resistencia total=3500 Ω para el tipo KD-4; y 6240 Ω para el tipo KD-41.
R_3	Resistencia de 2 pulgadas 300 ohms ajustable.
C_{3A}	Capacitor 1.35 μ faradios.
C_{3C}	Capacitor 0.30 μ faradios para el tipo KD-4 y de 0.60 μ faradios para el tipo KD-41.
T	Compensador (Derivaciones primarias.-.87;1.16;1.45;2.03;2.9; 4.06;5.8).
S	Autotransformador lado primario (Derivaciones.-1;2;3).
M	Autotransformador lado secundario (Entre las derivaciones 0.0;0.3; 0.09; 0.06).

X_1 Reactor (Solamente en el tipo KD-4).

UNIDAD DE FASE A FASE

$Z(\phi - \phi)$	2 bobinas resistencia total de corriente directa=160 a 200 ohms.
R_{AC}	Resistencia 3 ½ pulgadas 8500 ohms ajustable.
R_{2A}, R_{2C}	Resistencia 2 pulgadas 900 ohms ajustable.
C_{2A}, C_{2C}	Capacitor 1.35 μ faradios.
T_{AB}, T_{BC}	Compensador igual que T.
S_A, S_C	Igual que S.
M_A, M_C	Igual que M.
ICS	Unidad de sello e indicadora.

CAPITULO 7

7.1. - CARACTERISTICAS DE TIEMPO CORRIENTE.

Básicamente la corriente de falla puede ser usada para seleccionar solo donde halla una diferencia abrupta entre esta magnitud para una falla dentro de la sección protegida y una falla fuera de esta y estas magnitudes son casi constantes. Por lo tanto donde esto sucede, puede ser usado un mecanismo de magnitud de corriente, tal como un fusible, un relevador instantáneo o un mecanismo de disparo y la selectividad puede ser obtenida con la graduación de corriente. Un caso típico donde la graduación de corriente puede ser usada es mostrado en la Figura 7.1, donde hay una alta impedancia por unidad, así como un transformador que puede hacer la falla mucho menor para fallas mas allá del transformador.

En la Figura 7.2 los fusibles son mecanismos para magnitudes de corriente pero, a pesar que son considerados instantáneos, tienen una característica inversa de tiempo corriente, por ejemplo, una corriente alta de falla funde el fusible rápidamente. En el diagrama que representa el circuito eléctrico de un hotel o una fabrica, una falla en uno de los circuitos en el final del diagrama se pueden producir 50 amperes, lo cual serian 10 veces que de los del próximo grupo. Debido a que el paso característico de tiempo-corriente de fusibles ($I^2 t = K$) el fusible más cercano a la falla se activa mejor y antes que los otros puedan hacerlo.

7.1.1 RELEVADORES DEFINIDOS TIEMPO-CORRIENTE

En circuitos radiales o cerrados, donde hay diversas líneas divididas en secciones en serie no hay diferencia en la corriente entre una falla al final de una sección y una falla al principio de la siguiente; consecuentemente, a esto es necesario agregar discriminación del tiempo, como se muestra en la figura (7.3a), los ajustes del tiempo se incrementan hacia la fuente.

Donde hay muchas secciones en serie el tiempo de disparo para una falla cercana a la fuente puede ser altamente peligrosa como se muestra en la figura (7.3b).

Esto es obviamente indeseable, debido a que muchas fallas implican grandes corrientes y no son muy destructivas si no son eliminadas rápidamente. En la mayoría de los casos la debilidad fundamental de la graduación de tiempo de los relevadores de sobre corriente es el factor que las fallas mas pesadas deban ser mas claras.

GRADUACION DE LA CORRIENTE A TRAVES DE UN TRANSFORMADOR DE IMPEDANCIA (LA FALLA EN X ES MAS PESADA QUE LA FALLA Y)

Figura 7.1

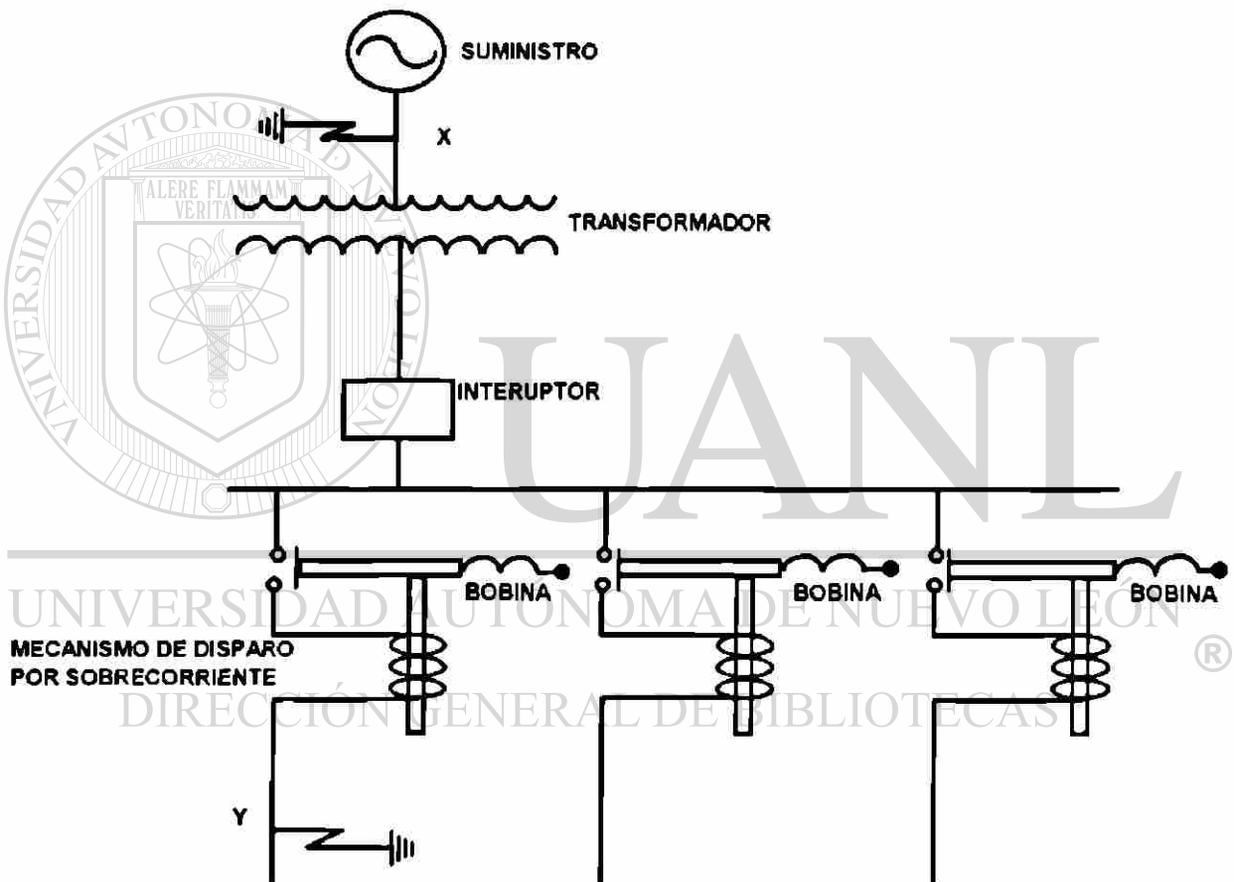


Figura 7.1 Graduación de la corriente a través de un transformador de impedancia

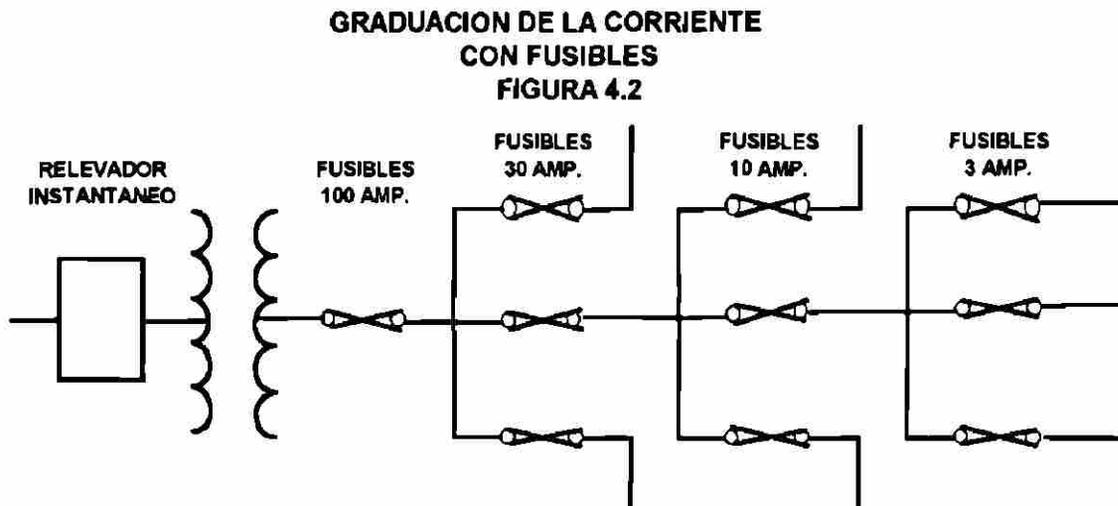


Figura 7.2 Graduacion de la corriente con fusible

7.1.2 RELEVADORES INVERSOS DE TIEMPO - CORRIENTE

Donde Z_s (La impedancia entre el relevador y la fuente de poder) es pequeña comparada con la de la sección protegida Z_t , donde habrá una diferencia apreciable entre la corriente para una falla en el final de la sección ($I = E / Z_s + Z_t$) y la corriente para una falla cercana al final ($I = E / Z$).

En tal caso un relevador el cual es inversamente proporcional a la corriente por ejemplo ($I_t = K$) se produciría rápidamente el disparo para una falla al final de la sección cercana a la fuente de poder; la relación para el tiempo de disparo entre la sección cercana al final y el tiempo para la sección más alejada del final es $\frac{Z_s}{Z_s + Z_t}$

El resultado de las características tiempo distancia, comparada con aquellas de relevadores de tiempo definido son mostradas en la figura 7.4 y puede ser visto que el relevador de tiempo inverso puede proveer tiempos mas claros que el relevador de tiempo definido asumiendo los mismos intervalos selectivos, S. El tiempo de disparo puede ser aun demasiado reducido, pero usando una característica mas inversa, así como $I_t^2 = K$.

Sobre sistemas sólidamente aterrizados en cada estación Z_s , es más pequeña de modo que la excelente selectividad sobre fallas a tierra pueden ser obtenidas con relevadores inversos de tiempo corriente.

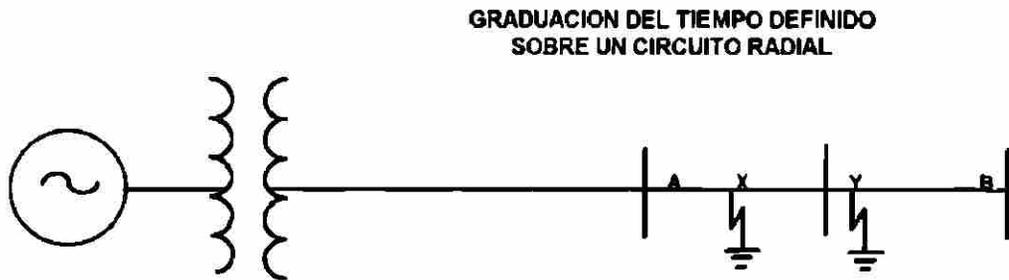


Figura 7.3 A

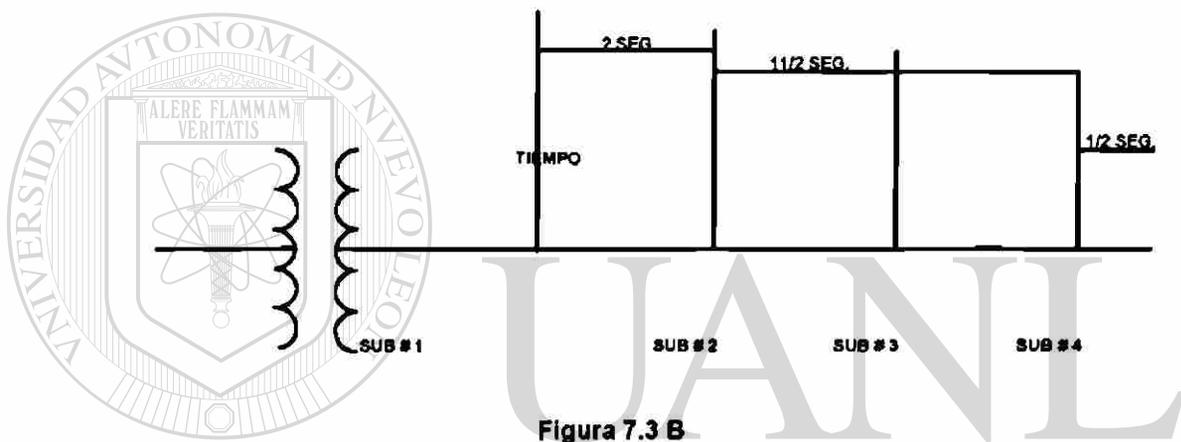


Figura 7.3 B

Figura 7.3 a y b Graduación del tiempo definido sobre un circuito radial

7.1.3 RELEVADORES DE TIEMPO DEFINIDO VS INVERSOS

De cualquier modo hay dos condiciones que pueden reducir la ventaja de las características de tiempo inverso. La primera Z_s puede ser demasiada alta en sistemas de impedancias a tierra que la relación no es lo suficientemente reducida que la unidad para cualquier reducción apreciable en los tiempos de disparo.

Esto ocurrirá al final de un sistema grande donde Z_s es grande. Seguidamente, Z_s variara si la capacidad de generación es variada, llegando a ser mayor durante los fines de semana y en la noche donde hay menos carga y por lo tanto menos capacidad generada conectada. Esto incrementa en Z_s y no interferirá con la selectividad debido a que la

curva inversa incrementa el tiempo desdiscriminando las corrientes bajas, pero esto no incrementa el tiempo de disparo y debido a fracasos su propósito es reducirlo.

Los relevadores de tiempo definido han sido populares en Europa Central, porque el tiempo no depende de la magnitud de corriente y porque el relevador de tipo sincrónico de uso común es más preciso que la unidad de disco de inducción usada para los relevadores de tiempo inverso. Sobre los otros tipos es obvio que, sobre grandes sistemas radiales o cerrados, los tiempos bajos de disparo pueden ser archivados por un relevador de tiempo inverso. En otras palabras los relevadores de tiempo definidos son mejores en sistemas aislados y como respaldo para relevadores diferenciales y de distancia, pero los relevadores de tiempo inverso son ventajosos en interconexión de sistemas y sistemas

sólidamente aterrizados, por ejemplo cuando $\frac{Z_s}{Z_1} < 2$

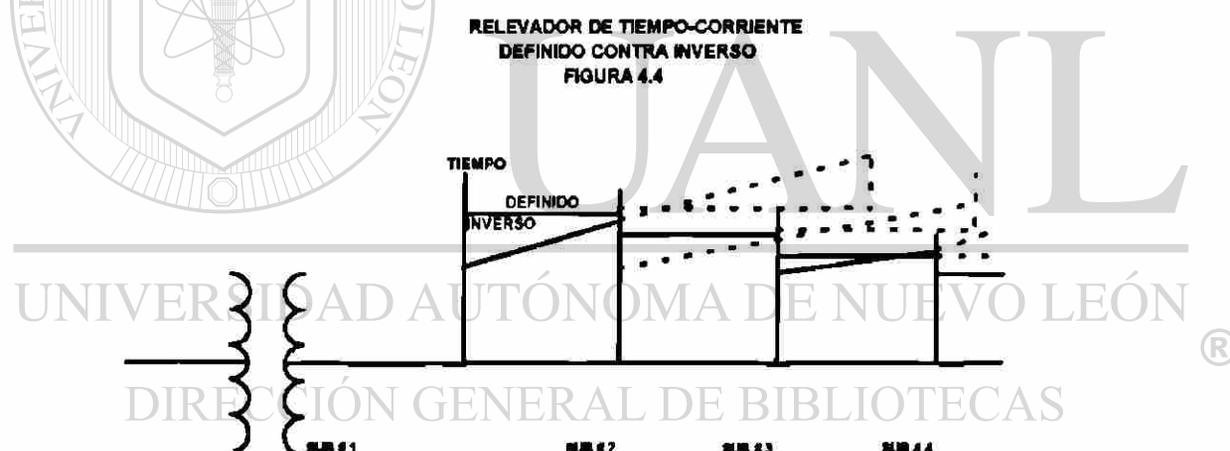


Figura 7.4 Relevador de tiempo-corriente definido contra inverso

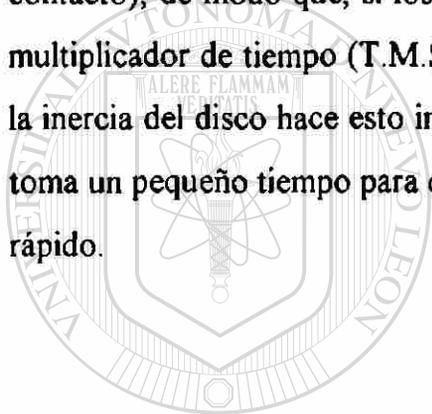
7.1.4. - RELEVADORES DE TIEMPO INVERSO - DEFINIDO

En la U.K. y en los E.U.A. una curva es compromiso popular la cual se conoce como una curva inversa con un tiempo mínimo definido (I.D.M.T.).

Esto fue introducido alrededor de 1920 y pudo haber sido una solución feliz pero fue arruinada por el método de ejecución el cual fue obtener el mínimo de tiempo definido

para la saturación del electromagneto. El efecto de la bobina que controla el pick-up al final de la corriente baja y la saturación al final de la corriente alta hace que se produzca una curva irregular la cual no sigue una ley particular (ver figura 7.7, curva b). Sin embargo, con una cierta cantidad de paciencia la curva de los I.D.M.T. puede ser aplicada sucesivamente para cortar y tratar con otros métodos, preferiblemente usando una curva plástica con un contorno correspondiente a las características tiempo-corriente de los I.D.M.T.

La figura 7.5 muestra una familia típica de curvas I.D.M.T. teóricamente sus tiempos ordinarios deberían ser proporcionales al ajuste multiplicador de tiempo (recorrido del contacto), de modo que, si los tiempos para una curva dada están divididas por el ajuste multiplicador de tiempo (T.M.S.), todas las curvas deben de coincidir. Desgraciadamente la inercia del disco hace esto imposible en los valores de corriente baja debido a que este toma un pequeño tiempo para que el disco acelere desde sus estado de inercia a un estado rápido.



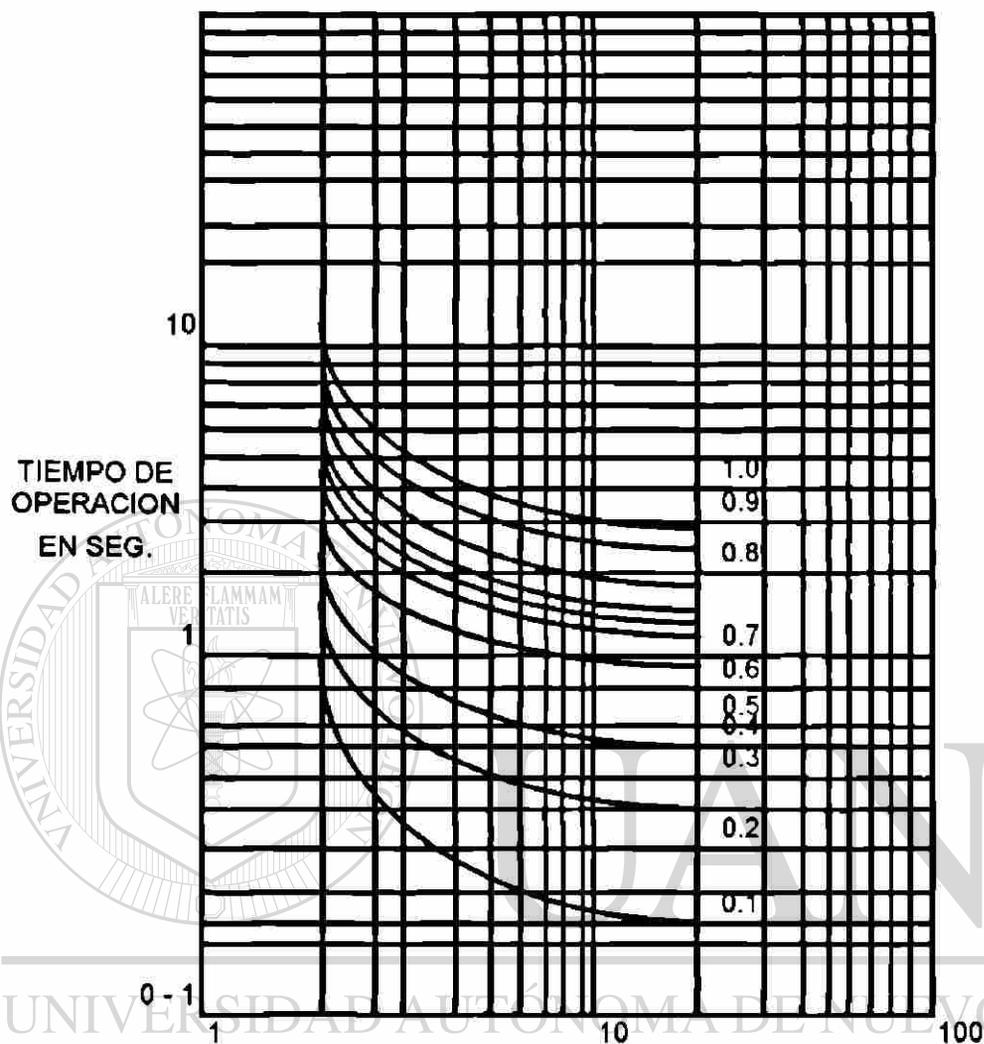
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

**INVERSO CON UN TIEMPO MINIMO DEFINIDO
CARACTERISTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE DE LA B.B.S.
FIGURA 7.5**



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE DE LA PALANCA DE AJUSTE

Figura 7.5 Características de tiempo corriente de la B.B.S.

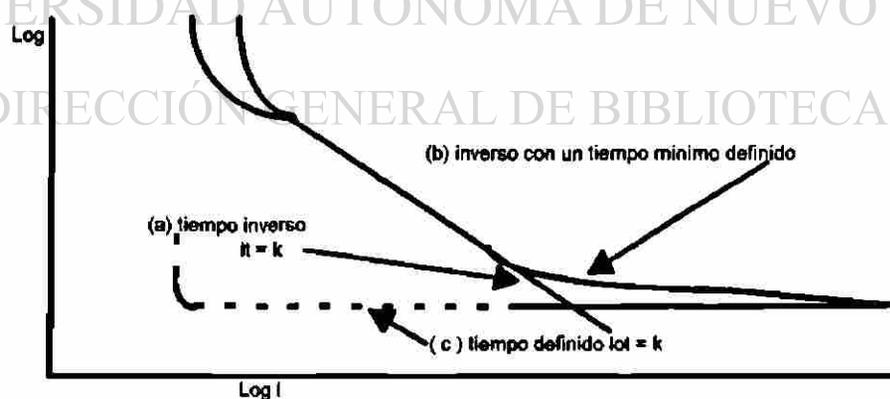
Esto se cuida de publicar una familia de curvas así como se muestra en la figura 7.6 En la U.K. las curvas están coincidiendo con las tolerancias de las B.S. abajo de 0.1 T.M.S. en 10 veces el del valor del tap y en la placa muestran una curva sencilla como se muestra en la figura 7.11 o una escala logarítmica como se muestra en la figura 7.6 el cual nos da el tiempo total del recorrido (1.0 T.M.S.). El tiempo actual es dado por la multiplicación del tiempo dado en la escala por el T.M.S.

En el relevador de tipo disco de impresión la familia de curva resulta innecesaria debido a que el disco tiene inercia muy baja y la proporcionalidad esta dentro de $\pm 5\%$ abajo de 0.1 T.M.S. en los dos valores de la derivación.

La ventaja de los relevadores estáticos ha hecho esto posible para obtener un control preciso "n" en la característica $In t = k$. Esta es una disposición ideal debido a que "n" puede variar para actuar la aplicación y valor de Z_s / Z_t . Además combinaciones de definitivo, unidades de verdad inversa e instantáneas son mucho más fáciles de aplicar que las curvas I.D.M.T.



Fig. 7.6 Escala logarítmica para relevador I.D.T.M.



CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LOS RELEVADORES INVERSOS, DEFINIDOS E INVERSOS CON UN TIEMPO MÍNIMO DEFINIDO

Figura 7.7

Fig. 7.7 Curva característica de los relevadores inversos

7.1.5 MONITORIANDO VOLTAJE

Es obvio que los relevadores de sobre corriente pueden usarse solo cuando la mínima corriente de falla excede la corriente máxima de carga. Donde hay una variación de onda en condiciones de generación y la corriente mínima de falla esta abajo de la corriente máxima de carga es posible usar relevadores de bajo voltaje, el voltaje no falla apreciablemente durante la carga.

