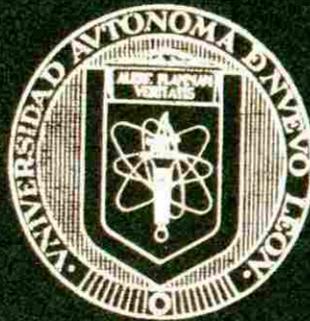


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA**

DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



**RELEVADORES DE PROTECCION
APLICADOS A LAS LINEAS DE TRANSMISION**

POR

ING. FRANCISCO JOEL OLVERA BLANCO

T E S I S

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

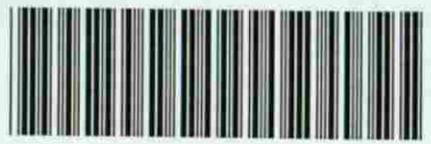
MONTERREY, N. L.

DICIEMBRE DE 1999

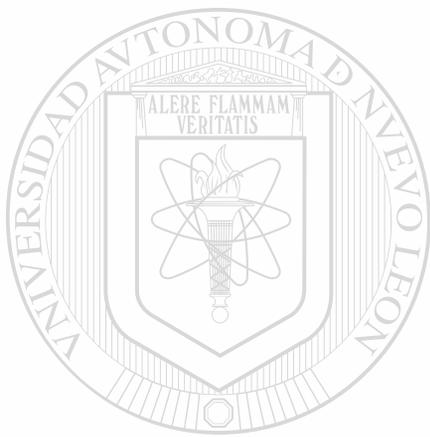
4-95 TM
TK2861

RELEVADORES DE PROTECCION
APLICADOS A LAS LINEAS DE TRANSMISION

F. J. O. B.,



1080098235



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

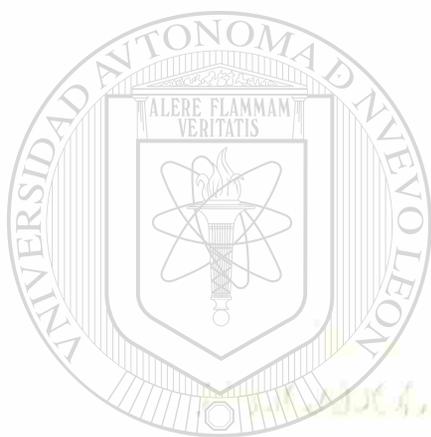


DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
Y ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



U A N L

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

POR

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

DR. FRANCISCO JOEL OLIVERA BLANCO

T E S I S

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

SANTITIA, N. L.

NOVIEMBRE DE 2008

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



ING. FRANCISCO JOEL OLVERA BLANCO

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

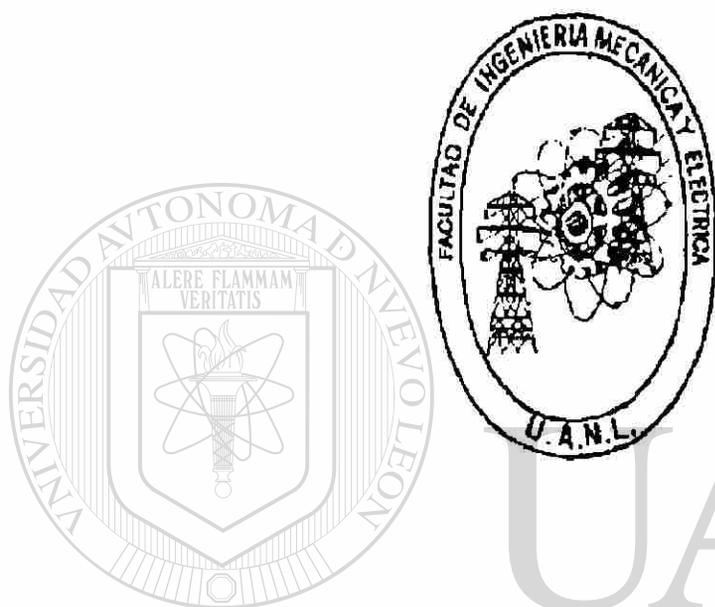
MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE 1999

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



RELEVADORES DE PROTECCIÓN
APLICADOS A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

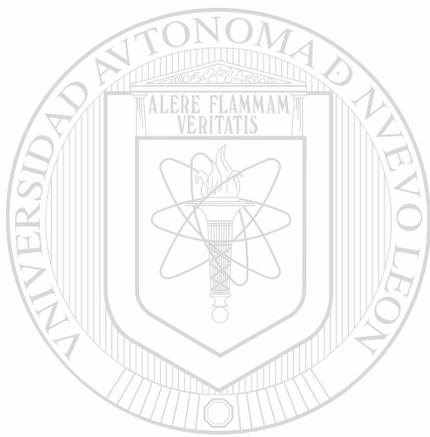
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
POR

ING. FRANCISCO JOEL OLVERA BLANCO

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

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE 1999



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



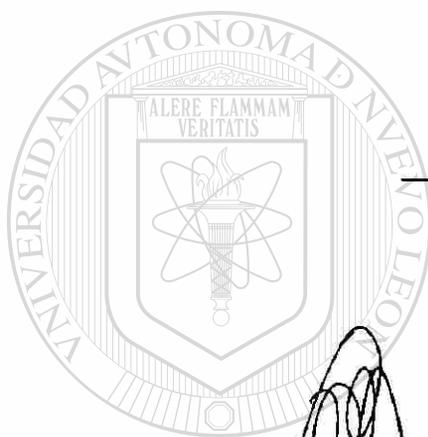
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



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

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis "Relevadores de Protección Aplicados a las Líneas de Transmisión", realizada por el alumno Ing. Francisco Joel Olvera Blanco, matricula 0589279 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 Paez Ordoñez

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



Vo. Bo.

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

San Nicolás de los Garza, N. L. a Diciembre de 1999.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su confianza, comprensión y apoyo que siempre me han brindado.

A mi novia y futura esposa la Srta. Perla Gámez Quiroz, ya que sin su ayuda, apoyo, motivación e inmenso amor no hubiera decidido realizar esta maestría.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento al MC Evelio P. González Flores asesor de este trabajo, al MC Félix Estrada y al MC Armando Paez consejeros de esta tesis, al MC Marco A. Méndez Cavazos por su valiosa atención dedicada en la elaboración de este trabajo, también al Dr. Cesar Elizondo, Dr. Fernando Betancourt Ramírez así como también al MC Enrique Betancourt Ramírez con los cuales curse mis materias de maestría, y de los cuales aprendí muchas cosas, gracias por su experiencia y apoyo.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Al Director y Subdirector de la Escuela Industrial y Preparatoria Técnica “Alvaro Obregón” Ing. José Efrén Castillo Sarabia e Ing. José A. Ovalle respectivamente, por la oportunidad que me brindaron para llevar a cabo esta maestría.

DEDICATORIAS

A Dios...

Por permitirme nacer y brindarme la oportunidad en esta vida de cumplir mis metas y hacer feliz a los que me rodean. Gracias Dios por todo esto.

A mis Padres...

Francisco Olvera Medina

Magdalena Blanco morales

Por permitirme nacer, su apoyo incondicional, sus consejos y su inmenso amor. Dios los Bendiga siempre.

A mis hermanos...

Miguel Angel

Juan Gabriel

María Antonieta

Por su gran comprensión, efecto, cariño y amor. Doy gracias a Dios por regalármelos como mis hermanos.

A mi novia Y futura esposa...

Srita. Perla Gámez Quiroz

Por su paciencia, comprensión, su apoyo y el inmenso amor que me ha brindado durante todo este tiempo. Te amo mucho Perla. Dios te Bendiga siempre.

A mis amigos...

Por regalarme algo que es muy valioso... su amistad.

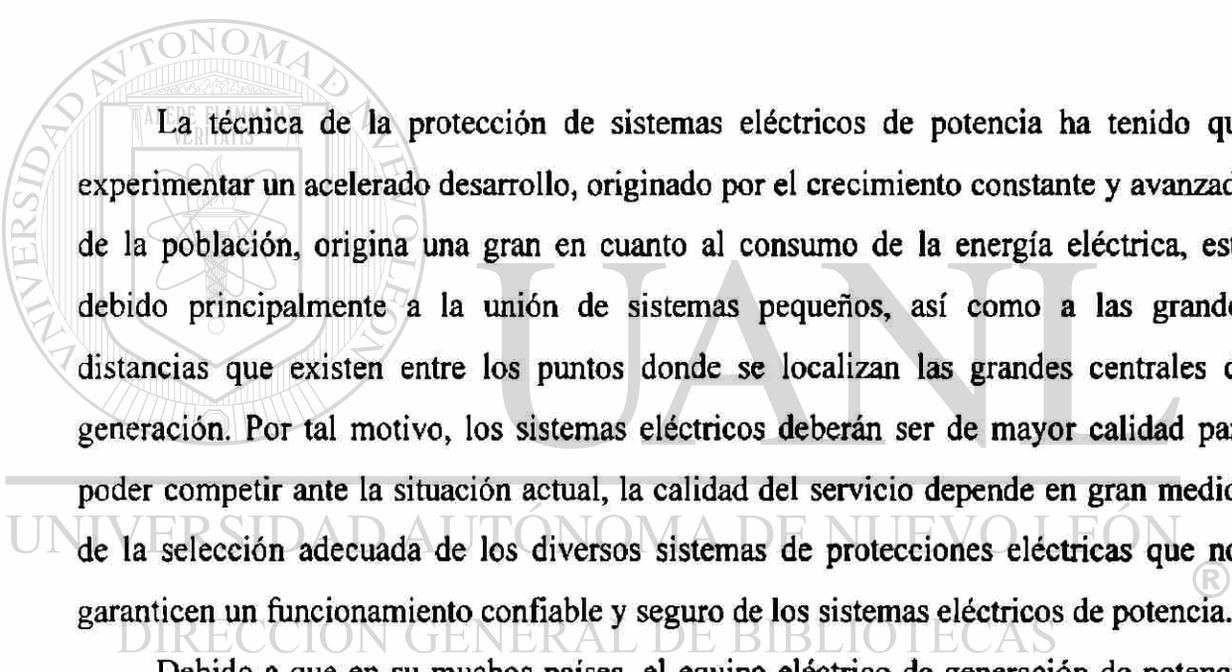
A todas aquellas personas que de una manera u otra han estado junto a mí en las situaciones buenas y malas de la vida.

A Todos, Muchas Gracias.

Ing. Joel Olvera



PROLOGO

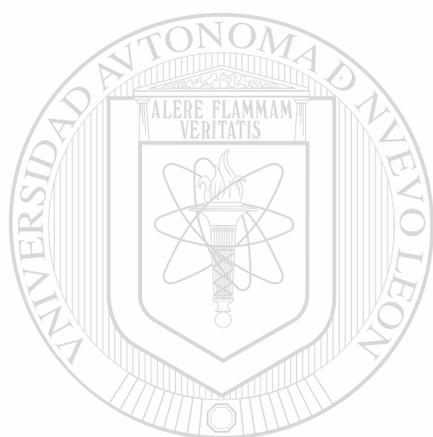


La técnica de la protección de sistemas eléctricos de potencia ha tenido que experimentar un acelerado desarrollo, originado por el crecimiento constante y avanzado de la población, origina una gran en cuanto al consumo de la energía eléctrica, esto debido principalmente a la unión de sistemas pequeños, así como a las grandes distancias que existen entre los puntos donde se localizan las grandes centrales de generación. Por tal motivo, los sistemas eléctricos deberán ser de mayor calidad para poder competir ante la situación actual, la calidad del servicio depende en gran medida de la selección adecuada de los diversos sistemas de protecciones eléctricas que nos garanticen un funcionamiento confiable y seguro de los sistemas eléctricos de potencia.

Debido a que en su muchos países, el equipo eléctrico de generación de potencia eléctrica por lo regular es importado de otros países, ha traído como consecuencia que exista una gran variedad de equipos, o cual dificulta que en la preparación del personal que enfrenta los problemas de proteger los equipos eléctricos, les demanda constantemente un alto nivel de preparación para que puedan salvaguardar toda situación que se pueda presentar.

Por lo que se ha expuesto en el anterior escrito, el presente trabajo está orientado a brindar al personal del área de protección de sistemas eléctricos, un estudio de los diversos relevadores de protección empleados en las líneas de transmisión, sin pasar por alto los conceptos generales del funcionamiento de los relevadores.

Existe un acelerado desarrollo de nuevas tecnologías en la construcción, funcionamiento y aplicación de nuevos relevadores de protección, esto como consecuencia de la creación de nuevas plantas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones, etc., que acarrearán como resultado de estos avances un cambio en la topología de los sistemas eléctricos de potencia. Ante tal situación, se aclara que el presente trabajo no pretende cubrir análisis de estudio muy profundos acerca del funcionamiento del relevador, así como de sus principios de operación, ya que esto demandaría de mucha información adicional, cursos de especialización y actualización y, sobre todo, de muchos años de experiencia en el campo de protección de equipos eléctricos.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

INDICE

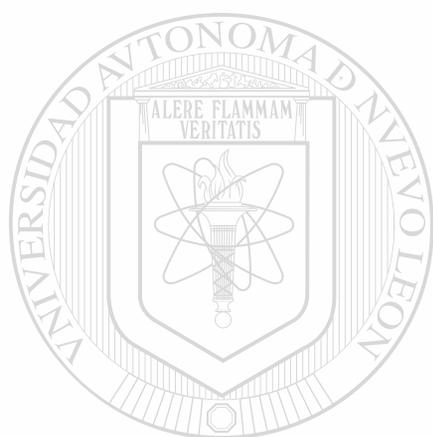
Síntesis	3
1. Introducción	7
1.1 Descripción del problema a resolver	7
1.2 Objetivo de la tesis	9
1.3 Justificación de la tesis	9
1.4 Limites del estudio	9
1.5 Metodología	10
1.6 Revisión bibliográfica	11
2. Formas generales de la protección eléctrica	13
2.1 Antecedentes	13
2.2 Apartarayos	14
2.3 Sistema de tierra	15
2.4 Fusibles	15
2.5 Relevadores	16
2.6 Estadísticas de fallas	17
2.7 Causas que originan fallas en el sistema	18
2.7.1 Sobrecarga	18
2.7.2 Corto circuito	19
2.7.3 Caída de tensión	19
2.7.4 Elevación de tensión	20
2.7.5 Inversión en el sentido de la potencia	20
2.7.6 Variación de frecuencia	20
2.8 Elementos que intervienen en un sistema de protección	20
2.8.1 Transformador de instrumento	22
2.8.2 Transformadores de corriente	23
2.9 Evaluación de la protección por relevadores	23

3. Fundamentos de la protección por relevadores	25
3.1 Introducción	25
3.2 Función de la protección por relevadores	27
3.3 Formas de disparo de los interruptores del relevador	31
3.4 Claves y nomenclaturas de los términos utilizados en los diagramas eléctricos	33
3.5 Protección primaria	47
3.6 Protección de respaldo	48
3.7 Zonas de detección y zonas de libramiento	51
3.8 protección de respaldo falla de interruptor	52
3.8.1 Respaldo local	53
3.8.2 Respaldo remoto	54
3.9 Características de operación	54
4. Funcionamiento de los relevadores de protección	56
4.1 Introducción	56
4.2 Clasificación de los relevadores	57
4.3 Principios de operación de los relevadores	58
4.4 Características	63
4.5 Reposición (Reset)	65
4.6 Funcionamiento	66
4.7 Indicadores de funcionamiento	66
4.8 Bobinas de sello	67
4.9 Acción retardada y sus definiciones	67
5. Descripción los tipos de relevadores de protección	69
5.1 Filosofía de la protección por relevadores	69
5.2 Tipos de relevadores de protección	71
5.2.1 Relevadores de sobrecorriente (50/51)	72
5.2.2 Relevadores restricción de voltaje o control de voltaje	73
5.2.3 Relevadores direccionales (67)	73
5.2.3.1 Construcción y operación	74
5.2.3.2 Relevador direccional falla a tierra	77

5.2.4 Relevadores diferenciales (87)	80
5.2.5 Relevador de fallas a tierra (64)	83
5.2.6 Relevador verificación de sincronismo (25)	85
5.2.7 Relevadores de voltaje (47)	85
5.2.8 Relevadores de distancia (21)	86
5.2.9 Relevadores de secundario de fase o fase invertida (46)	87
5.2.10 Relevador de frecuencia (81)	88
5.2.11 relevadores sensores de temperatura (26)	88
5.2.12 Relevadores sensores de presión de gas (63)	89
5.2.13 Relevador de temperatura tipo replica	89
5.2.14 Relevadores auxiliares	90
6. Relevadores de Sobrecorriente	91
6.1 Introducción	91
6.2 Aplicación	91
6.3 Selección de la característica de tiempo	93
6.4 Relevadores de sobrecorriente instantánea	94
6.5 Relevadores de sobrecorriente direccionales	94
6.6 Polarización	97
6.7 Unidad de secuencia negativa contra fallas a tierra	100
6.8 Dos relevadores contra tres relevadores para falla de fase	101
6.9 Ajuste	103
6.9.1 Relevadores de fase	103
6.9.2 Relevadores de tierra	106
6.10 Factores que afectan el ajuste	107
6.10.1 Errores transitorios de los TC'S	107
6.10.2 Resistencia de arco y de tierra	107
6.10.3 Sobrealcance	109
6.11 Coordinación	110
6.11.1 Circuitos radiales	110
6.11.2 Circuitos en anillo	113
6.11.3 Recierre automático	113

7. Relevadores de Distancia	115
7.1 Introducción	115
7.2 Principio de operación	116
7.2.1 Ecuación general del par de un elemento ohmico	117
7.3 Tipos de relevadores de distancia	121
7.4 Tipos de fallas en las líneas de transmisión	121
7.5 Estructura del relevador de distancia	125
7.6 Deducción de que reciben los (21)	126
7.7 Tiempos de operación y zonas de protección	133
7.8 Líneas multi-terminales	135
7.9 Efectos de las oscilaciones del sistema	138
7.10 Bloqueo de disparo a causa de las oscilaciones	145
7.11 Disparo a causa de una oscilación	146
7.12 Ajuste y coordinación (tiempos de operación)	147
7.12.1 De fase línea con dos terminales	148
7.12.1.1 Ajuste	148
7.12.1.2 Coordinación	149
7.12.2 De fase líneas con tres terminales	149
7.12.2.1 Ajuste	149
7.12.2.2 Coordinación	150
7.12.3 De tierra	151
7.12.3.1 Ajuste	151
7.13.2.2 Coordinación	153
8. Relevadores tipo piloto	154
8.1 Introducción	154
8.2 Principios de operación y clasificaciones	155
8.3 Canales piloto	157
8.3.1 Hilo piloto	157
8.3.2 Canal de onda portadora	161
8.3.3 Canal de microondas	164
8.3.4 Canal de fibra óptica	164

8.4 Principio de operación protección diferencial	165
8.4.1 Relevadores de porcentaje diferencial	170
8.5 Protección por hilo piloto	173
8.6 Piloto por comparación de fase	178
8.6.1 Piloto de media onda de bloqueo (“ON-OFF”)	183
8.6.2 Piloto de media onda de disparo (“ON-OFF”)	185
8.6.3 Piloto de media onda de bloqueo (corrimiento de frecuencia)	186
8.6.4 Piloto de media onda de disparo (corrimiento de frecuencia)	187
8.6.5 Piloto de media onda de pérdida de bloqueo (corrimiento de frecuencia)	188
8.6.6 Piloto de comparación de fase de onda completa	190
8.6.7 Consideraciones acerca de las señales a comparar	191
8.6.8 Comparación de fase segregada	193
8.6.9 Ventajas	194
8.7 Piloto por comparación direccional	194
8.7.1 Protección piloto de bloqueo	196
8.7.2 Protección piloto de pérdida de bloqueo	199
8.7.3 Piloto de disparo de sobrealcance	201
8.7.4 Piloto de disparo de subalcance	202
8.7.5 Ventajas	204
8.7.6 Desventajas	205
8.8 Piloto por comparación combinada de fase y direccional	205
9. Conclusiones y recomendaciones	208
9.1 Conclusiones	208
9.2 Recomendaciones	209
Bibliografía	211
Listado de tablas	212
Listado de figuras	213
Glosario	217



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

SINTESIS

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.

El presente capítulo realiza una descripción del problema que se puede presentar en las líneas de transmisión de longitud corta, media y larga que manejan la distribución de los flujos de potencia necesarios para el consumo de la comunidad por el cual se desarrolla esta tesis, en la cual sus objetivos se basarán en la comprensión de los fundamentos, características y consideraciones referentes a los sistemas de protección.

Se justifica el desarrollo de esta tesis tomando como base la complejidad de los textos referentes a estos sistemas de protección por relevadores, lo anterior limitándose debido a las condiciones anormales tanto internas como externas del sistema eléctrico (líneas de transmisión), siguiendo una metodología basada en la recopilación de información referente a cada tipo de protección necesaria para este propósito.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 2. FORMAS GENERALES DE LA PROTECCIÓN ELÉCTRICA.

Este capítulo trata de los antecedentes de la protección por medio de relevadores, mencionando las fallas que se origina 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 enuncian los elementos que intervienen en un sistema de protección.

CAPITULO 3. FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

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

CAPITULO 4. FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

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

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

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN[®]

CAPITULO 5. DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

Es este capítulo se hace mención y descripción de los diversos tipos de relevadores que se pueden encontrar en un sistema de protección desde los más comunes hasta los de uso específico, explicándose de cada uno de ellos su funcionamiento, sus características y su principio de operación.

CAPITULO 6. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

El presente capitulo se explica a detalle la descripción y aplicación general de las protecciones contra sobrecorrientes aplicados a las líneas de transmisión, en el cual se muestran los diagramas de conexiones y de principios de operación, así como se representan las partes principales que constituyen a estos tipos de relevadores.

Además se muestra las posibles circunstancias que se pudieran ocasionar debido a los efectos de transitorios, armónicas, resistencia de tierra, resistencia de arco, entre otros factores.

CAPITULO 7. RELEVADORES DE DISTANCIA.

El presente capitulo se dedica a la descripción y aplicación general de las protecciones de distancia aplicados a las líneas de transmisión, en el cual se muestran los diagramas de conexiones y de principios de operación, así como se representan las partes principales que constituyen a estos tipos de relevadores.

Además se muestra una explicación a detalle de los diversos tipos de relevadores de distancia, conforme a los tipos de falla que se puedan presentar en las líneas de transmisión.

Sobre la base del tipo de falla ocurrida en el sistema de potencia, se muestra una pequeña deducción de las cantidades que recibe cada tipo de relevador de distancia, así como sus diagramas X- R y Z – t respectivamente.

CAPITULO 8. RELEVADORES TIPO PILOTO.

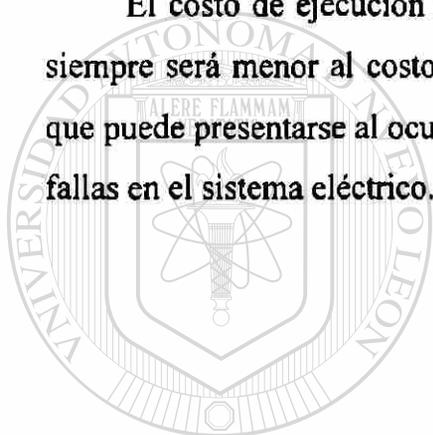
El presente capitulo se dedica a la descripción y aplicación general de las protecciones de hilo piloto aplicados a las líneas de transmisión, en el cual se muestran los diagramas de conexiones y de principios de operación, así como se representan las partes principales que constituyen a estos tipos de relevadores.

Además se muestra una explicación a detalle de los diferentes tipos de canales piloto que se utilizan en para este tipo de protección, así como las ventajas y desventajas que presentan cada tipo de canal.

CAPITULO 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Este capítulo trata de que toda red de distribución eléctrica por nueva que sea, requiere de protección y toda protección requiere de análisis de operación secuencial (estudio de coordinación), apoyando por un programa de mantenimiento.

El costo de ejecución de estudio de coordinación y programas de mantenimiento siempre será menor al costo de reparación del equipo dañado y pérdida de producción que puede presentarse al ocurrir una falla el esquema de protecciones de potencia por las fallas en el sistema eléctrico.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

1

INTRODUCCIÓN

Es los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, los sistemas de potencia han tenido un gran crecimiento en los últimos tiempos, debido primordialmente a la unión de sistemas pequeños, así como también a las grandes distancias que existe entre los puntos donde se localizan las grandes centrales y los grandes centros de consumo.

Los relevadores de protección, son dispositivos con los que todo ingeniero de sistemas eléctricos de potencia, tiene que tratar en el transcurso de su desempeño profesional.

La protección de los sistemas eléctricos de potencia por medio de relevadores es una de las ramas de especialización que ha experimentado un desarrollo en forma acelerada. En los últimos 20 años se ha visto el desarrollo y aplicación a gran escala de los relevadores estáticos, y mediante estos dispositivos los sistemas eléctricos de potencia han mejorado y son cada vez más confiables.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA A RESOLVER.

Dependiendo de los requisitos que se deben llenar, las líneas de transmisión deben estar protegidas por equipo de protección. Esto debido a que es el elemento que más se presenta en un sistema eléctrico de potencia, ya que es el medio de conexión que existe entre las diferentes plantas generadoras de energía eléctrica.

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.

Además, es el elemento que puede presentar más fallas en la red, ya que está expuesta por su longitud a las condiciones climatológicas y ambientales.

El 95% de las fallas ocurren de una fase a tierra, o bien, por descargas atmosféricas, o por problemas de aislamiento, contaminación, animales, hilos de guarda caídos y por vandalismo.

Es por esto, que el presente trabajo se enfoca en resolver la forma de seleccionar el equipo de protección más adecuado para evitar al máximo que las líneas de transmisión queden fuera de servicio debido a algunas de las fallas antes mencionadas.

Usualmente, el costo de las pérdidas en producción es mayor que el costo de los daños físicos en el equipo involucrado en una falla eléctrica. Por lo tanto, es importante para la operación de las líneas de transmisión que el sistema eléctrico sea diseñada adecuadamente, para que el equipo de protección aplicado aisle rápidamente las fallas con un mínimo de interrupción al servicio.

La protección de un sistema eléctrico de potencia puede visualizarse como una forma de póliza de seguro, aunque no se observa la ventaja de ello mientras no ocurra una falla u otra emergencia similar. Pero cuando ocurre una falla puede comprobarse dicha ventaja por la reducción de la interrupción, tanto en extensión como en duración de la misma, así como el riesgo de lesiones del personal o daños a las propiedades.

1.2 OBJETIVO DE LA TESIS.

La finalidad del presente trabajo, se basa principalmente en la comprensión de los fundamentos, características y consideraciones que se deben tomar para el estudio de la protección de las líneas de transmisión utilizando diversos tipos de relevadores de protección 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.
- Coordinación.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS.

Ya que en la actualidad, no existe información adecuada de forma práctica y sencilla dentro del área de los sistemas de protección empleando relevadores, este trabajo se realiza con el objetivo de proporcionar una guía para todas aquellas personas que se interesen en el estudio de la protección de las líneas de transmisión utilizando relevadores de protección, esto debido, a que en el campo de aplicación sólo existen libros de apoyo, pero con conceptos más complejos que los que se presentarán en este trabajo.

1.4 LÍMITES DEL ESTUDIO.

Los Sistemas Eléctricos 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 Eléctricos por Efecto de Contaminación.**
- **Elementos Extraños en la Instalación. (Pájaros, roedores, ramas de arboles, etc.)**
- **Resistencia Mecánica de Diseño.**
- **Vandalismo.**
- **Eventos Fortuitos.**

1.5 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 de las líneas de transmisión.

El procedimiento para realizar la elaboración de este trabajo, se basa en la recopilación de información acerca de los tipos de relevadores de protección que se pudieran utilizar para proteger las líneas de transmisión, tomando como consideración las posibles causas que originan las fallas. Para elaborar este trabajo se siguen los siguientes pasos:

1. Se brinda una introducción acerca de la importancia que tienen los relevadores para proteger los sistemas eléctricos de potencia.
2. Se definen los conceptos fundamentales de operación aplicados a los relevadores de protección en forma general, indicando lo siguiente:
 - 2.1 Antecedentes acerca de los sistemas de protección.
 - 2.2 Se realiza un muestreo estadístico donde se observan las causas de las fallas en los equipos eléctricos de potencia.
 - 2.3 Se definen los elementos que intervienen en un sistema de protección.

3. Se hace mención acerca de los principios de operación de varios tipos de relevadores, indicando su principio de funcionamiento, su estructura interna y las causas contra las cuales protege.
4. Una vez explicado cada uno de los diferentes tipos de relevadores de protección, se procede a seleccionar el tipo de relevador adecuado a la protección de las líneas de transmisión tomando en consideración que puede aplicarse más de un tipo de relevador para realizar la función indicada.
5. Se procede a explicar los principios de operación, las consideraciones que se deben tomar y las características de los tipos de relevadores seleccionados para proteger las líneas de transmisión.
6. Se llega a una serie de conclusiones después de la explicación de cada uno de los tipos de relevadores que fueron seleccionados para la solución al problema que se presenta en este trabajo que trata de la protección de las líneas de transmisión.

1.6 REVISIÓN BIBLIOGRAFICA.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia han tenido un notable desarrollo en las últimas décadas, 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 más eficiente cada día, 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, además de sus respectivas nomenclaturas de identificación para el manejo claro y preciso de cualquier persona que se relacione con esta área.

Para el desarrollo de este trabajo se hizo uso de literatura de autores e Instituciones reconocidas (listados en la Bibliografía de este trabajo) de los cuales se aprovecha su experiencia acerca de la energía eléctrica, su distribución y sus protecciones además de aportar algo de la experiencia propia.

1. Altuve Ferrer H. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Se extrae el contenido para el desarrollo del tema relevadores tipo piloto, tomando en cuenta que el desarrollo de este tema, otros autores sólo hacen mención de los conceptos más básicos que existen, mientras que en este texto se puede apreciar el gran avance tecnológico que ha tenido este tipo de protección.

2. Altuve Ferrer H. Memoria Curso Tutorial a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección.

En este texto se recopila la información para el estudio de algunas de las características fundamentales de la operación de los relevadores tipo piloto y los tipos de canales utilizados en este tipo de protección, así como diagramas esquemáticos de la operación de cada tipo de protección piloto.

3. C.F.E. Auxiliar Técnico en Protecciones de Distribución.

En este texto la información obtenida proporciona la clasificación de los tipos de relevadores que existen para la protección de los sistemas eléctricos de potencia, así como algunos diagramas esquemáticos donde se muestran el lugar donde se encuentran en el sistema de protección, así como también, el número que se le asigna a cada uno de los elementos que integran un diagrama eléctrico.

4. C.F.E. Esquemas de Protección Eléctrica.

De este texto se recopila la información acerca de los relevadores de distancia (21), así como los diagramas de operación y del tipo Z-t y R-X y la deducción de las cantidades recibidas por el relevador de distancia para las posibles fallas que se pudieran presentar en las líneas de transmisión.

5. C.F.E. – U.A.N.L. Memoria Técnica II Symposium Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.

El texto nos brinda una forma práctica en cuanto a la operación y características de la protección primaria y de respaldo, así como algunos ejemplos en donde se puede aplicar este tipo de protección.

6. Enríquez Harper Gilberto. Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores.

La información obtenida sirvió para explicar la forma de funcionamiento de los relevadores de protección, tomando en cuenta los factores que se pudieran presentar al ocurrir una falla en la línea de transmisión.

7. I.E.E.E. - U.A.N.L. Memoria Técnica. II Symposium Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.

La información obtenida de este texto ayudo a la explicación de los sistemas de protección por hilo piloto, así como el desarrollo de algunas de las ecuaciones que se presentan en este trabajo.

8. Ravindranath B., Chander M. Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores.

El texto anterior proporcionó información acerca de los sistemas de protección que existen en un sistema de potencia eléctrica, así como algunos de los fundamentos de operación de varios tipos de relevadores

9. Russell Mason C. El arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores.

Este texto proporciona casi la mayoría de la información acerca de los principios de operación de los relevadores de protección, así como también, las características fundamentales de algunos de los diversos tipos de relevadores utilizados en la protección de las líneas de transmisión.

Haciendo énfasis en esto, se han incluido temas de muy importantes referentes al ajuste y límites de los relevadores, posibles fallas.

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.

2

FORMAS GENERALES DE LA PROTECCIÓN ELÉCTRICA

2.1 ANTECEDENTES.

Todo sistema eléctrico de potencia durante su operación, puede estar expuesto a diferentes condiciones anormales, originadas por aspectos relacionados en el propio sistema, o por elementos externos al mismo. Algunos de los factores que producen condiciones anormales de operación, pueden ser los siguientes:

1. Sobrecarga en los elementos del sistema.
2. Corto circuito.
3. Falla de Aislamiento.
4. Aislamiento inadecuado
5. Sobretensiones por descargas atmosféricas.
6. Operación por interruptores.
7. Arcos eléctricos por efecto de contaminación.
8. Elementos extraños en la instalación (roedores, pájaros, ramas de árbol)
9. Resistencia mecánica de diseño.
10. Vandalismo y errores humanos.

Para que un sistema fuera protegido en forma adecuada se tienen que emplear sistemas de protección, los cuales puedan corregir la causa de la falla de forma inmediata.

La protección de sistemas eléctricos se logra utilizando un conjunto de elementos con características indispensables para lograr resultados eficientes, como lo son:

1. La capacidad de desconexión de sus interruptores.
2. Elementos de desconexión rápida.
3. Precisión en sus aparatos de medición.
4. Corriente directa en fuente auxiliar de alimentación.

A continuación se mencionan algunas formas de protección eléctrica:

1. Apartarrayos.
2. Hilos de guarda
3. Aislamiento
4. Sistema de tierra
5. Fusibles.
6. Relevadores.

La función principal de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha sido afectado por una falla o un régimen anormal de operación. La protección del equipo es una de las partes fundamentales en todo el sistema para prevenir fallas en un sistema eléctrico de potencia.

Una segunda función de la protección es dar información sobre el tipo de falla y localización de la misma o de un régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio técnico su rápida ubicación y eliminarla.

2.2 APARTARRAYOS.

Los apartarrayos son aparatos que disminuyen los efectos de sobretensiones creadas en el sistema eléctrico por agentes exteriores e interiores como descargas atmosféricas y operación de interruptores.

El apartarrayos se encuentra conectado permanentemente en cada fase y opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, siendo los más empleados los de tipo "autovalvular" y "de resistencia variable".

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa.

El apartarrayo de resistencia variable utiliza dos explosores conectados en serie a una resistencia variable y se utilizan generalmente en media tensión y sistemas de distribución.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para la cual tienen un cierto radio de protección. Para protección y seguridad de las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

La tensión a la que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayo.

2.3 SISTEMA DE TIERRA.

Es el arreglo de conductores y electrodos en forma de malla, para proporcionar el punto de referencia de potencial cero, además de descargar las sobretensiones evitando la acumulación de cargas electrostáticas y el consiguiente potencial en equipos y estructuras. Este arreglo permite que los equipos eléctricos no sufran daños debido a los incrementos de corriente que pudiesen presentarse en el equipo y evita las descargas ocasionados por la energización de alguna parte metálica del equipo con algún cable y de esta forma evitar un daño mayor al personal o al equipo.

2.4 FUSIBLES.

Un fusible, es un elemento que interrumpe el circuito sobre la base de que opera por los incrementos de corriente que se pueden presentar en el sistema. El principio de operación consiste en que cuando se presenta un incremento en la corriente, el fusible

está diseñado de tal forma que un elemento metálico en forma de cintilla se funde al aumentar la temperatura debido al incremento de corriente, ocasionando que el circuito se abra e interrumpa el flujo de corriente.

Los fusibles interrumpen la sobrecorriente que por sobrecarga o falla pasa a través de transformadores o líneas aéreas de baja tensión evitando con esto que estos componentes de la red de distribución sufra daños mayores. Por ser el fusible un elemento que tiene tiempo de operación en función de la magnitud de la corriente se dice que es coordinable.

2.5 RELEVADORES.

Los relevadores, son dispositivos que responden a algunas o a varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc., los cuales se alteran al ocurrir una falla en el sistema. Mientras no varían las características del sistema los relevadores se mantienen inactivos y al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica para lo cual debe actuar enviando una señal de apertura al interruptor correspondiente para aislar la parte en donde ocurrió la falla. Así, por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de corriente de esta línea pasa a ciertos límites.

En términos generales, un relevador eléctrico es un dispositivo que, colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otros circuitos o en el circuito propio. Un relevador del tipo sencillo consta de una bobina y un contacto conectados en la siguiente forma.

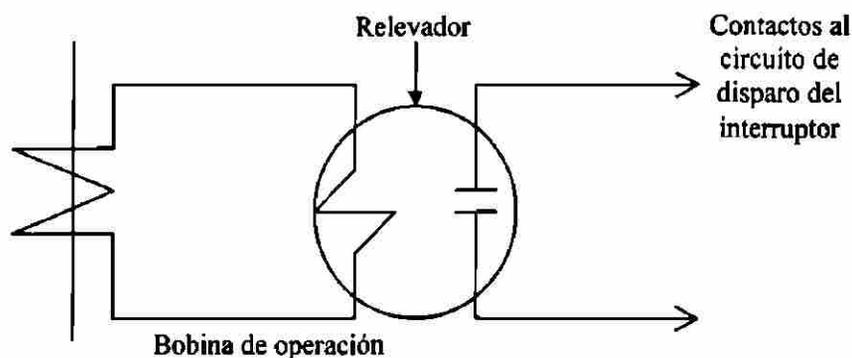


Figura 2.1 Elementos que integran un relevador

Como se observa en el circuito, para que el relevador pueda efectuar su función de protección, recibe señales de entrada, que puede ser de corriente, voltaje, frecuencia, entre otras, las cuales ocasionarán que un relevador cierre su contacto el cual pertenece a un circuito eléctrico ocasionando que éste por medio de un interruptor aislé el sistema.

2.6 ESTADÍSTICAS DE FALLAS.

Al abordar los problemas de diseño e instalación del equipo de protección, es importante tener una idea de la frecuencia de incidencia con la cual ocurren las fallas en los diferentes equipos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia. Tal información es de gran importancia, ya que se puede obtener una recopilación de experiencias vividas en este campo de trabajo. A continuación, se presentan las dos tablas siguientes, en ellas podemos darnos cuenta del índice de fallas que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencia y, de esta forma hacer un énfasis mayor.

TABLA 1

EQUIPO	% DE FALLAS
Líneas de energía	50
Interruptores	15
Transformadores	12
Cables	10
Equipo de control	3
Transformadores de instrumento	2
Otros	8

Tabla 1 Fallas en los diferentes elementos de un sistema de potencia

Nota: se puede observar que la mayor parte de las fallas ocurren en las líneas de energía aéreas, la siguiente tabla es una guía elemental de la frecuencia con que ocurren estas fallas.

TABLA 2

TIPO DE FALLA	% DE OCURRENCIA
Línea a tierra	85
Línea a línea	8
Dos líneas a tierra	5
Trifásica	2

Tabla 2. Tipos de falla y el porcentaje en que se presentan

2.7 CAUSAS QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA.

Como ya han sido mencionadas cuales podrían ser las posibles causas que originan que los equipos eléctricos de un sistema eléctrico pudieran fallar, ahora se realiza una pequeña explicación acerca del estudio del fenómeno que origina la falla, entre las fallas más comunes tenemos las siguientes:

1. Sobrecarga
2. Corto circuito
3. Caída de tensión
4. Elevación de tensión
5. Variación de frecuencias
6. Inversión del flujo de potencia.

2.7.1 SOBRECARGA.

Como es sabido, todos los equipos están diseñados para soportar una cierta sobrecarga de trabajo. Durante su operación, está sobrecarga está relacionada con el enfriamiento y con la duración que tenga el equipo operando; tomando en cuenta lo anterior, la protección empleada debe ser diseñada de tal manera, que permita que el equipo opere con algunas sobrecargas dentro de los límites permisibles. 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 los tiempos permisibles de estas.

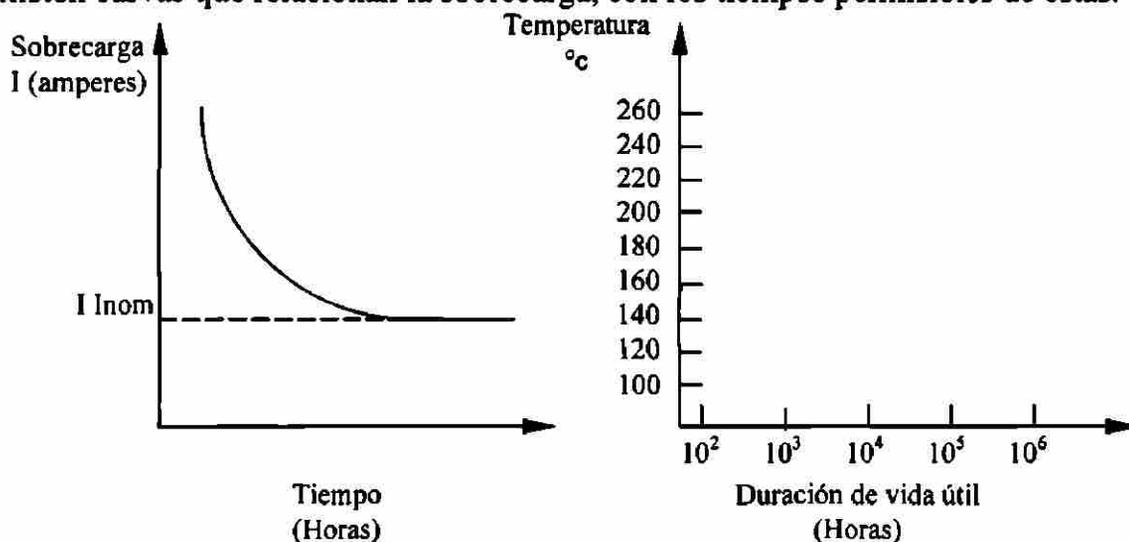


Figura 2.2 Límites de sobrecarga

2.7.2 CORTOCIRCUITO.

Es el tipo de falla más frecuente y peligrosa, esta falla origina grandes incrementos de corriente y reducciones de voltaje en los elementos del sistema, lo que puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, y afectar por bajo voltaje la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema.

Considerando la gran diversidad de causas que pueden originar un corto circuito, y las estadísticas que muestran diversos tipos de éste fenómeno anormal; se han tenido que diseñar distintos tipos de relevadores de protección contra sobrecorrientes por corto circuito.

2.7.3 CAIDA DE TENSION.

El sistema debido a condiciones de sobrecarga, o bien, a fallas en algunos puntos distantes al considerarlo para la protección, puede presentar la condición de bajo voltaje, pero si se excede este bajo voltaje deberá ser eliminado, es decir, que deberá de existir una protección que considere la presencia de este fenómeno anormal en el sistema.

2.7.4 ELEVACIÓN DE TENSIÓN.

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 pudieran ser algunos de los mencionados a continuación:

1. Condiciones de baja carga en la red.
2. Desconexión de líneas
3. Rechazo de carga
4. Efectos de excitación en generadores.

2.7.5 INVERSIÓN EN EL SENTIDO DE LA POTENCIA.

En las salidas de las centrales eléctricas (alimentadores o líneas de transmisión), así como en los enlaces entre partes o áreas de un sistema eléctrico de potencia, se mantenga en un solo sentido, para esto es necesario instalar los elementos de protección que cumplan con estos requisitos.

2.7.6 VARIACIÓN DE FRECUENCIA.

La variación de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, es permisible dentro de ciertos límites, pero los 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 variación de frecuencia, puede ser contra baja frecuencia (disparo automático de carga).

2.8 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

Para proteger los sistemas eléctricos contra las posibles fallas que se pudieran presentar, se han diseñado 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, los elementos básicos de un sistema de protección contra fallas se muestra en la figura 2.3.

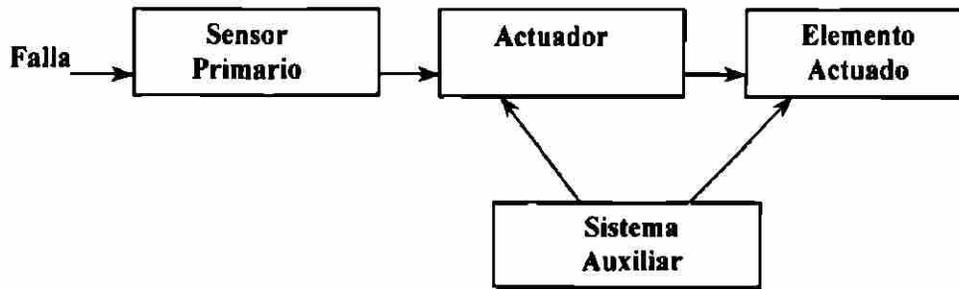


Figura 2.3 Diagrama de flujo del sistema de protección.

Con relación a las cantidades detectadas, estas pueden ser señales de voltaje, corriente y frecuencia.

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

1. Transformadores de corriente.
2. Transformadores de potencial.

Estas señales permiten detectar distintos tipos de fallas, y activar los actuadores que esencialmente son relevadores, las señales que reciban pueden ser de los siguientes tipos:

1. De corriente.
2. De voltaje.
3. De potencia.
4. De impedancia.
5. De frecuencia.

De acuerdo con estas señales, los relevadores se clasifican generalmente como:

1. Relevador de sobrecorriente.
2. Relevador de voltaje (alto o bajo)
3. Relevador de potencia (direccionales)
4. Relevador de impedancia o Admitancia (de Distancia)
5. Relevador 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 establecer los tipos de fallas contra las que se debe proteger el equipo, el grado de protección deseado (señal de alarma, señal de disparo instantáneo, señal de disparo retardo, etc.). Y la lógica que debe tener el esquema de protección se muestra a continuación en la figura 2.4.

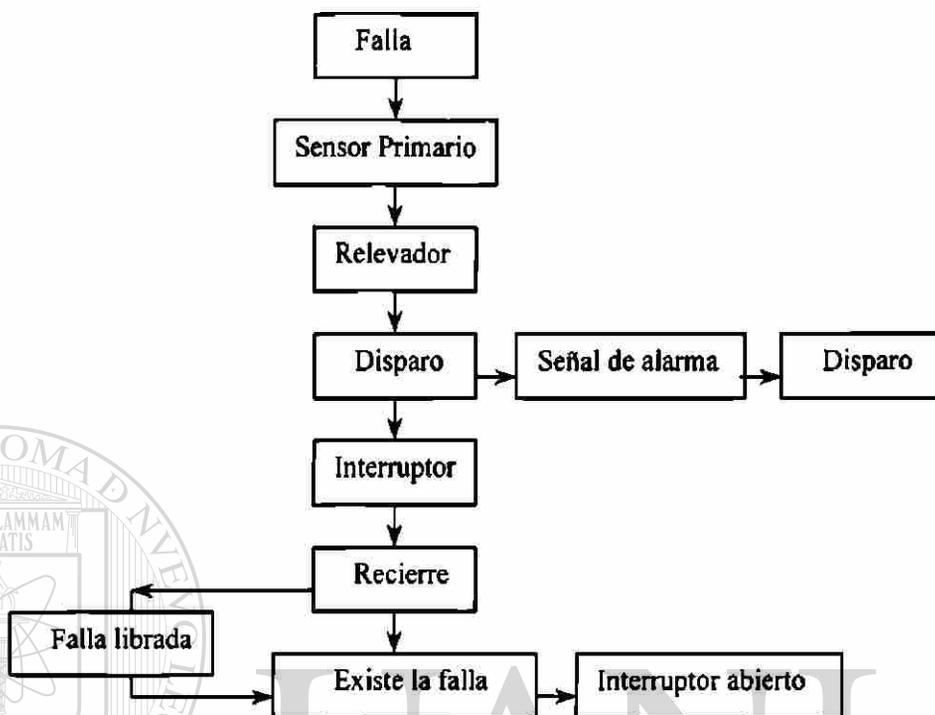


Figura 2.4 Secuencia lógica de la señal del relevador

Para estudiar a detalle los sistemas de protección, se deben analizar primero los principios de operación, características de sus componentes, etc., para esto se organizan en el orden que intervienen como lo son los sensores (transformadores de potencial y corriente), relevadores e interruptores.

2.8.1 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Son dispositivos que alimentan a los instrumentos de medición, de protección o a ambos. Se clasifican conforme la variable que manejan, como pueden ser transformadores de corriente o transformadores de potencial, y desde el punto de vista del sistema de protección nos interesa de estos dispositivos principalmente lo siguiente:

1. Principios de operación.
2. Cargas.

3. Precisión.
4. Numero de devanados de conexión.

2.8.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Operan bajo el principio de inducción magnética, de esta manera existe un acoplamiento magnético entre los devanados, de los cuales uno se denomina primario, el cual esta conectado al circuito de alto voltaje o alta corriente, y el otro denominado secundario, el cual se encuentra conectado a la carga (instrumento) la cual será alimentada posteriormente.

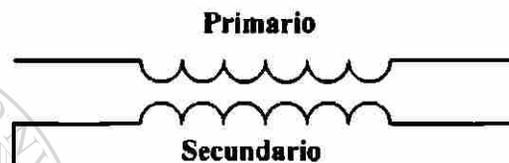


Figura 2.5 Esquema de un transformador de corriente

2.9 EVALUACION DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

La mejor manera de evaluar la protección por relevadores, se finca en su aportación para mejorar el servicio eléctrico a los usuarios, dicha aportación consiste en auxiliar a los demás elementos del sistema eléctrico de potencia para poder brindar el mejor desempeño y eficacia ante las fallas.

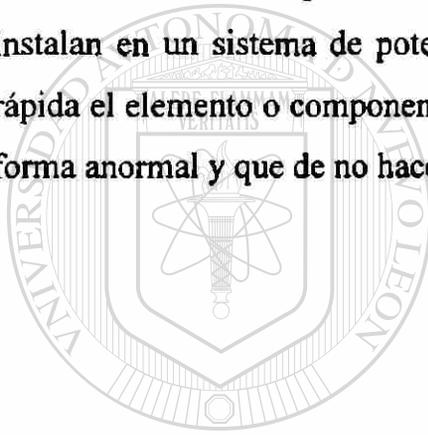
Para lograr lo anterior, podemos mencionar que la protección por relevadores minimiza el daño al presentarse la falla y, además, reduce el tiempo que el equipo esta fuera de servicio, así como el monto de la reparación del daño. Analizando con solidez el beneficio que se obtiene al abordar el tema de ingreso y tirantez de las relaciones publicas al estar el equipo sin operar, tiene la gran ventaja de evitar que la falla pueda extenderse a otros sectores del sistema y los pueda afectar de manera considerable.

Es importante mencionar que para lograr esto, se sigue un criterio que consiste en zonificar los elementos del sistema eléctrico de potencia.

Partiendo de la realidad, 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.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3

FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN 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.

El 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 en lista y define cuatro tipos de relevadores:

1. Relevador 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.

2. Relevador de Protección.

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.

3. Relevador Regulador.

Una que opera debido a la salida de una cantidad operante de límites predeterminados y que funciona a través de equipo suplementario para restaurar la cantidad dentro de esos límites.

4. Relevador 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 relevadores y 24 clases de protección se mencionan y definen en el estándar. Los tipos de relevadores que se incluyen son: De Alarma, Diferenciales, De Distancia, Direccionales De Potencia, De Tiempo, De Voltaje, De Corriente, etc. Mientras las clases son: Protección Diferencial, de Sobrecorriente, 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 aproximadamente 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:

1. Correctas y deseadas.
2. Correctas pero no deseadas.
3. Operaciones incorrectas de Interrupción.
4. 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.

3.2 FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

La filosofía general de aplicar relevadores a los sistemas eléctricos de potencia, consiste en dividir el sistema en zonas de protección, que puedan ser protegidas adecuadamente empleando una mínima parte de las conexiones en el sistema, las zonas de protección pueden ser:

1. Generadores
2. Transformadores
3. Barras
4. Líneas de transmisión y distribución.

El objetivo de la protección es retirar del servicio el elemento del sistema eléctrico de potencia que falle. En la figura 3.1 se muestra un sistema eléctrico típico y sus zonas de protección.

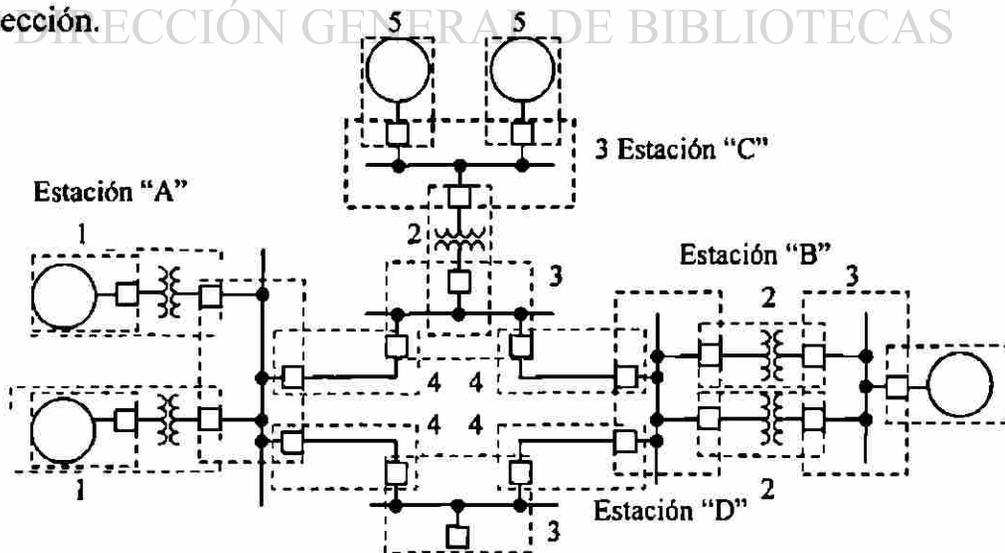


Figura 3.1 Zonas de protección en un sistema típico de potencia

La protección de cada zona está traslapada para evitar la posibilidad de áreas sin proteger.

En general, lo que se pide al equipo de protección, es que libre de la falla al sistema de ser posible en el tiempo mínimo posible y aisle del sistema la parte donde se presenta la falla, evitando así, que otros elementos salgan de operación.

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 último 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.

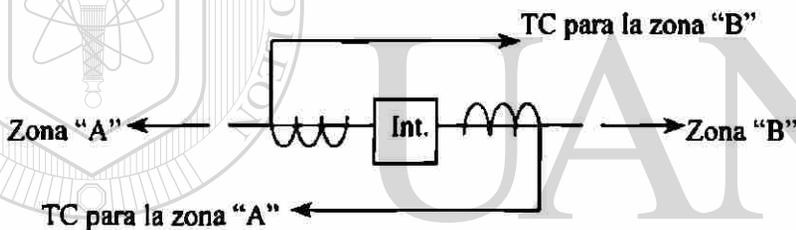


Figura 3.2 Principio de la protección doble de un interruptor

La información requerida para la aplicación de los relevadores de protección es, primero una relación exacta del problema de protección.

Las áreas de información asociadas o de apoyo requeridos 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 buces, 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 relevación 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 relevación 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.

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 más útiles para resolver un problema difícil de relevación.

Las cargas máximas, conexiones del transformador de potencial y de corriente, relaciones de transformación y localización son requeridas. 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. La información deberá recopilarse con suficiente detalle y así obtener las mejores aplicaciones.

Los relevadores de protección se conectan al sistema de potencia por medio de transformadores de corriente y potencial y accionan el interruptor al cual están referidos mediante las conexiones de su cableado de control. Un diagrama típico de las conexiones de los relevadores se muestra en la figura 3.3.

