

SINTEISIS

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.

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.

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.

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 ultimas 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 Simposium 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.

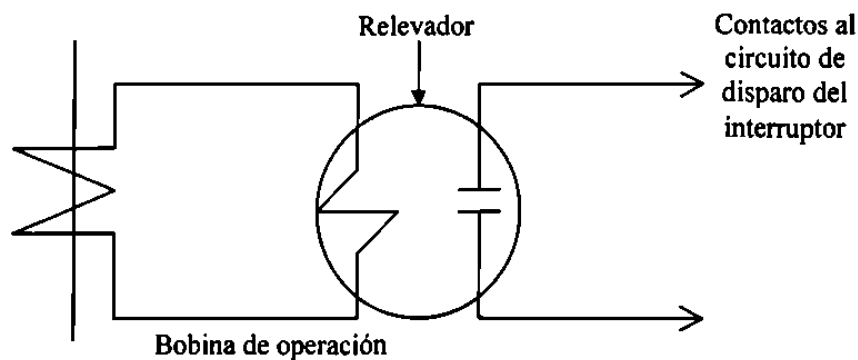


Figura 2.1 Elementos que integran un relevador

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, esta 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.

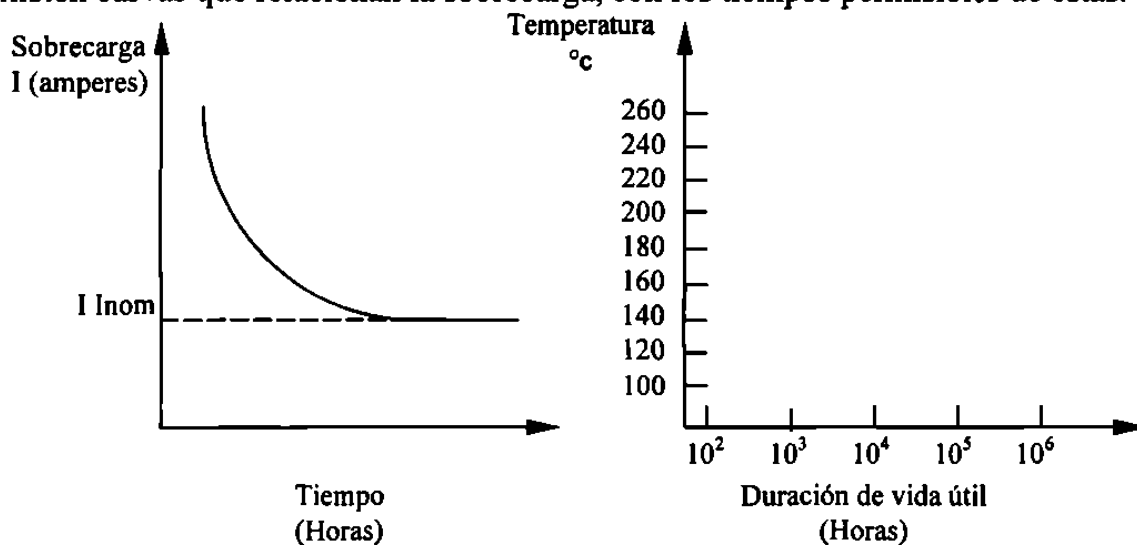


Figura 2.2 Limites de sobrecarga

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.

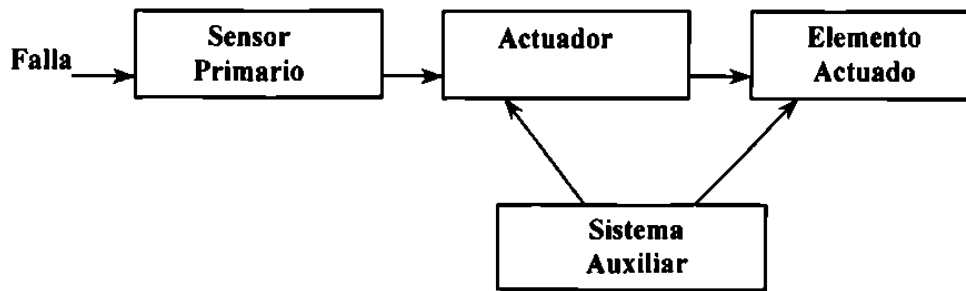


Figura 2.3 Diagrama de flujo del sistema de protección.

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.

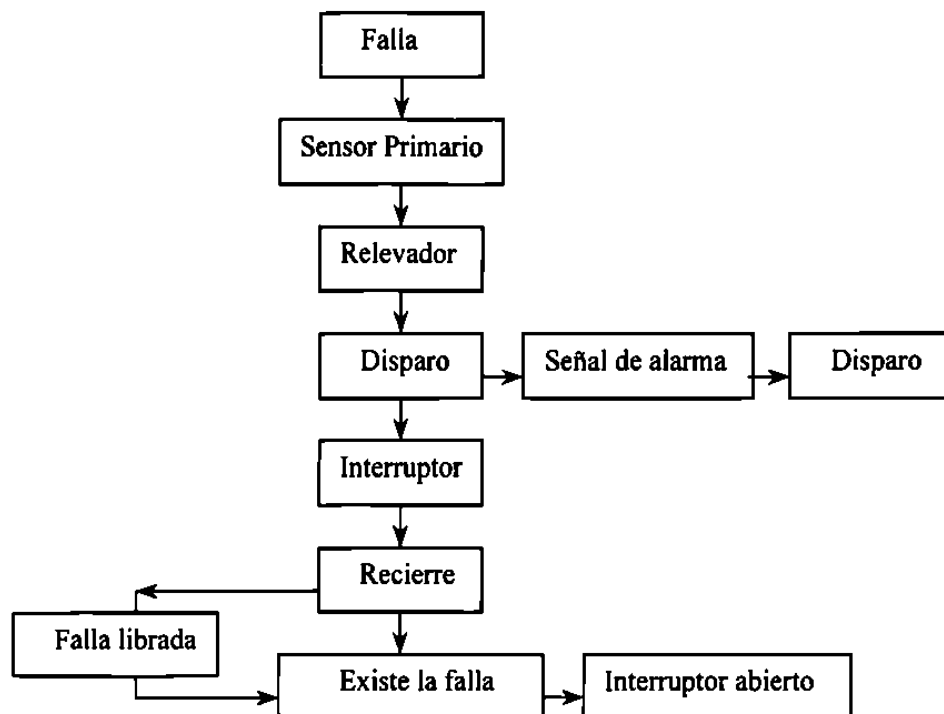


Figura 2.4 Secuencia lógica de la señal del relevador

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.

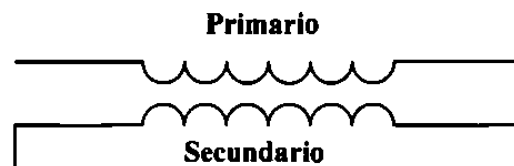


Figura 2.5 Esquema de un transformador de corriente

2.9 EVALUACION DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

La mejor manera de evaluar la protección por relevadores, sé 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.

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.

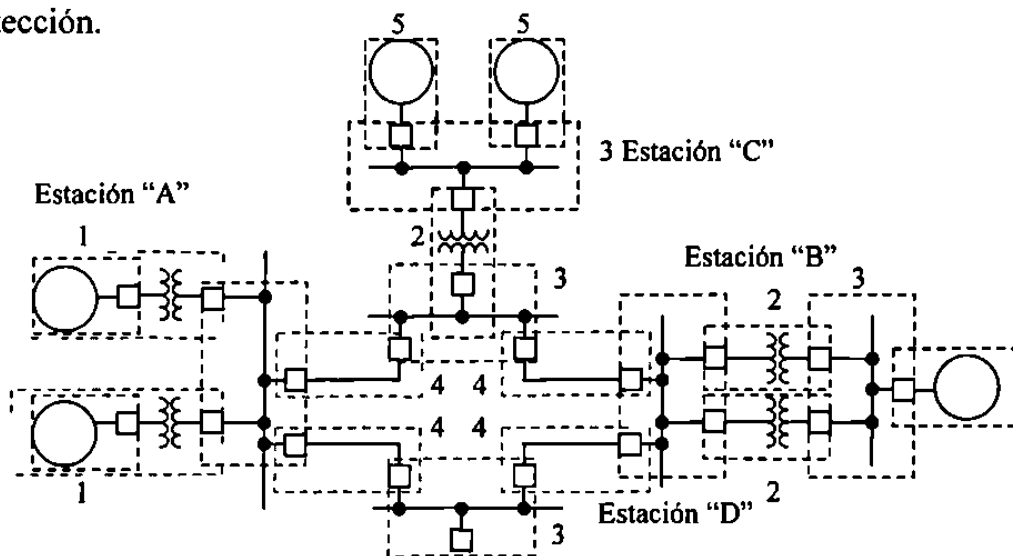


Figura 3.1 Zonas de protección en un sistema típico de potencia

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 ultimo recurso para desconectar las zonas adyacentes que rodean la falla.

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

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

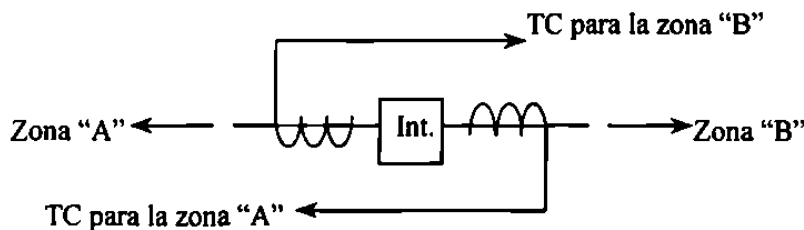


Figura 3.2 Principio de la protección doble de un interruptor

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 mas 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.

