

DISTRIBUCIÓN PROGRAMÁTICA DE LA ASIGNATURA POR UNIDADES DE CONTENIDO

UNIDAD I. FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

UNIDAD II. PRINCIPIOS Y CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELÉS.

UNIDAD III. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

UNIDAD IV. PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

UNIDAD V. RELÉS DIFERENCIALES.

UNIDAD VI. RELÉS DE APLICACIÓN ESPECIAL.

UNIDAD VII. PROTECCIÓN POR HILO PILOTO.

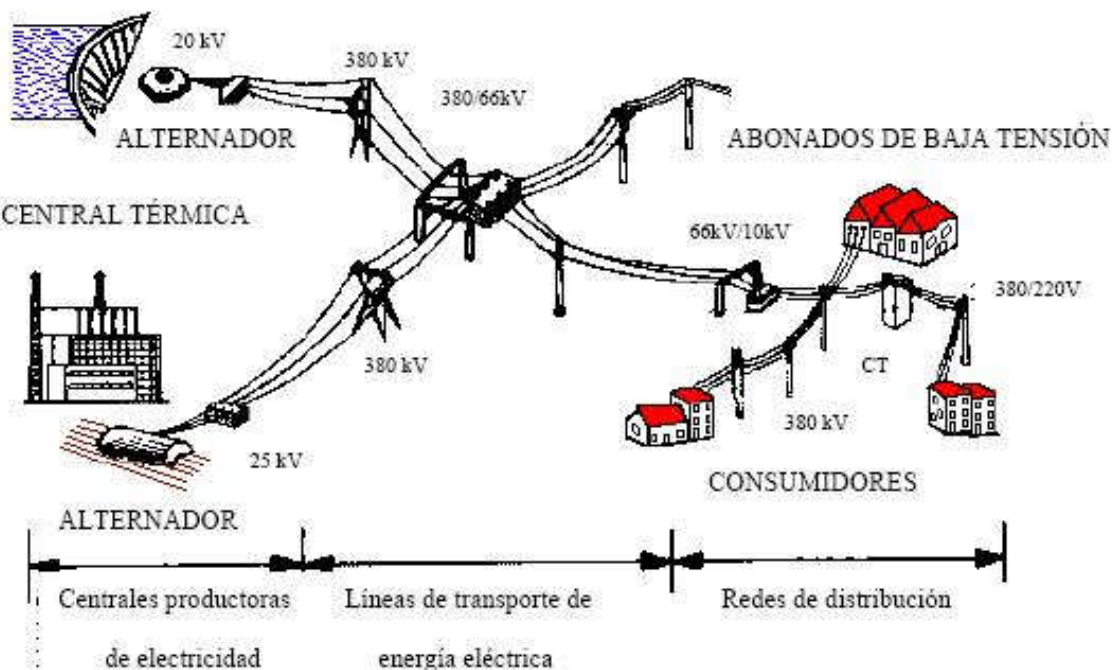
UNIDAD VIII. RELÉS ELECTRÓNICOS.

UNIDAD I. FILOSOFÍA DE LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

SISTEMA ELÉCTRICO

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son redes formada por unidades generadoras eléctricas, cargas, líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente entre sí.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA



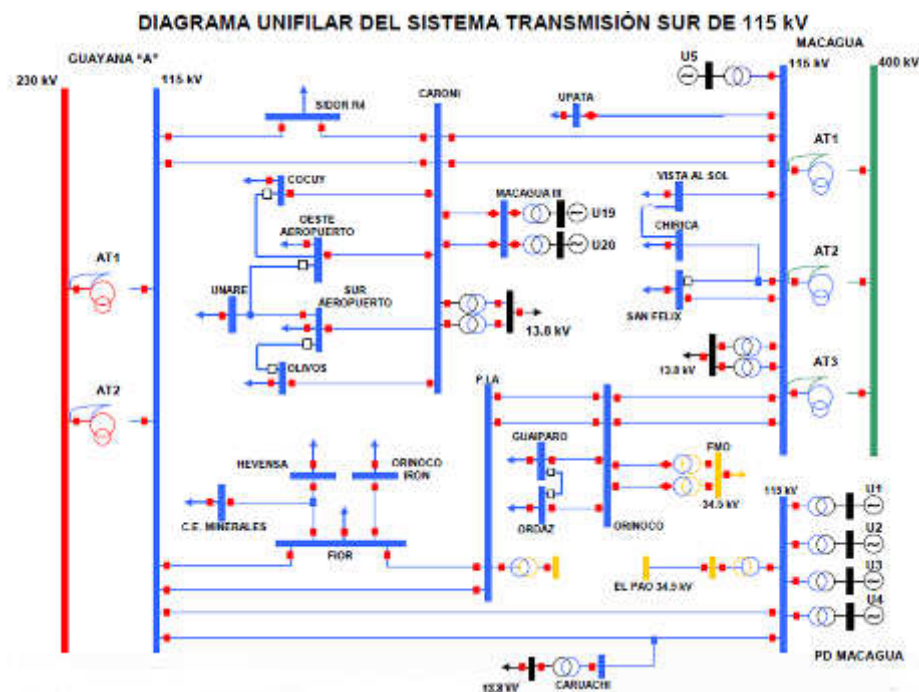
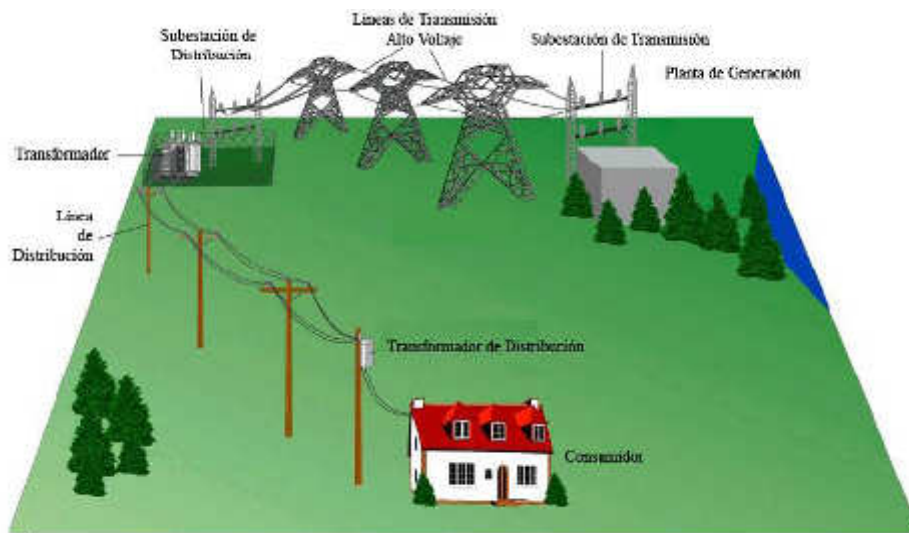
LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA SON:

- Banco de Condensadores
- Interruptores de Potencia
- Bancos de Reactores
- Transformadores de Potencia
- Dispositivos de Protección
- Dispositivos de Maniobra
- Transformadores de Medida y Protección
- Motores
- Generadores
- Equipos de Control
- Barras
- Cables
- Líneas

REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO

Uno de los aspectos más importantes a considerar el estudio de los sistemas protecciones, es su representación, la cual sin duda es el punto de partida de los análisis.

La representación de un sistema eléctrico de potencia, en forma más sencilla va consistir de un diagrama, en el cual se han de colocar toda la información de los elementos y estructuras que constituyen el sistema de potencia.



OPERACIÓN NORMAL Y FALLAS

La operación en condiciones normales supone que el sistema cumple con los requisitos necesarios para servir la demanda del consumo de acuerdo a una cierta calidad prefijada del servicio suministrado.

Así, por ejemplo, el sistema deberá poseer la capacidad de reserva necesaria para poder abastecer los aumentos del consumo.

Mantendrá los niveles de voltaje dentro de rangos adecuados; regulará la frecuencia; las cargas se repartirán entre las diferentes centrales generadoras conforme a la distribución más económica; se mantendrá en forma adecuada; etc.

- La operación normal de un sistema no considera la ocurrencia de fallas, ni la presencia de fenómenos incontrolables como tormentas y descargas atmosféricas, o los errores cometidos por los operadores.
- Cuando el sistema está bajo el efecto de uno de estos factores se dice que está operando bajo condiciones anormales y en este caso pueden ocurrir dos fenómenos de importancia

Fenómenos de importancia:

- 1) El equipo o parte del sistema, puede sufrir daños de consideración si la intensidad y la duración de la perturbación exceden magnitudes determinadas.
- 2) La calidad del servicio suministrado se resiente gravemente.

Frente al problema de operación anormal, el proyectista de un sistema eléctrico de potencia puede adoptar dos puntos de vista:

- Incorporar al diseño ciertas características que eliminen la posibilidad de fallas.
- Permitir la ocurrencia de las fallas incluyendo en el proyecto características y elementos que reduzcan el daño causado por las mismas.

La primera solución es prácticamente imposible o por lo menos, no justificable económicamente. En la mayoría de los casos, se sigue el criterio de permitir la ocurrencia de ciertas fallas y tratar de aminorar sus efectos tanto en el equipo instalado como en la calidad del servicio suministrado. Un diseño moderno consulta ambas soluciones en la proporción que los estudios económicos aconsejen.

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en un sistema eléctrico de potencia con el fin de alcanzar el último objetivo, esto es, aminorar los efectos de las fallas sobre el equipo protegido desenergizándolo rápidamente y mejorar la calidad del servicio al eliminar o aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa puedan producir perturbaciones.

CAUSAS DE LA OPERACIÓN ANORMAL

- Condición anormal en los aislamientos de las máquinas, aparatos y cables, las cuales son producidas por el envejecimiento, calentamiento o corrosión.



- Factores humanos, como apertura de un seccionador bajo carga, falsa maniobras en las máquinas, etc.



- Ionización del aire o en los materiales de máquinas y aparatos debidos principalmente a sobretensiones de origen atmosférico, por maniobras, etc.