7.1.6 RELEVADORES INSTANTANEOS DE SOBRECARGA

Otra herramienta para reducir el tiempo de disparo para fallas cercanas a la fuente es el relevador instantáneo de alto ajuste el cual reduce los coeficientes de tiempo de disparo a un mínimo, debido a que cada relevador inverso o definido puede dar el mismo ajuste multiplicador de tiempo para ser solo selectivo con el relevador instantáneo en la próxima sección figura 7.8. Como el relevador inverso, el relevador instantáneo es efectivo solo cuando Z_t es comparada largamente con Z_s .

Afortunadamente esto es verdad cerca de la fuente de poder así que provee el disparo en un lugar donde la falla de corriente es pasada y donde hay largos disparos de tiempo podrían diferenciarse para ser aceptadas.

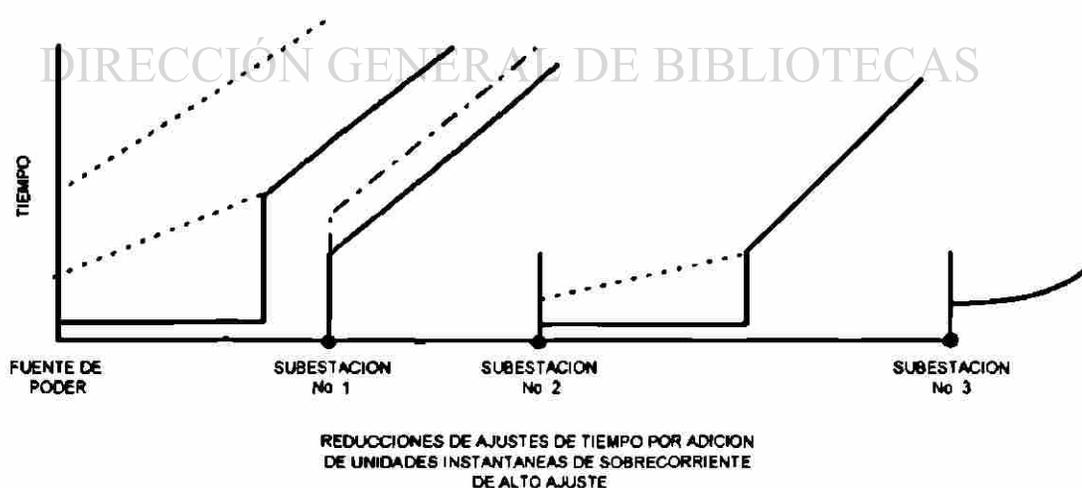


Figura 7.8 Reduccion de los ajustes de tiempo por adicon

Estas unidades instantáneas que en orden podrían ser selectivas con cualquier otra, cada una es ajustadas al pick-up en un valor progresivamente alto hacia la fuente de modo que un relevador no puede operar sobre valores de corriente baja de una falla en la próxima sección lejos de la fuente.

Los relevadores instantáneos no pueden ser aplicados donde la diferencia en corriente entre fallas en los extremos de la sección protegida es excedida por la diferencia en corriente para una falla en el extremo lejano de la sección para condiciones de generación

máxima y mínima, por ejemplo donde: $\frac{Z_s + Z_t}{Z_s} < \frac{Z_s + Z_t}{Z_s + Z_t}$

donde Z_s' es el valor de Z_s bajo condiciones reducidas de generación por ejemplo donde:

$$Z_s' - Z_s > Z_t \left(1 + \frac{Z_t}{Z_s} \right)$$

Un ejemplo de esto es la sección corta 1.2 en la figura 7.8 en los cuales los casos rápidos para limpiar fallas pueden obtenerse por el uso de un paso del relevador de distancia, el cual corta a la misma distancia del relevador indiferente de la magnitud de la corriente de falla.

Asumiendo, de cualquier manera, que esas condiciones son aceptables para la aplicación de la unidad instantánea, debe ser ajustado al pick-up a un valor de corriente para una falla cerca del final de la sección protegida bajo condiciones máxima de generación. El porcentaje de la sección que puede ser protegida depende de la tendencia del relevador a llegar mas allá de la ordenada de las ondas.

La corriente es proporcional a $1 / Z_s + Z_I$ así que, con el 100 % de la ordenada de la corriente transitoria, el pick-up podría ocurrir con el valor simétrico medio de la corriente, por ejemplo, el doble valor de $Z_s + Z_I$. Desde Z_s es fijo Z_I es correspondientemente incrementando, por ejemplo, el rebase de k puede ser obtenido desde $Z_s + KZ_I = 2(Z_s + Z_I)$.

Por ejemplo: $K = 2 + \frac{Z_s}{K_I}$ (7.1)

Entonces con el 100 % de la ordenada de la curva de corriente instantánea de los relevadores de sobre corriente podría ser dos veces el tramo de la sección protegida.

Actualmente el rebase se ira reduciendo por la operación del tiempo del relevador por que la componente de la corriente directa de la corriente de falla ira decayendo exponencialmente, así que.

$$i = \frac{E \max \text{Sen}(\omega t + \Phi - \Phi)}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} + \frac{E \max E(\Psi - \Phi)}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} \quad (7.2)$$

$$i = \text{Imax}[\text{Sen}(\omega t + \Psi - \Phi) + \text{AE}] \quad (7.3)$$

La primera expresión es el estado de la componente simétrica y la segunda es el decremento de la CD; donde Φ es el ángulo de fase del circuito ($\tan^{-1}LW / R$), Ψ es el tiempo en radianes después de que el voltaje se hace cero cuando ocurre la falla y T es el tiempo después del inicio de la falla.

En un sistema con alta relación X/R el tiempo de operación del relevador podría haber sido incrementado por varios ciclos para evitar el rebase; el retardo puede ser calculado desde la constante de tiempo. Una alternativa preferible es usar un filtro de CD.

En sistemas tales como los que son descritos en la sección 7.7 donde la unidad instantánea esta dada con un ajuste relativamente bajo, es importante que el relevador se restablezca sobre el retorno de condiciones normales de carga, por ejemplo es posible que los valores de corriente para restablecer podrían estar cerrados en valores de operación. La relación normal drop-out de los relevadores de armadura de atracción es de 50 % o menos debido al cambio en la reluctancia así como el entre hierro cerrado pero una relación de 90 % puede ser archivada por la combinación de la capacidad de la carga mecánica sobre el rango del recorrido de la armadura. Esto puede ser hecho mecánicamente por el arreglo de una bobina auxiliar.

7.1.7. - RELEVADORES DE TIEMPO SOBRECORRIENTE EXTREMADAMENTE INVERSO ($I^2 t = K$)

Para casos donde la generación es prácticamente constante y se dificulta obtener la discriminación con tiempos bajos de disparo, debido a la baja impedancia por sección de línea, un relevador extremadamente inverso puede ser muy usado (por ejemplo, uno en el cual el tiempo es inversamente proporcional al cuadrado de la corriente), donde solo una pequeña diferencia en la corriente es necesaria para obtener una adecuada diferencia de tiempo.

Este relevador es también muy conveniente para protección de aparatos contra sobre calentamientos donde $I^2 t = K$ es también la corriente contra las características de calentamiento de muchos aparatos. Las aplicaciones típicas son en transformadores aterrizados, transformadores de potencia, cables caros y trayectorias de conductores. Figura 6.9 muestra una curva típica de calentamiento para 50 c/s para transformadores y generadores.

Una aplicación de particular importancia es en los generadores grandes los cuales pueden recibir el daño en sus rotores por sobre calentamiento si hay un desbalanceo de falla o carga, es permitido reparar demasiado tarde la falla en el sistema. En este caso un relevador extremadamente inverso de características tiempo-corriente es suministrado a través de un filtro de secuencia negativa y la constante es ajustada por la escala del multiplicador de tiempo de acuerdo al tipo de maquina.

Entonces un relevador debe de ser bien diseñado par poder operar en fracciones de segundos en corrientes pesadas o severas o miles de segundos en corrientes bajas. Este tiene que ser muy preciso en orden exacto para afrontar las características de temperatura de los generadores que no pueden apagarse demasiado pronto o abajo de lo necesario, lo que es importante si es una maquina grande. Los mejores relevadores de este tipo se presentan disponibles usando unas bolas envueltas.

Otras aplicaciones de su uso de estos relevadores son para una discriminación exacta con fusibles lo que es imposible con las curvas I.D.T.M. y también para recierres de circuitos de distribución después de una interrupción larga.

7.1.8 CARACTERISTICAS ESPECIALES

Debido a que las Fabricas Americanas han usado un superlativo en el termino relevador extremadamente inverso, es difícil encontrar un nombre descriptivo para los relevadores que son aun mas inversos por ejemplo, aquellos que con una características tiempo-corriente $I^n t = K$ donde $n > 2$. muestra que las características de los fusibles encerrados se aproxima a la ley $13.5 t = K$ así que la característica del relevador $I^2 t = K$ no es tan buena en un periodo; pero, si es la mejor que puede usar con relevadores electromagnéticos. Con relevadores estáticos, no obstante es fácil obtener una curva característica, $13.5 t = K$.

7.2 APLICACION DE LOS RELEVADORES DE TIEMPO-CORRIENTE

En otras reglas los relevadores de respaldo deben de tener corrientes de pick-up que se ajusten a cada uno de ellos de modo que operen inmediatamente para todas las fallas en circuitos adjuntos y su ajuste de tiempo debe ser lo suficientemente grande para permitir a los relevadores trabajar primero en un circuito fallado. Esto se facilita usando relevadores con características de tiempo-corriente similares, por ejemplo, los relevadores diferenciales y otros rápidos deberían tener un relevador de tiempo definido para respaldo.

En alimentadores cada relevador debe de tener un relevador de respaldo en la sección próxima, además, desde la fuente de poder así que la característica tiempo-corriente del relevador de respaldo debe ser intermedia entre las características de los relevadores de cada lado de este, por ejemplo, con fusibles en las derivaciones de carga y los relevadores I.D.M.T. en el suministro, y los relevadores extremadamente inversos, deben ser usados en la subestación cercana a los fusibles y un relevador muy inverso en la subestación próxima al suministro así que debe haber una diferencia selectiva entre todos los niveles

de corriente; con esto se asume que las derivaciones son aceptables y los ajustes del multiplicador han sido escogidos para prevenir cualquier cruzamiento de las características tiempo-corriente en posibles valores de corrientes de falla.

Antes consideraremos el ajuste de estos relevadores, las siguientes definiciones pueden servir de ayuda.

PALANCA DE AJUSTE DE TIEMPO (T.L.S.-U.S.A.) O AJUSTE MULTIPLICADOR DE TIEMPO (T.M.S.-U.K.)

Es un medio de ajustar el movimiento del paro de respaldo el cual controla el recorrido del disco y por lo tanto varia el tiempo en el cual el relevador cierra sus contactos para valores de corriente de falla.

Esto debería de hacerse notar que la escala que marca el T.L.S. es de 0.10 en los U.S.A. dividida dentro de 10 divisiones iguales, mientras que la escala que marca el T.M.S. es de 0.1 en la U.K. la escala que se va a usar para calibrar será proporcional al tiempo de operación en diez veces el valor de la derivación. El sistema posterior tiene la ventaja que solo el máximo T.M.S. de la curva de tiempo es requerida (a pesar de la familia de curvas para diferentes T.L.S.) y el tiempo de operación esta indicado por las curvas de tiempo del T.M.S.

BLOQUE DE DERIVACION O PUENTE DE AJUSTE

Un mecanismo que provee un rango de ajuste de corriente en el cual el relevador empezara a operar.

ERRORES DE PICK-UP

Muchos errores en los valores de la corriente en el cual el disco comienza a moverse y en el cual sus contactos cierran, se expresan como un múltiplo del ajuste. En U.S.A. el valor del comienzo y cierre deben ser como $\pm 2\%$ del valor de la derivación. En la

U.K. el valor de cierre de los contactos debe de exceder el valor del comienzo del movimiento del disco para un valor entre 0 y 5 %.

SOBRE-DISPARO

Este es definido como el tiempo de cierre de los contactos en 20 veces el ajuste de la corriente con el máximo recorrido del disco y el mínimo tiempo para alcanzar el punto donde la corriente debe disparar en orden para prevenir los contactos de cierre, debido al momento del disco.

7.2.1 REGLAS PARA EL AJUSTE DE RELEVADOR I.D.M.T. EN FALLAS DE FASE

El relevador debe de alcanzar un mínimo al final de la próxima zona protegida , el relevador R_1 , debe operar para una falla en R_3 con la mínima corriente de falla (para relevadores de fase, esta es una falla de fase a fase con una mínima generación).

El ajuste de la corriente no debe ser menor que la carga máxima, usualmente 1.5 por la relación de transformador de corriente, monitoreado por un relevador de bajo voltaje.

En el cálculo del ajuste de la corriente la tolerancia debe ser hecha por el factor que en Inglaterra la B.B.S. hasta ahora permite, al pick-up del relevador variar desde 1.05 a 1.3 veces del valor de la derivación aquí la B.B.S. esta entre comillas porque otros países no tienen especificaciones exactas para relevadores de tiempo-corriente.

Donde la generación de ondas varia, es preferible un pick-up bajo, a permitir muchas fallas al operar sobre la parte de la curva del tiempo definido; Sobre el otro lado, donde la generación es suficientemente constante, los pick-up altos deben usarse para operar sobre la parte inversa de la curva y por eso se obtienen los más bajos tiempos de operación y la fácil discriminación, ver la figura 7.4.

El multiplicador de tiempo debe ser escogido para dar un tiempo lo mas bajo posible para los relevadores al final del sistema más remoto desde la fuente pero el espacio de los contactos no debe ser pequeño para permitir disparos accidentales debido a choques mecánicos. En las siguientes secciones de línea el multiplicador de tiempo deberá ser escogido para dar el deseado intervalo selectivo desde el relevador anterior en las

máximas condiciones de falla (para relevadores de fase de esto es una falla trifásica justo mas allá del próximo bus con la máxima generación). El ajuste del multiplicador de tiempo debe permitir no solo el tiempo del próximo interruptor pero también para sobre-disparos y errores en los relevadores.

El control direccional debe ser usado en lugares donde no hay suficiente diferencia entre las corrientes de fallas y bajo fallas entrando a los alimentadores en el bus de una subestación dada, para permitir la graduación de la corriente. Esto puede ser echo en una subestación donde se reciben los extremos de dos líneas paralelas o puede hacerse en una subestación en la mitad de un lazo cerrado, remoto desde la fuente de poder.

7.2.1.1 AJUSTE DE LOS RELEVADORES I.D.M.T. EN FALLAS A TIERRA

El ajuste de los relevadores de tierra están previstos de una discriminación entre interruptores que es mucho más fácil que con relevadores de fase porque estos están energizados con la corriente residual la cual es cero bajo condiciones normales. Además la impedancia de secuencia cero del sistema es mayor que la positiva o negativa y es aterrizado en el transformador más cercano. Estos principios que la corriente residual varía principalmente con la distancia a la falla y es menos afectada por las condiciones de generación.

Las mismas reglas son aplicadas para ajustes de relevadores de fase, excepto ejemplo (b) puede ser ignoradas. Los tiempos rápidos de disparo pueden ser archivados por que (a) los ajustes del pick-up pueden ser abajo de los valores de carga, (b) habrá una gran diferencia en las corrientes para fallas en los extremos cercanos y lejanos de la sección protegida, además que el tiempo para una falla en el extremo lejano tendrá a ser suficientemente alta por discriminación, aunque el ajuste sea menor para una falla en el otro extremo cercano.

El camino más rápido y efectivo para obtener los ajustes del relevador tiempo-corriente es usar un papel log-log y un monograma plástico correspondiente a la curva tiempo-corriente.

El valor de la derivación de corriente mueve el monograma a lo largo del eje del tiempo además que, por movimiento del monograma da el pick-up y los valores de tiempo requeridos, la corriente y el ajuste del tiempo están dados inmediatamente. En los U.S. las familias de curvas de los T.L.S. están sobre un trazo transparente y en su lugar es usada una curva plástica.

7.2.2 APLICACION TIPICA DE RELEVADORES I.D.M.T.

Nos muestra el efecto de estas tolerancias sobre la discriminación de los intervalos requeridos para asegurar la selectividad entre relevadores sucesivos. Se podría ver en el dibujo que una falla de 1000 amperes. Podría causar que el relevador R_2 I.D.M.T. , el cual opera en 2.8 segundos y su ajuste es de 1.0 T.M.S. tiene un error de $0.07 * 3 = 0.21$ segundos; el relevador R_3 opera justo sobre los dos segundos y tiene un error permisible de 0.14 segundos. Estos errores pueden ser +/- y deben ser por lo tanto adicionados al intervalo total selectivo requerido que es de 0.35 segundos para un error amplio de 0.05 segundos para sobre-disparo y de 0.1 segundos para el tiempo del interruptor, haciendo un total de 0.5 segundos, asumiendo que el interruptor nunca exceda su tiempo de 0.1 segundos en fallas debido a corrientes bajas.

Para el relevador R_1 (3.8 segundos en 1000 amperes) un intervalo selectivo de 0.6 segundos se requiere para el ajuste de tiempo bajo, el intervalo selectivo puede ser pequeño porque los errores son un porcentaje menos.

Actualmente es muy común en la practica usar un intervalo selectivo fijo de 0.4 segundos pero debe ser mucho mejor usar un intervalo de $0.2 \pm 0.1 t$. Donde t es el tiempo de operación del próximo relevador desde la trayectoria de la fuente en las condiciones máximas de fallas asumiendo cinco ciclos de los interruptores. Los 0.2

segundos permiten para que el tiempo del interruptor amplie el sobre-disparo del relevador y los 0.1 t es la suma de los errores sobre dos relevadores vecinos.

7.2.3 PERFECCIONAMIENTO DE SELECTIVIDAD

Cuando un sistema de distribución es suministrado desde un sistema de potencia de alta tensión y el máximo tiempo permitido para que los relevadores del sistema de distribución no deban exceder como lo muestra la figura de 1.5 segundos esto es extremadamente difícil, si no es imposible, el ajuste del tiempo de los relevadores de sobre-corriente en el sistema de distribución están provistos de adecuados los intervalos selectivos.

Estas son algunas maneras severas de solventar estos problemas:

- a) Ajustando los relevadores para que estos operen en la parte inversa de la curva I.D.T.M.
- b) Usando relevadores muy inversos para obtener grandes tiempos de selectividad para dar una diferencia en corriente y permitir ajustes de corrientes bajas.
- c) Obteniendo relevadores más precisos.
- d) La adición de unidades instantáneas de corriente o unidades de impedancia.

Las primeras dos sugerencias ya han sido discutidas pero los relevadores correspondientes tienen además (c) que no han sido unidades viables recientemente. Los relevadores de disco de inducción están ahora disponibles en el cual el sobre-disparo es menor que un tercer valor de la B.B.S. (alrededor de 0.03 segundos); el error de la bobina de derivación tiene que ser eliminado por una nueva bobina técnica descrita anteriormente, y los errores debido a la variación magnética en electromagnetos pueden ser minimizada por un ajuste en el relevador. La eliminación del sobre-disparo es lograda por el uso de un disco ligero y un electromagneto el cual tiene un par extremadamente alto y por lo tanto requiere un correspondiente salto magnético fuerte para reunir la curva B.S. , con el resultado que la alta fuerza del salto para el disco casi instantáneamente después de que la corriente de falla es interrumpida.

El método de la eliminación del error en la derivación es usado por la English Electric Co. Y sus licencias son para sacar un multiconductor en forma de banda sobre el núcleo en vez de un conductor sencillo, conectando el final de cada conductor al principio del otro, y así sucesivamente, así que todos los conductores están en serie y cada conductor atraviesa esencialmente la misma trayectoria como lo muestra la figura 7.15.

Las derivaciones están conectadas a las uniones de los conectores así que cada ajuste involucra un número diferente de vueltas pero todas las vueltas son magnéticamente equivalentes. Esto de curvas tiempo-corriente de idéntica forma sobre todos los ajustes mientras que el método ordinario de la bobina con un conductor sencillo, las variadas pérdidas magnéticas con la distancia promedio, de las vueltas desde el núcleo y desde los finales de la bobina, y se puede crear un error de pick-up sobre un 5 % lo cual es eliminado en el multi-cable de la bobina.

7.2.4 APLICACION DE UNIDADES INSTANTANEAS

La última solución (d) menciona sobre el uso de las unidades instantáneas figura 7.8, el cual se ajusta para cubrir una gran parte de la línea, también es posible que el ajuste de tiempo del próximo relevador hacia la fuente necesita solo de 0.3 Segundos con 5 ciclos del interruptor. Porque usando estas unidades instantáneas en toda la sección todas las fallas son aclaradas instantáneamente excepto, aquellas que en el final de la zona en la cual deben ser aclaradas en mucho menos de $\frac{1}{2}$ segundo. Esto es particularmente importante para los relevadores cercanos a la fuente porque (a) es aquí donde pueden ocurrir las fallas más severas (b) en ajuste del tiempo de estos relevadores deben ser menos que aquellos relevadores de la fuente de poder (c) este es generalmente el lugar más fácil para aplicarlos, porque la diferencia en las corrientes de fallas en los dos extremos de la sección de la línea es grande cerca de la fuente.

Desgraciadamente hay muchos casos donde la impedancia no es suficiente en las secciones de la línea del sistema de distribución para proveer una diferencia razonable de corriente en los dos extremos de cada sección protegida. En algunos casos la unidad instantánea de sobre-corriente puede ser remplazada por una unidad “mho” (impedancia direccional).

Una unidad de impedancia o unidad mho tiene la ventaja que su alcance no es afectado por la magnitud de la corriente y si los diseños propios, no son afectados por condiciones transitorias, como ondas de corriente, tal que pueda ser ajustada para cubrir un 95 % de la sección protegida y por ello prevé un esclarecimiento instantáneo de 90 % de las fallas.

La zona donde más se necesita colocar otras unidades instantáneas de sobre-corriente o unidades mho sobre la sección de la línea más cercana a la fuente porque no es solo, la diferencia en grandes corrientes de fallas cercanas a la fuente, pero esta es la necesidad más grande para un rápido disparo porque las corrientes pesadas de falla son allí.

7.2.5 APLICACION DE LOS RELEVADORES MUY INVERSOS DE TIEMPO-CORRIENTE

El relevador de sobrecorriente de tipo muy inverso es particularmente conveniente en casos donde hay una reducción substancial de corriente de falla como es el incremento de la distancia desde la fuente de poder. Las características de estos relevadores son tales que su tiempo de operación son aproximadamente el doble para una reducción en la corriente desde 7 a 4 veces el ajuste multiplicador del contacto del relevador. Permite el uso del mismo tiempo de ajuste multiplicador para diversos relevadores en serie.

Se puede asumir que la misma corriente de falla en las subestaciones C, B y A es de 1225,700 y 400 amperes respectivamente, en la relación de 7 a 4 entre subestaciones sucesivas. Esto se ve que con los ajustes del relevador de estado sólido se obtiene una diferencia de 0.3 segundos en el tiempo de disparo de interruptores adyacentes, a pesar

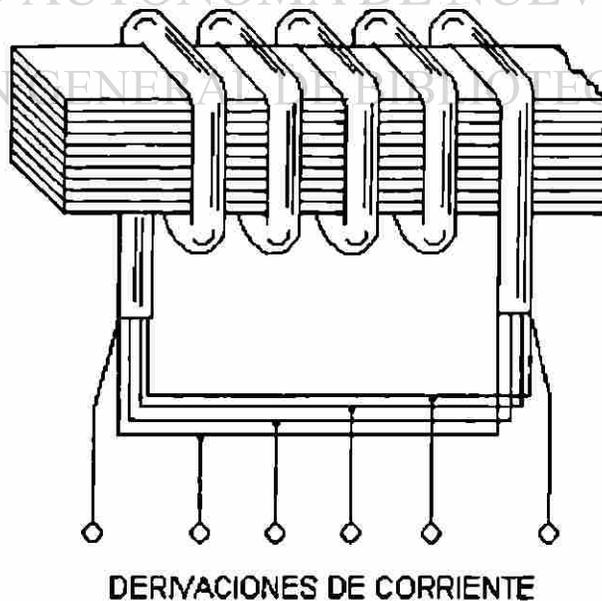
de que todos los relevadores tienen el mismo tiempo de ajuste multiplicador de 0.15 segundos.

Una comparación es dada en la misma figura donde se muestra la imposibilidad de obtener el mismo tiempo de ajuste usando un relevador estándar I.D.M.T.

Este relevador muy inverso no solo reduce el tiempo de disparo entre los interruptores porque invariablemente tolera un ajuste multiplicador de tiempo bajo para ser empleado y los errores solo serán del 7 % del tiempo mínimo de operación, abajo de un valor mínimo de 0.1 segundos (B.B.S.), el margen entre los pasos de tiempo graduado puede reducirse.

Los relevadores muy inversos de tiempo-corriente son particularmente efectivos con fallas a tierra porque estos pasos característicos, se acoplan con el factor de que la corriente de secuencia cero varía con la distancia a la falla mucho mas que con fallas de fase (Sección 7.2.1). Esto permite bajos ajustes de multiplicador de tiempo que deben ser usados fuera de la discriminación de perdidas entre las subestaciones.