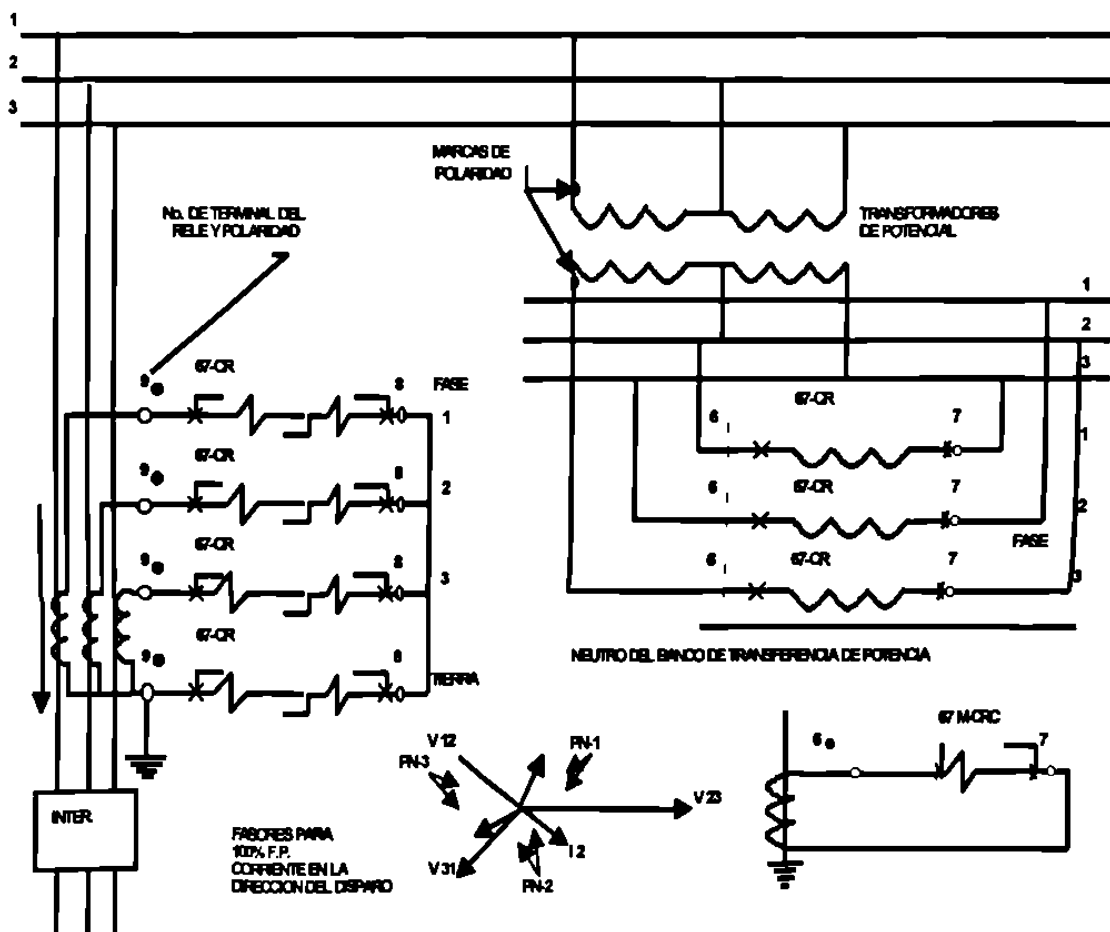


Figura 3.3 Conexiones típicas de C.A. relevadores de protección

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.

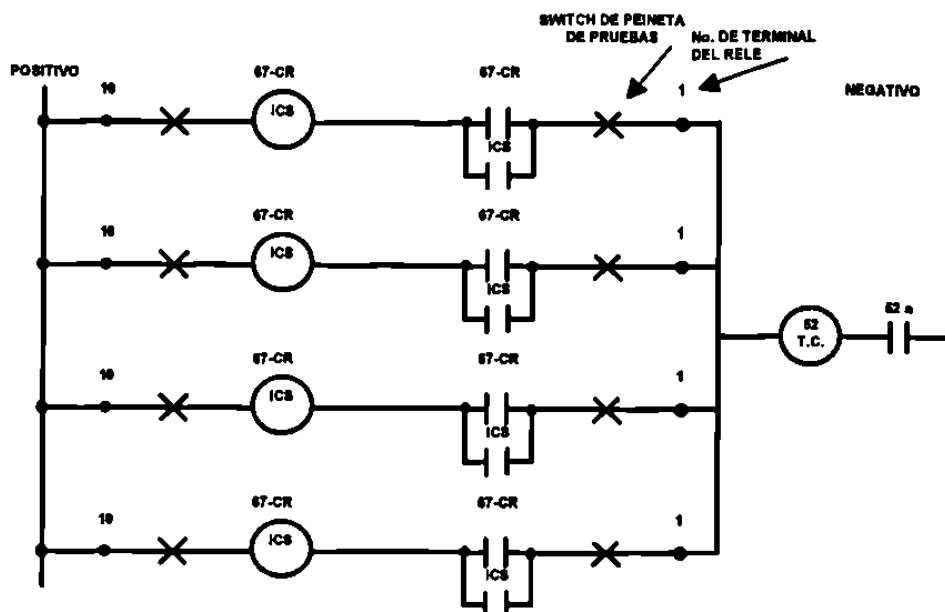


Figura 3.4 Diagrama de control del circuito de disparo.

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.

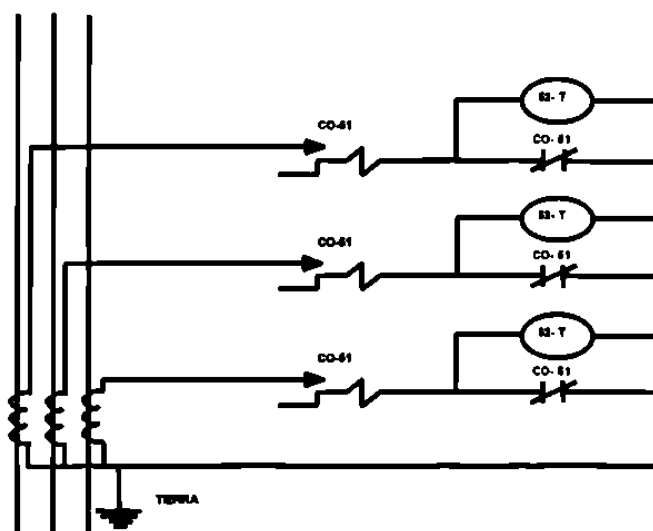
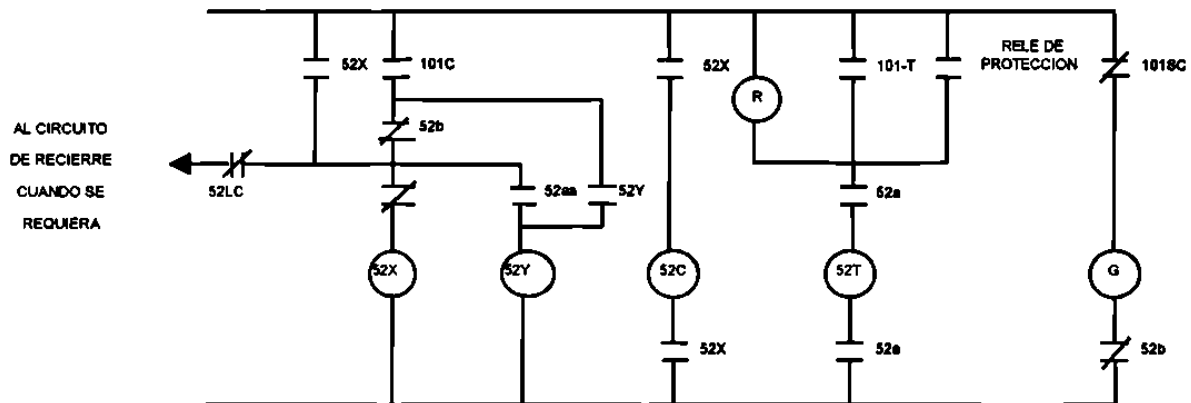


Figura 3.5 Relevadores de apertura de circuito.

Los circuitos completos de disparo y cierre de interruptores son más complejos y un diagrama de circuito típico se muestra en la figura 3.6. En este diagrama los circuitos de relevadores de protección, tal como los de la figura 3.5, están reducidos a un solo contacto marcado “relés protectores”, mientras los circuitos de disparo deben ser energizados de una fuente que esta disponible durante la falla, generalmente el banco de baterías, los circuitos de cierre pueden ser operados por C.A. Tales interruptores tienen circuitos de control similares al de la figura 3.6.



101 Swicht de control manual (T – Disparo, C – Cierre, SC – Contacto de paso)

52 Interruptor (T – Disparo, C – Cierre, X – Auxiliar, Y – Auxiliar de antibombeo, LC- Verificador de posición del interruptor)

G – Luz indicadora verde

R – Luz indicadora roja

Figura 3.6 Esquema circuito de control para un interruptor

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

3.4 CLAVES Y NOMENCLATURAS DE LOS TERMINOS UTILIZADOS EN LOS DIAGRAMAS ELECTRICOS.

Esta norma se refiere a los números y claves que forman parte de los planos y diagramas de tableros eléctricos, y es el complemento de las normas ya establecidas para dichos aparatos. Varios dispositivos incluyendo los relevadores, han sido previstos de

identificación de su operación con números y algunas veces con sufijos de letras apropiadas para uso de esquemas y diagramas de alambrado.

Estos fueron introducidos por NEMA y ahora adaptados como norma estándar para sistemas de interrupción automática por la AIEE.

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 emparelamiento 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.

Desconector 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 desconector 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 Contactor 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 la 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 presentó el percance o en el equipo asociado a la protección, en la figura 3.7 se muestra este tipo de protección.