- Efecto de la humedad en el terreno y el medio ambiente, los cuales pueden originar puestas a tierra intempestivas.



- Accidentes originados por animales: por ejemplo, roedores que corroen cables, culebras que producen cortocircuitos entre barras, etc.



- Vandalismos, como por ejemplo disparar sobre los aisladores de las líneas, lanzar cadenas contra las barras de una subestación, etc.



- Sobrecarga en transformadores, generadores y líneas de transmisión.

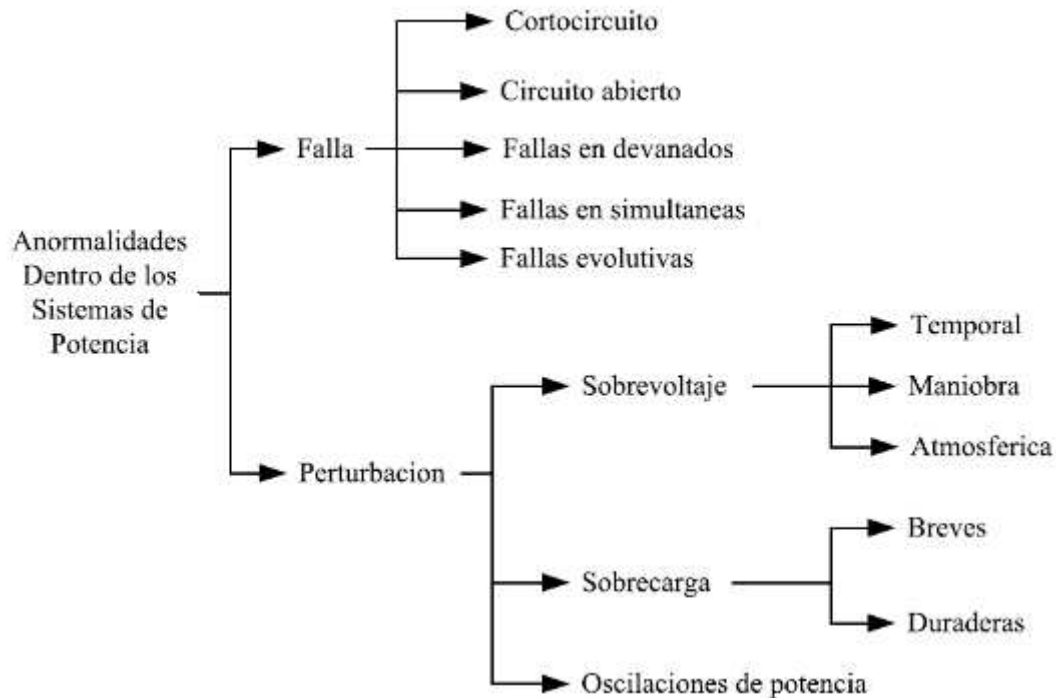


ANORMALIDADES QUE OCURREN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

En relación con las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones, cuyas diferencias aparecen en sus definiciones.

- **Falla:** Condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos.
- **Perturbación:** Condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más allá de un tiempo determinado.

ANORMALIDADES QUE OCURREN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS



FALLAS ELÉCTRICAS

Una falla eléctrica implica dos posibles estados, una falta de aislación que se traduce en un cortocircuito, o una falta de continuidad eléctrica que implica un circuito abierto.

LOS TIPOS DE FALLAS EN UN SISTEMA DE ELÉCTRICO SON:

- Cortocircuitos.
- Circuitos Abiertos.
- Fallas simultáneas.
- Fallas en devanados.
- Fallas en evolución.

FALLAS ELÉCTRICAS

CORTOCIRCUITOS

Un concepto muy simple pero efectivo de cortocircuito, es el que lo define como el fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por la circulación de elevadas magnitudes de corriente hasta el punto de falla.



Causas de los Cortocircuitos

- Las causas de los cortocircuitos son múltiples. En la distribución en baja tensión se deben con mayor frecuencia al deterioro mecánico del aislante.
- En líneas subterráneas se deben principalmente a la ruptura del material aislante causado por movimientos del terreno, golpes de picota, filtración de humedad a través del envoltorio de plomo deteriorado, etc.

Tipos de Cortocircuitos

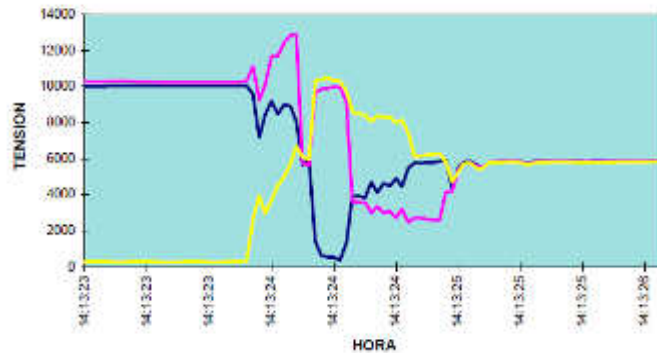
En los sistemas eléctricos pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito. Los cuales pueden ser divididos de acuerdo a la forma en que el evento tenga lugar, es decir, según el número de fases afectadas o que intervienen en él, dividiéndose:

- **Cortocircuito Trifásico:** Se origina cuando los tres conductores de fases entren en contacto entre sí.
- **Cortocircuito Bifásico:** Tiene lugar cuando los conductores de dos fases distintas hacen contacto entre sí.
- **Cortocircuito Bifásico a Tierra:** Tiene lugar cuando los conductores de dos fases distintas hacen contacto entre si y tierra.
- **Cortocircuito Línea a Tierra:** Este cortocircuito es el más común, provocado cuando un conductor de fase energizado toca tierra.
- **Cortocircuito Trifásico a Tierra:** La ocurrencia de este cortocircuito es remota pero posible, consiste en que los conductores de las tres fases energizados realicen un contacto con tierra.

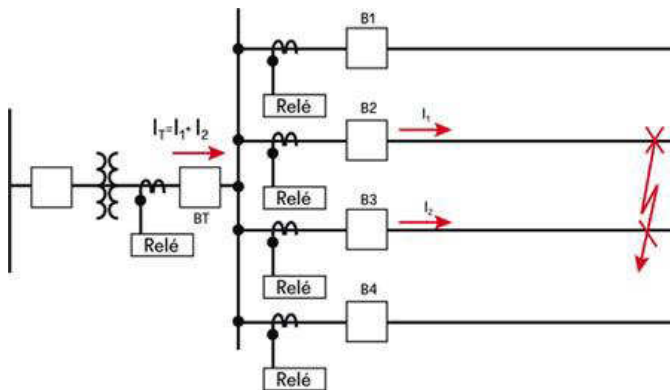
CIRCUITO ABIERTO

- Una falla de "circuito abierto" o "conexión abierta" en cualquier parte del circuito produce una resistencia extremadamente alta, y el resultado es la falta de flujo de corriente en el circuito.
- Una conexión abierta se debe a un componente que falla, como un interruptor o un fusible, o a un cable o conector rotos. La ubicación física de la conexión abierta determina cómo funciona el circuito.

FALAS EVOLUTIVAS



FALLAS SIMULTÁNEAS



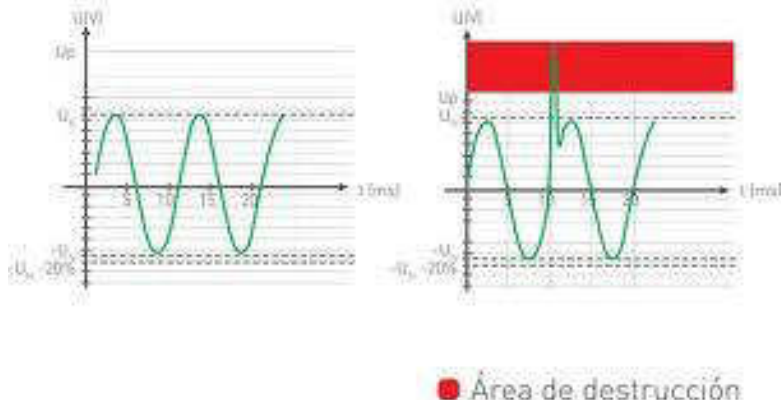
FALLAS EN DEVANADOS



PERTURBACIONES ELÉCTRICAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones son cualquier valor de tensión entre fase y tierra, cuyo valor pico, es mayor que la tensión máxima del sistema. La tensión en el sistema eléctrico de potencia es variable, dependiendo de las condiciones del sistema,

estas variaciones están limitadas por las características de los equipos, tensión nominal, tensión máxima.



- **Tensión Nominal:** Es el valor de la tensión para el cual se proyectó el sistema y se fabricó y probaron los equipos. Ejemplo: En Venezuela las tensiones nominales según norma Covenin 159:1997 son: 120 V; 240 V; 480 V; 13,8kV; 34,5 kV; 69 kV; 115 kV; 230 kV; 400kV y 765 kV.

- **Tensión Máxima:** comprende un aumento de 5% a 10% por encima de la tensión nominal del sistema. Ejemplo: En Venezuela las tensiones máximas según norma Covenin 159:1997 son: 120/126V; 240/252V; 480/504V; 13,8/14,49kV; 34,5/36,23kV; 69/72,5 kV; 115/121 kV; 230/242kV; 400/420 kV y 765/800 kV.

Una clasificación de las sobretensiones puede ser realizada en función de la duración de las mismas, quedando:

- Sobretensiones Temporales.
- Sobretensiones de Maniobra.
- Sobretensiones Atmosféricas.

Sobretensiones Temporal

Una sobretensión temporal es una tensión oscilatoria en fases o entre fases y tierra de larga duración no amortiguadas o en su defecto ligeramente amortiguado.

Las sobretensiones temporales consisten en cambios en la amplitud de la componente de 60Hz de la tensión o sus armónicas por efecto de operaciones de maniobra, cambios en el flujo de potencia reactiva, fallas o bien por Ferroresonancia.