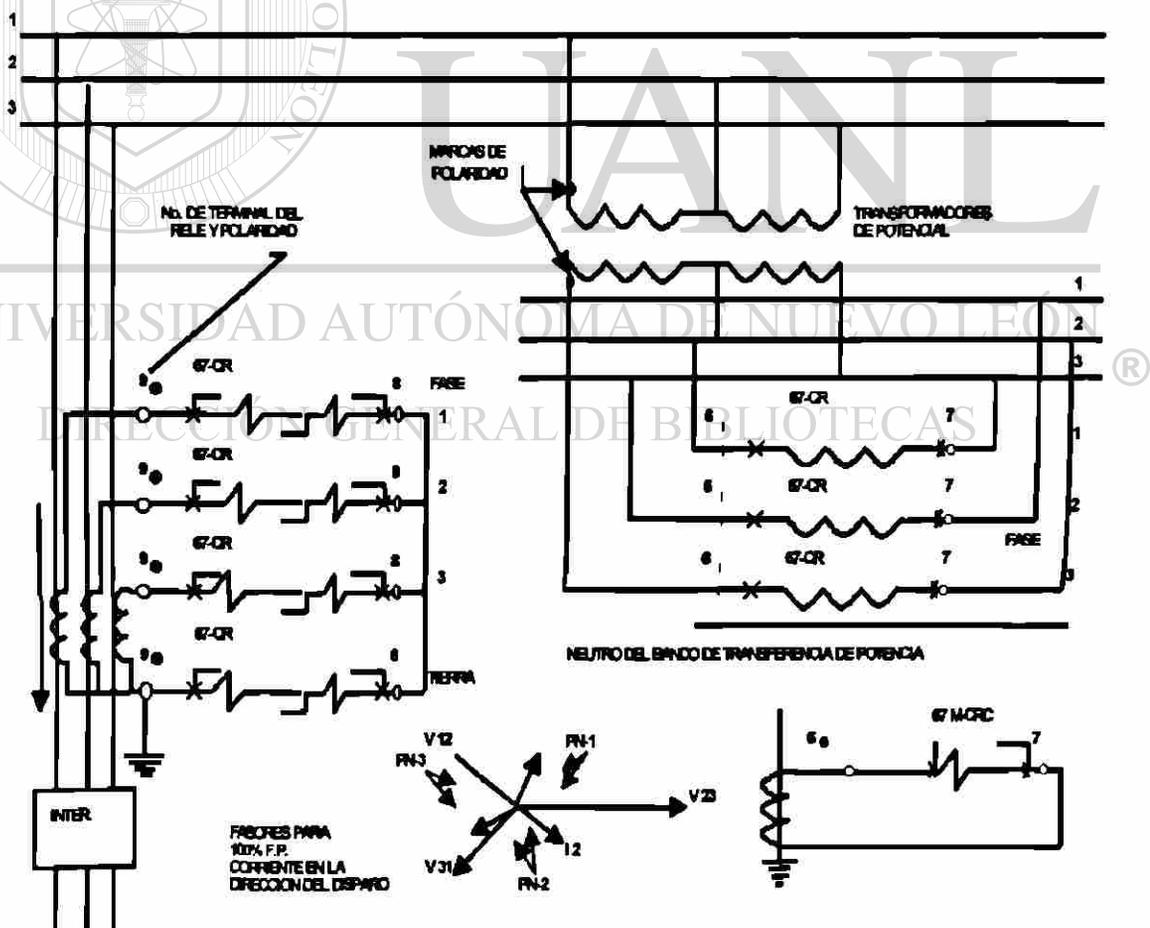


Figura 3.3 Conexiones típicas de C.A. relevadores de protección

Algunas consideraciones importantes relativas a los diagramas de corrientes y potenciales son:

1. Secuencia de fases.
2. Dirección de disparo.
3. Marcas de polaridad en transformadores de corriente y potencial.
4. Numeración y polaridad de los bornes del relevador.
5. Diagramas fasoriales.

Todos estos conceptos se utilizan en la aplicación de un relevador direccional, en otros tipos de relevadores no se requiere la aplicación de algunos de los conceptos mencionados.

En los diagramas de control se tienen que tomar en cuenta ciertas consideraciones importantes, como pueden ser:

1. Los contactos de los relevadores se indican en la posición correspondiente a la condición de relevador desenergizado.
2. Los contactos de control y auxiliares de los interruptores se indican en la posición correspondiente a la condición de interruptor desenergizado y abierto.

Para asegurar el suministro de energía al circuito de disparo del relevador se utiliza un banco de baterías generalmente de 125 voltios de corriente directa.

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.

3.3 FORMAS DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES DEL RELEVADOR

Los métodos de disparo son:

1. Disparos en derivación usando una batería CD o dispositivo condensador.
2. Disparos en serie. La mayoría de los relevadores de protección disparan interruptores que usan bancos de baterías de 125 o de 250 volts.

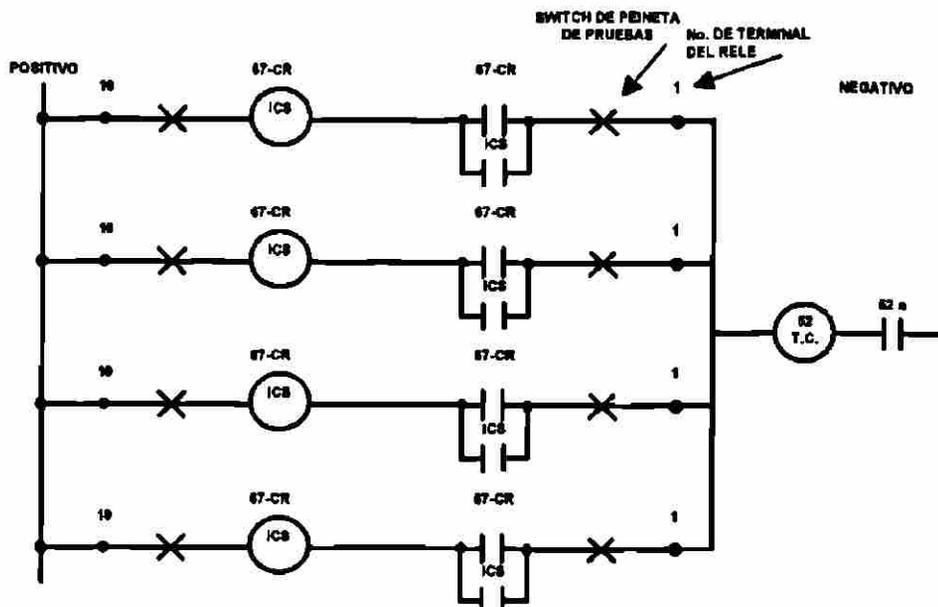


Figura 3.4 Diagrama de control del circuito de disparo.

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, es usando la corriente alterna, de falla como se muestra en la figura 3.5, estos relés son del tipo apertura de circuito.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

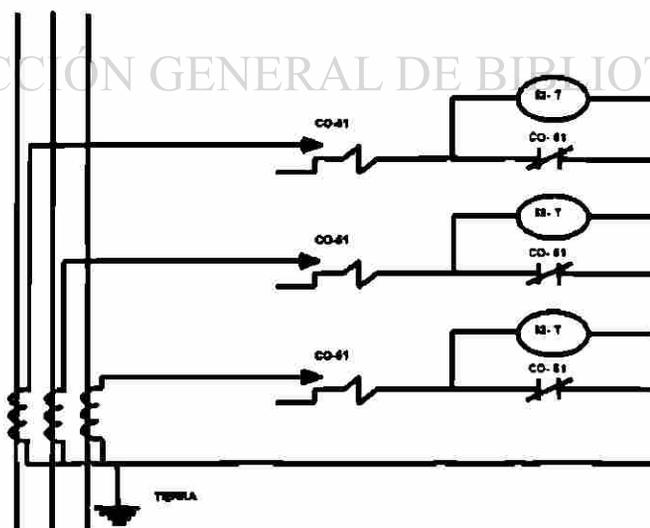


Figura 3.5 Relevadores de apertura de circuito.

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.

Los números de función de dispositivos según A.S.A., NEMA y AIEE, son los siguientes:

Dispositivo	Definición y Función
--------------------	-----------------------------

1

Elemento Maestro.

Dispositivo iniciador, tal como un conmutador de control, relevador de tensión flotador, etc., que actúa, ya sea directamente o por medio de dispositivos auxiliares como relevadores de protección o de tiempo, para operar un equipo.

2

Relevador de Retardo para Arranque.

Dispositivo que funciona para dar el periodo de tiempo de retardo deseado antes o después de una etapa, una operación o una secuencia de maniobras de conexión y desconexión.

3

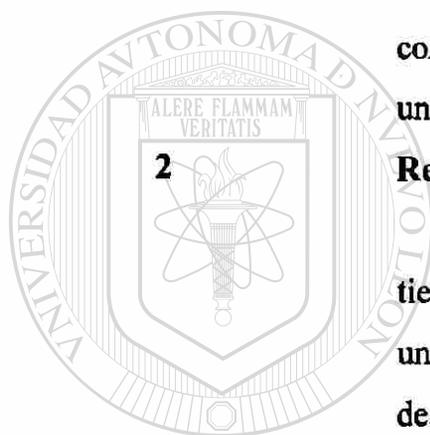
Relevador de Entrelace de Verificación.

Relevador que actúa en función de la posición de otros dispositivos o de varias condiciones determinadas de un equipo para permitir que prosiga o pare una secuencia de operaciones, o para proveer una verificación de la posición de los dispositivos o de las condiciones ya mencionadas para cualquier fin que se desee.

4

Contacto Maestro.

Es un aparato controlado por un elemento maestro, cuya función es poner un equipo en funcionamiento cuando se encuentre bajo condiciones diferentes o anormales.



5 Dispositivo de Parada.

Dispositivo cuya función primordial consiste en retirar de funcionamiento un equipo y mantenerlo fuera de operación.

6 Interruptor de Arranque.

Dispositivo cuya función principal consiste en conectar una máquina su frente de tensión para el arranque.

7 Interruptor de Ánodo.

Interruptor utilizado en el circuito del ánodo de un rectificador con el fin de interrumpir el circuito del rectificador si se produce un arco inverso.

8 Dispositivo de Desconexión del Circuito de Control.

Dispositivo de desconexión tal como un equipo de desconexión de navajas, un interruptor automático o de fusibles desmontables en grupo, utilizados para conectar o desconectar el circuito de control de los aparatos o de las barras colectoras del equipo de control.

9 Dispositivo de Inversión.

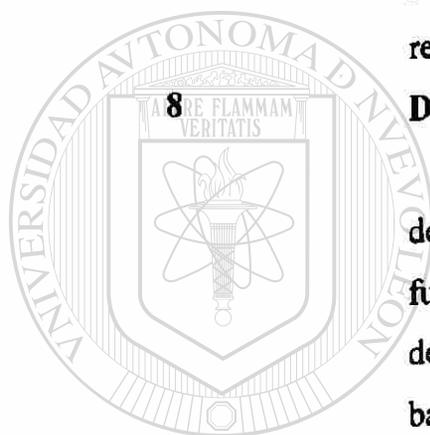
Dispositivo utilizado con el fin de invertir el campo de una máquina o para efectuar cualquier otra función de inversión.

10 Selector de Secuencia de Unidades.

Conmutador utilizado para variar el orden en que pueden ser puestas o retiradas de servicio las diferentes unidades de un equipo de unidades múltiples.

12 Relevador de Sobrevelocidad.

Es generalmente un conmutador de velocidad conectado directamente y que funciona al sobrepasar de un valor determinado la velocidad de una maquina



13 Velocidad Síncrona.

Tal como un conmutador 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.

17 Dispositivo Derivador o de Descarga.

Interruptor cuya función consiste en abrir o cerrar un circuito de derivación o cualquier sección de un aparato (siempre que no sea una resistencia).

18 Dispositivo de Aceleración o Desaceleración.

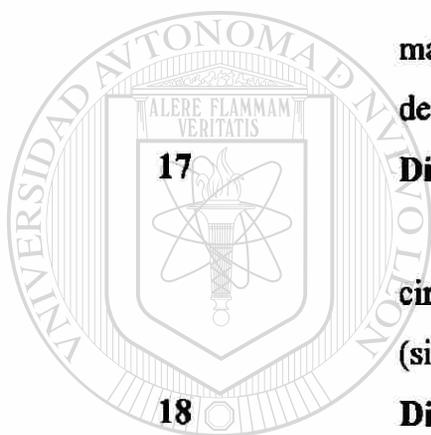
Dispositivo para cerrar o dar lugar al cierre de los circuitos utilizados para aumentar o reducir la velocidad de una máquina.

19 Contactor de Transición de Arranque o Marcha Normal.

Dispositivo que funciona para iniciar o dar lugar al cambio automático de la conexión de arranque a la conexión de marcha normal de una máquina.

20 Válvula de Operación Eléctrica.

Válvula accionada por un solenoide o por un motor utilizada en tubería de vacío, aire, gas, agua, etc.



21 Relevador de Distancia.

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

22 Interruptor Igualador.

Se utiliza para controlar o para abrir y cerrar el circuito igualador o desequilibrio de corriente del campo de una máquina o de un equipo de regulación de una instalación de varias unidades.

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 Dispositivo Verificador de 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.

26 Dispositivo Térmico de Aparatos.

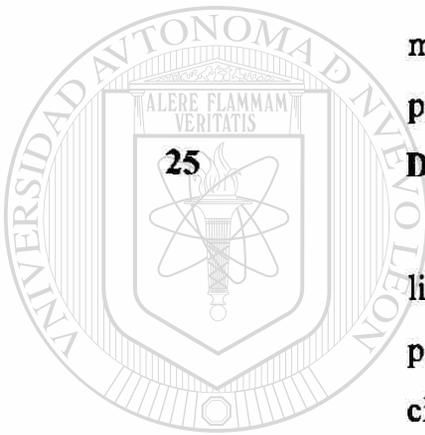
Funciona cuando la temperatura del campo en derivación o del devanado amortiguador de una máquina, de una resistencia limitada o desviadora de corriente o si la temperatura del aparato protegido desciende de un valor determinado.

27 Relevador de Baja Tensión.

Funciona cuando la tensión desciende de un valor determinado.

29 Contactor Separador.

Utilizado para desconectar un circuito de otro para funcionamiento de emergencia, mantenimiento o ensayos.



30

Relevador Anunciador.

Dispositivo de disposición no automática que da una o más indicaciones visuales independientes al funcionar los dispositivos de protección, y que puede también ajustarse para efectuar una función de bloqueo.

31

Dispositivo para Excitación Independiente.

Conecta un circuito tal como el campo de derivación de un convertidor síncrono, a una fuente de excitación independiente durante la secuencia de arranque, o que alimenta los circuitos de excitación e ignición de un rectificador.

32

Relevador 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.

33

Interruptor de Posición.

Interruptor que cierra o abre un contacto cuando el dispositivo principal o en un elemento de un aparato cualquiera que llega a una posición dada.

34

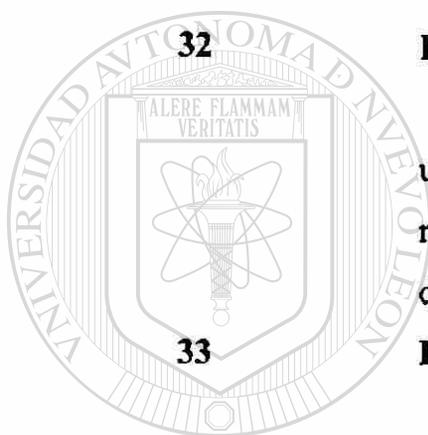
Interruptor de Secuencia Accionada por Motor.

Interruptor de contactos múltiples que determinan el orden de sucesión de las operaciones de los dispositivos principales durante el arranque o la parada, o durante otras operaciones de maniobra en que el funcionamiento debe seguir un orden determinado.

35

Dispositivo para Accionar las Escobillas o poner en Cortocircuito los Anillos Colectores.

Dispositivo para subir, bajar o desplazar las escobillas de una máquina o para poner en corto circuito los anillos colectores.



36 Dispositivo de Polaridad.

Dispositivo que hace funcionar o permite el funcionamiento de otro dispositivo solamente cuando existe una polaridad determinada.

37 Relevador de Baja Corriente o de Baja Potencia.

Dispositivo que funciona cuando la corriente o flujo de potencia disminuye a menos de un valor predeterminado.

38 Dispositivo Protector de Chumaceras.

Es aquel que funciona al subir excesivamente la temperatura de las chumaceras, o si aparecen otras condiciones mecánicas anormales.

40 Relevador de Campo.

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

41 Interruptor.

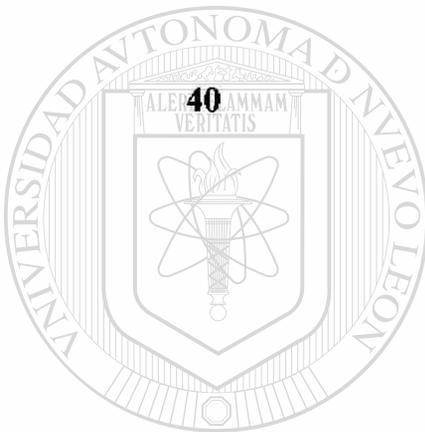
Funciona para conectar o desconectar la excitación del campo de una máquina.

42 Interruptor de Marcha Normal.

Su función es conectar una máquina a su frente de alimentación normal, después de haber alcanzado la velocidad deseada con la conexión de arranque.

43 Dispositivo Manual de Transferencia o Selector.

Dispositivo accionada manualmente que permite la transferencia de un circuito de control a otro, con el objeto de modificar el plan de operación del equipo de maniobra o de algunos de sus dispositivos.



44 Relevador de Arranque de la Unidad de Secuencia.

Funciona para arrancar la siguiente unidad disponible, en un equipo de unidades múltiples, ante la falla o la indisponibilidad de las que normalmente le procede.

46 Relevador 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 desbalanceadas o contienen componentes de secuencia de fase negativa, sobre una cantidad dada.

47 Relevador de Tensión de Secuencia de Fase.

Funciona a un valor determinado de la tensión de un sistema polifásico con una secuencia de fases deseadas.

48 Relevador de Secuencia Incompleta.

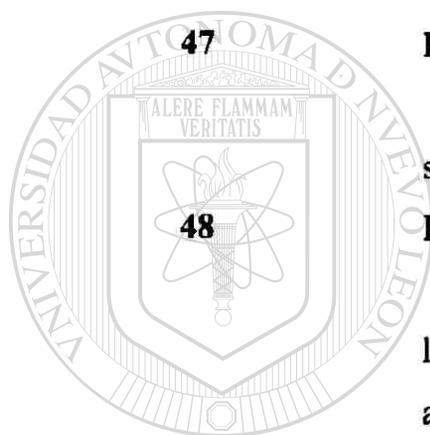
Este relevador vuelve al equipo a la posición normal, lo desconecta o la fija en dicha posición, si la secuencia de arranque, de funcionamiento o de parada no se complementa en la forma establecida dentro de un periodo de tiempo determinado.

49 Relevador Térmico de Máquina 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 CD, convertidor o rectificador de potencia (incluyendo un transformador rectificador de potencia), excede a un valor predeterminado.

50 Relevador de Sobrecorriente 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 Relevador de Sobrecorriente de Tiempo para 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 de Potencia para 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 Relevador de Generador para C.D.

Dispositivo que forza 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 C.D. 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 sobrecorriente de CD o relación excesiva de alza de corriente.

55 Relevador de Factor de Potencia.

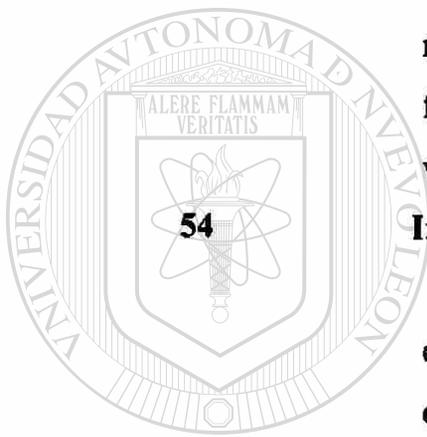
Opera cuando el factor de potencia en un circuito de C.A. aumenta o disminuye mas de un valor predeterminado.

56 Relevador 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.

57 Dispositivo para Conectar un Cortocircuito a Tierra.

Es accionado eléctricamente o por energía mecánica almacenada que en respuesta a la acción de dispositivos



automáticos funciona para poner en cortocircuito o conectar a tierra un circuito.

58 Relevador de Falla de Encendido de un Rectificador.

Funciona si se produce una falla en el encendido de uno o más de los ánodos de un equipo rectificador.

59 Relevador de Sobretensión.

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

60 Relevador de Equilibrio de Tensiones.

Dispositivo el cual opera a una diferencia dada en voltaje entre dos circuitos.

61 Relevador de Equilibrio de Corriente.

Dispositivo que opera a una diferencia dada de entrada o salida de corriente de dos circuitos.

62 Relevador de Retardo de Tiempo.

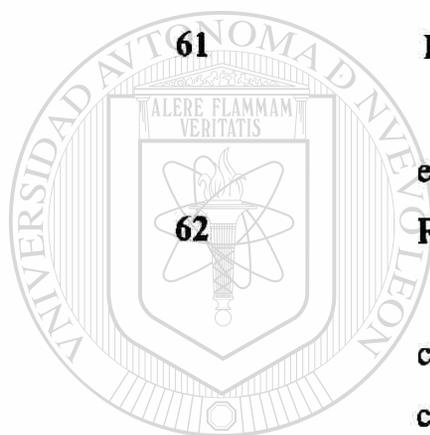
Es un dispositivo retardador de tiempo que sirve en conjunción con el aparato que inicia la operación del cierre, paro o apertura en una secuencia automática.

63 Relevador 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 Relevador 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 relevador que detecta el flujo de corriente de la armadura 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.

65 Gobernador.

Equipo que regula la apertura de las compuertas o las válvulas de las máquinas motrices.

66 Dispositivo de Escalonamiento o de Avance Paulatino.

Dispositivo que funciona para permitir solo un numero determinado de operaciones de un equipo o un numero dado de operaciones sucesivas a intervalos fijos.

67 Relevador Direccional de Sobrecorriente C.A.

Funciona A un valor deseado de sobrecorriente fluyendo en una dirección predeterminada.

68 Relevador de Bloqueo.

Relevador que inicia una señal piloto para producir una acción de bloques o de disparo, al producirse fallas externas en una línea de transmisión.

69 Dispositivo de Control Permisivo.

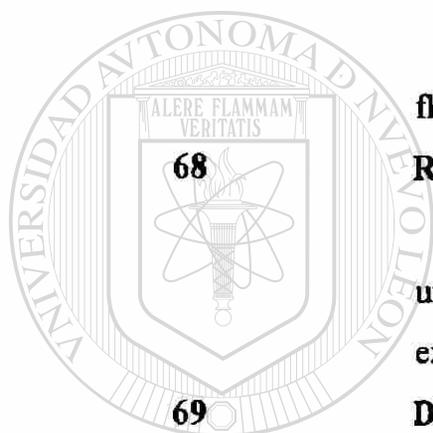
Es un interruptor de dos posiciones y accionamiento manual, que en una de sus posiciones permite el cierre de un interruptor automático o la puesta en marcha de un equipo, y en la otra impida el funcionamiento del interruptor o del equipo.

70 Reostato por Acción Eléctrica.

Utilizado para variar la resistencia de un circuito de acuerdo con la señal recibida en dispositivo eléctrico de control.

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.



73 Conector para Resistencia de Carga.

Contacto utilizado para conectar en derivación o introducir en un circuito un paso de resistencia limitadora, desviadora o indicadora de carga o para conectar o desconectar un calentador o un dispositivo luminoso a una resistencia de carga.

74 Relevador de Alarma.

Este dispositivo se usa para operar en conexión con una alarma visual o auditiva.

75 Mecanismo de Cambio de Posición.

Utilizado para desplazar un interruptor enchufable de una posición a otra.

76 Relevador de Sobrecorriente C.D.

Relevador que funciona cuando la corriente de un circuito de corriente directa excede un valor determinado.

77 Transmisor de Pulsaciones.

Dispositivo utilizado para generar pulsaciones y transmitir las por un circuito de hilo piloto, al dispositivo receptor o instrumento indicador instalado a distancia.

78 Relevador Protector contra Variación del Ángulo de Fase.

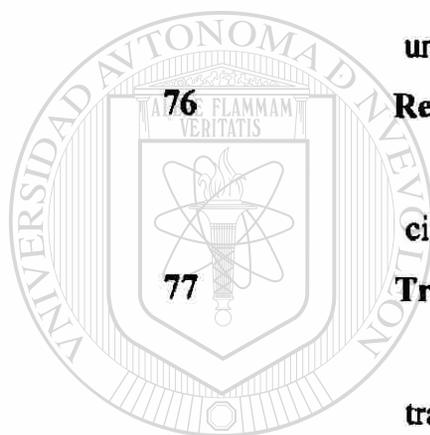
Funciona cuando el ángulo de fase entre dos tensiones, dos corrientes o entre una tensión y una corriente alcanza un valor determinado.

79 Relevador de Recierre C.A.

Controla automáticamente el recierre y el bloqueo en posición abierta de un interruptor de corriente alterna.

81 Relevador de Frecuencia.

Funciona a un valor determinado de la frecuencia, que puede ser mayor, menor o igual a la frecuencia nominal que varía a una velocidad determinada.



82

Relevador de Recierre C.D.

Controla el cierre o recierre automático del interruptor de un circuito de corriente directa, normalmente con respuesta a las condiciones de carga del circuito.

83

Relevador Automático de Control Selectivo o de Transferencia.

Funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de energía o condiciones de servicio de un equipo, o efectúa automáticamente el cambio de una operación a otra.

84

Mecanismo Operador.

Mecanismo eléctrico o servomecanismo incluyendo el motor de accionamiento, los solenoides, los interruptores de posición, etc., que se accionan por un cambio de variaciones.

85

Relevador Receptor de un Sistema de Ondas Cortadoras o de Hilo.

Es accionado o restringido por una señal del tipo utilizado en sistemas protectores por ondas portadores o del tipo de protección direccional por hilo piloto de corriente directa.

86

Relevador de Bloqueo Sostenido.

Se acciona eléctricamente y es de reposición eléctrica o manual, es un dispositivo que funciona para desconectar y mantener desconectado un equipo cualquiera después de producirse condiciones anormales.

87

Relevador Diferencial.

Funciona bajo una diferencia porcentual o ángulo de fase, o de otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes eléctricas.

88 Motor o Grupo Generador Auxiliar.

Utilizado para accionar equipos auxiliares tales como bombas, ventiladores, excitadores, amplificadores magnéticos giratorios, etc.

89 Cuchilla de Línea.

Desconectador utilizado como seleccionador o separador de circuitos de potencia de corriente directa o alterna, siempre que sea accionado eléctricamente o tenga accesorios eléctricos tales como desconectador auxiliar, bloque magnético, etc.

90 Aparato Regular.

Dispositivo que funciona para regular una o varias magnitudes tales como tensión, corriente, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura o carga y mantenerlos a un valor determinado o entre ciertos límites ya sean máquinas, líneas de enlace u otros aparatos.

91 Relevador Direccional de Tensión.

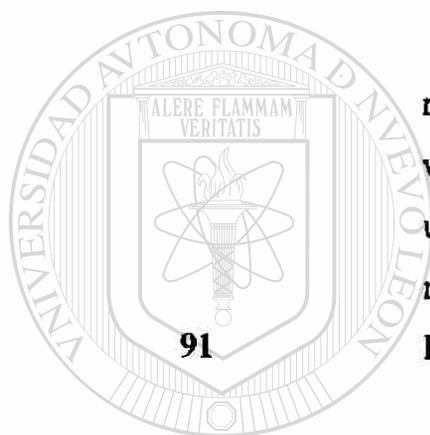
Funciona cuando la tensión a través de un interruptor o contactor abierto excede a un valor dado en una dirección determinada.

92 Relevador Direccional de Potencia y Tensión.

Permite o provoca la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre los excede de un valor dado en una dirección determinada y provoca la desconexión de dichos circuitos cuando la potencia que pase de uno a otro en la dirección opuesta excede de un valor determinado.

93 Contactador Cambiador del Campo.

Funciona para aumentar o disminuir en cierto valor fijo la excitación del campo de una máquina.



Relevador de Disparo Libre.

Funciona para disparar un interruptor, contactor y otro aparato para permitir que dichos elementos sean disparados en forma inmediata por otros dispositivos, o para impedir el recierre inmediato del interruptor en el caso que este se abra automáticamente, no obstante que su circuito de cierre se mantenga en posición de operado.

El significado de cada literal o combinación de literales utilizadas junto con los números de función de dispositivos, debe ser claramente especificado en los diagramas o publicaciones de aplicación al equipo.

Las siguientes literales, generalmente, forman parte de la indicación de función de algunos dispositivos y se anotan delante del número de función. Por ejemplo las claves 23X ó 52BT, pertenecen a dispositivos auxiliares.

Los contactos auxiliares se indican con literales en al siguiente forma:

- a) Switch auxiliar abierto, cuando el dispositivo principal está en posición de no operado o desenergizado.
 - b) Conmutador auxiliar cerrado, cuando el dispositivo principal está en posición de no operado o desenergizado.
-
- aa) Conmutador auxiliar abierto, cuando el mecanismo de operación del dispositivo principal está en posición de no operado o desenergizado.
 - bb) Conmutador auxiliar cerrado, cuando el mecanismo de operación del dispositivo principal está en posición de no operado o desenergizado.

3.5 PROTECCIÓN PRIMARIA.

Proporciona la primera línea de protección al sistema eléctrico, esta protección deberá de desconectar únicamente el elemento dañado.

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.

Esto hace evidente que para fallas dentro de una región donde las zonas se traslapan se ocasionará la apertura de mas interruptores que el mínimo necesario para aislar el elemento dañado.

3.6 PROTECCIÓN DE RESPALDO.

En caso de que una falla no sea librada por la protección primaria, actuará la protección de respaldo, la cual generalmente desconecta una mayor parte del sistema.

Esto debido, a que existen muchas zonas que se superponen y originan que se dispare más de un interruptor para desconectar el elemento defectuoso.

La protección primaria puede fallar debido a cualquiera de los siguientes puntos:

1. Falla en la alimentación de corriente o voltaje a los relevadores debido a, una falla en los transformadores de corriente o potencial y a los circuitos asociados a ellos.
2. Falla en el disparo de la alimentación de CD
3. Falla en el propio relevador.
4. Falla en el circuito de disparo del propio interruptor o en el mecanismo de apertura.

Debido a lo anterior, los esquemas de protección, interruptores, bancos de baterías, etc., se debe de proveer una protección de respaldo a todo el equipo de la estación o entre las estaciones. Lo más importante es que aquello que pueda ocasionar una falla en la protección primaria no lo ocasione en el respaldo.

La protección de respaldo puede ser de dos tipos:

1. Respaldo local.
2. Respaldo remoto.

En el respaldo local la falla se aísla en la misma estación o estaciones más cercanas en la cual se presento el percance o en el equipo asociado a la protección, en la figura 3.7 se muestra este tipo de protección.

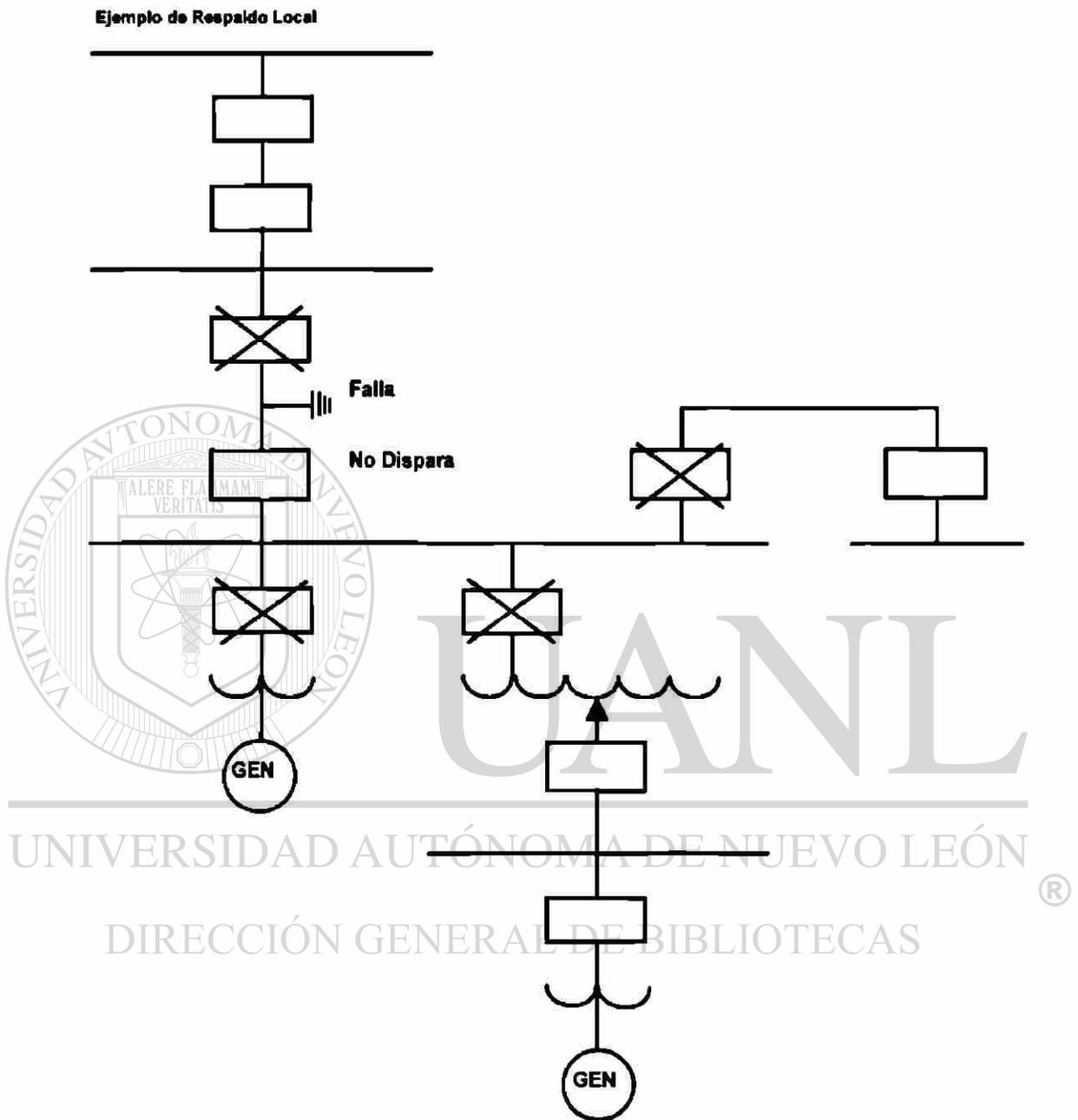


Figura 3.7 Diagrama unifilar de respaldo local

Mientras que en el respaldo remoto su característica es que presenta una gran cantidad de equipo desconectado y el tiempo de falla es muy grande, las características básicas de este disparo remoto, se muestran en la figura 3.8.

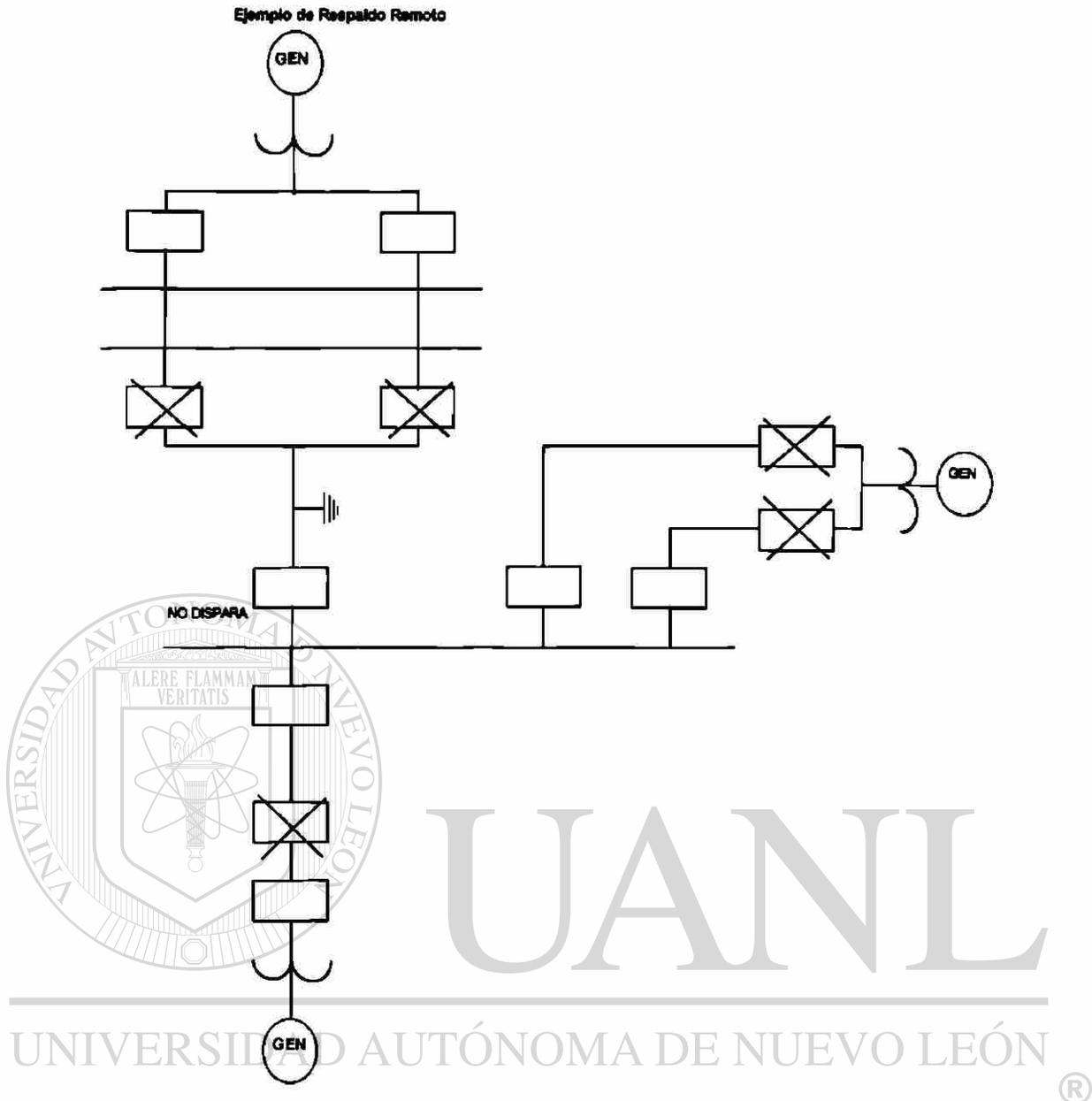


Figura 3.8 Diagrama unifilar de respaldo remoto

Esta protección proporciona las siguientes ventajas:

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

Así también, presenta la siguiente desventaja:

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

Al ocurrir un cortocircuito, ambas protecciones, sacarán de operación la zona en la cual haya ocurrido una falla.

3.7 ZONAS DE DETECCIÓN Y ZONAS DE LIBRAMIENTO.

En el esquema de la Central Térmica que se muestra en la figura 3.9 en la sección del Autotransformador de 20 KV a 115 KV se presento una falla en el punto X.

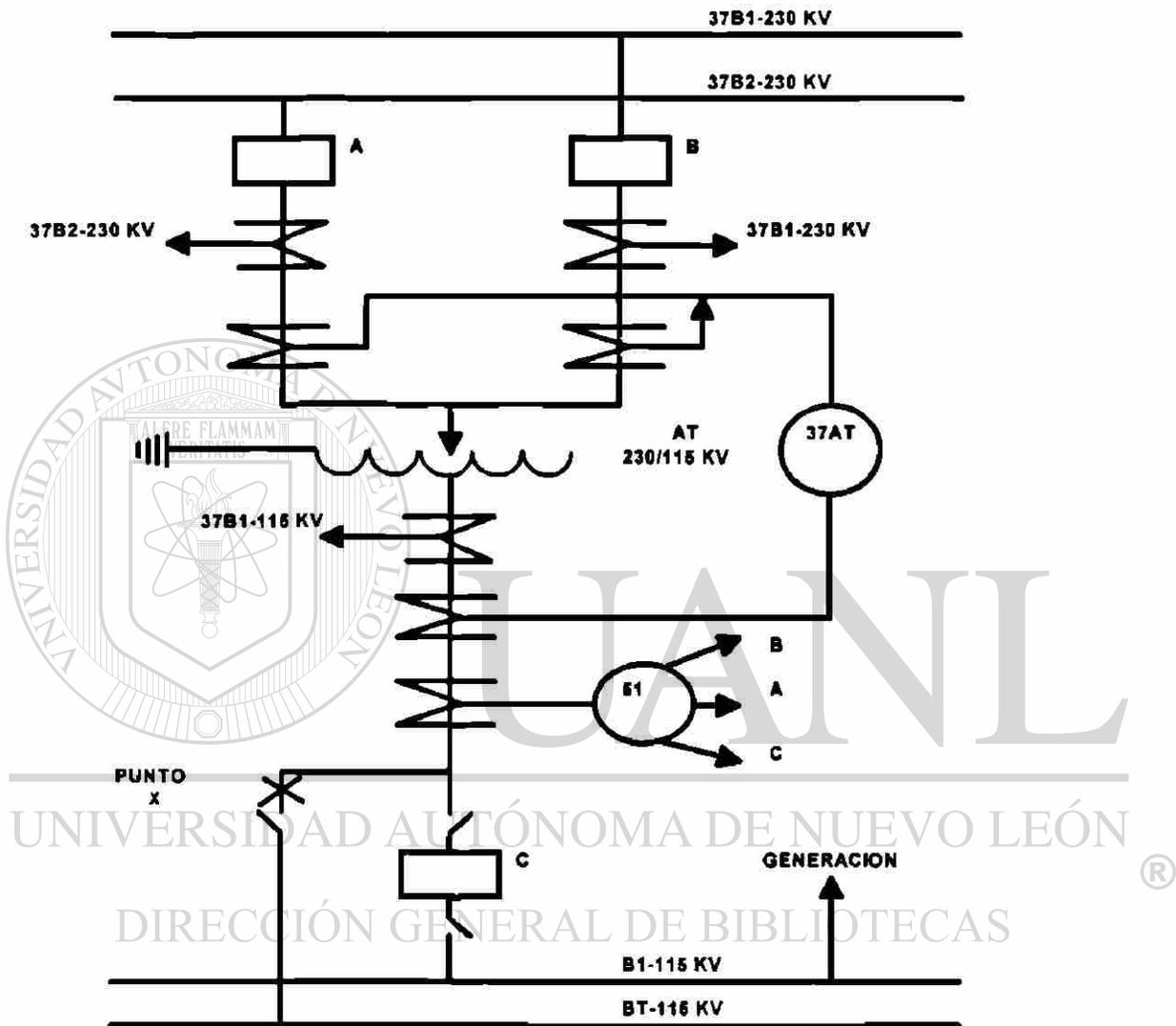


Figura 3.9 Diagrama unifilar zonas de detección

Una falla en el punto X no es detectada como falla por el 87AT, pero por el 87B 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 3.10.

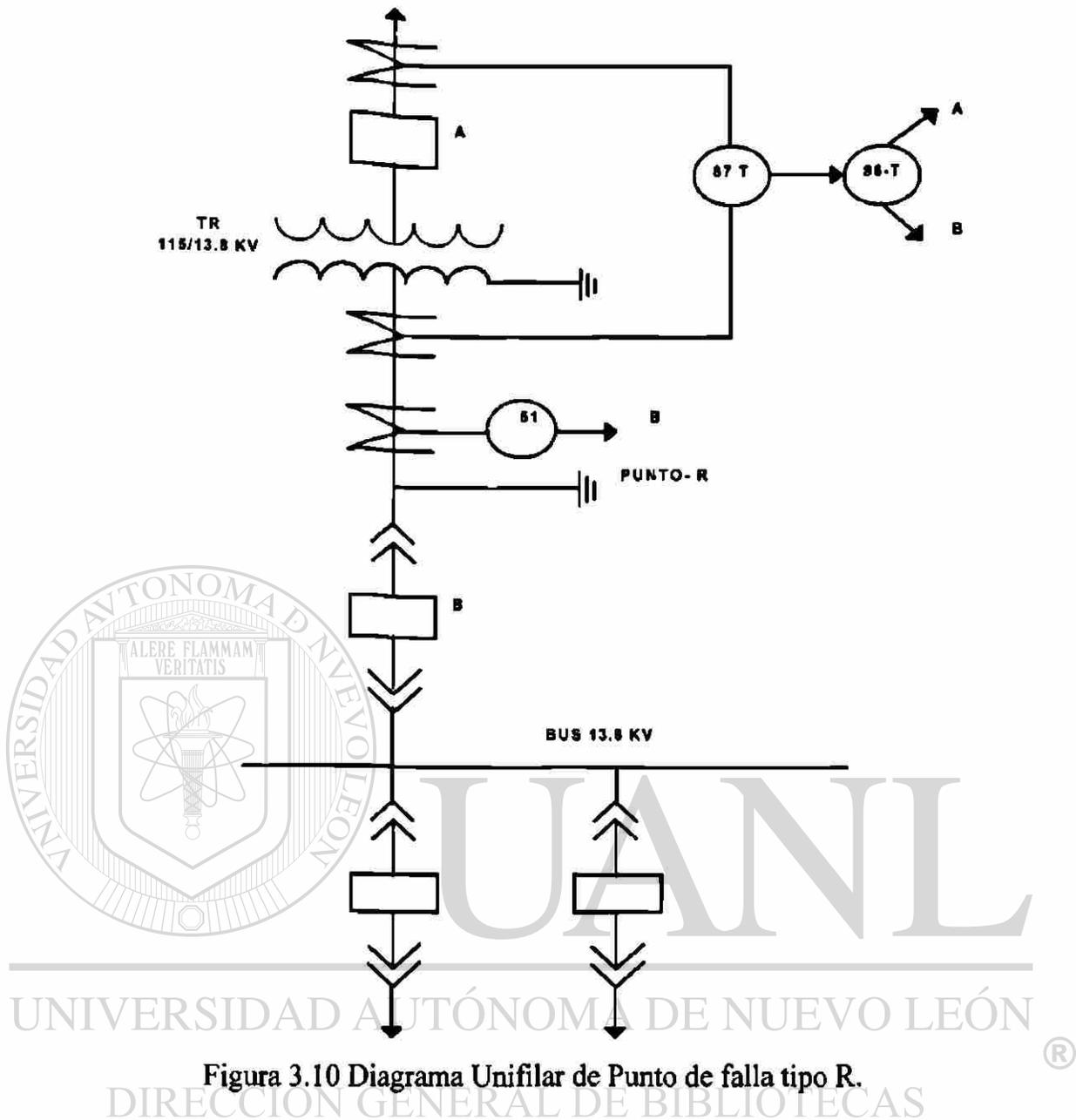


Figura 3.10 Diagrama Unifilar de Punto de falla tipo R.

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

3.8 PROTECCION DE RESPALDO 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 mínimo número 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 3.11 deben abrir los interruptores 2 y 6.

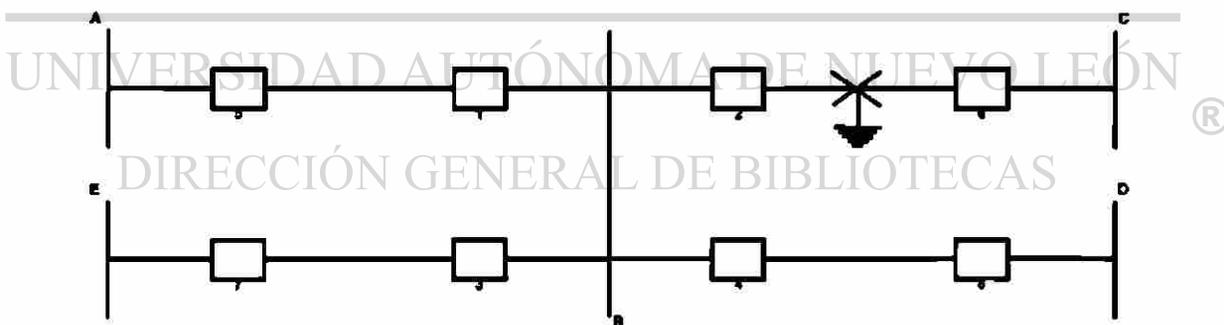


Figura 3.11 Falla de respaldo local

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.

3.8.2 RESPALDO REMOTO.

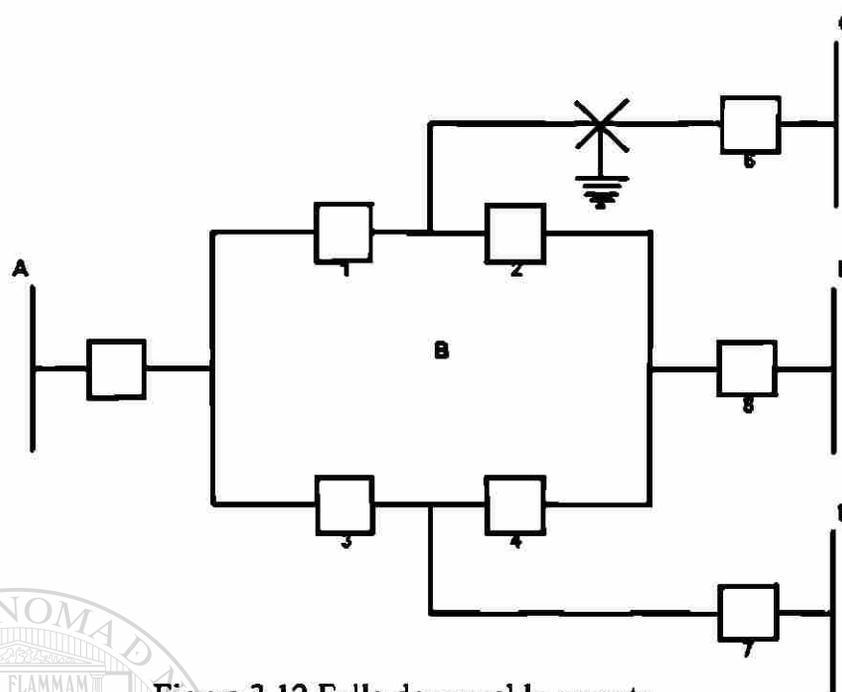


Figura 3.12 Falla de respaldo remoto

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 3.12.

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 50BF mínimos de:

Tiempo	Interruptor de Tiempo de Disparo de 5-8 Hz.	Interruptor de tiempo de disparo de 1-3 Hz.
Protección 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 50BF	15-23 Hz	11-13 Hz.

Tomando en cuenta:

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

El ASA define alta velocidad como un termino calificador aplicado a un relevador que indica que el tiempo de su operación generalmente no exceda de 1/20 de segundo (aproximadamente 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 relevadores que operan en este rango de 3 a 5 ciclos de frecuencia, se les considera relevadores de alta velocidad.

La protección por medio de relevadores 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 mas mantenimiento, y tienen una mas 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.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4

FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN.

Las líneas eléctricas de transmisión sirven para la transferencia de energía en grandes cantidades de un lugar a otro ya sea cercano o distante, enlazando a los productores de dicha energía con los consumidores, por lo que cualquier interrupción en la línea de transmisión ocasionará grandes disturbios en la comunidad.

Al ocurrir una falla en cualquier punto del circuito de una red eléctrica, a este punto fluirá una gran cantidad de corriente, originando una elevación o caída de tensión. Para detectar las perturbaciones ocurridas en el sistema, se colocan transformadores de corriente en el interior del equipo que se quiere 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 importantes para el funcionamiento de los diferentes tipos de relevadores.

Todos los relevadores utilizados para protección, funcionan en virtud de la corriente y/o el voltaje proporcionados por los transformadores de corriente y tensión conectados en diversas combinaciones al elemento del sistema que se va a proteger.

Por cambios en estas dos magnitudes, las fallas de cortocircuito señalan su presencia, tipo y localización al relevador de protección.

4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES.

Tomando en cuenta sus características constructivas los relevadores se pueden clasificar en los siguientes tipos:

1. Relevador electromagnético.

Se basan en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Son accionados por una señal de corriente.

2. Relevador de inducción.

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.

3. Relevador electrónico.

Funcionan por medio de diodos, tiristores, transistores, etc., su principal característica es que son de mayor velocidad de operación. Su funcionamiento es equivalente al de los relevadores electromagnéticos.

4. Relevadores térmicos.

Operan dejando fuera de servicio al equipo o máquina que protegen, y el cual ha sido sometido a sobrecargas o a una falla. Estos efectos producen calentamiento excesivo elevando la temperatura de los devanados. Estos relevadores son muy utilizados en transformadores de mediana y de gran potencia. Estos relevadores 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. Uno de los 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 protege.

4.3 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES.

Aún cuando ya existen relevadores estáticos y digitales, los más comúnmente utilizados, emplean dos principios de funcionamiento muy diferentes en cuanto a sus principios de operación, estos son:

1. Por atracción electromagnética.
2. Por inducción electromagnética.

Los relevadores por atracción electromagnética, operan por el movimiento de un émbolo dentro de un solenoide, o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán, estos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente directa o de corriente alterna, la fuerza electromagnética ejercida en el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. La fuerza de restricción es la fuerza del resorte, peso, fricción, etc., que detiene al contacto del relevador, de donde la operación depende de una cantidad de corriente o de voltaje.

En la figura 4.1 se muestran algunos tipos de relevadores del tipo de atracción electromagnética.

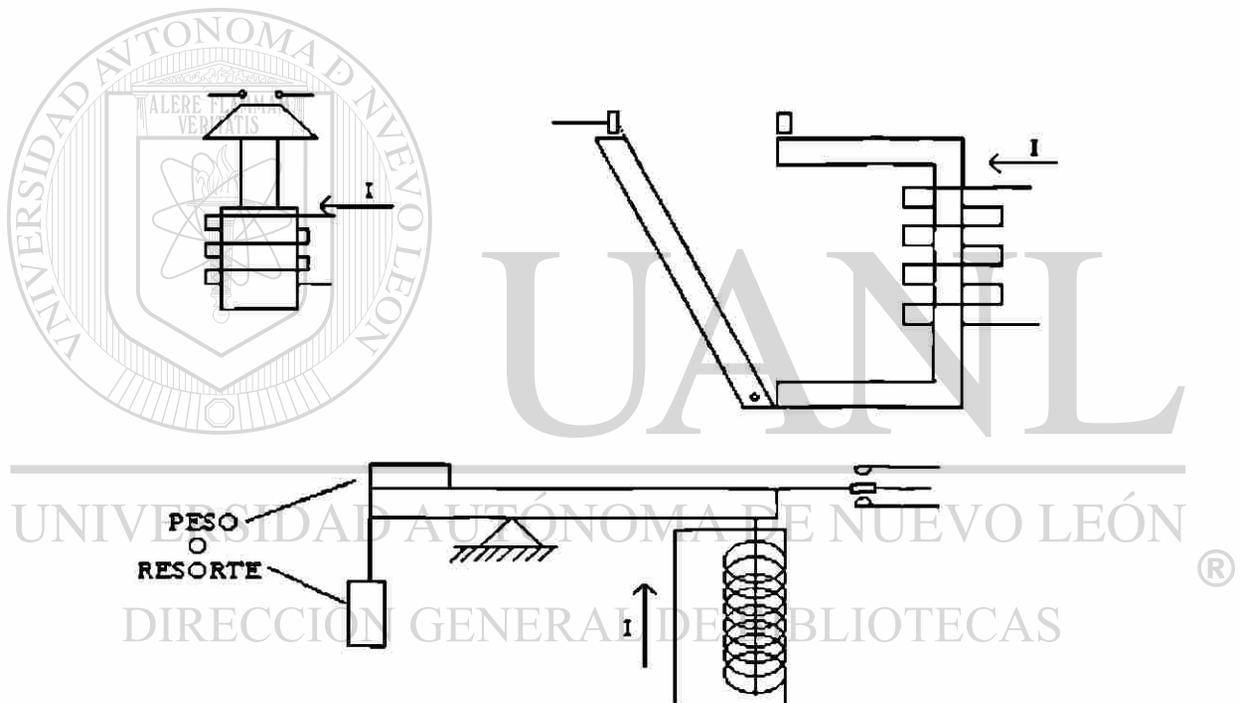


Figura 4.1 Estructuras de relevador de atracción electromagnética.

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

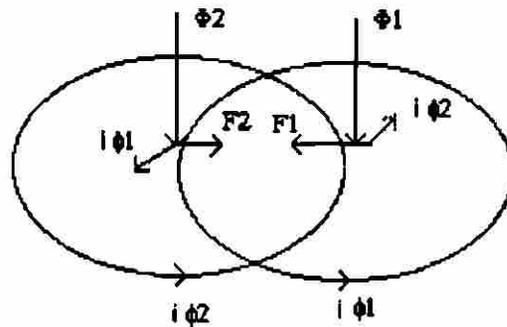


Figura 4.2 Una placa de material de aluminio con fuerzas de atracción

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 $\phi_1 = \phi_1 \text{Sen}(wt)$ donde ϕ_1 es el flujo máximo.

Así mismo $\phi_2 = \phi_2 \text{Sen}(wt + \theta)$

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:

$$I\phi_1 \alpha \left(\frac{d\phi_1}{dt} \right) \alpha \phi_1 \text{Cos}(wt)$$

$$I\phi_2 \alpha \left(\frac{d\phi_2}{dt} \right) \alpha \phi_2 \text{Cos}(wt + \theta)$$

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.

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

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

$$F = (\varphi_2 \varphi_1 \text{Cos}(wt) - \varphi_1 \varphi_2 \text{Cos}(wt + \theta))$$

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

$$F\alpha\varphi_2 \text{Sen}(wt + \theta)\varphi_1 \text{Cos}(wt) - \varphi_1 \text{Sen}(wt)\varphi_2 \text{Cos}(wt + \theta)$$

Sacando φ_1 y φ_2 como factor común tenemos:

$$F\alpha\varphi_2\varphi_1[\text{Sen}(wt + \theta)\text{Cos}(wt) - \text{Sen}(wt)\text{Cos}(wt + \theta)]$$

La expresión dentro del paréntesis equivale a:

$$\text{Sen}(wt + \theta - w) = \text{Sen}\theta$$

La cual la reduce a:

$$F\alpha\varphi_1\varphi_2 \text{Sen}\theta$$

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.