Fig 7.9 Arreglo de la bobina del relevador para cero error en la derivación



7.2.6 APLICACION DE LOS RELEVADORES EXTREMADAMENTE INVERSOS DE TIEMPO-CORRIENTE

Algunas veces es difícil encontrar un relevador inverso que tenga las características convenientes para graduarlo con fusibles y con el mismo tiempo para permanecer inoperante sobre corrientes de interrupción. Este problema puede ser resuelto con éxito por la característica de tiempo largo del relevador extremadamente inverso para valores normales de picos. La aplicación de estos relevadores sobre un sistema de 11 KV suministrando a un transformador de distribución a través de un fusible de alto voltaje e indicando una diferencia de 0.45 segundos entre la operación del relevador y el tiempo de aclaración del fusible en el nivel máximo de falla, el cual permite el tiempo del interruptor del circuito y variaciones en el tiempo de operación del fusible.

Estos relevadores también pueden ser usados en conjunción con una red de secuencia negativa para la protección de generadores grandes, estas características pueden ser hechas para seguir cerradamente la corriente de secuencia negativa de fase de cualquier generador porque variando el ajuste del multiplicador de tiempo y/o el ajuste de la corriente, por eso se da un rango de ajuste de $(I^2 t)$ desde 7 a 70. La característica de este relevador permite que un generador salga de servicio innecesariamente, pero el disparo puede ocurrir por daños de condiciones anormales que ocurren en el sistema de potencia.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Es también posible usar un relevador extremadamente inverso para la protección de generadores contra sobrecargas y fallas internas. El promedio de un generador bajo condiciones de falla es que alcanzan un valor sostenido de corriente de corto-circuito en 3 o 4 segundos, este valor puede ser a menudo abajo de dos veces del rango de la corriente continua del generador, dependiendo del valor de excitación y si tiene control manual o automático.

En el pasado se tenían dificultades en la correcta selección del ajuste conveniente del relevador cuando se usaba el relevador estándar I.D.M.T. y era necesario seleccionar un ajuste el cual no solo discrimine a otros relevadores de sobrecorriente en el sistema y sea

inoperante en sobrecargas momentáneas, pero que sea operante en la corriente de corto circuito sostenida del generador o en una mínima operación alcanza el valor sostenido. El otro problema es complicado por el efecto del daño de las corrientes offset sobre el daño al relevador.

Un relevador extremadamente inverso aplicado a un equipo de transformador generador. Esto aparenta que las características son tales que el relevador da una protección adecuada en los valores bajos de sobre carga en el tiempo correspondiente al rango térmico seguro de ambos, el generador y el transformador, el resto del periodo amplía el tiempo para la discriminación con otros relevadores de sobre-corriente del sistema.

Otro uso para los relevadores de sobre-corriente extremadamente inverso es el restablecimiento de la carga.

Después de un paro bastante grande para permitir que los motores de los refrigeradores, equipo industrial etc. Separen las impedancias de la carga muerta es un décima de lo normal y cuando el interruptor es recerrado la corriente de inrush es comparable con la corriente de falla.

Con los relevadores ordinarios I.D.T.M. el alimentador falla porque supone un disparo fuera de nuevo después del recierre porque, con el relevador extremadamente inverso, el cuadrado de la ley de la graduación del tiempo en muchos casos es bastante para distinguir entre la persistente corriente alta de una falla y la rápidamente decadente corriente de inrush de la carga, los filamentos de los focos se vuelven incandescentes y los motores incrementan en su velocidad.

7.3 LIMITES PERMISIBLES DE ERROR

El Instituto Británico para la Especificación de los estándares B.S. 142.1953 permiten errores de +/- 30 % en el pick-up y +/- 12 % en el tiempo de 2 a 4 veces del pick-up y +/- 7 % en el tiempo de 4 a 20 veces en el pick-up.

El 30 % del error en el pick-up es demasiado grande porque fue permitido en los tempranos días de la ineficiente mecánica de las banderas. La repentina transición de 12 % a 7 % en el error en 4 veces el pick-up es igualmente poco realista y un método más lógico de definir el error permisible es explicado en el siguiente párrafo.

7.3.1 UN NUEVO METODO DE DEFINIR LOS LIMITES DE ERROR

Para los relevadores inversos de sobre-corriente el tiempo de operación se aproxima al infinito de corriente de pick-up, y para el más pequeño incremento de corriente justo más grande que el pick-up, el tiempo de operación disminuye muy rápidamente. De esa manera un pequeño cambio en la corriente causa un considerable incremento en el tiempo de operación.

En grandes corrientes y correspondientemente en tiempos cortos de operación la característica puede volverse menos saturada; de esa manera un pequeño porcentaje en la desviación de la corriente causa un regular pequeño porcentaje en la desviación del tiempo.

— Para una verdadera característica $I_t = K$ el relevador no debería tener una bobina de restricción para proveer un valor de corriente de pick-up fija, y la pendiente de su característica tiempo-corriente debe ser constante; por lo tanto el porcentaje de error de la corriente. Si nosotros por lo tanto escribimos $I_n t = K$, el caso de arriba es cuando $n = 1$.

El máximo porcentaje de error permisible debe ser igual a la clase de índice y debe ser definido en términos de corriente o tiempo, cualquiera produce el error de tiempo largo.

Esto implica que para $n < 1$ el error debe ser definido en términos del porcentaje de error del tiempo para cualquier corriente particular y que para $n > 1$, el error debe de ser

definido en términos de porcentaje de error de la corriente para cualquier otro tiempo particular.

Normalmente para el propósito de cualquier prueba o medición, I es la variable independiente y t es la variable dependiente; por lo tanto si se pudieran tener preferiblemente todos los errores tabulados en términos de los errores del tiempo para poder elegir el valor de la corriente.

Para cualquier característica particular el máximo porcentaje de error de corriente permitido puede ser fácilmente convertido dentro del máximo porcentaje de error de tiempo permitido para elegir el valor de la corriente. Cuando el ajuste multiplicador de tiempo es igual a 1.0 segundo. Para estos propósitos las curvas deben de ser preferentes dibujadas sobre un papel log-log gráfico, la ley es $In-t = K$ es entonces una línea recta.

- 1) Se traza una tangente a la curva tal que la ley para la tangente es $It = K$.
- 2) Anote los valores de corriente I_0 en los cuales la tangente toca la curva.
- 3) Para todos los valores de corriente en exceso de la I_0 y menor que la I_{max} . El porcentaje de error del tiempo permitido para cualquier corriente dada debe ser igual a la clase del índice C .
- 4) Para todos los valores de corriente menores que la I_0 , abajo e incluyendo el pick-up, el porcentaje de error de la corriente permitida para cualquier tiempo dado debe ser igual a la clase del índice C .
- 5) En cualquier selección de corriente menor que la I_0 y mas que el pick-up, se traza una tangente a la curva en ese punto.
- 6) La ley para esta tangente será $In-t-k$. Determinar n . Esto es convencionalmente determinado para leer una grafica cualquiera de los dos puntos sobre la tangente y la ecuación es:
$$\left(\frac{I_2}{I_1}\right)^n = \frac{T_1}{T_2}$$
- 1) El máximo error del tiempo permitido para elegir la corriente es ahora dado por nC donde C es la clase del índice.

- 2) Si (5) o (7), Son repetidas para valores de corriente sobre el rango requerido, una tabla del porcentaje de error de tiempo permisible puede ser construido.

Esto tiene que ser dado por la B.S.S. de la sección 3 de la característica y también la característica del extremadamente inverso; y las tablas están dadas en las tablas 7.1 y 7.2 respectivamente.

Considerando de estas tablas que, para valores de corriente disminuyendo hacia el pick-up, el máximo porcentaje de error de tiempo permitido se incrementa de acuerdo a la inclinación de la característica tiempo-corriente y en esta trayectoria el error de tiempo permisible es hecho para que corresponda con los requerimientos de la característica, incluso puntos sobre la característica fraccionalmente arriba del pick-up y también para característica aproximándose a un tiempo definido.

En esta trayectoria los errores pueden ser citados desde el pick-up, sobre el limite del rango efectivo I_{max} . Esto es debido a que el error permisible del pick-up es igual a la clase del índice y el error de tiempo fraccionalmente permitido arriba del pick-up corresponde con el n_x de la clase del índice. Si el tiempo infinito es aprovechado de esa manera como n en el pick-up y por lo tanto el porcentaje de error de tiempo también es aprovechado infinitamente.

En resumen, esta es una simple y más efectiva trayectoria de definir el error porque:

- a) El porcentaje de error del pick-up es igual a la clase del índice C.
- b) Para $n < 1$ el porcentaje de error de la corriente es igual al de la clase del índice C.
- c) Para $n < 1$ el porcentaje de error del tiempo es igual a la clase del índice C.

- d) Este método es aplicable a todos los tipos de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso de todas las formas que puedan ser las características.

TABLAS 7.1

I MULTIPLoS DE EL VALOR DE LA DERIVACION	t (SEGUNDOS)	MAXIMO PORCENTAJE DE ERROR DE TIEMPO PERMITIDO
1.3	32.6	5.94 C
1.5	18.4	2.95 C
2	10	1.37 C
2.5	7.46	1.12 C
3	6.22	C
3.5	5.47	C
4	4.97	C
5	4.3	C
10	3	C
20	2.2	C

Tabla 7.1 Características de porcentaje de error de tiempo permitido

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

TABLA 7.2

I MULTIPLoS DE EL VALOR DE LA DERIVACION	t (SEGUNDOS)	MAXIMO PORCENTAJE DE ERROR DE TIEMPO PERMITIDO
1.3	166	12.72 C
1.5	43.5	6.125 C
2	14.5	2.82 C
3	5.13	2.33 C
4	2.76	2.03 C
5	1.79	1.818 C
10	0.6	1.307 C
14	0.404	C
18	0.33	C
20	0.308	C

Tabla 7.2 Características de porcentaje de error de tiempo permitido

En ambas tablas de arriba no es el porcentaje de error de tiempo permitido para $n > 1$. En la clase del índice C.

Un método alternativo considerado en los E.U.A., es medir el error en una dirección normal a la curva tiempo-corriente, por ejemplo el error permisible se expresa como $E = C \text{sen} \lambda$ (7.4), donde λ es el ángulo de inclinación y es calculado de la misma manera anterior, por ejemplo, tomando dos puntos sobre la tangente y calculando la

siguiente expresión $\frac{T_1 - T_2}{i_1 - i_2}$ lo cual es la tangente del ángulo de inclinación, por

ejemplo: $\lambda = \text{tag}^{-1} \frac{dt}{di}$

Una formula un poco más conveniente para condiciones de prueba es $\varepsilon = C \cosh \lambda$ (7.5) a condición de que no midiera el tiempo abajo de dos veces el valor mas alto de la corriente.

7.3.2 METODO DE DEFINICION DE LA FORMA DE LA CARACTERISTICA

Se debe ser necesariamente capaz para graduar el tiempo de los relevadores extremadamente inversos con fusible y, posiblemente con otros necesarios usando un efecto calorificó. El corto tiempo del efecto calorificó depende de $I^2 t = K$, es por consiguiente deseable que la característica del relevador debería adaptarse a esta ley en las corrientes altas.

Todos los mecanismos afectados por el efecto calorificó tienen un máximo rango continuo y en nuestro caso, esta es la máxima corriente que puede ser suministrada por un tiempo infinito. Para adaptar correctamente, esta corriente debe ser igualada con la corriente de pick-up debe ser aprovechado infinitamente.

En este caso la ley para el relevador debe ser: $t = \frac{K}{I_1 - I_{2p}}$ (7.6)

donde:

t = tiempo en segundos.

I = Múltiplo de la derivación de la corriente.

I_p = El múltiplo de la derivación de la corriente en el cual ocurre el pick-up.

K = Constante la cual determina el tiempo de retardo.

Muchos relevadores electromagnéticos adaptan esta ley sobre algunas corrientes máximas. Si esta corriente usualmente excede el tiempo del relevador, se vuelve más grande que la obtenida con la ley de arriba. Esto es debido al defecto del relevador por ejemplo; la saturación y la inercia de los movimientos del sistema. Futuros desarrollos mejoran fuerzas en la cual estas características no deben ser prevenidas por

estandarización sobre una característica la cual es dependiente sobre cantidades dadas sobre estos efectos indeseables. El sistema sugiere por lo tanto más exactitud en la ley de arriba sobre algunos rangos particulares de corriente.

La contraparte de esta para el relevador muy inverso, es usar la expresión:

$$t = \frac{K}{I - I_p} \quad (7.7)$$

Muchos de los argumentos anteriores son aplicados para esta característica menos inversa. Un punto importante es que el nivel debe ser más exacto en corrientes altas si las características del relevador deben ser adaptadas a estas leyes, en lugar de tender a un tiempo definido en corrientes altas. Esto resulta en una gran ventaja que debe ser capaz de calcular la forma de la característica de una manera más simple.

Esto debe de hacerse notar en conjunción con estas leyes que nunca va a poder ser menor que I_p , lo cual, es argumento en favor del método de la definición del error dado en la sección 7.3.1 (n es el índice de I en la relación $I^n - t = K$).

7.4 RANGOS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

En la U.K. es cuestionable expresar el pick-up de los relevadores de sobrecorriente como un porcentaje de la corriente secundaria de los transformadores de corriente pero en el resto del mundo esta expresado directamente en amperes. Por ejemplo un relevador de tierra suministrado por transformadores de corriente de 5 amperes puede tener 7 ajustes para un rango de 1 a 4 amperes (20 % a 80 %). El porcentaje marcado usando en la U.K. tiene la ligera ventaja de ser el mismo rango para diferentes transformadores de corriente pero, el ultimo es más fácil para un hombre que esta probando los relevadores y eliminar los necesarios para especificar la corriente secundaria de los transformadores de corriente. Casi todos los otros países señalan los ajustes en amperes.

eliminar los necesarios para especificar la corriente secundaria de los transformadores de corriente. Casi todos los otros países señalan los ajustes en amperes.

7.4.1 FALLAS DE FASE

El rango estándar de las derivaciones de corriente para relevadores de fallas de fase en la U.K. es:

PORCENTAJE	50	75	100	125	150	175	200	%
5 amp. Tc's	2½	3.75	5	6.25	7.5	8.75	10	amp.
1 amp. Tc's	0.5	0.75	1.0	1.25	1.5	1.75	2	amp.

Tabla 7.3 Estándar de las derivaciones de corriente

En los U.S.A. hasta hace poco el rango estándar fue 4/5/6/8/10/12/16 amperes Para transformadores de corrientes estándares de 5 amperes, los cuales eran invariablemente usados para protección de alimentadores. Últimamente se han movido los rangos de 3 a 12 amperes son raramente usados excepto en relevadores instantáneos de sobre-corriente.

7.4.2 FALLAS A TIERRA

Los relevadores de corriente residual figura 7.12 pueden ser mucho más sensitivos que los relevadores de fase, porque la corriente residual es normalmente cero excepto para fases desbalanceadas.

En muchos países un rango popular de derivación es 1/1½/2/2½/3/4 amperes para un transformador de corriente de 5 amperes lo cual es del 20 % al 80 % del rango del tc's. Un rango mucho mas sensitivo usado algunas veces es de 10 % a 40 %. Cuando es usado 1 amp. En el secundario de tc's seguramente el rango será correspondientemente reducido cuando marque en amperes.

7.4.3 PROGRESION GEOMETRICA CONTRA ARITMETICA DEL AJUSTE

En muchos países las derivaciones se incrementan en números enteros o en progresiones aritméticas. Un típico relevador de fase por ejemplo puede ser marcado 3/4/5/6/8/10/12 amperes. Otros ejemplos son dados en la tabla de arriba la cual tiene un incremento del 25 %. Estas costumbres resultan en imprevisiones en el pick-up del relevador sobre cada derivación o necesita arreglos en las vueltas lo cual hace mas caro y reduce la confiabilidad del relevador, además, las derivaciones aritméticas dan variación en la precisión del ajuste.

Si la progresión geométrica de los valores de la derivación fuera usada en la construcción de la bobina sería simple, habría menos error en el ajuste. Esto es porque los valores de la derivación son inversamente proporcionales a las vueltas de la bobina, así que para números redondos de la derivación se requiere fracciones de vueltas en las derivaciones de la bobina. Un incremento constante de vueltas en derivaciones consecutivas debe permitir que el pick-up del relevador pueda ser ajustado dentro de la misma precisión o sobre cualquier derivación. Los rangos de derivaciones preferentes son:

PORCENTAJES	50	60	75	100	125	150	200	%
5 amp. Tc's	2.5	3.0	3.75	5.0	6.0	7.5	10	amp.
1 amp. Tc's	0.5	0.6	0.75	1.0	1.2	1.5	2.0	amp.

Tabla 7.4 Estándar de las derivaciones de corriente del pick-up del relevador [®]

Se ve que, con las derivaciones preferentes, allí es casi una razón constante entre los valores consecutivos de la derivación, así que los ajustes pueden ser hechos con la misma precisión en cualquier rango. Con las derivaciones estándares que se dan en la tabla anterior, Hay un incremento del 50 % entre los dos ajustes más bajos y solo un 13 % entre los dos mas altos.

7.5 PROTECCION DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

Es obvio que los relevadores en una línea radial sencilla necesitan ser direccionales porque, en el caso de líneas paralelas o líneas de circuitos cerrados, la magnitud de la corriente puede ser la misma en los dos alimentadores sobre el mismo bus excepto para le

relativa dirección de la corriente de falla, además la dirección puede cambiar con la posición de la falla.

La figura 7.10 muestra una red típica donde la dirección de la corriente depende de la posición de la falla y donde, aparte de la dirección, la corriente puede ser la misma en los dos relevadores en una subestación cercana a la mitad del circuito cerrado.

Por ejemplo, una falla en x debe producir corrientes similares en los relevadores D y E, excepto que la corriente en D esta entrando y que en E esta saliendo. Similarmente una falla en Y causa corrientes similares en los relevadores G y H. El control direccional de estos relevadores debe prevenir a los relevadores D y G de desconectar otras líneas sanas.

La figura 7.10 nos muestra las cargas en los alimentadores de poder. Donde estos existen tienen el efecto de la corriente creciente en la sección de falla y,, en algunos casos, reduciendo en secciones sanas así que el control direccional de los relevadores tiempo-sobrecorriente es rara vez necesario, especialmente donde estos relevadores tienen características de tiempo inverso o están sobre la parte inversa de una curva I.D.M.T.

En general el control direccional debe ser usado con instantáneos de sobrecorriente o relevadores de tiempo definido donde la máxima corriente de falla fluyendo a través de un relevador dentro del bus para una falla en algún otro alimentador que excede del 80 % de la mínima corriente que sale para una falla en el extremo lejano de la sección protegida.

En el caso de los relevadores de tiempo-sobrecorriente de disco de inducción se aplica un porcentaje bajo, por el sobrecorrido del disco y porque la operación del tiempo no debe variar mucho si las corrientes están sobre la parte definida de la curva I.D.M.T.

La decisión debe depender obviamente sobre la aplicación de preguntar porque una figura de un 25 % es segura por la aplicación general con relevadores de tiempo inverso o I.D.M.T.

El control direccional es también requerido donde la carga de corriente esta fluyendo normalmente hacia el bus y un ajuste bajo el pick-up de la corriente es requerido. Esto de seguro no es aplicable a relevadores de falla a tierra.

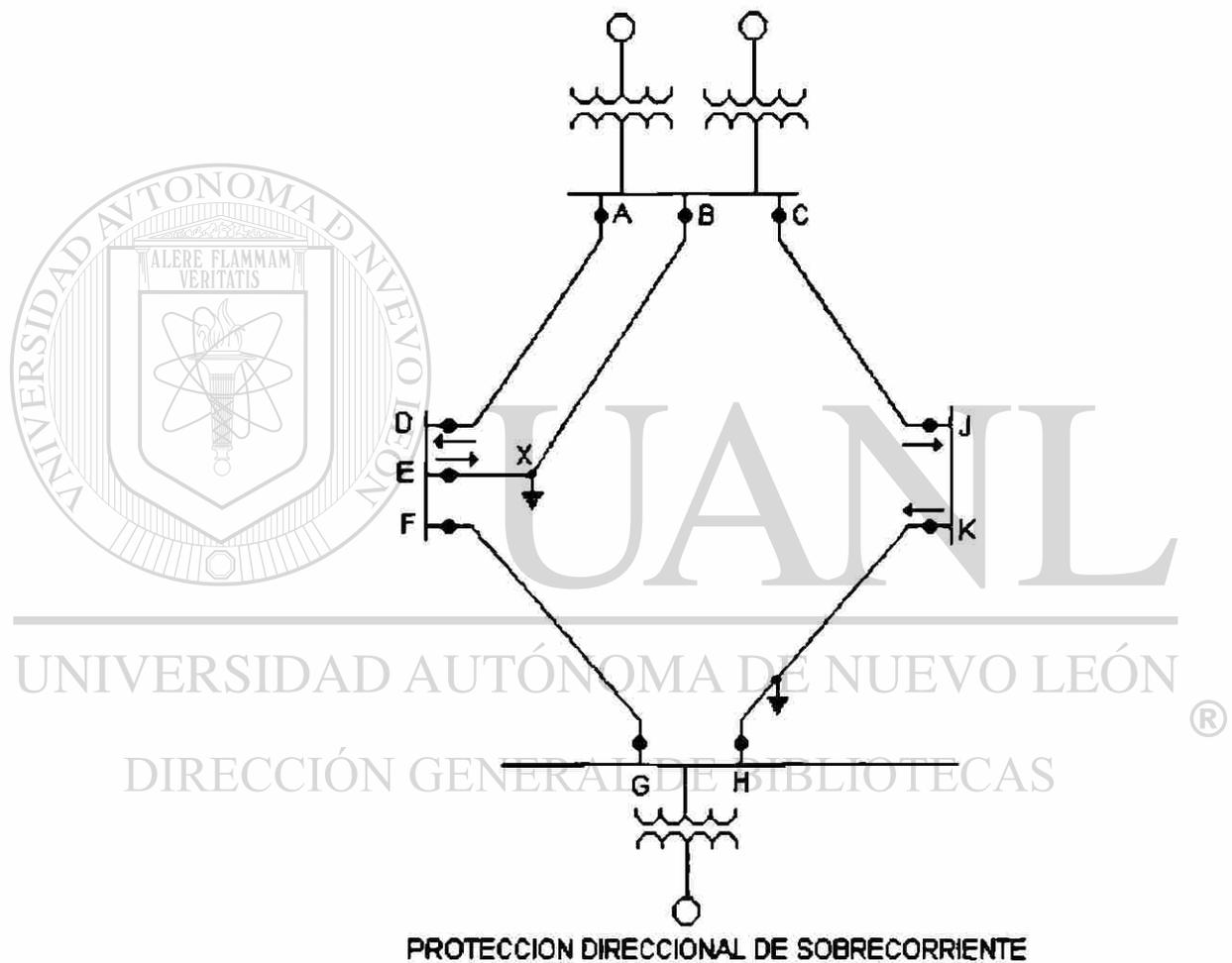


Figura 7.10 Esquema de protección direccional de sobrecorriente

7.5.1 FALLAS DE FASE

Debido a la posibilidad en la inversión repentina de la dirección de la corriente cuando la falla es aclarada y se restablece la carga, la unidad direccional debe ser más rápida y las unidades de copa de inducción son populares para estos propósitos.

Los contactos del relevador direccional pueden ser conectados ambos en serie con los relevadores de sobrecorriente o en serie con una bobina la cual previene al relevador de sobrecorriente de la operación a menos que el circuito este completo. El anterior es llamado control direccional y es preferible porque permite que el relevador de sobrecorriente comience a moverse solo para una falla en la dirección del disparo, por lo tanto elimina el riesgo de un disparo equivocado si la dirección de la corriente se invierte después de que la falla es aclarada.

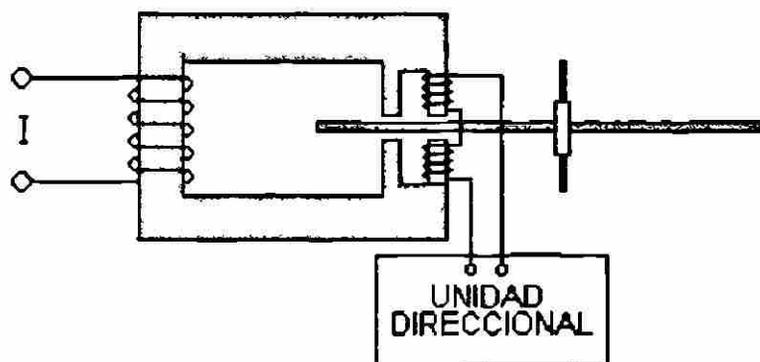
La figura 7.11-a muestra como un relevador de sobrecorriente de un polo magnético dividido que es direccionalmente controlado. La figura 7.11b muestra el método usado por el antiguo Watthorimetro del tipo magneto de sobrecorriente, el control direccional es más fácil debido a que haya una bobina a través de la cual los contactos de la unidad direccional pueden ser conectados al efecto del control.

Si la bobina de operación tiene la suficiente impedancia puede ser normalmente cortocircuitada por los contactos del relevador direccional pero este método es efectivo solo con relevadores operando abajo de 1 Amp. Porque la resistencia de los contactos es comparable con la corriente de la bobina la cual es corto-circuitada.