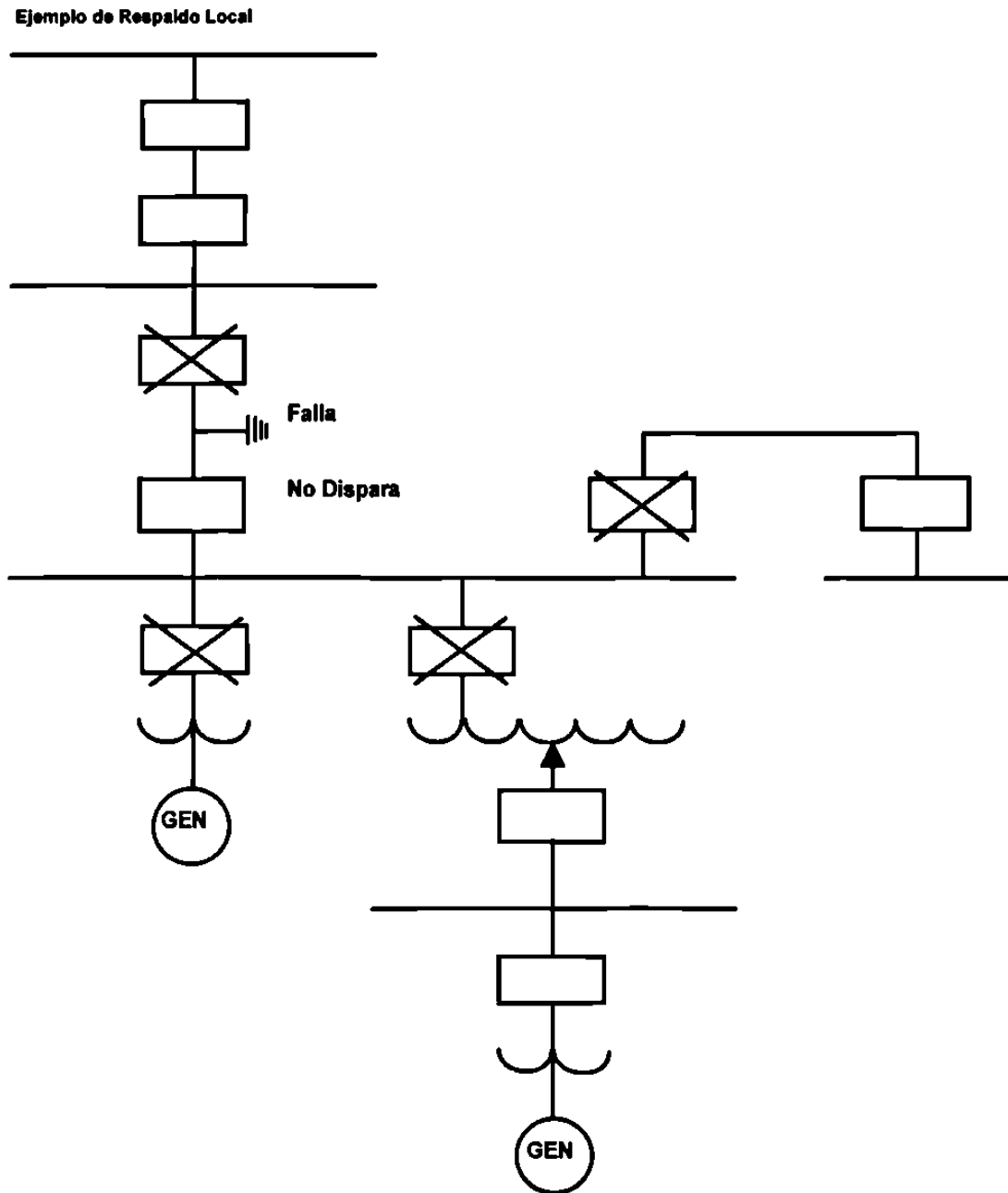


Figura 3.7 Diagrama unifilar de respaldo local

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.

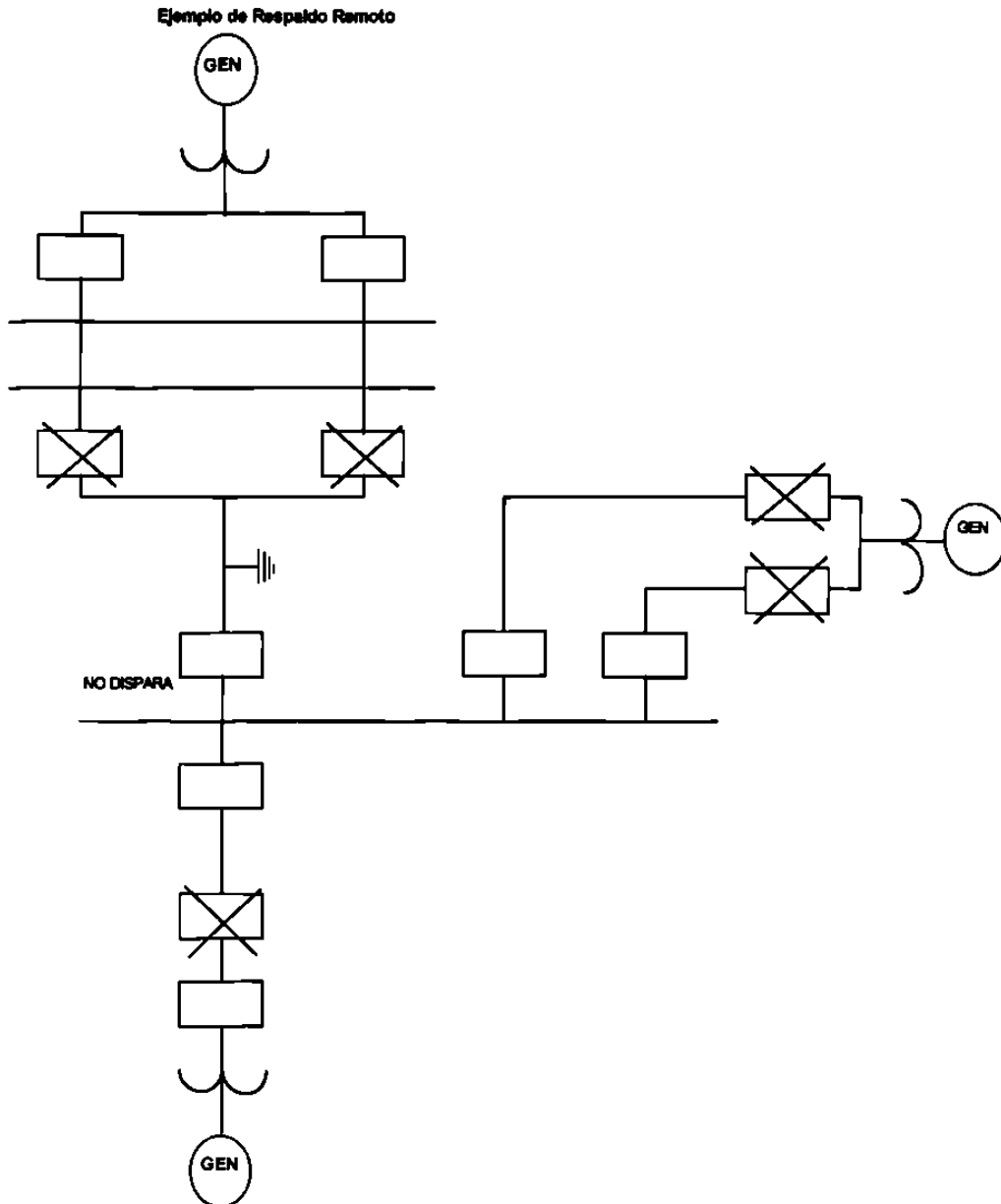


Figura 3.8 Diagrama unifilar de respaldo remoto

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 DETECCION 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.

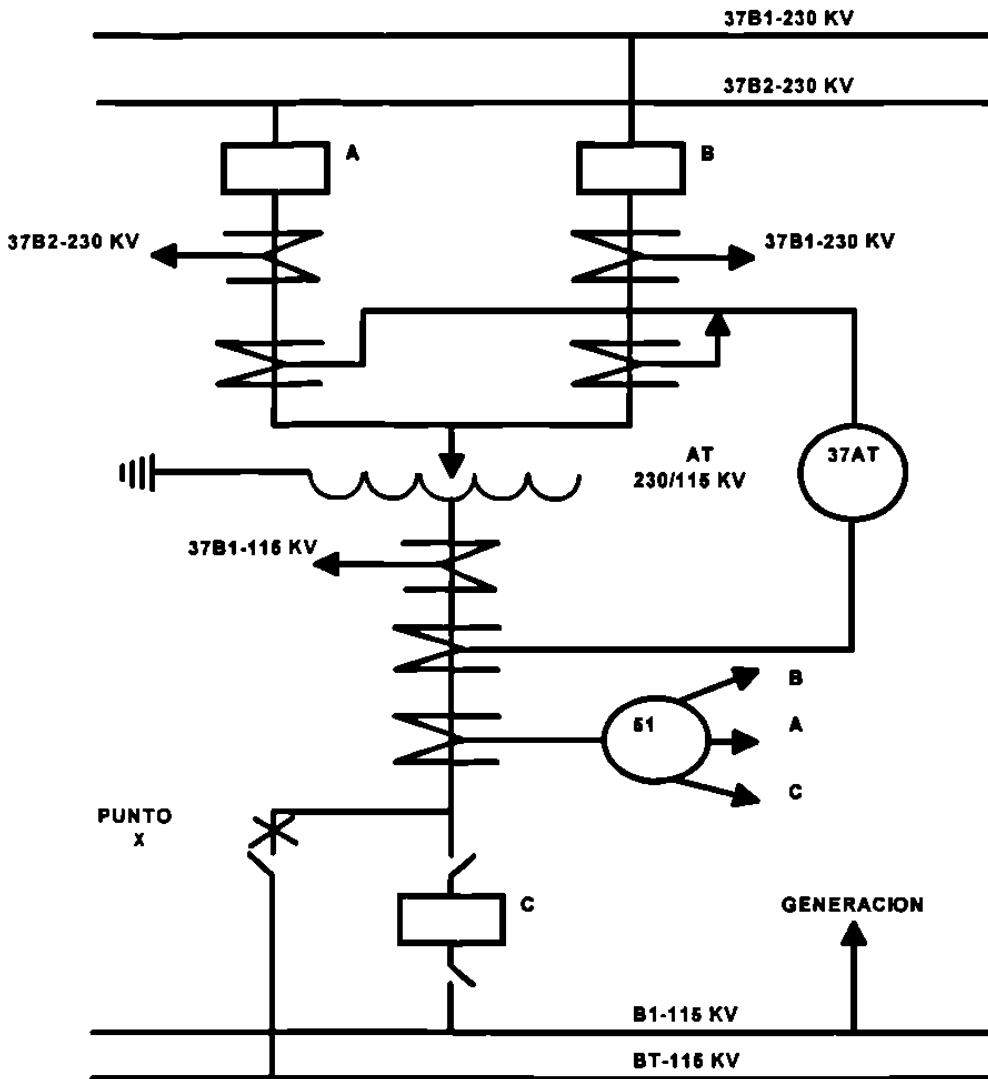


Figura 3.9 Diagrama unifilar zonas de detección

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.