Los relevadores que operan por inducción electromagnética toman como base el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor, este principio sólo se aplica a los relevadores que funcionan por medio de la corriente alterna.

a) Relevador de disco.

En el relevador de disco, se logran dos flujos desfasados por medio de bobinas de sombra y es accionado por una sola corriente. Ambos flujos son proporcionales a la misma corriente y el desfaseamiento entre ellos esta

definido por la construcción de la bobina de sombra. En la figura 4.3 se muestra la estructura de un relevador de disco.

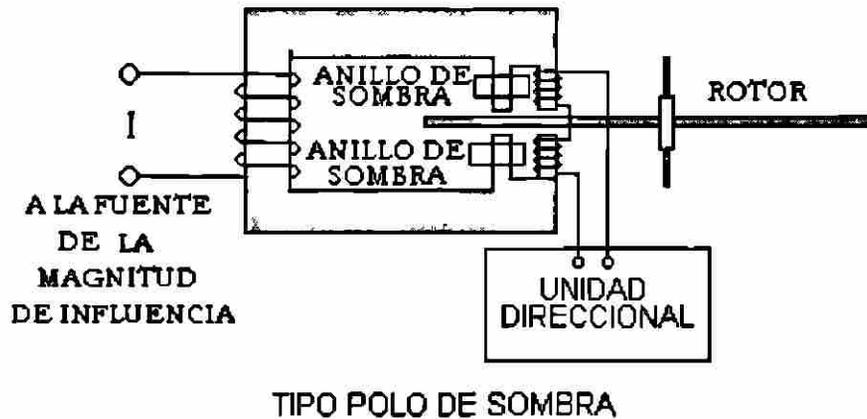


Figura 4.3 Esquema de disco de inducción con bobina magnética

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.
- Otra donde se han devanado y puesto en cortocircuito 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:

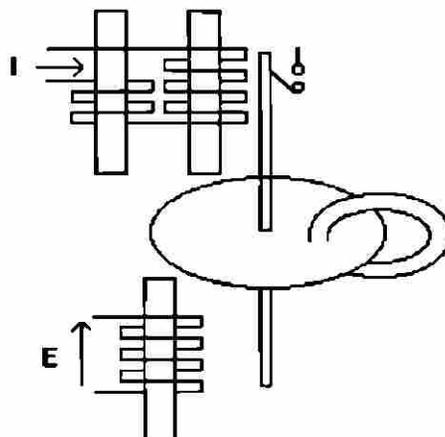


Figura 4.4 Esquema de un relevador de sobrecorriente

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 Waththorímetro, figura 4.5.

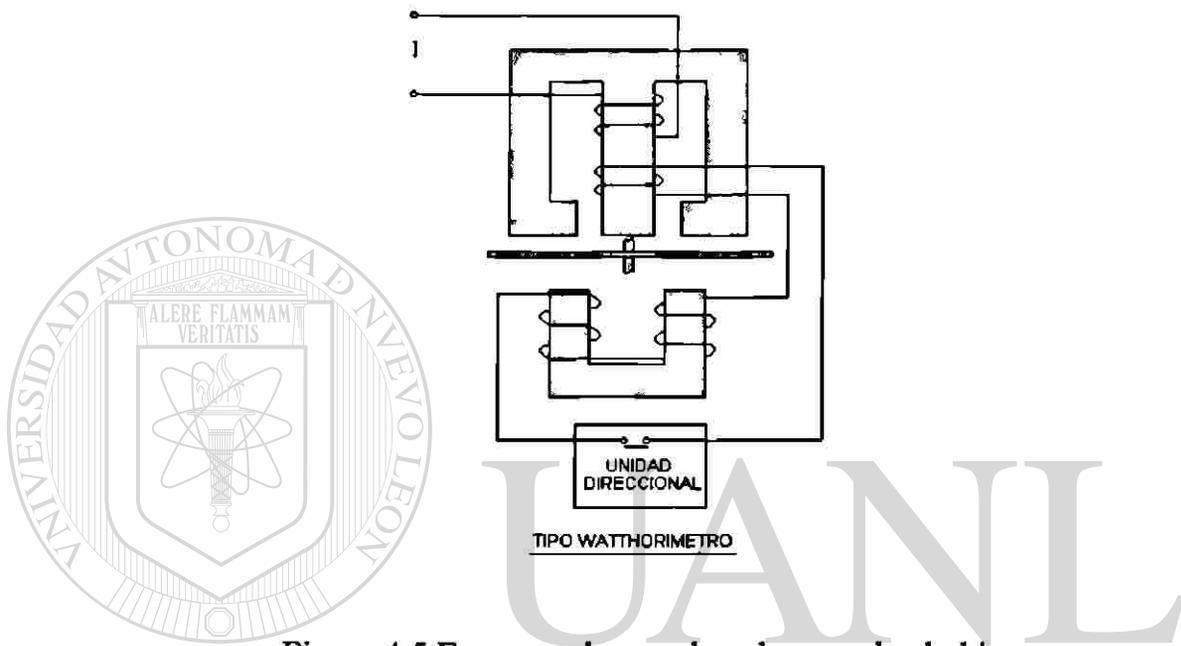


Figura 4.5 Esquema de un relevador con dos bobinas

Sobre una bobina se puede mandar las señales de corriente producidas por un TC y sobre la segunda las señales de corrientes tomadas por un TP

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

b) Relevador de copa.

Es la más parecido a un motor de inducción, excepto que el rotor de hierro es estacionario y solamente una porción de él está libre de girar, y sobre ella está acoplado el contacto móvil.

Este tipo de relevador es de alta velocidad y por el hecho de requerir dos señales son direccionales. Responden al ángulo de fase entre dos entradas.

1. Entrada de operación (normalmente corriente).
2. Entrada de polarización (direccionalidad) puede ser corriente o voltaje.

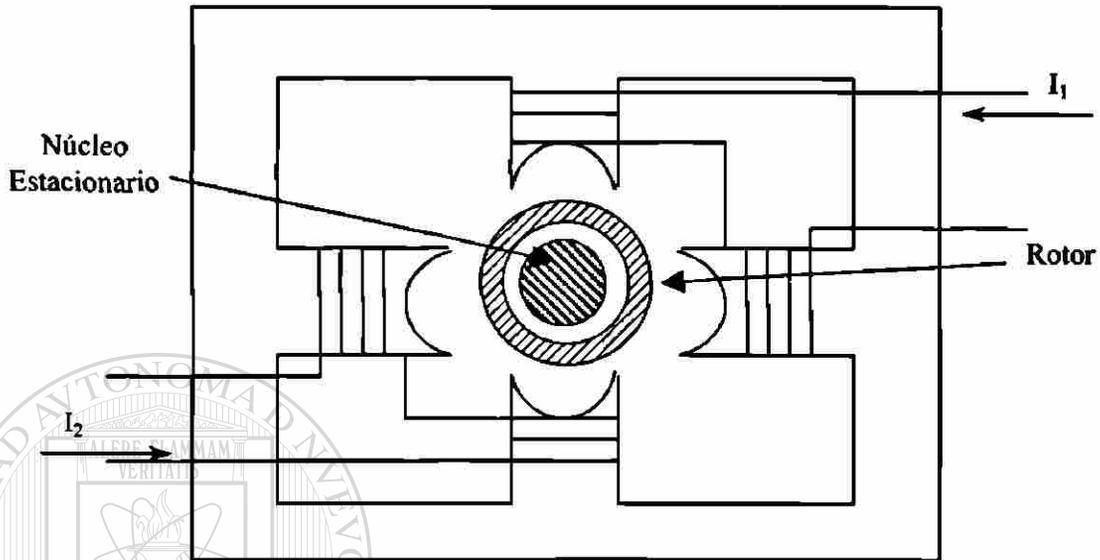


Figura 4.6 Relevador de copa

4.4 CARACTERÍSTICAS.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del sistema de cualquier elemento cuando este sufre un corto circuito, o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de alguna manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección es ayudado en esta tarea, por interruptores, que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los ordene. Los interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de corto circuito que pueda fluir a través de ellos, e interrumpir entonces esa corriente; deben soportar

también el cierre de un corto circuito semejante e interrumpirlo de acuerdo con ciertas normas.

Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla. Dichos datos no solo ayudan a la reparación oportuna sino que también, proporcionan medios para el análisis de la eficacia y de la prevención de la falla y el grado de disminución que influye la protección por relevadores.

Algunos términos que comúnmente se utilizan para describir las características funcionales de cualquier equipo de protección por relevadores son los siguientes: sensibilidad, selectividad, velocidad y confiabilidad. Los términos anteriores pueden ser descritos a continuación:

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 su 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) Confiabilidad.

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.

Cualquier equipo de protección por relevadores debe ser lo suficientemente sensible para que funcione en forma segura cuando sea necesario, con la condición real de que produzca una tendencia de funcionamiento mínimo. Deberá ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones en las que se requiera un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar o se requiere funcionamiento de acción retardada.

Debe funcionar a la velocidad requerida ya que el objeto principal de la protección por relevadores es desconectar un elemento defectuoso de un sistema lo más rápido posible.

La sensibilidad y la selectividad son esenciales para asegurar que sean disparados los interruptores apropiados, y la velocidad es la que permite la duración mínima de la falla.

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 se 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.

4.6 FUNCIONAMIENTO.

El movimiento del mecanismo de accionamiento del relevador ocasiona el cierre o apertura de los contactos de disparo. Cuando se dice que un relevador funciona, entendemos que cierra o abre sus contactos, la mayoría de los relevadores tiene una restricción ya sea "por resorte" o "por gravedad", y esta restricción, determina la condición de los contactos del relevador al encontrarse sin alimentación

4.7 INDICADORES DE FUNCIONAMIENTO.

En general, un relevador de protección, está provisto con un indicador conocido como bandera, que indica el funcionamiento y mando del disparo del relevador al interruptor correspondiente, dichos indicadores se accionan mecánicamente, y salen a la vista cuando funciona el relevador y su reposición se efectúa manualmente.

4.8 BOBINAS DE SELLO.

Para proteger los contactos del relevador contra el deterioro, y asegurar la señal de disparo, los relevadores de protección cuentan con una pequeña bobina, la cual se conoce con el nombre de bobina de sello o bobina de retención. Dicha bobina se energiza y sella a través de su propio contacto al momento que cierra el contacto de la unidad de inducción. Con lo anterior se impide la interrupción del flujo de corriente en la bobina de disparo del interruptor, hasta que éste abra.

4.9 ACCIÓN RETARDADA Y SUS DEFINICIONES.

Algunos relevadores tienen acción retardada ajustable, y otros son instantáneos o de alta velocidad. El término instantáneo significa que no tiene acción retardada intencional.

En el caso de un relevador de sobrecorriente instantáneo (51), es sensibilizado por corriente por corriente secundaria de un transformador de corriente y opera cuando la magnitud de esta corriente es igual o superior al valor ajustado y su tiempo de respuesta es aproximadamente de 0.05 segundos o menor.

En los relevadores electromecánicos con características de instantáneo (50) y acción retardada (51), las bobinas de corriente de ambas unidades están conectadas en serie.

El tipo de relevador instantáneo más comúnmente usado funciona mediante atracción electromagnética ejercida por un electroimán sobre un elemento móvil "retenido" por un resorte o por gravedad.

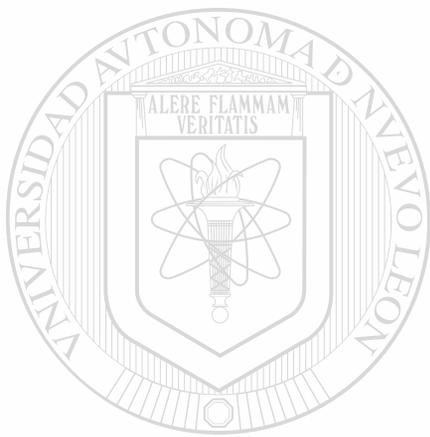
La terminología para expresar la forma de la curva de funcionamiento tiempo contra corriente del relevador (51) originalmente fue tiempo definido y tiempo inverso.

Una curva de tiempo inverso es aquella en la cual el tiempo de funcionamiento viene a ser menor a medida que el valor de la magnitud de influencia se incrementa, cuando más pronunciado es el efecto, más inversa se dice que es la curva. En realidad todas las curvas de tiempo son inversas en mayor o en menor grado, éstas son más inversas a medida que se aumenta la magnitud de influencia. Una curva de tiempo definido sería estrictamente aquella en la cual el tiempo de operación no fuese afectado por el valor de la magnitud de influencia, pero en realidad la terminología se aplica a una curva que viene a ser sustancialmente definida un poco arriba del valor de puesta en trabajo del relevador.

El relevador de sobrecorriente (51) mas utilizado funciona bajo el principio de inducción electromagnética.

Apoyándose en este principio, el relevador de sobrecorriente (51), utiliza un núcleo dividido en dos regiones, una por la que pasa el flujo resultante de la bobina de corriente y otra donde se ha puesto en corto circuito un embobinado o una sola espira

que desfasa una parte del flujo, el cual atraviesa el entrehierro y el disco de inducción, por lo que la fuerza actuante en este, es debida a la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas (de Foucault), inducidas por estos flujos.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

5

DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN

5.1 FILOSOFIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

Al hablar acerca de un sistema eléctrico de potencia, inmediatamente nos viene a la mente la imagen de cada uno de sus componentes: las grandes estaciones generadoras, los transformadores, las líneas de transmisión, etc., mientras que estos son solo algunos de básicos, por lo regular pasamos por alto el resto de los componentes que son también de gran importancia, uno de estos es lo que se conoce como el sistema de protección por relevadores.

El papel de la protección por relevadores en el diseño y el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, es explicado por un breve examen. Existen tres aspectos del sistema eléctrico de potencia que sirven al propósito de éste examen, los cuales se mencionan a continuación:

- a) Funcionamiento normal.
- b) Previsión de una falla eléctrica.
- c) Reducción de los efectos de la falla eléctrica.

El termino "Funcionamiento normal", supone que no existen fallas del equipo, errores del personal no hechos fortuitos. Incluyendo los requisitos mínimos para la alimentación de la carga existente y una cierta cantidad de carga futura anticipada, algunas de las consideraciones son:

- a) Selección entre hidroeléctrica, térmica, o bien, otras fuentes de potencia.

- b) Localización de las estaciones generadoras.
- c) Transmisión de potencia a la carga.
- d) Estudio de las características de la carga y la planeación para su crecimiento.
- e) Medición.
- f) Regulación de la tensión y de la frecuencia.
- g) Funcionamiento del sistema.
- h) Mantenimiento normal.

El tipo de falla eléctrica que origina los máximos efecto es el corto circuito o falla, además, de otras condiciones anormales que se pueden presentar. Con el fin de prevenir la falla eléctrica, se toman algunas consideraciones de diseño y de funcionamiento:

- a) Proveer aislamiento adecuado.
- b) Coordinar la resistencia de aislamiento con la capacidad de los pararrayos.
- c) Utilizar hilos de guarda y baja resistencia de tierra de las torres.
- d) Mayor resistencia mecánica de diseño para disminuir la exposición y la probabilidad de fallas originadas por animales.
- e) Mantenimiento apropiado.

— Para reducir los efectos de la falla se debe de tomar en cuenta las siguientes características de diseño y funcionamiento:

A. Características que reducen los efectos inmediatos de una falla eléctrica.

1. Diseño para limitar la magnitud de la corriente de corto circuito.
 - a) Evitar concentraciones muy grandes de capacidad de generación.
 - b) Utilizando impedancia limitadora de corriente.
2. Diseño para soportar los esfuerzos mecánicos y los calentamientos originados por corrientes de corto circuito.
3. Dispositivos de baja tensión con acción retardada en interruptores para evitar la caída de la carga durante disminuciones de tensión momentáneas.
4. Neutralizadoras de fallas a tierra.

B. Características para desconexión rápida de los elementos defectuosos.

1. Protección por relevadores.
 2. Interruptores con suficiente capacidad interruptiva.
 3. Fusibles.
- C. Características que reducen la pérdida del elemento defectuoso.
1. Circuitos alternados.
 2. Capacidad de reserva de generadores y transformadores.
 3. Recierre automático.
- D. Características que funcionan en todo el período desde la iniciación de la falla hasta que se elimina para mantener la tensión y la estabilidad.
1. Regulación automática de la tensión.
 2. Características de estabilidad de los generadores.
- E. Medios para observar la eficacia de las características anteriores.
1. Oscilógrafos automáticos.
 2. Observación humana eficiente y registro de datos.

De este modo, la protección por relevadores, es una de las diversas características que puede presentar el diseño de un sistema relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren las fallas.

5.2 TIPOS DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

Descritos los principios de funcionamiento y las características de los elementos básicos de los relevadores, a continuación se explican brevemente los diversos tipos y características de relevadores de protección más comúnmente utilizados en sistemas de potencia de plantas industriales y también algunas consideraciones de aplicación.

5.2.1 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE (50/51).

Son las más utilizados en los sistemas de potencia para protección contra cortocircuito, y la mayoría de estos relevadores son de tres tipos:

- a) De atracción electromagnética.
- b) De inducción.

c) De estado sólido.

El relevador de sobrecorriente de tipo solenoide es el más simple utilizando el principio de atracción electromagnética. Los elementos básicos de este relevador son: un solenoide devanado alrededor de un núcleo de hierro y un embolo o armadura de acero que se mueve dentro del solenoide y soporta los contactos móviles.

La construcción del relevador de sobrecorriente del tipo inducción consiste de un electroimán y una armadura móvil, la cual es usualmente un disco de metal montado sobre un a flecha restringida por un resorte en espiral. Los contactos del relevador son operados por la armadura móvil.

La corriente mínima de operación es ajustable en todos los relevadores de sobrecorriente. Cuando la corriente que circula a través de la bobina del relevador excede un valor determinado, el relevador cierra sus contactos e inicia la operación de disparo de los interruptores. Los relevadores generalmente reciben la corriente del secundario de un transformador de corriente.

Si el relevador opera sin retardo intencional de tiempo, se denomina protección de sobrecorriente instantánea. Cuando la sobrecorriente es de origen transitorio tal como la causada por el arranque de un motor o alguna sobrecarga repentina de corta duración, no deberá abrir el interruptor. Por esta razón, la mayoría de los relevadores de sobrecorriente están dotados de un retardo de tiempo, que permite corrientes mayores al ajuste del relevador persistan por un período limitado de tiempo, sin cerrar sus contactos. Si un relevador opera cada vez más rápido conforme se incrementa la corriente, se dice que tiene una característica de tiempo inverso. Los relevadores de sobrecorriente pueden tener características de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso para satisfacer los requerimientos de sobrecorriente de tiempo mínimo definido, los cuales tienen un tiempo de operación prácticamente independiente de la magnitud de corriente después de que es alcanzado un cierto valor de corriente.

Los relevadores de sobrecorriente del tipo inducción tienen un medio que permite la variación del ajuste de tiempo y facilita el cambio del tiempo de operación para un valor de corriente determinado. Este ajuste es llamado "palanca" de tiempo o dial de tiempo del relevador.

5.2.2 RELEVADORES CON RESTRICCIÓN DE VOLTAJE O CONTROL DE VOLTAJE.

Un cortocircuito en un sistema eléctrico siempre es acompañado de una disminución importante de voltaje, mientras que una sobrecarga causará solamente una caída de voltaje moderada. Por consiguiente, estos relevadores son capaces de discriminar entre condiciones de sobrecarga y condiciones de falla por cortocircuito.

Estos relevadores están sujetos a dos torques opuestas: un torque de operación debido a la corriente y un torque restrictivo debido al voltaje. De tal manera que la sobrecorriente requerida para operar al relevador es mayor a voltaje nominal que cuando éste es reducido.

Un relevador de sobrecorriente controlado con voltaje opera en virtud del torque de corriente solamente y la aplicación de este torque es controlada por otro elemento del relevador ajustado para operar a cierto valor predeterminado de voltaje.

Estas características de los relevadores son muy convenientes cuando es necesario ajustar el relevador a valores cercanos o incluso inferiores a la corriente de carga y al mismo tiempo se requiere la seguridad de que no opere impropriamente bajo corriente de carga normal.

5.2.3 RELEVADORES DIRECCIONALES (67).

Son de tipo inducción y solamente toman en cuenta la dirección en la cual se encuentra la falla. Por lo que cierran sus contactos solamente cuando la energía circula en un sentido determinado.

Su característica principal de funcionamiento es de ser muy selectivo, o sea, que desconecta solamente la línea en la cual haya ocurrido una falla.

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

La señal de corriente que reciben éstos relevadores para su funcionamiento, proviene del transformador de corriente, el cual generalmente viene montado en la parte

interior de los interruptores, transformadores de potencia, etc., y vienen de uno o dos por fase, tanto para protección como para medición.

La señal de tensión la reciben del transformador de potencial el cual generalmente se localiza en la subestación y se conecta al bus principal.

La protección direccional se utiliza donde existen dos o más tramos de línea, así pues, los dos extremos de la línea deberán de estar provistos de relevadores direccionales de protección, los cuales deben de operar solamente cuando el defecto está en dirección de la línea. En la actualidad los relevadores 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.

5.2.3.1 CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN.

Existen varios tipos de relevadores 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.

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 más importantes:

1. Unidad direccional (ud).
2. Unidad de sobrecorriente (us).
3. Unidad de sello (us).
4. Contacto estacionario.
5. Resorte de presión para presionar al contacto estacionario.
6. Plugs ajuste magnético.
7. Tornillo de ajuste magnético.
8. Conjunto de elemento móvil.
9. Prensa para el ajuste del resorte.
10. Vía oblicua de corriente.

Partes de la unidad de sobrecorriente de tiempo

1. Block de taps.
2. Dial de tiempo.

3. Conjunto del resorte de control.
4. Disco
5. Conjunto de contacto estacionario.
6. Plugs magnéticos.
7. Imán permanente.

a) Relevadores direccionales de sobrecorriente (67).

Consisten de una unidad típica de sobrecorriente y una unidad direccional, las cuales son combinadas para operar conjuntamente para un determinado ángulo de fase y una magnitud de corriente. En la unidad direccional la corriente en una bobina es comparada en la posición de ángulo de fase con la corriente o voltaje de otra bobina de la misma unidad. La corriente o voltaje de referencia se denomina "polarización". El relevador opera de tal manera que se sensibiliza para flujo de corriente hacia la falla en una sola dirección y permanece insensible para flujo de corriente en la dirección opuesta.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente pueden estar provistos de restricción de voltaje sobre el elemento de sobrecorriente, este último tipo de relevador direccional es usualmente "controlado direccionalmente", lo que significa que la unidad de sobrecorriente está inerte hasta que la unidad direccional detecta la corriente en la dirección de disparo y libera o activa a la unidad de sobrecorriente. Muchos relevadores direccionales están equipados con elementos instantáneos, los cuales en algunos casos operan direccionalmente, y a menos que sea posible determinar la dirección de la falla por la sola magnitud, no debe utilizarse la característica de disparo no direccional instantánea.

b) Relevador direccional de tierra (64).

Los sistemas de potencia industriales con neutro aterrizado que consiste de circuitos paralelos o lazos pueden utilizar relevadores direccionales de tierra, los cuales generalmente son construidos de la misma manera que los relevadores direccionales de sobrecorriente utilizados en la protección de fase. Con objeto de censar propiamente la dirección del flujo de corriente de falla, ellos requieren una fuente de polarización que puede ser ya sea de voltaje o

corriente tal como la situación lo requiera. Para obtener una adecuada fuente de polarización se requiere una especial consideración de las condiciones del sistema durante las fallas que involucran tierra y una exclusiva aplicación de los dispositivos auxiliares.

c) Relevadores direccionales de potencia (32).

Este relevador está dotado de contactos monofásico o trifásico y opera a un valor predeterminado de potencia. Este es a menudo utilizado tal como un relevador direccional de “sobrepotencia” ajustado para operar si un exceso de energía fluye desde un sistema de potencia en una planta industrial hacia el sistema de potencia de la compañía suministradora de energía eléctrica.

Bajo ciertas condiciones, esto también puede ser conveniente como un relevador de “baja potencia” para separar dos sistemas si el flujo de potencia cae por debajo de un valor predeterminado. Deben tenerse especiales precauciones cuando se apliquen relevadores monofásicos, ya que bajo ciertos factores de potencia pueden ocurrir operaciones de disparo falsas.

5.2.3.2 RELEVADOR DIRECCIONAL FALLA A TIERRA.

Para este caso, la relación angular de la corriente y del voltaje residual es independiente de la fase en la que se localiza la falla y es regida solamente por la relación R/X de la trayectoria de falla. La bobina de corriente del elemento direccional se conecta para detectar corriente en el circuito residual de los transformadores de corriente y la bobina de voltaje se conecta a la fuente adecuada de voltaje para dar suficiente par de torsión. Así mismo, para una corriente residual (I_r) y un voltaje residual (V_r), el par máximo de torsión será proporcional al producto de la corriente residual con el voltaje residual por el coseno de la diferencia de los ángulos correspondientes al par máximo (φ) y al ángulo formado entre el voltaje y la corriente aplicados (θ).

$$T = I_r V_r \cos(\varphi - \theta)$$

La corriente residual se obtiene con la ayuda de tres transformadores de corriente. En un arreglo común para obtener voltaje residual, se emplean tres transformadores de

potencial con el primario conectado en estrella estando aterrizado el neutro de la estrella y el secundario conectado en delta abierta. El voltaje que se obtiene entre las terminales de la delta abierta se aplica a la bobina de voltaje del elemento direccional del relevador.

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 taps de corrientes aplicado al relé.

Los relevadores 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 5.1 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.

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

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.

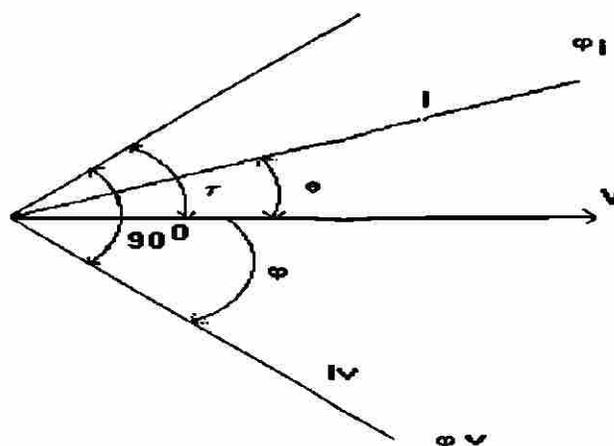


Figura 5.1 Diagrama vectorial para el par máximo

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 relevador de una combinación de resistencia y capacidad en serie con la bobina de tensión, se puede 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.

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

$$VICos(\theta - \tau) = \frac{K_2}{K_1} = Constante$$

Esta es la característica de funcionamiento se muestra en la figura 5.2 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:

$$ICos(\theta - \tau) = Constante$$

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.

$$VI_{\min} = Constante$$

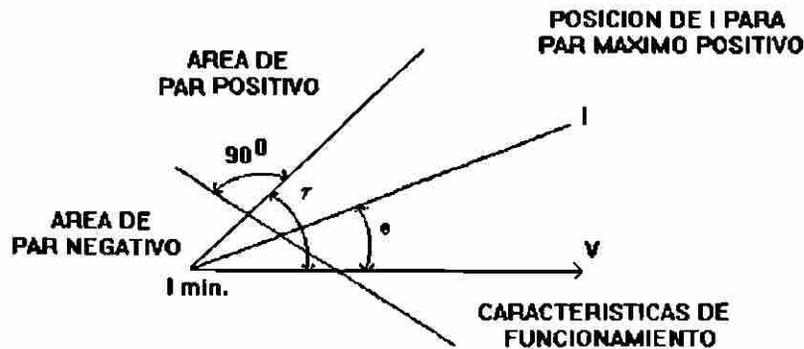


Figura 5.2 Característica de funcionamiento de un relevador direccional.

Donde “ I_{\min} ” es la magnitud mínima de todos los vectores de corriente cuyas puntas finalizan en la característica de funcionamiento. “ I_{\min} ” 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.

5.2.4 RELEVADORES DIFERENCIALES (87).

Los relevadores diferenciales funcionan sobre la base de la comparación continua de dos o más magnitudes (la corriente, el voltaje, la frecuencia, la potencia, o una combinación de la corriente y el ángulo de fase, o la combinación de la corriente y el voltaje). Las condiciones de falla que causen un cambio en esos valores comparados con referencia una de la otra y la corriente “diferencial” resultante pueden ser utilizadas para operar al relevador. Los transformadores de corriente tienen un pequeño error en cuanto a la relación y ángulo de fase entre las corrientes primarias y secundarias, esos errores causaran una corriente diferencial que fluye aún cuando las corrientes primarias están balanceadas. Esta corriente de error puede llegar a ser proporcionalmente mayor durante condiciones de falla, especialmente cuando en la corriente de falla está presente la componente de corriente directa.

Los relevadores diferenciales por supuesto no deben de operar con la corriente máxima de error que puede fluir para una condición de falla externa a la zona protegida.

Se ha desarrollado el relevador tipo porcentaje, el cual tiene devanados de restricción para prevenir la incorrecta operación debida a las corrientes de error en condiciones de falla severa externa (through) y al mismo tiempo proporciona detección muy sensible de fallas de baja magnitud dentro de la zona protegida diferencialmente.

La protección diferencial está indicada en el diagrama de la figura 5.3. 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 .

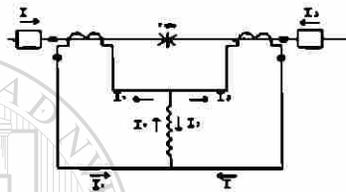


Figura 5.3 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial normal

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 los relevadores que cerrara los contactos y éstos a su vez, hicieran abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se muestra la figura 5.4.

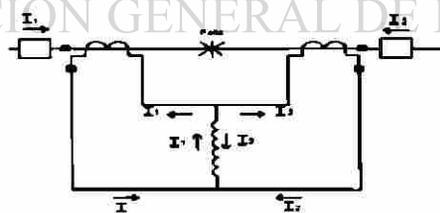


Figura 5.4 Diagrama de flujos de corrientes en relevador diferencial con falla

El tramo de línea representado, puede ser sustituido por cualquier sección del sistema que comprenda equipo eléctrico, como son: transformadores, generadores, etc., sin embargo como las corrientes de entrada y salida pueden ser distintas debido a los cambios de voltaje, sólo será necesario que los "TC'S" tengan la relación de transformación correcta 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 5.5.

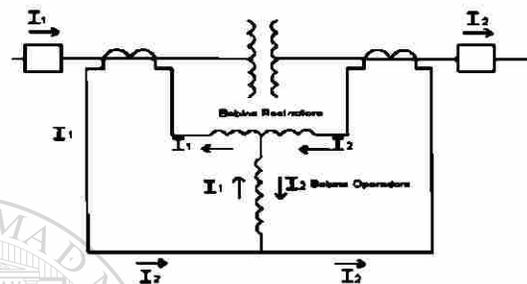


Figura 5.5 Diagrama de flujos de corriente bobina restrictora

Los efectos de estado bobina son opuestos 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

$$a: \quad \frac{N(I_1 + I_2)}{2}$$

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

$$a: \quad \frac{(I_1 + I_2)}{2}$$

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 "TC'S" 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 porcentaje 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.

5.2.5 RELEVADOR DE FALLAS A TIERRA (64).

a) Protección conectada residualmente.

Cuando el neutro de sistemas de potencia industriales es aterrizado intencionalmente y las corrientes de falla a tierra pueden fluir en los conductores, pueden utilizarse relevadores de tierra para alcanzar una óptima protección. Esto se logra con un relevador de sobrecorriente conectado en el cable común de los secundarios conectados en estrella de tres transformadores de corriente de línea. El relevador de tierra puede ajustarse para una corriente mínima mucho menor que los relevadores de fase debido a que no hay corriente de neutro con corriente de carga normalmente balanceada.

Los relevadores de sobrecorriente usados para protección de tierra, son generalmente iguales a aquellos utilizados para protección de fase, excepto que son de un rango más sensible de corriente mínima de operación debido a que ellos ven solamente corrientes de falla. Son aplicables como relevadores de falla a tierra, los relevadores con características de tiempo inversa, muy inversa y extremadamente inversa, también los relevadores instantáneos. Se deberán de tener precauciones al aplicar este tipo de relevadores de tierra

conectados residualmente, puesto que están sujetos a operaciones molestas debidas a corrientes de error surgidas de la saturación de los transformadores de corriente.

b) Relevadores de secuencia cero.

Se puede obtener un mejor tipo de protección de falla a tierra con un esquema de relevador de secuencia cero, en el cual un sólo transformador de corriente tipo “ventana” se instala encerrando los tres conductores de fase. En sistemas de cuatro hilos con posibles desbalances por cargas monofásicas, el conductor del neutro también debe pasarse a través del transformador de corriente tipo “ventana”. Una falla a tierra produce corriente de secuencia cero en el secundario del transformador de corriente, la cual opera a un relevador de sobrecorriente que dispara el interruptor.

Puesto que sólo un transformador de corriente es utilizado en este método de censar corriente de falla, los relevadores no están sujetos a errores causados por saturación o diferencias de relación en transformadores de corriente. Gracias a lo anterior puede obtenerse disparo instantáneo muy sensible en circuitos en circuitos de ramal.

○ Solamente las fallas que involucren tierra producirán una corriente secundaria en el transformador de corriente para operar al relevador, dado que la suma vectorial de las corrientes de falla trifásica o de carga normal es cero.

Este esquema es utilizado en sistemas de 5,000 a 15,000 voltios y también en grandes sistemas de bajo voltaje para optimar la protección.

c) Relevadores de neutro.

Con relevadores conectados en el neutro de transformadores de potencia a través de un transformador de corriente proporciona un método conveniente y de bajo costo para obtener protección de falla a tierra. En sistemas aterrizados de tres fases tres hilos la corriente mínima de falla a tierra puede ajustarse al valor mínimo disponible, a menos que esto cause pérdida de la necesaria selectividad. En este caso, si un tiempo mayor de retardo de operación no corrige el problema puede utilizarse ajustes más

altos para permitir que los dispositivos “aguas abajo” limpien la falla. Cuando no existan relevadores de falla a tierra en interruptores localizados “aguas abajo”, la corriente mínima de la protección de fallas a tierra de la fuente puede ajustarse tan alta como la protección de fase del alimentador más grande si la operación selectiva se consigue.

5.2.6 RELEVADOR VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO (25).

Son utilizados para verificar cuando dos circuitos de corriente alterna están dentro de los límites deseados de frecuencia y ángulo de fase de voltaje para permitir que ellos operen en paralelo.

Estos relevadores se emplean en aplicaciones de switcheo de sistemas conocidos para ser conectados en paralelo normalmente en algún otro lugar, de tal manera que ellos solamente verifiquen que las dos fuentes no están eléctricamente separadas o desplazadas por un ángulo de fase inaceptable.

5.2.7 RELEVADORES DE VOLTAJE (47).

Funcionan para valores predeterminados de voltaje, que pueden ser sobre voltaje, bajo voltaje, o una combinación de ambos, desbalance de voltaje (comparación de dos fuentes de voltaje), voltaje de fase invertido y, exceso de voltaje de secuencia negativa (operación en dos fases de un sistema trifásico). Estos relevadores tienen ajustes de voltaje mínimo y tiempo de operación. La característica de retardo de tiempo es requerida para evitar operaciones indeseables del relevador durante disturbios transitorios de voltaje.

Algunas aplicaciones típicas de este relevador son:

1. Relevadores de sobre y bajo voltaje.
 - a) Control de switcheo de capacitores.
 - b) Protección de sobrevoltaje para generadores de corriente alterna o corriente directa.
 - c) Transferencia automática de fuentes de potencia.

- d) "Tirar" carga durante bajo voltaje.
 - e) Protección de bajo voltaje de motores.
2. Relevadores de balance de voltaje.
 - a) Bloqueo de la operación de un relevador de corriente controlado con voltaje cuando funde un fusible de transformador de potencial.
 3. Relevadores de voltaje de fase invertida.
 - a) Detección de conexiones de fase invertida en circuitos de interconexión, transformadores, motores o generadores.
 - b) Prevención de intento de arranque a un motor con una fase abierta del sistema.
 4. Relevadores de voltaje de secuencia negativa.
 - a) Detección de inversión de rotación de fases, desbalance de voltaje y operación en dos fases de la alimentación para protección de maquinaria rotatoria.

5.2.8 RELEVADORES DE DISTANCIA (21).

Comprenden una familia de relevadores que miden voltaje y corriente, y la relación de ambos se expresa en términos de impedancia. Por lo regular, esta impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, desde la localización del relevador hasta el punto de falla. La impedancia también puede representar la impedancia equivalente de un generador o motor síncrono grande, cuando se utiliza un relevador de distancia para protección de pérdida de campo.

El elemento de medida es usualmente de acción instantánea, con un elemento temporizador de retardo de tiempo, tal que el retardo es constante, después de la operación de un elemento de medida determinado.

La aplicación típica en una línea de transmisión consiste de un relevador con tres elementos de medida. El primero opera solamente para fallas dentro de la zona de protección primaria de la línea y dispara al interruptor sin retardo intencional de tiempo. El segundo elemento opera para fallas no solamente en la zona de protección primaria, sino también en una zona adyacente de protección o protección de respaldo, e inicia el

disparo después de un corto retardo de tiempo. El tercer elemento es ajustado para incluir la zona de protección más remota y para disparar después de un retardo de tiempo mayor. Estos relevadores tienen una máxima utilidad en aplicaciones donde la operación selectiva escalonada de interruptores en serie es esencial, donde cambios en las condiciones de operación causen grandes variaciones en magnitudes de corriente de falla, y donde las corrientes de carga sean lo suficientemente grandes en operación de falla.

Los tres tipos de relevadores de distancia principales y sus aplicaciones más usuales son:

1. Tipo impedancia.

Se utiliza para la protección de fase en líneas de longitud moderada.

2. Tipo admitancia.

Se utiliza para la protección de fase para líneas largas donde puedan ocurrir severas oscilaciones de potencia.

3. Tipo reactancia.

Se utiliza para la protección de fase y de falla a tierra en líneas muy cortas y líneas con tal diseño físico que valores altos de resistencia de arco en fallas, sean esperados y afecten el alcance del relevador, y en sistemas donde no existan problemas de oscilaciones de potencia severas.

5.2.9 RELEVADORES DE SECUNDARIO DE FASE O FASE INVERTIDA (46).[®]

La inversión de la rotación de fase en un motor puede resultar en costosos daños a la maquinaria, largos periodos fuera de servicio y pérdida en la producción. Los motores importantes frecuentemente se equipan con protección de secuencia de fase a fase invertida. Si este relevador se conecta a una fuente de potencial adecuada, cerrará sus contactos siempre que la rotación de fases está en la dirección opuesta. También puede hacerse sensible para condiciones de desbalance de voltaje y bajo voltaje.

5.2.10 RELEVADOR DE FRECUENCIA (81).

Estos relevadores detectan condiciones de sobre y baja frecuencia durante disturbios en el sistema. La mayoría de los relevadores de frecuencia son ajustables en la frecuencia de operación y el voltaje. La velocidad de su operación depende de la desviación de la frecuencia real a la frecuencia de ajuste del relevador.

Algunos relevadores de frecuencia operan instantáneamente si la frecuencia se desvía del valor de ajuste. Otros son seccionados por la relación a la cual la frecuencia está cambiando.

La aplicación típica de estos relevadores es para seleccionar la caída de carga de un sistema basada en la disminución de la frecuencia con objeto de restablecer la estabilidad normal del sistema.

5.2.11 RELEVADORES SENSORES DE TEMPERATURA (26).

Operan en conjunto con dispositivos detectores de temperatura tales como termocoples o resistencias detectoras de temperatura, localizadas dentro del equipo a proteger y son empleados para protección para protección contra sobrecalentamiento de motores de gran tamaño (arriba de 1,500 HP), generadores (devanados del estator) y devanados de transformadores grandes.

Para generadores y motores grandes se utilizan algunos detectores de temperatura embebidos en los devanados del estator y el detector de lectura del punto más caliente se conecta al circuito "puente" de temperatura del relevador. El circuito "puente" del relevador se balancea a la temperatura obtenida por prueba del detector que tenga la lectura más alta y, un incremento de la temperatura del devanado causará que se incremente a su vez la resistencia del detector, lo cual es balanceado al circuito "puente" del relevador y hace que opere éste.

Los relevadores de temperatura para transformador operan de manera similar desde los dispositivos detectores instalados en áreas del devanado del punto más caliente. Algunos relevadores cuentan con una característica diferencial de diez grados

centígrados que previene la reenergización del equipo hasta que la temperatura del devanado disminuya diez grados centígrados.

5.2.12 RELEVADORES SENSORES DE PRESIÓN DE GAS (63).

Este tipo de relevador utilizado en sistemas de potencia responde a cualquiera de las siguientes condiciones:

1. Razón de elevación de la presión de gas (relevador de presión súbita).
2. Acumulación ligera de gas (relevador detector de gas).

Estos relevadores son valiosos complementos para protección de transformadores rectificadores, reguladores o de potencia, además de los relevadores diferenciales y otros tipos de relevadores de protección.

Una elevación repentina en la presión de gas por encima de la presión media del líquido aislante del transformador indicará que ocurrió una falla interna mayor, el relevador de presión súbita responde rápidamente para esta condición y aísla al transformador averiado. La acumulación lenta de gas (en transformadores con tanque conservador) indica la presencia de fallas menores como pueden ser conexiones flojas, partes aterrizadas, espiras cortocircuitadas, presencia de aire en el interior del tanque, etc.

El relevador detector de gas responderá para esta condición y se puede activar una alarma o aislar definitivamente al transformador para su reparación.

5.2.13 RELEVADOR DE TEMPERATURA TIPO REPLICA.

Son activados térmicamente que responden al calor generado por el flujo de corriente que excede de cierto valor predeterminado. La entrada al relevador conectada normalmente al secundario de un transformador de corriente cuya relación de transformación se selecciona cuidadosamente para igualar los rangos disponibles en el relevador. Existen muchos tipos diferentes, pero el más aceptado es el tipo bimetálico y de aleación fundida. Este relevador debe verificarse de acuerdo a las variaciones en las características de operación como una función de la temperatura ambiente.

Como la característica de operación de estos relevadores térmicos de tipo "replica" se asemeja fielmente a las curvas de calentamiento de motores usados para propósitos generales, en la parte e sobrecargas ligeras y medianas, son utilizados casi exclusivamente para protección de sobrecarga en motores hasta de 1,500 HP.

5.2.14 RELEVADORES AUXILIARES.

Los relevadores auxiliares son utilizados es esquemas de protección cuando un dispositivo de protección no puede por sí mismo alcanzar todas las funciones requeridas para una protección satisfactoria. Este tipo de relevador es ofrecido con amplios rangos de características en bobinas, arreglos de contactos y funciones de disparo, cada una adecuada para una aplicación particular, algunas de las aplicaciones más comunes de los relevadores auxiliares son:

1. Bloqueo de interruptores.
2. Abanderamiento o indicación de operación.
3. Multiplicación de contactos
4. Temporización.
5. Supervisión de circuitos y alarmas.

6

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

6.1 INTRODUCCIÓN.

Es el elemento más propenso a fallas en una red eléctrica de transmisión, por estar expuesto por su longitud a las condiciones climatológicas y ambientales. El 95% de las fallas ocurren de una fase a tierra, ya sea, por descargas atmosféricas o por problemas de aislamiento, contaminación, animales, etc.

La impedancia de una línea de transmisión con determinadas características y configuración de los conductores, es proporcional a la longitud.

La protección de las líneas de transmisión puede efectuarse con relevadores de sobrecorriente a continuación se describe este tipo de relevador.

6.2 APLICACIÓN.

Dependiendo de los requisitos que se deberán de cumplir, las líneas de transmisión se protegen con equipo de protección de sobrecorriente, de distancia o de hilo piloto.

La protección de sobrecorriente es la más sencilla y la más barata, pero también la más difícil de aplicar y la que más rápido necesita de un reajuste o de un reemplazo a medida que cambia el sistema.

Por lo general, se utiliza en los circuitos de servicio propio de la estación y en los circuitos de distribución de servicio eléctrico y en sistemas industriales, en algunas líneas de transmisión para:

1. Protección contra la falla de fase.
2. Protección contra fallas a tierra.

También se utiliza para la protección primaria de falla a tierra en las líneas de transmisión donde se emplea la protección de distancia para fallas de fase, y para la protección de respaldo de tierra en las líneas de transmisión que emplean protección por hilo piloto. Además se utiliza en localidades de transformadores de potencia para la protección de respaldo contra falla externa.

Además de que estos relevadores son para protección de fase y de tierra, se utilizan también de la siguiente manera:

1. Relevadores de sobrecorriente no direccionales.
 - 1.1 De sobrecorriente con unidad de tiempo (51)
 - 1.1.1 51 – 52 Característica de tiempo inverso.
 - 1.1.2 53 – 54 Característica de tiempo muy inverso.
 - 1.1.3 77 –78 Característica de tiempo extremadamente inverso.
 - 1.2 De sobrecorriente direccional de tiempo (67)
 - 1.2.1 Característica de tiempo inverso.
 - 1.2.2 Característica de tiempo muy inverso.
 - 1.2.3 Característica de tiempo extremadamente inverso.
2. Relevador de sobrecorriente direccional instantáneo.

Cuando se trata de un relevador de sobrecorriente de tiempo, pero que sea de tierra, se le agrega la letra “N” a la nomenclatura (51N).

En la práctica se utilizan generalmente conjuntos de dos o tres relevadores de sobrecorriente para la protección contra fallas entre fases y un relevador de sobrecorriente separado para fallas monofásicas a tierra.

Generalmente se prefieren los relevadores de tierra separados porque pueden ajustarse para proporcionar protección más rápida y más sensible en fallas monofásicas a tierra que la que puedan proporcionar los relevadores de fase.

La protección de sobrecorriente es muy adecuada para la protección de sistemas de distribución no sólo porque es sencilla y menos cara, sino porque tiene algunas ventajas que logran un máximo grado de protección en muchos circuitos de distribución, estas ventajas son:

1. No necesitan ser direccionales, por lo tanto, no se requiere de alguna fuente de tensión de C.A.
2. Se permiten dos relevadores de fase y uno de tierra, para proteger más rápido el sistema y ser más sensible a fallas monofásicas.
3. Se puede utilizar el disparo por reactor o por condensador.

La protección de tiempo inverso se complementa con la protección instantánea siempre que sea posible. La velocidad en la eliminación de las fallas disminuye los daños y origina que el recierre automático sea más satisfactorio.

6.3 SELECCIÓN DE LA CARACTERÍSTICA DE TIEMPO.

Cuando menor es el cambio en la magnitud de la corriente de cortocircuito con cambios en la capacidad de generación conectada para una falla en un punto dado, mayor será el beneficio que puede obtenerse de la mayor inversidad.

En la protección de circuitos de distribución de servicio eléctrico, puede aprovecharse la máxima ventaja de la característica de tiempo inverso, debido a que la magnitud de la corriente de falla depende la mayoría de las veces de la localización de ésta, y se mantiene prácticamente sin ser afectada por cambios en la generación o en el sistema de transmisión de alta tensión. Además estos relevadores proporcionan la mejor selectividad con fusibles y restauradores. En resumen, se puede decir lo siguiente con respecto a la aplicación de la característica de tiempo:

1. Característica de tiempo inverso.

Se utiliza generalmente, con los mejores resultados, cuando la magnitud de la corriente de cortocircuito al ocurrir la falla depende en gran parte de la capacidad de generación del sistema.

2. Característica de tiempo muy inverso.

Se utiliza más adecuadamente en sistemas donde la magnitud de la corriente de cortocircuito depende principalmente de la posición relativa respecto al punto donde se ha producido la falla y muy poco o casi nada de las características de generación del sistema.

3. Característica de tiempo extremadamente inverso.

Son excelentes para aplicaciones en las que se necesite suficiente retardo para permitir a un circuito recerrar una suma de cargas que han estado desconectadas sin disparos innecesarios durante el cierre y al mismo tiempo coordinar adecuadamente con fusibles.

6.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.

Los relevadores de sobrecorriente instantáneos se pueden aplicar si la magnitud de la corriente de falla bajo condiciones de máxima generación alcanza un valor de aproximadamente el triple a medida que la falla se mueve desde el extremo más lejano de la línea hacia la posición del relevador.

Con la protección de sobrecorriente instantánea en ambos extremos de la línea, se obtiene el disparo simultáneo en estos bajo condiciones de máxima generación, en las fallas en la parte media del sistema.

6.5 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES.

La protección se hace direccional, para simplificar el problema de obtener la selectividad cuando puede fluir la misma magnitud de la corriente de falla en cualquier dirección en la localidad del relevador. Todos los relevadores de sobrecorriente direccionales deberán tener la característica de control direccional, con lo cual la unidad de sobrecorriente no empieza a funcionar hasta que la unidad direccional lo hace para el flujo de la corriente en la dirección en la que deberá de funcionar la primera.

Por lo general, se prefieren relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos para la protección contra fallas entre fases. La razón principal es que la muy adecuada característica de “control direccional” se obtiene más sencillamente y con

mayor seguridad con los monofásicos direccionales que con un polifásico direccional en combinación con monofásicos de sobrecorriente de tierra. Una ventaja menor de los relevadores monofásicos es que estos proporcionan un poco más de flexibilidad en la instalación de los tableros.

La ventaja de un direccional polifásico con respecto a un direccional monofásico es que está menos expuesto que los monofásicos al mal funcionamiento ocasional. Para ciertas condiciones de falla, uno de los tres relevadores monofásicos podrá desarrollar un par en la dirección de disparo, cuando el relevador pueda ser indeseable si la corriente de este relevador fuera lo bastante elevada como para hacer funcionar la unidad de sobrecorriente, daría como resultado un disparo inadecuado. Ya que un relevador polifásico direccional funciona sobre el par neto de sus tres elementos, un par invertido en uno de ellos podrá ser equilibrado por medio de los otros dos, y por lo general, resultaría el par neto correcto.

Bajo ciertas condiciones, los relevadores monofásicos utilizados para la protección de falla de fase podrían originar un disparo innecesario en fallas a tierra en la dirección de no disparo.

Las componentes de secuencia cero de la corriente de falla a tierra producen una tendencia hacia el mal funcionamiento del relevador. Todas estas corrientes están en fase, y cuando se utilizan transformadores de corriente conectados en estrella, siempre se produce un par de cierre de contacto en una de las tres unidades direccionales independientemente de la dirección en que fluya la corriente. En general, las otras componentes de la corriente de falla son capaces de "ahogar" el efecto de las componentes de secuencia cero, pero cuando la corriente de falla se compone principalmente de la componente de secuencia cero, el mal funcionamiento será más probable.

En la figura 6.1 se representa la aplicación básica en la cual existe mayor probabilidad que se produzca un disparo no deseado. Suponiendo que se aplican las unidades direccionales de los relevadores para permitir el disparo solo en fallas a la izquierda de la localidad del relevador, originará que por lo menos una unidad direccional cierre su contacto y permita el disparo por su unidad de sobrecorriente.

Depende de sus ajustes de puesta en trabajo (pick up) y del tiempo el que dicha unidad dispare en realidad su interruptor, y de sí toma suficiente corriente para funcionar antes de que se retire la falla del sistema por algún otro relevador que se supone funcionará para esta falla.

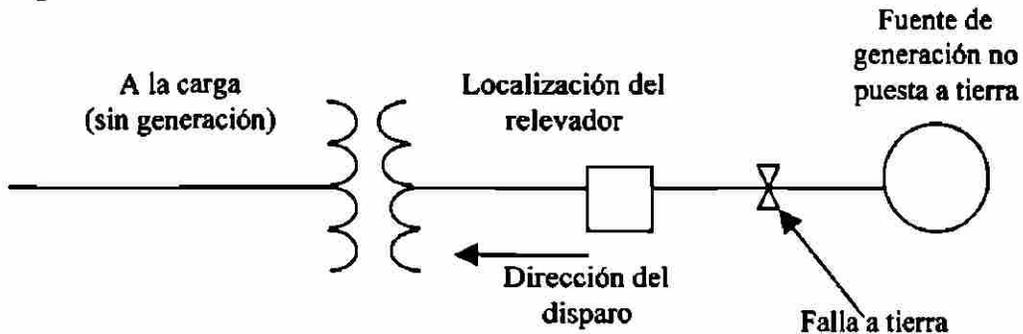


Figura 6.1 Funcionamiento inadecuado de los relevadores monofásicos

Para evitar el mal funcionamiento en la situación mostrada en la figura 6.1, deberá impedirse que los relevadores de fase respondan a la componente de secuencia cero de la corriente. Esto se puede obtener mediante una derivación de la misma que utilice tres transformadores de corriente auxiliares, como se muestra en la figura 6.2.

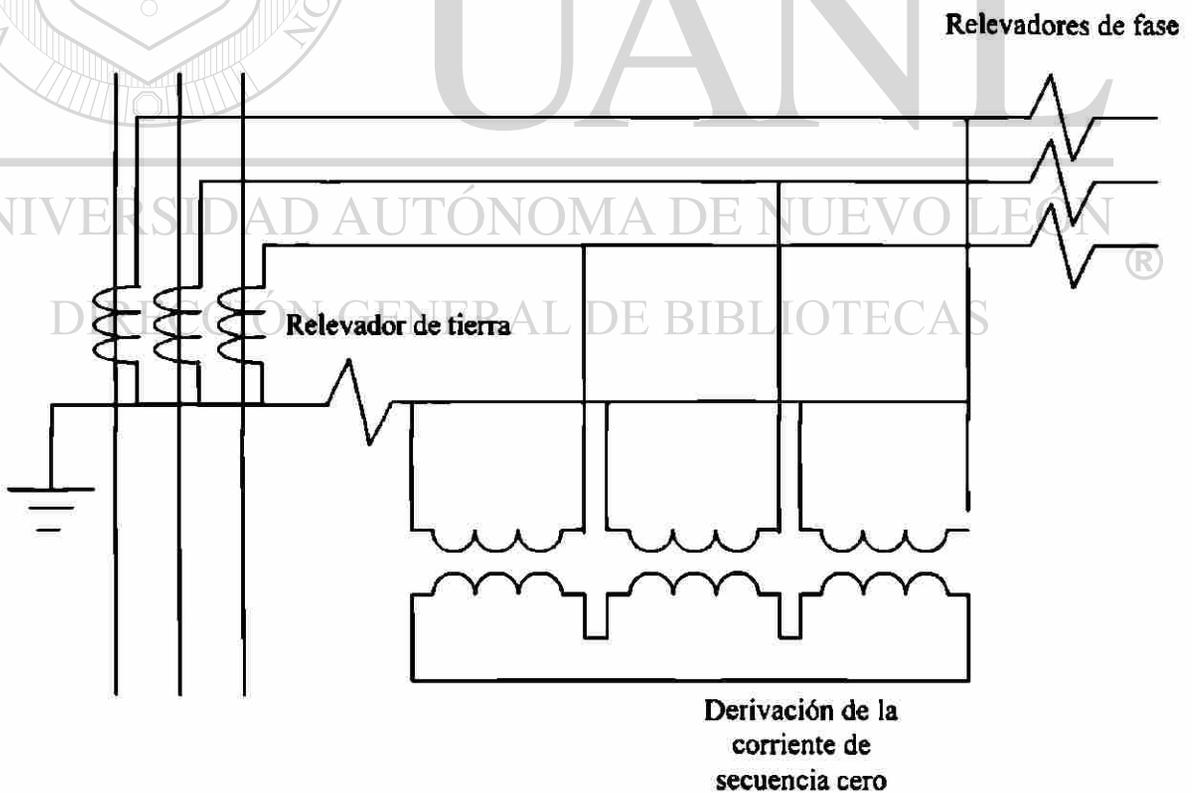


Figura 6.2 Aplicación de la derivación de la corriente de secuencia cero.

Haciendo un hincapié en que el neutro de los relevadores de fase no deberá conectarse al neutro de los transformadores de corriente pues pudiera perderse parte de la selectividad de la derivación.

6.6 POLARIZACIÓN.

Las unidades direccionales para relevadores de tierra pueden polarizarse de ciertas fuentes de corriente o tensión de secuencia cero o de ambas en forma simultanea.

En la figura 6.3 se muestra un método para obtener la tensión de polarización del lado de baja tensión de un banco de transformadores de potencia con conexión en delta-delta, que solo utiliza un transformador de potencial de alta tensión con el fin de establecer el neutro en el lado de baja tensión.