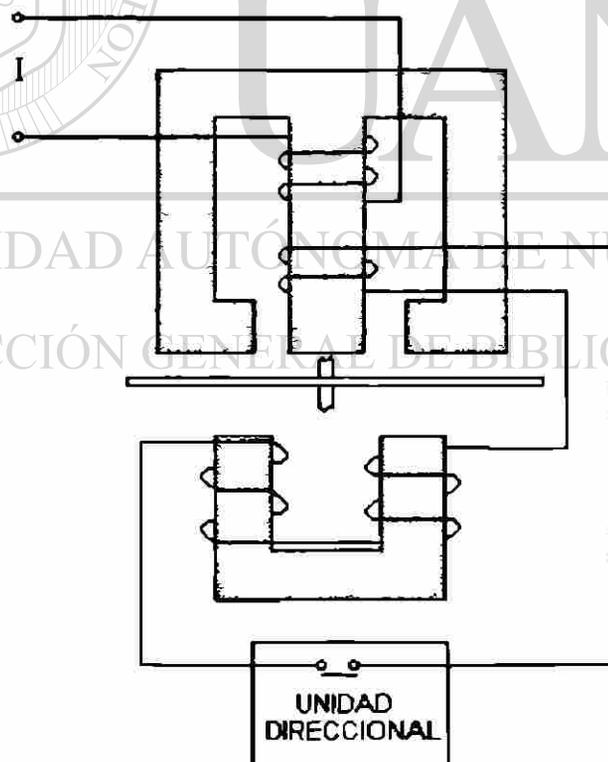
La unidad direccional usa corriente de la misma fase del relevador de sobrecorriente y es polarizada por uno de los potenciales de línea a línea, usualmente él, uno en cuadratura con la corriente por ejemplo, V_{bc} con la corriente I_a , porque (a) esto da un par máximo con la corriente retrasando la posición de la unidad del factor de potencia en 60° , usando una unidad de copa de inducción no teniendo que cambiar las principales fases; (b) esta conexión es menos afectada por el cambio de fases que ocurre cuando hay una conexión $\Delta - Y$ debido a un transformador de potencial entre el relevador y la falla.

Al principio los discos de inducción se usaban en unidades de Watthorímetros para propósitos direccionales. Donde esta unidad tiene el máximo par con la unidad del factor de potencia esto fue necesariamente usar el voltaje delta adyacente para polarizar por ejemplo, para usar V_{ca} con la Y , esto da el máximo par en 30° retrasando la posición de

la unidad de factor de potencia sobre una falla trifásica o 60° retrasando en una falla entre fases.



TIPO POLO DE SOMBRA



TIPO WATHHORIMETRO

Figura 7.11a 7.11b Relevador tiempo-corriente para control direccional

a) VOLTAJE RESTRINGIDO

En muchos sistemas la capacidad generante conectada, varia con condiciones de carga o tal vez una extensión que la mínima corriente de falla en un tiempo puede ser menos que la máxima corriente de carga en cualquier otro tiempo. Esto de seguro puede hacer que se dificulte el ajuste de los relevadores de sobrecorriente a menos que la unidad direccional este prevista con un voltaje restringido.

Incluso bajo carga pesada o condiciones de potencia balanceada el potencial sé ira acercando al normal, previniendo a la unidad direccional de la operación, pero, durante una falla en la sección protegida, sé ira cayendo a un valor que permitirá la operación. La unidad direccional se convierte, en efecto, un detector de falla de tipo mho.

Con un pick-up de impedancia entre los valores de carga y la falla, lo cual afortunadamente son ampliamente diferentes.

La unidad direccional asociada con el relevador de sobrecorriente en la fase A, también tiene una corriente de fase Ia, que es polarizada por el cuadrante potencial de Vbc y es restringida por el voltaje Vab.

El voltaje no restringido es requerido por los relevadores de tierra porque ellos trabajan sobre corrientes de secuencia cero la cual son normalmente cero bajo condiciones de carga y por lo tanto, evitar cualquier requerimiento para bloquear su acción.

b) DOS RELEVADORES CONTRA TRES

Los relevadores de sobrecorriente en dos de las fases y uno en el transformador de corriente en el circuito residual dan la protección completa para todas las fallas sobre

líneas o cables pero, en el caso de un transformador alimentador, la corriente en alguna de las fases puede ser dos veces mas que las otras dos fases así que en las tres fases se requieren relevadores.

En un sistema sobre-aterrizado donde no hay relevadores en el circuito residual, allí debe haber relevadores para cada una de las tres fases o si solo son usados dos, ellos deben de haber en el mismo, dos fases en todos los alimentadores; de otro modo ahí es un riesgo de una falla “cruce-campo”, (i.e dos fallas a tierra de fases sencillas simultáneas sobre diferentes alimentadores) complicando las dos fases que no tienen relevadores de sobrecorriente así que selectivamente el tiempo puede ser abajo del ajuste.

La discriminación entre relevadores puede ser abajo del ajuste sobre fallas de interfase con relevadores en solo dos fases (a) si hay un transformador de potencia $\Delta-Y$ entre los relevadores, (b) si hay una falla ligera y una carga pesada.

En resumen, relevadores de dos fases y un relevador de tierra son suficientes sobre sistemas aterrizados y relevadores de tres fases son convenientes sobre sistemas aterrizados a través de una impedancia alta o sobre aterrizado.

En el caso de relevadores de sobrecorriente direccionales se aplican las mismas consideraciones si las unidades direccionales son polarizadas desde cualquier otro potencial, los relevadores de tres fases y un relevador a tierra deben de ser usados.

c) UNIDADES DIRECCIONALES DE FASE SENCILLA

Las unidades direccionales de falla sencilla pueden usar corriente $\Delta-Y$ pueden ser polarizadas por cualquiera de los potenciales. Ciertas combinaciones, como quiera, son preferibles porque su ángulo de par máximo (MTA) es mas consecuentemente cerrado a la falla del ángulo de fase para todos los tipos de fallas. El MTA es el ángulo por el cual

el potencial aplicado al relevador lleva la corriente para el par máximo (o el ángulo por el cual la corriente retarda el potencial).

Las conexiones escogidas dependen del tipo de la unidad del relevador. Los primeros relevadores fueron adaptaciones de Watthorímetros y tiene el par máximo en la unidad del factor de potencia; la conexión a 30° fue la más conveniente para tales unidades porque su MTA fue 30° atrasando la posición de la unidad del factor de potencia bajo condiciones trifásicas y arriba de 90° atrasando el voltaje de falla para una falla entre fases o una falla a doble tierra. Esto da un par direccional seguro para todas las fallas de interfase sobre líneas de un promedio de ángulo de fase 50° pero puede operar incorrectamente durante la conducción de las condiciones de carga sobre una falla a tierra de una fase sencilla sobre el lado remoto de una conexión Δ -Y de un transformador de potencia.

La unidad de copa de inducción reemplaza la unidad de disco de inducción del Watthorímetro porque de su velocidad superior y eficientemente, se tiene un par máximo con una corriente de 30° conduciendo el voltaje aplicado a sus bobinas de potencial; por lo tanto la conexión de la cuadratura fue la más conveniente para este. Con este arreglo el MTA fue 60° atrasado para todas las fallas. La constante MTA hace de este arreglo uno de los más seguros porque el relevador nunca está cerca de las condiciones de entrada debido a que cambia el voltaje de fase causado por la falla y la oposición de la corriente al cambio de fase debido a una intervención del transformador de potencia durante la trayectoria de las condiciones de carga.

El par de una unidad direccional de fase sencilla es proporcional a $I/V/\cos(\phi - \Theta)$ donde F es el ángulo por el cual el potencial atrasa a la corriente para una condición particular de falla y ϵ es el MTA.

La figura 7.13 muestra una condición la cual puede causar una mala operación de un relevador direccional de fase sencilla usando corriente en Y pero no usando corrientes en Δ de una unidad polifásica. En ambos extremos las corrientes en Y en las tres fases están en fase, desde los potenciales la polarización del relevador direccional de fase sencilla

esta a 120° aparte, la mínima de ella opera en la dirección mala si las corrientes en Y son usadas.

Las unidades direccionales de fase sencilla son mucho más usadas actualmente que las unidades direccionales polifásicas porque, hasta ahora, han tenido una tendencia a considerar todas las protecciones fase a fase. Sin embargo los relevadores polifásicos ofrecen economías de equipo y espacio en el tablero e inmunidad en ciertas condiciones de falla asociadas con transformadores de potencia $\Delta-Y$ el cual puede causar una mala operación de los relevadores direccionales de fase sencilla.

d) UNIDADES DIRECCIONALES POLIFASICAS

La unidad conectada a esta trayectoria y la otras dos con sus correspondientes conexiones en las otras dos fases, para formar una unidad polifásica.

El par de una unidad direccional polifásica es de la forma:

$$P_1 \sqrt{\alpha + \theta} + P_2 \angle \alpha + \theta (P_0 \angle \theta)$$

Donde α es el ángulo de la fase del potencial elegido V es relativo a la corriente I con la unidad del factor de potencia en condiciones de balance, o es el ángulo de la corriente relativa al potencial, aplicado a la unidad direccional para un par máximo, por ejemplo, el MTA de la unidad sola sin un mecanismo cambiador de fase.

Las unidades polifásicas no son recomendables para fallas a tierra de fase sencilla, en la practica se ajusta para usarse por separado con relevadores direccionales residuales con un par $P_0 \cos(\Phi - \theta)$.

Puede ser que los componentes de P_0 en la expresión para un par polifásico estén ambas perdidas o un ángulo de fase indeseable. En la evaluación actual del par debe ser recordado que P_2 y P_0 fluyen en la dirección opuesta de P_1 , porque V_2 y V_0 se originan en la falla en tanto V_1 , se origina en el generador.

No dando un par de secuencia cero un relevador direccional polifásico no debe de trabajar mal en el caso anterior de la figura 7.13 el cual engaña al relevador direccional de fase sencilla. Esto es porque debe trabajar correctamente en la terminal S y no trabajar en todas las terminales L donde solo hay corriente de secuencia cero.

Un relevador direccional polifásico puede ser usado para controlar tres relevadores de sobrecorriente a través de un relevador auxiliar de multicontactos con un ahorro de costo y espacio en el tablero, también tiene la ventaja que no opera incorrectamente sobre ciertas condiciones que engañan a un relevador direccional de fase sencilla.

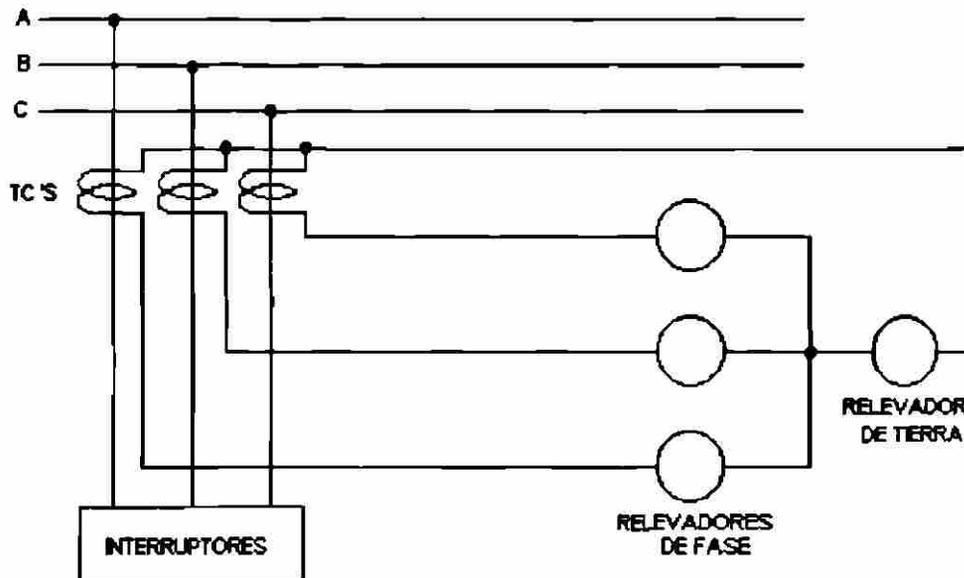
7.5.2 FALLAS A TIERRA

Una falla a tierra de una fase sencilla sobre cualquier fase produce la misma magnitud de corriente de secuencia y en la misma relación de fase. Consecuentemente, solo un relevador de sobrecorriente direccional es requerido para una falla a tierra y es energizado desde el circuito residual de los Tc's y Tp's por ejemplo: $I_{res} = 3I_0$ y $V_{res} = 3V_0$ o estas conexiones se muestran en la figura 7.12.

La corriente de secuencia cero I_0 puede solo fluir desde el neutro aterrizado al punto donde una falla a tierra ocurre.

Este valor es como sigue:
$$I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Donde Z_1 , Z_2 , Z_0 , son impedancias totales del sistema vistas desde la falla. La corriente de secuencia cero no puede pasar a través de un transformador $\Delta - Y$ porque el neutro del lado Y esta aterrizado, la corriente residual solo puede circular alrededor de la delta.



CONEXIONES DE UN RELEVADOR DE CORRIENTE RESIDUAL

Fig. 7.12 Conexiones de un relevador de corriente residual

La figura 7.13 ilustra este punto. Solo las corrientes de secuencia positiva y negativa son suministradas desde la fuente de poder sobre aterrizada en el lado izquierdo y solo la corriente de secuencia cero desde el transformador aterrizado en el lado derecho.

La corriente de secuencia cero puede pasar a través de un transformador Y- Δ -Y[®] desde una bobina en Y a la otra si ambas están aterrizadas.

Los relevadores de corriente residual como la figura 7.12 puede operar erróneamente debido a falsas corrientes de secuencia cero causadas por desigualdades en los Tc's o por cierres no simultáneos de los contactos de los interruptores automáticos trifásicos.

Por lo tanto es conveniente un límite, de la velocidad de los relevadores instantáneos de tierra en un tiempo mínimo de 2 ciclos; una alternativa es una resistencia estabilizadora, esto está explicado en la sección 7.5.2 (d). La operación instantánea es permitida cuando el relevador es suministrado desde un Tc del núcleo balanceado por

ejemplo uno en el cual rodea las tres fases. Un relevador residual de sobrecorriente también puede operar sobre la falsa corriente de secuencia cero causado por un circuito abierto del Tc del secundario; el disparo bajo condiciones puede ser no indeseable.

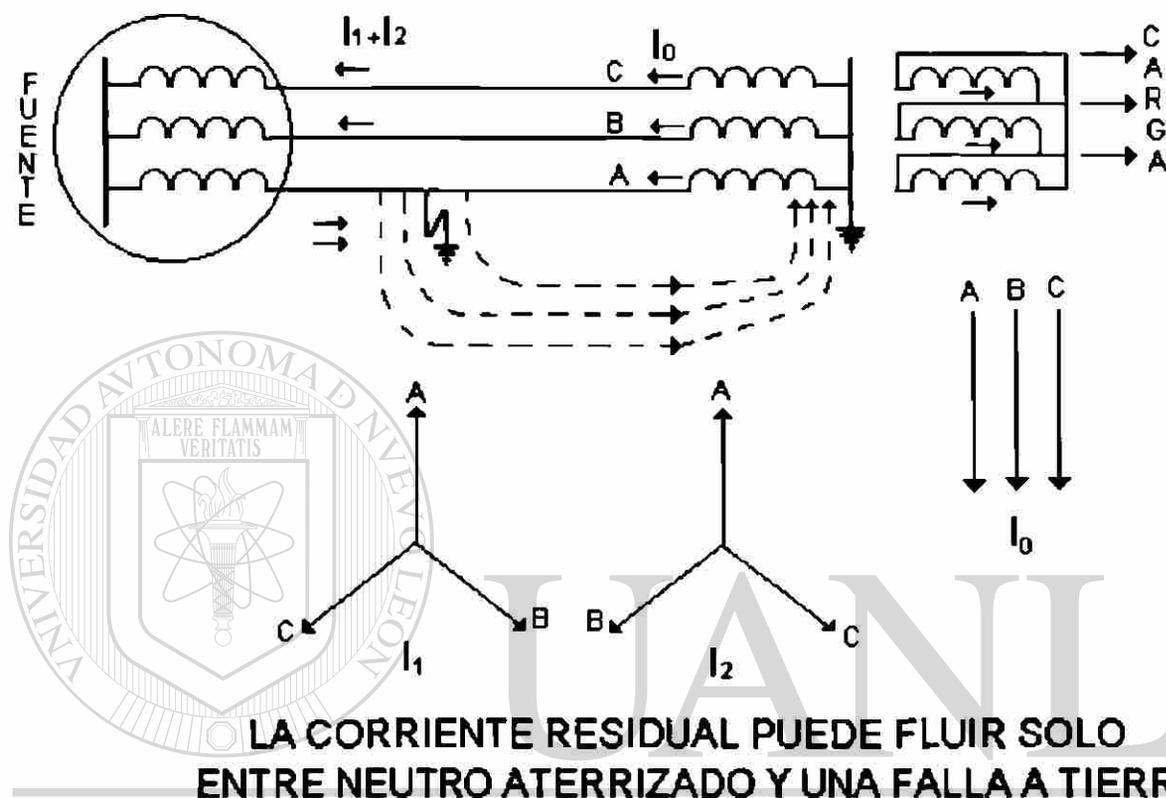


Fig. 7.13 La corriente residual puede fluir solo entre un neutro aterrizado y una falla a tierra.

En sistemas aterrizados a través de un reactor el cual es sintonizado a la capacitancia del sistema de tierra, la corriente de falla es automáticamente bloqueada por que es dividida entre el reactor y la capacitancia a tierra de los altos conductores el cual forma una alta impedancia paralela a un circuito resonante. Esto es conocido como la bobina de Petersen o una bobina neutral compensadora.

a) POLARIZACION DE RELEVADORES DE TIERRA

La unidad direccional puede ser polarizada por el voltaje residual $V_{res} = 3V$ o por la corriente neutral I_n o ambas. La corriente neutral obviamente puede ser usada solo cuando ahí esta un sistema neutral; en un punto aterrizado en la estación de otro modo, es necesario aterrizar el potencial.

Donde el sistema aterrizado no esta siempre disponible (porque el transformador aterrizado puede estar fuera de servicio) ambos tipos de polarización son necesarios, cada uno de los relevadores o ambos en el mismo relevador. Esto es porque el potencial de secuencia cero es el indicador I_0 y Z_0 entre el relevador y el cercano punto aterrizado e irá muy bajo si el punto aterrizado esta en la estación; sobre el otro lado, la corriente de polarización no trabaja cuando la tierra no esta disponible.

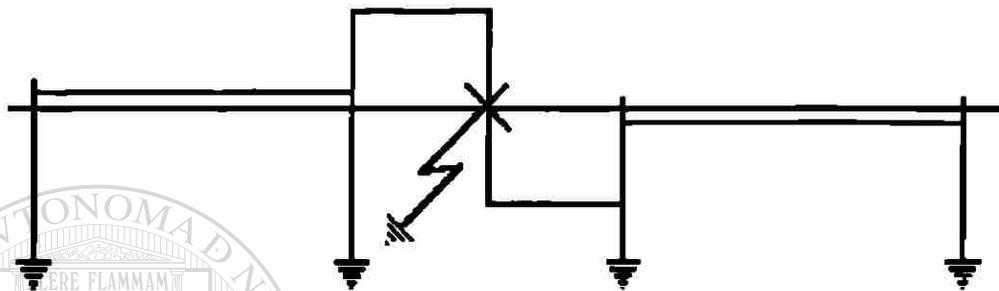
b) RELEVADORES DE CORRIENTE RESIDUAL, POTENCIAL Y POTENCIA

La figura 7.14a muestra la distribución de la corriente de secuencia cero en un sistema sólidamente aterrizado en cada subestación. Esta claro que la excelente discriminación es prevista por la corriente de secuencia cero de los relevadores de direccionales porque muchos de los factores de la corriente de secuencia cero, que llega desde los neutros a los extremos de la sección protegida y muy pequeños desde las otras fuentes.

Una alternativa para un relevador direccional de sobrecorriente es un relevador de secuencia cero de tiempo-potencia o tiempo VA. La figura 7.14b nos muestra la distribución de secuencia cero KW y KVAR en un sistema múltiple aterrizado. Este relevador es más selectivo en un sistema sencillo aterrizado pero es más difícil para calcular sus ajustes.

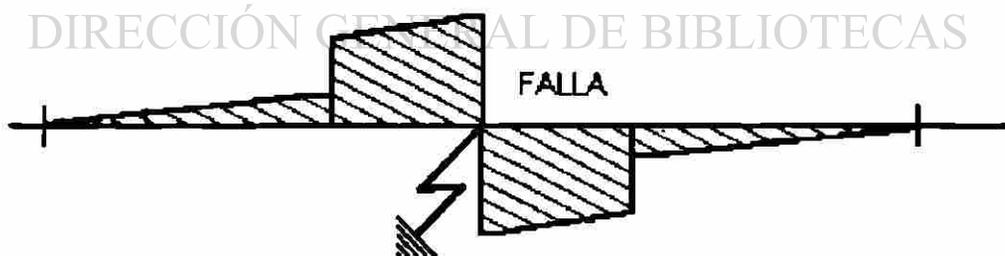
Los relevadores direccionales de sobrecorriente tienden a remplazar a los relevadores direccionales de potencia porque son más fáciles de ajustar. Además con una

característica muy inversa de tiempo-corriente, esto es un relevador tiempo-potencia selectivo como lo muestra la figura 7.15 nos muestra el relevador que es muy inverso y tiene una característica de tiempo-distancia porque el tiempo T es inversamente proporcional a la corriente I lo cual es inversamente proporcional a Z_0 . Por lo tanto $T \propto Z_0$ y el relevador opera cuando el tiempo se incrementa con la distancia a la falla. La figura 7.16 lo ilustra, esto es un sistema aterrizado múltiple y la figura 7.17 en un sistema aterrizado sencillo.



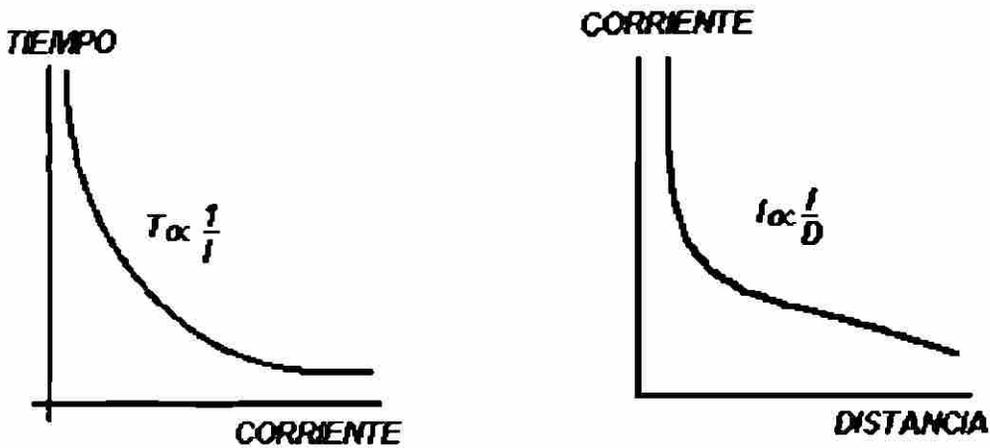
DISTRIBUCION DE I_0 EN UN SISTEMA MULTIPLE ATERRIZADO

Fig. 7.14a Distribución de un sistema múltiple aterrizado



DISTRIBUCION DE LA SECUENCIA CERO EN KW Y KVAR

Fig. 7.14b Distribución de la secuencia cero en KW y KVAR.