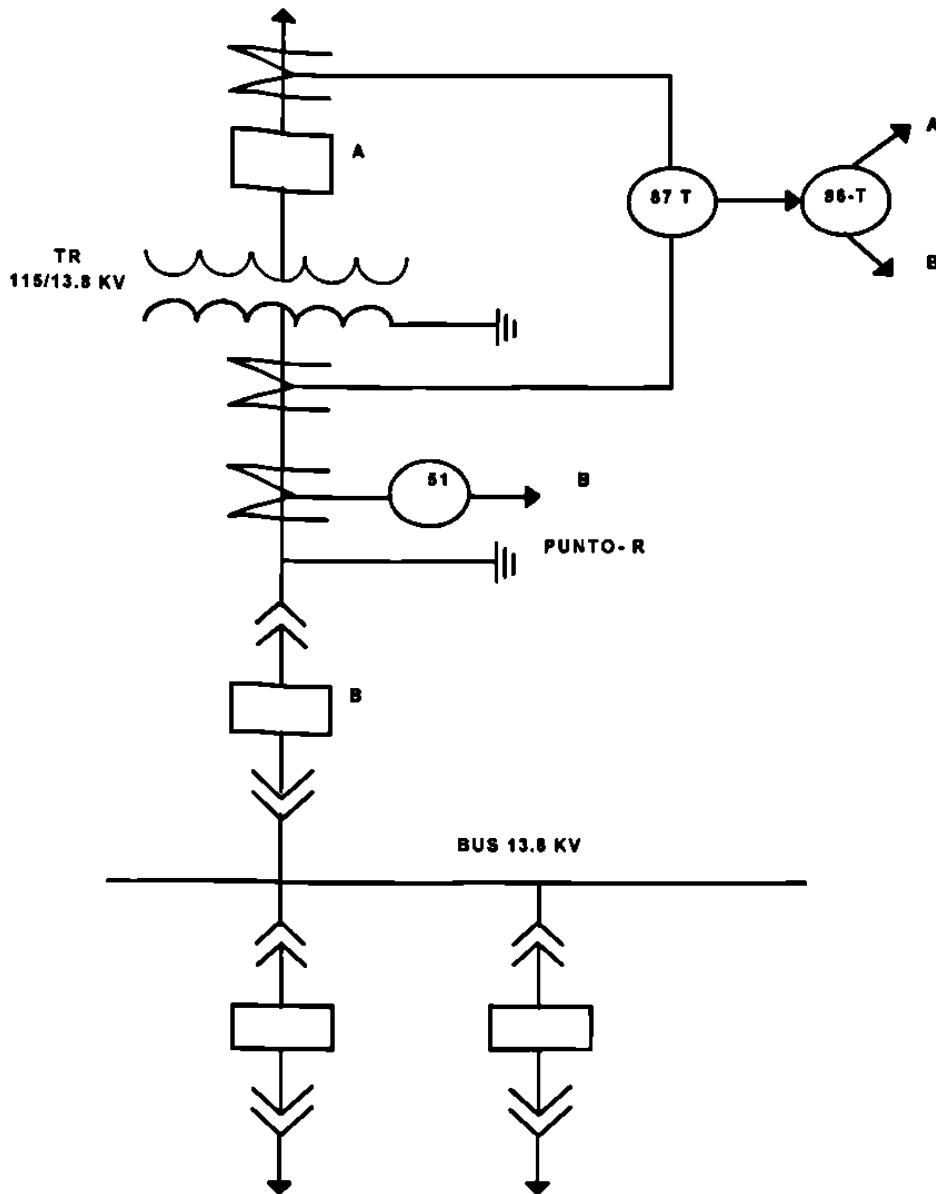


Figura 3.10 Diagrama Unifilar de Punto de falla tipo R.

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 numero de interruptores necesarios para eliminar la falla.
4. Operar lo bastante rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir excesivo daño en el equipo y mantener un grado ya previsto de continuidad en el servicio.

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

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

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

3.8.1 RESPALDO LOCAL.

Si ocurre una falla entre los buses B y C de la figura 3.11 deben abrir los interruptores 2 y 6.

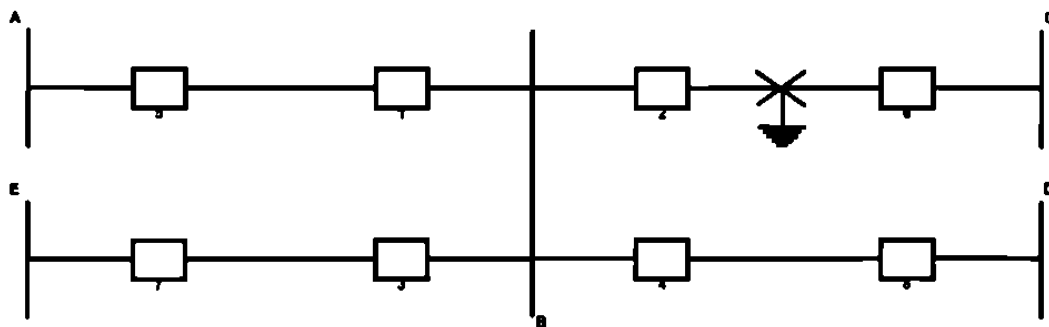


Figura 3.11 Falla de respaldo local

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.

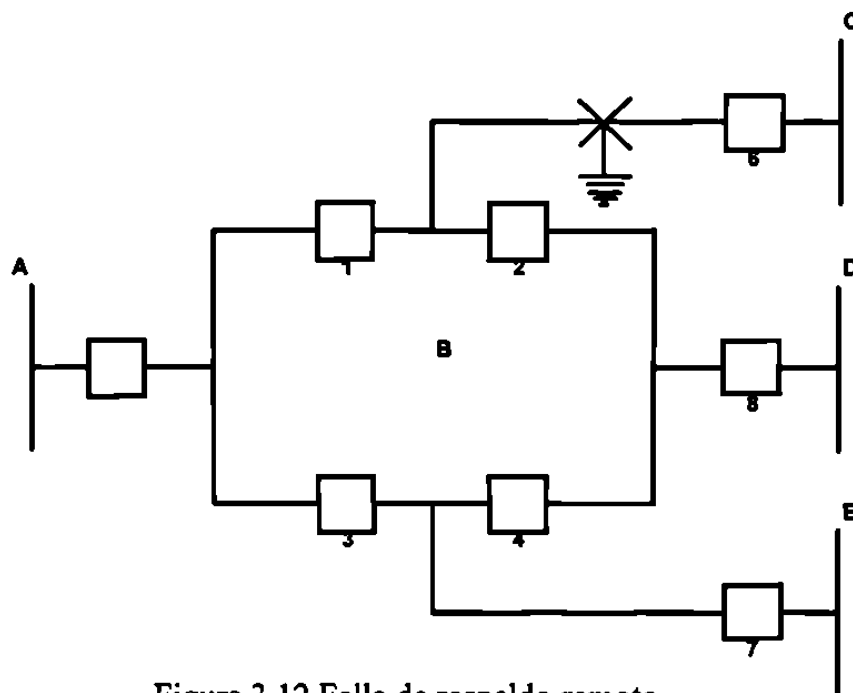


Figura 3.12 Falla de respaldo remoto

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.

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.

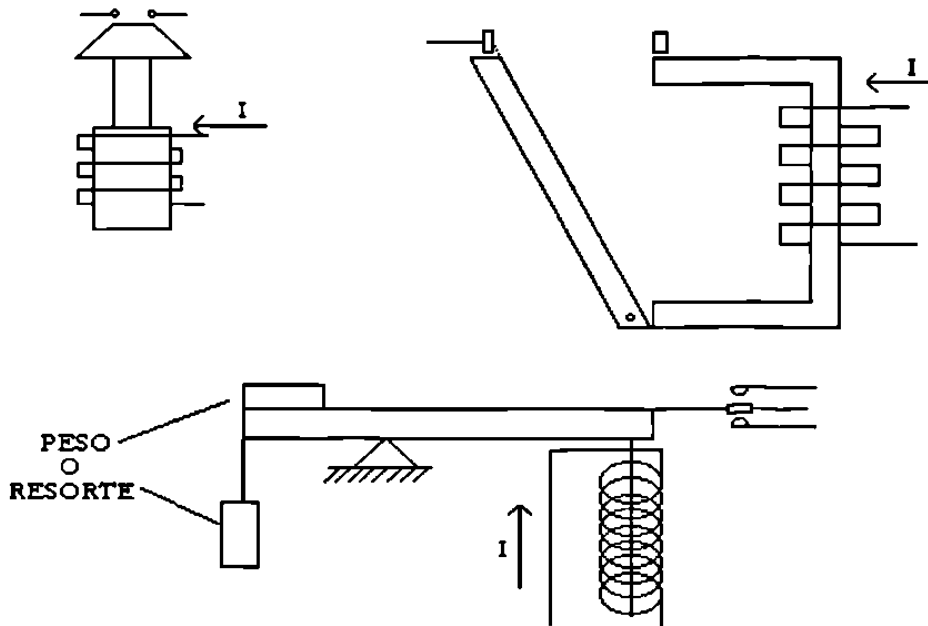


Figura 4.1 Estructuras de relevador de atracción electromagnética.

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

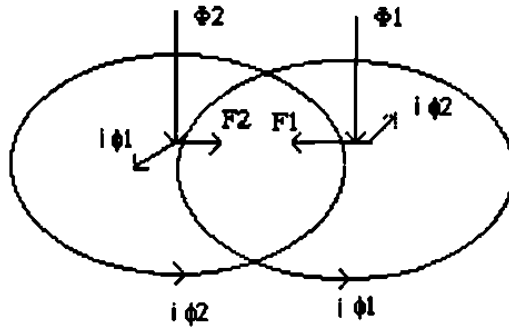


Figura 4.2 Una placa de material de aluminio con fuerzas de atracción

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 $\varphi_1 = \varphi_1 \text{Sen}(wt)$ donde φ_1 es el flujo máximo.

Así mismo $\varphi_2 = \varphi_2 \text{Sen}(wt + \theta)$

Siendo θ el ángulo de fase entre los dos flujos $\varphi_1 = \varphi_2$. Para evitarnos el considerar por lo pronto la autoinducción de las corrientes creadas en la placa y también el ángulo de fases de estas con respecto a sus fuerzas electromotrices que por lo demás son despreciables, se puede establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las siguientes expresiones:

$$I\varphi_1\alpha\left(\frac{d\varphi_1}{dt}\right)\alpha\varphi_1\text{Cos}(wt)$$

$$I\varphi_2\alpha\left(\frac{d\varphi_2}{dt}\right)\alpha\varphi_2\text{Cos}(wt + \theta)$$

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:

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

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 desfase 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.

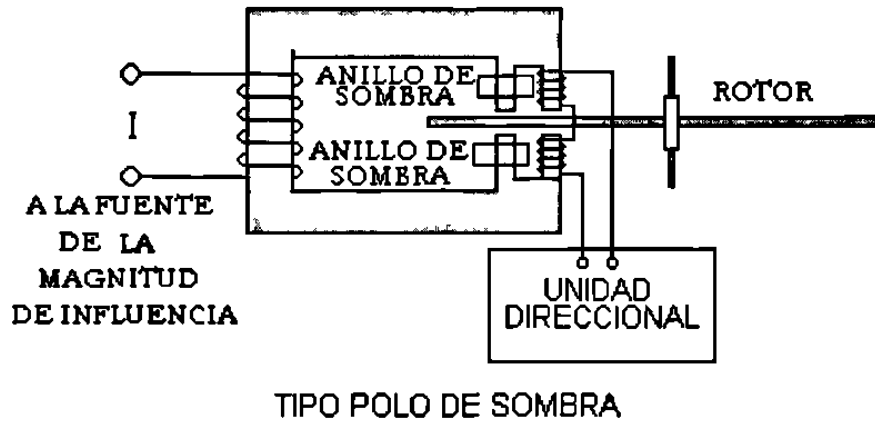


Figura 4.3 Esquema de disco de inducción con bobina magnética

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:

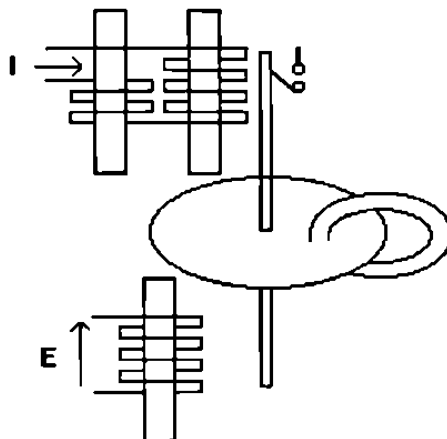


Figura 4.4 Esquema de un relevador de sobrecorriente

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 Watthorímetro, figura 4.5.