La sobretensión, si es superior al 20% de la tensión nominal y de acuerdo a la ubicación del codo de la curva de magnetización de los transformadores puede ocasionar una fuerte saturación del núcleo magnético, vibraciones en el núcleo, etc., además se genera corrientes armónicas que pueden producir resonancia en el sistema dando origen a sobretensiones adicionales.

Orígenes de las sobretensiones temporales

Cambios bruscos de carga: Cuando la carga suministrada al sistema se desconecta, total o parcialmente, se producen sobretensiones que pueden durar varios segundos.

Estas sobretensiones se deben a la sobreexcitación de los generadores y duran hasta que los reguladores llevan estas variaciones a sus valores normales.

Ferroresonancia: Es el fenómeno oscilatorio creado por la capacitancia del sistema de potencia, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético (transformador de potencia, de medición o un reactor de compensación). Este fenómeno se observa por lo general en sistema de alta tensión y casi nunca en sistemas de distribución de energía, ya que es precisamente la capacitancia de líneas de muy larga distancia la que induce la ferroresonancia, siempre que la inductancia asociada al circuito se encuentra en condiciones favorables para entrar en resonancia.

Energización de líneas (Efecto Ferranti): Una línea larga alimentada por una fuente inductiva en vacío no compensada en el extremo receptor es mayor que en el extremo de envío. Para compensar estas sobretensiones temporales, en especial, en su período inicial o de líneas largas energizadas por fuentes de relativa poca potencia es necesario utilizar reactores en derivación, la cantidad de compensación varía del 60 al 90%. El grado de compensación se expresa como la relación entre la potencia de los reactores a la potencia capacitiva generada por la línea.

Sobretensiones de Maniobra

Las sobretensiones de maniobra son tensiones transitorias que se producen por cambios bruscos en el sistema, son de corta duración (mili-microsegundos) y que son altamente amortiguadas.

Las posibles causas de sobretensiones de maniobra son: apertura de corrientes de falla, Falla kilométrica (falla en una línea a una distancia de algunos kilómetros del interruptor), Apertura de transformadores en vacío y reactores, Aperturas de circuitos capacitivos.

Sobretensiones Atmosféricas

Las sobretensiones atmosféricas son elevaciones de la tensión causadas por descargas eléctricas atmosféricas entre nube y tierra, que impactan en las instalaciones y líneas de transmisión, estas sobretensiones son unidireccionales y de muy corta duración y su valor no depende de la tensión del sistema.

Las descargas pueden ser:

- **Directas:** La descarga alcanza directamente alguno de los conductores de fase, es la más grave, debido a que la magnitud de estas sobretensiones son independientes de la tensión del sistema y por lo general sumamente elevadas.
- **Indirectas:** Cuando la descarga se produce sobre los cables de guarda, las torres o a los elementos de apantallamiento o blindaje.
- **Inducidas:** Corresponde cuando la descarga tiene lugar en las cercanías de las líneas o instalaciones.

SOBRECARGAS

Se dice que un equipo está en sobre cargado cuando la corriente es mayor que el valor de la corriente nominal.

De acuerdo a la duración de las sobrecargas estas son clasificadas en: Sobrecargas Breves y Duraderas. Una sobre carga puede ser causada por una gran diversidad de situaciones, pero las más comunes son: Cortocircuitos no aislados oportunamente, Excesos de carga, ya sea por picos de cargas posibles o desconexión de circuitos paralelos.

OSCILACIONES DE POTENCIA

Las oscilaciones de potencia son causadas comúnmente por la conexión y desconexión de circuitos del sistema eléctrico cuando se producen variaciones de potencia.

Esto es debido a que los generadores no toman instantáneamente el ángulo de la impedancia de la carga, sino después de varias oscilaciones amortiguadas, pudiéndose inclusive perder el sincronismo, esto se traduce en una sobrecarga ya que las corrientes generadas son de diferente frecuencia a la frecuencia industrial.

PREVENCIÓN DE FALLAS

- Utilización adecuada del aislamiento de acuerdo a la tensión de trabajo y a la localización de los elementos del sistema de potencia, así como los niveles de contaminación existentes.
- Coordinar adecuadamente el aislamiento a utilizar en las diferentes partes de un sistema de potencia. Por ejemplo se debe coordinar el aislamiento utilizado en las líneas y subestaciones con el nivel básico de aislamiento (BIL) de los transformadores y generadores.
- Utilizar cables de guarda para interceptar descargas atmosféricas.
- Puesta a Tierra adecuado en las torres de transmisión y subestaciones para que los efectos de las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas sea el mínimo.
- Uso adecuado de descargadores de sobretensión (pararrayos).
- Entrenamiento eficiente del personal a cargo de la operación del sistema de potencia.
- Mantenimiento adecuado para detectar fallas incipientes y evitar que se conviertan en fallas verdaderas.