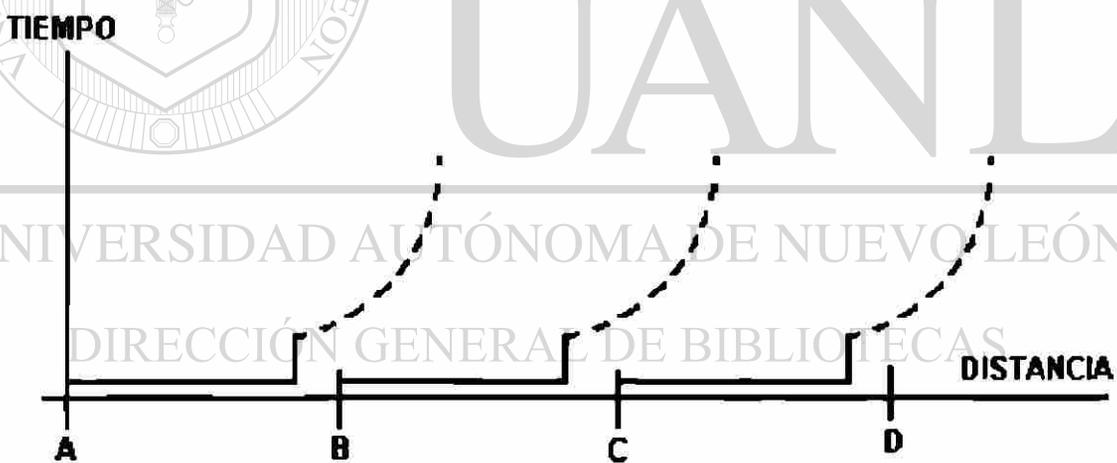


CARACTERISTICAS DE TIEMPO- CORRIENTE MUY INVERSA $I_{ot} = K$

RELACION CORRIENTE- DISTANCIA PARA UN RELEVADOR $I_{ot} = K$

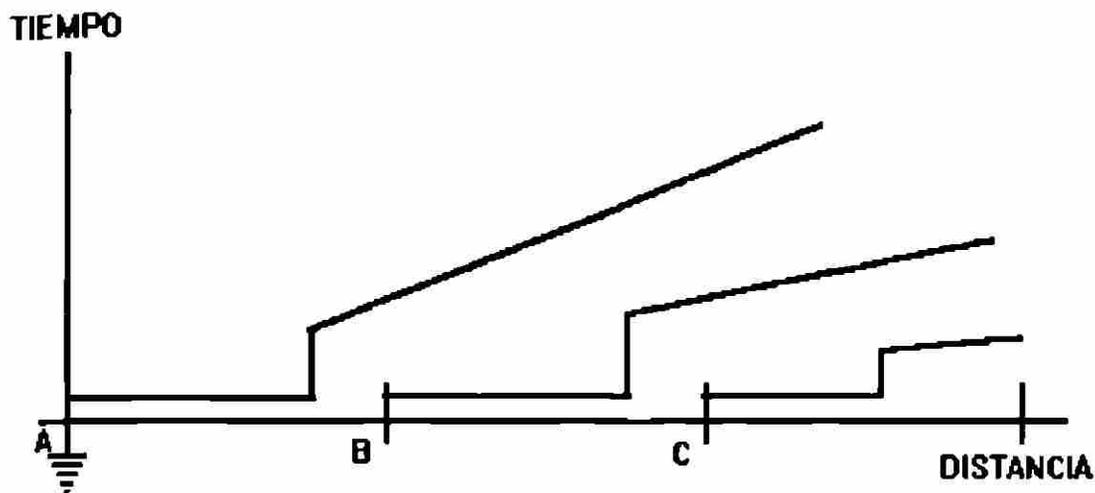
Figura 7.15a Características de tiempo corriente

Figura 7.15b Relación corriente distancia para un relevador



CARACTERISTICA TIEMPO- DISTANCIA DE UN RELEVADOR $I_{ot} = K$ SOBRE UN SISTEMA MULTIPLE ATERRIZADO

Figura 7.16 Característica de tiempo-distancia

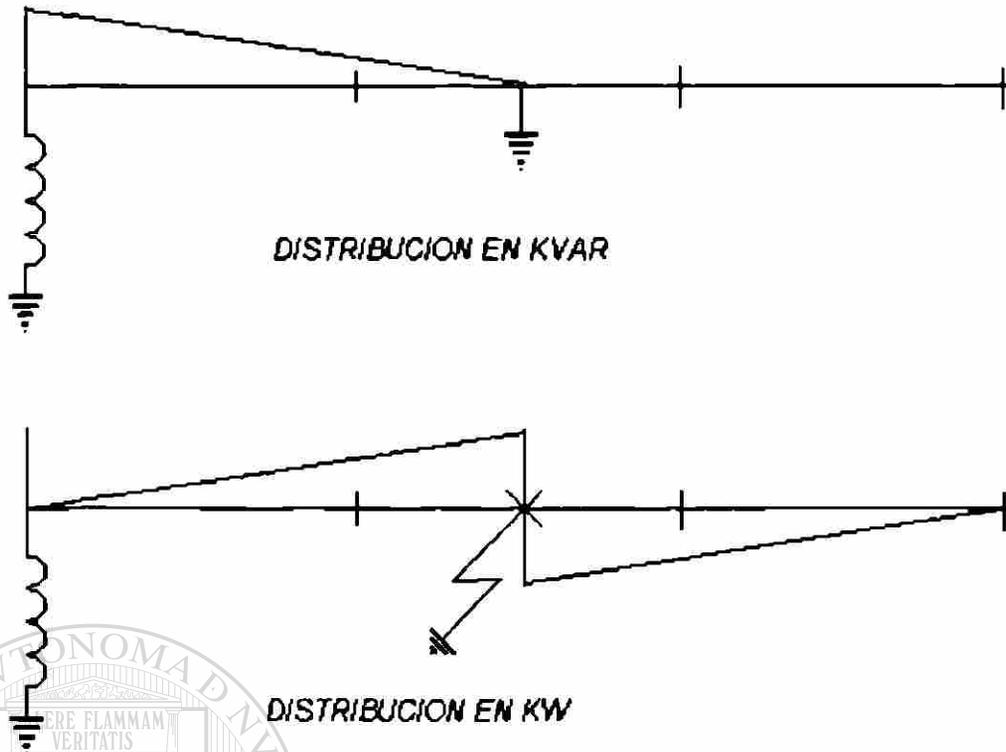


**CARACTERÍSTICAS TIEMPO- DISTANCIA DE UN RELEVADOR $I_{0t} = K$
SOBRE UN SISTEMA ATERRIZADO, SOLO EN LA FUENTE**

Figura 7.17 Característica de tiempo-distancia de un relevador

La adición de un relevador instantáneo de sobrecorriente de secuencia cero provee los mismos beneficios que un relevador de fase pero es igualmente importante para usarse con unas insignificantes sobre corrientes transitorias de corrientes de falla.

En un sistema con compensadores neutros o neutros aislados un relevador Watthorimetro sensitivo puede ser usado para detectar fallas a tierra de fase sencilla y energizar una alarma si la falla no es extinguida. La figura 7.18a nos muestra la distribución de KW de secuencia cero en un sistema compensador neutro. Una alternativa para el relevador residual de potencia de potencia sobre un sistema sobre aterrizado es un relevador residual de potencia pero es menos selectivo.



CANTIDADES DE SECUENCIA CERO SOBRE SISTEMAS CON COMPENSADORES NEUTRAL

Figura 7.18a Cantidades de secuencia cero sobre sistemas con compensadores neutral

c) FUENTES DE POLARIZACION

Las corrientes de polarización son obtenidas desde el neutro aterrizado de un transformador de potencia o desde una tercera delta, dependiendo del conjunto de conexiones. Cada método es satisfactorio en un transformador, figura 7.20. En un transformador de potencia con una bobina aterrizada conectada en zig zag es una fuente de polarización confiable figura 7.20.

En el caso de un auto-transformador con una delta terciaria un transformador de corriente en la bobina en delta es preferible para el neutro como se muestra la siguiente figura 7.21a, pero los transformadores de corriente en las tres bobinas en delta deben ser paralelas si la carga es tomada desde la tercera. Un transformador de corriente en el

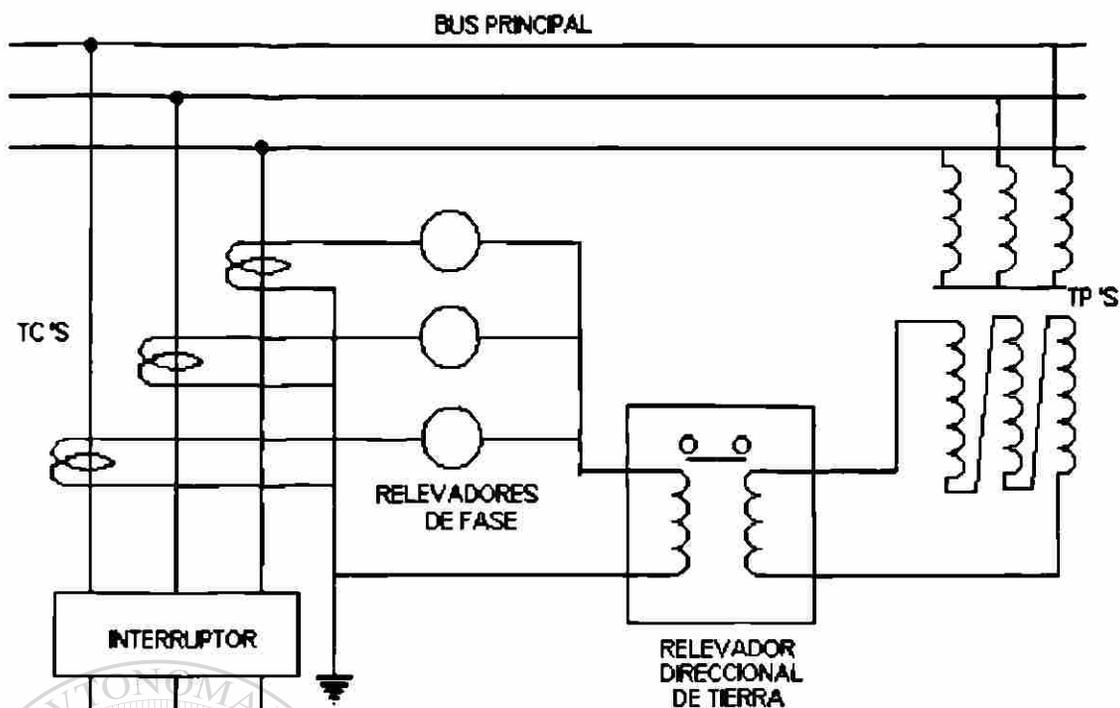
neutro puede ser usado como:
$$\frac{Z_t}{Z_t + Z_i + Z_s} = \frac{V_h}{V_t}$$

Donde el subíndice t, h, l se refiere a la tercera lado alto, lado bajo y fuente.

En un transformador, con ambos neutros en Y aterrizados, esto es importante para colocar en paralelo los Tc's en los dos neutros. Habrá siempre una corriente resultante, incluso a través de una falla porque las bobinas tienen diferentes corrientes inversamente a la relación de otros voltajes. De hecho el relevador direccional puede usar corriente del neutro en el lado de la línea protegida en vez de la corriente residual, como se muestra en la figura 7.21b.

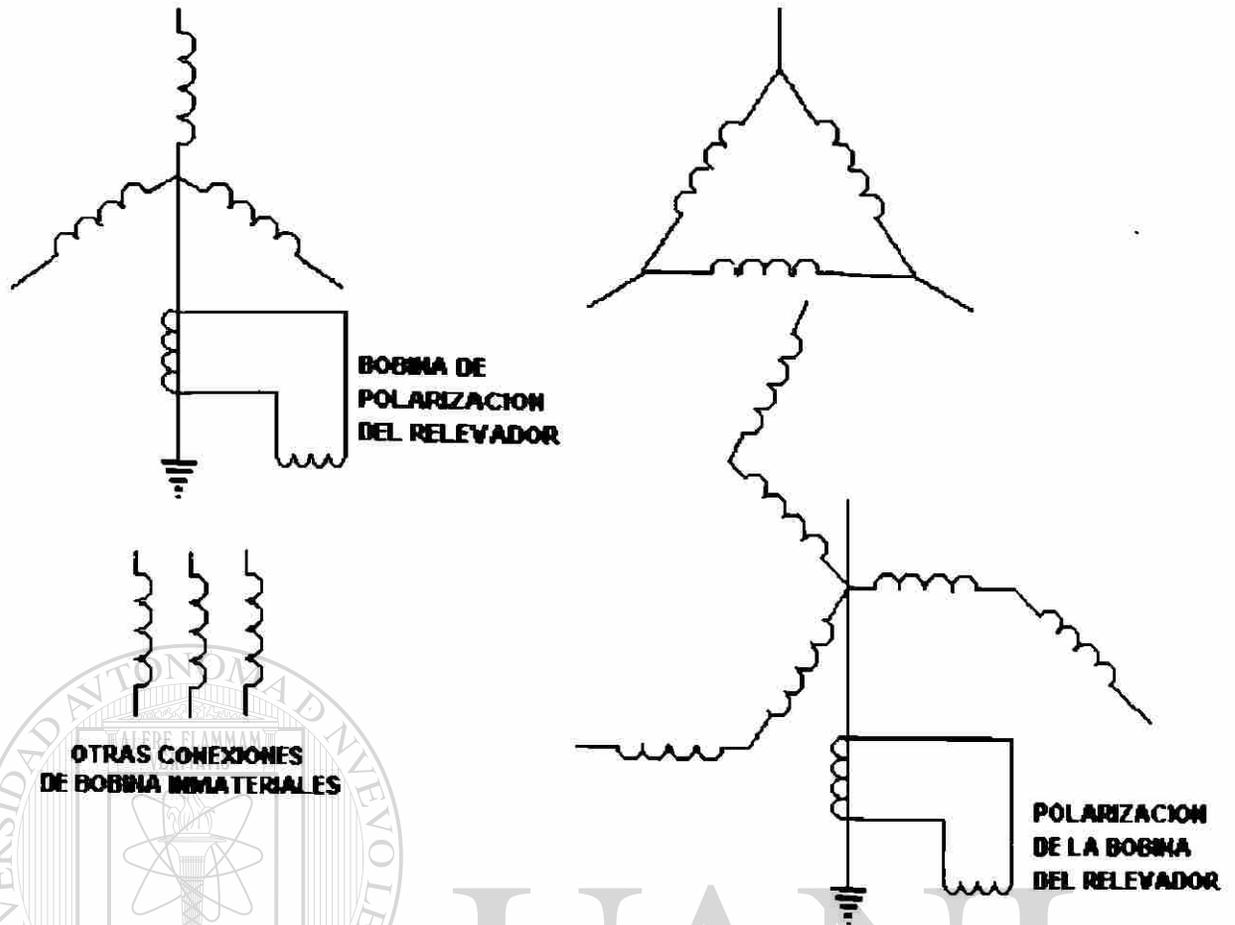
El potencial de polarización es usualmente previsto por un transformador de potencial aterrizado que tiene la $\Delta - Y$ abierta como se muestra en la figura 7.19 o por un transformador de potencial conectado que cruza el neutro aterrizado a través de una impedancia si esta disponible.

El potencial de polarización no es posible con los dos lados abiertos, del lado de alta de los Tp's al menos que el neutro este localizado en la derivación de la tercera fase desde el lado de bajo y compensado por el indicador del transformador. El lado alto del potencial de secuencia cero puede ser obtenido, sin embargo, incluso si este es uno de los lados altos de los Tp's por sustracción desde el potencial alto Y el correspondiente potencial bajo del lado; la relación permitida del transformador debe ser la misma, excepto para V_0 . Una alternativa es el uso de un relevador de potencia o de secuencia negativa; este relevador es efectivo cuando se acoplan mutuamente entre líneas de poder previniendo el uso de un relevador de poder de secuencia cero.



**POTENCIAL DE POLARIZACION CON ESTRELLA-ABIERTA:
T.P. EN DELTA**

Figura 7.19 Diagrama de potencial de polarización con estrella-abierta.

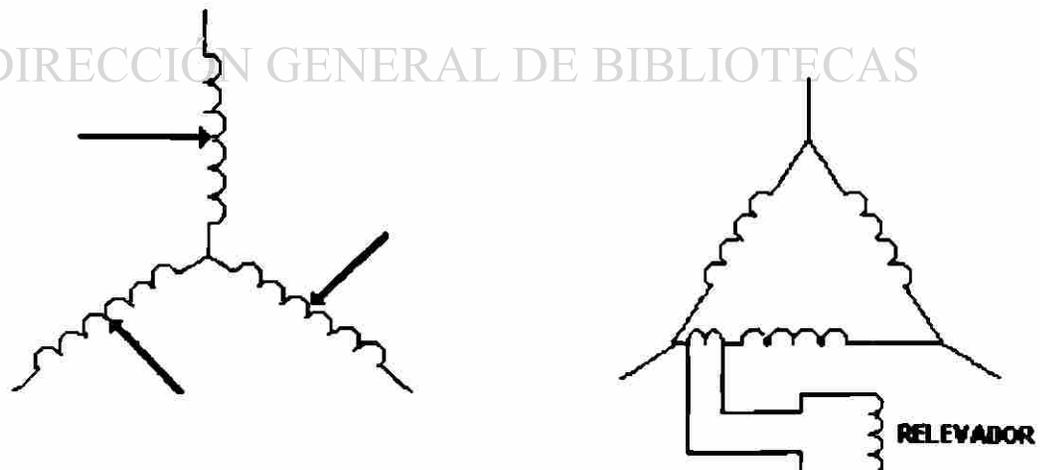


OTRAS CONEXIONES DE BOBINA INMATERIALES

Figura 7.20 Corriente de polarización con un transformador de potencia

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS



POLARIZACION DE UN AUTOTRANSFORMADOR CON DELTA TERCIARIA

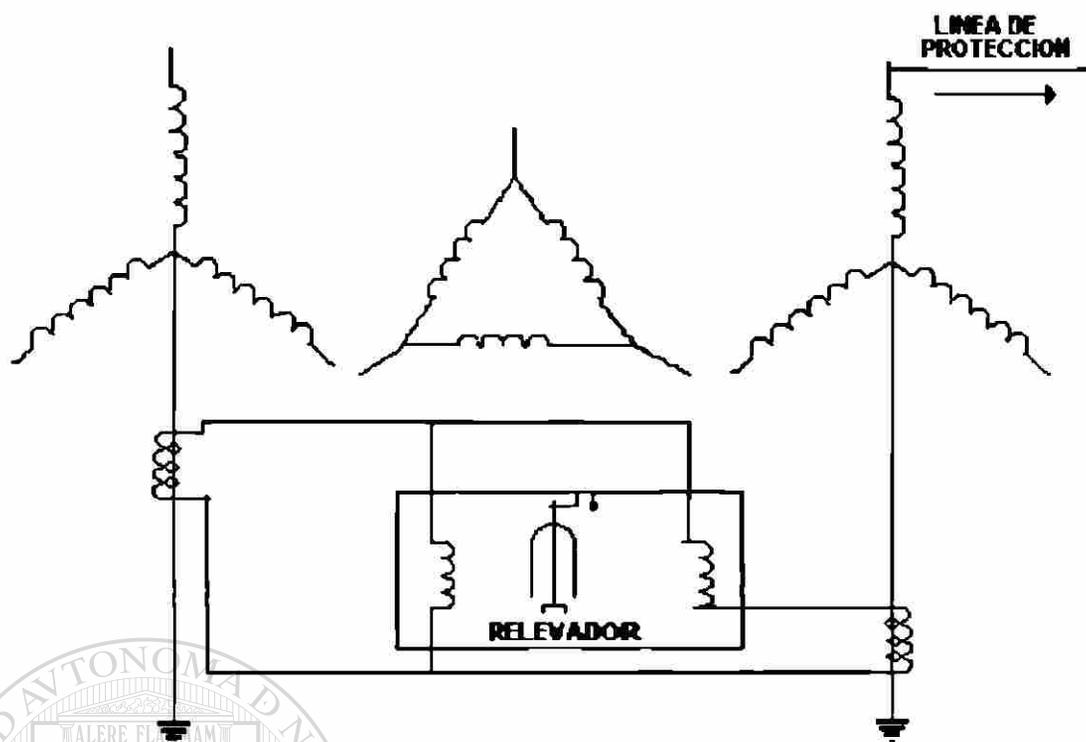


Figura 7.21 a) Polarización de un autotransformador

b) Polarización con Y-Y promedio de un transformador de potencia.

d) PROTECCION DE TIERRA RESTRINGIDA

Este es un termino Ingles el cual puede ser mal interpretado en otros países. Se refiere la protección diferencial de generadores o transformadores de fallas a tierra. Esta llamada restringida porque los relevadores operan solo para fallas a tierra dentro de la protección de las bobinas figura 7.22.

Las leyes de Kirchhoff pueden ser aplicadas a circuitos con neutros aterrizados en la misma manera que es aplicada la protección del bus por ejemplo la suma de las corrientes neutras y corrientes residuales deben ser cero en una localización dada.

La figura 7.22 muestra la protección de tierra restringida de las bobinas en Y aterrizadas de un generador o un transformador. La corriente neutra I_n debe ser normalmente igual a la corriente de las tres fases, la cual es la suma de la corriente de las

tres fases, y la corriente no debe fluir en el relevador a menos que halla una falla a tierra en el equipo protegido la cual debe ser arriba del ajuste de balance.

Por la misma razón, la corriente no debe fluir en el relevador en una falla a tierra externa o en una falla de fase porque en la practica esto es posible a través de fallas pesadas o debido a la desigualdad de saturación de los Tc's para corrientes de fallas asimétricas para flujos remanentes en su núcleo de hierro y por lo tanto causa la falsa diferencia de corriente bastante larga que hace operar el relevador.

Por que el momento es suficiente saber que estas falsas corrientes pueden prevenirse de causar indeseables disparos de la siguiente manera.

En la figura 7.22 la bobina y el capacitor en el circuito del relevador son sintonizado a un sistema de frecuencia así que las armónicas (las falsas caídas de corrientes tienen una muy distorsionada curva) y los componentes de corriente de directa son rechazados y un retardo de tiempo corto (1 a 2 ciclos) debe ser introducido el tiempo por el cual el efecto de la remanencia de flujo tiene que ser largamente dispersado. Finalmente, una resistencia estabilizadora puede ser conectada en serie con el relevador, como se muestra en la figura 7.22 el cual cierra la saturación de los Tc's sobre una falla externa y no sobre una falla interna.

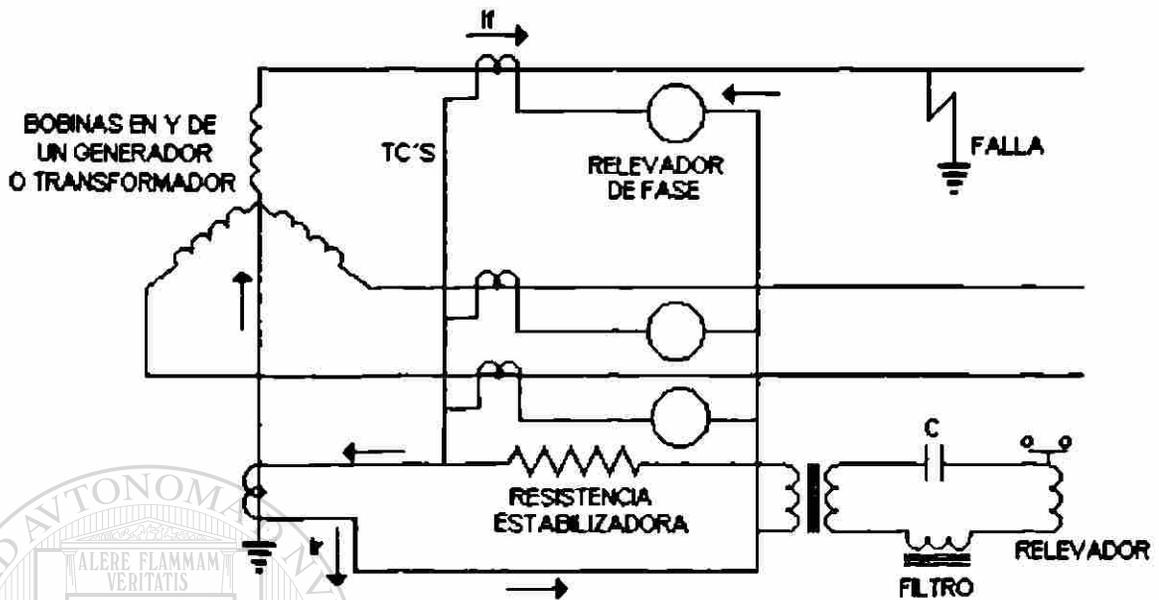


Figura 7.22 Relevador de tierra restringente con bloqueo transitorio.

7.5.3 RELEVADORES DE PODER DE SECUENCIA CERO

Estos relevadores son del tipo Watthorimetro con dos bobinas de cooperación (la bobina de operación) en el circuito residual de los Tc's de la línea protegida y la otra (bobina de polarización) la cual puede ser energizada por ambas I neutral o V residual, dependiendo si hay un transformador en el bus local el cual tiene un neutro sólidamente aterrizado.

Usualmente, solo la bobina de operación es derivada para ajustar el pick-up del relevador consecuentemente en estos relevadores el pick-up es un cuadrado de la raíz de la función de la relación de la derivación. Con la corriente de la polarización neutral I_n , el tiempo es inversamente proporcional al producto de la corriente I_o en I_n . Con el voltaje de polarización V residual este es proporcional a los VA y el producto $V_o I_o$. El ajuste de estos relevadores para la discriminación del tiempo es bastante complicado y los relevadores direccionales de sobre-corriente son usualmente preferidos para protección

de fallas a tierra, excepto donde el costo bajo o minimizar el espacio del tablero es considerado importante.

Además, es posible tener disparos incorrectos en líneas paralelas con producto de corriente en relevadores polarizados con corriente neutral. Refiriéndose a la figura 7.23 una falla cerca del bus "A" con el interruptor 4 abierto causando una corriente I en la línea de falla 12 y una corriente $I + KI$ en la línea de falla 2, así que el relevador y el interruptor 1 recibe el producto de la corriente I y el relevador 3 recibe $KI(I+KI)$. Si el relevador 1 en la línea de sobre falla no dispara la línea buena 12 innecesariamente debe ser mas lente que el relevador 3.

$$I_2 \langle I_2(K + K^2) \rangle \therefore K^2 + K - I > 0 \quad \therefore K > 0.64$$

En otras palabras, para evitar la mala operación, I_0 no debe de exceder de 64 % de los relevadores instantáneos de sobrecorriente los cuales son usados para abrir el interruptor 4 en una aceleración de salida entre los relevadores 1 y 3. Esta condición no ocurre en líneas sencillas y es menos probable que ocurren. Donde ajustes altos de unidades de sobre corrientes instantáneas no son usados.