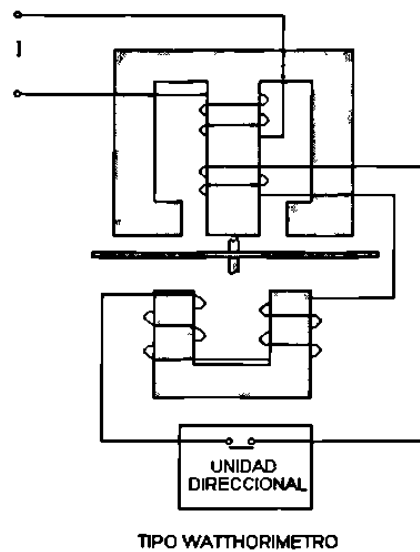


Figura 4.5 Esquema de un relevador con dos bobinas

Sobre una bobina se puede mandar las señales de corriente producidas por un 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.

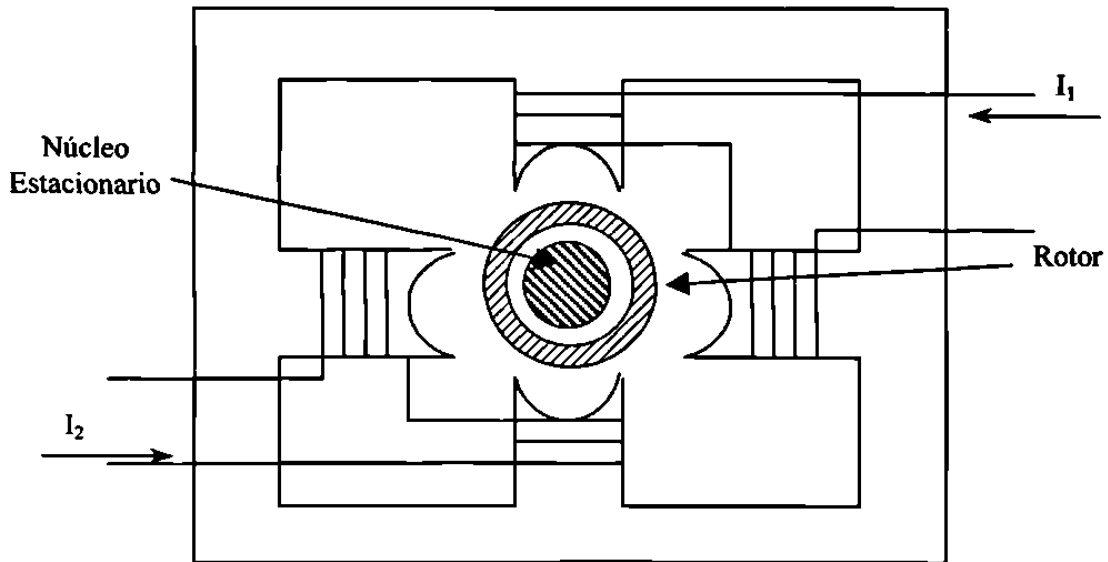


Figura 4.6 Relevador de copa

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 Foucalt), inducidas por estos flujos.

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 término "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.

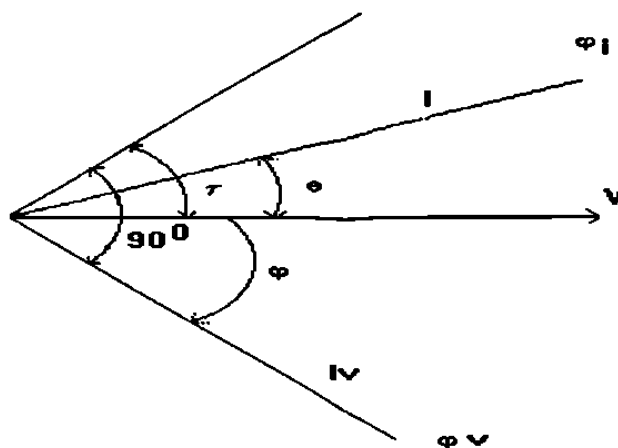


Figura 5.1 Diagrama vectorial para el par máximo

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.

$$VI_{\min} = Constante$$

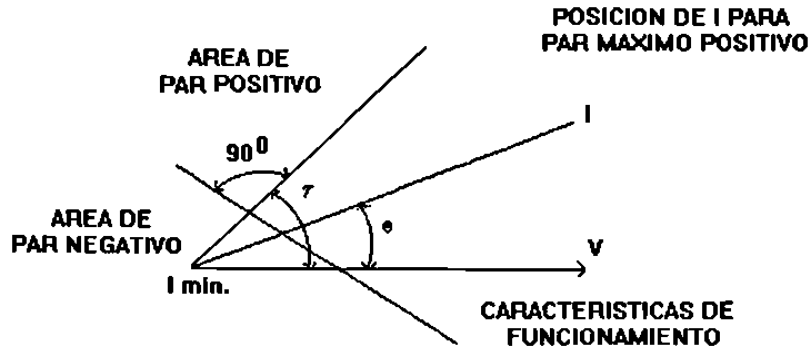


Figura 5.2 Característica de funcionamiento de un relevador direccional.

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 .

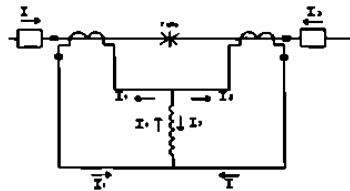


Figura 5.3 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial normal

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.

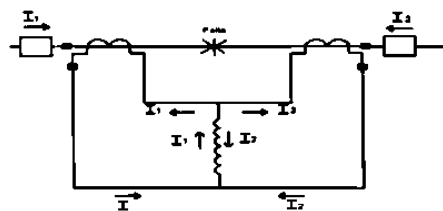


Figura 5.4 Diagrama de flujos de corrientes en relevador diferencial con falla

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.

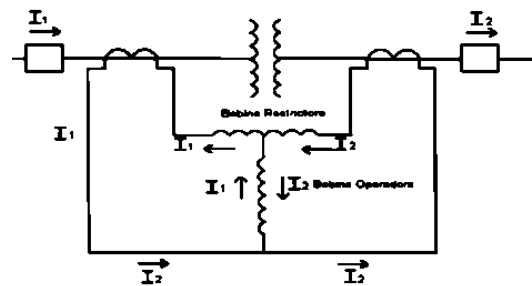


Figura 5.5 Diagrama de flujos de corriente bobina restrictora

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:

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

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

a:

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

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 períodos 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 si 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.

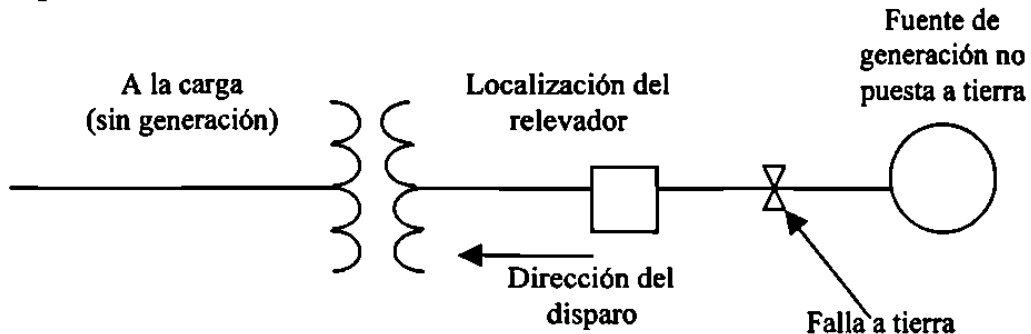


Figura 6.1 Funcionamiento inadecuado de los relevadores monofásicos

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.

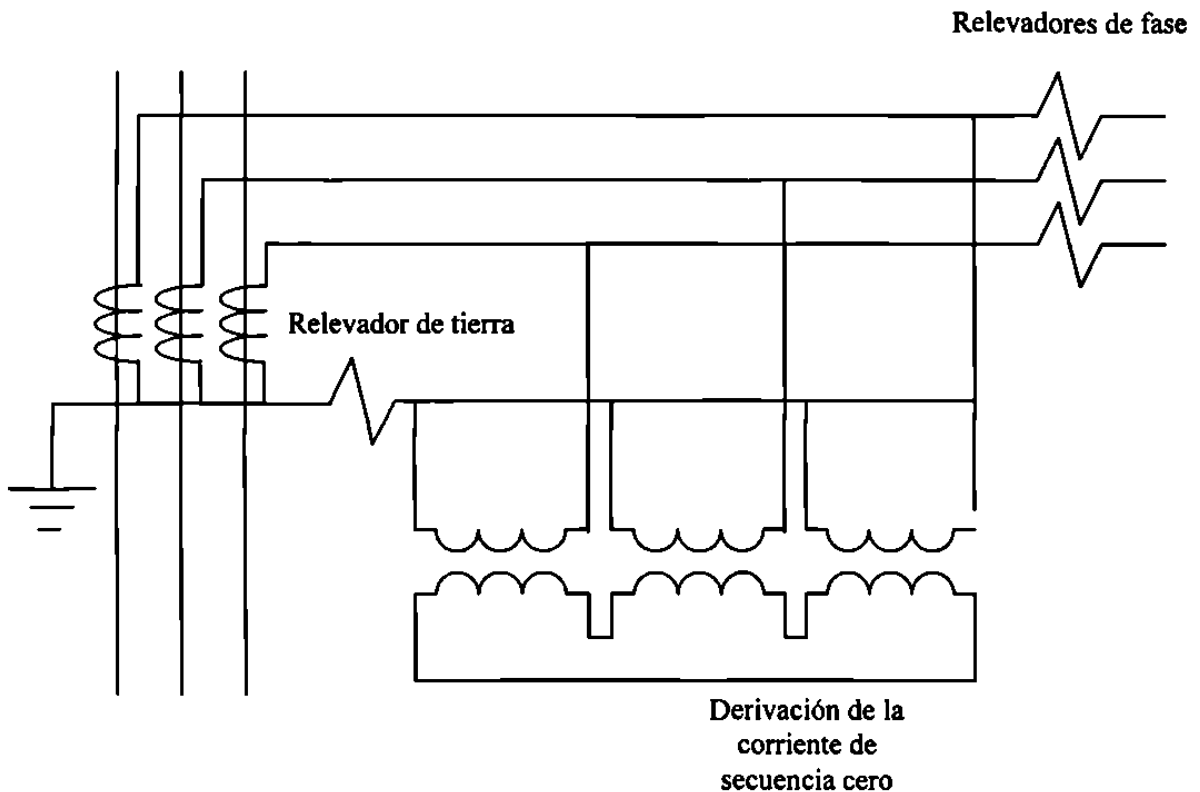


Figura 6.2 Aplicación de la derivación de la corriente de secuencia cero.