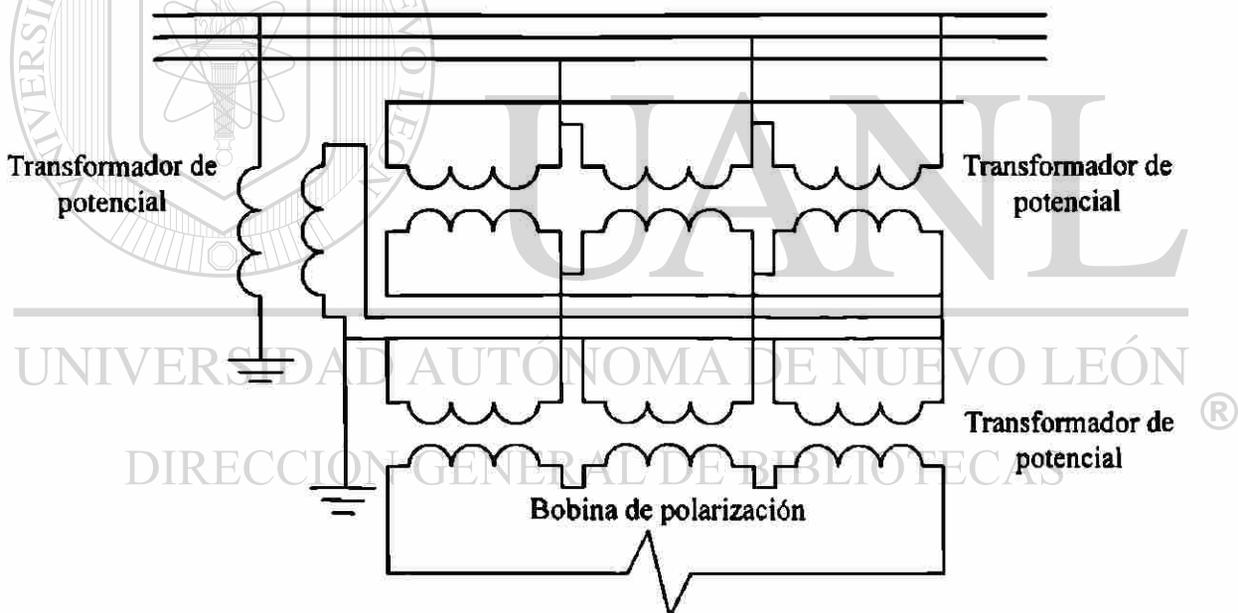


Figura 6.3 Tensión de polarización de baja tensión

En la figura 6.4 se muestra como puede obtener la corriente de polarización, a partir de la corriente del neutro puesto a tierra, de un banco trifásico de transformadores de potencia.

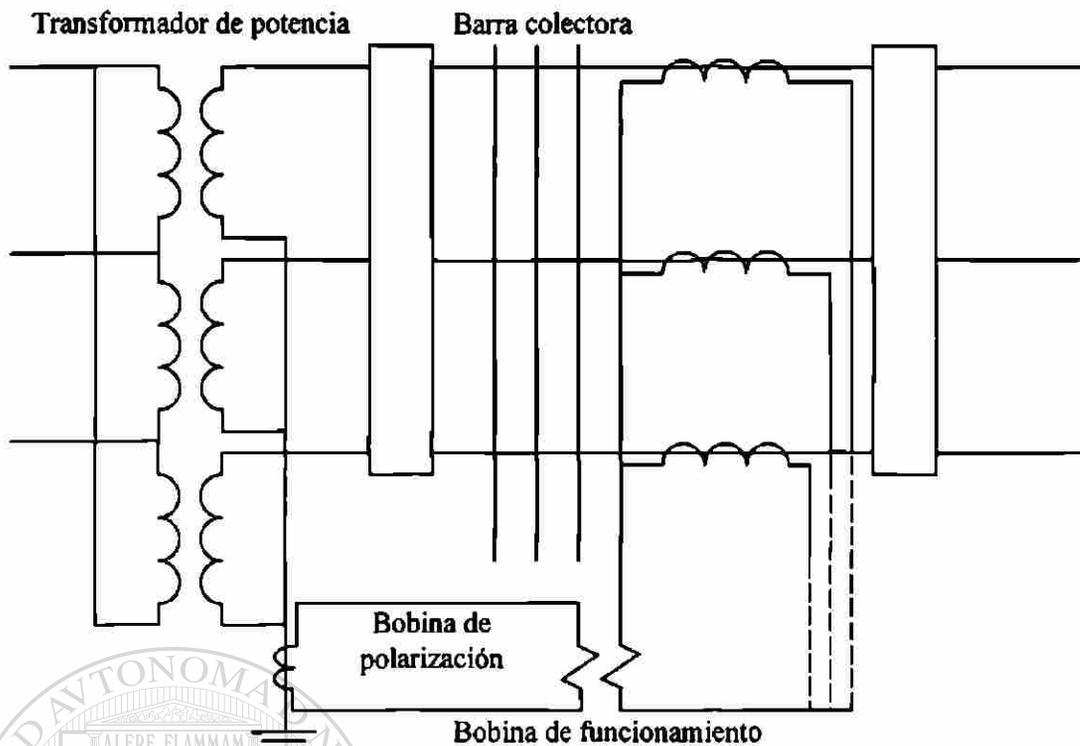


Figura 6.4 Polarización de corriente

La corriente de polarización de los transformadores de corriente en paralelo en los neutros a tierras de dos o más bancos de transformadores se considera bastante segura, si los bancos tienen interruptores separados de tal manera que siempre estará en servicio un banco.

Con un banco de transformadores de potencia de tres arrollamientos estrella-delta-estrella, los transformadores de corriente de polarización deberán ponerse en los neutros puestos a tierra de ambos arrollamientos de estrella, y conectados en paralelo. Las relaciones de estos dos transformadores de corriente deberán ser inversamente proporcionales a los valores nominales de la tensión en los arrollamientos en estrella.

Como una alternativa de los transformadores de corriente del neutro con transformadores de dos o tres arrollamientos, puede utilizarse un solo transformador de corriente en serie con uno de los arrollamientos en delta si estos no alimentan carga externa o no están conectados a una fuente de generación. Si existen conexiones externas a la delta, se requieren tres transformadores de corriente, uno en cada uno de los arrollamientos. Estos transformadores de corriente deberán de conectarse en paralelo tal y como se muestra en la figura 6.5, de tal forma que su salida sea proporcional a tres veces la componente cero de la corriente circulante en delta, cuando ocurren las fallas.

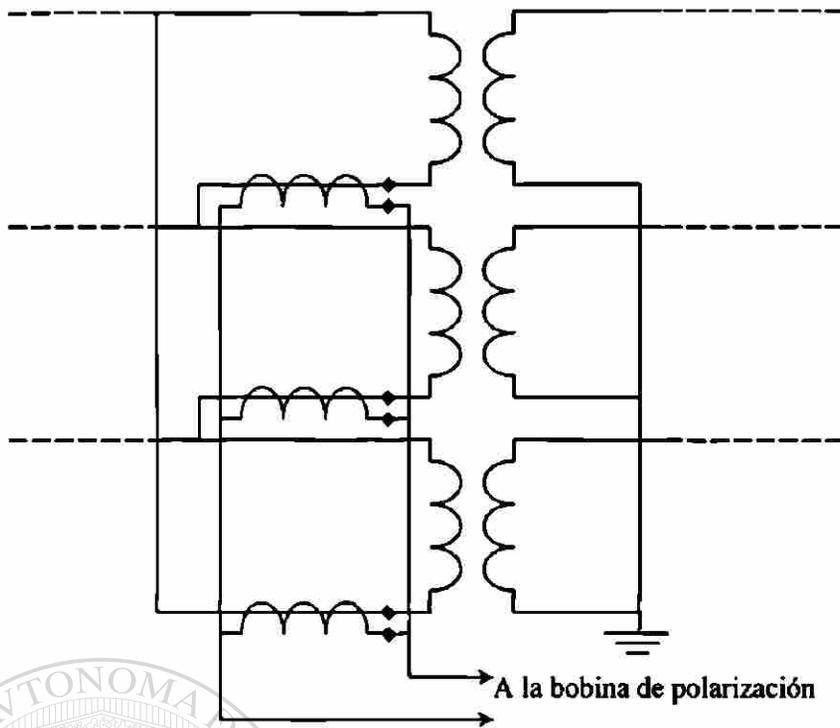


Figura 6.5 Polarización de corriente de la delta de un TP.

Una segunda alternativa para los transformadores de corriente del neutro, es que se puede utilizar la corriente del neutro de los transformadores de corriente en estrella en serie con los arrollamientos en estrella, tal como se muestra en la figura 6.6.

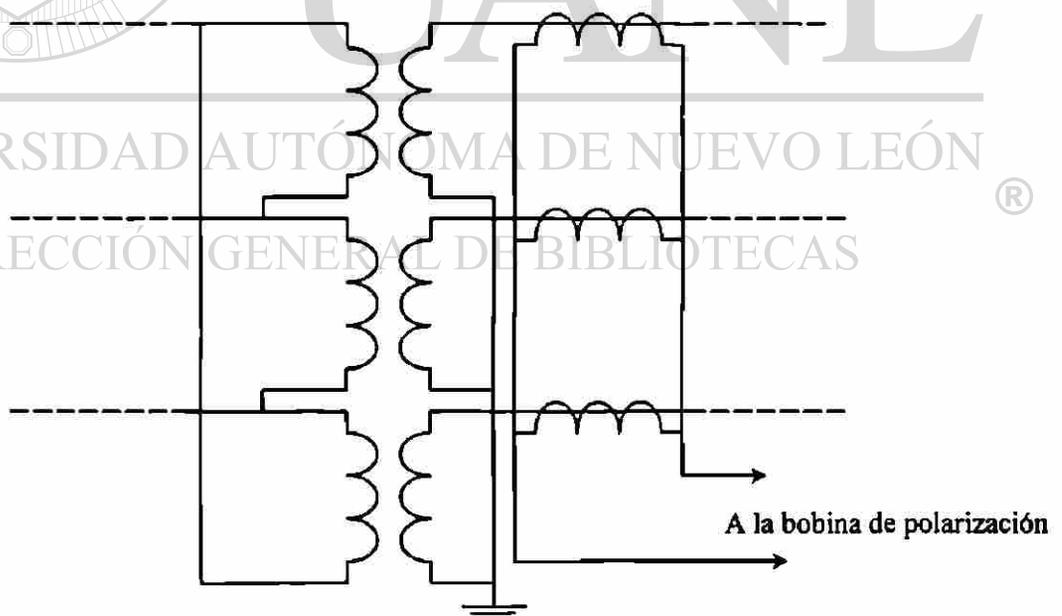


Figura 6.6 Polarización de corriente a partir del neutro del TC conectado en estrella.

En un banco de autotransformadores con un terciario en delta, se pueden emplear cualquiera de las dos alternativas de los transformadores de corriente en el neutro. Por lo general, no se permite utilizar un transformador de corriente en el neutro porque podría

invertirse la corriente en éste cuando ocurra una falla de baja tensión en comparación con la que se obtiene en el mismo cuando ocurre una falla de alta tensión. Algunas veces la distribución de las corrientes de falla es tal que puede utilizarse en transformador de corriente en el neutro; sin embargo, deberá tomarse en cuenta que las condiciones pueden cambiar a medida que se hacen cambios en el sistema.

El valor nominal de la corriente primaria de un transformador de corriente de neutro o de arrollamiento en delta utilizado para la polarización de las unidades direccionales de relevadores de tierra, debe de ser tal que las bobinas de polarización y operación de una unidad direccional tomen casi las mismas magnitudes de corriente para cualquier falla para las que deben operar. Esto es más importante para los llamados relevadores “direccionales de tierra” cuyas características enunciadas sólo se mantienen si una corriente no difiere demasiado de la otra.

Se dispone de relevadores direccionales que están diseñados para polarización simultánea por tensión y corriente. Aparte de simplificar el problema del ahorro de existencias almacenadas de relevadores, la polarización doble, como se le llama, tiene ciertas ventajas funcionales. Algunas veces, no son satisfactorias la corriente o la tensión solas, debido a que cualquier fuente puede conectarse alguna vez del sistema, con lo cual se deja sin uso cuando aún se le necesita.

Con la doble polarización, puede desconectarse cualquier fuente en tanto se deja en servicio la otra. De otro modo, sea la tensión o la corriente de polarización, proporcionan ésta forma débil, pero las dos juntas aseguran una polarización fuerte.

6.7 UNIDAD DE SECUENCIA NEGATIVA CONTRA FALLAS A TIERRA.

Cuando no existe fuente de corriente o de tensión de secuencia cero para la polarización de la unidad direccional de un relevador de tierra, es posible utilizar a menudo una unidad direccional de secuencia negativa, si se requiere protección de tierra separada. Sin embargo, se debe estar seguro de que se dispondrá de suficiente corriente y tensión de secuencia negativa, para garantizar la operación segura de dicha unidad para todas las condiciones en las que debe funcionar. En algunos sistemas que están

puestos a tierra a través de impedancia, las cantidades de secuencia negativa pueden ser muy pequeñas.

Otra ventaja de las unidades direccionales de secuencia negativa, es que no están afectadas por la inducción mutua entre circuitos paralelos cuando ocurren fallas a tierra.

Aunque el relevador de secuencia negativa tiene algunas ventajas, sólo se utiliza como último recurso, debido a que el relevador de secuencia cero es más simple y más fácil de probar, y porque produce un par más seguro en todas las condiciones en las que se aplique.

6.8 DOS CONTRA TRES RELEVADORES PARA FALLA DE FASE.

En la práctica generalmente se utiliza un conjunto de dos o tres relevadores de sobrecorriente para la protección contra fallas entre fases y un relevador de sobrecorriente separado para las fallas a tierra.

El problema de considerar si se emplean dos o tres relevadores contra la protección de fallas de fase, surge por un deseo de evitar el gasto de un transformador de corriente y un relevador, o al menos el gasto del relevador, en ocasiones donde solo puede tolerarse mínimo para la protección de una línea.

La protección de sobrecorriente no direccional para fallas de fase puede proporcionarse por medio de dos relevadores alimentados por transformadores de dos o tres fases. Sin embargo, no será posible proporcionarla si los transformadores de corriente en todos los circuitos no están localizados en las mismas fases tal como se muestra en la figura 6.7.

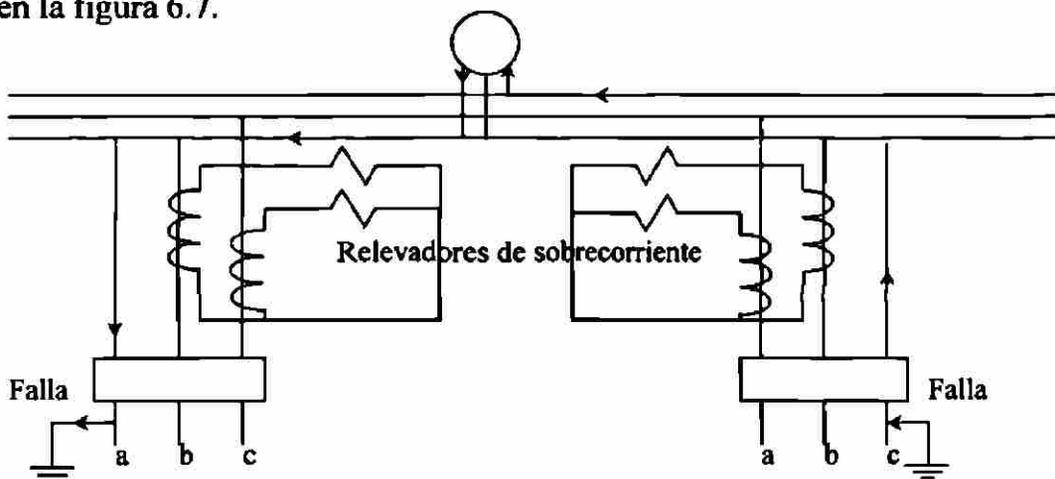


Figura 6.7 Carencia de protección con dos relevadores de sobrecorriente.

Suponiendo que el sistema mostrado en la figura 6.7 no se encuentra aterrizado. Las fallas a tierra simultáneas en fases diferentes de dos circuitos distintos constituirán una falla de fase a fase en el sistema y esto originará que ningún relevador de sobrecorriente funcione.

Por otro lado, si utilizamos únicamente dos transformadores de corriente no se podrá lograr la protección completa contra fallas de fase y a tierra, ya que para lograrlo se deben de utilizar tres transformadores de corriente con dos relevadores de fase y un relevador de tierra tal como se muestra en la figura 6.8.

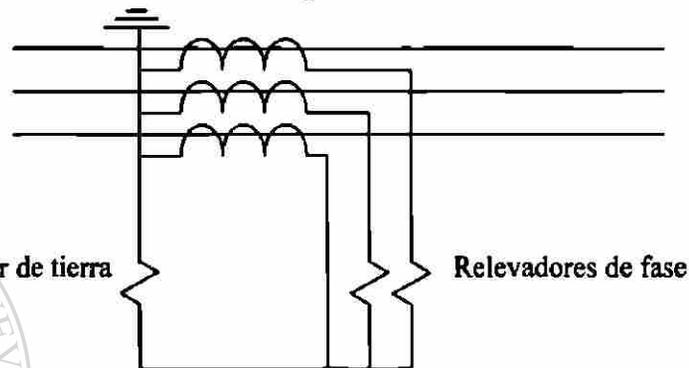


Figura 6.8 Protección completa con dos relevadores de fase y uno de tierra.

Al utilizar la protección direccional de fase en dos fases en un sistema con el neutro aterrizado, deberán proporcionarse relevadores de tierra para la protección contra fallas a tierra.

Si la magnitud de la corriente de falla para las fallas de fase no es varias veces la magnitud de la carga, se deberán de utilizar tres relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos para asegurar el disparo cuando se desee.

Si se utilizan solamente dos relevadores direccionales de sobrecorriente, se deberán de disponerse en conexión en cuadratura. Esto asegura a que uno de los dos relevadores siempre funcionará por debajo del límite de condiciones que existen cuando ocurren fallas cercanas a la localidad del relevador.

Finalmente podremos decir, que si se utilizan tres transformadores de corriente y tres relevadores de fase siempre que sea justificable económicamente esto con el fin de evitar las dificultades anteriores debido a que al menos funcionará un relevador para todas las fallas entre fases.

6.9 AJUSTE.

6.9.1 RELEVADORES DE FASE.

A continuación se dan una serie de recomendaciones para lograr un buen ajuste en estos relevadores:

- a) Para ajustar un relevador de fase, se considera una falla trifásica para las condiciones de corriente máxima. El ajuste para la selectividad se hace suponiendo condiciones de corriente máxima de falla porque si se obtiene selectividad para tales condiciones, es seguro que se obtendrá para corrientes menores. Esto se ve por las curvas tiempo-corriente de cualquier revelador de sobrecorriente de tiempo inverso. El espacio de tiempo entre dos curvas cualesquiera aumenta a medida que disminuye el múltiplo de la puesta en trabajo, si hay suficiente amplitud de tiempo en cualquier múltiplo dado de la puesta en trabajo, ésta será más que suficiente en un múltiplo inferior, esto suponiendo que se trata de reveladores que tienen las mismas características tiempo-corriente. Sin embargo, el relevador de fase no deberá de ser tan sensible como para ponerse en trabajo en condiciones de emergencia de máxima carga en la línea de la que recibe su corriente.
- b) Para los reveladores cercanos a una gran estación generadora que proporciona la mayor parte de la corriente de cortocircuito, la impedancia síncrona sería la mejor para la determinación de la puesta en trabajo (pick up) de un revelador cuyo objetivo es el respaldo, en especial si el tiempo de funcionamiento del revelador fuera tanto como 1 o 2 segundos. Por otra parte, la puesta en marcha de un revelador de alta velocidad cercano a una estación generadora se determinara por medio de la utilización de la impedancia tanto transitoria como la subtransitoria. Generalmente, se encontrará más adecuada la impedancia transitoria para todo propósito, especialmente en circuitos de transmisión o de distribución donde se utilizan reveladores de sobrecorriente; hay

suficiente impedancia de transformadores y líneas entre dichos circuitos y las estaciones generadoras, como para que sea despreciable el efecto del cambio de la impedancia del generador. Realmente en los circuitos de distribución, con frecuencia se logra suficiente precisión suponiendo una impedancia de la fuente, que limite la corriente a la capacidad interruptiva de un interruptor, en el lado de alta tensión de un transformador de alta potencia que alimenta dicho circuito, es decir, sólo se calcula una impedancia total un poco mayor que la del transformador mismo y la del circuito que va a protegerse. Cuando interesa conocer el valor máximo posible de la corriente de falla, no se debe tomar en cuenta la resistencia de arco, a menos de arriesgar la posibilidad de que el relevador funcione defectuosamente en presencia de una falla sin resistencia.

- c) Para utilizar la parte más inversa de las curvas de tiempo del relevador, la puesta en trabajo (pick up) en función de la corriente primaria, deberá ser tan elevada como sea posible, y también, ser aún lo bastante baja como para que el relevador funcione en forma segura bajo la condición de corriente mínima de falla. El relevador deberá de funcionar a no menos de 1.5 veces su puesta en trabajo (pick up). La razón de esto es que, cuánto más se aproxima a la corriente de puesta en trabajo (pick up) el par es tan lento que un pequeño aumento en la fricción podría impedir el funcionamiento o podría aumentar demasiado el tiempo de operación. Puede ser que la relación del TC y la gama de ajuste del relevador no permitan ajustarlo para un múltiplo tan bajo de la puesta en trabajo (pick up); en ese caso el único recurso aparte del cambio del TC o del relevador, es utilizar la puesta en trabajo (pick up) máxima posible para la que pueda ajustarse el relevador.
- d) Cuando se está seleccionando la puesta en trabajo de relevadores de tiempo inverso, se deberá de considerar el efecto de la resistencia de arco. Esto se hace en una extensión limitada cuando se selecciona en forma arbitraria una corriente de puesta en trabajo menor que la corriente

a la que ocurriría con seguridad. Sin embargo, esta puesta en trabajo no debe ser muy baja. Con la probabilidad de que el arco se pudiera alargar con el viento aumentando mucho el valor de su resistencia, se deberá tomar en cuenta la resistencia de arco, cuando éste se presenta primero, cuya longitud es la distancia mínima entre conductores o a tierra. Después, lo que se deberá hacer depende del tiempo de funcionamiento del relevador de que se trata y de la velocidad del viento.

- e) Deben evitarse los relevadores con características diferentes.
- f) La puesta en trabajo (pick up) del relevador instantáneo se muestra en la figura 6.9, es un 25% más elevada que la magnitud de la corriente para una falla trifásica en el extremo lejano de la línea; el relevador no deberá ponerse en marcha con una corriente mucho menor de otro modo el relevador podría sobrealcanzar el extremo de la línea cuando la onda de la corriente de falla está completamente asimétrica. En las condiciones de la figura 6.9 se notará que el relevador operará con fallas trifásicas exteriores hasta el 70% de longitud de la línea y para fallas de fase a fase exteriores hasta el 54%.

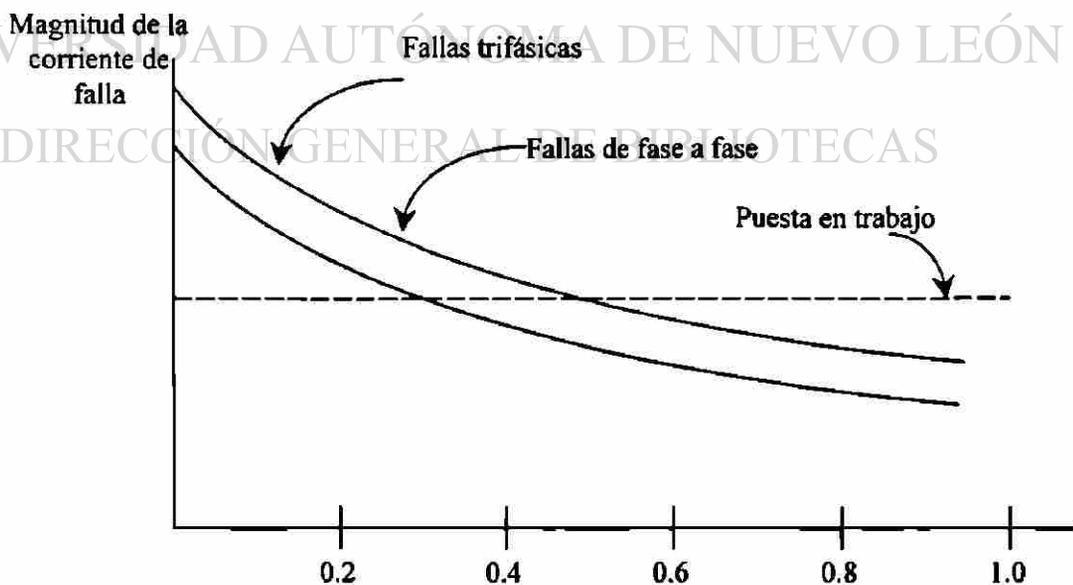


Figura 6.9 Curvas de funcionamiento

- g) El sobrealcance máximo sería de un 50% para un relevador que fuera lo bastante rápido como para responder a la magnitud instantánea de la corriente. Y ya que el valor de corriente eficaz de una onda sinusoidal completamente descentrada es 3 veces el valor de la onda simétrica, el valor máximo de sobrealcance en porcentaje es de un 42% para relevadores que no son muy rápidos. Cuando no se dispone de los datos del sobrealcance en porcentaje, será suficiente por lo general ajustar la puesta en trabajo un 25% más elevada que el valor máximo de la corriente de falla simétrica en la cual el relevador no debe funcionar. La figura 6.10 muestra como aumenta el porcentaje de sobrealcance en un relevador a medida que aumenta el ángulo del sistema.

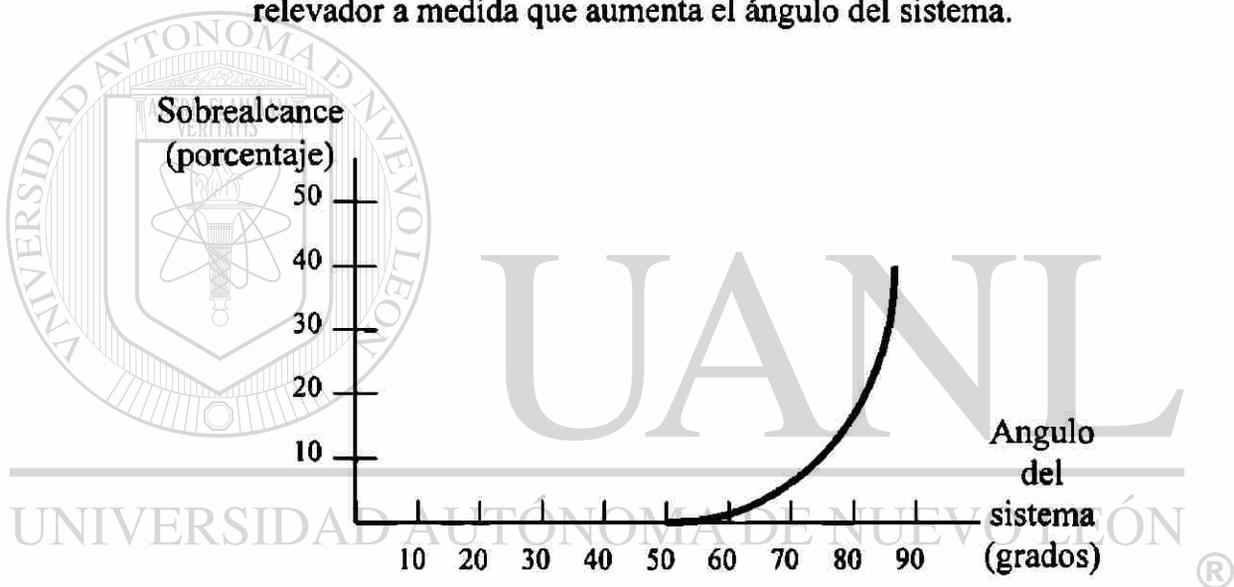


Figura 6.10 Característica de sobrealcance

6.9.2 RELEVADORES DE TIERRA.

A continuación se dan las siguientes recomendaciones:

- a) Para un relevador de tierra, se considera una falla de fase a tierra para las condiciones de máxima generación; la corriente de carga no es un factor en la selección de la puesta en trabajo (pick up) de un relevador de tierra, excepto en un sistema de distribución, donde por lo general, existe una corriente de tierra debido a la carga desequilibrada.

- b) Si existieran dos o más secciones de líneas adyacentes, se deberán de considerar fallas en el extremo de la sección que origina el flujo de la corriente mínima en la localidad del relevador que se desea ajustar.
- c) Para reveladores de tierra en líneas entre las que hay inductancia mutua, ésta deberá tomarse en cuenta en el cálculo de la magnitud de la corriente en las fallas monofásicas a tierra.
- d) La resistencia de tierra sólo nos interesa en las fallas a tierra, agregándose a la resistencia de arco.

6.10 FACTORES QUE AFECTAN EL AJUSTE.

6.10.1 ERRORES TRANSITORIOS DE LOS TC'S.

El problema principal causado por los errores transitorios de los transformadores de corriente es su efecto sobre los relevadores de sobrecorriente de tierra rápidos y sensibles. Este trastornado efecto, llamado a menudo “corriente residual falsa” consiste en el flujo de grandes corrientes transitorias a través de la bobina del relevador de tierra en el neutro de los transformadores de corriente. Esto sucede porque los transformadores de corriente tienen errores diferentes debido a la componente de corriente directa descentrada desigual en las corrientes primarias de falla, o debido a cantidades distintas de magnetismo remanente. Como consecuencia, si la corriente de falla a tierra está muy limitada por la impedancia del neutro y es necesario utilizar relevadores de tierra muy sensibles para detectar en forma segura las fallas a tierra, estos relevadores deberán tener acción retardada o pudieran funcionar en forma inadecuada en corrientes elevadas de fallas entre fases.

6.10.2 RESISTENCIA DE ARCO Y DE TIERRA.

La resistencia de arco es la oposición al paso de la corriente en el momento de producirse el arco. La resistencia de arco puede o no existir. En ocasiones puede presentarse una falla metálica sin arco.

El valor máximo de los volts eficaces por pie de longitud del arco dado por cualquiera de los datos para todas las corrientes de arco mayores de 1000 amperes eficaces es alrededor de 550.

Para corrientes debajo de 1000 amperes, se utiliza la ecuación:

$$V = \frac{8750}{I^{0.4}}$$

La cual da el valor máximo comunicado de volts eficaces (V) por pie de longitud para cualquier valor de la corriente eficaz de arco (I); de esta ecuación se obtendrán los valores superiores a 550 en bajas corrientes. Esta ecuación dará un promedio bastante bueno de todos los datos disponibles para cualquier valor de la corriente de arco.

Para tomar en cuenta el alargamiento del arco por el viento, puede utilizarse la siguiente ecuación:

$$L = 3vt + L_0$$

donde:

L - longitud del arco (pies)

v - velocidad del viento (millas por hora)

t - tiempo, después de que se inició el arco (segundos)

L_0 - longitud inicial del arco, esto es, la distancia mínima entre conductores

o a través de un aislador, (pies).

Será evidente que existen límites para la aplicación de esta ecuación, ya que hay límites para el alargamiento de un arco, sea hasta su restablecimiento o su extinción.

La resistencia de tierra es la resistencia en la tierra. Esta resistencia se agrega a la de arco. Cuando no se utilizan hilos de guarda, o cuando éstos están aislados de las torres o polos, la resistencia de tierra es la resistencia de la torre o "zócalo del polo" en la localidad donde ha ocurrido la falla más la resistencia de la tierra de regreso a la fuente. Cuando los hilos de guarda se conectan a las torres de acero o a las conexiones de puesta a tierra en los postes de madera, el efecto es parecido al que resultaría si todas las resistencias de tierra se conectaran en paralelo, lo que origina que la resistencia de tierra resultante sea despreciable. Los datos publicados de la impedancia de secuencia cero no incluyen el efecto de la resistencia de tierra de las torres.

En ocasiones, un conductor se rompe y cae tierra. La resistencia de contacto de tierra de una falla semejante puede ser mucho más elevada que la resistencia de tierra de las torres donde por lo general se obtiene resistencia relativamente baja con varillas de tierra o tomas de tierra equilibradas. La resistencia de contacto depende de la geología de una localidad dada, si la tierra es húmeda o seca, y si es seca, que tan elevada es la tensión; ésta toma una cierta cantidad de la tensión para perforar el aislamiento de la superficie.

La resistencia de tierra puede variar dentro de límites tan amplios que lo práctico será utilizar los valores medidos para cualquier localidad dada.

6.10.3 SOBREALCANCE.

El “sobrealcance” es la tendencia de un relevador a ponerse en operación en las fallas a mayor distancia de la que se esperaría si se desprecia el efecto de la simetría de la corriente de falla.

Los relevadores de atracción magnética son los más afectados por la asimetría de las fallas que los relevadores de inducción, y algunos de estos los son más que otros.

El sobrealcance en porcentaje es un término que describe el grado en el cual existe la tendencia, y se ha definido tal y como sigue:

$$\text{Sobrealcance en porcentaje} = 100 \left(\frac{A - B}{A} \right)$$

Donde:

A – Corriente de puesta en trabajo (pick up) del relevador (amperes eficaces de estado estable).

B – Amperes eficaces en estado estable que en cuanto se inicie la simetría total pondrán en operación el relevador.

El sobrealcance en porcentaje aumenta a medida que se incrementa la relación de reactancia a resistencia de la impedancia que limita la corriente de falla, o bien, en otras palabras, a medida que aumenta la constante de tiempo de la componente de corriente directa más pronto originará la operación del relevador. Con lo anterior se hace evidente

que, siendo iguales otras condiciones cuanto más rápido es un relevador tanto mayor será su sobrealcance en porcentaje.

6.11 COORDINACIÓN.

6.11.1 CIRCUITOS RADIALES.

Como primer paso se selecciona la puesta en trabajo (pick up) del relevador, de tal manera que:

1. Funcione con todos los cortocircuitos en su propia línea.
2. Proporcione protección de respaldo para los cortocircuitos en los elementos del sistema adyacentes.

Si el elemento adyacente es una sección de línea, el relevador se ajusta para ponerse en trabajo con una corriente algo menor que la que recibe por un cortocircuito en el extremo más lejano de esta sección de línea en condiciones de mínima generación, que provocarían el mínimo flujo de corriente en la localidad del relevador. Lo anterior se muestra en la figura 6.11

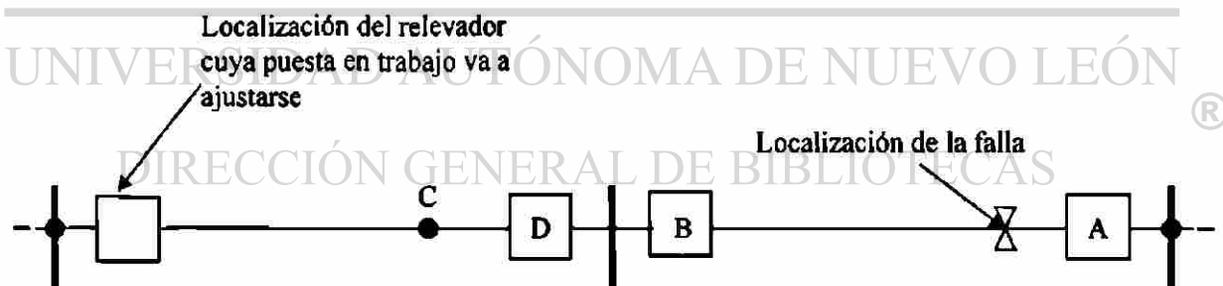


Figura 6.11 Localización de la falla para el ajuste de la puesta en trabajo de la protección de respaldo.

Para asegurar la selectividad bajo cualquier circunstancia, la puesta en trabajo (pick up) de cualquier relevador dado, deberá de ser algo más elevada que la de los otros relevadores más cercanos a la falla y con los que debe ser selectivo el relevador dado.

El segundo paso consiste en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, esto es, ajustar la acción retardada para obtener selectividad con los

reveladores de los elementos inmediatamente adyacentes del sistema. Este ajuste deberá hacerse para las condiciones de flujo de máxima corriente en la localidad del revelador.

Para saber que diferencia debe de existir entre los tiempos de funcionamiento de dos reveladores para asegurar la selectividad, tomaremos como base los elementos que intervienen en la figura 6.11. Para la falla que se muestra, el revelador localizado en el interruptor 2 debe cerrar sus contactos, y el interruptor 2 debe disparar e interrumpir el flujo de la corriente de cortocircuito antes de que el revelador en el interruptor 1 pueda cerrar sus contactos. Además, ya que el revelador en el interruptor 1 puede “sobrecorrer” un poco después de que cesa el flujo de la corriente de cortocircuito, deberá hacerse también una previsión para esta cobrecarrera. Se puede expresar el tiempo de funcionamiento del revelador requerido en el interruptor 1 en función del tiempo de funcionamiento del revelador en el interruptor 2 por la formula siguiente:

$$T_1 = T_2 + B_2 + O_1 + F$$

Donde:

T_1 - tiempo de funcionamiento del revelador en 1

T_2 - tiempo de funcionamiento del revelador en 2

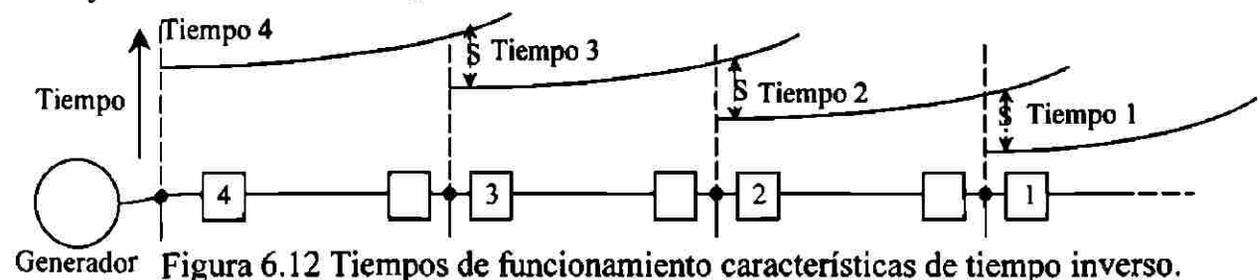
B_2 - tiempo de interrupción del cortocircuito del interruptor en 2

O_1 - tiempo de sobrecarrera del revelador en 1

F - tiempo del factor de seguridad

El tiempo de sobrecarrera será diferente para reveladores de sobrecorriente diferentes y para diferentes múltiplos de la puesta en trabajo, pero para los tipos de tiempo inverso utilizados generalmente, puede suponerse un valor de casi 0.1 segundos. En general, será suficiente un valor de 0.2 a 0.3 segundos para la sobrecarrera más el factor de seguridad, pero pueden utilizarse valores más bajos donde se dispone de datos precisos.

Para analizar las curvas de tiempo contra distancia para los relevadores que han sido ajustados, se utiliza la figura 6.12.



El tiempo S , llamado el “intervalo de tiempo selectivo”, es la suma de los tiempos del interruptor, la sobrecarrera, y el factor de seguridad. Una línea vertical dibujada a través de cualquier localización de falla supuesta intersectará las curvas de tiempo de funcionamiento de diversos reveladores y mostrara de esa manera el tiempo en el que funcionaría cada revelador si la corriente de cortocircuito continuase fluyendo por ese período de tiempo.

Los reveladores están ajustados en orden para iniciar con el revelador en el interruptor 1 y trabajar de regreso hacia el relevador del interruptor 4. Esto es evidente considerando que el ajuste de la selectividad de cada revelador depende del ajuste del revelador con el que debe ser selectivo. El ajuste debe iniciarse en el revelador eléctricamente más distante de la fuente de generación, y trabajar entonces de regreso hacia dicha fuente.

Debido al efecto de circuitos paralelos, fluirá menor cantidad de corriente si el interruptor “A” se encuentra cerrado. El relevador en consideración será ajustado para funcionar si el interruptor “A” falla al abrir.

Bajo ciertas circunstancias, el relevador obtendrá menor corriente para una falla de fase a fase en “C” con el interruptor “D” cerrado y bajo condiciones de mínima generación.

La impedancia de los generadores aumenta de la subtransitoria a la síncrona a medida que el tiempo crece desde el instante en que ocurre el cortocircuito. El valor de impedancia que se utiliza al calcular la magnitud de la corriente de cortocircuito para propósitos de protección depende de:

1. La velocidad de funcionamiento del revelador en consideración.
2. La cantidad por la que afecta la impedancia del generador de la magnitud de la corriente de cortocircuito.
3. Del ajuste particular del revelador involucrado.

Por lo general, la impedancia que limita la magnitud de la corriente de cortocircuito contiene tanta impedancia de transformadores y líneas que el efecto del cambio de la impedancia del generador se considera despreciable.

6.11.2 CIRCUITOS EN ANILLO.

El procedimiento que se sigue para la coordinación de un sistema en anillo como el que se muestra en la figura 6.13. El orden en que se ajustarán los relevadores “que ven” una trayectoria alrededor del anillo es 1-2-3-4-5, y viendo la otra trayectoria alrededor del anillo a-b-c-d-e. Por lo general, se emplearán relevadores direccionales de sobrecorriente como se indica por las flechas de una punta que señalan en la dirección del flujo de la corriente de falla para la que debería disparar el relevador. Solamente los relevadores en “e” y “5” podrán ser o no direccionales como se muestra por las flechas de dos puntas. El relevador 1, por ejemplo, debe recibir como mínimo 1.5 veces su corriente de puesta en trabajo para una falla de fase a fase en el extremo lejano de su línea con el interruptor “e” abierto y con mínima generación.

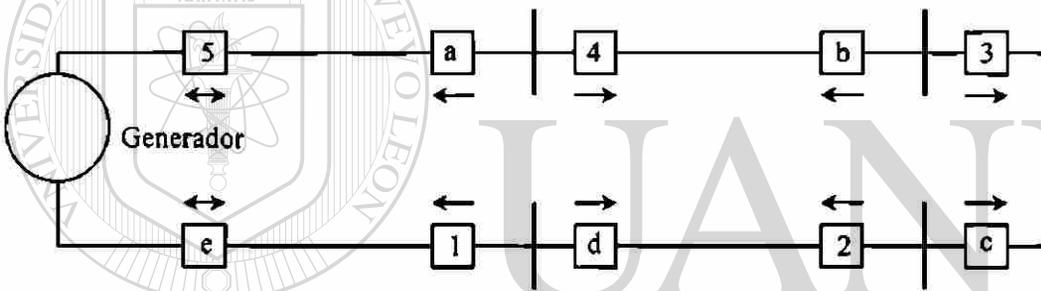


Figura 6.13 Orden para el ajuste de los relevadores en un sistema de anillo

La primera complicación en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente en circuitos en anillo, surge cuando los generadores se encuentran localizados en varias estaciones alrededor del anillo. El problema entonces es en donde empezar. Y en fin, cuando los circuitos de un anillo forman parte de otros anillos, el problema se hará más difícil. El método de tanteos es el único camino para proceder con dichos circuitos.

6.11.3 RECIERRE AUTOMÁTICO.

La experiencia ha demostrado que del 70% al 95% de todas las fallas de líneas de transmisión, subtransmisión y distribución de alta tensión no son permanentes si se desconecta del sistema en forma rápida el circuito defectuoso. Esto se debe a que la mayor parte de las fallas de las líneas se originan por las descargas atmosféricas, y si se

evita que el arco que sucede en la falla dure mucho tiempo como para dañar en forma perjudicial conductores y aisladores, la línea puede regresar al servicio en forma inmediata.

El recierre automático por lo general se aplica a todos los tipos de circuitos. Las líneas de subtransmisión que tiene protección de sobrecorriente por lo general equipo de recierre múltiple, con equipo suplementario de “comprobación de sincronismo” en un extremo. El equipo de comprobación de sincronismo es un equipo de relevadores que permite cerrar un interruptor sólo si las partes que van a conectarse por éste están en sincronismo. En líneas radiales no se requiere este equipo.

En sistemas de distribución en los que se incluye la selectividad con fusibles de circuitos derivados, también se utiliza el recierre múltiple. Los relevadores de sobrecorriente instantáneos y de tiempo inverso están arreglados en tal forma que cuando ocurre una falla, el relevador instantáneo funciona para dispara el interruptor antes de que pueda quemarse un fusible de un circuito derivado, y se recierra entonces en forma inmediata al interruptor.

Sin embargo, después de la primera salida, los relevadores instantáneos salen de servicio en forma automática, de tal manera que si la falla persistiera los relevadores de tiempo inverso tendrían que funcionar para disparar el interruptor. Esto da tiempo para que se queme el fusible del circuito derivado del circuito defectuoso, si suponemos que la falla está más allá de este fusible. En esta forma, se disminuye el costo del reemplazamiento de los fusibles quemados del circuito derivado.

7

RELEVADORES DE DISTANCIA

7.1 INTRODUCCIÓN.

Las líneas de transmisión son los elementos que presentan la mayor parte de las fallas en la red, ya que están expuestos por su longitud al medio ambiente y a las condiciones climatológicas. El 95% de las fallas ocurren de una de las fases a tierra, por descargas atmosféricas, por problemas de aislamiento, por hilos de guarda caídos, etc.

La protección de las líneas de transmisión deberá de reunir ciertos requisitos:

a) Selectivos

Esto indica que solo se deberá de liberar el tramo de la línea afectado por la falla.

b) Operación rápida.

La protección deberá de actuar de forma rápida para reducir los problemas de estabilidad y los daños se reduzcan al mínimo.

c) Flexibilidad.

La protección deberá de permitir que la red continúe operando con los cambios efectuados después de ocurrir la falla.

Para determinar la distancia de la falla se hace uso de la ley de Ohm y su cálculo se basa en el voltaje y la corriente que existe al ocurrir el cortocircuito.

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

7.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

El relevador óhmico o de distancia opera con tres variables: voltaje, corriente y ángulo de fase.

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

Estos elementos responden como mínimo a tres de cuatro cantidades que originan el par:

1. Voltaje – Par proporcional a E^2 .
2. Corriente – Par proporcional a I^2 .
3. Producto – Par proporcional a EI .
4. Par del resorte de control.

La manera más simple de visualizar como manipula el relevador estas cantidades es la siguiente:

Los dos elementos del relevador, bobina de voltaje y bobina de corriente, están balanceados uno con respecto al otro, por lo tanto el circuito consta de dos ramas, una que va a la bobina de voltaje la cual tiene una resistencia fija y que por tanto toma la corriente que es proporcional al voltaje. La otra rama consiste de la bobina de corriente en serie con la sección de línea protegida y que representa por lo tanto una rama con resistencia variable.

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

Sobre la base de lo anterior, cuando la resistencia de una rama sea mayor que aquella requerida para balancear el relevador, éste no operará, es decir, cuando ocurra una falla más allá de la zona de protección de una línea el relevador no se activará. De la misma manera, cuando la resistencia sea menor que aquella que representa a la línea protegida, es decir, cuando el cortocircuito este más cerca del relevador, el desbalance será más pronunciado y la acción del relevador será más positivo.

7.2.1 ECUACIÓN GENERAL DEL PAR DE UN ELEMENTO OHMICO.

$$T = \pm K_1 E^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 E I f(\gamma, \theta) \pm K_4$$

Las reglas convencionales para esta ecuación son:

- El par que cierra los contactos es positivo.
- K_1, K_2, K_3 , son constantes de diseño, independientes, y que pueden emplearse con uno u otro signo y alterarse en magnitud para satisfacer condiciones.
- K_4 simboliza el par del resorte y es invariable.
- γ es el ángulo de par máximo y es de diseño.
- E, I, θ son parámetros eléctricos suministrados al relevador.
- γ, θ son ángulos que indican que tanto va I atrás de E .

Los confines de funcionamiento del relevador están determinados por la condición $T = 0$, es decir, cuando el par de operación positivo sea igual al par de operación negativo. A continuación se muestran las ecuaciones del par para cada tipo de relevador:

$$1. \quad T = K_2 I^2 - K_3 I^2 X \quad T = 0$$

$$K_2 I^2 - K_3 I^2 X = 0 \quad X = \frac{K_2}{K_3} \quad \text{Elemento Reactancia}$$

$$2. \quad T = K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2 \quad T = 0$$

$$K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2 = 0 \quad Z = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad \text{Elemento Impedancia}$$

$$3. \quad T = K_3 I^2 Z \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2 \quad T = 0$$

$$K_3 I^2 Z \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2 = 0 \quad \text{Sí } \gamma = 60^\circ$$

$$Z = \left(\frac{K_3}{K_1} \right) \text{Sen}(150^\circ - \theta) \quad \text{Elemento Admitancia.}$$

$$4. \quad T = K_3 E I \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta)$$

$T (+)$ para valores de θ de 0° hasta 150° Elemento direccional

$T (-)$ para valores de θ de 150° hasta 330°

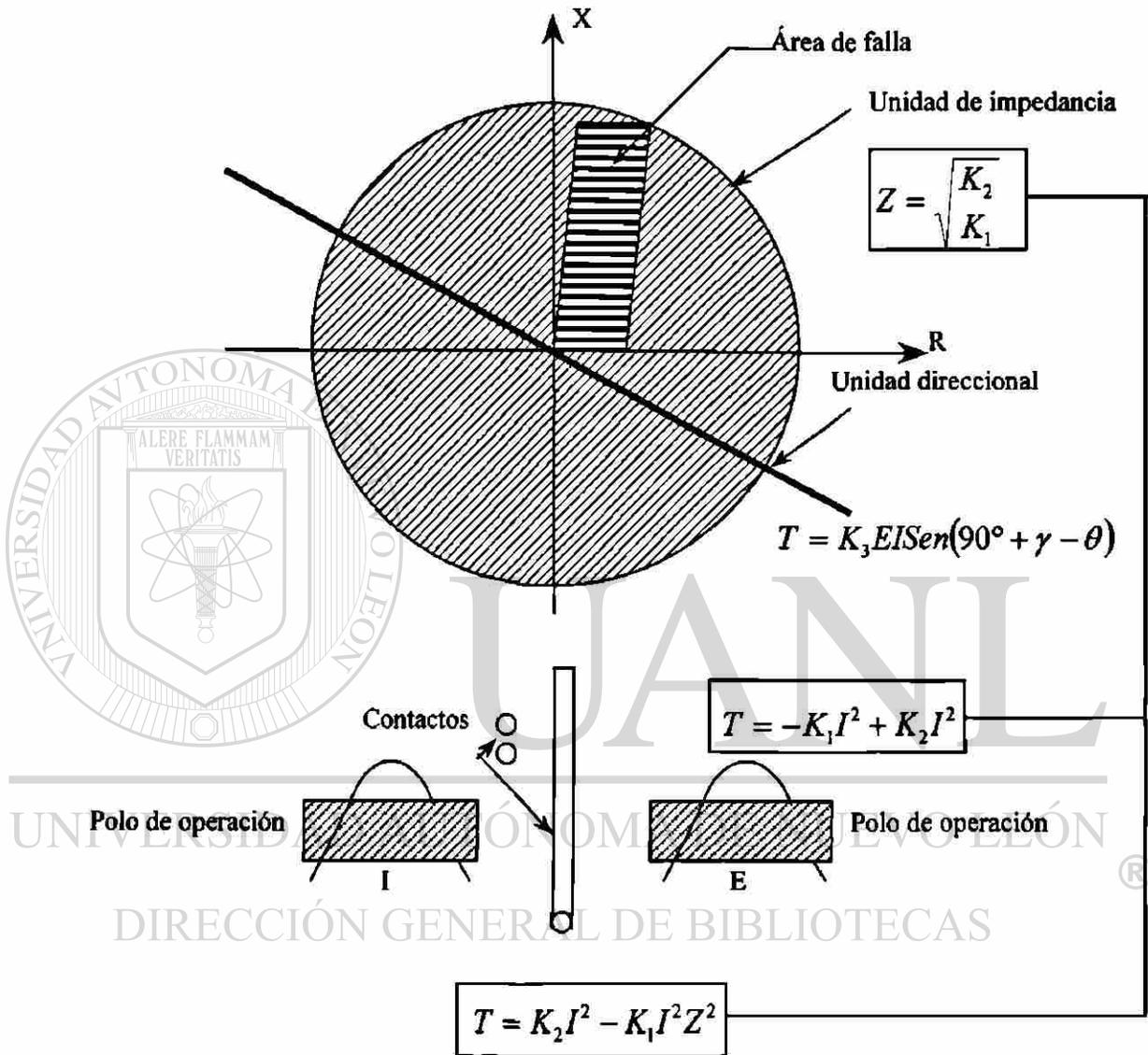


Figura 7.1 Diagrama R-X elemento impedancia

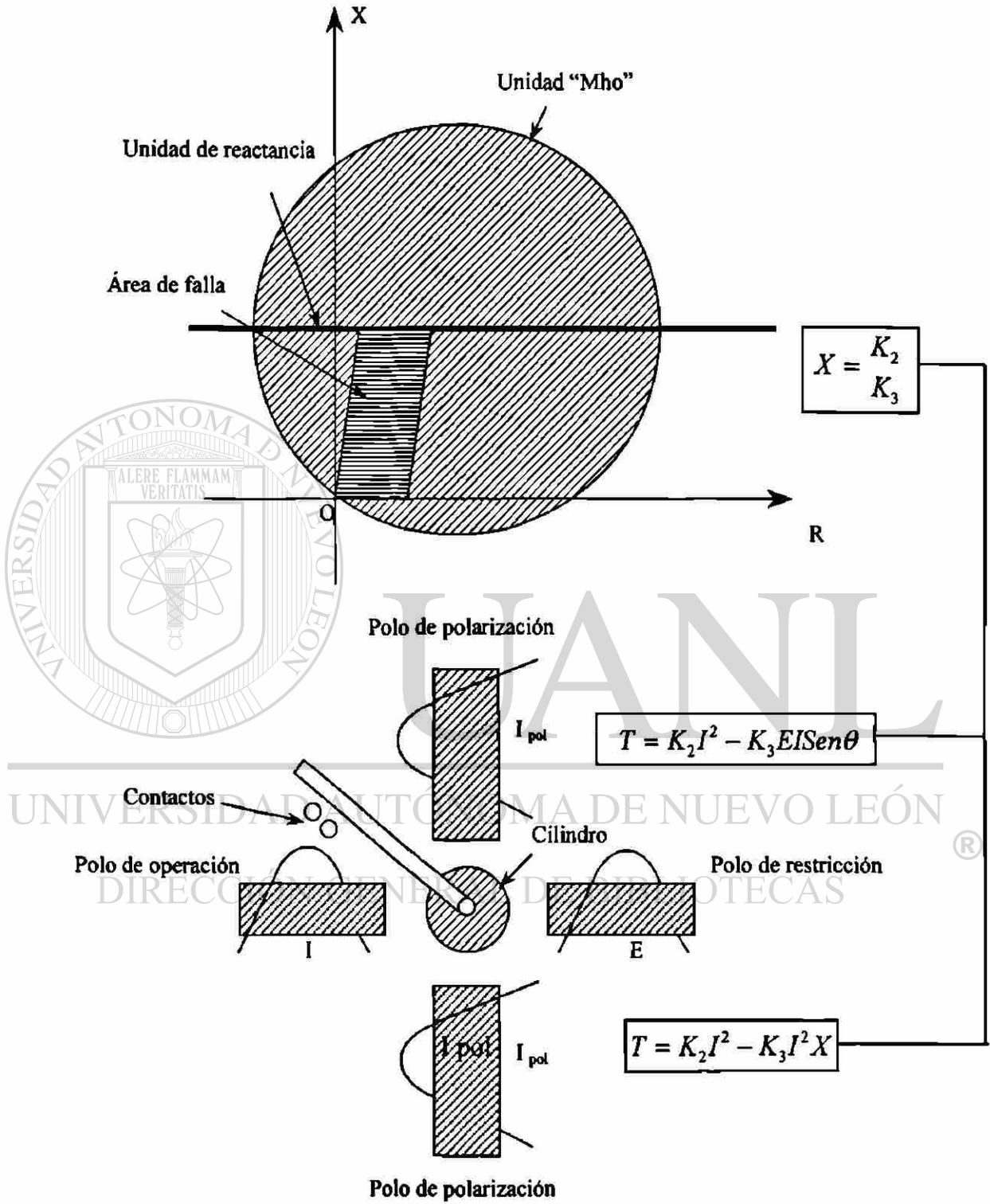


Figura 7.2 Diagrama R-X elemento Reactancia

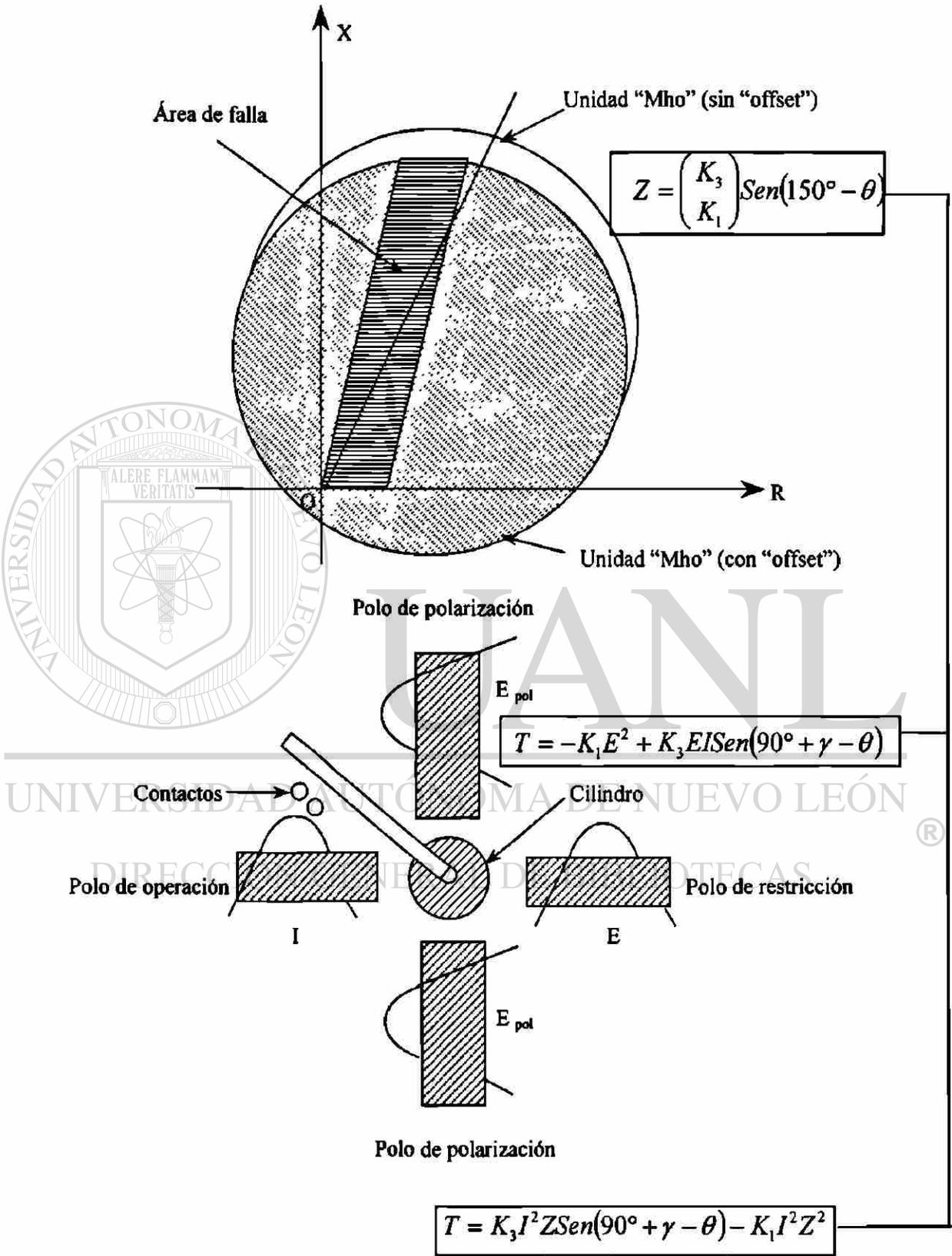


Figura 7.3 Diagrama R-X elemento Admitancia

7.3 TIPOS DE RELEVADORES DE DISTANCIA.

a) Tipo Reactancia.