DISMINUCIÓN DE LOS EFECTOS DE LAS FALLAS

Hay que tener en cuenta es imposible evitar ocurrencias de fallas. Pero se pueden tomar medidas para disminuir al mínimo sus efectos, entre las principales medidas se tienen las siguientes:

- Diseño del sistema de potencia para disminuir las corrientes de falla. Se debe evitar la concentración excesiva de generación en un solo punto y los generadores, transformadores y líneas deben tener suficiente impedancia para limitar la corriente máxima de falla.

- Diseño de generadores, transformadores y líneas para que puedan soportar durante tiempos breves y sin sufrir deterioro la corriente máxima de falla que se pueda presentar.

- Desconexión rápida de cualquier falla. Es evidente que entre más rápido se desconecte una falla menor es el daño que se le puede causar al sistema de potencia. Para desconectar una falla se necesita de algún dispositivo que indique la presencia de la misma y, además se necesita otros dispositivos para interrumpir la corriente de cortocircuito. El elemento que detecta una falla se denomina relé y el elemento que interrumpe la corriente de falla se denomina disyuntor o interruptor de potencia

El funcionamiento anormal de un sistema o de alguno de sus componentes, se puede detectar por el cambio en sus parámetros eléctricos como la corriente, tensión, frecuencia, impedancia, etc.

Para poder utilizar los parámetros anteriores es necesario medirlos, esta medición se efectúa mediante los transformadores de medida, los cuales reproducen a escala reducida los voltajes y corrientes del sistema de potencia.

Estos valores reducidos se aplican a los relés que se encargan de analizarlos y determinar si el sistema de eléctrico está operando normalmente o, si por el contrario, ha ocurrido una falla. Si lo último es cierto los relés ordenan la apertura de los disyuntores que controlan.

A continuación se analizarán brevemente, los fenómenos mensurables que pueden aparecer al ocurrir anomalías.

Aumento de la Corriente

- Uno de los efectos más característicos de un cortocircuito es el aumento excesivo del valor de la corriente por sobre el valor nominal correspondiente al equipo afectado por la falla.

- Esta característica proporciona el método más simple para desarrollar un esquema de protección, conocido con el nombre de protección de sobre corriente.

Disminución de Tensión

- Se le usa ampliamente para proteger motores y aparatos que pueden sufrir daños al trabajar con tensiones inferiores a la nominal.

- También se emplea en relés de verificación, para deshabilitar circuitos de arrancadores de motores que requieren la atención de un operador para iniciar la marcha.

- Contrariamente a lo que se podría suponer, no se usa para detectar cortocircuitos porque la tensión es variable entre el punto de falla y el punto de generación.

- Por otra parte, esta protección operaría al desenergizarse el circuito de alimentación.

Aumento de la Tensión

- El aumento de tensión sobre su valor nominal es, en general, peligroso para todos los componentes de un sistema eléctrico y en especial para las máquinas.

- El problema de la sobretensión radica en que los equipos de un sistema poseen aislación con capacidad limitada para soportar los esfuerzos dieléctricos.
- Como la causa más común de sobretensiones de componente fundamental (60 Hz) proviene de sobre excitación de generadores, se usa justamente en estas máquinas.
- También es posible que se presenten sobretensiones debidas al “efecto Ferranti”, producidas en las líneas de alta tensión con un bajo nivel de carga o en vacío.

Aumento de la Temperatura

- El aumento de temperatura, se emplea para proteger contra sobrecarga a las máquinas.
- En transformadores de potencia se usa la protección denominada de “imagen térmica”, con la cual se trata de medir indirectamente la temperatura de los devanados.
- En máquinas sincrónicas se usan detectores de temperatura ubicados en el núcleo del estator y también cerca de los devanados y en general dan indicación y alarma.
- Además se usan termostatos ubicados dentro del housing, ajustados para detectar altas temperaturas producto de incendios.
- Comandan los controles encargados de la desconexión y detención de la máquina así como los de extinción de incendios.

Comparación de Corrientes

- En las zonas de un sistema donde no hay consumos, la corriente que entra y la que sale debe cumplir una relación bien definida. Si el acoplamiento es conductivo, la razón es 1:1 y si es inductivo, es inversa a la razón de tensiones, al desprestigiar las pérdidas.
- Al ocurrir un cortocircuito en estas zonas se pierde la relación anterior, lo que se usa en las denominadas “protecciones diferenciales”, que se aplican en equipos, tales como: generadores, transformadores, etc.
- En forma similar, al comparar corrientes que entran a una línea de doble circuito, se han desarrollado las protecciones denominadas “de corrientes balanceadas”.

Variaciones de flujos de Potencia

- La variación de la magnitud y el sentido de la potencia se pueden usar en forma combinada o por separado.
- La variación del sentido de la potencia se usa en ciertos casos para impedir el trabajo de un alternador como motor. Estas protecciones se denominan “Contra Potencia Inversa”.
- La variación de magnitud se usa en protecciones de “sobrepotencia activa” o reactiva cuando se desea.

Disminución de la Impedancia o Reactancia

- Mediante la información de tensiones y corrientes de circuitos o elementos auxiliares, se alimentan protecciones que miden en todo instante la impedancia y/o

reactancia por fase en el sentido de su operación, y operan cuando ésta baja de cierto valor conforme a su curva característica.