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.

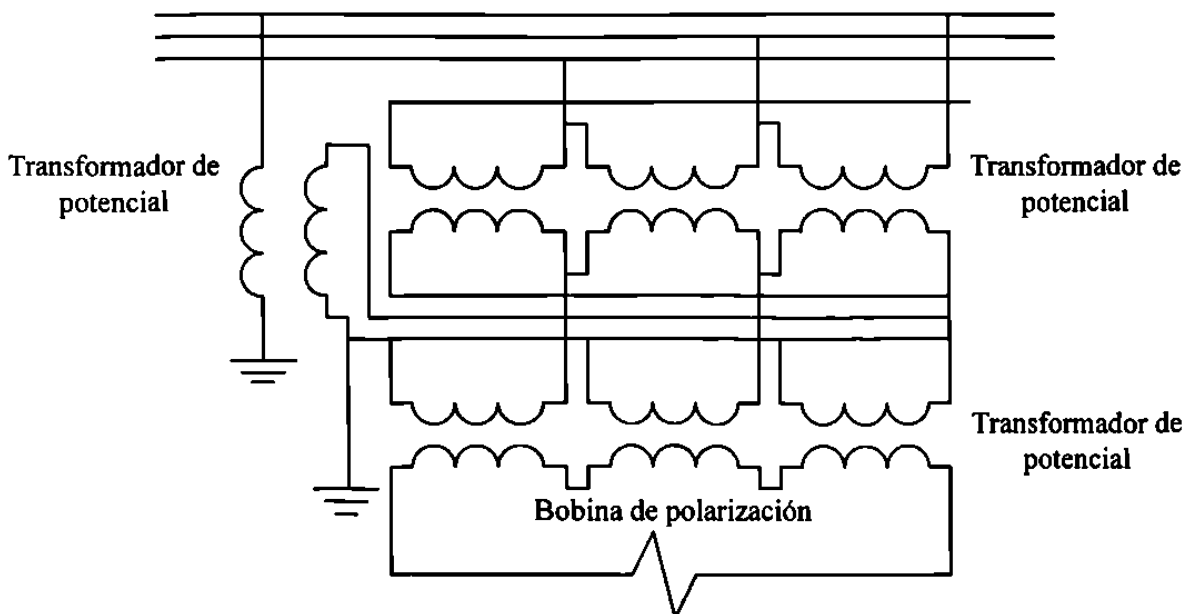


Figura 6.3 Tensión de polarización de baja tensión

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.

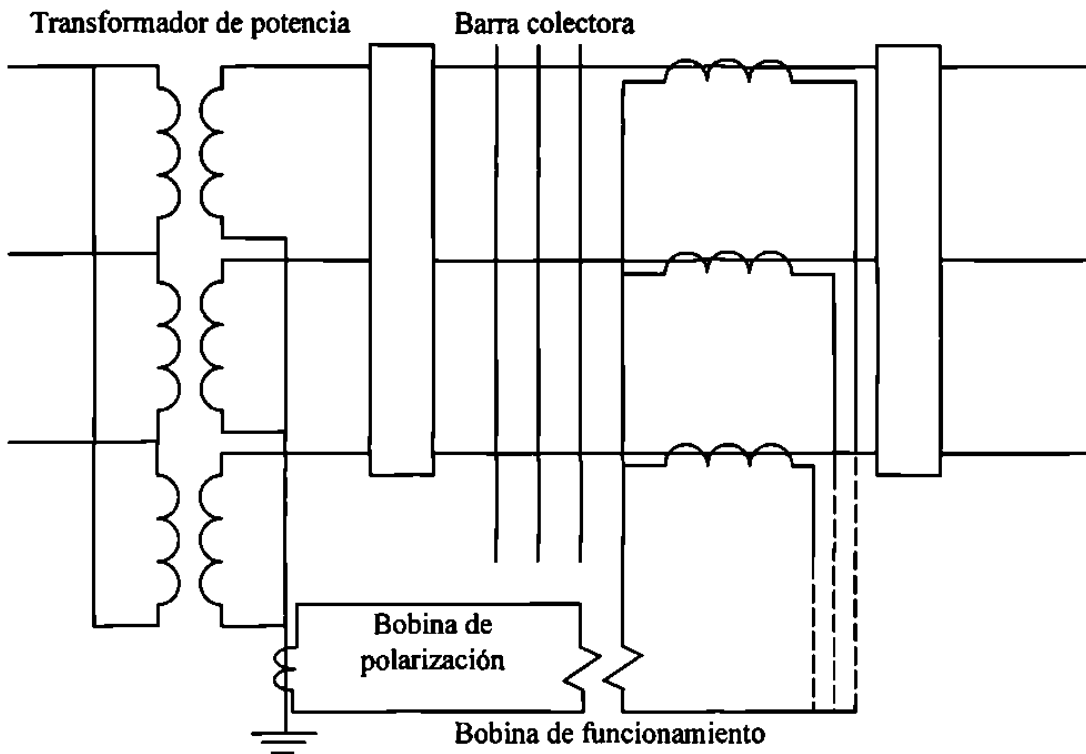


Figura 6.4 Polarización de corriente

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 en 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.

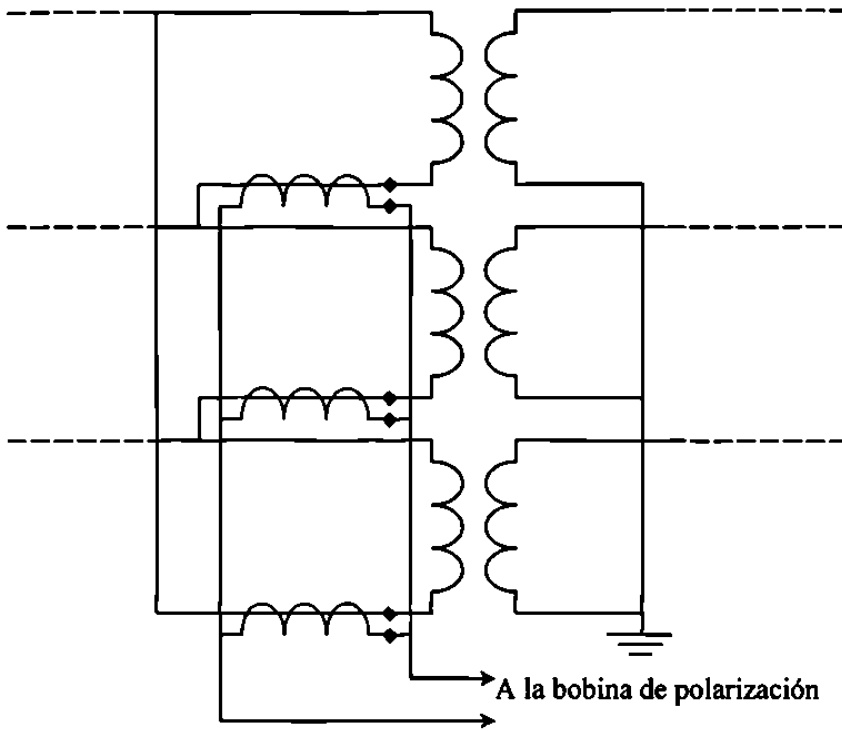


Figura 6.5 Polarización de corriente de la delta de un TP.

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.

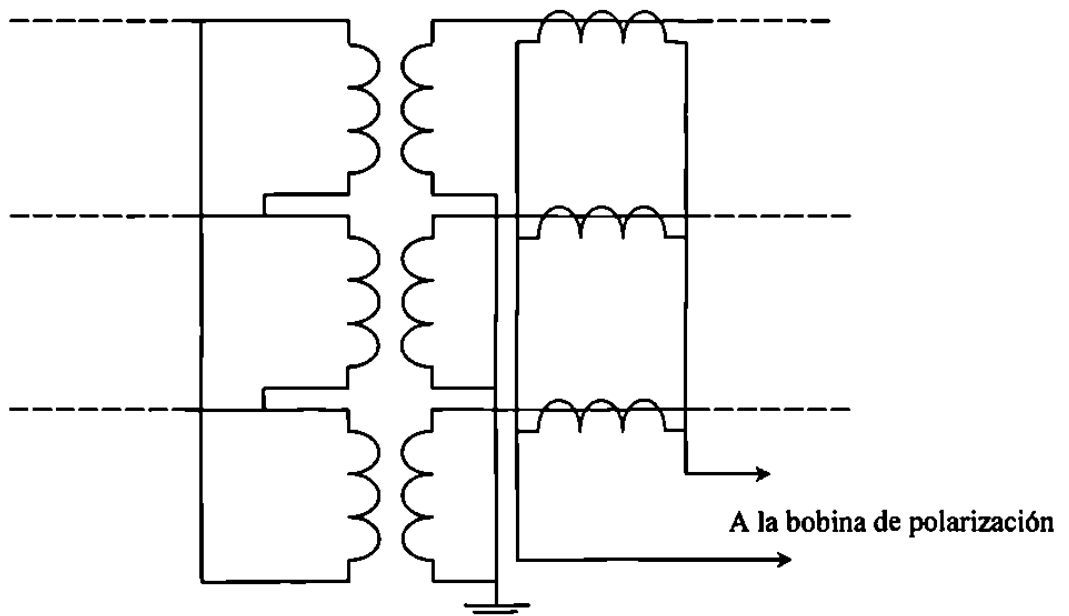


Figura 6.6 Polarización de corriente a partir del neutro del TC conectado en estrella.

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.

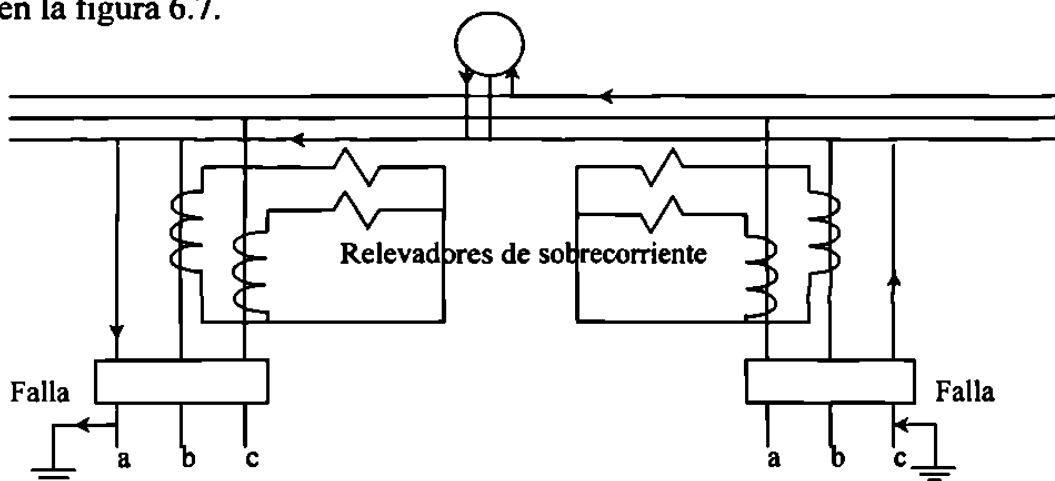


Figura 6.7 Carencia de protección con dos relevadores de sobrecorriente.