7.5.4 DOBLE POLARIZACION

En los U.S.A. esto se convierte en una practica general para proveer una bobina de doble polarización, una parte puede ser bobina de potencial energizada con V_0 y la otra una bobina de corriente energizada con corriente neutral I_n . Este arreglo no solo previene el relevador direccional de tierra de defectos al operar si el transformador aterrizado es removido del servicio, pero también da mas consistencia en la operación.

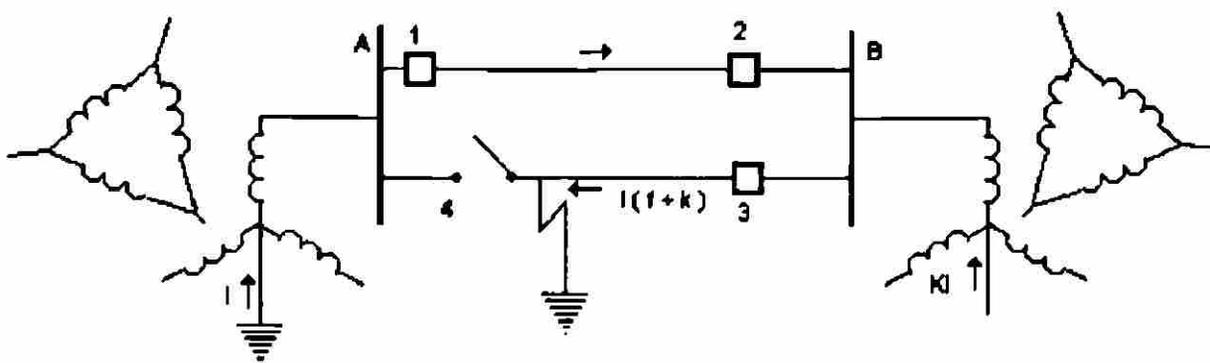


Figura 7.23 Disparo abierto de un relevador direccional de secuencia cero.

Cuando el transformador aterrizado esta en servicio I_n es grande para una falla en la sección protegida especialmente si la falla es cerca del relevador del bus; V_o . O en el otro lado se acerca a cero si la falla se localiza cerca del bus. Cuando el transformador esta fuera de servicio I_n es cero pero V_o es alta en la localización de la falla. Para neutros aterrizados a través de resistencias. Los valores intermedios de V_o e I_n pertenecientes y en este la doble polarización es especialmente valiosa.

7.6 DISPAROS DE CORRIENTE ALTERNA

Donde no esta disponible una fuente de corriente directa para el disparo del interruptor del circuito (tal vez es una estación muy pequeña desatendida) la energía debe de venir del sistema de poder de C.A. Esta puede ser derivada de cada uno de los T.C.^s o de los T.P.^s. Si se usan los T.C.^s estos deben tener suficiente salidas para el disparo de interruptor en corrientes bajas. Si se usan los T.P.'s estos pueden no tener salidas de potencial disponibles durante una falla así que se necesita un rectificador, la energía de salida esta almacenada en un capacitor.

Los primeros esquemas para disparos de C.A. por medio de los T.C.'s usaban un disparo a través de un reactor conectado en serie con cada relevador y los T.C.'s secundarios; cuando los contactos del relevador se cerraban cada reactor era paralelo por una bobina individual de disparo en el interruptor, como se muestra en la figura 7.24. El reactor debería ser removido cuando se tuviera la máxima energía disponible para la bobina de disparo, pero esta requería de un contacto de transferencia el cual fuera capaz de transferir veinte o más tiempos de la corriente normal y el cual no estaba disponible.

La figura 7.24-b muestra ahora el uso de una dona en un relevador ingles. En el caso de relevadores de protección con menos de 3 VA de carga en el rango del T.C., el transformador puede ser eliminado y el voltaje para el relevador auxiliar puede ser tomado del cruce de la bobina y el relevador de protección. Las carga de los interruptores del relevador son normalmente cero, así que la característica del tiempo del relevador de protección no es afectada; la carga durante el disparo es solo de 1VA en el rango del T.C.

La capacidad del disparo del relevador debe ser capaz de transferir mínimo 100 amp. En 1 ohm para 150 volts. Los trozos de contactos tienen que ser de plata incluso soldados para que su operación no produzca chispas. Muchas mezclas de plata la cual resiste soldaduras tienen una alta resistencia, la única excepción es un alkonite, óxido de cadmio de plata.

El disparo potencial o Capacitor, de seguro no impone carga en el T.C. y no tiene límite de corriente de falla. También requiere solo de una bobina de disparo y es solo aplicable a cualquier clase de relevador de protección. Su principal desventaja es de un solo corto impulso de disparo en lugar de una presión sostenida sobre el botón de disparo y requiere mucho más cuidado en el ajuste y mantenimiento del mecanismo de disparo.

7.7 ESQUEMAS DE PROTECCION USANDO RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Las líneas rurales de los USA. son generalmente protegidas por fusibles pero en orden para minimizar el patrullaje de las líneas y el reemplazamiento de fusibles, las fallas en líneas son inicialmente aclaradas por un bajo ajuste del relevador instantáneo de

sobrecorriente a la fuente figura 7.25 y recierre. Esto previene bloqueos innecesarios y reemplazo de fusibles. Si una falla ocurre permanentemente el fusible bloquea porque el relevador instantáneo esta fuera de operación después del primer disparo largo lo suficiente para que el fusible bloquee y de esa manera se localice la falla en el alimentador o las derivaciones de la línea fuera. Un relevador de sobrecorriente I.D.T.M. provee una protección de respaldo si el fusible no bloquea.

Los alimentadores radiales de 15 KV en Francia no usan fusibles pero están protegidos por relevadores de sobrecorriente de tiempo definido y un recierre como sigue. Una falla en cualquiera de las líneas opera una unidad instantánea de sobrecorriente la cual aclara la falla en aproximadamente 0.2 segundos incluyendo el tiempo del interruptor. Esto da el tiempo para que la falla a través de una quemadura si es causada por la caída de un objeto como puede ser la rama de un árbol. Si la falla esta ahí después del recierre automático, esta es aclarada en el segundo tiempo en 0.6 segundos. El próximo recierre es retardado 15 segundos después del cual es finalmente aclarada en 0.6 segundos y el bloqueo queda fuera. Si la falla es una derivación de la línea, un relevador instantáneo de sobrecorriente operara un relevador notching el cual disparara el interruptor si la falla es después del segundo recierre.

Esta filosofía en los fusibles manuales es costosa, mas bien en un capital costoso y no aclara una falla permanente de alta resistencia lo cual requiere un patrullaje de cualquier trayectoria de línea entera. Los relevadores I.D.T.M. tienen una alta carga y menos precisión que los de tiempo definido. Las fallas transitorias son eliminadas después del segundo disparo y recierre retardado.

Muchos alimentadores de 15 KV en Bélgica son protegidos por el esquema Ramelot, el cual usa relevadores instantáneos de sobrecorriente en los extremos de cada sección de la línea. Estos relevadores son inter bloqueados así que cada relevador de salida, cuando opera, bloquea el relevador entrante, en el lado entrante del mismo bus, el cual esta ligeramente retardado. Hay dos disparos y recierre y los relevadores entrantes operan

como relevadores de respaldo si la falla no es aclarada por un relevador que sale después de su corto retardo.

7.8 CONSTRUCCION DE RELEVADORES DE TIEMPO-CORRIENTE

Los primeros relevadores de tiempo-sobrecorriente de disco de inducción (I.D.T.M.) usan una modificación de Watthorimetro electromagnético en el cual el alto magnetismo actuante es un transactor que suministra el bajo magnetismo como se ilustra en la figura 7.26a.

Al rededor de 1920 la bobina de sombra electromagnética de polo sencillo fue introducida en los USA. Como la figura 7.26b. Su eficiencia (par / VA carga) es cerca del doble que del wathth-hora tipo magnético porque su flujo a tierra es mucho menos, i.e. menos relación de amperes y carga en volts-amperes es empleada en el flujo magnético que no conduce el disco.

La figura 7.26c muestra una construcción híbrida usada en Alemania y en los USA.. A la cual su reputación puede ser eficiente en el polo de la sombra magnético y facilitar para el ajuste de las curvas tiempo-corriente.

La eficiencia de un relevador de disco de inducción incluso con el mejor diseño electromagnético no debe de exceder de 0.05 % el cual es extremadamente pobre. La figura 7.27 y 7.26 muestran una impresión de disco tipo dinamómetro el cual tienen de 50 a 100 tiempos de eficiencia, mucho más precisión en las características tiempo-corriente.

La impresión del relevador de disco inherente una característica tiempo-corriente inversa. Otras características son obtenidas por la resistencia no lineal de la red conectada entre la impresión del circuito del disco y la salida de corriente rectificada.

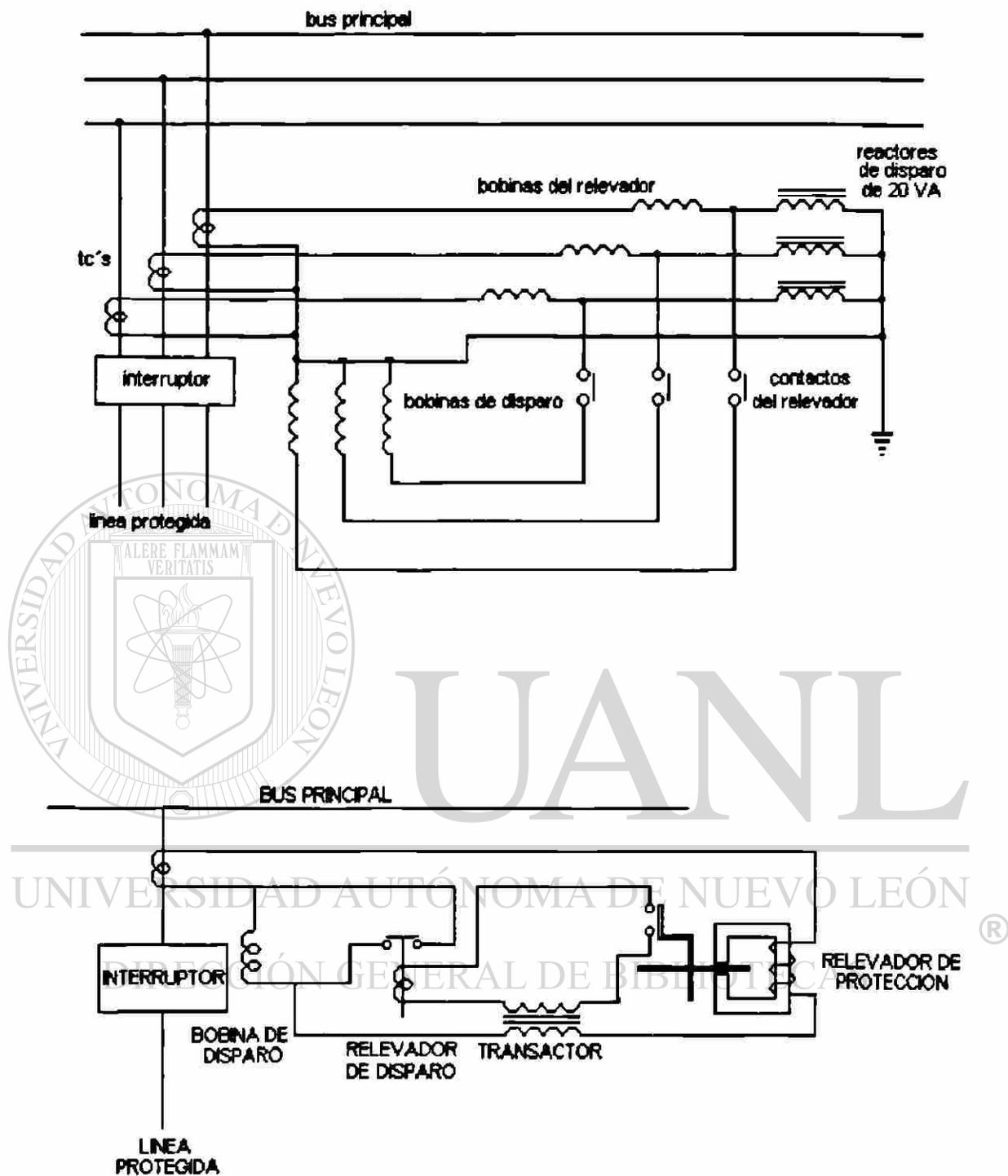


Figura 7.24 a) Disparo con corriente alterna con reactores

b) Disparo con relevadores

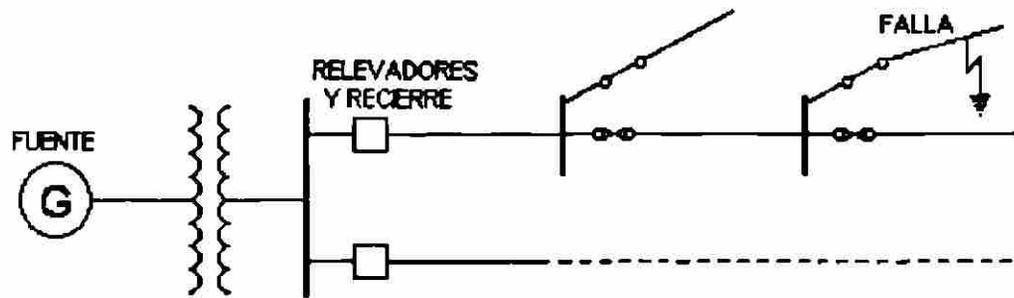


Figura 7.25 Protección de líneas rurales con relevador y fuente solamente.

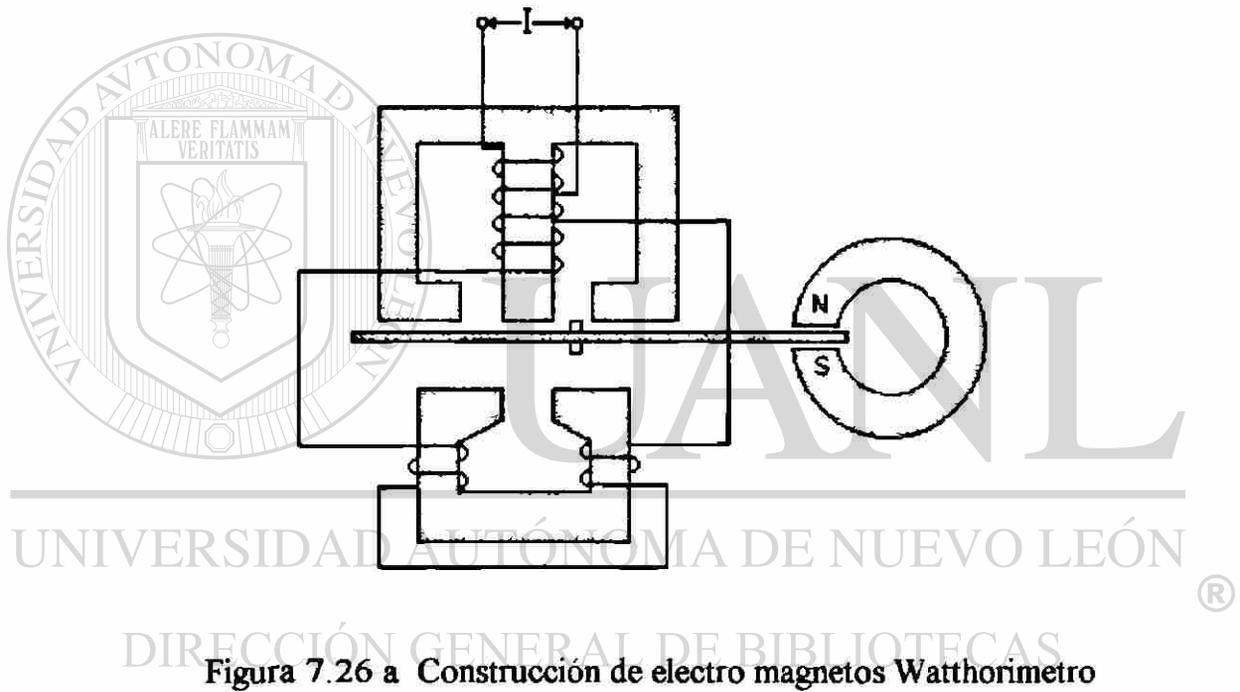


Figura 7.26 a Construcción de electro magnetos Wathhorimetro

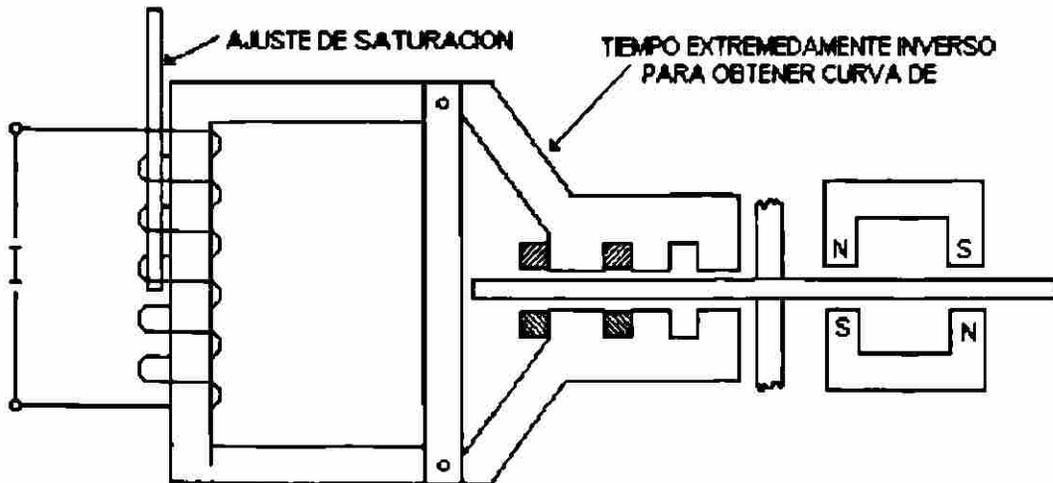


Figura 7.26 b Construcción de electro magnetos polo de sombra

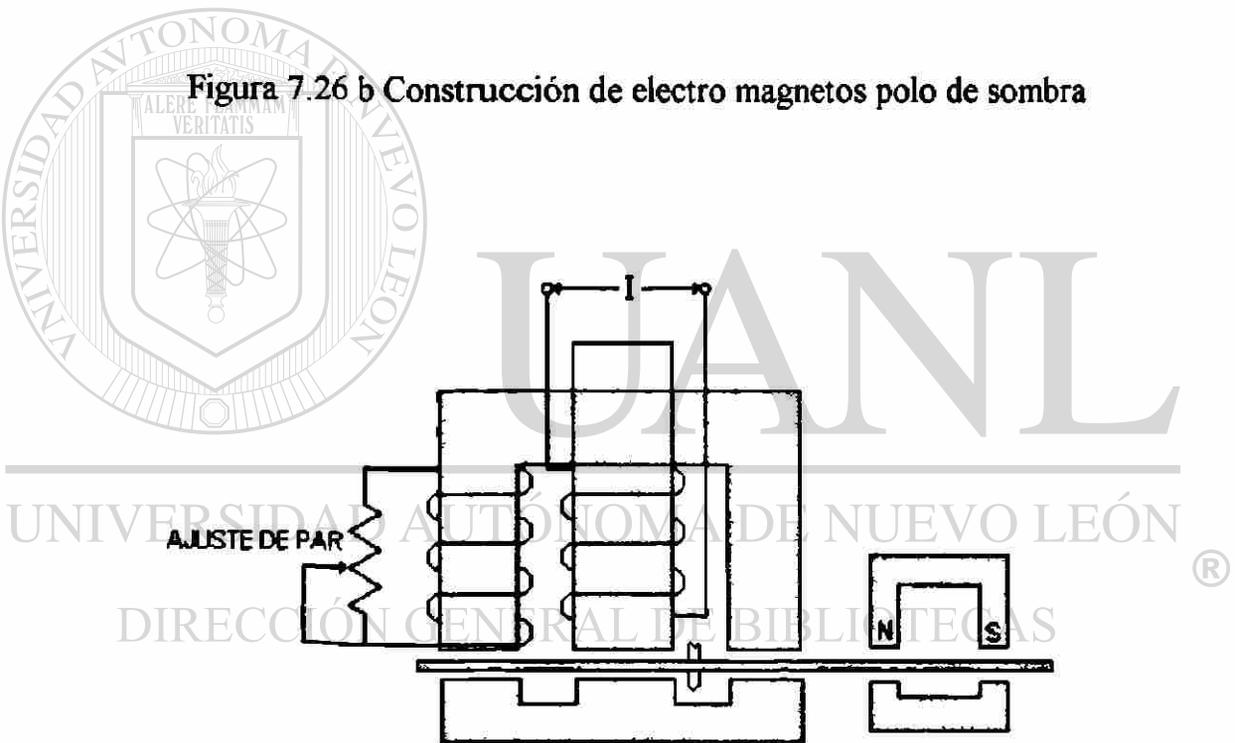
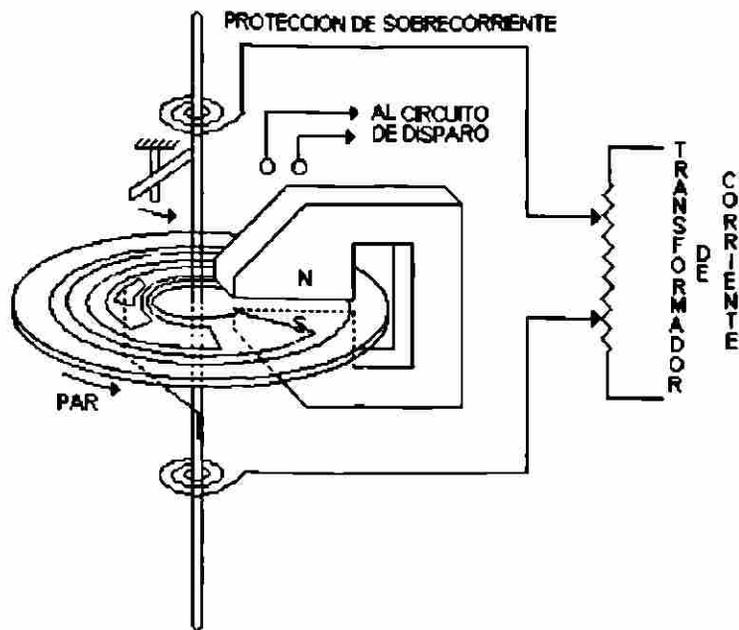
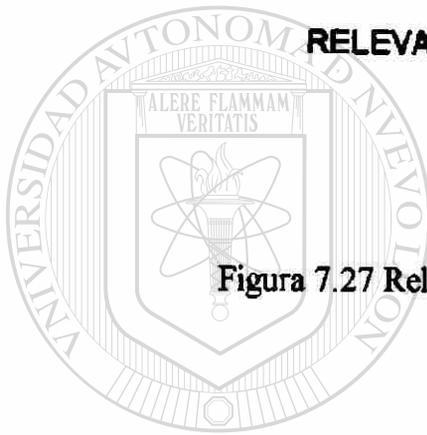


Figura 7.26 c Construcción de electro magnetos tipo -E



RELEVADOR DE TIEMPO INVERSO

Figura 7.27 Relevador de tiempo inverso de disco impreso.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

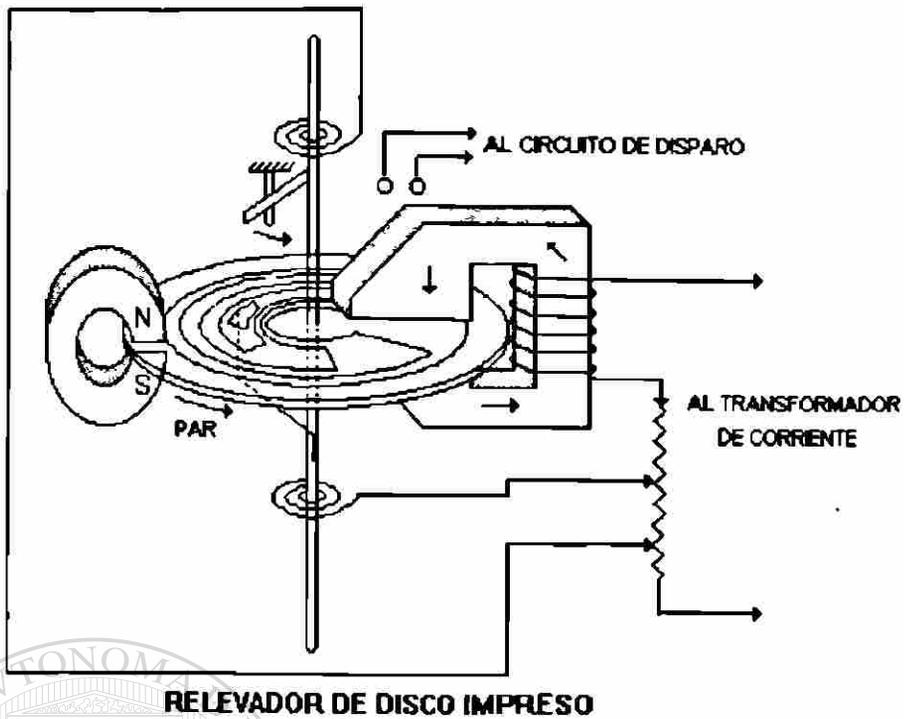
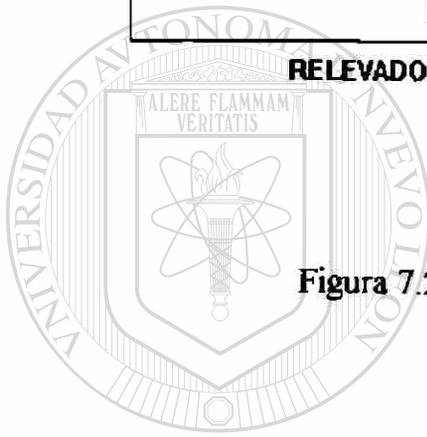


Figura 7.28 Relevador de disco impreso $I^2 t = K$



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 8

ESQUEMAS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y SU MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

8.1 REQUERIMIENTOS DE UN ESQUEMA DE PROTECCION

Para que un esquema cumpla con su función es necesario que cuente con las siguientes cualidades:

a) **Sensibilidad:** Debe de tener la capacidad de operar en forma segura con un mínimo de condiciones de falla, aislando las fallas que ocurran dentro de su zona de operación sin provocar problemas en el resto del sistema. Debe de distinguir entre falla y sobrecarga ignorar cierto comportamiento

del sistema como son los transitorios o las corrientes magnetizantes de los transformadores.

b) **Selectividad:** Esta es una propiedad necesaria para aislar en caso de disturbio solo la componente fallada, dejando en servicio el resto del sistema. Esto es que opere de acuerdo a tiempos previstos en estudios de la coordinación si se trata de protecciones con retardo de tiempo intencional, o también que opere de acuerdo a su diseño o conexión si se trata de protecciones de operación instantánea.

c) **Velocidad:** Se requieren que los esquemas respondan con la prontitud prevista en el diseño o estudio de coordinación. Logrando con esto,

reducir los efectos del daño en los equipos con el consiguiente ahorro en su reparación y plazo para puesta en operación. Además con una adecuada velocidad se reduce durante la falla, efectos negativos (sobrecorriente, bajo voltaje etc.), en los componentes vecinos a la falla.