- La impedancia o reactancia que se puede medir en un punto dado del sistema es el valor que resulta de sumar los parámetros del mismo (en el sentido del flujo de la potencia) y del consumo; al quedar cortocircuitado este último, se produce una disminución del valor medido que bien podría ser el valor de ajuste para la protección.

Aparición de Componentes de Secuencia Cero

- Mediante la conexión de transformadores de medida en forma adecuada, es posible obtener corrientes y tensiones de secuencia cero en sistemas conectados a tierra, al producirse fallas con retorno por tierra.

- Estas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan de acuerdo con sus características y en forma direccional.

- La corriente residual se puede obtener también de los neutros de los transformadores de poder o bien de la conexión en paralelo de transformadores de corriente ubicados en cada fase.

- En sistemas aislados de tierra es posible detectar, con la conexión de transformadores de potencial en delta inconclusa ("delta abierta"), en contacto con una fase y tierra.

Aparición de Componentes de Secuencia Negativa

- Las componentes simétricas constituyen parte de un método de resolución analítica de circuitos polifásicos. Sin embargo, es posible separar las componentes de secuencia por medio del uso de los llamados "filtros de secuencia".

- Estos filtros son combinaciones adecuadas de resistencias, bobinas y condensadores que entregan un voltaje o una corriente proporcional a la componente de secuencia específica que se busca.

- La componente de secuencia negativa es especialmente peligrosa en los rotores de las máquinas sincrónicas, ya que induce corrientes parásitas de doble frecuencia, y por lo tanto, calentamiento.

Velocidad de Variación de la Impedancia

- Al ocurrir un cortocircuito, el valor de la impedancia entre los puntos de medida y de falla baja instantáneamente al valor correspondiente del sistema incluido entre estos dos puntos.

- En cambio, al ocurrir perturbaciones, tales como oscilaciones de potencia, el valor de la impedancia varía en magnitud y fase en forma más o menos periódica.

- Esta particularidad se emplea en esquemas destinados a bloquear la orden de apertura de interruptores comandados por protecciones que miden la impedancia y/o reactancia, donde resulta indeseable una apertura del sistema en condiciones de oscilaciones.

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Las características de un sistema de protecciones se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anormalidad, siendo las principales las que se indican a continuación:

Confiabilidad

Representa la certeza de que la protección opere cuando deba hacerlo (dependabilidad) y así como la certeza de que no opere cuando no le corresponda (seguridad). En la actualidad, los esquemas de protección se diseñan para una máxima dependabilidad, sacrificando la seguridad del esquema.

Confiabilidad

Dependabilidad

- La protección **debe** operar cuando sea requerida de operar
- Si no opera la falla puede ser extremadamente dañina
- Si las fallas son raras: La protección debe operar aún después de años de inactividad
- Se mejora con el uso de respaldos ó duplicación de protecciones

Confiabilidad

Seguridad

- La protección **no debe** operar cuando no sea requerida ejm:
 - Fallas en otras partes del sistema
 - Oscilaciones estables

Selectividad

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar.

De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

Absoluta: El despeje se realiza con protecciones principales

Relativa: El despeje se realiza con protecciones de respaldo

Rapidez

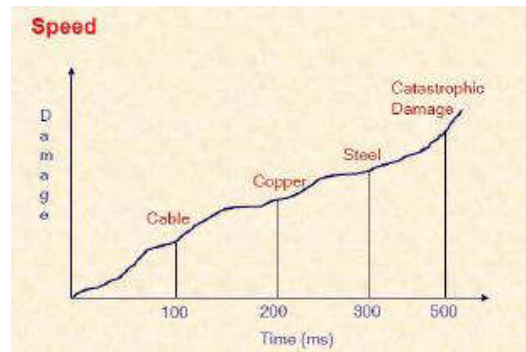
Es la capacidad de respuesta con el mínimo tiempo. La necesidad de tener una rápida respuesta está relacionada con la minimización de los daños por causa de la falla.

PROTECCION RAPIDA ($> 100\text{ms}$)

- Minimiza el daño ó Peligro

PROTECCION ULTRA RAPIDA ($< 100\text{ms}$)

- Minimiza la inestabilidad del sistema
- Es contraria a la selectividad y confiabilidad



Exactitud

La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5% y un 10%, según el caso.

Sensibilidad

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de protección o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste.

- Puesto que no es posible satisfacer plenamente cada uno de estos requerimientos en forma simultánea, deben adoptarse algunas soluciones de compromiso.

- En general se otorga mayor atención a aquellos problemas que de acuerdo a la experiencia es posible que ocurran. De aquí que se diga que el tema de las protecciones tiene mucho de técnica pero es también un arte.

- De hecho, diferentes especialistas utilizando una lógica razonable pueden llegar a soluciones significativamente diferentes para un mismo problema.