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.

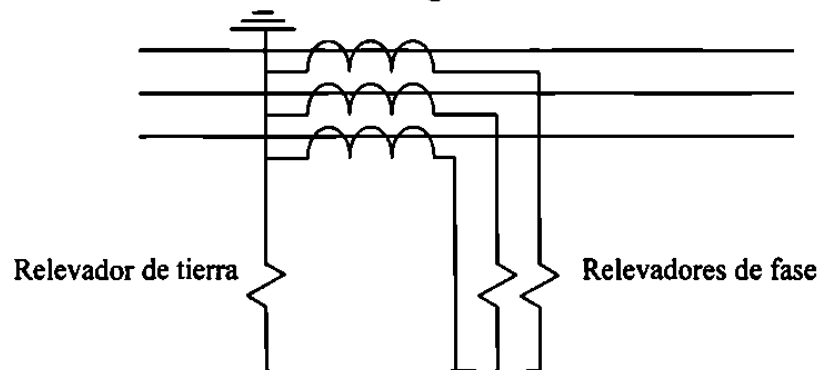


Figura 6.8 Protección completa con dos relevadores de fase y uno de tierra.

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 revelador 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 reveladores 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%.

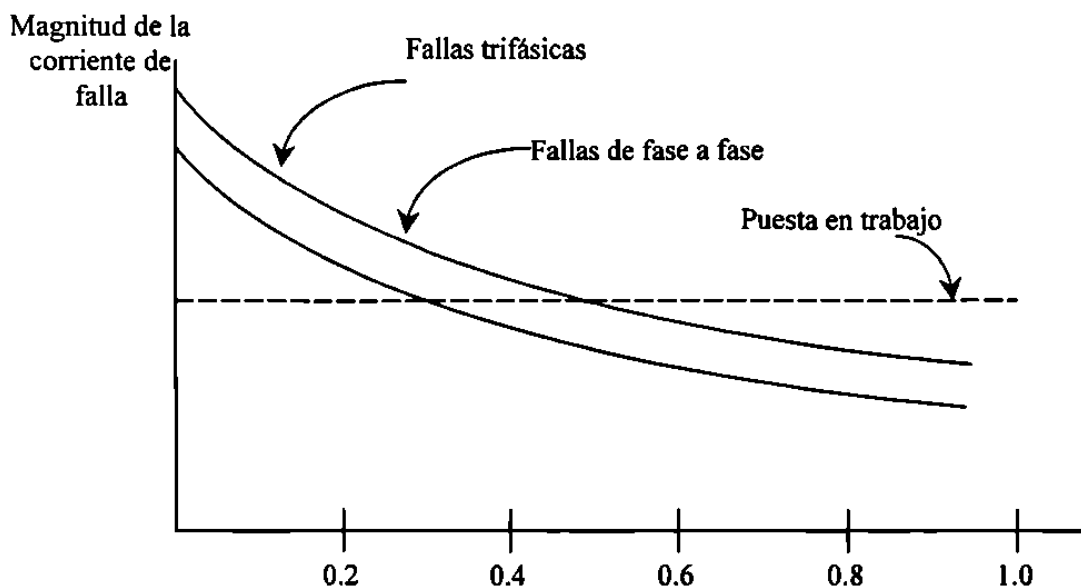


Figura 6.9 Curvas de funcionamiento

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.

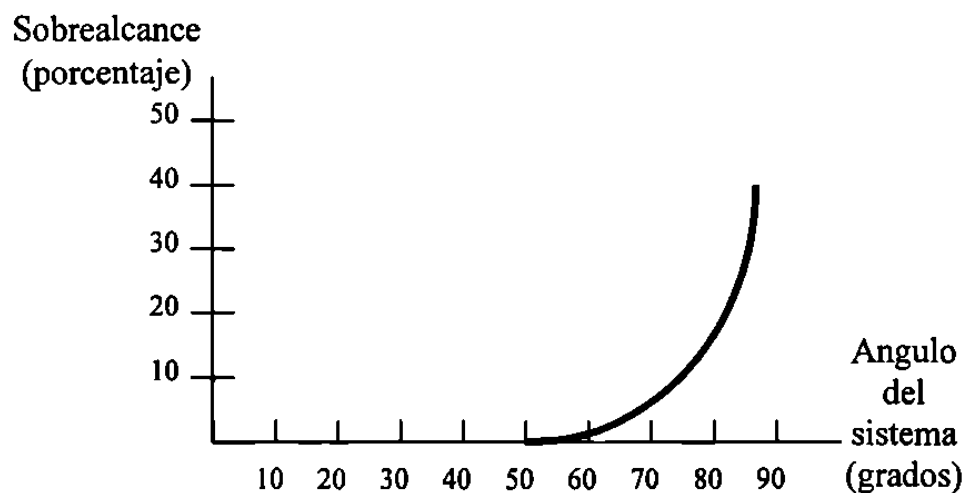


Figura 6.10 Característica de sobrealcance

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

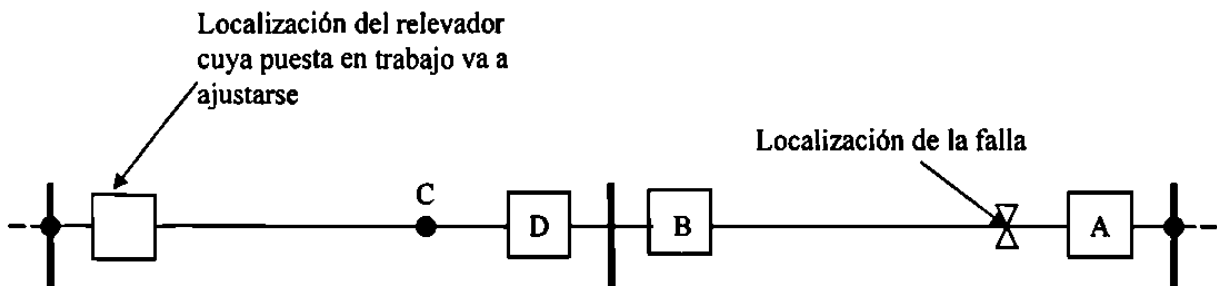


Figura 6.11 Localización de la falla para el ajuste de la puesta en trabajo de la protección de respaldo.

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

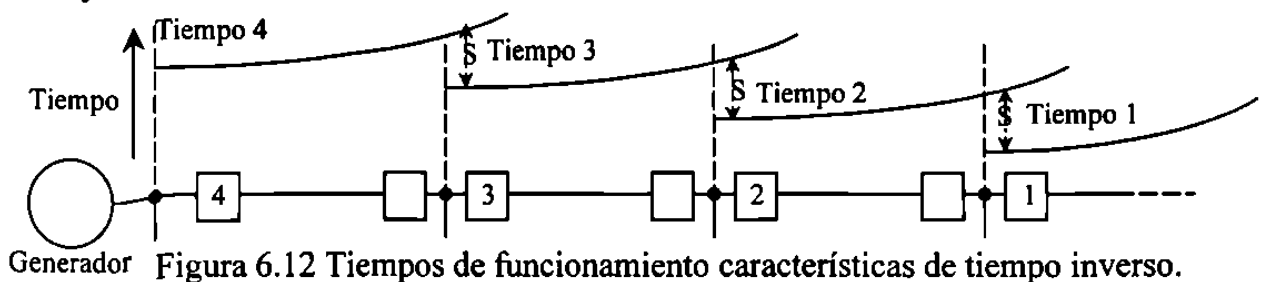
B_2 - tiempo de interrupción del cortocircuito del interruptor en 2

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.

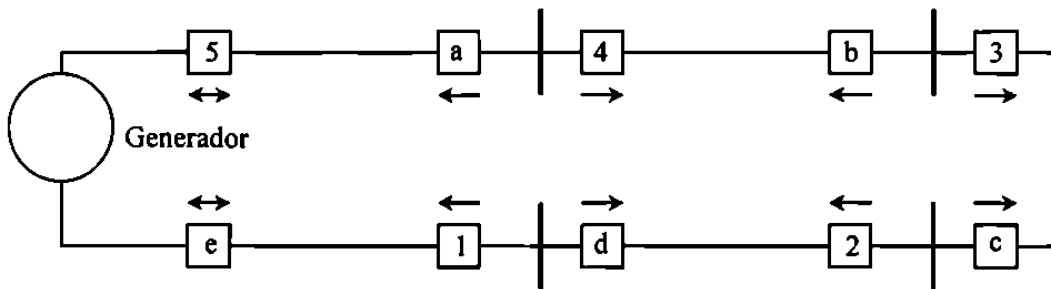


Figura 6.13 Orden para el ajuste de los relevadores en un sistema de anillo

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 esta 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:

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

$$K_2 I^2 - K_3 I^2 X = 0 \quad X = \frac{K_2}{K_3} \quad \text{Elemento Reactancia}$$
- $$T = K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2 \quad T = 0$$

$$K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2 = 0 \quad Z = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad \text{Elemento Impedancia}$$
- $$T = K_3 I^2 Z \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2 \quad T = 0$$

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

$$Z = \left(\frac{K_3}{K_1} \right) \text{Sen}(150^\circ - \theta) \quad \text{Elemento Admitancia.}$$
- $$T = K_3 E I \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta)$$