- d) **Contabilidad:** Los esquemas incluyendo todo su equipo asociado deberán de ser de muy baja probabilidad de falla, y esto se logra en la medida que se observen los siguientes factores: utilizar equipos de diseño ya probados en diversas condiciones, hacer un seguimiento del comportamiento del esquema, que los ajustes instalados sean de acuerdo a estudios de coordinación y aplicar un programa de mantenimiento preventivo y correctivo al total del esquema.

8.2 PARTES BASICAS DE UN ESQUEMA DE PROTECCION A BASE DE RELÉS

Para fines de programación de mantenimiento preventivo y análisis de comportamiento, estos esquemas se pueden fraccionar en cuatro partes básicas:

- a) **Transformadores de Instrumentos:** su función es obtener la información de voltaje y/o corriente de circuito primario en forma proporcional de acuerdo a su relación y alimentar al esquema de protección en forma constante. A esta parte se le denomina “obtención de información”.
- b) **Alambrado y Transformadores Auxiliares:** en esta etapa se efectúa la transmisión de datos o señales desde el secundario de los transformadores de instrumento hasta los relevadores pudiendo contar con transformadores auxiliares de voltaje o de corrientes con fines de aislamiento cambio de conexiones o de relación. A esta parte se le denomina “comunicación de datos”.

c) **Relvadores:** Es aquí donde se efectúa el proceso esquema tome acciones, estos relés pueden ser monofásicos o trifásicos, pueden recibir señales de corriente o voltaje, alimentados con corriente alterna o corriente directa, estos relés en la mayoría de los casos tienen banderas o indicadores de que han operado. En esta parte se le denomina “ procesamiento de datos “.

d) **Alambrado, Bobinas de Disparo, Alarmas, Relés Auxiliares Etc. :** Es la última etapa y es donde debe de ocurrir la acción deseada y necesaria dada la condición de circuito primario, esta acción puede ser una alarma, el disparar un interruptor, un bloqueo de cierre o apertura o bien una combinación de varias acciones. A esta parte se le denomina “medio de acción“. Se anexa como ejemplo copias de las partes de esquemas de sobrecorrientes (figuras 1 y 2).

8.3 NOMENCLATURA PARA DESIGNACION DE EQUIPO

Existe una designación a base de números (del 1 al 99) para los relés y equipos de una red eléctrica, acordado por la “ANSI” (American National Standard Institute) y el “ IEEE “ (Institute of Electric and Electronic Engineeres), la cual facilita la descripción de estos equipos en diagramas, especificaciones, reportes etc. se anexa copia de esta nomenclatura.

8.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y SU PERIODICIDAD

Con el objeto de garantizar al máximo que los esquemas de protección cumplan con los requerimientos indicados en el punto II, se hace necesario someterlos a un programa de mantenimiento preventivo, en cuya periodicidad influyen los siguientes factores:

- a) IMPORTANCIA DEL ESQUEMA.
- b) CONDICIONES AMBIENTALES.
- c) FRECUENCIA DE OPERACIÓN.

- d) RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE.
e) HISTORIAL DEL EQUIPO.

Salvo que alguno de los siguientes factores sea muy crítico, un buen promedio es someter a cada parte del esquema de protección a un mantenimiento preventivo con la frecuencia siguiente:

EQUIPO	PERIODICIDAD
1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTES DE INSTRUMENTOS.	CADA 3 AÑOS
2. ALAMBRADO Y TANSF. AUXILIARES.	CADA 3 AÑOS
3. RELEVADORES.	CADA 2 AÑOS
4. ESQUEMA DE CONTROL Y ALARMAS.	CADA AÑO

Tabla 8.1 Periodo de mantenimiento de los aparatos

Ver figuras 8.1 y 8.2 en las que se muestran relés 50/51 v y 87 t, sus partes y su frecuencia de mantenimiento.

8.5 ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE ESQUEMAS A BASE DE RELÉS

Las verificaciones o pruebas que se recomienda ejecutar a cada parte de los esquemas de protección son las siguientes:

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS EQUIPOS ACTIVIDADES

ALAMBRADO DESDE ÉL
TRANSFORMADOR DE CON
INSTRUMENTO HASTA EL
RELEVADOR

- MEGGER A ALAMBRADO.
- APLICACIÓN DE VOLTAJE
MEDICION DE CORRIENTE
(FASE POR FASE).
- APRIETE DE CONEXIONES.

EQUIPOS**ACTIVIDADES****TRANSFORMADORES****DE POTENCIAL**

- MEGGER A DEVANADOS.
- RESISTENCIA OHMICA.
- VERIFICACION DE RELECCION.
- CORRIENTE DE EXITACION.
- APRIETE DE CONEXIONES.



- MEGGER A DEVANADOS.
- RESISTENCIA OHMICA.
- VERIFICACION DE RELACION.
- CURVA DE SATURACION.
- APRIETE DE CONEXIONES.

 UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
 ®

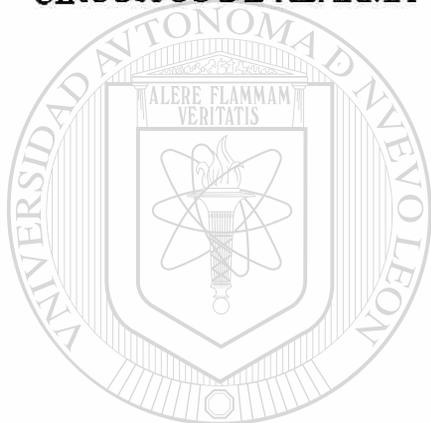
EQUIPOS

ACTIVIDADES

ESQUEMAS DE CONTROL

Y

CIRCUITOS DE ALARMA



- ALIMENTACION DE VOLTAJE DE CONTROL Y DISPARO.
- CIERRE Y DISPARO.
- SEÑALIZACION DE POSICION.
- DISPARO DE PROTECCIONES (ACCIONADO POR RELÉS)
- OPERACIÓN DE BANDERAS.
- BLOQUEOS DE CIERRE O APERTURA.
- LARMAS LOCALES Y REMOTAS.
- RELEVADORES AUXILIARES.
- MEDICION DE CORRIENTES O VOLTAJES EN RELÉS BAJO CONDICIONES DE CARGA.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

RELEVADORES

(EJEMPLO 87 DE TRANSFORMADOR) ARMONICAS.

- LIMPIEZA GENERAL (RELEVADOR DE CAJA)
- APRIETE DE TORNILLERIA.
- CORRIENTE MINIMA DE OPERACIÓN (pick-up) UNIDAD DIFERENCIAL E INSTANTANEA.
- RESTRICCIÓN DE % DE PENDIENTE.
- UNIDAD DE SELLO.
- CAIDA Y REPOSICION DE BANDERAS.

EQUIPOS**ACTIVIDADES**

RELEVADOR SEGÚN EL TIPO
Y ACUERDO A INSTRUCTIVO
DE FABRICANTE (EJEMPLO 50/51)

1. - COMO SÉ ENCONTRO
AJUSTE DE CERO.
CORRIENTE MINIMA DE
OPERACIÓN (PICK-UP)
EN UNIDADES DE TIEMPO
INSTANTANEO
CURVA DE TIEMPO
CORRIENTE
2. - MANTENIMIENTO
LIMPIEZA GENERAL
(RELEVADOR Y CAJA)
PRUEBAS DE AISLAMIENTO.
APRIETE DE TORNILLERIA.
3. - COMO SE DEJA AJUSTE DE
CERO.
CORRIENTE MINIMA DE
OPERACIÓN (PICK-UP)
EN UNIDADES DE TIEMPO
E INSTANTANEO.
CURVA TIEMPO-CORRIENTE.
SELLO O INDICADOR EN
UNIDAD DE TIEMPO.
CAIDA Y REPOSICION DE
BANDERAS.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

EQUIPOS

ACTIVIDADES

TRANSFORMADORES

- MEGGER A DEVANADOS.
- RESISTENCIA OHMICA.
- VERIFICACION DE RELACION.
- CORRIENTE DE EXITACION O
CURVA DE SATURACION.
- APRIETE DE CONEXIONES.

AUXILIARES

Las actividades anteriormente descritas, es considerando esquemas con relés de sobrecorrientes (50 / 51). Y diferenciales de transformadores (87 T) de Tipo Electrónico. En otros casos como relés Direccionales (67), De Distancia (21) etc. O bien relés del tipo estático, es necesario revisar lo que es aplicable de acuerdo a instructivos de fabricantes. En las figuras 8.3 y 8.4 se muestran hojas de registro para relés 50/51 y 87 T.

8.6 INTERPRETACION DE RESULTADOS DE MANTENIMIENTO A RELEVADORES

- a) Para cada relé su instructivo correspondiente indica la tolerancia en corriente mínima de disparo (PICK-UP), Como ejemplo podemos citar que para relés 50/51 la tolerancia es +/- 5% y 3% para relés 87 T.
- b) La tolerancia en la respuesta de tiempo en relés de sobrecorrientes 51 es de 3% (máximo 5%) En el punto de la curva de máxima coordinación, esto es, en el valor máximo de corriente, al que tenga que coordinar hacia el lado de carga y hacia el lado de la fuente y obteniendo en este punto la mejor exactitud, En el resto de la curva no importa una desviación mayor. Al efectuar estas pruebas es importante asegurarse del valor de corriente aplicado ya que una desviación de 1% al 2% en este valor, Produce hasta un 10% de error en el valor de tiempo, debido a la inversidad de la curva. En todos los casos se recomienda apegarse a lo indicado en el instructivo del fabricante.
- c) Si se tienen grandes diferencias entre lo registrado en el último mantenimiento y el mantenimiento actual se recomienda averiguar la causa (polvo, Humedad, Vibración etc.) y ver si esta puede ser eliminada, En caso contrario lo recomendable es acortar el tiempo de mantenimiento.
- d) Las actividades de mantenimiento, Deben efectuarse con mucho cuidado ya que de no ser así puede resultar contraproducente, esto es, Si el equipo o procedimiento de prueba no son los adecuados, El equipo quedara en peores condiciones.

8.7 MANTENIMIENTO DE ESQUEMAS A BASE DE FUSIBLES

Salvo que existan condiciones críticas, un programa conservador es efectuar cada 2 años lo siguiente:

- 1) Verificar la capacidad y tipo del fusible contra carga del circuito (equivalente a la revisión de ajuste en relés).
- 2) Verificar que el fusible este en uso (no puenteado).
- 3) Verificar la ausencia de calentamiento debido a sobrecargas o falsos contactos.
- 4) Limpieza de aislamiento del portafusible.
- 5) Apriete de conexiones y revisión de soportes a presión.
- 6) En el tipo canilla o tubo de expulsión, Verificar el estado de la canilla.
- 7) Efectuar ocasionalmente pruebas destructivas verificando puntos de curvas de tiempo (corriente del fabricante).

8.8 MANTENIMIENTO A ESQUEMAS DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSION (ELECTROMAGNÉTICOS)

Sin dejar de considerar lo que el fabricante del equipo recomiende, como máximo cada 2 años debe ejecutarse lo siguiente:

1. Inspección visual removiéndolo del cubiculo y poniendo atención en:
 - a) Conexiones Primarias y Control.
 - b) Inspección de contactos (de arqueo y Principales) Removiendo las cámaras de arqueo.
 - c) Mecanismo de operación, Incluyendo indicador mecánico de posición y contador de operaciones.
2. Limpieza General a base de aire seco a baja presión.
3. Prueba a elementos de protección de sobrecorrientes.

- a) Verificación de sensores de corriente.
- b) Verificación de corriente mínima de disparo (pick-up) y tiempos de acuerdo a curvas de operación de fabricante y ajustes instalados.
- c) Indicadores de operación (fase, Neutro, Instantánea, De tiempo etc.).

Nota.- En algunas marcas de equipos, solo pueden probarse su modulo de disparo mediante equipo de prueba especial suministrado por el mismo fabricante. En otros, Del tipo de “ Bobina Serie “ Existe dificultad para inyectar corriente de 1,000 o más amperes.

4. Pruebas a circuito de Potencia.

- a) Resistencia de Aislamiento (megger).
- b) Resistencia de Contacto (DUCTER) A contactos de interruptor y conexión entre interruptor y terminales en cubiculo.

Nota.- Se anexa en figura No. 8.5 Forma de registro para resultados del mantenimiento.

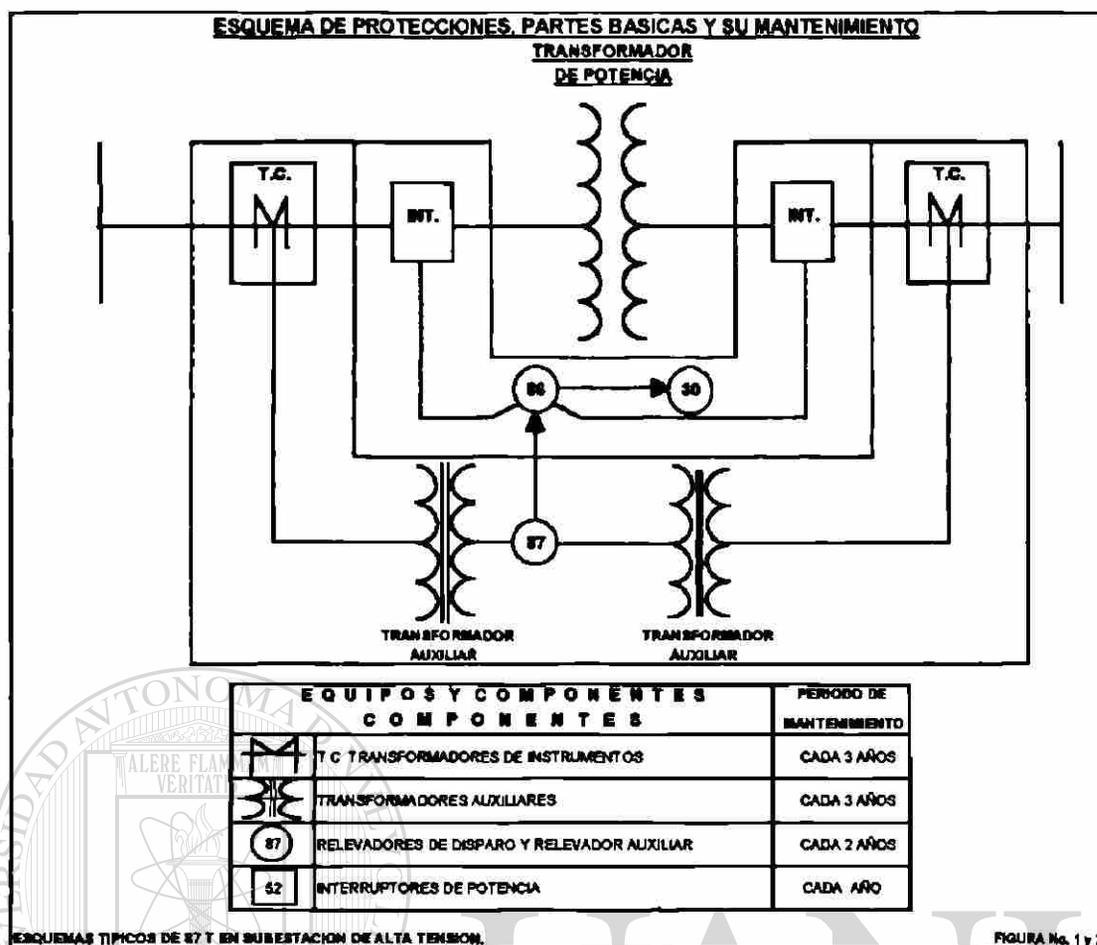


Fig.8.1 y 2 Esquemas de proteccion y partes basicas y mantenimiento

PRUEBA DE RELEVADORES 50/51

COMPANIA _____ TABLERO _____ CIRCUITO _____	ELABORO _____ FECHA _____ HOJA _____
---	--

DATOS DEL EQUIPO

RELEVADORES			AJUSTES		PUNTOS DE PRUEBA		
	FASES	NEUTRO	FASES		FASES	NEUTRO	
MARCA			TAP	% DEL TAP			
TIPO			T D	T EMPO EN CURVA			
ESTILO			INST	% DEL TAP			
RANGO DEL 51			INDIC	T EMPO EN CURVA			
RANGO DEL 50			NEUTRO	% DEL TAP			
AMPS INDIC			TAP	T EMPO EN CURVA			
R T C			T D	OBSERVACIONES			
LOCALIZACION			INST				
			INDIC				

RESULTADO DE LA PRUEBA

1.- COMO SE ENCONTRO	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO
AJUSTE DE CERO				
PICK-UP (Min. Operacion) EN AMPS				
T EMPO PARA % EN SEGS				
T EMPO PARA % EN SEGS				
INSTANTANEO EN AMPS				

2.- MANTENIMIENTO	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO
SUCIEDAD				
PARTICULAS METALICAS				
APRETADO DE TORNILLERIA				
A SLAM ENTO (MEGGER)				
LIMPIEZA DE CONTACTOS				
LIMPIEZA DE TAPA				

3.- DESPUES DE MANTENIMIENTO	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO
AJUSTE DE CERO				
PICK-UP (Min. Operacion) EN AMPS				
T EMPO PARA % EN SEGS				
T EMPO PARA % EN SEGS				
T EMPO PARA % EN SEGS				
SELLO DE INDICADOR EN AMPS				
INSTANTANEO EN AMPS				
INDICADOR DE INSTANTANEO				

4.- OTROS	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO
CAJA DE RELEVADOR				
REPOSICION DE INDICADORES				
DISPARO				

OBSERVACIONES: _____

Fig 8.3 Hoja de prueba de relevadores 50 / 51

PRUEBA DE RELEVADORES 87 T

COMPANIA: _____	ELABORO: _____
TABLERO: _____	FECHA: _____
CIRCUITO: _____	HOJA: _____

DATOS DEL EQUIPO				AJUSTES			
MARCA _____	RTC A.T. _____	SUPERIOR _____					
TIPO _____	RTC B.T. _____	INFERIOR _____					
ESTILO _____	LOCALIZACION _____	% PENDIENTE _____					
PICK-UP _____	_____	INSTANTANEO _____					

PRUEBA DE PICK-UP			UNIDAD PRINCIPAL				
ALIMENTACION EN TERMINALES	AJUSTES		VALORES ACONSEJABLES		PRUEBA PRACTICA		
	% DE PENDIENTE	TAP	PICK-UP OPTIMO (AMPS.)	TOLERANCIA	PICK-UP (AMPS.)		
					Ø 1	Ø 2	Ø 3

RESTRICCIÓN DE ARMONICAS							
ALIMENTACION EN TERMINALES	AJUSTES		VALORES ACONSEJABLES		PRUEBA PRACTICA		
	% DE PENDIENTE	TAP	I.C.D. (AMPS.)	I.C.A. (AMPS.)	I.C.A (AMPES.)		
					Ø 1	Ø 2	Ø 3

% DE PENDIENTE										
CONEXIONES EN TERMINALES	AJUSTES		V ACONSEJABLES		PRUEBA PRACTICA					
	PEND.	TAP	I3	I1	I PARA HX		I PARA HY			
HX	HY				Ø 1	Ø 2	Ø 3	Ø 1	Ø 2	Ø 3

UNIDAD INSTANTANEA				UNIDAD DE SELLO		
ALIMENTACION EN TERMINALES	TAP	PICK-UP (OPTIMO)	PRUEBA PRACTICA			
			PICK-UP			
			Ø 1	Ø 2	Ø 3	

AJUSTE		
PICK-UP		
Ø 1	Ø 2	Ø 3

FIGURA No.4

Fig. 8.4 Hoja de prueba para relevadores 87

PRUEBA DE INTERRUPTORES DE BAJA TENSION

CLIENTE _____ FECHA _____ HOJA _____
 SUBESTACION _____
 LOCALIZACION _____
 USO _____ ELABORO _____

DATOS DEL INTERRUPTOR

MARCA _____ VOLTAJE _____ TIPO _____
 MARCO _____ CAP INTERRUPTOR _____ No DE SERIE _____
 DISP DE DISPARO _____ SENSOR _____ TENS DE OPER _____
 RANGOS _____ T L _____ T C _____
 TIERRA _____ INST _____

AJUSTES

T L _____ T C _____
 T ERRA _____ INST _____

PRUEBA

FASES	TIEMPO LARGO				TIEMPO CORTO			
	M N MA OPERAC IÓN		T EMPO PARA		M N MA OPERAC IÓN		T EMPO PARA	
	ENCUNTRO	QUEDO	ENCUNTRO	QUEDO	ENCUNTRO	QUEDO	ENCUNTRO	QUEDO
A-B								
B-C								
C-A								

FASES	FALLA A TIERRA				INSTANTANEO	
	M N MA OPERAC IÓN		TIEMPO PARA		MINIMA OPERAC IÓN	
	ENCUNTRO	QUEDO	ENCUNTRO	QUEDO	ENCUNTRO	QUEDO
A-G						
B-G						
C-G						

PRUEBA DE SENSORES _____ INYECCION DE _____ AMPS PRIMARIOS _____
 AMPS. SECUNDARIOS _____ A _____ B _____ C _____

AISLAMIENTO

FASES	1		2		3	
POLOS	1	2	3	4	5	6
ABIERTO A TIERRA						
ENTRE POLOS						
CERRADO A T ERRA						

RESISTENCIA DE CONTACTOS

FASES	1	2	3

RES STENCIA

OBSERVACIONES _____

FIGURA No 5

Fig. 8.5 Hoja de pruebas de interruptores de baja tension

CAPITULO 9

9.1 CONCLUSIONES

Este trabajo sobre la protección de sistemas eléctricos de potencia por relevadores representa los temas fundamentales y abarca los principios generales de las diferentes protecciones, sus conexiones y los principios de operación de los relevadores. Su principal objetivo es exponer en forma simplificada los conceptos fundamentales.

Los temas se presentan en una forma clara y comprensible, de tal manera que lo puede utilizar gente familiarizada con el área de protecciones, como gente que inicie su estudio en esta área así mismo, estudiantes de licenciatura, tanto gente de post-grado.

Por su forma constructiva, los relevadores pueden subdividirse en electromecánicos y estáticos. Estos últimos se pueden definir como los que no tienen elementos móviles. A pesar de lo anterior, en los relevadores estáticos se utilizan los relevadores estáticos se utilizan los relevadores electromecánicos en forma auxiliar.

El desarrollo de los relevadores es un indicador de los avances tecnológicos en la electromecánica y electrónica. Los relevadores electromecánicos nacieron a principio del presente siglo, ante las necesidades de los sistemas electrónicos de potencia de aquella época. En 1901 aparecen los relevadores de sobrecorriente de inducción; en 1905-1908 inician su etapa los relevadores diferenciales de corriente; en 1910 principia la aplicación de los relevadores direccionales; de 1921 a 1937 se vuelve realidad el desarrollo de los relevadores de distancia.

Los relevadores electromagnéticos juegan un papel muy importante en los sistemas de protección para sistemas de potencia.

Estos relevadores son los más utilizados en los sistemas de protección; sus diferentes curvas características tiempo-corriente hacen posible una fácil coordinación con otros mecanismos de protección. Los relevadores electromagnéticos en la actualidad tienden a ser sustituidos por los relevadores de estado sólido, pero estos tienen ciertas desventajas ante los electromagnéticos, las condiciones ambientales tales como temperatura, húmeda, y polvo influyen en el óptimo funcionamiento de estos relevadores.