Se utiliza para protección de líneas cortas. Ya que no es afectado por la resistencia de la falla, dicha resistencia puede ser de un valor muy grande comparada con la impedancia de la línea.

b) Tipo Admitancia (tipo “Mho”).

Se aplica para la protección de líneas de mayor longitud, ya que es ajustable para proteger una sección determinada de la línea, este relevador es menos afectado por otras condiciones anormales del sistema que no sean propiamente una falla en la línea.

c) Tipo Impedancia (tipo “Ohm”).

Se utiliza para la protección de líneas de longitud moderada, este relevador es afectado por la resistencia del arco.

7.4 TIPOS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

En sistemas aterrizados pueden ocurrir fallas de los siguientes tipos:

- Una fase a tierra ($1\phi - T$)
- Entre fases (2ϕ)
- Dos fases a tierra ($2\phi - T$)
- Trifásicas (3ϕ)
- Trifásicas a tierra ($3\phi - T$)

Al ocurrir cualquiera de estas fallas en una línea de transmisión se producirán voltajes y corrientes de cortocircuito. Por consiguiente habrá relevadores de distancia destinados a proteger la línea contra fallas que no involucren la tierra (fallas 3ϕ y 2ϕ) y que se conocen como relevadores de distancia de fase.

Los relevadores que protegen la línea contra fallas a tierra ($1\phi - T$) se denominan relevadores de distancia de tierra.

Aunque se usa el mismo relevador para proteger contra fallas 2ϕ y 3ϕ , éste no medirá la misma distancia para ambos tipos de falla aunque ocurriesen en el mismo punto. Por ejemplo si tenemos un relevador de distancia de fase alimentado con la corriente de fase "B" y el voltaje entre las fases "B" y "C". La impedancia que medirá el relevador es:

$$Z = \frac{V_{bc}}{I_b} = \frac{V_b - V_c}{I_b}$$

Por lo tanto, usando las componentes simétricas:

$$Z = \frac{(a^2 I_1 Z_1 + a I_2 Z_2 + I_0 Z_0) - (a I_1 Z_1 + a^2 I_2 Z_2 + I_0 Z_0)}{a^2 I_1 + a I_2 + I_0} = \frac{(a^2 - a)(I_1 Z_1 - I_2 Z_2)}{a^2 I_1 + a I_2 + I_0}$$

En una línea de transmisión $Z_1 = Z_2$

$$Z = \frac{Z_1(a^2 - a)(I_1 - I_2)}{a^2 I_1 + a I_2 + I_0}$$

Para el caso de una falla entre las fases "B" y "C".

$$I_2 = -I_1$$

$$I_0 = 0$$

Por lo tanto:

$$Z = \frac{2I_1 Z_1(a^2 - a)}{I_1(a^2 - a)}$$

$$Z = 2Z_1$$

Para una falla trifásica:

$$I_2 = I_0 = 0$$

Así que,

$$Z = \frac{I_1 Z_1(a^2 - a)}{a^2 I_1} = Z_1(1 - a^2)$$

$$Z = 3Z_1 \angle 30^\circ$$

La impedancia que se le presenta al relevador difiere no sólo en magnitud para las dos condiciones de falla, sino también en fase.

Es necesario por consiguiente proporcionar alguna forma de compensación, de tal forma que la impedancia que se le presente al relevador sea siempre la misma para ambas condiciones de falla.

Consideremos el caso en el que la corriente inyectada al relevador sea la diferencia de las corrientes en las dos fases falladas:

$$I_b - I_c = (a^2 I_1 + a I_2 + I_0) - (a I_1 + a I_2 + I_0) = (a^2 - a)(I_1 - I_2)$$

La impedancia que se le presenta al relevador es entonces:

$$Z = \frac{Z_1(a^2 - a)(I_1 - I_2)}{(a^2 - a)(I_1 - I_2)}$$

$$\underline{Z = Z_1}$$

Esta ecuación es independiente de las componentes de secuencia de la corriente. El relevador está compensado totalmente, a que para ambos tipos de falla, aún en el caso de que éstas involucren tierra, al relevador siempre se le presentará la misma impedancia Z_1 . Esa compensación para los relevadores de distancia de fase se le conoce como “Corriente Delta”.

Un relevador de distancia de tierra, tendrá aplicado el voltaje de fase a tierra y la corriente correspondiente a la fase fallada. Para una falla de fase a tierra en la fase “A”, la impedancia que se le presenta al relevador es:

$$Z = \frac{V_A}{I_A}$$

$$Z = \frac{I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0}{I_1 + I_2 + I_0}$$

La relación entre las componentes de secuencia de fase de la corriente para una falla de este tipo es:

$$I_1 = I_2 = I_0$$

Esta relación es válida cuando la línea constituye la única trayectoria hacia la falla. De aquí que la impedancia que se presenta al relevador, para $Z_1 = Z_2$ será:

$$Z = \frac{2Z_1 + Z_0}{3}$$

$$Z = Z_e$$

“ Z_e ” es la impedancia de la trayectoria que se le presenta a la falla.

Cuando la falla se presenta en un sistema que interconecta a varias fuentes o está aterrizado en varios puntos, o al existir ambas condiciones, la relación $I_1 = I_2 = I_0$ ya no se cumple para las corrientes en la línea, aunque siga siendo cierta para las corrientes de

falla, el relevador de distancia de tierra que es alimentada de esta forma, no medirá “ Z_c ”, ya que el valor de la impedancia depende ahora del número de fuentes y del número de neutros aterrizados en el momento de la falla. Para compensar al relevador por la presencia de corrientes en las otras fases no falladas, el voltaje aplicado al relevador es:

$$V_A = I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0$$

Sumando y restando $I_0 Z_1$ en el segundo miembro, y tomando en cuenta que $Z_1 = Z_2$ tendremos:

$$V_A = (I_1 + I_2 + I_0) Z_1 + I_0 (Z_0 - Z_1) = I_A Z_1 + \frac{I_A + I_B + I_C}{3} (Z_0 - Z_1) = I_A Z_1 + (I_A + I_B + I_C) \left(\frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right) Z_1$$

$$Z = Z_1 = \frac{V_A}{I_A + 3I_0 \left(\frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right)}$$

Entonces, si al relevador se le aplica un voltaje V_A , y la corriente de la fase fallada más una fracción $(Z_0 - Z_1)/3Z_1$ de la corriente residual $3I_0$, la impedancia que se le presenta al relevador es igual a $Z = Z_1$. A este tipo de compensación se le conoce como “Compensación Residual”.

De esta manera, es como se le suministra la información a los relevadores de distancia tanto de fase como de tierra, y será a partir de estos parámetros que reciben, la forma en como serán capaces de dar el sitio exacto del punto donde ha ocurrido la falla.

Generalmente los relevadores de distancia actuales son del tipo monofásico, es decir, que se emplean tres relevadores para protección contra fallas entre fases y tres para protección contra fallas a tierra, cada uno recibiendo voltajes y corrientes adecuadas a las fases que protege.

Del arreglo de seis relevadores de distancia sólo uno, ya sea de fase o de tierra recibirá los parámetros de voltaje, corriente y ángulo correspondiente al tipo de falla ocurrida, exceptuando la falla trifásica.

Solamente este relevador medirá con cierta precisión la distancia a la falla, porque ese relevador es el que está relacionado directamente con las fases o la fase fallada.

7.5 ESTRUCTURA DEL RELEVADOR DE DISTANCIA.

Para relevadores de alta velocidad le estructura más apropiada es la “Copa de Inducción” ó “Cilindro de Inducción”.

El elemento móvil es un cilindro metálico hueco que gira sobre su propio eje, y lleva montado el contacto móvil. El elemento que produce el par, consiste de cuatro o más polos, colocados radialmente alrededor de la parte exterior del cilindro y unidos por un núcleo de hierro. Para reducir el entrehierro sin aumentar la inercia, se introduce un núcleo estacionario de hierro dentro del cilindro o copa rotativa.

En el elemento admitancia o “unidad Mho” los polos son energizados con voltaje para producir el flujo de polarización. El capacitor en serie provee la “memoria”. El polo frontal se energiza con corriente y el posterior con voltaje. A esta estructura puede llamársele “elemento direccional con retención de voltaje”.

Dos de los polos tienen devanados energizados con potencial que producen un flujo, el cual induce corrientes de “eddy” en el cilindro de inducción o rotor, el cual reacciona con los flujos de los otros dos polos; de éstos, uno tiene dos devanados alimentados con corrientes provenientes de dos de las fases de forma que generan un flujo proporcional a la suma de su “delta”. El otro polo es energizado por el potencial entre el mismo par de fase.

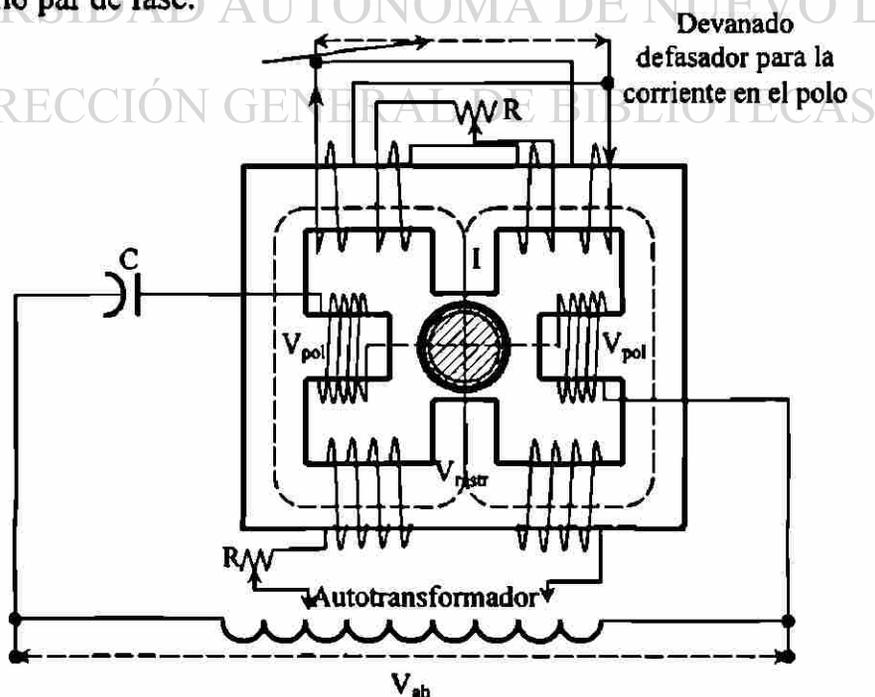
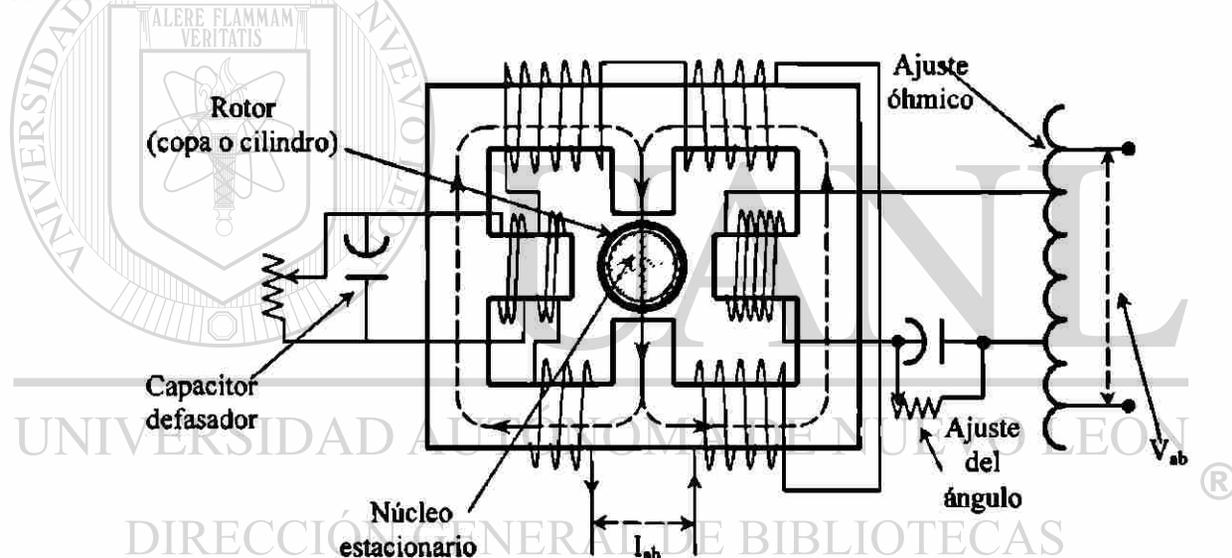


Figura 7.4 Elemento Direccional (Unidad Mho) tipo Reactancia

El elemento reactancia o “unidad Ohm” es un cilindro de inducción de cuatro polos, las bobinas de corriente producen un flujo en los polos frontal, posterior, y en el polo del lado derecho. El flujo en el polo lateral está desfasado con respecto al frontal y posterior, debido a un devanado secundario cuya trayectoria se cierra a través de una impedancia defasadora, y la interacción de los dos flujos produce un par de operación proporcional al cuadrado de la corriente y que tiende a cerrar los contactos.

La bobina de voltaje en el polo lateral izquierdo, produce un flujo el cual interactúa con el flujo de los polos frontal y posterior, para producir un par de retención proporcional a la potencia reactiva inductiva, o sea, $VI\text{Sen}\theta$ en donde “V” es el voltaje del relevador, “I” es la corriente y “ θ ” es el ángulo de la corriente atrás el voltaje. Para que opere el elemento reactancia, el par de operación deberá ser mayor que el par de retención.



Nota: Se muestra con línea punteada las trayectorias del flujo debido al devanado de corriente, el cual es doble, una parte lleva la I_a y la otra lleva I_b

Figura 7.5 Cilindro de Inducción (unidad “Ohm”) tipo Reactancia.

7.6 DEDUCCIÓN DE CANTIDADES QUE RECIBEN LOS (21).

Para analizar el comportamiento de éste relevador, se considera un sistema de potencia en términos de un equivalente con dos fuentes enlazadas por la línea de transmisión. Los voltajes que se generan en las dos fuentes se suponen iguales en

magnitud y en ángulo. Las impedancias equivalentes a la izquierda y a la derecha de la falla son las que a la postre limitarán la corriente de falla a los valores reales conocidos. La falla ocurre en dirección del disparo del relevador.

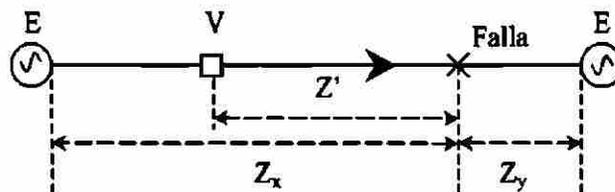


Figura 7.6 Sistema de equivalente con dos fuentes enlazadas por una L.T.

A continuación se da la nomenclatura, para identificar ciertos valores y combinaciones de las cantidades:

Z – Impedancia del sistema, vista a ambos lados de la falla:

$$Z = \frac{Z_x Z_y}{Z_x + Z_y}$$

C – Relación de la corriente en el relevador, I , a la corriente total en la falla:

$$C = \frac{Z_y}{Z_x + Z_y}$$

Z' – Impedancia “vista” por el relevador.

Z_x – Suma de la impedancia del sistema atrás del relevador más la impedancia desde la localización de éste hasta el punto de falla.

Z_y – Impedancia del sistema delante de la falla.

R_f – Resistencia de la falla.

Los subíndices a, b y c denotan las fases A, B y C. Y los subíndices 1, 2 y 0 las secuencias positiva, negativa y cero.

Una vez dada la nomenclatura, se procede a deducir las cantidades que recibe un relevador de distancia, dependiendo del tipo de falla que se presente a lo largo de la línea de transmisión (falla 3ϕ , falla 2ϕ , falla 1ϕ).

FALLA 3φ

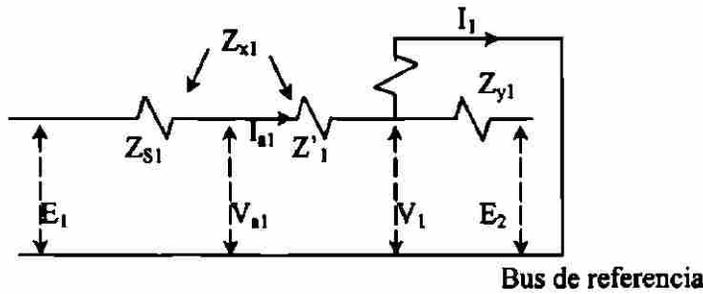


Figura 7.7 Red de secuencia positiva para una falla 3φ.

$$Z_1 = \frac{Z_{x1}Z_{y1}}{Z_{x1} + Z_{y1}}$$

$$C_1 = \frac{Z_{y1}}{Z_{x1} + Z_{y1}}$$

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1 + R_f}$$

$$I_{a1} = \frac{Z_{y1}I_1}{Z_{x1} + Z_{y1}} = C_1 I_1 = C_1 \frac{E_1}{Z_1 + R_f}$$

$$V_1 = I_1 R_f = \frac{E_1 R_f}{Z_1 + R_f}$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z'_1 = \frac{E_1 R_f}{Z_1 + R_f} + C_1 \frac{E_1 Z'_1}{Z_1 + R_f} \Rightarrow I_{a1} = \frac{C_1}{K}$$

$$V_{a1} = \frac{R_f}{K} + \frac{C_1 Z'_1}{K}$$

$$KI_{a1} = C_1 \Rightarrow KI_{a2} = 0 \Rightarrow KI_{a0} = 0$$

$$KV_{a1} = C_1 Z'_1 + R_f \Rightarrow KV_{a2} = 0 \Rightarrow KV_{a0} = 0$$

Sustituyendo estos valores de falla 3φ en las ecuaciones generales de secuencia:

$$KI_a = C_1$$

$$KI_b = a^2 C_1$$

$$KI_c = a C_1$$

$$KV_a = C_1 Z'_1 + R_f$$

$$KV_b = a^2 (C_1 Z'_1 + R_f)$$

$$KV_c = a (C_1 Z'_1 + R_f)$$

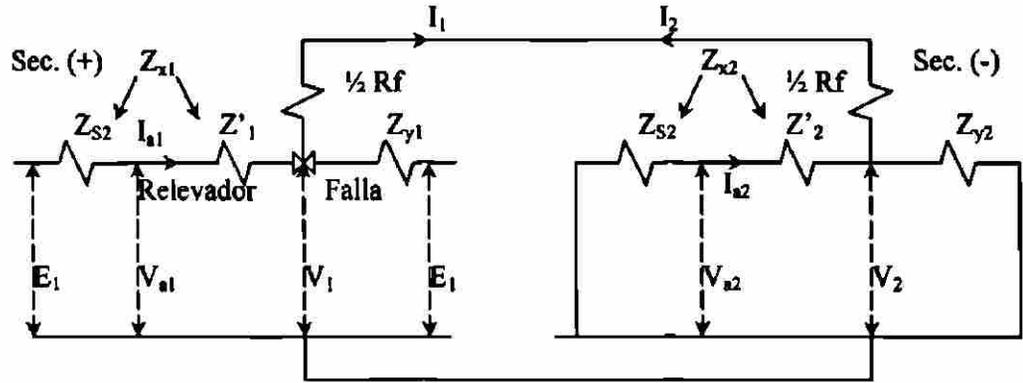
FALLA 2 ϕ .

Figura 7.8 Redes de secuencia fase "A" para falla entre fases "B" y "C"

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2 + R_f} \Rightarrow Z_1 = Z_2 \Rightarrow I_1 = \frac{E_1}{2Z_1 + R_f} \Rightarrow \frac{1}{K} = \frac{E_1}{2Z_1 + R_f}$$

$$V_1 = (I_1 - I_2) \left(\frac{R_f}{2} \right) - I_2 Z_2 \Rightarrow I_1 = -I_2 \Rightarrow V_1 = I_1 R_f + I_1 Z_1$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z'_1 \Rightarrow I_{a1} = C_1 I_1 = \frac{C_1}{K} \Rightarrow V_{a1} = I_1 (C_1 Z'_1 + Z_1 + R_f) = \left(\frac{1}{K} \right) (C_1 Z'_1 + Z_1 + R_f)$$

$$KV_{a1} = C_1 Z'_1 + Z_1 + R_f$$

$$KI_{a1} = C_1$$

$$V_2 = -I_2 Z_2 = I_1 Z_1$$

$$V_{a2} = V_2 + I_{a2} Z'_2 \Rightarrow Z'_1 = Z'_2 \Rightarrow I_{a2} = C_2 I_2 \Rightarrow V_{a2} = I_1 Z_1 + C_2 I_2 Z'_2 \Rightarrow C_2 I_2 = -C_1 I_1$$

$$V_{a2} = I_1 Z_1 - C_1 I_1 Z'_1 = I_1 (Z_1 - C_1 Z'_1) = \left(\frac{1}{K} \right) (Z_1 - C_1 Z'_1)$$

$$KV_{a2} = Z_1 - C_1 Z'_1$$

$$KI_{a2} = -KI_{a1} = -C_1$$

Sustituyendo estos valores de falla 2 ϕ en las ecuaciones generales de secuencia:

$$KI_a = 0$$

$$KI_b = (a^2 - a)C_1$$

$$KI_c = -(a^2 - a)C_1$$

$$KV_a = 2Z_1 + R_f$$

$$KV_b = (a^2 - a)C_1 Z'_1 - Z_1 + a^2 R_f$$

$$KV_c = (a - a^2)C_1 Z'_1 - Z_1 + a R_f$$

FALLA 1φ.

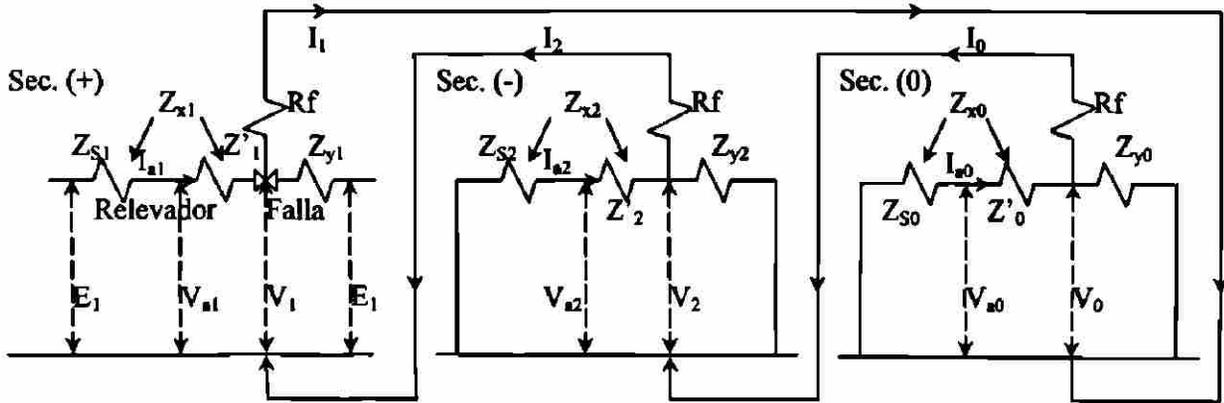


Figura 7.9 Redes de secuencia fase "A" para falla entre fase "A" y tierra.

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Rf} \Rightarrow Z_1 = Z_2 \Rightarrow I_1 = \frac{E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3Rf} = \frac{1}{K}$$

$$V_1 = I_1 Rf + I_2 (Rf + Z_2) + I_0 (Rf + Z_0) \Rightarrow I_1 = I_2 = I_0 \Rightarrow V_1 = I_1 (Z_1 + Z_0 + 3Rf)$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z_1 \Rightarrow I_{a1} = I_1 C_1 \Rightarrow I_1 = \frac{1}{K} \Rightarrow KV_{a1} = C_1 Z_1 + Z_1 + Z_0 + 3Rf$$

$$KI_{a1} = C_1$$

$$V_2 = -I_2 Z_2 = -I_1 Z_1$$

$$V_{a2} = V_2 + I_{a2} Z_2 \Rightarrow I_{a2} = C_2 I_2 = C_1 I_1 \Rightarrow Z_1 = Z_2 \Rightarrow I_1 = \frac{1}{K} \Rightarrow KV_{a2} = C_1 Z_1 - Z_1$$

$$KI_{a2} = C_1$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Las ecuaciones son las siguientes:

$$V_0 = -I_0 Z_0$$

$$V_{a0} = V_0 + I_{a0} Z'_0 \Rightarrow I_{a0} = C_0 I_0 = C_0 I_1 \Rightarrow V_{a0} = I_1 (C_0 Z'_0 - Z_0)$$

$$KV_{a0} = C_0 Z'_0 - Z_0$$

$$KI_{a0} = C_0$$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones generales:

$$KI_a = C_0 + 2C_1$$

$$KV_a = 2C_1 Z'_1 + C_0 Z'_0 + 3Rf$$

$$KI_b = C_0 - C_1$$

$$KV_b = -C_1 Z'_1 + (a^2 - a)Z_1 + (a^2 - 1)Z_0$$

$$KI_c = C_0 - C_1$$

$$KV_c = -C_1 Z'_1 + (a - a^2)Z_1 + (a - 1)Z_0 + C_0 Z'_0 + 3aRf$$

Las impedancias que verán cada uno de los relevadores de fase y de tierra son: Z'_{ab} , Z'_{bc} , Z'_{ca} , medidas por el relevador de fase y Z'_a , Z'_b , Z'_c , medidas por el relevador de tierra.

$$Z'_{ab} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}$$

$$Z'_{bc} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c}$$

$$Z'_{ca} = \frac{V_c - V_a}{I_c - I_a}$$

$$Z'_a = \frac{V_a}{I_a + \left(\frac{Z'_0 - Z'_1}{Z'_1} \right) (I_0)}$$

$$Z'_b = \frac{V_b}{I_b + \left(\frac{Z'_0 - Z'_1}{Z'_1} \right) (I_0)}$$

$$Z'_c = \frac{V_c}{I_c + \left(\frac{Z'_0 - Z'_1}{Z'_1} \right) (I_0)}$$

Las impedancias que se les presentan a los relevadores de distancia de fase para los tres tipos de falla.

FALLA 3 ϕ

$$Z'_{ab} = Z'_1 + \frac{R_f}{C_1}$$

$$Z'_{bc} = Z'_1 + \frac{R_f}{C_1}$$

$$Z'_{ca} = Z'_1 + \frac{R_f}{C_1}$$

FALLA 2 ϕ

$$Z'_{ab} = Z'_1 - j \frac{3Z_{x1} - a}{C_1} \frac{R_f}{C_1}$$

$$Z'_{ab} = Z'_1 + \frac{R_f}{2C_1}$$

$$Z'_{ab} = Z'_1 + j \frac{\sqrt{3}Z_{x1} - a^2}{C_1} \frac{R_f}{C_1}$$

FALLA 1 ϕ

$$Z'_{ab} = Z'_1 + j \frac{Z_{x1}}{3} + \frac{(1 - a^2)(Z_0 + 3R_f)}{3C_1}$$

$$Z'_{bc} = \infty$$

$$Z'_{ab} = Z'_1 - j \frac{Z_{x1}}{3} + \frac{(1 - a^2)(Z_0 + 3R_f)}{3C_1}$$

Las impedancias que se les presentan a los relevadores de distancia de tierra para los tres tipos de falla.

FALLA 3 ϕ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_b &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \end{aligned}$$

FALLA 2 ϕ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= \infty \\ Z'_b &= Z'_1 - \frac{J}{3} \left(Z_{x1} - a^2 \frac{Rf}{C_1} \right) \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{J}{\sqrt{3}} \left(Z_{x1} - a \frac{Rf}{C_1} \right) \end{aligned}$$

FALLA 1 ϕ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= Z'_1 + \frac{3Rf}{2C_1 + (C_0) \begin{pmatrix} Z'_0 \\ Z'_1 \end{pmatrix}} \\ Z'_b &= Z'_1 + \frac{\sqrt{3} (jZ_1 + Z_0 \nabla 30^\circ - \sqrt{3} a^2 Rf)}{C_1 - (C_0) \begin{pmatrix} Z'_0 \\ Z'_1 \end{pmatrix}} \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{\sqrt{3} (-jZ_1 + Z_0 \nabla -30^\circ - \sqrt{3} a Rf)}{C_1 - (C_0) \begin{pmatrix} Z'_0 \\ Z'_1 \end{pmatrix}} \end{aligned}$$

Las impedancias que se le presentan a los relevadores de distancia de tierra "No Compensados" para los tres tipos de falla.

FALLA 3 ϕ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_b &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \end{aligned}$$

FALLA 2 ϕ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= \infty \\ Z'_b &= Z'_1 - \frac{J}{3} \left(Z_{x1} - a^2 \frac{Rf}{C_1} \right) \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{J}{3} \left(Z_{x1} - a \frac{Rf}{C_1} \right) \end{aligned}$$

FALLA 1 ϕ .

$$Z'_a = \frac{Z'_1 + [C_0(Z'_0 - Z'_1) + 3Rf]}{2C_1 + C_0}$$

$$Z'_b = \frac{Z'_1 + [C_0(Z'_0 - Z'_1) + j 3(aZ_0 - Z_1)]}{C_0 - C_1} + \frac{3a^2Rf}{C_0 - C_1}$$

$$Z'_b = \frac{Z'_1 + [C_0(Z'_0 - Z'_1) - j 3(a^2Z_0 - Z_1)]}{C_0 - C_1} + \frac{3aRf}{C_0 - C_1}$$

7.7 TIEMPOS DE OPERACIÓN Y ZONAS DE PROTECCIÓN.

El tiempo de operación de un relevador de distancia es mínimo, este relevador es de alta velocidad (0.05 seg. o menos). Este tiempo de operación es independiente del valor de la corriente de falla y los cambios en la capacidad generativa o en la configuración del sistema no afectarán el tiempo.

Estas propiedades del relevador hacen posible la protección de la línea de transmisión mediante "zonas" que se aplican en ambos extremos de la línea. Por lo general, esta protección comprende tres zonas de protección, cada una de ellas con "alcance" y tiempo de operación fijos (figura 8.10).

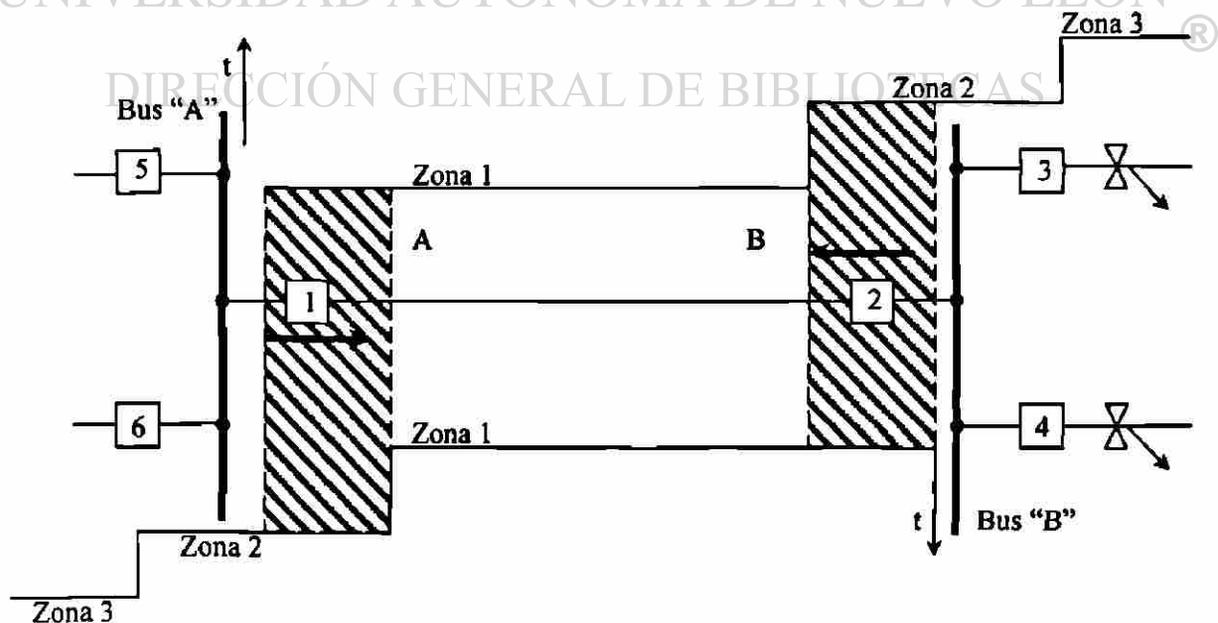


Figura 7.10 Diagrama esquemático zonas de la protección de distancia.

Los relevadores del interruptor 1 se ajustan para cubrir del 80% al 90% de la distancia del interruptor 2. A esta zona 1 no se le introduce ningún retardo de tiempo intencional, o sea, el tiempo de operación de la zona 1 es instantáneo.

El ajuste de alcance de la zona 2 de los relevadores el interruptor 1 debe extenderse más allá del extremo remoto (Bus "B") de la sección de línea protegida. Esto asegura que habrá operación de la zona 2 para todas las fallas en el extremo remoto.

Al tiempo de operación de la zona 2 se le introduce un retardo constante, es decir, el tiempo de esta zona será el mismo sin importar la localización de la falla que esté dentro de su cobertura.

Este retardo de tiempo se hace con el fin de coordinar los relevadores en los interruptores 3 y 4, para fallas en esas líneas, por ejemplo, la falla "F3" debe ser liberada por el interruptor 3 antes de que expire el tiempo de la zona 2 del interruptor 1. Lo mismo se aplica para "F4" y el interruptor 4. El alcance de la zona 3 se ajusta para abarcar mayor distancia que la zona 2 y con un retardo mayor de tiempo. La zona 3 proporciona protección de respaldo para fallas en buses remotos al igual que la zona 2, este retardo es con el fin de coordinar la protección con los interruptores remotos.

Existe otra razón para dar el retardo de tiempo en la zona 2 y es que el relevador de distancia es incapaz de discernir por razones obvias, si la falla ocurrió en el bus "B", poco antes del interruptor 2, o poco después de los interruptores 3 y 4.

Con este arreglo, las fallas que ocurran en la línea en el tramo entre "A" y "B" se librarán en forma instantánea por los relevadores de distancia de ambos extremos. Las fallas que ocurran en las áreas sombreadas se liberarán:

1. Instantáneamente por los relevadores cercanos a la falla.
2. En tiempo de zona 2 de los relevadores remotos.

En resumen, la zona 1 y parte de la zona 2 proporcionan protección "primaria" para una sección determinada de la línea de transmisión, mientras que la otra parte de la zona 2 (después del bus "B") y la zona 3 proporcionan protección de "respaldo" para buses y secciones adyacentes a la línea.

Para representar las zonas de protección del relevador de distancia, se utilizan dos formas de representación: el diagrama R-X y el diagrama Z-t, como se muestra en la figura 7.11.

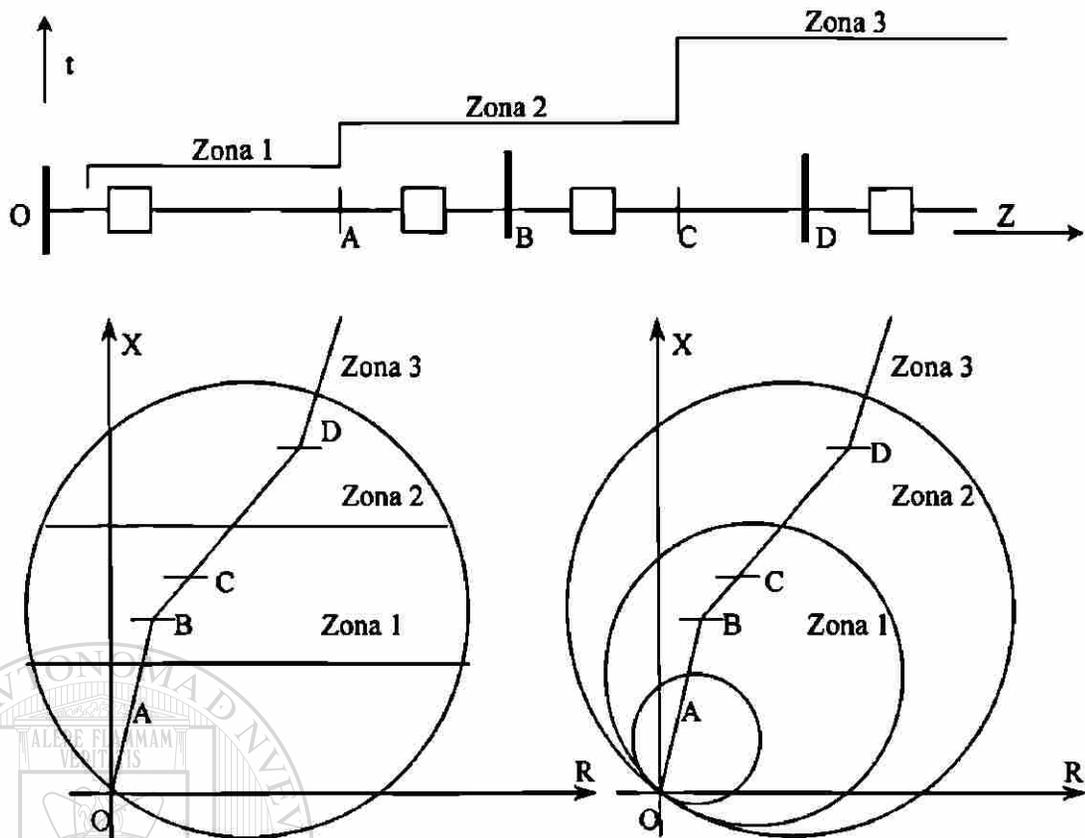


Figura 7.11 Diagramas Z-t y R-X

El diagrama de la izquierda muestra la característica tipo reactancia para las zonas 1 y 2 y la característica "Mho" que les da direccionalidad y hace las funciones de la zona 3. En el diagrama de la derecha las tres zonas tienen la característica "Mho". El primer diagrama es para líneas cortas y el segundo diagrama es para líneas largas.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

7.8 LÍNEAS MULTI-TERMINALES.

Hasta el punto anterior, sólo se ha mencionado la línea de transmisión con fuentes de generación en ambos extremos, o secciones de línea unidas entre sí por los diferentes buses de subestaciones intermedias pero sin generación.

Una línea con multi-terminal es un sistema compuesto por varias líneas de transmisión conectadas a diferentes buses, generadores o subestaciones, y forman parte de la que es conocido como un sistema de transmisión o una red de distribución. En la figura 7.12 se representa un diagrama de una línea multi-terminal, la cual es una porción de un sistema de transmisión.

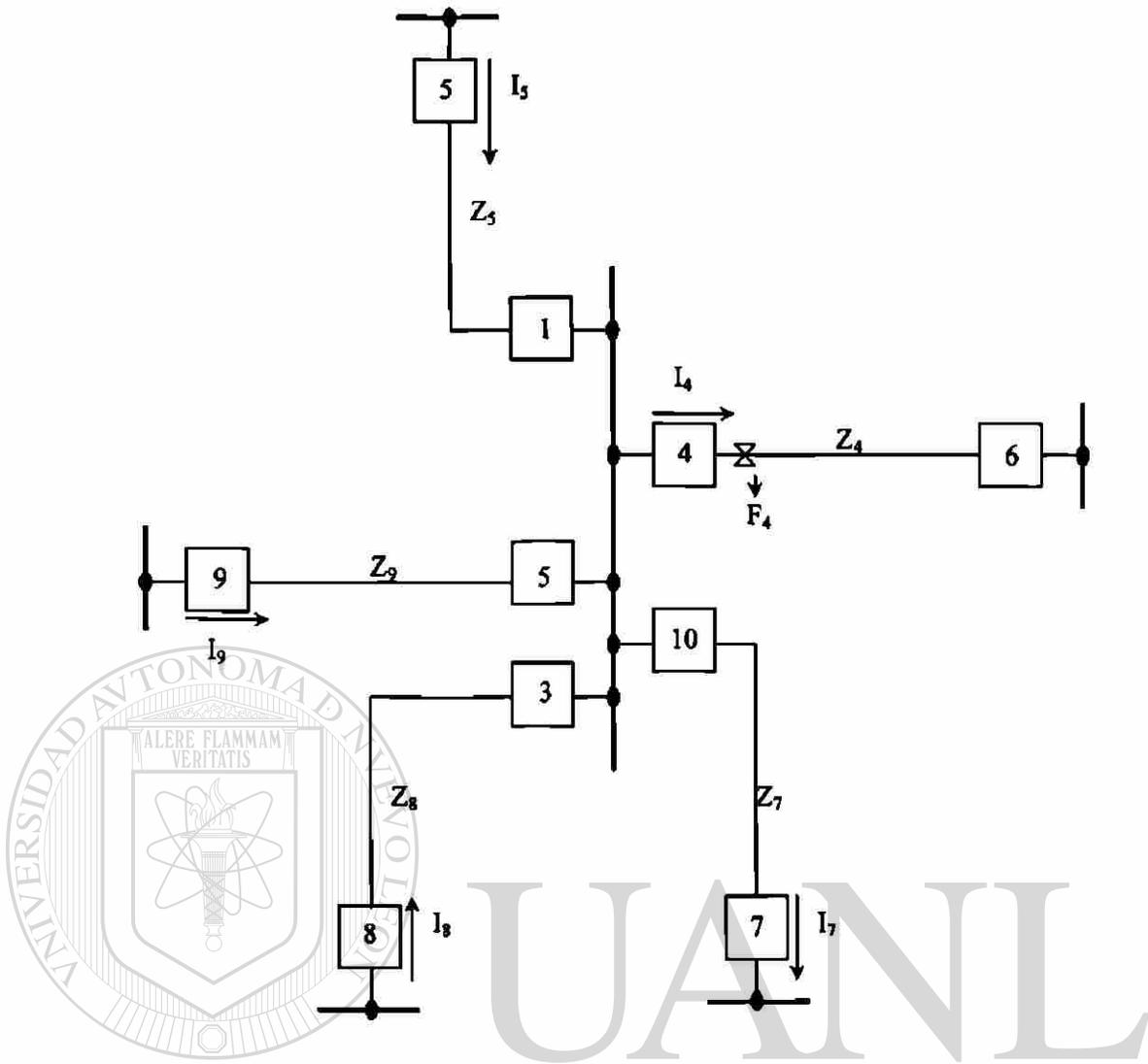


Figura 7.12 Diagrama líneas multi-terminales.

Para analizar las líneas multi-terminales (3 ó más), suponemos que existen fuentes de generación en los buses A, B y C, representado en la figura 7.13.

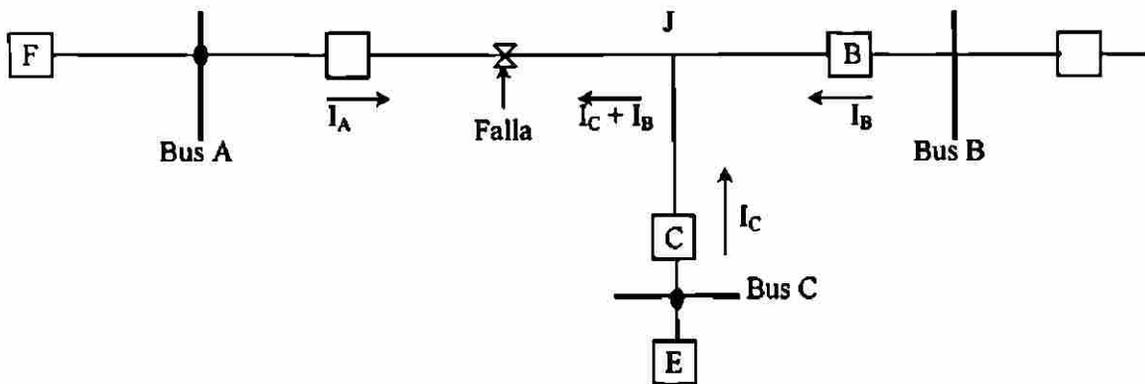


Figura 7.13 Diagrama línea de transmisión tres terminales

La impedancia real del interruptor “C” al punto de falla “F” es:

$$Z_{CF} + Z_{JF}$$

Para una falla en el punto “F”, la distancia medida por los relevadores en el interruptor “C” tendrán un voltaje:

$$V_C = Z_{JF}(I_B + I_C) + Z_{CF}I_C$$

La corriente en los relevadores es I_C y la impedancia medida es:

$$Z_C = \frac{V_C}{I_C}$$

$$Z_C = Z_{CF} + \left(1 + \frac{I_B}{I_C}\right)Z_{JF}$$

De acuerdo con la relación (I_B/I_C) , la impedancia aparente puede variar desde el valor real de la impedancia del tramo de la línea Z_{JF} hasta un valor que puede ser muy grande a los ajustes del relevador “C”. A este fenómeno se le conoce con el nombre “infeed”, y su efecto es provocar un bajo alcance en los relevadores de distancia, es decir, que la impedancia de la línea se “estirara” o el alcance del relevador se “comprimiera”. Este efecto se reconoce sobre todo en el ajuste de las zonas 2 y 3 del relevador, ya que existe la posibilidad de que se “atravesen” fuentes intermedias en su cobertura.

Durante la falla de una fase a tierra cercana a un bus con fuertes cooperaciones de $3I_0$ (fuentes grandes de secuencia cero), los relevadores remotos tendrán que esperar a que abra algún interruptor cercano a la falla, antes de que se concentre suficiente $3I_0$ para que puedan operar los relevadores remotos.

Al presentarse cambios en las condiciones del sistema adyacente a las terminales A o B, las corrientes de falla I_A e I_B , pueden presentar variaciones en su magnitud.

Supongamos que en la terminal “B” existe una planta, la cual se tienen que sacar de servicio una o más unidades durante los períodos de carga baja, o por razones de mantenimiento. Durante esos períodos la corriente I_B puede tener una magnitud de tan sólo el 50% de su valor comparada con el valor que pudiera presentar en los períodos de alta demanda, cuando todas las unidades están en servicio.

Ahora supongamos una línea de alta generación conectada a la terminal "A", cuando sale de servicio para mantenimiento, la magnitud de la corriente I_A sufre decrementos muy considerables.

Tales cambios en el sistema pueden afectar drásticamente el valor de impedancia que se les presentan a los relevadores de distancia en una línea multi-terminal y los ajustes de ellos bajo condiciones normales, deberán examinarse con respecto a otras condiciones que pudieran afectar su comportamiento.

7.9 EFECTOS DE LAS OSCILACIONES DEL SISTEMA.

Las oscilaciones de un sistema de potencia, son variaciones severas en las transmisiones de energía a través de la línea de transmisión. Estas pueden ocurrir después de haberse librado una falla, o al haberse sincronizado erróneamente algún generador del sistema.

La diferencia entre la condición de oscilación y la de falla, es que la impedancia de falla está confinada a puntos a lo largo de la característica de impedancia de la línea de transmisión y su valor aparece instantáneamente; la impedancia de una oscilación no tiene un valor definido y va entrando más o menos lentamente al área de disparo del relevador.

La condición de oscilación está relacionada con la condición de inestabilidad por la que va atravesando el sistema de potencia en ese momento, o sea, son los desplazamientos angulares entre las fuentes generadoras en ambos extremos de la línea de transmisión, los que van aumentando constantemente, con o sin posibilidades de recuperación.

Para analizar las oscilaciones del sistema, en la práctica se emplea su circuito equivalente, que consta de dos fuentes unidas a la línea de transmisión.

Cuando estas dos fuentes o grupos de máquinas están girando fuera de sincronismo u oscilando, habrá un momento en que cada una de las oscilaciones o cada ciclo de deslizamiento, ocasionarán que el defasamiento de los voltajes internos de las fuentes sea de 180° . En este momento, los voltajes en el punto aparente de falla son cero y las corrientes en la línea son máximas (semejante al cortocircuito).

Lo anterior puede ocasionar que el relevador de distancia pueda operar por una falla que no existe.

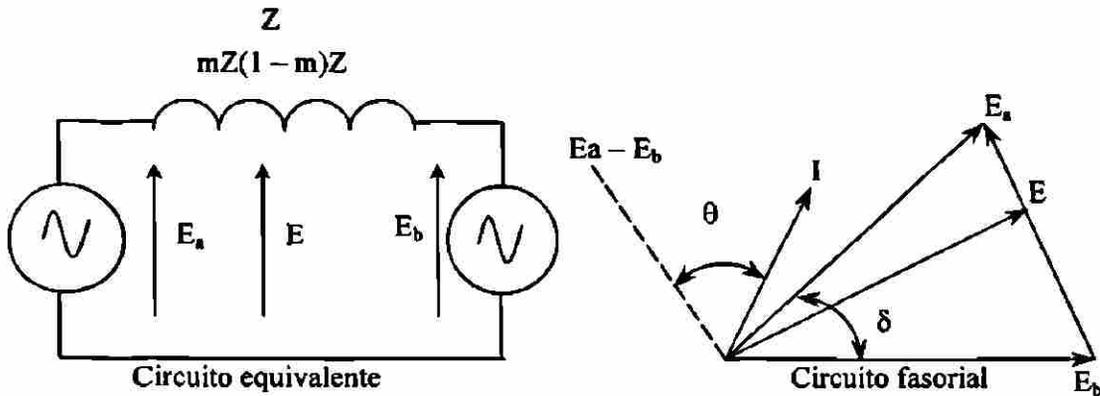


Figura 7.14 Diagramas equivalente y fasorial de un sistema de potencia

E_a y E_b son los voltajes detrás de la reactancia transitoria, los cuales se suponen constantes en magnitud pero variando fasorialmente durante las oscilaciones.

E_a va delante de E_b en un ángulo variable δ . La corriente en cualquier parte del circuito serie es:

$$I = \frac{E_a \angle \delta - E_b}{Z}$$

Z es la impedancia que une a los sistemas o máquinas.

Si todas las impedancias tienen el mismo ángulo, la impedancia total " Z " queda dividida por la localización del relevador en el punto " M ", en dos partes: mZ y $(1 - m)Z$, donde " m " es un número real menor que la unidad.

En el punto " M " el voltaje E , respecto a E_b es entonces:

$$E = (1 - m)E_a \angle \delta + mE_b$$

La impedancia que se le presenta al relevador de distancia en " M " es:

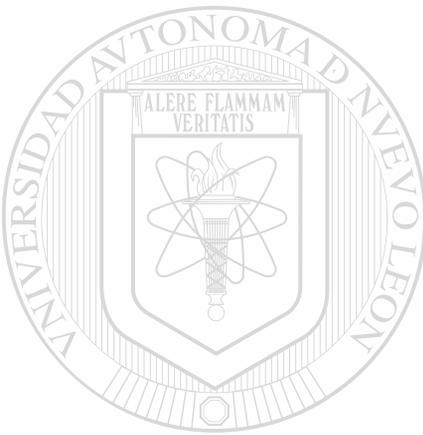
$$Z_r = \frac{(1 - m)E_a \angle \delta + E_b}{E_a \angle \delta - E_b}$$

Si E_a , E_b y m son constantes y el ángulo δ varía, el locus es la impedancia que "ve" el relevador. Si la gráfica " Z_r " que se obtiene en el diagrama R-X, será un círculo cuando $E_a \neq E_b$, o una línea recta cuando $E_a = E_b$.

Para demostrar la trayectoria de oscilación en el plano R-X como una línea recta que pasa por el centro eléctrico del sistema suponemos $E_a = E_b$.

Tomando como referencia la ecuación para calcular “Zr”, está la dividimos entre la impedancia “Z”, y eliminamos los voltajes $E_a = E_b$ porque son iguales, y nos queda lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 \frac{Z_r}{Z} &= \frac{(1-m)\angle\delta + m}{\angle\delta - 1} \\
 &= \frac{-m(\angle\delta - 1) + \angle\delta}{\angle\delta - 1} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{1 - \angle - \delta} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{(1 - \angle - \delta)(1 + \angle\delta)} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{1 + \angle\delta - \angle - \delta - 1} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{\angle\delta - \angle - \delta} \\
 &= -m + \frac{1 + \cos\delta + j\operatorname{sen}\delta}{2j\operatorname{sen}\delta} \\
 &= \left(\frac{1}{2} - m\right) - j\left(\frac{1 + \cos\delta}{2\operatorname{sen}\delta}\right) \\
 \frac{Z_r}{Z} &= \left(\frac{1}{2} - m\right) - j\frac{1}{2} \operatorname{Ctg}\left(\frac{\delta}{2}\right)
 \end{aligned}$$



Esta ecuación representa una línea vertical, porque la parte imaginaria varía como una función de δ . Multiplicando ambos miembros de la ecuación por la impedancia “Z” obtendremos el locus de “Zr”, las longitudes quedarán multiplicadas por la magnitud de “Z”, y la línea vertical girará en contra de las manecillas del reloj en un ángulo “ θ ”, que es el ángulo de la impedancia “Z”.

Si los dos sistemas están en fase, la corriente en la línea es cero, y por consiguiente, la impedancia aparente es infinita.

Si los dos sistemas llegasen a estar desfasados 180° , el voltaje se hace cero a la mitad de la línea, y aparecerá como un cortocircuito en el punto $m = 0.5$.

Si E_a difiere en magnitud respecto a E_b , el lugar de los puntos es circular y entonces la impedancia aparente no llegará nunca a ser infinita.