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

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

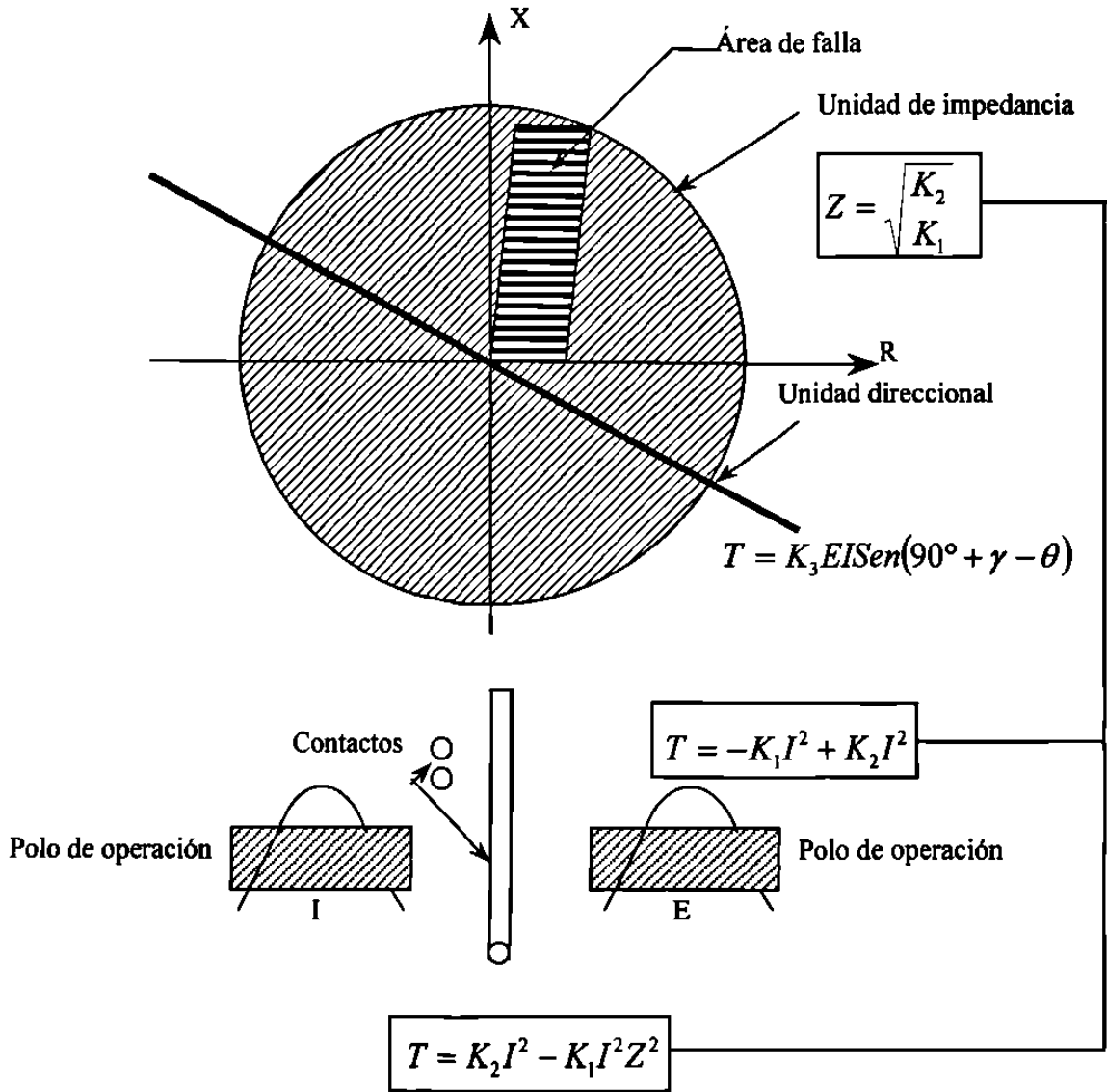


Figura 7.1 Diagrama R-X elemento impedancia

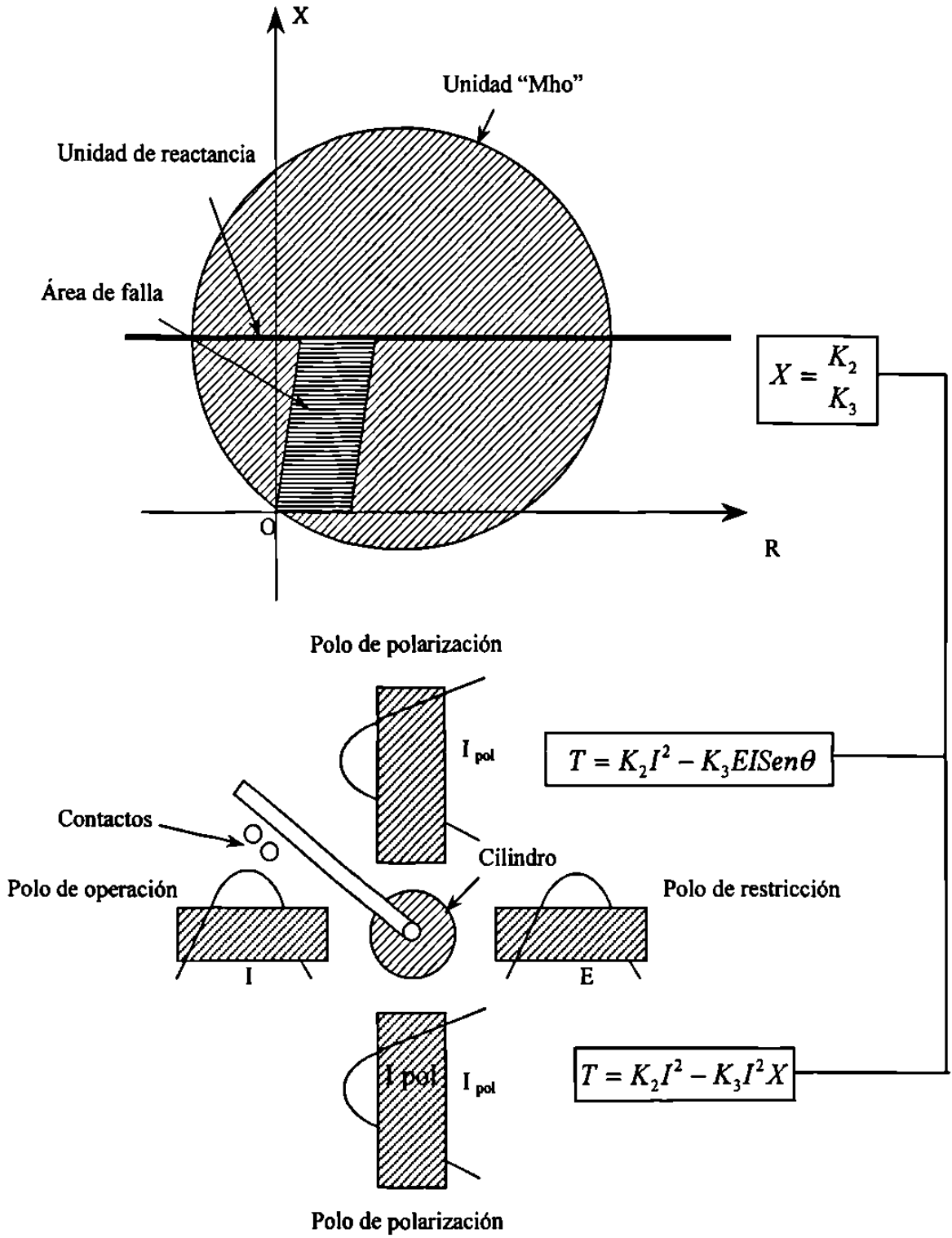


Figura 7.2 Diagrama R-X elemento Reactancia

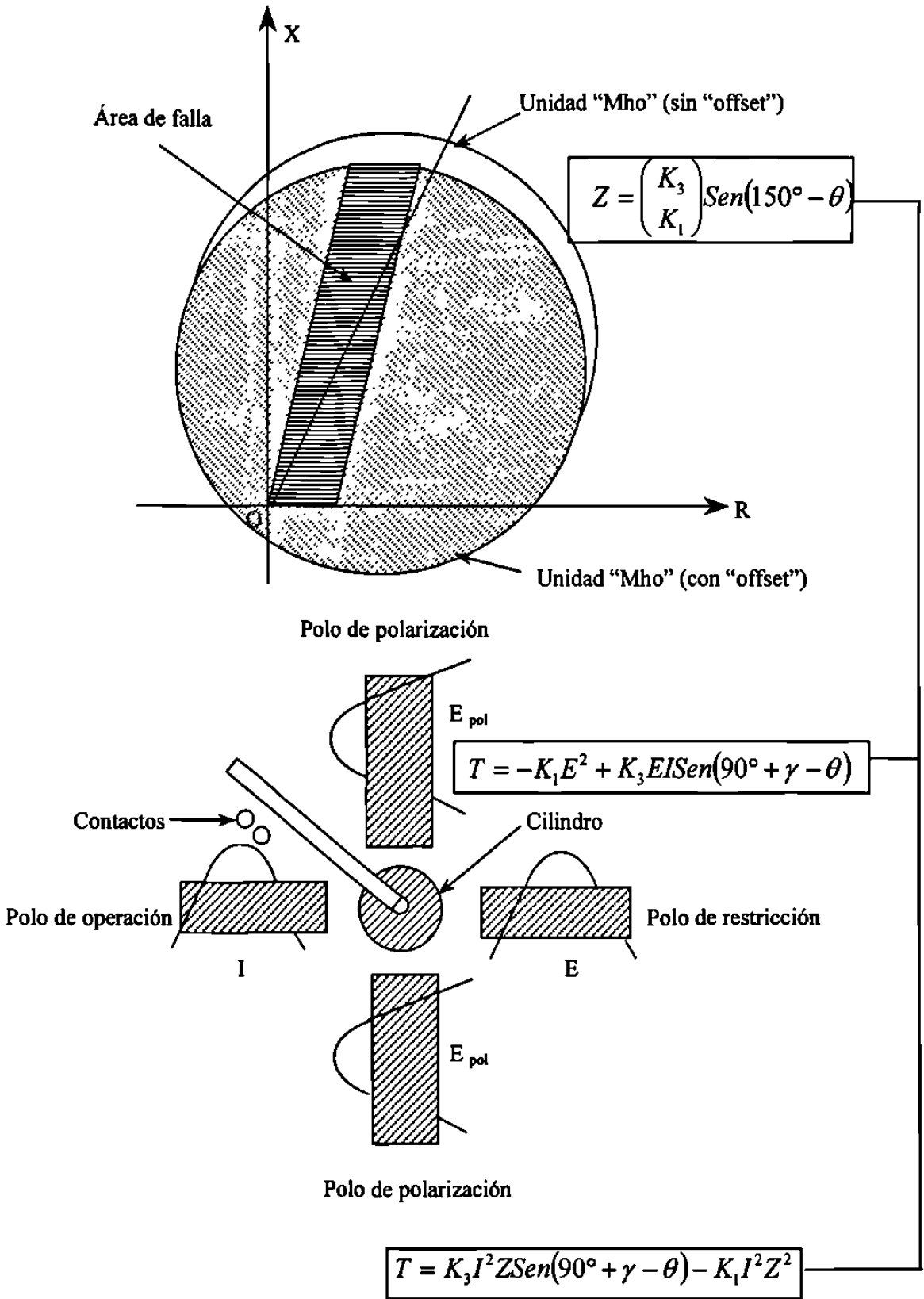


Figura 7.3 Diagrama R-X elemento Admitancia