Después de analizar las diferentes formas de funcionamiento de los relevadores electromagnéticos se tiene una visión general en cuanto a la acertada aplicación de estos sistemas de protección de sistemas de potencia.

El desarrollo de los relevadores estáticos también ha pasado por tres fases en su forma constructiva, de los cual podemos mencionar: que la técnica de la protección digital de los sistemas eléctricos de potencia surgió a finales de la década 1960-1970, esta técnica está hoy en día consolidada con la aplicación de los microprocesadores.

Por todo lo anterior expuesto podemos concluir que:

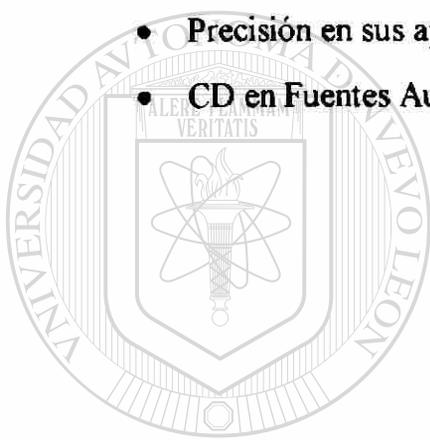
Los relevadores estáticos han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los analógicos en la mayoría de sus aplicaciones, pero para que esto suceda por completo, le tomará bastante tiempo reemplazar a todos los electromecánicos, de tal manera que las futuras generaciones tendrán que enfrentarse a los tipos de relevadores, por lo tanto la información que se presenta en este trabajo resulta ser básica en el estudio de la protección de sistemas eléctricos de potencia por medio de relevadores.

9.2.- RECOMENDACIONES

Los Sistemas Electricos deberán ser protegidos contra cualquiera de las causas que originan funcionamientos anormales.

Asegurando un suministro de Potencia Eléctrica de calidad para sus usuarios, y de uso confiable. La Protección de los Sistemas Electricos se logra utilizando un conjunto de elementos con características indispensables para lograr resultados eficientes, como lo son:

- La Capacidad Interruptiva de sus interruptores.
- Elementos de Desconexión rápida.
- Precisión en sus aparatos de medición.
- CD en Fuentes Auxiliares de Alimentación.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

GLOSARIO

T.C. Transformador de Corriente.

T.P. Transformador de Potencial.

C.D. Corriente Directa.

C.A. Corriente Alterna.

D.C. Corriente Directa.

A.C. Corriente Alterna.

Relé Relevador.

SEP Sistema Eléctrico de Potencia.

Ω Ohms.

Amps Amperes.

β Densidad Magnética.

α Proporcional a.

ϕ Flujo Magnético (weber).

Φ Flujo Máximo (weber).

Z Impedancia (ohms).

V Voltaje (ohms).

Y Admitancia (mhos).

Φ Angulo entre magnitudes de influencia

ϕ Angulo del componente inductiva.

τ	Angulo de par máximo.
N	Número de vueltas en la bobina.
N_1	En el primario.
N_2	En el secundario.
I_{nom}	Corriente nominal.
Hz	Hertz ó ciclos/seg.
ASA	Asociación Americana de Standares.
ICS	Unidad de Sello.

52a	Contacto auxiliar del interruptor.
52x	Bobina auxiliar del interruptor.
52y	Bobina de anti-bombeo auxiliar del interruptor.
52c.c.	Bobina de cierre del interruptor.
Bus	Barras Colectoras.

ω Frecuencia.

F Fuerza.

T Par.

K_v Kilovolts.

KVA Kilo – Volts – Amper.

K_1 Constante de conversión de la fuerza.

K_2 Constante de retención (incluye la fricción).

I_{min} Corriente mínima.

G Generador eléctrico.

Tap's Derivaciones de la bobina.

$I_{pick-up}$ Corriente de puesta en trabajo.

Burden Carga.

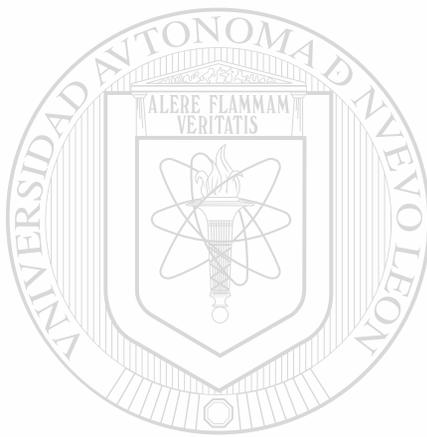
Relay Relevador.

I.D.T.M. Curva Inversa con Tiempo minimo definido.

T.M.S. Ajuste multiplicador de tiempo.

T.L.S. Palanca de ajuste de tiempo.

M.T.A. Angulo de par maximo.

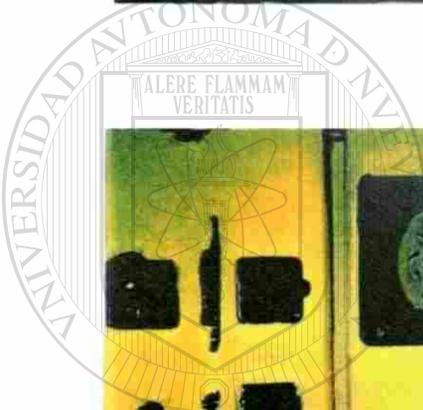


UANL

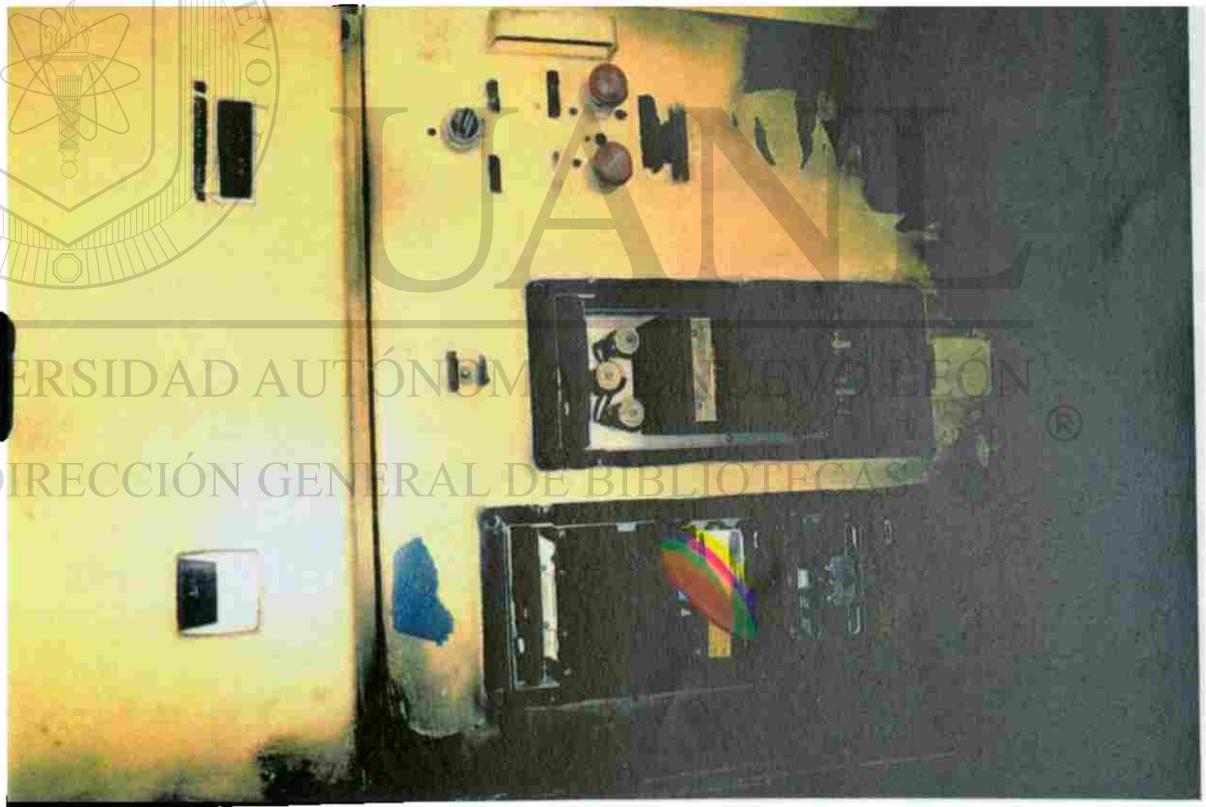
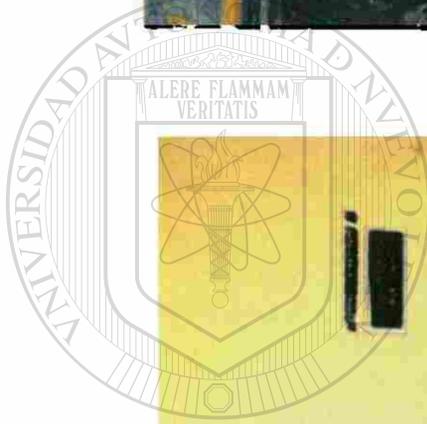
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

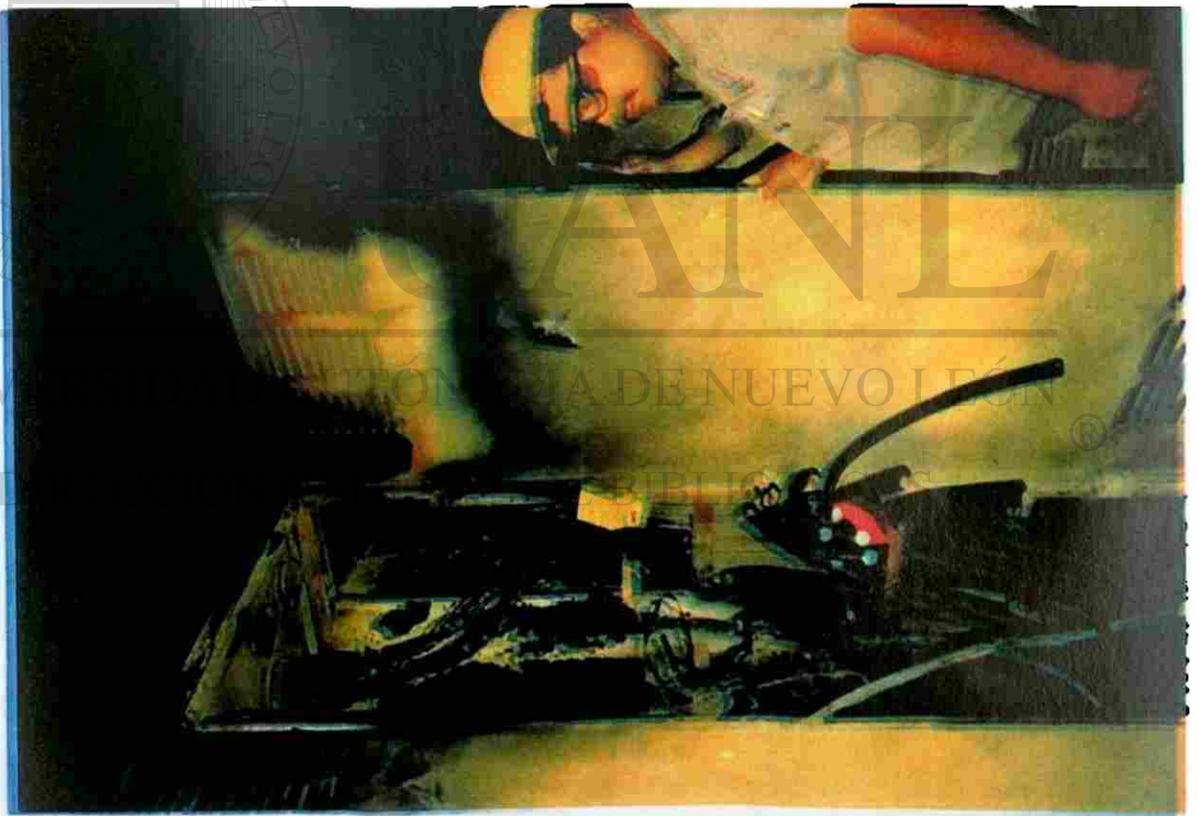
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS



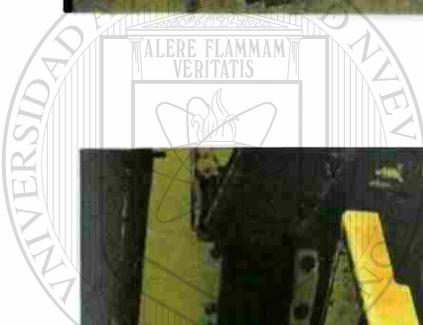
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

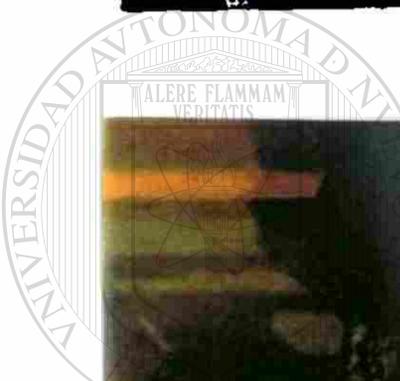
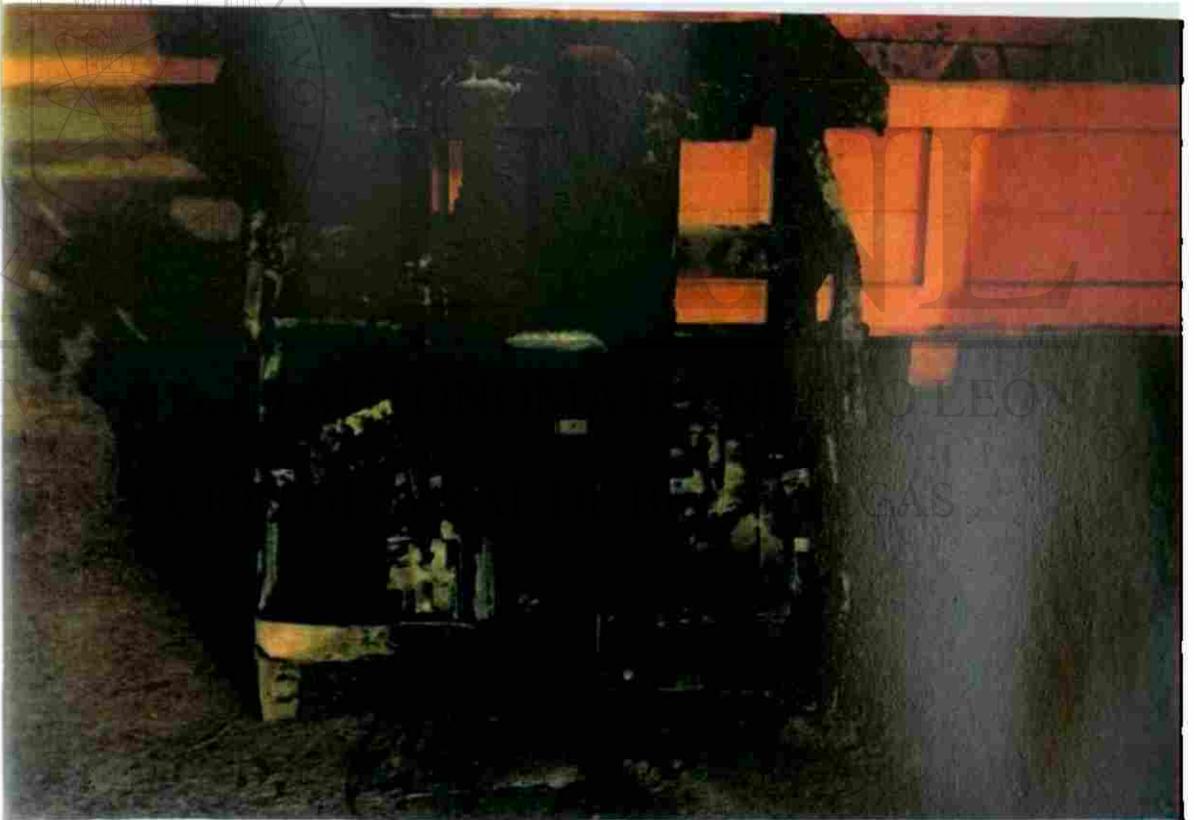




UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS







UNI

O LEÓN
TI
LAS



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LAREDO

D

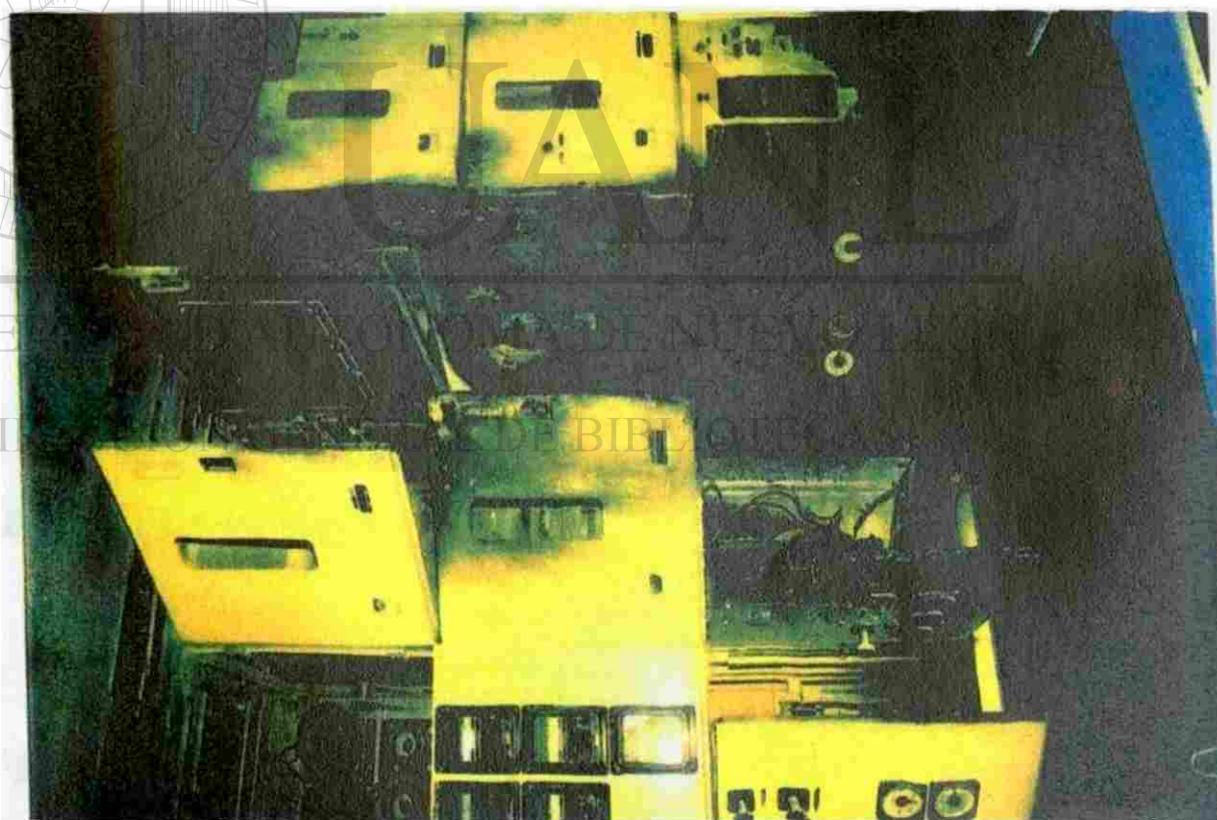
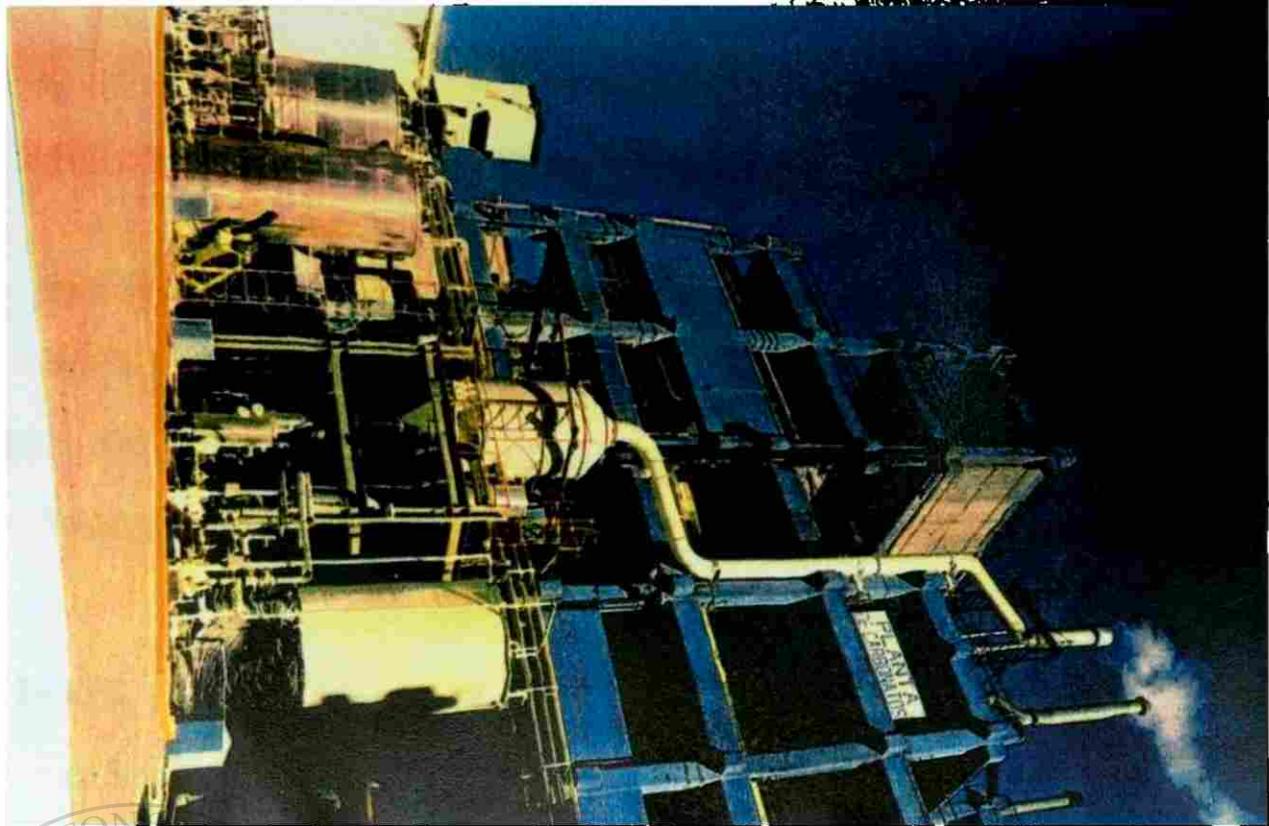




UNIVERSIDAD
DE TLAXCALA

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES Y
DESENVOLUPAMIENTO TECNOLÓGICO





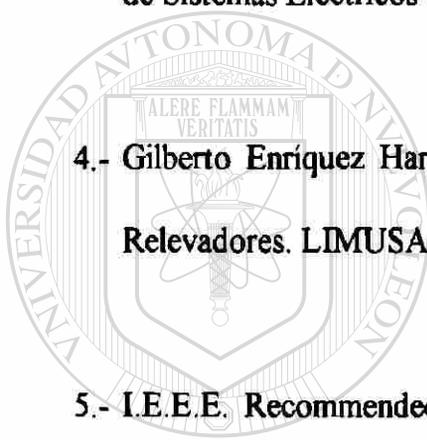
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA

BIBLIOGRAFIA

- 1.- H. Altuve Ferrer. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. CENACE CFE. 1^ª Edición 1992.
- 2.- H. Altuve Ferrer. Memoria Curso Tutorial Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección. F.I.M.E.-U.A.N.L. 1^ª Edición 1993.
- 3.- CFE. – U.A.N.L. Memoria Técnica – II Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. CFE. – U.A.N.L. 1^ª Edición 1993.
- 4.- Gilberto Enríquez Harper. Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores. LIMUSA 1^ª Edición 1981.
- 5.- I.E.E.E. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. I.E.E.E. 1^ª Edición 1975.
- 6.- B. Ravindranath, M. Chander. Protección de Sistemas de Potencia e Interrupciones. LIMUSA. 1^ª Edición 1980.
- 7.- C. Russell Mason. El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. C.E.C.S.A. 7^ª Edición 1979.
- 8.- W.E.C. Applied Protective Relaying. W.E.C. 2^ª Edición 1979.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO

Juan Ramón Chávez Contreras

Candidato para el Grado de
Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Potencia

Tesis: La Importancia de las Protecciones contra Sobrecorrientes en los Sistemas
Eléctricos de Potencia

Campo de Estudio: En la industria Mediana y Macro.

Biografía: Nacido en Monterrey Nuevo León, el 29 de Marzo de 1953, hijo de Rosendo
Chavez Limón y Carmen Contreras Lugo.

Educación: Egresado de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la
Universidad Autónoma de Nuevo León; Grado obtenido de Ingeniero Electricista en
1996.

Experiencia Profesional: En Industria del Alkali S.A. de C.V. como Supervisor Electrico
de la Planta de Carbonatos.