La impedancia “Zr” vista por cualquier relevador, el cual este conectado de cualquier manera y localizado en cualquier parte de un sistema de potencia reducido a su

equivalente de dos fuentes, en el cual se presente una falla o no, varía de la siguiente forma:

1. Si los voltajes internos E_a y E_b , son de magnitud constante pero variando su ángulo de fase δ , la impedancia " Z_r " variará sobre un locus, que podrá ser, o una línea recta o un círculo.
2. Cada relación de las magnitudes E_a/E_b , generará un locus diferente, de los cuales, todos menos uno, serán círculos. Cada círculo circunscribe a uno u otro punto llamado polo, que son dos. Los centros de estos círculos están sobre la línea recta que une a estos dos polos. Sólo para la relación $E_a/E_b = 1$ se obtiene una línea recta.
3. Si el defasamiento del ángulo δ es constante y lo que varía es la relación E_a/E_b , entonces el locus de la impedancia " Z_r " es un arco, o una serie de arcos que pasan por los dos polos.
4. Los arcos generados considerando magnitud constante y los generados considerando defasamiento constante, son ortogonales entre sí. La gráfica resultante se denomina "carta de impedancias".

Con esta información, se puede determinar el comportamiento de los relevadores de distancia bajo las condiciones mencionadas en un sistema de potencia.

Con el análisis realizado, se podrá explicar las operaciones incorrectas de estos relevadores y a su vez la aplicación de nuevos relevadores, entre ellos, el relevador tipo Mho para bloquear el disparo del relevador de distancia, y el relevador tipo reactancia modificado para permitir el disparo del relevador de distancia.

Al superponer las características de los relevadores de distancia estándares sobre las cartas de impedancia, estas nos indicaran si los relevadores son susceptibles de operar o no bajo condiciones de oscilación. Esto también mostrará la carga máxima que podrá transmitir sobre una línea de transmisión sin ocasionar un disparo indeseable.

En la representación de nuestro sistema supuesto, el cual consta de una línea de transmisión que interconecta dos fuentes de generación, el centro eléctrico de tal sistema no es un punto fijo, sino que variará en la medida en que varíen las impedancias detrás de las terminales de la línea.

Cuando existe la pérdida de sincronismo en el relevador, la impedancia de la línea es pequeña con relación a la de los sistemas, es probable que las diferentes zonas del relevador operarán para oscilaciones de las cuales no se recuperará el sistema.

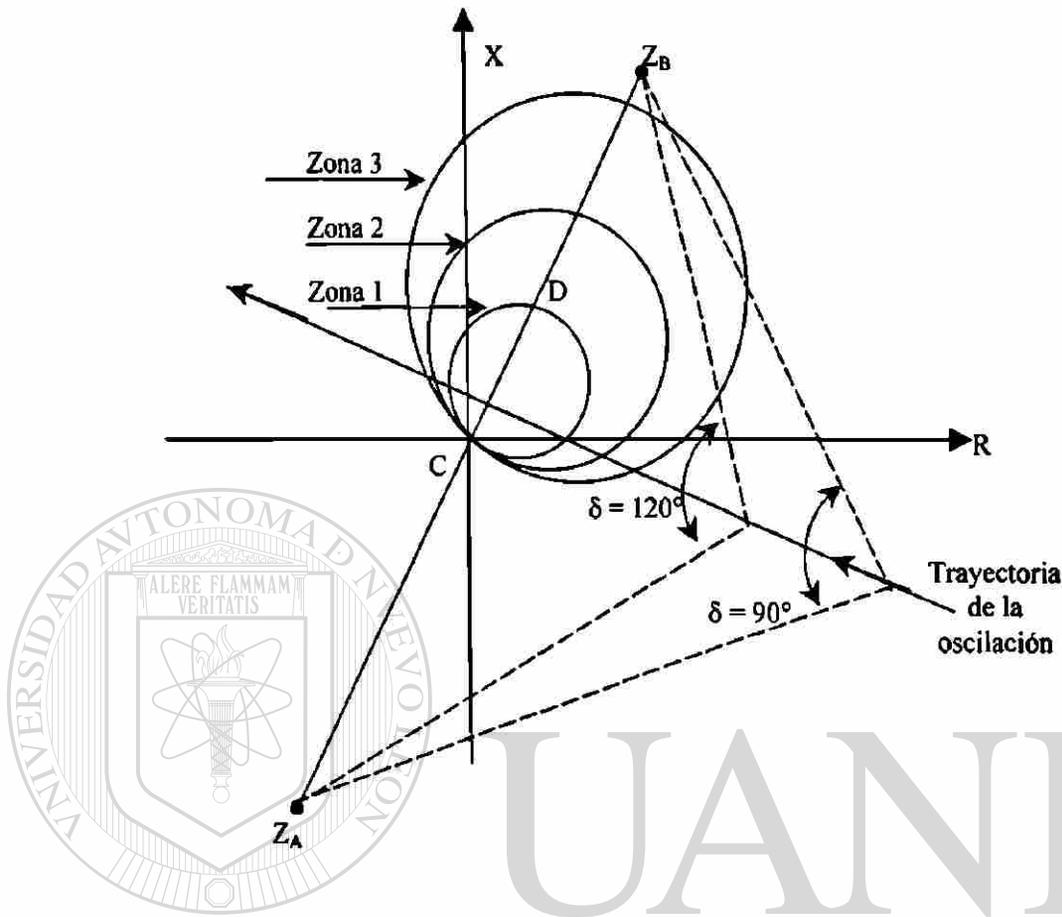


Figura 7.15 Efecto de la pérdida de sincronismo la impedancia de la L.T. pequeña.

Si la línea es corta (menos de 150 mi), los relevadores en ambos extremos de la línea verán el mismo locus de oscilación.

Si la línea es larga, la capacitancia shunt de la línea tendrá su efecto en el locus de la oscilación y los relevadores de ambas terminales no verán lo mismo.

En líneas de 200 a 300 mi de longitud, el relevador en una terminal verá el locus para $n < 1$, mientras que el otro verá el locus para $n > 1$. En ambos casos, los relevadores en cada terminal aún verán la oscilación y operarán para separar los sistemas.

Para determinar si una de las operaciones de respaldo operará durante una oscilación, se empleará el método mostrado en la figura 7.16.

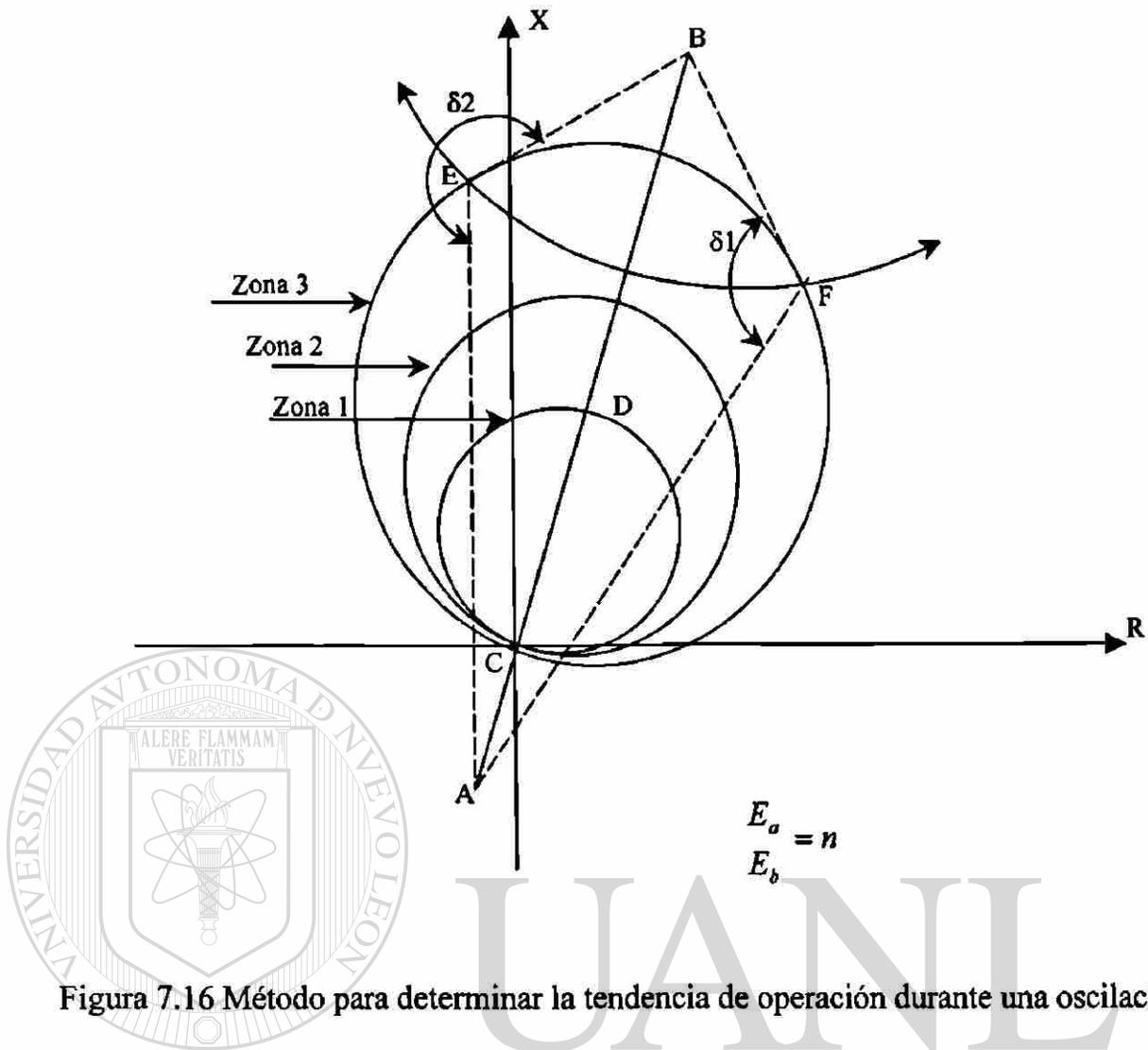


Figura 7.16 Método para determinar la tendencia de operación durante una oscilación.

De este diagrama se puede obtener la expresión para determinar el tiempo que tardará la oscilación en atravesar la característica del relevador.

$$t = \frac{\delta_2 - \delta_1}{S}$$

Esta expresión nos da el tiempo "t" que le toma a la oscilación viajar del punto "E" al punto "F". De donde "S" es la velocidad del deslizamiento en grados /seg.

Si el tiempo es mayor que el de la zona 3, el relevador operará y mandará el disparo a su interruptor.

En la figura 7.17 se muestra un caso, en el cual la impedancia de la línea es grande en comparación a la del sistema, las zonas del relevador no sólo mandarán el disparo de su interruptor cuando se presenten las condiciones de oscilación o inestabilidad, sino también cuando ocurra una oscilación de la cual no se pudo haber recuperado el sistema.

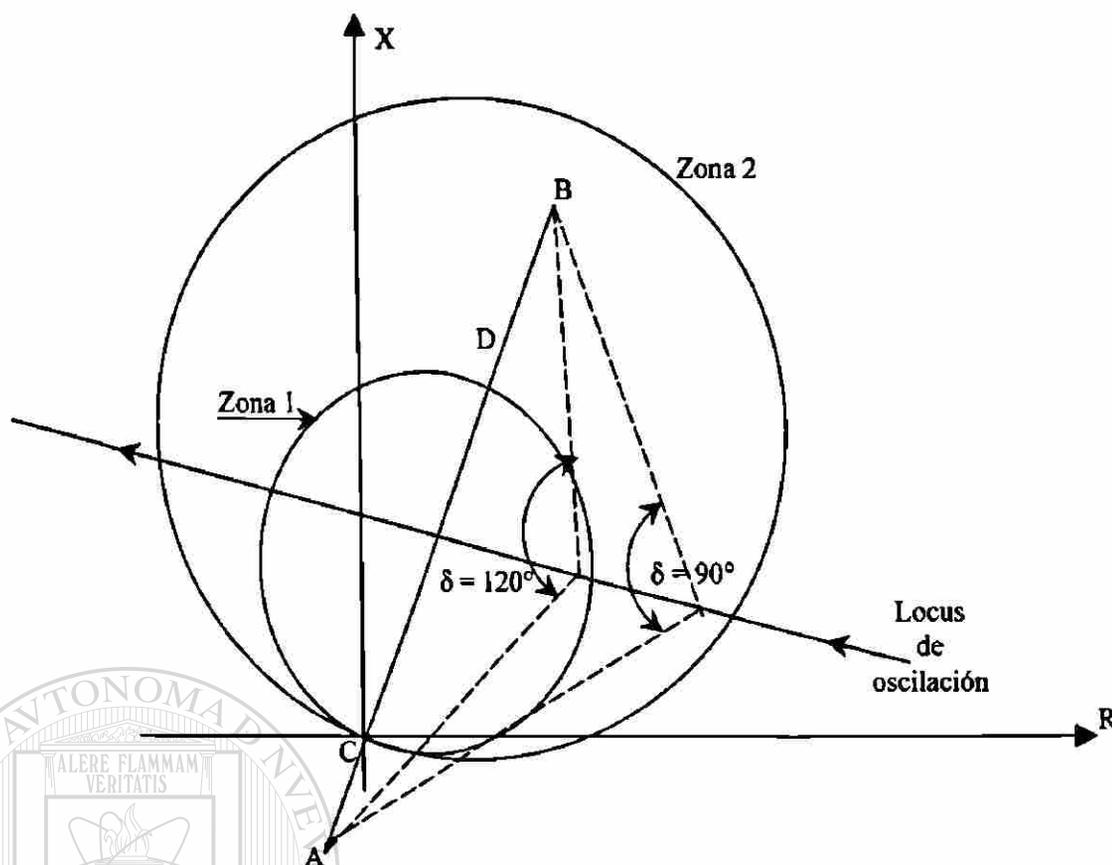


Figura 7.17 Efecto de la oscilación impedancia de L.T. grande.

La zona 2 verá la oscilación, antes de que los sistemas lleguen a estar desfasados 90° , mientras que la zona 1 verá la oscilación antes de que el desfase sea de 120° .

En ambos casos, los relevadores mandarían el disparo durante la oscilación de la cual el sistema pudiera recuperarse. En estas circunstancias, se deberá estipular un método para permitir el bloqueo de tales disparos, o si se deseará permitir el disparo, el área que cubre las características del relevador deberá restringirse.

El método anterior no se aplica al relevador de distancia a tierra, ya que su característica "Mho" la cual da la direccionalidad a las unidades de reactancia, no podrá "ver" las oscilaciones, ya que el fenómeno que se está tratando es balanceado. Pero sin embargo, el disparo de este tipo de relevador se evita al ser supervisado por detectores de sobrecorriente de secuencia cero ($3I_0$), por razones de seguridad.

7.10 BLOQUEO DE DISPARO A CAUSA DE LAS OSCILACIONES.

El tipo de relevador utilizado para lograr esta operación es del tipo admitancia con unidad de "Offset", es decir, que su característica desplazada no pasa por el origen, sino que lo circunda. La unidad opera en combinación con las unidades del tipo "Mho" de los relevadores de protección de la línea, esto para proporcionar un bloqueo del disparo durante alguna oscilación severa, o bloquear el recierre automático después de un disparo ocasionado por una operación fuera de sincronismo.

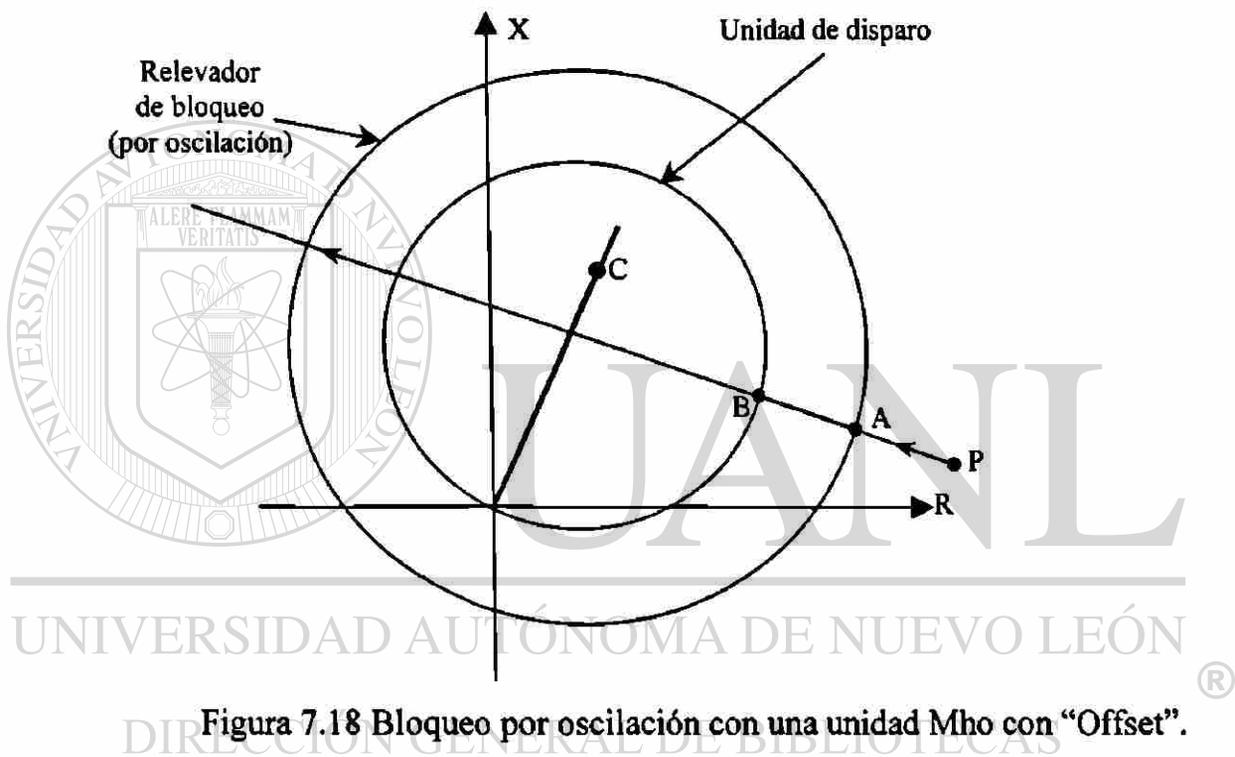


Figura 7.18 Bloqueo por oscilación con una unidad Mho con "Offset".

El alcance óhmico de la unidad de bloqueo se ajusta de tal manera que su característica sea mayor y concéntrica con la característica de los relevadores de disparo. Durante la oscilación, el locus de la impedancia se mueve hacia las características de los relevadores y entra primero en el círculo de bloqueo en el punto "A". Instantes después se pasa al punto "B" y entra al círculo del relevador de disparo. Si el tiempo de transición de A hasta B excede a unos cuantos ciclos, la unidad de bloqueo operará un dispositivo auxiliar que bloqueará a los relevadores de distancia de fase.

Cuando se requiera bloquear el recierre, se permitirá el disparo a los relevadores de fase y el dispositivo auxiliar incapacitará al recierre automático.

La operación de este esquema de bloqueo por oscilación, se basa en el hecho de que existe un cambio progresivo en la impedancia que se les presenta a las unidades del relevador, y no un cambio instantáneo como ocurriría durante una falla. Por ejemplo, al ocurrir una falla en el punto "C", existirá un cambio instantáneo de impedancia del punto "P" al punto "C", las unidades de disparo y de bloqueo operarán al presentarse esta condición.

7.11 DISPARO A CAUSA DE UNA OSCILACIÓN.

Consiste de dos unidades tipo reactancia modificada, cuyas características son las líneas A y B mostradas en la siguiente figura.

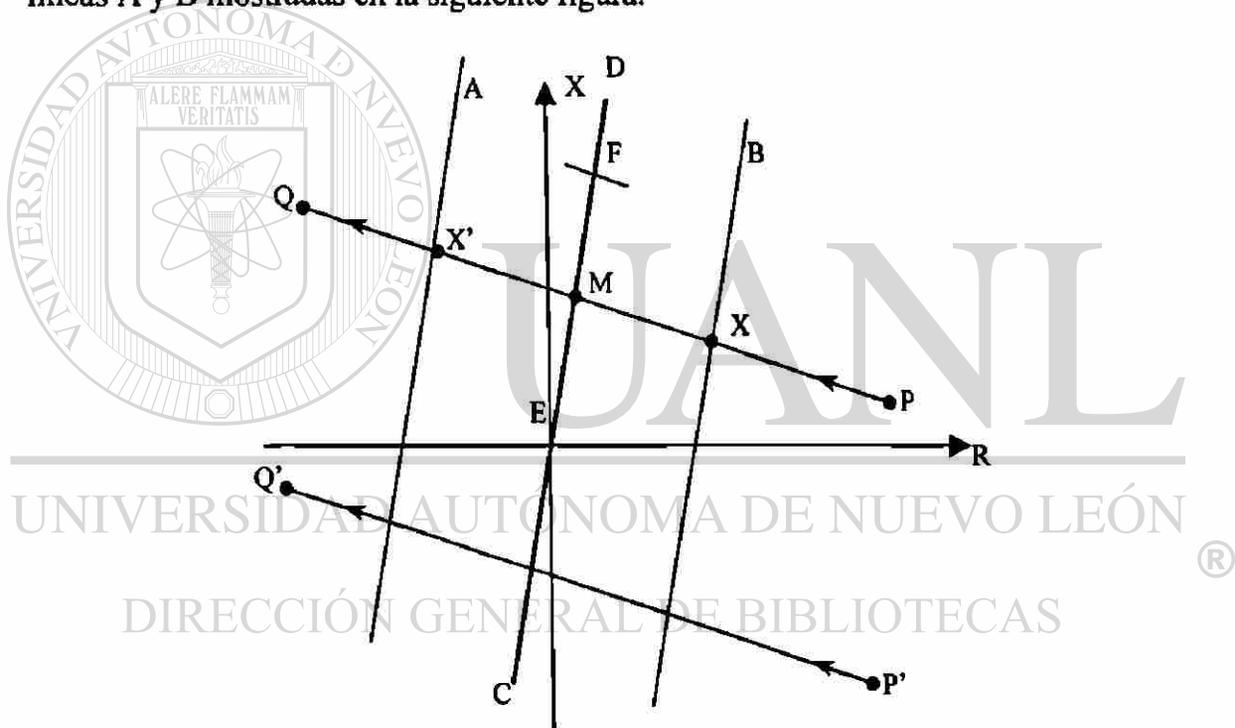


Figura 7.19 Característica de disparo por oscilación.

Las características pueden ajustarse a que sean casi paralelas a la línea que representa la impedancia de la línea de transmisión y los sistemas equivalentes. Al ocurrir la oscilación, el locus de la oscilación entrará eventualmente al área de las características del relevador y emerge a la izquierda del relevador en "A". Esta secuencia de eventos será reconocida por los relevadores en "A" y en "B", y evaluada por los relevadores auxiliares asociados, para cerciorarse de que está ocurriendo una oscilación. Estos relevadores dispararán entonces al interruptor local, o iniciarán una

señal de disparo transferido, si se desea que un interruptor remoto sea el que se dispare. El disparo sobrevendrá después de que el locus de la oscilación pase por el punto "X".

Este esquema reconocerá la condición de oscilación para el locus que vayan de "P" hasta "Q" o de "Q" hasta "P". El esquema detectará una oscilación que ocurra detrás de la terminal "E", donde se encuentra el relevador. Una unidad instantánea de sobrecorriente supervisa la operación del esquema.

La desventaja de esto, es que a menudo es difícil implementar un esquema de relevadores para detectar las condiciones de oscilación. La dificultad estriba primordialmente, en la obtención de una información confiable del sistema para poder ajustar los relevadores en:

1. Localizaciones de los locus de la oscilación durante diferentes condiciones del sistema.
2. El deslizamiento máximo entre los sistemas o las áreas.

La segunda parte de la información sólo puede obtenerse del resultado de estudios de estabilidad transitoria, para poder determinar el máximo deslizamiento.

7.12 AJUSTE Y COORDINACIÓN (TIEMPOS DE OPERACIÓN).

Los factores que deben de tomarse en cuenta para determinar los ajustes del relevador, ya sean, como protección primaria o de respaldo incluye lo siguiente:

1. Corriente de falla, voltaje y ángulo fasorial.
2. Impedancia de la línea u otro equipo protegido.
3. Oscilaciones transitorias y constantes de inercia.
4. Configuraciones normales y anormales del sistema de potencia.
5. Capacidad del equipo de potencia.
6. Tipo y función de los relevadores.

A continuación se describe la manera de ajustar los diferentes tipos de relevadores de distancia (de fase línea con dos terminales, de fase líneas con tres terminales y de tierra), así como la coordinación de los tiempos de operación de cada uno de ellos.

7.12.1 DE FASE LÍNEA CON DOS TERMINALES.

7.12.1.1 AJUSTE.

Alcance de las zonas.

- a) El elemento de la zona 1, dispara instantáneamente. Dependiendo del tipo de relevador y del ángulo de la línea, los relevadores de distancia tienen limitado el sobrealcance transitorio deben ajustarse para cubrir aproximadamente del 80% al 90% de la longitud eléctrica de la línea a la terminal remota adyacente.
- b) El elemento de la zona 2, cuando se usa para permitir el disparo por carrier y/o disparar como respaldo, debe ajustarse para un alcance mínimo del 120% de la línea protegida. Debe intentarse en donde sea posible obtener un alcance del 100% de la línea protegida más el 50% del tramo adyacente de línea, considerando “infeed” mínimo para cualquier contingencia razonable del sistema.
- c) El elemento de la zona 3, cuando se usa como función permisiva para carrier y/o para respaldo remoto debe ajustarse como sigue:
 1. Como permisivo para el carrier, el alcance cubrirá 100% de la línea protegida, más el 50%. El tramo adyacente de línea, considerando “infeed” mínimo para cualquier contingencia razonable del sistema.
 2. Cuando esta zona se usa para respaldo remoto, su alcance deberá cubrir aproximadamente el 10% del tramo coadyacente, tomando en cuenta “infeed” mínimo en ese bus adyacente.
 3. Bajo ninguna circunstancia deberá este ajuste limitar a la carga que pueda, e un momento dado, llevar la línea, y considerarse debidamente la sensibilidad a la falla remota.

Cuando la zona 3 se invierte para arrancar al carrier o disparar como respaldo invertido de zona 3, su ajuste debe ser así:

1. Cuando es para “arrancar” al carrier, el alcance debe ser mayor que el que tiene la unidad como permisiva para el carrier en el extremo opuesto de la línea, en una proporción de por lo menos 1.25 veces.

2. Cuando se usa como respaldo remoto invertido de la zona 3, el alcance deberá ser aproximadamente el 20% del tramo coadyacente más corto considerando “infeed” mínimo en esa terminal.
3. El alcance no deberá limitar la máxima carga que pueda llevar la línea, considerando la sensibilidad para una falla remota.

7.12.1.2 COORDINACIÓN.

El tiempo de operación de la zona 2, deberá ser de 0.25 a 0.30 segundos (15 a 18 ciclos), para limitar los daños ocasionados por la falla y minimizar la inestabilidad del sistema. Este ajuste supone un margen de 10 ciclos en el que debieron haber librado fallas en líneas que caen dentro del alcance de la zona 2.

El tiempo de operación de la zona 3, deberá ser de 0.5 a 0.6 segundos (30 a 36 ciclos), o un margen de 10 ciclos arriba del tiempo en que se libre una falla que esté dentro de su alcance.

Si las zonas 2 ó 3 llegasen a traslaparse en líneas adyacentes bajo condiciones normales de operación, entonces se requerirán mayores tiempos para la coordinación.

7.12.2 DE FASE LÍNEAS CON TRES TERMINALES.

7.12.2.1 AJUSTE.

Alcance de las zonas.

- a) El elemento de la zona 1, dispara instantáneamente. Dependiendo del tipo del relevador y del ángulo de la línea, los relevadores de distancia que tengan sobrealcance transitorio limitado, deben ajustarse para cubrir aproximadamente del 80 al 90% de la longitud eléctrica de la línea, sin “infeed”, a la terminal inmediata.
- b) El elemento de la zona 2 cuando se usa para “aceptar” al carrier y/o disparar como respaldo debe ajustarse:
 1. Para “aceptar” al carrier, tendrá un alcance mínimo de 1.1 veces la impedancia aparente máxima de la terminal más lejana de las dos secciones adyacentes.

2. Para respaldo remoto, tendrá un alcance de aproximadamente el 50% del tramo adyacente más corto, considerando “infeed” mínimo hacia ese tramo más corto de línea, pero que esto no represente menos de 1.2 veces la impedancia a la terminal más lejana.
- c) El elemento de la zona 3, cuando se use para “aceptar” al carrier y/o dispara como respaldo, deberá ajustarse:
1. Como permisivo del carrier, debe tener un alcance de por lo menos 1.25 a 1.5 veces la impedancia aparente máxima de la terminal más lejana de las dos secciones adyacentes.
 2. Para respaldo remoto, el alcance será de aproximadamente el 10% del tramo coadyacente más corto, considerando “infeed” mínimo en el tramo adyacente.
 3. Bajo ningún caso deberá limitarse la capacidad de manejo de carga de la línea, dando consideración a la sensibilidad a la falla.
- Si el elemento de la zona 3 se invierte y se usa para arrancar al carrier o para dispara como respaldo invertido de la zona 3, su ajuste será el siguiente:
1. Exceder el mayor de los alcances de la unidad para “detener” el carrier en las otras dos terminales opuestas, por un mínimo de 1.25 veces.
 2. Alcanzar hasta un 20% aproximadamente del más corto de los tramos coadyacentes de la línea, considerando mínimo “infeed” hacia ese tramo coadyacente.
 3. No limitar la máxima carga que se puede transmitir por la línea, dando consideración a la sensibilidad para la falla.

7.12.2.2 COORDINACIÓN.

El tiempo de operación de la zona 2, deberá ser de 0.25 a 0.30 segundos (15 a 18 ciclos), para limitar los daños ocasionados por la falla y minimizar la inestabilidad del sistema. Este ajuste supone un margen de 10 ciclos en el que debieron haber librado fallas en líneas que caen dentro del alcance de la zona 2.

El tiempo de operación de la zona 3, deberá ser de 0.5 a 0.6 segundos (30 a 36 ciclos), o un margen de 10 ciclos arriba del tiempo en que se libre una falla que esté dentro de su alcance.

Es mucho más factible que ocurran traslapes de las zonas 2 y 3, requiriéndose mayores tiempos con fines de coordinación.

7.12.3 DE TIERRA.

7.12.3.1 AJUSTE.

Los ajustes para estos relevadores se efectúan generalmente en:

1. Las zonas 1, 2 y 3.
2. Ajustes para los temporizadores de las zonas 2 y 3.
3. Ajuste para el detector de sobrecorriente de secuencia cero
4. Ajuste para el transformador compensador auxiliar por corriente de secuencia cero.

Para los sistemas aterrizados sólidamente y para líneas aéreas, en los cuales las impedancias de secuencia cero y positiva tienen aproximadamente el mismo ángulo, se deben de ajustar de la siguiente forma:

Alcance de las zonas.

a) Zona 1.

La unidad compensada tipo reactancia de la zona 1 para disparo instantáneo, de ajustarse para un alcance de aproximadamente del 70 al 80% de la longitud de la línea a la terminal opuesta, dependiendo de la exactitud del cálculo de la impedancia de secuencia cero de la línea, de los efectos mutuos de secuencia cero debido a las líneas paralelas, y de qué tan bien se podrán compensar estos efectos.

Para líneas con tres terminales, el alcance deberá ser de un 70 a un 80% de la terminal remota más cercana sin "infeed".

b) La unidad compensada tipo reactancia de la zona 2 debe alcanzar por lo menos un 110% de la sección de las líneas protegidas, y si es posible, no más allá del 40 ó 50% del tramo más corto adyacentes de línea, considerando los efectos tales como:

1. Mínimo “infeed” en el bus remoto para una contingencia razonable del sistema.
2. Una compensación inapropiada para efectos mutuos debido a un interruptor abierto en el circuito paralelo.
3. Efectos mutuos no compensados debido a circuitos paralelos parcialmente.

En líneas con tres terminales la zona 2 deberá tener un alcance:

1. Por lo menos 1.1 veces la impedancia máxima aparente (máximo “infeed”) del tramo adyacente más lejano.
2. Aproximadamente un 40 o un 50% del tramo de línea adyacente más corto.

c) El elemento de la zona 3, el cual opera como una unidad direccional de arranque tipo “Mho” no compensada, se utiliza para dar direccionalidad de las zonas 1 y 2. También para que actúe como respaldo de la zona 3, y como no es una unidad que mida con exactitud la distancia para fallas de una fase a tierra, deberá:

1. Tener un alcance lo suficientemente grande para detectar fallas en cualquier parte de la línea protegida con un factor de seguridad de 1.25.
2. Limitar su alcance con un margen del 10% por lo menos de manera que las unidades de la zona 3 de las fases no falladas no operen para una falla de fase a tierra, provocando un bloqueo del disparo del relevador indicado.

Las unidades tipo reactancia para la zona 3 deberán:

1. Ajustarse de 1.25 a 1.5 veces de la impedancia a la terminal remota. Para líneas con tres terminales deberá ajustarse para un alcance de por lo menos 1.25 a 1.5 veces de la impedancia aparente máxima (máximo “infeed”) del tramo de línea más lejano de los dos adyacentes.
2. Tener un alcance de aproximadamente el 10% de la sección de línea coadyacente más corta considerando un mínimo “infeed” para respaldo remoto.

Algunos tipos de relevadores de distancia de tierra del tipo reactancia utilizan un principio de operación, según el cual, se requiere de una corriente mínima de falla a tierra de 1.4 veces la corriente máxima de carga.

7.12.3.2 COORDINACIÓN.

Zona 2.

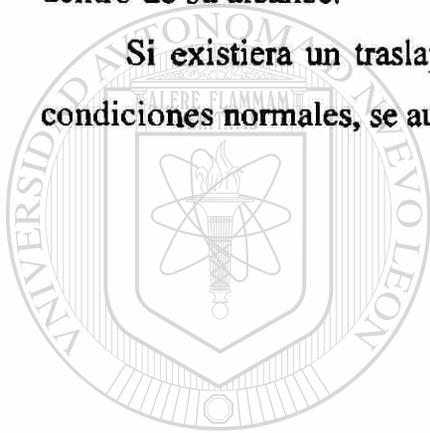
El tiempo de operación de esta zona debe ser de 0.25 a 0.3 segundos (15 a 18 ciclos) para reducir el daño por la falla y reducir las posibilidades de inestabilidad.

Este ajuste supone un margen de 10 ciclos arriba del tiempo de disparo de 5 a 8 ciclos de interruptores que son cubiertos por esta zona.

Zona 3.

El tiempo de operación de esta zona deberá ser de un 0,5 a 0.6 segundos (30 a 36 ciclos) o un margen de 10 ciclos arriba del tiempo de apertura de otros interruptores dentro de su alcance.

Si existiera un traslape de zonas estas otras de secciones con adyacentes bajo condiciones normales, se aumentarán estos tiempos para fines de coordinación.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

8

RELEVADORES TIPO PILOTO

8.1 INTRODUCCIÓN.

Un requisito fundamental que deberán de cumplir las protecciones de las líneas de transmisión de enlace de un sistema eléctrico de potencia, es lograr el disparo simultáneo con alta velocidad de los interruptores de todos los terminales de la línea para todos los cortocircuitos internos. Las protecciones direccionales de sobrecorriente y de distancia solamente cumplen este requisito para los cortocircuitos en la porción central de la línea, pero para fallas cercanas a sus terminales la protección cercana opera con alta velocidad, mientras que las restantes terminales (en el caso general de una línea multi-terminal) operan con retardo de tiempo (a menos que las condiciones del sistema sean tales, que ocurra el disparo secuencial, es decir, la aceleración de la operación de las protecciones remotas después del disparo de la protección cercana a la falla).

La protección tipo piloto garantiza el disparo simultáneo con alta velocidad de todos los interruptores de la línea y se obtienen las siguientes ventajas:

1. Mejora la estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia.
2. Al aplicar el recierre automático de alta velocidad:
 - 2.1 Mejora la estabilidad transitoria.
 - 2.2 Reduce los tiempos de interrupción.
 - 2.3 Mejora las condiciones de voltaje en parte de la carga.

3. Reduce la posibilidad de daño de conductores y equipos, debido a la corriente de falla.

8.2 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN Y CLASIFICACIONES.

La protección tipo piloto tiene selectividad absoluta y basa su funcionamiento en la comparación directa o indirecta de las señales provenientes de todas las terminales de las líneas de transmisión. En la figura 8.1 se muestra la necesidad de esa comparación para lograr la protección alta velocidad para cortocircuitos en cualquier punto de la línea.

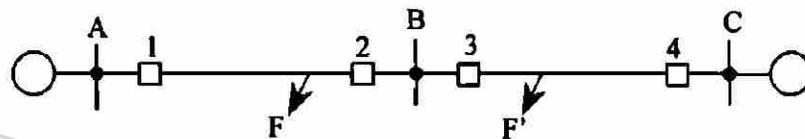


Figura 8.1 Fundamentación necesidad de protección piloto para una L.T.

Si la protección 1 de la línea ubicada en el extremo “A” de la línea de transmisión, recibe información correspondiente a ese terminal solamente (protección direccional de sobrecorriente o de distancia), resulta prácticamente imposible que sea capaz de discriminar correctamente entre los cortocircuitos F' y F'' , que ocurren en puntos muy cercanos entre sí y por tanto dan lugar a valores muy semejantes de la corriente o la impedancia medida por la protección 1. Sin embargo, al llegar la información al extremo “B” de los dos cortocircuitos, se presentan condiciones muy diferentes, debido a que existe una variación de aproximadamente 180° en el ángulo de la corriente de uno a otro caso.

En la protección tipo piloto la protección 1 recibe información desde la subestación “B”, que define la ubicación precisa del cortocircuito, con lo que se puede decidir si se origina o no el disparo instantáneo del interruptor de esa terminal de la línea. De igual manera, la protección 2 recibe información desde la subestación “A”.

De lo anterior, se deduce la necesidad de disponer de un canal de comunicación que enlace las terminales de la línea; este canal se denomina canal piloto. Existen en la actualidad cuatro tipos de canales de comunicación factibles de utilizar con esta finalidad:

- a) Par de conductores complementarios tendidos a lo largo de la línea protegida (hilo piloto).
- b) Canal de onda portadora de alta frecuencia que utiliza los propios conductores de la línea protegida.
- c) Canal de enlace por radio en la banda de microondas.
- d) Cable de fibra óptica.

De acuerdo con el canal de comunicación utilizado, las protecciones tipo piloto se subdividen en:

- a) Protección por hilo piloto (incluye la variante de fibra óptica).
- b) Protección piloto por onda portadora.
- c) Protección piloto por microondas.

Una segunda posible clasificación de las protecciones tipo piloto es tomando en cuenta el principio de detección del cortocircuito. Pueden establecerse las siguientes comparaciones entre las señales provenientes de las terminales de la línea protegida:

- a) Comparación directa de los valores instantáneos de las corrientes (protecciones diferenciales de corriente) o de sus fases (protecciones diferenciales de fase de corriente o por comparación de fase).
- b) Comparación indirecta de las direcciones relativas de las corrientes o de las potencias, a partir de la operación de relevadores direccionales o de distancia (protecciones por comparación direccional).

En la práctica se utiliza de preferencia el principio diferencial de comparación directa de los valores instantáneos de las corrientes. Por el contrario, en las protecciones piloto por onda portadora y por microondas han encontrado mayor aplicación los principios de comparación directa de fase (o protección diferencial de fase) y de comparación indirecta direccional.

Otra variante de clasificación es la basada en la utilización que se hace del canal de comunicación. Con este aspecto pueden identificarse los siguientes tipos de protecciones piloto:

- a) Protecciones piloto de bloqueo.

El canal se utiliza solamente para evitar el disparo de los interruptores en caso de cortocircuitos externos. Para cortocircuitos internos no se requiere

señal en el canal para que tenga lugar la operación de la protección. Una variante consiste en transmitir una señal de bloqueo solamente cuando los relevadores detectan un cortocircuito externo, y esta señal bloquea el disparo de todas las terminales. Una segunda variante que se denomina “de pérdida de bloqueo”, cuando ocurre un cortocircuito interno, esas señales desaparecen y se permite el disparo de todas las terminales.

b) Protecciones piloto de disparo (disparo transferido).

El canal se utiliza para transmitir señales de disparo de uno a otra u otras terminales de la línea en caso de cortocircuitos internos; no existen señales de disparo en el canal para cortocircuitos externos. De acuerdo con la forma de provocar el disparo, la protección piloto de disparo transferido tiene dos variantes: de sobrealcance y de subalcance.

8.3 CANALES PILOTO.

8.3.1 HILO PILOTO.

Este canal consiste en un par de conductores, generalmente de tipo telefónico, por los que la información puede transmitirse mediante señales de corriente directa (actualmente en desuso), de corriente alterna de frecuencia del sistema (50 ó 60 Hz) la cual es la variante más difundida, o de corriente alterna con una frecuencia del orden de 1000 a 3000 Hz (tonos de audio). Estos conductores deben de ser subterráneos para garantizar un adecuado nivel de confiabilidad del canal; no se recomienda utilizar conductores aéreos para esta finalidad, aunque esta variante se aplica en la práctica.

Existen valores límites admisibles de la resistencia serie y la capacidad paralelo del hilo piloto; aunque se dispone de medios para compensar parcialmente los efectos de estos parámetros sobre el funcionamiento del canal, ellos constituyen restricciones a la longitud del canal y al calibre mínimo de conductor a utilizar. No es recomendable la aplicación de la protección por hilo piloto en líneas superiores a unos 25 Km.

Un problema que se confronta en este tipo de canal de comunicación es el de los sobrevoltaje, que están determinados por dos causas fundamentales. Una de ellas es la

inducción electromagnética entre los conductores piloto y la línea de transmisión. En este caso la situación más crítica es la de los cortocircuitos a tierra, en que la corriente de secuencia cero puede inducir valores altos de voltaje. Si los conductores se disponen trenzados, en ambos se inducen voltajes prácticamente iguales, por lo que entre ellos no aparecen grandes diferencias de potencial que puedan provocar la operación incorrecta de la protección. Sin embargo, los valores de ese potencial con respecto a tierra pueden ser altos, y deben tratar de reducirse. La variante más común a este fin, consiste en colocar una pantalla en el par trenzado de conductores con una cubierta metálica, que se pone a tierra en ambos extremos y en distintos puntos de longitud. Esta conexión debe estar aislada de la malla de tierra de la subestación. Cuando ocurre un cortocircuito a tierra, la corriente que circula por el apantallamiento tiene un sentido tal, que reduce el campo magnético asociado con la corriente de cortocircuito. Un buen apantallamiento puede reducir el sobrevoltaje por inducción electromagnética a menos de la mitad de su valor.

La segunda causa de los sobrevoltajes, es la elevación que experimenta el potencial de la malla de tierra de la subestación cuando ocurre un cortocircuito a tierra en la línea debido a la circulación de parte de la corriente de retorno por tierra a través del paso resistivo que existe entre la tierra remota y la malla de tierra. En las subestaciones con altos niveles de cortocircuito a tierra, la elevación de este potencial puede ser considerable, y ello precisamente hace recomendable que el apantallamiento del hilo piloto se aisle de la malla de tierra (si se conecta también a la malla de tierra, las corrientes circulantes resultantes del sobrevoltaje pueden incluso dañarlo). El sobrevoltaje aparece, por tanto, entre los conductores de hilo piloto y su apantallamiento, que está conectado a la tierra remota. Es conveniente que el aislamiento de los conductores sea capaz de soportar este sobrevoltaje, y en caso contrario habrá que disponer de una protección especial contra el mismo.

Al instalar dispositivos especiales de protección contra los dos tipos de sobrevoltaje mencionados anteriormente, se garantiza la seguridad del personal y de los equipos conectados al canal. El funcionamiento de estos dispositivos no deberá afectar el funcionamiento normal de la protección por hilo piloto. Adicionalmente existirá la necesidad de brindar protección contra sobrevoltajes por descargas atmosféricas o por

contactos con circuitos de potencia, en cuyo caso no se considera indispensable garantizar el buen funcionamiento de la protección piloto.

El asegurarse de los altos niveles de confiabilidad en la protección implica la necesidad de supervisar sin interrupciones el estado del canal. Por esto, se utilizan equipos de supervisión que comprueban el estado del hilo piloto inyectando en éste una corriente directa, que permiten detectar cortocircuitos, circuito abiertos o contactos a tierra.

Los diferentes elementos que componen la protección y supervisión del hilo piloto en una de las terminales de la línea de transmisión, se muestran en la figura 8.2.

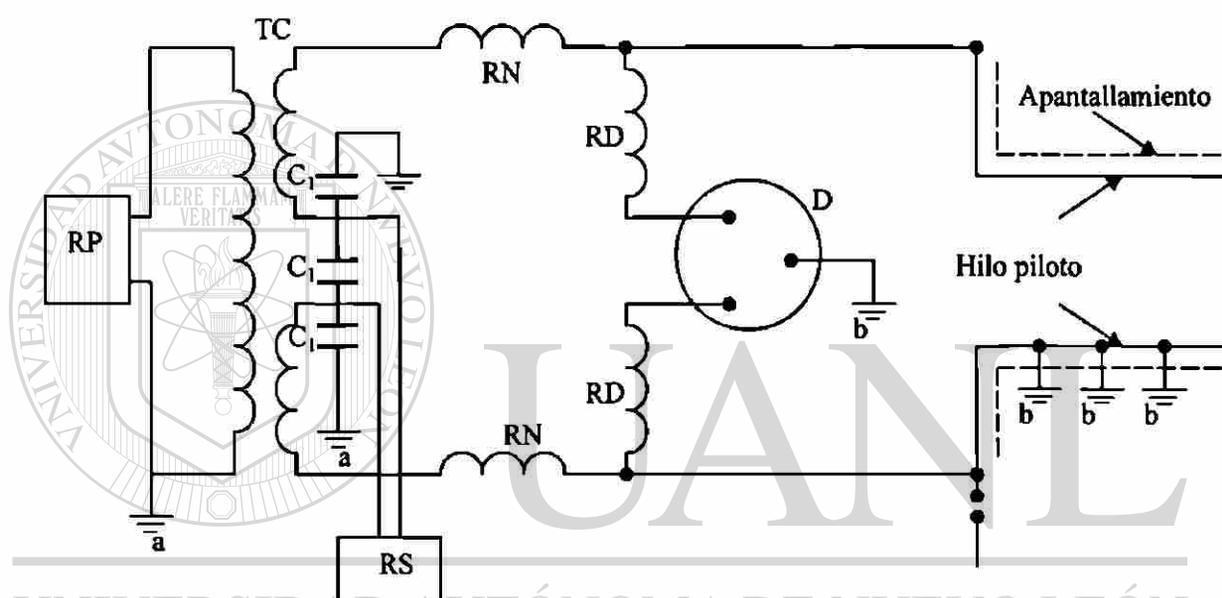


Figura 8.2 Protección y supervisión del hilo piloto y de los equipos terminales.

El relevador piloto "RP" se conecta al canal a través del transformador de aislamiento "T_a", con una relación de transformación del orden de 1 a 6 con un aislamiento con respecto a tierra capaz de soportar alrededor de 15 Kv en el lado de alta. La protección contra sobrevoltajes por inducción electromagnética se obtiene con el descargador "D" (tubo de descarga), que permite la descarga a tierra de cualquiera de los dos conductores en el que haya ocurrido un sobrevoltaje. Los reactores de drenaje "RD" tienen dos funciones:

1. Hace que los dos conductores sean puestos a tierra por el descargador, aunque solo uno de ellos tenga sobrevoltaje, para evitar la aparición de

un sobrevoltaje transitorio entre conductores que pudiera provocar la operación incorrecta de la protección.

2. Evita que durante la descarga a tierra, exista algún posible cortocircuito entre los conductores que impida la transmisión normal de la señal por el canal.

La protección contra sobrevoltaje por elevación del potencial de la malla de tierra de la subestación se brinda con el reactor de neutralización de dos devanados, cuya corriente de magnetización circula entre la malla de tierra y la tierra remota a través de los capacitores " C_1 " y la capacitancia distribuida a tierra del hilo piloto. A través de estos reactores aparece la diferencia de potencial existente entre la malla de tierra y la tierra remota, por lo que los conductores piloto tienen prácticamente el potencial de la tierra remota, mientras que el lado que corresponde al transformador de aislamiento se encuentra al potencial de la malla de tierra. El reactor "RN" presenta una impedancia baja al paso de la señal normal de protección. Esta protección también puede brindarse con un transformador de neutralización que desempeña la misma función que el reactor "RN", pero se conecta en forma diferente. La protección contra sobrevoltaje por elevación del potencial de la malla de tierra no es necesaria si los aislamientos a tierra del transformador de aislamiento y el hilo piloto son capaces de soportar esa elevación de potencial.

En la figura 8.2 se designa con la letra "a" las tierras correspondientes a la malla de tierra de la subestación, y con la "b" las correspondientes a la tierra remota. En el caso del descargador "D", que se encuentra en la subestación y requiere ser conectado a una tierra remota, es necesario hacer la conexión mediante un conductor aislado que se pone a tierra fuera de los límites de la subestación.

La protección contra sobrevoltajes por descargas eléctricas atmosféricas o por contacto con circuitos de potencia es brindada por el pararrayos "P", que por lo general es de 3 Kv. Es evidente que durante la operación del pararrayos el canal óptico se encuentra inhabilitado para transmitir señales de protección.

El relevador de supervisión "RS" se conecta al canal a través del capacitor C_2 , colocado entre los dos devanados del transformador de aislamiento.

8.3.2 CANAL DE ONDA PORTADORA.

Este canal por lo general se basa principalmente en la utilización de los propios conductores de la línea protegida para transmitir señales en la banda de frecuencias comprendida entre 30 y 300 kHz. En la práctica la variante más difundida es aquella en que se utiliza una sola fase de la línea, y la señal se aplica entre esa fase y tierra; otras variantes involucran dos o las tres fases, y requieren más equipos. La señal de onda portadora transmitida puede ser de frecuencia única, de dos frecuencias (sistema de corrimiento de frecuencia) o de modulación por simple banda lateral. La señal de frecuencia única es siempre de bloqueo; el sistema de corrimiento de frecuencia es modulado por tonos de audio portadores de la información.

En la figura 8.3 se muestra el esquema general del canal de onda portadora de una fase de una línea de transmisión. El canal está formado por:

1. Los conductores de la línea protegida (las tres fases participan en la propagación de la señal, aún cuando la señal se aplique a una sola fase).
2. Trampas de onda.
3. Capacitores de acoplamiento.
4. Reactores de drenaje.
5. Sintonzadores.
6. Transmisores receptores.

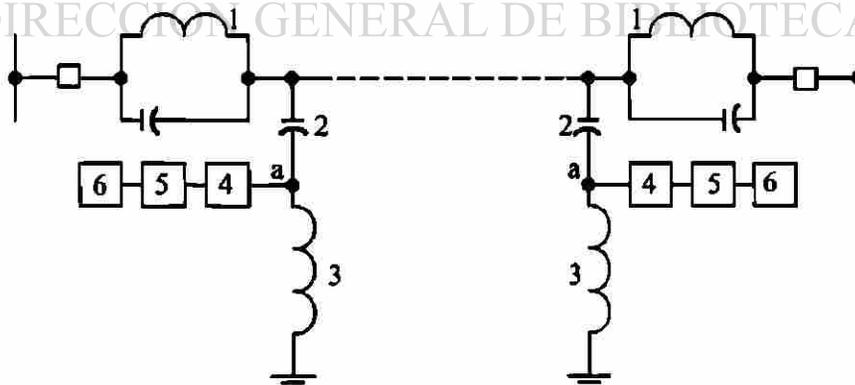


Figura 8.3 Esquema general canal de onda portadora una fase de una L.T.

Las trampas de onda son circuitos resonantes paralelos que constituyen pasos de alta impedancia a la señal de radiofrecuencia, y de baja impedancia a la señal de

frecuencia de potencia. Su función es evitar las pérdidas de señal de onda portadora hacia las barras de las subestaciones adyacentes, lo que reduce la señal en la dirección deseada y origina interferencias en los canales de onda portadora cercanos. Las trampas también evitan que las fallas externas a la línea protegida constituyan cortocircuitos para las señales de onda portadora de la línea. Las trampas de onda se diseñan para permitir continuamente la circulación de la corriente normal de la línea con pérdidas reducidas, y para soportar la máxima corriente de cortocircuito de la línea. Existen distintos tipos de trampas de onda, que pueden sintonizarse a una o dos frecuencias, o a toda una banda de frecuencias.

La señal de radiofrecuencia generada por cada transmisor-receptor se aplica la línea de transmisión a través de los capacitores de acoplamiento, compuestos por un conjunto de capacitores en serie, montados dentro de un aislador de porcelana. Los sintonizadores que por lo general están situados en la base de los capacitores de acoplamiento, garantizan la adaptación de impedancia entre el cable coaxial de la salida de los transformadores-receptores y la línea de transmisión; cada sintonizador conforma con el capacitor de acoplamiento un filtro pasa-banda, que puede estar sintonizado a una, dos o toda una banda de frecuencias de la señal de onda portadora. Por otra parte, los capacitores de acoplamiento presentan una impedancia muy alta a la señal de frecuencia de potencia (50 a 60 Hz) de la línea de transmisión.

Los reactores de drenaje que por lo general también están montados en las propias unidades de capacitores de acoplamiento, constituyen un paso de baja impedancia al flujo de la corriente de frecuencia de potencia a través de los capacitores a tierra, con lo que se evita que aparezcan altos valores de voltaje de esa frecuencia entre los puntos "a" y tierra (figura 8.3). Por otra parte, a las frecuencias de onda portadora los reactores tienen una alta impedancia, lo que reduce el nivel de pérdidas de esa señal a tierra en ese punto. Por lo general en paralelo con los reactores de drenaje se colocan descargadores para protección contra sobrevoltajes. En algunas instalaciones, sobre todo para líneas de 500 Kv o voltajes superiores, las unidades de capacitores de acoplamiento se utilizan también como transformadores de potencial capacitivos.

La interacción de los relevadores de protección con los transmisores-receptores del canal de una onda portadora es bidireccional: las señales de salida de los relevadores de protección controlan el arranque y parada de la transmisión de señal de radiofrecuencia. Las líneas aéreas de transmisión tienen impedancias características del orden de 200 a 500 ohms de fase a tierra; el canal de onda portadora hace la adaptación a esta impedancia para obtener la condición de máxima transferencia de potencia a la radiofrecuencia. Las derivaciones y otras discontinuidades de la línea de transmisión puedan dar lugar a grandes pérdidas de señal. La aplicación de los sistemas de onda portadora a los cables de potencia es prácticamente imposible, debido a que tienen valores bajos de impedancia característica y pérdidas mucho mayores que las de las líneas aéreas.

En los canales de onda portadora es de gran importancia mantener la atenuación de la señal en niveles aceptables; la atenuación tiene lugar en todos los elementos del canal, y especialmente en la línea de transmisión, y depende de un gran número de factores. La atenuación de la señal constituye uno de los limitantes fundamentales a la máxima longitud de línea utilizable como canal de onda portadora.

Estos canales se ven afectados por ruidos o interferencias de distintos tipos, que también afectan la longitud admisible de la línea, al imponer un límite a la atenuación del canal. Como fuentes de ruidos están la propia línea (efecto corona, arco del cortocircuito o de desconexiones en aire, operación de interruptores, etc.), y factores externos, tales como canales cercanos de radiofrecuencia, descargas eléctricas atmosféricas o estaciones de radio. El efecto de los ruidos generados por la propia línea se atenúa con una adecuada selección del nivel de sensibilidad del receptor de señal; el efecto de los ruidos de origen externo puede reducirse considerablemente con una adecuada selección de las frecuencias de trabajo del sistema de onda portadora.

Un inconveniente de los canales de onda portadora es su posible afectación por la presencia de un cortocircuito en la línea. El caso más crítico en este sentido es el del cortocircuito trifásico a tierra, aunque también puede afectarse bastante la propagación de la señal durante cortocircuitos a tierra cercanos a la trampa de onda en la fase de la línea donde está el canal.

8.3.3 CANAL DE MICROONDAS.

Este canal consiste en un enlace por radio en la banda de microonda, usualmente en el intervalo de frecuencias de 2 a 12 GHz, con antenas entre las que debe existir un enlace “visual” directo. Cuando no se dispone de estaciones repetidoras intermedias, la máxima longitud del canal es alrededor de 60 Km.

La información puede transmitirse por el canal de dos formas:

1. Por un tono de audio o una señal de una frecuencia que oscila entre la de audio y varios cientos de KHz modula directamente la frecuencia de microonda (modulación de base banda).
2. Cuando se requieren más canales se aplica directamente a un canal de voz de tonos de audio en el intervalo de frecuencias de 400 a 3000 Hz; este canal de voz es una señal de frecuencia comprendida entre la de audio y varios cientos de KHz que modula la frecuencia de microonda.

Ventajas:

1. Como la señal de microonda es independiente de la línea protegida, esta origina que las señales no sean afectadas por los cortocircuitos.
2. Admite muchos canales de banda ancha; esto hace que una vez establecido el enlace de microonda la adición de nuevos canales no implique un costo elevado.

Los sistemas de protección piloto que utilizan los canales de onda portadora y de microonda se basan por lo general en los mismos principios de detección del cortocircuito, que son esencialmente los de comparación de fase y comparación direccional, por lo que para su estudio no se establece diferencia entre ellos por el tipo de canal, sino por el principio de operación.

8.3.4 CANAL DE FIBRA OPTICA.

Este canal consiste en un cable de fibra óptica d pequeño diámetro (del orden de 100 micrómetros), no conductor de electricidad, por el que la información se transmite

con técnicas de modulación de luz. Este canal es de gran capacidad y está libre de los problemas relacionados con voltajes inducidos y aislamiento eléctrico.

El canal de fibra óptica presenta altos niveles de atenuación de las señales, lo que, como en el caso del hilo piloto, limita su aplicación a líneas de transmisión de longitud relativamente pequeña. Por lo general, no se utilizan técnicas de modulación de amplitud, debido precisamente a la atenuación y a la falta de consistencia de las características transferenciales de los transductores electro-ópticos utilizados en la interfaz entre la protección y el canal de comunicación. Son de mayor aplicación las técnicas de modulación de fase (modulación por periodos de pulsos) o las digitales.

Para proteger el canal de fibra óptica contra daños mecánicos consiste en colocarlo en el interior del conductor que se utiliza como hilo de guarda de la línea de transmisión.

8.4 PRINCIPIO DE OPERACIÓN PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

Es una protección con selectividad absoluta en la cual se hace una comparación directa de las señales eléctricas provenientes de todas las interconexiones del elemento protegido por el resto del sistema (protecciones diferenciales longitudinales) o una comparación directa de las señales eléctricas provenientes de dos o más circuitos que llegan a un mismo nodo (protecciones diferenciales transversales).

Sobre la base de esa comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos; es una protección instantánea, de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

En las protecciones diferenciales longitudinales se comparan por lo general los valores instantáneos de las corrientes, sus módulos y fases, o solamente sus fases; la comparación de los módulos de las corrientes solamente o de los voltajes no permite discriminar si el cortocircuito está dentro o fuera de la zona protegida. Estas protecciones son aplicables a todos los elementos del sistema eléctrico de potencia; cuando se utilizan en generadores, motores, transformadores y barras, el canal de comunicación es alámbrico; en las líneas de transmisión pueden utilizarse los cuatro tipos de canales de comunicación.

En las protecciones diferenciales transversales pueden compararse los valores instantáneos, las fases o los módulos de las corrientes, y también las potencias. Su aplicación está limitada a casos como el de dos o más líneas que salen de una barra, o el de dos o más pasos en paralelo del devanado de estator de un generador. En ellas se utiliza un canal de comunicación alámbrico.

Las protecciones diferenciales longitudinales son las que más amplio campo de aplicación, y que por simplicidad se denominarán protecciones diferenciales.

En la figura 8.4 se muestra el esquema de la variante más sencilla de protección diferencial con canal alámbrico de enlace, para una fase de un elemento del sistema que tiene dos terminales.

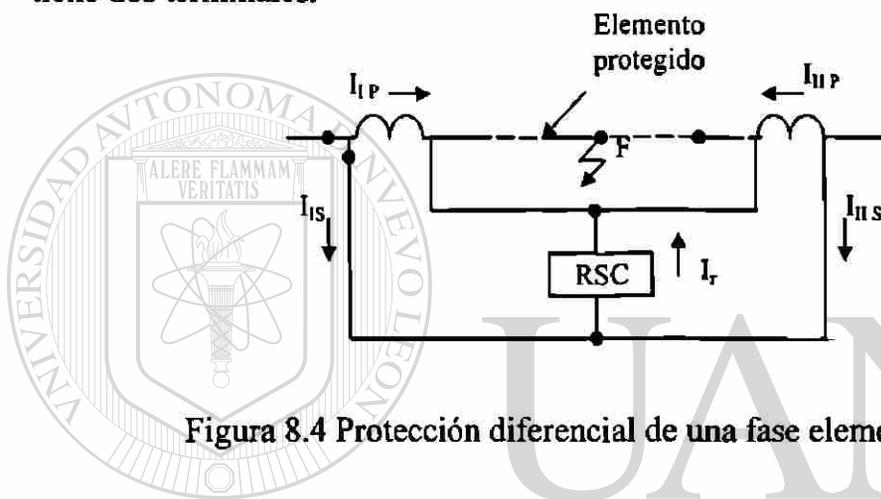


Figura 8.4 Protección diferencial de una fase elemento de dos terminales.

En las terminales del elemento protegido se instalan transformadores de corriente con iguales relaciones de transformación, sus secundarios se interconectan en la forma mostrada en la figura anterior, y entre los conductores de unión se conecta un relevador de sobrecorriente.

La conexión del relevador se hace de tal forma, que cuando no hay cortocircuito interno en la corriente " I_r " es cero en el caso ideal, mientras que, para cortocircuitos en la zona protegida, " I_r " tiene un valor igual al de la corriente de cortocircuito referida al secundario.

Tomando como positivos los sentidos señalados en la figura 8.4 para las corrientes se tiene:

$$I_r = I_{Is} + I_{I2s}$$

Para condiciones normales de operación, oscilaciones de potencia o cortocircuitos externos, si se desprecia la admitancia transversal en el elemento protegido son:

$$I_{lp} + I_{llp}$$

Si los transformadores de corriente no tienen errores, es también:

$$I_{is} = -I_{lls} \quad I_r = 0$$

La protección no opera, pues no existe diferencia entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido, de ahí el nombre de protección diferencial.

En el caso de un cortocircuito en la zona protegida (punto "F"), las corrientes I_{lp} e I_{llp} son en general diferentes, y su suma es igual a la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = I_{lp} + I_{llp}$$

Por tanto, so no hay errores en los transformadores de corrientes:

$$I_r = \frac{I_{cc}}{n_{ic}}$$

Si esta corriente es mayor que la de arranque del relevador de sobrecorriente, esté opera e inicia la acción de disparo de los dos interruptores del elemento protegido.

Si existe alimentación por un solo extremo, para una falla en la zona protegida es, por ejemplo, $I_{llp} = 0$. En ese caso puede considerarse que la corriente I_{is} circula en su totalidad por el relevador de sobrecorriente, sin desviarse por el secundario del transformador de corriente que no tiene corriente primaria, ya que éste presenta una impedancia muy alta, prácticamente igual a la de magnetización referida al secundario. En esta condición es también:

$$I_r \approx I_{is} = \frac{I_{cc}}{n_{ic}}$$

En la conexión analizada en cualquier condición está circulando corriente entre los transformadores de corriente y solo un cortocircuito interno da lugar a corriente por el relevador. Por esto se le denomina esquema de corrientes circulantes, y es el más utilizado en la práctica. El principio de la protección diferencial también puede cumplirse con otra conexión denominada de voltajes en oposición, en que por el canal circula corriente solamente si ocurre un cortocircuito en la zona protegida, que rompa el equilibrio existente entre voltajes generados a partir de las corrientes de ambas terminales; esta variante presenta desventajas que han limitado su aplicación práctica.

El principio de la protección diferencial es también aplicable a los elementos del sistema que tienen más de dos terminales, como puede apreciarse en la figura 8.5. En este caso cuando no existe cortocircuito interno es:

$$I_r = \sum_{l=1}^n I_{ls} = 0$$

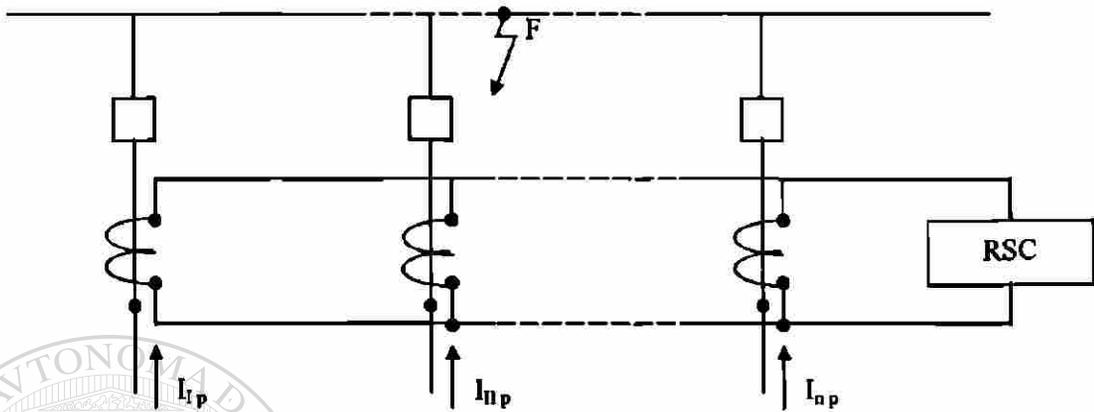


Figura 8.5 Protección diferencial elemento de dos terminales.

Cuando ocurre un cortocircuito en la zona protegida (punto "F") se cumple:

$$I_r = \sum_{l=1}^n I_{ls} = \frac{I_{cc}}{n_{fc}}$$

En el análisis supuesto los transformadores de corriente se comportan idealmente; en el caso real existen errores de transformación, que pueden ser diferentes para los distintos transformadores de corriente, lo que da lugar a una corriente diferencial de desbalance o de error " I_d " que circula por el relevador de sobrecorriente, aún sin falla interna. La corriente " I_d " puede tomar valores altos para cortocircuitos externos, en que se presenta la saturación de los transformadores de corriente. Esta corriente, para la cual no debe operar la protección diferencial, fija un límite mínimo a su corriente de arranque, y afecta, por tanto, su sensibilidad.

Las diferentes investigaciones realizadas sobre el comportamiento de la corriente " I_d " en los estados transitorio y estable han demostrado lo siguiente:

1. Se puede presentar una componente aperiódica con una constante de tiempo del orden de menos de un segundo, y durante ese tiempo puede tener valores varias veces superiores a los de estado estable

(normalmente no son superiores al 10% de la corriente nominal de los TC'S).

2. Se ha observado que al ocurrir el cortocircuito externo no se presenta de inmediato la saturación de los transformadores de corriente, por lo que la corriente de desbalance tiene un valor reducido durante un pequeño tiempo inicial, después del cual aumenta considerablemente.
3. Un incremento de la impedancia de la rama diferencial de la protección reduce el valor de " I_d ", sobre todo el régimen de saturación severa de los transformadores.

La corriente de arranque del relevador de sobrecorriente del esquema diferencial se selecciona de modo que no opere incorrectamente por el efecto del máximo valor posible de corriente de desbalance, es decir:

$$I_{ar} \geq kI_{d_{max}}$$

Al coeficiente " k " puede asignarse un valor del orden de 1.5. Para la determinación de $I_{d_{max}}$ se utiliza la mayor corriente que puede circular por la protección diferencial sin falla interna, sea ésta debida a un cortocircuito externo, o a una oscilación de potencia. Es necesario también considerar la posibilidad de que accidentalmente se abra el circuito secundario de alguno de los transformadores de corriente, en cuyo caso la corriente correspondiente a ese transformador pasa por el relevador de sobrecorriente, por lo tanto, es recomendable comparar el valor calculado por la ecuación anterior con la corriente de carga correspondiente al transformador de corriente más cargado en régimen normal y, en caso de ser menor, aumentar el valor de I_{ar} para que el relevador tolere esa condición.

Para la comprobación de la sensibilidad de la protección se plantea un cortocircuito interno mínimo, para el que por lo general se considera la condición de alimentación de la red por un solo extremo:

$$k_s = \frac{I_{cc_{int\ min}}}{I_{op}} = \frac{I_{cc_{int\ min}}}{n_{tc} I_{ar}}$$

Se toma por lo general un valor mínimo de 2 para " k_s ". En la mayoría de los casos este esquema elemental de protección diferencial no garantiza la sensibilidad necesaria.

Existe una gran cantidad de variantes para elevar la sensibilidad de la protección diferencial sin afectar su propiedad de no operar incorrectamente cuando no existe falla interna.

La utilización de los transformadores de corriente con núcleo de aire (acopladores lineales) o con entrehierro (transreactores) se debe a que estos transformadores casi no se saturan, por lo que el problema de la corriente de desbalance se resuelve. El hecho de que su salida es de voltaje, modifica el esquema diferencial, que se conforma con la conexión en serie de los secundarios de los transformadores a un relevador de sobrecorriente de alta sensibilidad. Esta variante, aunque se ha utilizado, no es muy popular ya que requiere un tipo especial de transformador de corriente, que es de uso exclusivo para la protección diferencial.

Para reducir la posibilidad de operación incorrecta durante el tiempo en que se presenta la componente aperiódica de la corriente de desbalance se establece un cierto retardo de tiempo en la protección diferencial, pero este retardo afecta la velocidad de operación de la protección para fallas internas. Por esta razón no es recomendable la utilización de esta variante, salvo en redes de voltajes relativamente bajos.

La elevación de la impedancia de la rama diferencial se aplica por lo general en la práctica utilizando un relevador de sobrevoltaje en lugar de un relevador de sobrecorriente en la rama diferencial. Lo anterior se basa en el hecho de que al saturarse uno de los transformadores de corriente por una falla externa, su impedancia de magnetización al quedar en paralelo con la rama diferencial limita a un valor pequeño el voltaje que aparece en el relevador de sobrevoltaje.

8.4.1 RELEVADORES DE PORCENTAJE DIFERENCIAL.

La corriente de desbalance del esquema diferencial aumenta cuando crece la corriente que circula a través del esquema hacia un cortocircuito externo o por una oscilación de potencia. El relevador de porcentaje diferencial es aquel cuya corriente de arranque crece automáticamente con el incremento de la corriente que circula a través del esquema. De esta forma es posible garantizar que no opere incorrectamente para grandes corrientes fluyendo hacia el exterior, sin perder la sensibilidad de operar para

fallas internas. En la figura 8.6 se muestra el diagrama esquemático de la variante más común del relevador de porcentaje diferencial.

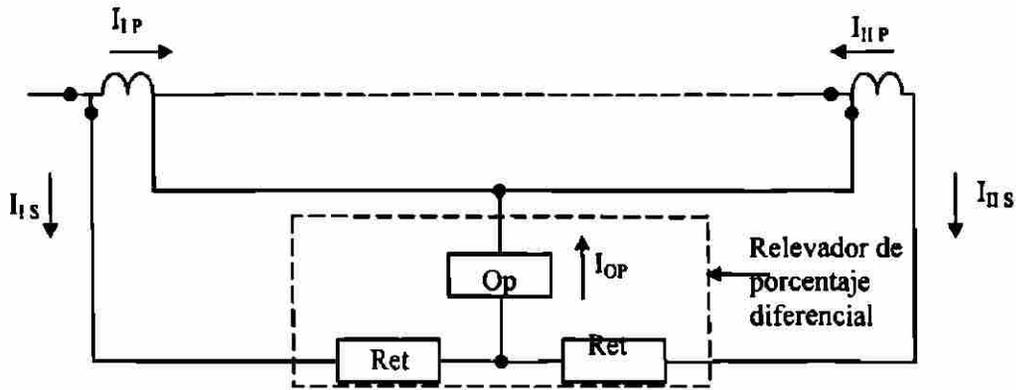


Figura 8.6 Diagrama esquemático de un relevador de porcentaje diferencial.

Se trata en esencia de un órgano de medición que realiza la comparación de amplitud de la corriente de operación " I_{op} " (corriente diferencial del esquema) con una corriente de retención " I_{ret} " formada a partir de las corrientes I_{1s} e I_{2s} , y que en general dependen de la corriente que circula hacia el exterior del esquema diferencial (falla externa u oscilación de potencia).

La formación de las señales de operación y de retención apropiadas para la comparación de amplitud se hace en los elementos correspondientes, mostrados en la figura 8.6 la corriente de operación está dada por:

$$I_{op} = I_{1s} + I_{2s}$$

En la figura 8.7 se muestran los diagramas fasoriales de las corrientes del esquema diferencial para cortocircuitos internos (a) e internos (b).



Figura 8.7 Diagramas fasoriales de cortocircuitos externos (a) e internos (b)

La corriente de operación para la falla externa es igual a la de desbalance y para la falla interna es igual a la de cortocircuito referida al secundario. Como posibles corrientes de retención existen diversas variantes, que de alguna forma reflejan la corriente que circula hacia la falla externa. Una de ellas por ejemplo, es la corriente $I_{ls} - I_{lls}$, que, como puede apreciarse en la figura 8.7 tiene un valor grande para cortocircuito externo, y pequeño para cortocircuito interno.

En resumen, las variantes de corrientes de retención que se han aplicado en la práctica en los relevadores de porcentaje diferencial son:

$$\begin{array}{ll}
 I_{ret} = I_{ls} + I_{lls} & I_{ret} = I_{ls} \\
 I_{ret} = \frac{I_{ls} - I_{lls}}{2} & I_{ret} = I_{lls} \\
 & I_{ret} = I_{ls} + I_{lls}
 \end{array}$$

En la figura 8.8 se muestra la característica de operación de un relevador de porcentaje diferencial en el que se hace directamente la comparación de las corrientes de operación y de retención.

La condición de operación es:

$$I_{op} > k I_{ret}$$

La característica de operación es la recta:

$$I_{op} = k I_{ret}$$

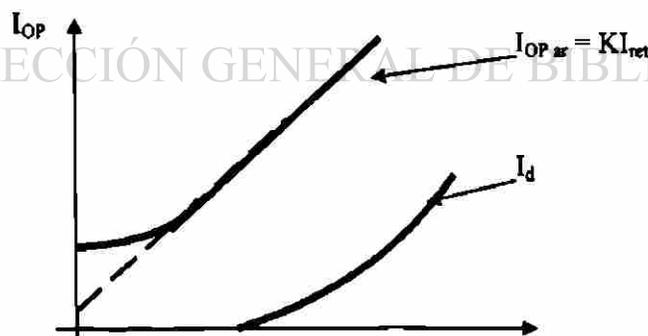


Figura 8.8 Característica de operación

Como se puede observar el nombre del relevador esta dado por el hecho de que su posición tiene lugar cuando el porcentaje de la corriente de operación representa de la de retención rebasa cierto valor.

En el caso real se toman medidas de diseño para que la característica no comience en el origen de coordenadas y así evitar la operación incorrecta del relevador sin corriente diferencial.

En la figura 8.8 se muestra la variación de la corriente de desbalance del esquema diferencial con la de retención. La característica del relevador de insensibilizarse para grandes valores de corrientes de retención reduce considerablemente su posible afectación por la corriente de desbalance.

El principio de la protección de porcentaje diferencial se extiende a elementos del sistema con más de dos terminales, es deseable en ese caso que la señal de corriente proveniente de cada terminal en que hay generación se aplique a un elemento de retención.

Los relevadores de porcentaje diferencial han encontrado gran aplicación en la protección de todos los tipos de elementos del sistema eléctrico de potencia.

8.5 PROTECCIÓN POR HILO PILOTO.

Por lo general se realiza la comparación directa de los valores instantáneos de las corrientes de las terminales de la línea protegida, y se utilizan relevadores del tipo de porcentaje diferencial.

Al aplicarse las conexiones de los relevadores diferenciales surgen una serie de inconvenientes para esta variante:

1. Se requiere de un total de tres relevadores, uno por fase, cada uno de los cuales provocará el disparo de todos los interruptores del elemento protegido. Este arreglo ocasionaría el empleo de ocho conductores en el canal piloto (seis para la conexión de los relevadores y otros dos para la transmisión de las señales de disparo a los interruptores).
2. Las altas cargas que estos conductores imponen a los transformadores de corriente y los elevados valores de corriente que pueden circular por estos conductores, impedirá utilizar como canal una línea telefónica.

Para evitar esta serie de problemas en la protección de cada terminal se emplea:

1. Un filtro combinado de secuencia, que generará un voltaje monofásico de salida a partir de las corrientes de las tres fases.
2. Además, se dispondrá de un relevador de porcentaje diferencial en cada terminal, que actuará sobre el interruptor correspondiente.

Con estas medidas la protección por hilo piloto se reducirá a un par de conductores solamente.

En la protección por hilo piloto se pueden emplear las variantes de protección diferencial conocidas como de corrientes circulantes y de voltajes en oposición. La figura 8.9 muestra los diagramas esquemáticos de estas variantes, así como la circulación de corrientes correspondientes a la condición en que no existe falla interna, se representa una fase solamente de la línea protegida por razones de simplicidad del esquema y se omiten los filtros de secuencia.

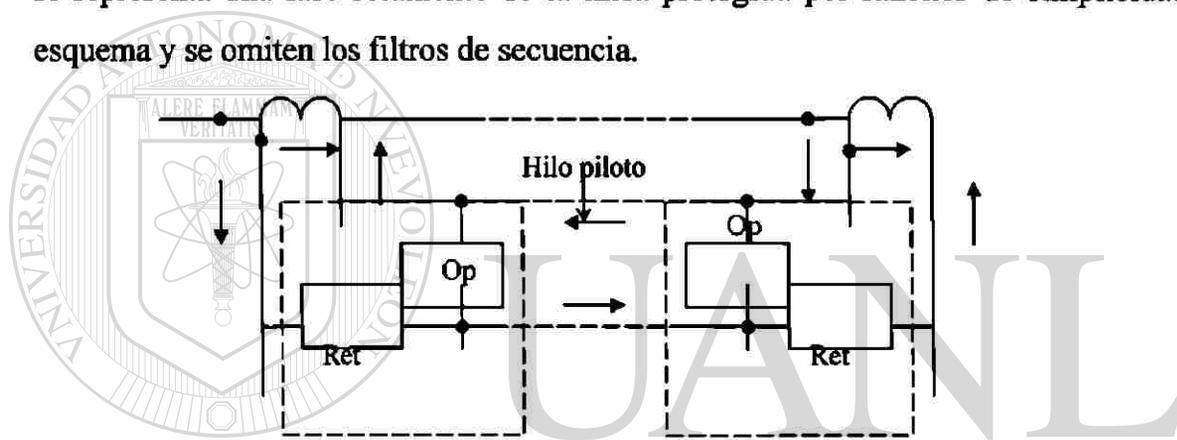


Figura 8.9a Protección piloto de corrientes circulantes.

En el esquema de corrientes circulantes (figura 8.9a) la condición representada, no presenta falla interna, implica que la corriente circule por los conductores piloto, y por los elementos de retención de ambos relevadores; las corrientes de operación tienen valores pequeños, dados por los errores de los transformadores de corriente. En caso de falla interna, aparece una corriente diferencial en el esquema que se divide entre ambos elementos de operación y que puede provocar la operación de los relevadores de ambos extremos.

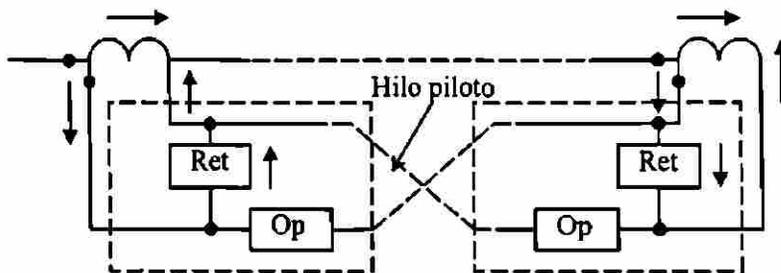


Figura 8.9b Protección piloto voltajes en oposición.

En el esquema de voltajes en oposición cuando no existe falla interna no circula corriente por el canal piloto (figura 8.9b). La corriente de cada transformador de corriente circula por el elemento de retención del relevador de ese propio terminal, y por los elementos de operación circulan corrientes pequeñas, dadas por las capacitancias entre los conductores piloto y por los errores de los transformadores de corriente. Si ocurre un cortocircuito interno aparece una corriente diferencial en el esquema, que circula por el canal piloto y por los elementos de operación, y puede provocar la operación de los relevadores de ambos extremos.

Las fallas del canal piloto tienen efectos contrarios sobre los dos esquemas analizados. Un cortocircuito en el hilo piloto puede provocar el disparo incorrecto del esquema de voltajes en oposición, o bloquear indebidamente el disparo del esquema de corrientes circulantes. La apertura del circuito del canal piloto, por el contrario, puede provocar el disparo incorrecto del esquema de corrientes circulantes, o bloquear indebidamente el disparo del esquema de voltajes en oposición. Esto debe tomarse en cuenta al decidir el tipo de acción a realizar por el equipo de supervisión del canal piloto al detectar cortocircuitos o circuitos abiertos. Por lo general se hace que el equipo de supervisión emita una alarma en la condición que implica el bloqueo indebido de la operación de la protección; en la condición de posible disparo incorrecto, el equipo de supervisión deberá bloquear ese disparo. Para ello es necesario introducir un cierto retardo de tiempo en la operación e la protección por hilo piloto (de manera que el equipo de supervisión tenga tiempo de bloquearla si es necesario), lo cual constituye una desventaja de este tipo de protección.

En la figura 8.10 se muestra el diagrama esquemático de una protección por hilo piloto de corrientes circulantes. La protección de cada terminal de la línea consta de:

1. Un filtro combinado de secuencia FCS.
2. Transformador saturable "T_s"
3. Relevador diferencial "RD"
4. Transformador de aislamiento "T_a"

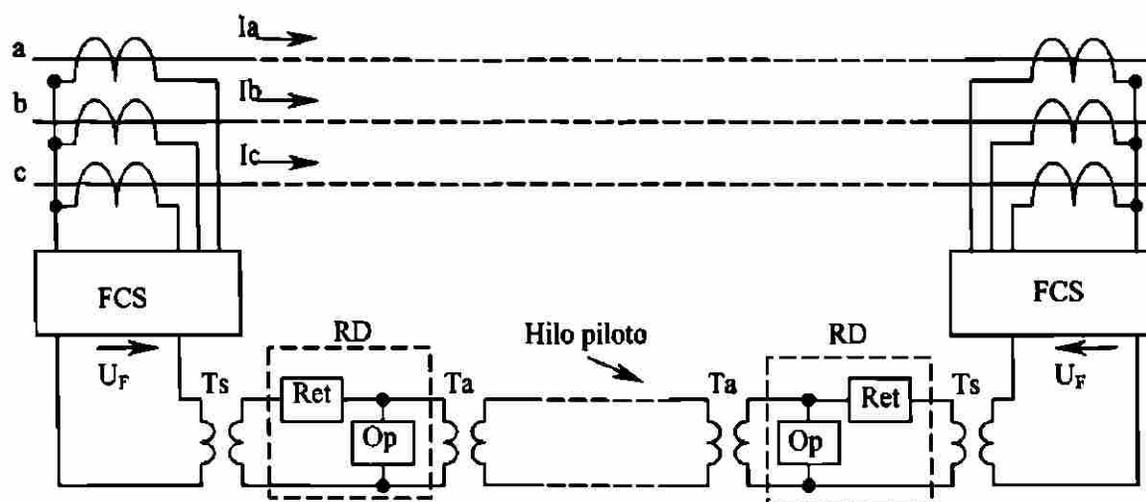


Figura 8.10 Diagrama esquemático protección hilo piloto de corrientes circulantes

El filtro combinado de secuencia emite un voltaje alterno de salida que está dado por la ecuación:

$$V_F = k_1 I_1 + k_2 I_2 + k_0 I_0$$

Donde:

I_1 , I_2 e I_0 Componentes de secuencia positiva, negativa y cero de las corrientes de línea.

K_1 , k_2 , k_0 Coeficientes constantes.

En algunas protecciones se omiten en el filtro los términos correspondientes a las componentes de secuencias negativa o cero, pero ello afecta la sensibilidad de la protección. En todos los tipos de cortocircuitos está presente la componente de secuencia positiva, pero para cortocircuitos a tierra el término $k_0 I_0$ da una mayor sensibilidad a la protección que si la detección se hace sobre la base de I_1 o a I_2 . Por otra parte, el término $k_2 I_2$ es necesario para lograr que la protección tenga igual sensibilidad para cortocircuitos trifásicos y bifásicos; la omisión de este término hace que la sensibilidad para cortocircuitos bifásicos sea $\sqrt{3}/2$ veces menor que para los trifásicos (para $Z_1 = Z_2$), debido a que la corriente del cortocircuito bifásico es $\sqrt{3}/2$ veces menor que la del trifásico en el mismo punto de la línea.

El transformador saturable “ T_s ” (figura 8.10) tiene la función de limitar el voltaje aplicado al canal piloto para grandes valores de corriente en la línea protegida; su voltaje máximo de salida es por lo general del orden de 15 volts. Cuando este transformador trabaja en régimen de saturación severa la protección tipo piloto opera por comparación de fase de las corrientes y no por comparación de sus valores instantáneos, toda vez que el voltaje secundario del transformador prácticamente solo porta información sobre las fases de las corrientes, debido a la saturación. El transformador de aislamiento “ T_a ” tiene la función de aislar la protección del canal piloto y tiene una relación de transformación que hace que el voltaje en el canal no pase de alrededor de 90 volts.

Este sistema tiene la posibilidad de provocar el disparo de los interruptores de las dos terminales de la línea aunque por alguno de ellos no exista contribución al cortocircuito interno. En ese caso la corriente de la protección de la terminal de la línea en que existe generación se divide entre el elemento de operación del relevador local y el elemento de operación del relevador remoto, que queda conectado en serie con el canal piloto. Si la corriente de cortocircuito es lo suficientemente elevada puede tener lugar la operación de ambos relevadores, lo cual es deseable en algunos casos.

El sistema puede extenderse en principio a líneas de tres terminales, para lo cual los tres pares de hilos piloto deberán de conectarse formando una estrella, cuyos brazos deberán tener impedancias iguales; se recomienda utilizar resistores adicionales para compensar las diferencias de impedancias debidas a las diferentes longitudes de los hilos piloto. Sin embargo, la aplicación de la protección por hilo piloto a líneas de tres terminales debe de hacerse con precaución, sobre todo debido a los transformadores saturables que afectan la linealidad de la relación existente entre las corrientes de la línea protegida y la señal que utiliza la protección.

Los problemas que presenta la protección por hilo piloto son:

1. La confiabilidad el canal propiamente dicho (par de conductores aéreos).
2. El costo crece casi proporcionalmente con la longitud de la línea.
3. Se tienen que tomar medidas de protección contra sobrevoltajes de diversa índole.

Algunos de estos problemas se resuelven empleando el canal de fibra óptica, aunque es necesario seguir perfeccionando este canal desde el punto de vista de la atenuación de la señal, que aun limita la longitud de la línea a proteger y del costo.

La protección por hilo piloto utiliza solamente señales de corriente, por lo que no se requieren transformadores de potencial; esta protección se basa en el principio de la protección diferencial, por lo que no es afectada por las oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo o por inducción mutua entre la línea protegida y las líneas adyacentes.

El hilo piloto puede utilizarse también como canal de comunicación de protecciones piloto por comparación de fase o por comparación direccional; en este caso la información se transmite en forma de tonos de audio, en la banda de frecuencia de 1000 a 3000 Hz.

8.6 PILOTO POR COMPARACIÓN DE FASE.

Debido a la saturación del transformador saturable se pueden generar altos valores de corriente, por esta causa la protección por hilo piloto basa su principio de operación en la comparación de fase.

El principio de la comparación de fase de las corrientes de las terminales de la línea protegida (protección diferencial de fase) se puede aplicar en forma general en cualquiera de los tipos de canales de comunicación. La figura 8.11 muestra el diagrama esquemático simplificado de una protección piloto por comparación de fase para una línea de dos terminales.

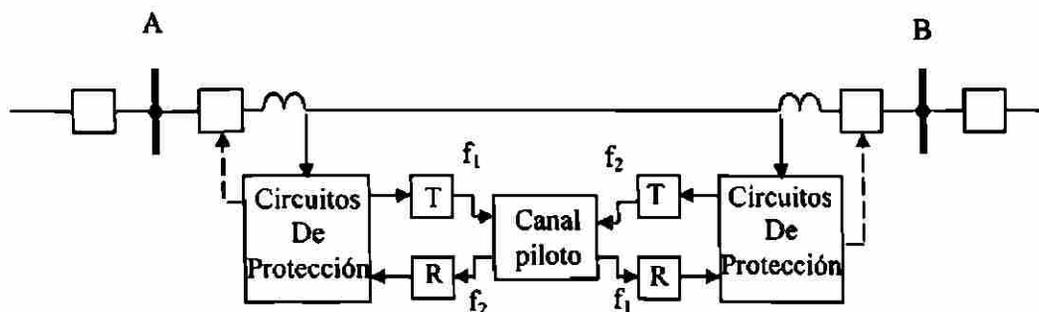


Figura 8.11 Protección piloto por comparación de fase.

Las señales provenientes de los transformadores de corriente conectados en estrella ($I_a, I_b, I_c, 3I_0$), se aplican a los circuitos de protección de cada terminal que también reciben señales de los receptores locales. En los circuitos de protección se hace la comparación de fase de las corrientes de ambas terminales y se emite en caso de ser necesario la señal de disparo al interruptor local; se controla además la transmisión de señales hacia el terminal remoto portadoras de información sobre la fase de las corrientes del terminal local.

La información puede transmitirse mediante señales de naturaleza intermitente (sistema "ON-OFF"); la presencia de una señal representa un "1" lógico y su ausencia un "0". Por lo general es este caso se utiliza una frecuencia única en los equipos transmisores y receptores de todos las terminales de la línea ($f_1 = f_2$). Los circuitos de protección controlan el arranque y la parada de los respectivos transmisores y los receptores emiten como salida un "1" o un "0" dependiendo de si existe o no una señal presente en el canal.

El otro sistema posible es el de corrimiento de frecuencia, en que cada transmisor emite en forma continua una señal que puede tener uno de dos valores de frecuencia cercanos entre sí, por ejemplo:

$$f_1 + \Delta f$$

$$f_1 - \Delta f$$

$$f_2 + \Delta f$$

$$f_2 - \Delta f$$

Transmisor del extremo "A"

Transmisor del extremo "B"

Los circuitos de protección controlan la emisión por los transmisores de señales de una u otra frecuencia, y los receptores tienen dos salidas independientes, una para cada frecuencia; en cada salida del receptor existe una señal presente si se está recibiendo la señal de la frecuencia correspondiente a esa salida.

En el sistema de corrimiento de frecuencia es obligatorio que cada transmisor tenga una frecuencia base diferente a las demás ($f_1 \neq f_2$). Una variante de este sistema es la que utiliza tres frecuencias: una central, que implica ausencia de información, y dos extremas, que representan respectivamente el "1" y el "0" lógicos de los tres canales de comunicación.

En los circuitos de protección se incluye por lo general un filtro combinado de secuencia semejante al de la protección por hilo piloto, su voltaje monofásico de salida es $V_f = k_1 I_1 + k_2 I_2 + k_0 I_0$ aunque en ocasiones se omite alguna componente de secuencia, o se comparan por separado las diferentes componentes. Existe un tipo de protección que no tiene filtro, y hace la comparación de las corrientes totales de las fases.

Por conveniencia las señales solo se deberán de transmitir cuando exista un cortocircuito, esto ayuda para la seguridad del sistema. Por esta razón se utilizan detectores de falla, que por lo general son dos detectores en cada terminal; uno de ellos, el de mayor sensibilidad, inicia la transmisión de la señal, mientras que el otro permite o no el disparo del interruptor local. Estos detectores son generalmente de sobrecorriente, y su corriente de arranque debe de estar por encima de la carga máxima y por debajo de la mínima de cortocircuito en la línea protegida. En líneas largas o muy cargadas en que no puede cumplirse este criterio, es necesario emplear relevadores de distancia como detectores de falla, con el inconveniente de que se requieren adicionalmente transformadores de potencial para la protección.

La protección piloto por comparación de fase es en principio aplicable a líneas de más de dos terminales; con el sistema "ON-OFF" se mantiene el criterio de utilizar una frecuencia única, por lo que el equipo necesario en cada extremo es básicamente igual a los utilizados en las líneas de dos terminales. En el sistema de corrimiento de frecuencia existe una gran variedad de frecuencias diferentes como terminales tiene la línea, por lo que en cada extremo se requiere de un receptor para la frecuencia correspondiente a cada terminal remoto. Por ejemplo, en una línea de tres terminales se necesita un transmisor y dos receptores en cada terminal. En la práctica es difícil de aplicar la protección piloto por comparación de fase a líneas de más de dos terminales por razones de sensibilidad.

En la figura 8.12 se muestra el principio de operación de la protección piloto por comparación de fase.

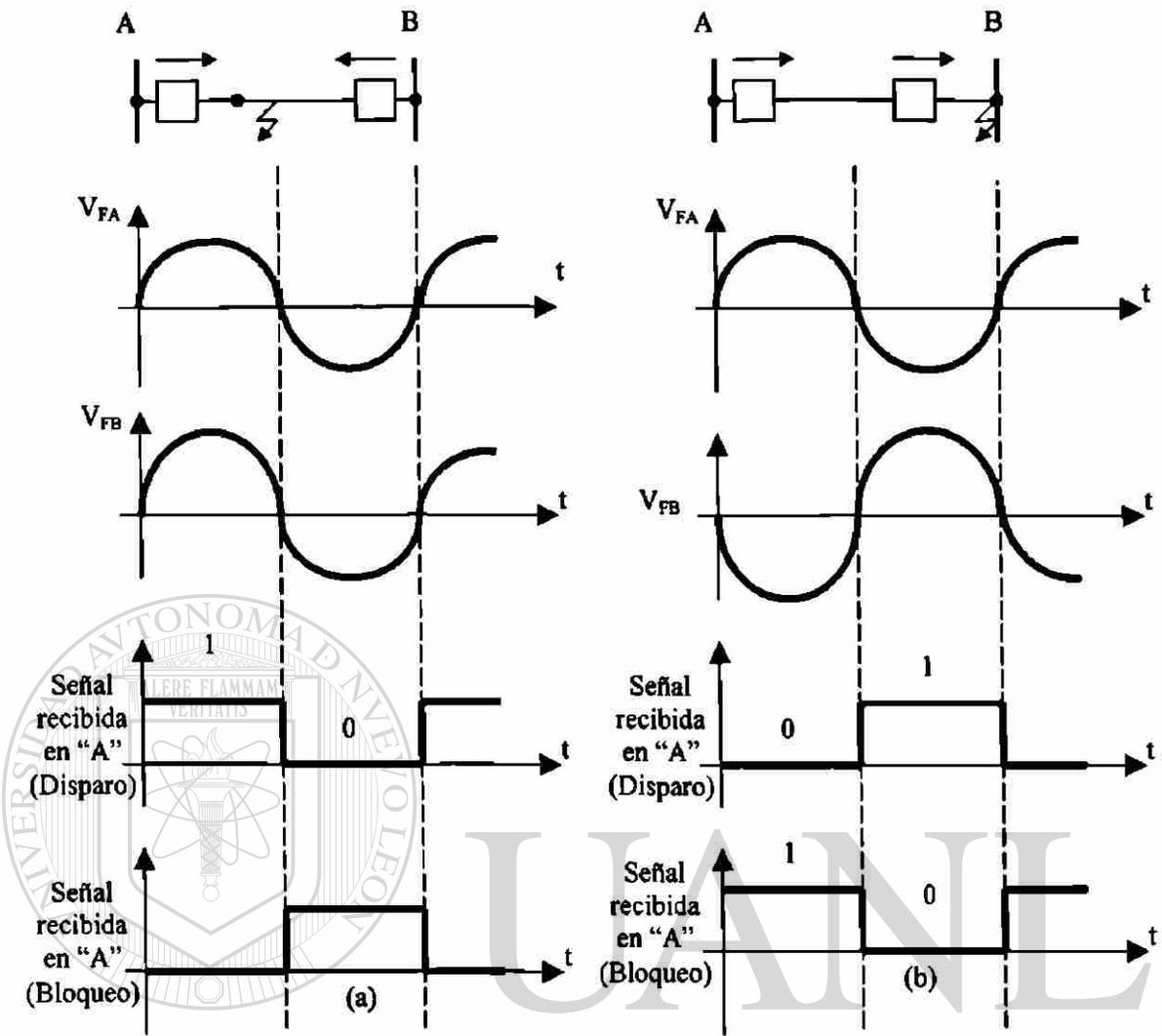


Figura 8.12 Principio de operación por comparación de fase

En la figura anterior se muestran los cortocircuitos internos y externos, los voltajes de salida de los filtros combinados de secuencia de las terminales "A" y "B" (V_{FA} y V_{FB}), así como las señales recibidas en "A", en dos variantes posibles (disparo y bloqueo). En la terminal "A" se realiza la comparación de fase de la señal " V_{FA} " y la señal recibida desde el extremo remoto.

En la variante de piloto de disparo, el "1" lógico de la señal recibida en "A" corresponde al medio ciclo positivo de " V_{FA} " para falla interna y tiene un defasaje de 180° una para falla externa. En la figura 8.13a se muestra la lógica de la comparación de las señales en el esquema de comparación de fase (ECF) de los circuitos de protección;

esta protección piloto es de disparo, pues la señal transmitida por el canal es de disparo, y si la señal se encuentra ausente (por algún daño del canal) el disparo no ocurrirá.

En la variante de piloto de bloqueo, el "1" lógico de la señal recibida en "A" corresponde al medio ciclo negativo de la señal " V_{FB} ". En la figura 8.13b se muestra la lógica de comparación de donde se deduce que la señal recibida es de bloqueo, y el disparo puede tener lugar en ausencia de la señal. La comparación de fase que se ha analizado hasta aquí es de media onda, pues solamente se utiliza la información de determinados semiciclos de las señales. Esto presenta un inconveniente, las señales de disparo se emiten una vez por ciclo, lo que afecta la velocidad de operación; si el cortocircuito aparece durante el semiperíodo en el que no hay comparación, la señal de disparo no puede originarse hasta el siguiente semiciclo.

Este retardo de tiempo, cuyo valor máximo es de un semiperíodo, es casi siempre tolerable, pero en casos críticos es conveniente hacer la comparación de onda completa. Los circuitos de protección son en este caso de mayor complejidad, positivos y negativos. Para la comparación de onda completa se requieren de frecuencias diferentes en los distintos transmisores.

Un aspecto importante a tomar en cuenta es el referente a los límites angulares del esquema de comparación por fase. En un caso ideal (Fig. 8.12) las señales de entrada al esquema de comparación (Fig. 8.13) están exactamente en fase para falla interna, y desfasados exactamente 180° para una falla externa.

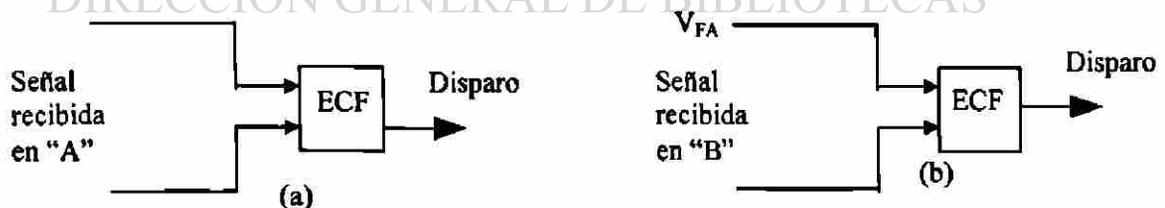


Figura 8. 13 Comparación de fase de señales de disparo (a) y de bloqueo (b)

En realidad existen errores de fase debidos a:

1. La posible saturación de los transformadores de corriente.
2. Al defasaje entre las corrientes originado por el efecto capacitivo de la línea protegida.

3. A diferentes comportamientos de los filtros combinados de secuencia.
4. Al tiempo de propagación de señales por el canal piloto.
5. Retardos de tiempo que introducen los transmisores y los receptores.

En el caso de los cortocircuitos internos a los factores anteriores se añade el hecho de que existe un defasaje entre las corrientes de las distintas terminales, debido al defasaje entre las “FEM” y las diferencias de ángulos de las impedancias de los generadores equivalentes correspondientes a esas terminales. Se ha demostrado que esos errores no son mayores de 40° ni aún en el caso más crítico de los cortocircuitos internos. Por tanto, se considera adecuado un valor de límite angular de 65° a 90° para el esquema de comparación de fase, es decir, que su operación tenga lugar para todo defasaje entre las señales de entrada que este comprendido, por ejemplo, entre -90° y $+90^\circ$.

A continuación se presenta una breve descripción de los tipos fundamentales de protecciones piloto por comparación de fase, y se analizan algunos otros aspectos de estas protecciones.

8.6.1 PILOTO DE MEDIA ONDA DE BLOQUEO (“ON-OFF”)

Es la variante más difundida de protección piloto por comparación de fase, y se utiliza con todos los tipos de canales piloto. su diagrama esquemático se muestra en la figura 8.14 el cual esta compuesta por:

1. El esquema de comparación de fase “ECF”.
2. El filtro combinado de secuencia “FCS” (incluye un formador de ondas cuadradas a su salida).
3. Los detectores de falla de disparo (DF_D) y de control de la transmisión (DF_T).
4. El transmisor “T”.
5. El receptor “R”.

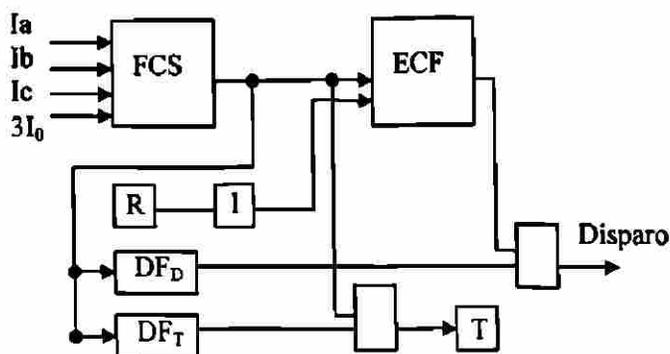


Figura 8.14 Esquema de media onda de bloqueo (“ON-OFF”)

En regímenes normales de operación de la línea protegida no existen señales de salida en los detectores de falla, por lo que no existe posibilidad de disparo del interruptor local, ni se transmite señal hacia el terminal remoto.

Para cortocircuitos externos (Figura 8.12b) las señales de salida de “FCS” y del receptor local tienden a estar en fase, pero las señales de entrada a “ECF” están aproximadamente a 180° (Debido a la compuerta lógica inversora), y no se origina señal de disparo del interruptor local aunque haya señal de salida en “DF_D”. Por otra parte, la señal de salida de “DF_T” prepara la compuerta lógica “Y” que emite una señal de salida (y pone en funcionamiento el transmisor) en cada medio ciclo negativo de la señal de salida de “FCS” (por efecto de la entrada negada de dicha compuerta). Con esta transmisión se bloquea también el disparo del extremo remoto de la línea.

Para cortocircuitos internos (Figura 8.12a) las señales de entrada a “ECF” están aproximadamente en fase, y éste emite por tanto, una señal de salida; como también hay señal de “DF_D”, se origina la señal de disparo del interruptor local. Como en el caso anterior, en cada medio ciclo negativo de la señal de salida de “FCS” se pone en funcionamiento el transmisor, pero estas señales no bloquean el disparo del otro extremo de la línea, pues están aproximadamente a 180° del voltaje de salida del “FCS” de esa terminal. Tiene lugar, por tanto, el disparo instantáneo de los interruptores de ambas terminales de la línea.

La operación de los detectores de falla puede resumirse en la forma siguiente: en caso de cortocircuito el detector “DF_D” opera y da la posibilidad del disparo local (que tiene lugar si la falla es interna y opera “ECF”); el detector “DF_T” también opera e inicia

la transmisión de la señal, que cesa durante los semiciclos positivos de la señal de salida de “FCS”. Es evidente que si por alguna razón el detector “DF_D” local opera más rápidamente que el “DF_T” remoto para un cortocircuito externo, puede tener lugar la operación incorrecta del interruptor local, por ausencia de señal de bloqueo; otro tanto ocurre si el detector “DF_D” responde al cortocircuito, y no responde “DF_T”. Por estas razones es que “DF_T” debe ser más sensible que “DF_D”.

8.6.2 PILOTO DE MEDIA ONDA DE DISPARO (“ON-OFF”)

El diagrama esquemático de esta variante se muestra en la figura 8.15, que se puede analizar suponiendo inicialmente que no existen el detector “DF_T” y la compuerta lógica inversora.

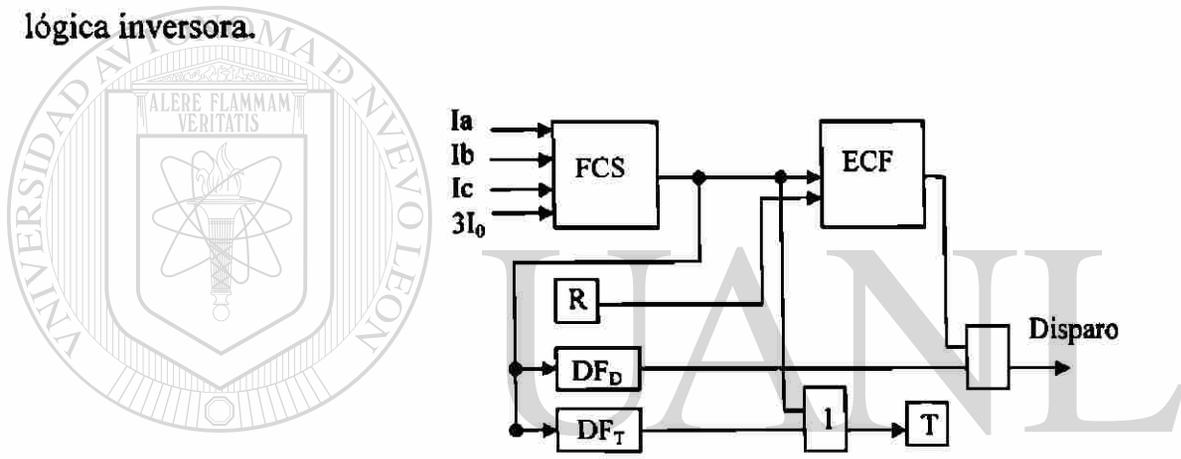


Figura 8.15 Esquema de media onda de disparo (“ON-OFF”)

Para cortocircuitos internos (figura 8.12a) las señales de entrada al “ECF” están aproximadamente en fase, y éste emite una señal de salida que, combinada con la señal de “DF_D”, conforma la señal de disparo del interruptor local; en este caso los transmisores de ambas terminales emiten señales de disparo aproximadamente en fase, que coinciden en tiempo con los semiciclos positivos de las señales de salida de los “FCS” de ambas terminales.

Para cortocircuitos externos (figura 8.12b) las señales de entrada al “ECF” están aproximadamente a 180°, por lo que no tiene lugar el disparo. Debe observarse que en este caso los transmisores de ambas terminales emiten señales de disparo que están desfasadas aproximadamente 180°; es por ello necesario utilizar frecuencias diferentes

en ambos transmisores, de modo que ningún receptor local pueda recibir las señales generadas localmente (lo que origina un disparo incorrecto). Esta necesidad de utilizar dos frecuencias, aunque la transmisión sea de tipo "ON-OFF", ha limitado seriamente la aplicación práctica de esta variante.

El detector " DF_T " y la compuerta lógica inversora son necesarios para permitir el disparo de la línea si ocurre un cortocircuito estando abierto el interruptor de una de las terminales. En esa condición el "FCS" de la terminal abierta no tiene señal de salida, y el transmisor no transmite señales de disparo, por lo que la otra terminal no puede disparar aunque haya un cortocircuito. La combinación del " DF_T " y la compuerta lógica inversora hacen que cuando no existe señal de salida en el "FCS", se pone en funcionamiento en forma continua el transmisor local, esta señal se recibe en la terminal remoto, y puede tener el disparo si el " DF_D " detecta el cortocircuito.

8.6.3 PILOTO DE MEDIA ONDA DE BLOQUEO (CORRIMIENTO DE FRECUENCIA).

En la figura 8.16 se muestra el diagrama esquemático de esta variante que funciona de la misma forma que el esquema de media onda de bloqueo.

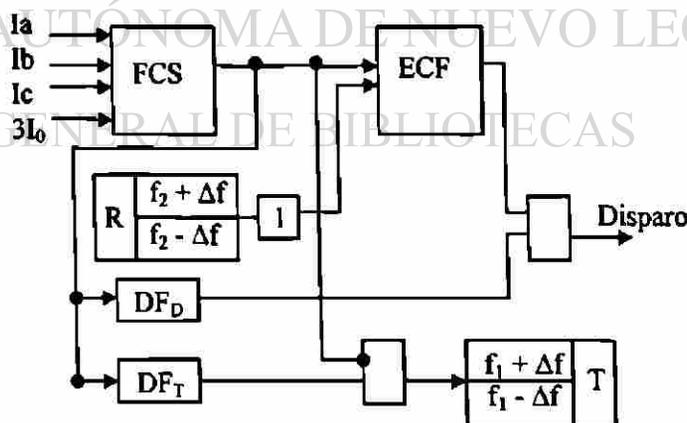


Figura 8.16 Esquema de media onda de bloqueo (Corrimiento de frecuencia)

La diferencia que existe entre el esquema de media onda de bloqueo (corrimiento de frecuencia) con el otro esquema de media onda de bloqueo ("ON-OFF") está en la transmisión y recepción de la señal que tiene dos frecuencias posibles. Cada transmisor

esta conectado de tal forma que si no recibe señal de entrada emite continuamente una señal de frecuencia $f + \Delta f$, que pasa a la frecuencia $f - \Delta f$ cuando llega una señal de entrada al transmisor. Por otra parte, de cada receptor solamente se utiliza la salida correspondiente a $f - \Delta f$; por ello, la recepción de una señal de frecuencia $f - \Delta f$ da lugar a una señal de salida del receptor "1" lógico, mientras que la señal de frecuencia $f + \Delta f$ corresponde al "0" lógico.

La ventaja de este esquema (corrimiento de frecuencia) con respecto al esquema ("ON-OFF") es que la transmisión en forma continua de las frecuencias ($f_1 + \Delta f$) y ($f_2 + \Delta f$) por ambos transmisores permite comprobar en todo momento el estado del canal, midiendo la señal en cada receptor; esto da la posibilidad de bloquear automáticamente la protección y dar una alarma en la terminal en donde se haya perdido la recepción de la señal. Sin embargo, esta ventaja, no compensa totalmente la menor velocidad de operación y la mayor afectación por el ruido (puede provocar disparo incorrecto para cortocircuitos externos) de este sistema con respecto al que se utiliza transmisión "ON-OFF". Inclusive, en el sistema "ON-OFF" existe la posibilidad de comprobar periódicamente el estado del canal. Por estas razones se prefiere generalmente el esquema de "ON-OFF" que el de corrimiento de frecuencia.

8.6.4 PILOTO DE MEDIA ONDA DE DISPARO (CORRIMIENTO DE FRECUENCIA).

Esta variante se muestra en la figura 8.17, funciona en forma semejante al esquema de media onda de disparo ("ON-OFF") pero a diferencia de ésta, se ha encontrado cierta aplicación en la practica fundamentalmente en los canales de microondas y de hilo piloto.

El canal de onda portadora no se recomienda para una protección de disparo, pues la señal tiene que transmitirse a través de la línea fallada para que el disparo se origine, y eso puede crear la pérdida de la señal en algunos casos, y el fallo del disparo.

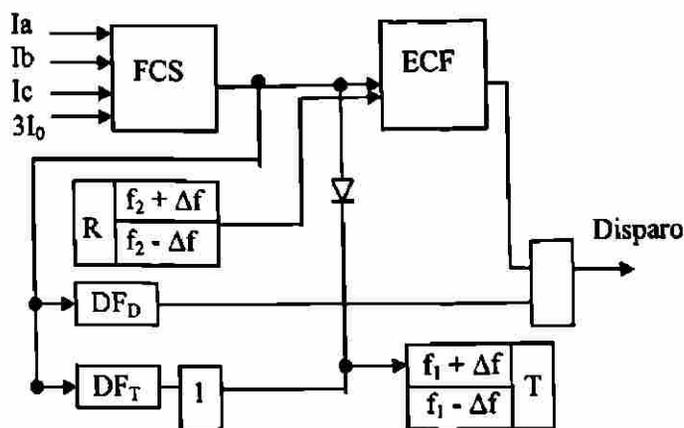


Figura 8.17 Esquema de media onda de disparo (Corrimiento de frecuencia)

8.6.5 PILOTO DE MEDIA ONDA DE PÉRDIDA DE BLOQUEO (CORRIMIENTO DE FRECUENCIA).

En este esquema se transmite en forma continua una señal de bloqueo, que debe desaparecer para que tenga lugar el disparo para cortocircuitos internos. Se utiliza con cualquiera de los tipos de canales piloto y en los últimos años se ha incrementado su aplicación. La figura 8.18 muestra el diagrama esquemático de este sistema, en el que no es necesario el detector de falla “ DF_T ” debido a que constantemente se está transmitiendo señal, inclusive en un régimen de operación normal.

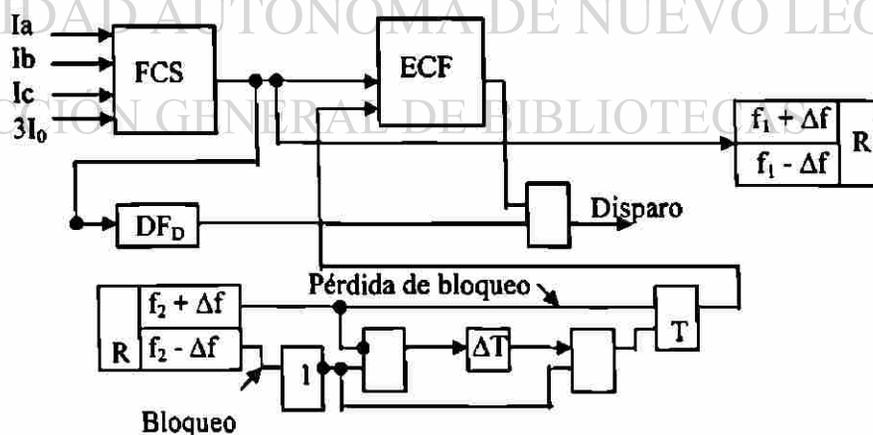


Figura 8.18 Esquema de media onda de pérdida de bloqueo (Corrimiento de frecuencia)

Este caso utiliza las señales de las dos frecuencias que se transmiten en cada terminal: una de ellas ($f_1 - \Delta f$ y $f_2 - \Delta f$) porta información de bloqueo y la otra ($f_1 + \Delta f$ y $f_2 + \Delta f$) representa la condición de pérdida de bloqueo. Se puede apreciar que la

diferencia entre el esquema de pérdida de bloqueo y el esquema de disparo (corrimiento de frecuencia) es el canal de bloqueo $f_2 - \Delta f$; si no existiera ese canal, el piloto sería de disparo, y la señal de frecuencia $f_2 + \Delta f$ sería de disparo y no de pérdida de bloqueo.

El canal de bloqueo realiza dos funciones:

1. Generar la señal de bloqueo cuando no exista falla interna.
2. Dar la posibilidad de disparo cuando se pierde el bloqueo, aunque no aparezca la señal de pérdida de bloqueo, es decir, el disparo puede tener lugar con la simple pérdida del bloqueo.

En su operación desempeña una función importante el circuito de tiempo " ΔT ", el cual introduce un retardo de unos 150 MS entre la aparición de un "1" lógico a su entrada y la emisión de un "1" a su salida. Normalmente su señal de salida es un "0" lógico y la compuerta "Y" con entrada negada que está conectada a su salida se mantiene preparada para dejar pasar continuamente la señal de bloqueo negada proveniente de la compuerta lógica inversora.

Para cortocircuitos externos el receptor local recibe las señales de frecuencias $f_2 - \Delta f$ y $f_2 + \Delta f$ en tal sucesión que genera una señal de salida que se encuentra aproximadamente en fase con la señal de salida del "FCS" local; esa señal, al pasar por las compuertas lógicas inversora y "0" implica una condición de señales desfasadas alrededor de 180° a la entrada del "ECF", que no opera; el transmisor local se encuentra generando en semiciclos alternos señales de frecuencias $f_1 - \Delta f$ y $f_1 + \Delta f$, que hacen que la operación de la terminal remoto sea semejante a la terminal local, y tampoco ocurre el disparo. Mientras tanto, las señales de pérdida de bloqueo (salida de $f + \Delta f$ de cada receptor) tienen la forma de la señal de disparo de la figura 8.2b, por lo que están en fase con la señal de bloqueo negada que se aplica a la otra entrada de la compuerta lógica "0".

Cuando existe un cortocircuito interno, se invierten las fases de las señales de bloqueo y de pérdida de bloqueo. Por ambas razones las señales de entrada del "ECF" están aproximadamente en fase, si opera el "ECF" y, si también operó el "DF_D", se genera la señal de disparo del interruptor local. De la misma forma funciona la terminal remoto en esa condición.

Si durante el cortocircuito interno el canal se encuentra dañado o por alguna otra razón desaparece la señal de bloqueo y no aparece la de pérdida de bloqueo, la operación es de todas formas posibles. En ese caso en ambas salidas del receptor hay señales de “0” lógicos, y en la entrada del circuito de tiempo “ ΔT ” aparece un “1”. Durante 150 MS su salida está en “0”, por lo que la compuerta “Y” que le sigue tiene un “1” a su salida, y el “ECF” tiene a su entrada una condición de señales en fase, que lo hace operar. Si el “DF_D” está operando se emite la señal de disparo del interruptor. Al cabo de 150 MS el esquema se comporta como de pérdida de bloqueo, y después de ese tiempo pasa a ser un piloto de disparo, se aprovechan con esto las ventajas de ambos sistemas. La operación del circuito de tiempo se utiliza también para emitir una señal de alarma que indica problemas en el canal.

8.6.6 PILOTO DE COMPARACIÓN DE FASE DE ONDA COMPLETA.

Se necesita cuando se desea reducir el tiempo máximo de operación. Se requiere en este caso frecuencias diferentes en las distintas terminales, por lo que generalmente se utiliza el sistema de corrimiento de frecuencia. Es necesario hacer por separado la comparación de fase de los semiciclos positivos y negativos, por lo que se necesitan dos “ECF” y dos salidas en el “FCS” de fases opuestas.

En la figura 8.19 se muestra el diagrama esquemático de una protección piloto de bloqueo de onda completa. La comparación de los esquemas de onda completa y el de media onda (corrimiento de frecuencias), revela que para cada semiciclo se hace la comparación con criterio de bloqueo, y la señal de disparo se emite a través de lógica “0”, es decir, si se cumple la condición de operación en cualquiera de los semiciclos. En este caso el “FCS” genera dos señales de salida en oposición de fase, representándose por (+) y (-) en la figura 8.19. La transmisión continúa de señal hace que no se requiera un detector de falla “DF_T”.

La comparación de fase de onda completa aumenta la velocidad de operación, pero tiene un esquema más complejo que la media onda. No obstante, su nivel de aplicación se ha incrementado en los últimos años.

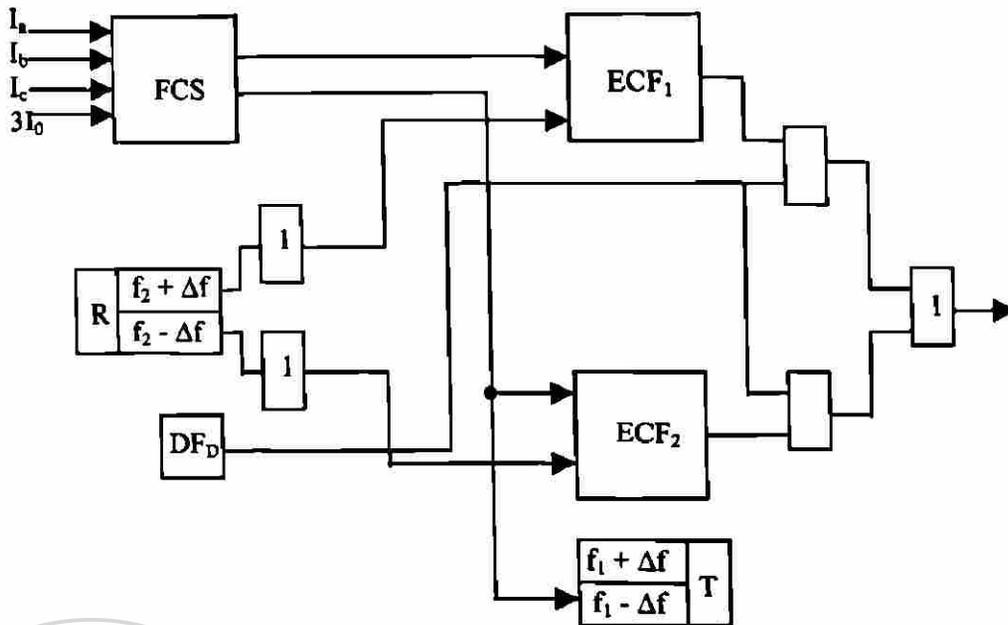


Figura 8.19 Protección piloto por comparación de bloqueo fase onda completa

8.6.7 CONSIDERACIONES ACERCA DE LAS SEÑALES A COMPARAR.

La selección de las señales a ser comparadas es un problema complejo, pues esas señales deben de cumplir con la condición de que el ángulo de defasaje entre las señales de las distintas terminales varíe apreciablemente (idealmente de 0° a 180°) entre los regímenes de cortocircuitos internos externos, y sea poco afectado por la corriente de carga y el tipo de cortocircuito.

Una variante posible es la comparación por separado de las distintas fases (comparación de fase segregada), que resulta muy costosa, pues se requieren, tres protecciones con sus respectivos sistemas de comunicación. La utilización de las componentes simétricas de las corrientes da la posibilidad de lograr la protección con un sol sistema, pero plantea la interrogante de que componentes simétricas utilizar y en que proporción; el problema es diferente al de la protección por hilo piloto (comparación de valores instantáneos de corrientes), pues en este caso la comparación es de fase.

La componente de secuencia positiva es aparentemente una buena opción, pues se encuentra presente para todos los tipos de cortocircuitos, pero es afectada por la corriente de carga.

La componente de secuencia negativa se encuentra libre del efecto de la corriente de carga y está presente para la mayoría de los tipos de cortocircuitos, pero no para el cortocircuito trifásico.

De lo anterior se deduce la conveniencia de combinar distintas componentes de secuencia. Estudios realizados demuestran que la componente de secuencia cero (su circulación en el sistema es diferente a las corrientes de secuencia positiva y negativa) introduce variaciones complejas en el ángulo de fase, difíciles de tener en cuenta, y es conveniente no utilizarla.

La utilización combinada de las componentes de las secuencias positiva y negativa puede hacerse en distintas variantes:

- Una de ellas consiste en hacer por separado las comparaciones de ambas componentes de secuencia, con una salida por lógica “0”, donde el “FCS” es en un caso de secuencia positiva y en otro caso de secuencia negativa.
- Otra variante consiste en utilizar un solo esquema, pero con dos filtros (uno de secuencia positiva y otro de secuencia negativa) y un detector de cortocircuitos trifásicos. Normalmente la salida del filtro de secuencia negativa está conectada al esquema, pero en caso de cortocircuitos trifásicos, el detector conmuta el esquema hacia el filtro de secuencia positiva.
- Otra alternativa es utilizar un solo filtro, pero controlado por el detector de cortocircuitos trifásicos, de modo que su salida sea de secuencia positiva para este tipo de cortocircuito y de secuencia negativa para todos los restantes.
- La variante más utilizada es aquella en que el filtro de secuencia es combinado y su voltaje de salida depende de las componentes de secuencias positiva y negativa. Se ha demostrado que los mejores resultados se obtienen con un voltaje de salida del filtro dada por:

$$V_F = k' \left(I_2 - \frac{I_1}{k} \right)$$

donde: “k” Coef. Cte. de valor ajustable con valor típico de “5”.

8.6.8 COMPARACIÓN DE FASE SEGREGADA.

La protección piloto por comparación de fase se aplica a líneas largas con compensación serie capacitiva; esta protección responde solamente con corriente, no es afectada por las variaciones del ángulo de defasaje entre el voltaje y la corriente que introducen los capacitores de compensación, a diferencia de la protección piloto por comparación direccional. Actualmente existe un gran número de este tipo de protecciones en la modalidad de onda completa con filtro combinado de secuencia, funcionando satisfactoriamente en este tipo de líneas.

Sin embargo, las líneas largas con compensación en serie son una fuente de armónicos durante los cortocircuitos que pueden afectar la operación de las protecciones piloto por comparación de fase con filtros de secuencia. Ello se debe a que estos filtros tiene parámetros dependientes de la frecuencia, y sus señales de salida sufren distorsión por efecto de los armónicos presentes en las corrientes de entrada. Cuando este problema se hace crítico, la solución es la comparación segregada que consiste en la comparación por separado de las señales provenientes de las distintas fases en lugar de conformar un solo voltaje para las tres fases. La señal de voltaje formada para cada fase es independiente de la frecuencia y por lo tanto, de la forma de onda de la corriente.

Una variante consiste en comparar en tres sistemas separados las corrientes I_a , I_b e I_c ; otra posibilidad es comparar $I_a - I_b$ en un sistema e I_c en otro sistema.

Otro posible campo de aplicación de la protección piloto de fase segregada es el de las líneas con disparo y recierre monopolar de los interruptores. En este caso existe la necesidad de determinar con precisión las fases falladas para provocar la apertura de solamente esas fases del interruptor. Hay distintas variantes para la determinación de la fase fallada y una de ellas es precisamente la comparación de fase segregada en la modalidad de tres sistemas.

Es evidente que las protecciones por comparación de fase segregada son complejas y su costo es elevado, por lo que sus aplicaciones se limitan a los casos en que las variantes basadas en un solo sistema no satisfacen los requerimientos de la línea protegida.

8.6.9 VENTAJAS.

La protección piloto por comparación de fase es inherentemente diferencial y se basa en la comparación de corrientes por lo que tiene las siguientes ventajas:

1. No requiere transformadores de potencial (excepto en el caso en que se utilicen relevadores de distancia como detectores de falla).
2. No es afeada por la inducción mutua entre la línea protegida y las líneas adyacentes.
3. No es afectada por regímenes asimétricos de la línea protegida, tales como los relacionados con el recierre de interruptores o el disparo y recierre monopolar.
4. Es aplicable a la protección de líneas largas con compensación serie capacitiva.
5. No es afectada por las oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo.

La protección piloto por comparación de fase tiene problemas con la discriminación entre las corrientes de carga y de cortocircuito, lo que limita su aplicación a los casos en que existe una diferencia apreciable entre ambas corrientes. Por esta misma razón su aplicación es difícil e líneas con alimentación débil en una terminal o en líneas multi-terminales.

8.7 PILOTO POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL.

Esta protección hace una comparación indirecta de las direcciones relativas de las corrientes o de las potencias, a partir de la operación de relevadores que tienen direccionalidad (direccional o de distancia). Este principio se ha utilizado con todos los tipos de canales, tanto en la versión "ON-OFF", como en la de corrimiento de frecuencia. En la figura 6.20 se muestra el diagrama esquemático simplificado de una protección piloto por comparación direccional para una línea de dos terminales.

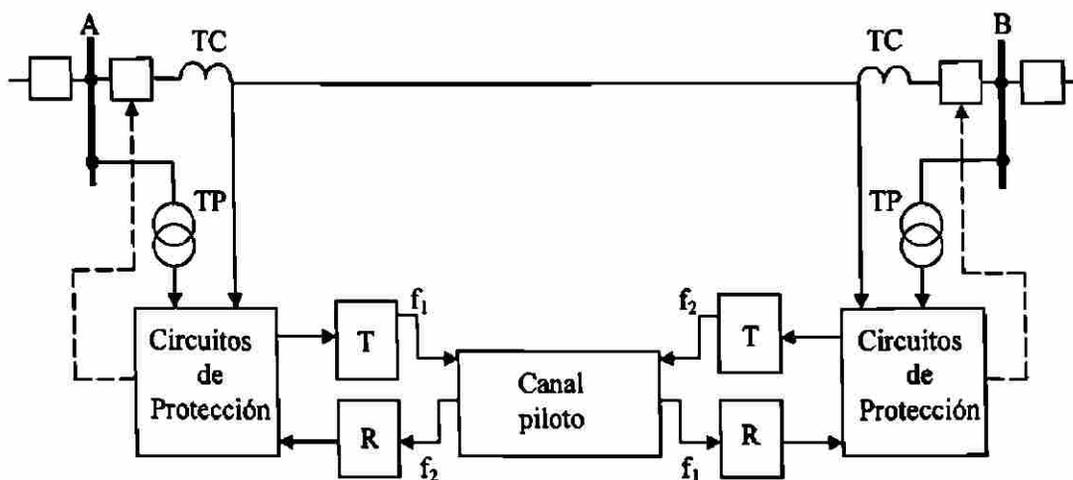


Figura 8.20 Protección piloto por comparación direccional.

Debe de notarse la diferencia de este esquema con el de la protección piloto por comparación de fase, que está dada por la necesidad de llevar señales de voltaje (además de las corrientes) a los circuitos de protección para la discriminación direccional.

Este principio es aplicable a líneas de más de dos terminales donde resulta ventajoso con respecto al de comparación de fase. Si se utiliza el sistema "ON-OFF", los equipos necesarios en cada extremo son los mismos que en una línea de dos terminales, mientras que con el sistema de corrimiento de frecuencia hay que disponer en cada extremo de un receptor por cada terminal remoto.

La protección piloto por comparación direccional al igual que la de comparación de fase, no realiza la función de respaldo para cortocircuitos externos, por lo que deben complementarse con protecciones de distancia o direccionales de sobrecorriente. La protección de fase generalmente es de distancia, mientras que la de tierra puede ser de distancia o direccional de sobrecorriente.

Por lo general también se utilizan algunos de los elementos de medición de los esquemas de distancia o direccionales de sobrecorriente como detectores de falla para la protección piloto por comparación direccional.

Enseguida se describen los tipos fundamentales de protecciones piloto por comparación direccional, sobre el tipo de canal más utilizado en cada caso, y se hacen algunas otras consideraciones sobre estas protecciones.

8.7.1 PROTECCIÓN PILOTO DE BLOQUEO.

Es el más antiguo de los sistemas de protección piloto por comparación direccional y sigue siendo muy utilizado por su flexibilidad y versatilidad, es particularmente apropiado para líneas multi-terminales. Por lo general se aplica con un canal de onda portadora de tipo "ON-OFF", por el que se transmiten señales de una frecuencia única, aunque pueden utilizarse otros tipos de canales de comunicación.

Su aplicación consiste en que para cortocircuitos internos, que representan una condición de corriente entrante por todas las terminales de la línea, se permite el disparo instantáneo de todos los interruptores. Para cortocircuitos externos se genera y transmite una señal de bloqueo de disparo a partir de la información de que la corriente está fluyendo hacia fuera de la línea por una terminal. En cada terminal se requieren dos detectores de falla: un detector de falla de control de transmisión (DF_T), que inicia la transmisión de la señal de bloqueo cuando ocurre un cortocircuito; y un detector de falla de disparo (DF_D), que detiene la transmisión de la señal cuando el cortocircuito es en la dirección de disparo y habilita el sistema para el disparo local, a menos que se reciba una señal de bloqueo de otra terminal. En la figura 8.21a se muestran las zonas de operación de esos detectores de falla para la línea protegida "AB" y en la figura 8.21b se muestran sus características de operación para el caso de que sean relevadores de distancia tipo "Mho".

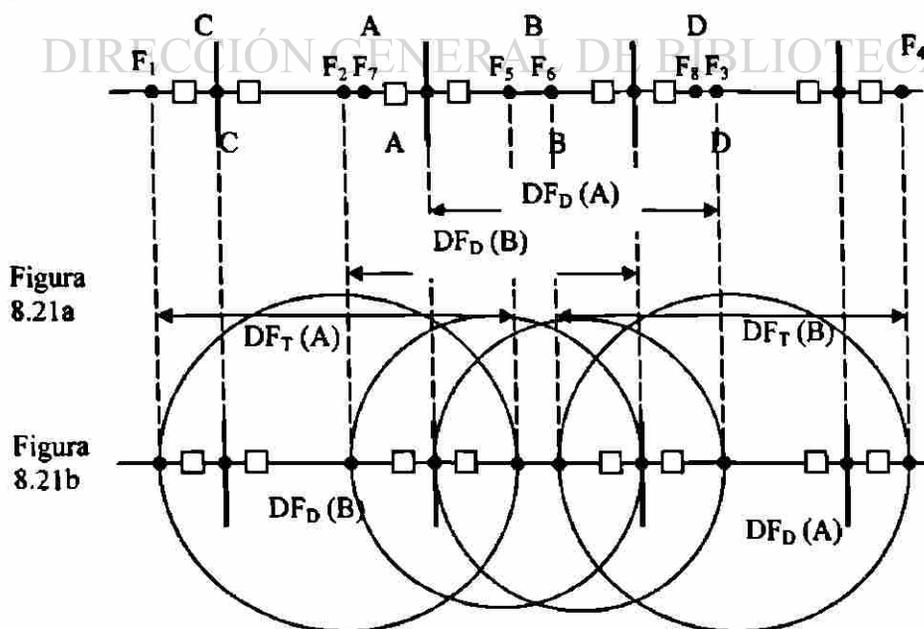


Figura 8.21 Zonas de operación (a) y características de operación (b) detectores de falla.

La variante de sobrecorriente tiene el inconveniente de que la extensión de las zonas de operación depende en gran parte del régimen del sistema.

Los detectores de falla de disparo “ DF_D ” tienen que ser direccionales y sobrealcanzar la o las terminales remotos de la línea.

Los detectores de falla de control de transmisión “ DF_T ” deben cubrir hacia fuera de la línea protegida una zona mayor que la de los “ DF_D ” de la otra u otras terminales. Así por ejemplo, el detector “ DF_T ” de la terminal “A” alcanza hasta el punto “ F_1 ”, situado más lejos de “A” que el punto “ F_2 ”, hasta el que alcanza el detector “ DF_D ” de la terminal “B”. Con esto se garantiza que todo cortocircuito externo que haga operar los “ DF_D ” de las terminales remotos, también quede dentro de la zona de operación del “ DF_T ” local, y éste pueda iniciar la transmisión de la señal de bloqueo. Generalmente se utiliza en calidad de “ DF_T ” la tercera zona de protección de distancia, que debe estar desplaza hacia el tercer cuadrante del plano complejo impedancia (tercera zona invertida, es conveniente mantener cierto desplazamiento de la característica hacia la línea protegida (puntos “ F_5 ” y “ F_6 ”) para garantizar la operación de los relevadores tipo “Mho” para cortocircuitos trifásicos limpios en el inicio de las líneas adyacentes (puntos “ F_7 ” y “ F_8 ”).

La inversión de la tercera zona por lo general cambia algo la concepción de la protección de respaldo. En este caso la protección de “A” tiene sus zonas primera y segunda orientadas hacia “B”, pero su tercera zona respalda a la línea “AC” en lugar de la “BD”. La protección de “B” cuyas zonas primera y segunda están orientadas hacia “A”, brindan por tercera zona el respaldo a la línea “BD”. En la figura 8.17 se muestran solamente las segundas y terceras zonas de esas protecciones y se utilizan también como detectores de falla.

En la figura 8.22 se muestra el diagrama esquemático de la protección piloto por comparación direccional de bloqueo para una terminal de la línea.

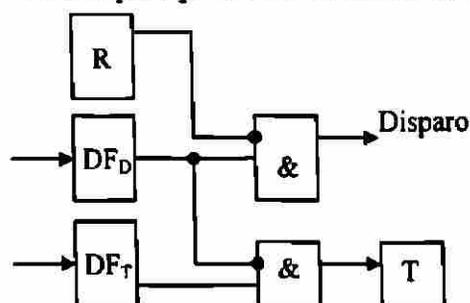


Figura 8.22 Protección piloto de bloqueo

Como se puede apreciar la condición para que se origine la señal de disparo es que opere el “DF_D” local, y que el receptor “R” no esté recibiendo señal de bloqueo, y tenga por tanto, una señal de “0” lógico a su salida. Por otra parte, el transmisor “T” local se pone en funcionamiento por la operación de “DF_T” y deja de transmitir si opera “DF_D”.

La operación para un cortocircuito externo (punto “F8” figura 8.21) es la siguiente:

- En la terminal “A” opera el “DF_D” y prepara las condiciones para el posible disparo local.
- En la terminal “B” opera el “DF_T” y se pone en funcionamiento el transmisor. La señal de bloqueo se recibe en la terminal “A” y se impide el disparo.

Para cortocircuitos internos, por el contrario, operan ambos “DF_D” y se bloquean ambos transmisores. Al no existir señal de bloqueo, se origina el disparo instantáneo de los interruptores de ambas terminales. Realmente, si el cortocircuito es en la zona central de la línea, queda dentro el alcance de las primeras zonas y el disparo instantáneo es por esa vía.

Cuando el cortocircuito está cerca de una de las terminales, el disparo de esa terminal es provocado por la primera zona de protección de distancia, mientras que el disparo instantáneo de la terminal remoto es por la acción de la protección piloto, que acelera el disparo que debía originarse en la segunda zona. Por lo general, se introduce un pequeño retardo en la señal de disparo (del orden de alrededor de 10 MS) para garantizar una buena coordinación en el esquema.

La pérdida del canal de comunicación durante un cortocircuito interno no constituye un problema, pues el canal no es necesario para el disparo; por el contrario, puede tener lugar una operación incorrecta si falla el anal para un cortocircuito externo que quede dentro del alcance de alguno de los “DF_D”. En condiciones normales, no existe la transmisión de señal, entonces una falla del canal no puede detectarse, a menos que ocurriera un cortocircuito externo. Por lo tanto, se recomienda que el personal realiza pruebas periódicas al canal en forma manual.

8.7.2 PROTECCIÓN PILOTO DE PÉRDIDA DE BLOQUEO.

El canal de onda portadora con el sistema de corrimiento de frecuencia, es la variante que más se utiliza de este tipo de protección, en la figura 6.23 se muestra el diagrama esquemático de esta protección.

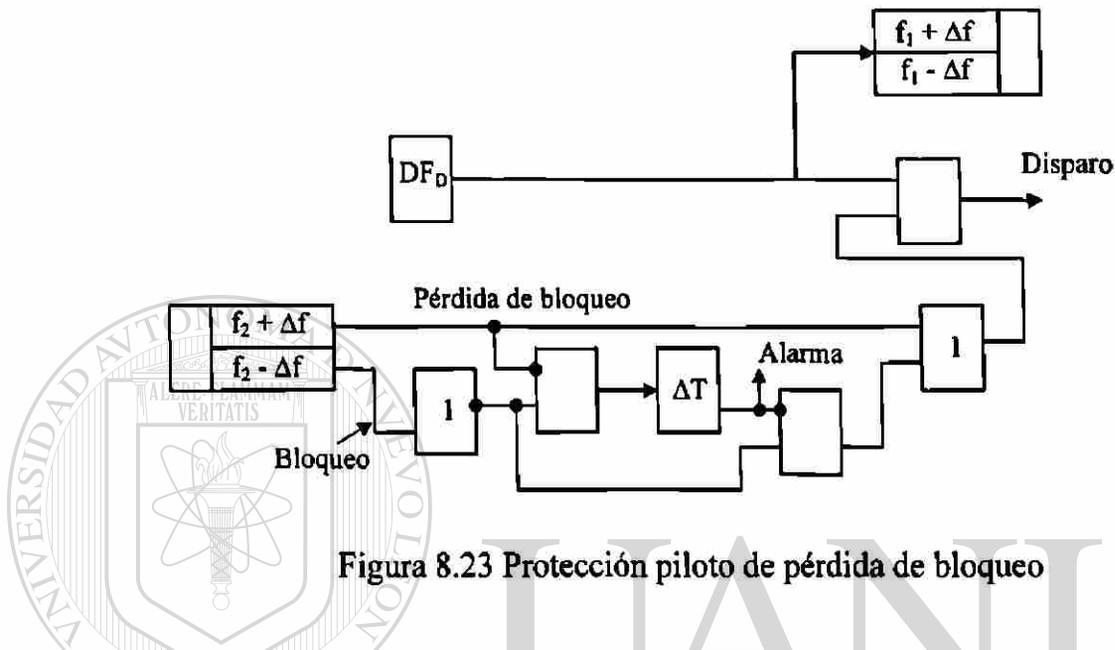


Figura 8.23 Protección piloto de pérdida de bloqueo

En este caso no se requieren detectores de falla de control de transmisión " DF_T ", debido a que constantemente se está transmitiendo señal, inclusive en un régimen normal de operación del sistema.

En condiciones normales de operación del sistema, los transmisores de todas las terminales de la línea se encuentran transmitiendo las señales de frecuencia de bloqueo. En los receptores, las salidas correspondientes al bloqueo están en "1" y las salidas correspondientes a la pérdida del bloqueo ($f_1 + \Delta f$ y $f_2 + \Delta f$) se encuentran en "0". Adicionalmente, los " DF_D " no operan y por lo tanto, no existe la señal de disparo.

La operación para un cortocircuito externo (punto "F8" figura 8.21) es la siguiente:

- En el canal "B" no opera el " DF_D ", lo que evita el disparo del interruptor local y permite que el transmisor local continúe en el modo de bloqueo.
- En la terminal "A" opera el " DF_D ", pero como se sigue recibiendo señal de bloqueo de desde "B", se mantiene en "1" en la salida

correspondiente al receptor y el "0" en la salida de la pérdida de bloqueo.

Esa combinación de señales origina un "0" a la entrada el circuito lógico "&" final, que bloquea el disparo aunque se encuentre en operación el "DF_D". Por otra parte, la operación del "DF_D" de la terminal "A" cambia su transmisor la frecuencia de pérdida de bloqueo " $f_1 + \Delta f$ ", en la terminal "B" esto hace que aparezca un "1" en la salida correspondiente a la pérdida de bloqueo del receptor, que habilita la compuerta "&" final para el disparo, pero el "DF_D" local no se encuentra operando por lo que no existe el disparo.

Para cortocircuitos internos operan los "DF_D" de ambas terminales, y los transmisores pasan a la frecuencia de pérdida de bloqueo ($f_1 + \Delta f$, $f_2 + \Delta f$). En las salidas de pérdida de bloqueo de ambos receptores aparecen señales de "1" y se generan señales de disparo en ambas terminales. Si el cortocircuito afecta el canal y no aparece la señal de la pérdida de bloqueo, en ambas salidas de cada receptor existen señales de "0" lógico.

Esta combinación de señales da lugar a la aparición de un "1" en la entrada correspondiente de la compuerta "&" final, a cuya otra entrada está aplicada la señal "1" de la salida del "DF_D", y ocurre el disparo. También se aplica un "1" a la entrada del circuito de tiempo " ΔT ", que 150 ms después emite un "1" a su salida, que bloquea el disparo si aún no ha ocurrido, y origina una señal adicional que se puede utilizar para dar aviso de problemas en el canal. Esta segunda función de aviso es importante sobre todo cuando la pérdida del canal tiene lugar durante el régimen normal de operación del sistema. En ese caso puede también sacarse de servicio automáticamente la protección.

Este esquema se comporta como de pérdida de loqueo durante 150 ms, y después se este tiempo pasa a ser un piloto de disparo. Su confiabilidad y seguridad lo hacen el sistema más adecuado para el canal de onda portadora.

8.7.3 PILOTO DE DISPARO DE SOBREALCANCE.

Este sistema no se debe de utilizar con canales de onda portadora, debido al peligro de interrupción del canal por efecto de algún cortocircuito interno que pueda

afectar la señal de disparo. Normalmente se utilizan canales de hilo piloto o microondas, generalmente con el sistema de corrimiento de frecuencia. En la figura 8.24 se muestra un diagrama esquemático de este tipo de protección, en el cual no se requieren detectores de falla de control de transmisión “DF_T”.

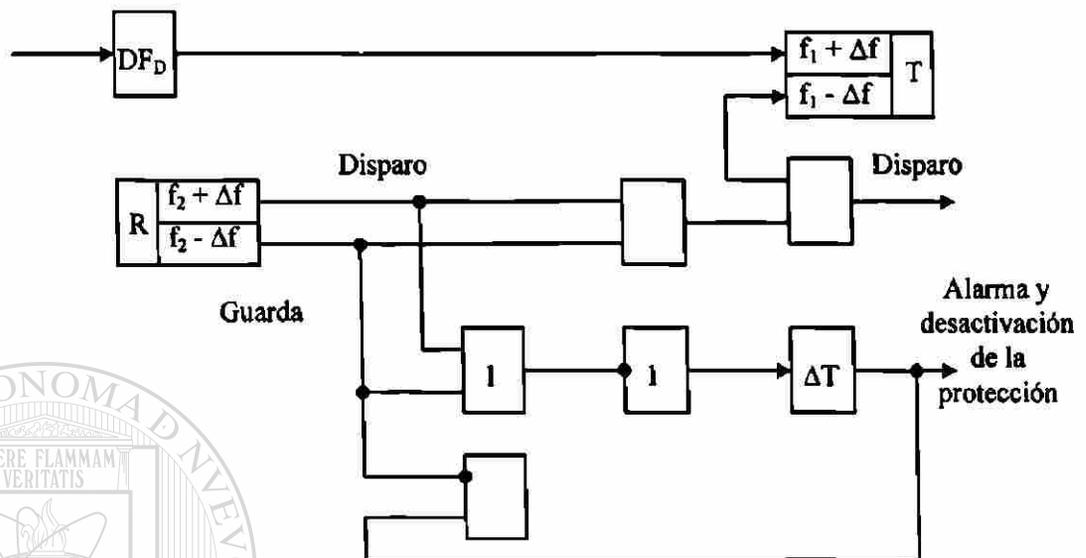


Figura 8.24 Protección piloto de disparo de sobrealcance

Los detectores de falla de disparo “DF_D” deben sobrealcanzar las terminales remotas de la línea.

En régimen normal de operación del sistema, los transmisores de todas las terminales de la línea están transmitiendo señales de frecuencia de guarda ($f_1 - \Delta f$, $f_2 - \Delta f$), y los “DF_D” no están operando, por lo que no existe el disparo. Si existen problemas con el canal y se pierde la señal de guarda, en ambas salidas de todos los receptores hay señales de “0”; el circuito de tiempo “ ΔT ” (en este caso tiene retardos de operación y de reposición) al cabo de 150 MS emite un “1” de salida, que se utiliza para dar un aviso de problemas en el canal y desactivar la protección. Si se restablece el canal y reaparece la señal de guarda, surge un “1” en la salida correspondiente del receptor ($f_2 - \Delta f$) y 150 MS después vuelve a su posición el circuito de tiempo “ ΔT ” (su salida vuelve a “0”) y se pone en servicio la protección.

Cuando ocurre un cortocircuito externo en la terminal “B” no opera el “DF_D”, por lo que el disparo no puede tener lugar y el transmisor local se mantiene en el modo

de guarda. En la terminal "A" opera el "DF_D", pero no puede haber disparo porque el receptor local tiene un "1" en su salida correspondiente a la frecuencia de guarda, que inhibe a la compuerta lógica "&" con entrada negada conectada a su salida. El transmisor de la terminal "A" pasa al modo de disparo del receptor, pero el "DF_D" local no está operando y por esto no ocurre el disparo.

Para cortocircuitos internos operan los "DF_D", ambos transmisores pasan al modo de disparo, en las salidas correspondientes a disparo de ambos receptores aparecen señales de "1" y de "0" en las salidas de guarda. Esa combinación de señales provoca el disparo en ambas terminales.

Este tipo de protección tiene una probabilidad de algún disparo incorrecto muy reducida, pues el disparo requiere de la operación del "DF_D" local y de la recepción de la señal de la terminal remoto. Sin embargo, la probabilidad de fallo de disparo para cortocircuitos internos es mayor que en los dos sistemas anteriores, ya que se requiere de la transmisión de una señal para el disparo.

8.7.4 PILOTO DE DISPARO DE SUBALCANCE.

Normalmente se utiliza con canales de hilo piloto y de microondas, y no con el de onda portadora, por su carácter de piloto de disparo. Si aplicáramos el sistema "ON-OFF", tendríamos que utilizar frecuencias diferentes en los transmisores de las distintas terminales. No se requieren detectores de falla de control de transmisión "DF_T", y los detectores de falla de disparo "DFD" deben de disponerse de modo que sus zonas de operación se traslapen sin alcanzar las terminales remotos de la línea (subalcance), en la figura 8.25 se puede apreciar este requerimiento.

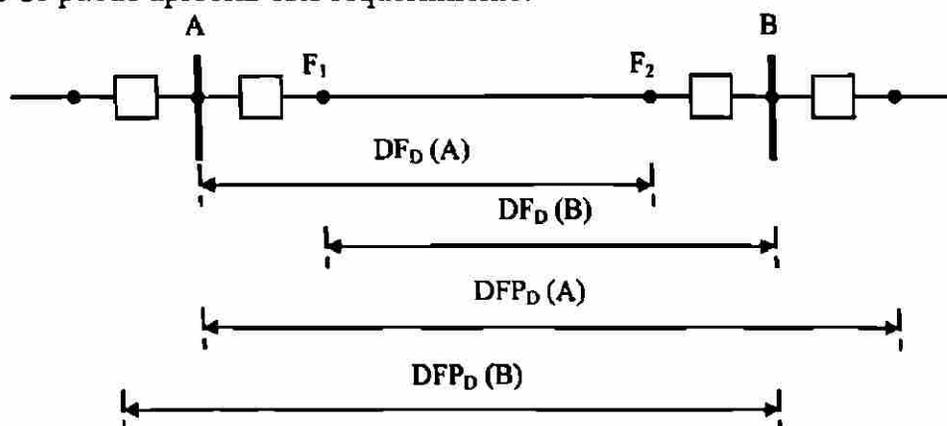


Figura 8.25 Zonas de operación de los detectores de falla.

Si la protección de tierra es direccional de sobrecorriente no se garantiza el traslape sin sobrealcance, debido a que la extensión de su zona de operación varia con el régimen del sistema; en este caso es recomendable utilizar protecciones de distancia contra cortocircuitos a tierra.

Existen dos variantes de este tipo de protección:

- Protección no permisiva (figura 8.26)

En cortocircuitos externos no opera ningún “DF_D” ni se pone en funcionamiento ningún transmisor, por lo que no existe el disparo. Para cortocircuitos internos en la zona central de la línea (punto “F₁” figura 8.21) operan los “DF_D” y se ponen en funcionamiento los transmisores, hay una señal de salida en los receptores, y por las dos razones se origina el disparo en ambas terminales. Para cortocircuitos internos cercanos a una terminal (punto “F₂” figura 8.21) el “DFD” de esa terminal opera, originando el disparo de su interruptor y pone en funcionamiento su transmisor, y mientras en la otra terminal se recibe esa señal y se origina el disparo. Esta variante tiene una gran probabilidad de operación incorrecta por cualquier ruido que se genere en el canal o problemas en el receptor, pues la sola recepción de la señal es una condición de disparo.

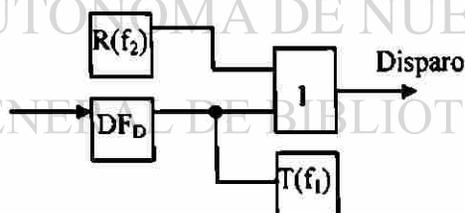


Figura 8.26 Diagrama esquemático protección piloto de subalcance no permisiva

- Protección permisiva (figura 8.27)

El problema que presenta la protección no permisible, se resuelve con este tipo de protección, en la cual se añaden detectores de falla permisivos “DF_P”, cuyas zonas de operación son de sobrealcance (ver figura 8.25) se emplean los relevadores de distancia de segunda zona para esta finalidad. En la protección permisiva el detector de falla de disparo “DF_D” puede originar el disparo directamente, pero no puede

hacerlo la señal de disparo recibida a través del canal; en este caso además de la recepción de la señal, debe de haber operación del “DF_P” local para que se origine el disparo.

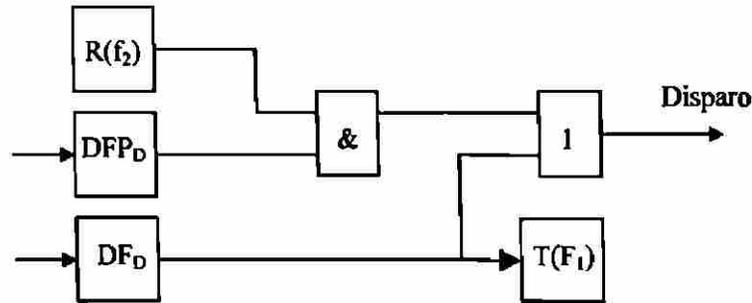


Figura 8.27 Diagrama esquemático protección piloto de subalcanse permisiva.

Como la protección piloto de disparo de subalcanse se basa en “DF_D” que no responden a cortocircuitos externos, no se requiere el pequeño retardo de alrededor de 10 MS en la señal de disparo. Esto hace que su esquema sea algo más simple y su operación algo más rápida, pero sigue confrontando el problema de tener cierta probabilidad de falla en el disparo para cortocircuitos internos por ser piloto de disparo.

8.7.5 VENTAJAS.

En comparación con la protección piloto por comparación de fase, la protección piloto por comparación direccional tiene las siguientes ventajas:

1. Tiene mayor velocidad de operación (tiempos inferiores a 20 MS)
2. Es más adecuada para la protección de líneas con derivaciones, y en general, de redes con cualquier configuración.
3. Tiene mayor flexibilidad para admitir cambios en el sistema, incluyendo la adición de cargas en derivación de las líneas.
4. Tiene mayor sensibilidad, ya que no confronta problemas de discriminación entre las corrientes de carga y de cortocircuito.
5. Impone menores requerimientos al canal de comunicación.

8.7.6 DESVENTAJAS.

1. La protección piloto por comparación direccional por utilizar detectores de falla de tipos direccional o de distancia requiere de transformadores de potencial.
2. Puede ser afectada por regímenes asimétricos de la línea protegida o por la inducción mutua entre líneas.
3. Tiene limitaciones para su aplicación a líneas largas con compensación serie capacitiva.
4. Puede operar incorrectamente por oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo.

8.8 PILOTO POR COMPARACIÓN COMBINADA DE FASE Y DIRECCIONAL.

En este esquema se hace la combinación de los principios de la comparación de fase y la direccional, utilizando un solo canal de comunicación, con lo que se tratan de retener las ventajas de ambos principios. En la comparación de fase se utiliza secuencia negativa pura o secuencia cero pura, y en la comparación direccional se utilizan dos detectores de falla (relevadores tipo “Mho”); uno de ellos opera para fallas en la dirección de la línea protegida, y realiza la función de disparo, mientras el otro opera para falla en a dirección contraria, y realiza la función de boqueo. En la figura 8.28 se muestra un diagrama esquemático de esta protección, en la variante “ON-OFF” de bloqueo.

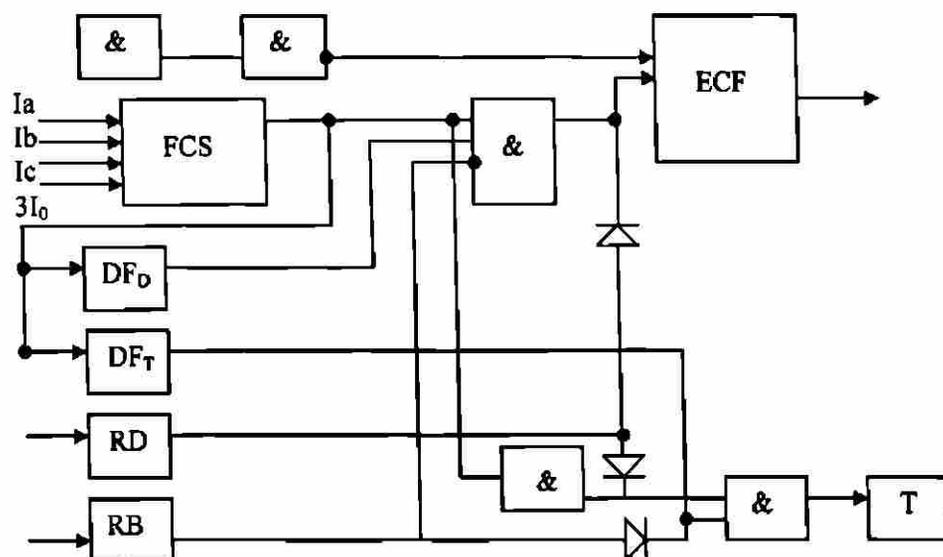


Figura 8.28 Protección piloto por comparación combinada de fase y direccional.

Al combinarse ambos principios, para la comparación de fase no se requiere la componente de corriente de secuencia positiva, pues la comparación direccional puede cubrir aquellos cortocircuitos que no se detectan por comparación de fase. Esto tiene la ventaja de que la corriente de carga no afecta la protección, y no existen problemas de sensibilidad. El esquema de la figura 8.28 tiene una modificación, ya que se añaden detectores de falla (relevadores de tipo "Mho") de disparo "RD" y de bloqueo "RB".

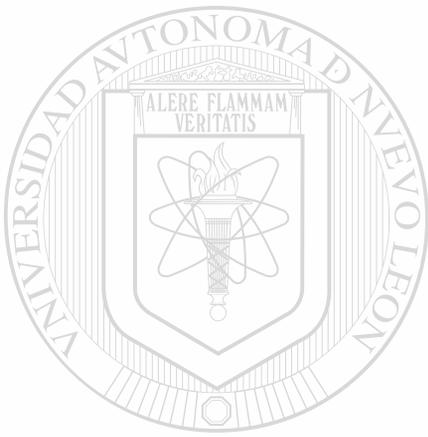
Si no existieran estos detectores, el esquema funcionaría como comparación de fase de media onda de bloqueo. Por otra parte, si se supone que en el esquema no existe salida en el filtro combinado de secuencia "FCS", su operación se basa en el principio de la comparación direccional; para cortocircuitos internos el detector "RD" de cada terminal opera, hace que se detenga la transmisión de señal, y coloca un "1" a la entrada del "ECF"; como no existe una señal recibida, en la otra entrada del "ECF" también tiene un "1". El "ECF" responde a esta condición como si en su entrada hubiera dos señales de corriente alterna en fase, y operara. El resultado de que ocurre el disparo instantáneo de ambas terminales.

Para cortocircuitos externos, en la terminal cercana al cortocircuito opera "RB" y no lo hace "RD" con lo que se bloquea el disparo local y se inicia la transmisión de una señal continua de bloqueo, que impide el disparo en la terminal remoto.

Para la operación conjunta del esquema está previsto que tenga preferencia la comparación direccional sobre la comparación de fase. Cuando opera el detector "RD" se detiene la transmisión y se prepara para operar el "ECF" independientemente de las señales de salida que haya en "FCS" y "DF_D". Por otra parte, cuando opera "RB" (cortocircuitos externos) se pone al transmisor a genera una señal continua de bloqueo, y se impide que la señal de salida de "FCS" detenga esa transmisión cada medio ciclo; se evita también que las señales de salida del "FCS" y del "DF_D" influyan sobre la señal que llega al "ECF".

Para un cortocircuito externo cercano a una de las terminales de la línea, opera "RB" e inicia la transmisión de una señal continua de bloqueo; en la terminal lejana opera "RD", pero el disparo es bloqueado por la señal continua que se está recibiendo. Si se permite que el "FCS" de la terminal cercana al cortocircuito detenga la transmisión de la señal cada medio ciclo, ocurrirá el disparo incorrecto de la terminal lejana durante el

medio ciclo en que falta la señal de bloqueo, estando presente un “1” continuo e la otra entrada del “ECF”.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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 postergado.

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 cuales 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.

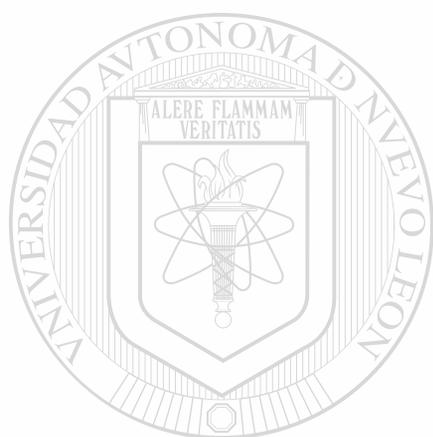
9.2 RECOMENDACIONES

Los Sistemas Eléctricos 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 Eléctricos 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

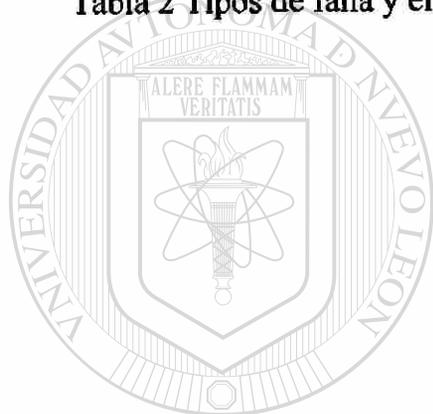
BIBLIOGRAFIA

1. Altuve Ferrer H. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. CENACE C.F.E. 1ª Edición. 1994.
2. Altuve Ferrer H.. Memoria Curso Tutorial Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección. F.I.M.E.-U.A.N.L. 1ª Edición. 1995.
3. C.F.E. Auxiliar Técnico en Protecciones de Distribución. Centro de Capacitación Celaya. C.F.E. México. 1989*.
4. C.F.E. Esquemas de Protección Eléctrica. Centro Editorial de la C.F.E. México 1981*.
5. C.F.E. – U.A.N.L. Memoria Técnica – II Simposium Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. C.F.E. – U.A.N.L. 1ª Edición. 1994.
6. Enríquez Harper Gilberto. Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores. LIMUSA. 1ª Edición. 1981*.
7. I.E.E.E. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial And Commercial Power Systems. I.E.E.E. 1ª Edición. 1975*.
8. Ravindranath B., Chander M. Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores. LIMUSA. 1ª Edición. 1980*.
9. Russell Mason C. El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. C.E.C.S.A. 7ª Edición. 1979*.

* Literatura clásica.

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Fallas en los diferentes elementos de un sistema de potencia	17
Tabla 2 Tipos de falla y el porcentaje en que se presentan	18



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

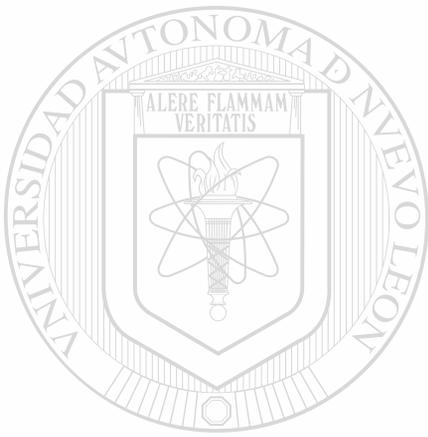
LISTADO DE FIGURAS

Figura	Página
2.1 Elementos que integran un relevador	16
2.2 Limites de sobrecarga	19
2.3 Diagrama de flujo del sistema de protección	21
2.4 Secuencia lógica de la señal del relevador	22
2.5 Esquema de un transformador de corriente	23
3.1 Zonas de protección en un sistema típico de potencia	27
3.2 Principio de la protección doble de un interruptor	28
3.3 Conexiones típicas de C.A. relevadores de protección	30
3.4 Diagrama de control del circuito de disparo	32
3.5 Relevadores de apertura de circuito	32
3.6 Esquema circuito de control para un interruptor	33
3.7 Diagrama unifilar de respaldo local	49
3.8 Diagrama unifilar de respaldo remoto	50
3.9 Diagrama unifilar zonas de detección	51
3.10 Diagrama unifilar de punto de falla tipo R	52
3.11 Falla de respaldo local	53
3.12 Falla de respaldo remoto	54
4.1 Estructuras de relevador de atracción electromagnética	58
4.2 Una placa de material de aluminio con fuerzas de atracción	59
4.3 Esquema de disco de inducción con bobina magnética	61
4.4 Esquema de un relevador de sobrecorriente	62
4.5 Esquema de un relevador con dos bobinas	62
4.6 Relevador de copa	63

5.1 Diagrama vectorial para el par máximo	79
5.2 Característica de funcionamiento de un relevador direccional	80
5.3 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial normal	81
5.4 Diagrama de flujos de corrientes en relevador diferencial con falla	81
5.5 Diagrama de flujos de corriente bobina restrictora	82
6.1 Funcionamiento inadecuado de los relevadores monofásicos	96
6.2 Aplicación de la derivación de la corriente de secuencia cero	96
6.3 Tensión de polarización de baja tensión	97
6.4 Polarización de corriente	98
6.5 Polarización de corriente de la delta de un TP	99
6.6 Polarización de corriente a partir del neutro del TC conectado en estrella	99
6.7 Carencia de protección con dos relevadores de sobrecorriente	101
6.8 Protección completa con dos relevadores de fase y uno de tierra	102
6.9 Curvas de funcionamiento	105
6.10 Características de sobrealcance	106
6.11 Localización de la falla para el ajuste de la puesta en trabajo de la protección de respaldo	110
6.12 Tiempos de funcionamiento características de tiempo inverso	111
6.13 Orden para el ajuste de los relevadores en un sistema de anillo	113
7.1 Diagrama R-X elemento impedancia	118
7.2 Diagrama R-X elemento reactancia	119
7.3 Diagrama R-X elemento admitancia	120
7.4 Elemento direccional (unidad Mho) tipo reactancia	125
7.5 Cilindro de inducción (unidad "ohm") tipo reactancia	126
7.6 Sistema de equivalente con dos fuentes enlazadas por una L.T.	127
7.7 Red de secuencia positiva para una falla 3 ϕ	128
7.8 Redes de secuencia fase "A" para falla entre fases "B" y "C"	129
7.9 Redes de secuencia fase "A" para falla entre fase "A" y tierra	130
7.10 Diagrama esquemático zonas de la protección de distancia	133
7.11 Diagramas Z-t y R-X	135
7.12 Diagrama líneas multi-terminales	136

7.13 Diagrama línea de transmisión tres terminales	136
7.14 Diagramas equivalente y fasorial de un sistema de potencia	139
7.15 Efecto de la pérdida de sincronismo la impedancia de la L.T. pequeña	142
7.16 Método para determinar la tendencia de operación durante una oscilación	143
7.17 Efecto de la oscilación impedancia de L.T. grande	144
7.18 Bloqueo por oscilación con una unidad mho con "offset"	145
7.19 Característica de disparo por oscilación	146
8.1 Fundamentación necesidad de protección piloto para una L.T.	155
8.2 Protección y supervisión del hilo piloto y de los equipos terminales	159
8.3 Esquema general canal de onda portadora una fase de una L.T.	161
8.4 Protección diferencial de una fase elemento de dos terminales	166
8.5 Protección diferencial elemento de dos terminales	168
8.6 Diagrama esquemático de un relevador de porcentaje diferencial	171
8.7 Diagramas fasoriales de cortocircuitos externos (a) e internos (b)	171
8.8 Característica de operación	172
8.9a Protección piloto de corrientes circulantes	174
8.9b Protección piloto voltajes en oposición	174
8.10 Diagrama esquemático protección hilo piloto de corrientes circulantes	176
8.11 Protección piloto por comparación de fase	178
8.12 Principio de operación por comparación de fase	181
8.13 Comparación de fase de señales de disparo (a) y de bloqueo (b)	182
8.14 Esquema de media onda de bloqueo ("ON-OFF")	184
8.15 Esquema de media onda de disparo ("ON-OFF")	185
8.16 Esquema de media onda de bloqueo (corrimiento de frecuencia)	186
8.17 Esquema de media onda de disparo (corrimiento de frecuencia)	188
8.18 Esquema de media onda de pérdida de bloqueo (corrimiento de frecuencia)	188
8.19 Protección piloto por comparación de bloqueo fase onda completa	191
8.20 Protección piloto por comparación direccional	195
8.21 Zonas de operación (a) y características de operación (b)	

detectores de falla	196
8.22 Protección piloto de bloqueo	197
8.23 Protección piloto de pérdida de bloqueo	199
8.24 Protección piloto de disparo de sobrealcance	201
8.25 Zonas de operación de los detectores de falla	203
8.26 Diagrama esquemático protección piloto de subalcance no permisiva	203
8.27 Diagrama esquemático protección piloto de subalcance permisiva	204
8.28 Protección piloto por comparación combinada de fase y direccional	206



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

GLOSARIO

TC	Transformador de Corriente.
TP	Transformador de Potencial.
C.D.	Corriente Directa.
C.A.	Corriente Alterna.
D.C.	Corriente Directa.
A.C.	Corriente Alterna.
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 de la 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 Estándares.
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.
wt	Frecuencia.
F	Fuerza.
T	Par.
Kv.	Kilovoltios.
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.
taps	Derivaciones de la bobina.
$I_{pick-up}$	Corriente de puesta en trabajo.
Burden	Carga.
Relay	Relevador.
I.D.T.M.	Curva Inversa con Tiempo mínimo definido.
T.M.S.	Ajuste multiplicador de tiempo.
T.L.S.	Palanca de ajuste de tiempo.
M.T.A.	Angulo de par máximo.

RESUMEN AUTOBIOGRAFICO

ING. FRANCISCO JOEL OLVERA BLANCO

Candidato al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en
Potencia.

Tesis: Relevadores de Protección Aplicados a las Líneas de Transmisión.

Campo de Estudio: En estudios realizados por C.F.E y el C.E.N.A.C.E.

Biografía: Nacido en Monterrey, Nuevo León, en 13 de Julio de 1972, hijo de
Francisco Olvera Medina y Magdalena Blanco Morales.

Educación: Egresado de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, con el grado de Ingeniero Mecánico Eléctrico en el año de 1996.

Experiencia Profesional: En la Escuela Industrial y Preparatoria Técnica “Alvaro Obregón” desempeñando el puesto de Maestro.