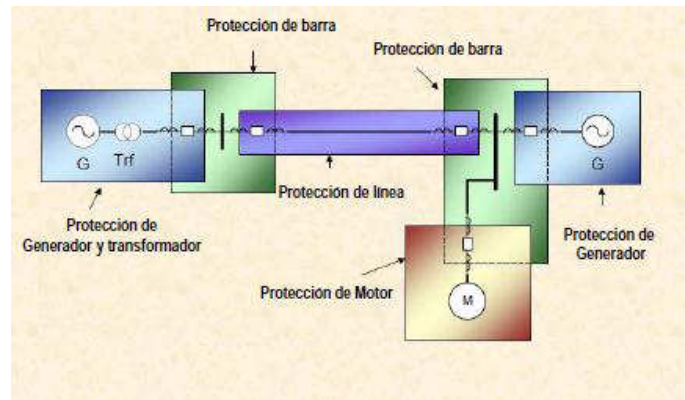
ZONAS DE PROTECCIÓN

Porción del sistema dentro de la cual la protección está en posibilidad de detectar las perturbaciones. Está definida o limitada por:

Filosofía de actuación del relé.

Ubicación de los transformadores de medida.

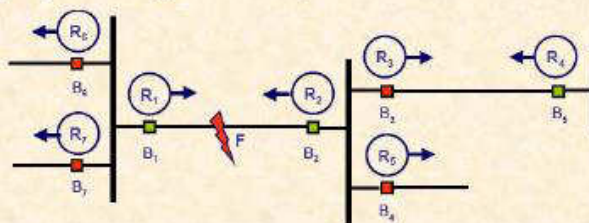
Sensibilidad.
 Características de Operación.
 Variabilidad de la configuración de la red.
 Ajuste y/o coordinación.
 Disponibilidad de enlaces de comunicación.



Ejemplo 1: Seguridad/Dependabilidad



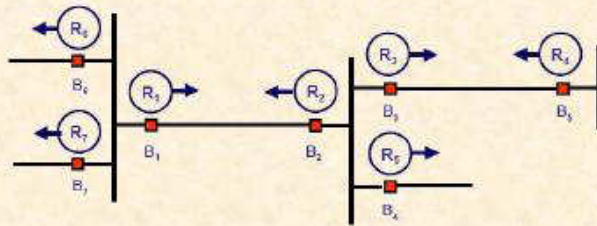
Ejemplo 1: Seguridad/Dependabilidad



•Como resultado operan los relés R1, R2 y R4
 ¿Qué perdió el relé R4? Seguridad? Ó Dependabilidad?

El relé R4 perdió "Seguridad". actuó cuando no debía

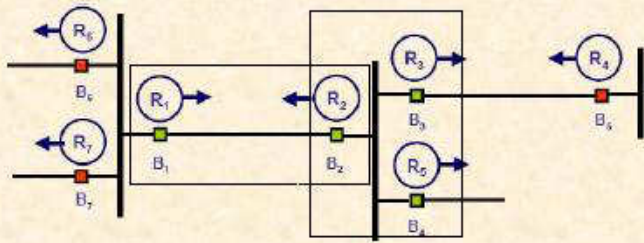
Ejemplo 2: Selectividad



- En el sistema mostrado ocurre una falla
- Como resultado operan los interruptores B3, B2, B4, B1
- No hubo pérdida de Seguridad ni dependabilidad

¿Dónde fue la falla?

Ejemplo 2: Selectividad



La falla fue en la zona de traslape, probablemente en el interruptor B2

PROTECCIÓN PRIMARIA

Esta protección debe actuar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria y como es más lento, solo operará en caso de que la primaria no respondiera.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema eléctrico, de manera que aísle el elemento fallado, tomando las siguientes consideraciones:

- 1) Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
- 2) Se debe considerar zonas de solapamiento, los puntos de unión de zonas contiguas, por lo general son interruptores que alimenta las dos zonas.
- 3) Los transformadores de corriente son los elementos que delimitan físicamente las zonas de protección.

PROTECCIÓN SECUNDARIA

- Esta protección actúa de manera simultánea a la protección primaria y no es necesaria ninguna coordinación, ya que la actuación del esquema de protección puede ser efectuada de manera indistinta por cualquiera de ellas, la que actúe primero.

- Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio (en mantenimiento).
- Opera mediante elementos independientes de los utilizados en la protección primaria y posee los mismos ajustes y características de la protección primaria.

PROTECCIÓN DE RESPALDO

- Si al producirse una anomalía, la protección encargada de aislar la zona no opera, los daños a los equipos serían mayores y la falla se propagaría por el resto del sistema con las consecuencias previsibles.
- Para que esto no ocurra se utiliza el respaldo, es decir, otra protección deberá ser capaz de detectar la falla y aislarla, aún a costa de dejar fuera de servicio equipos o sectores en condiciones normales.
- Según la ubicación de la protección que da respaldo, este puede ser local o remoto.

Respaldo Local

Se ubica en la zona protegida y puede ser del tipo duplicación de la protección completa o parte de ella. Puede ser también del tipo adicional, tal como un relé temporizado.

Respaldo Remoto

Este tipo de respaldo lo proporciona una protección ubicada en otra zona del sistema eléctrico. Por lo general, esta protección es del tipo principal en su zona de operación.

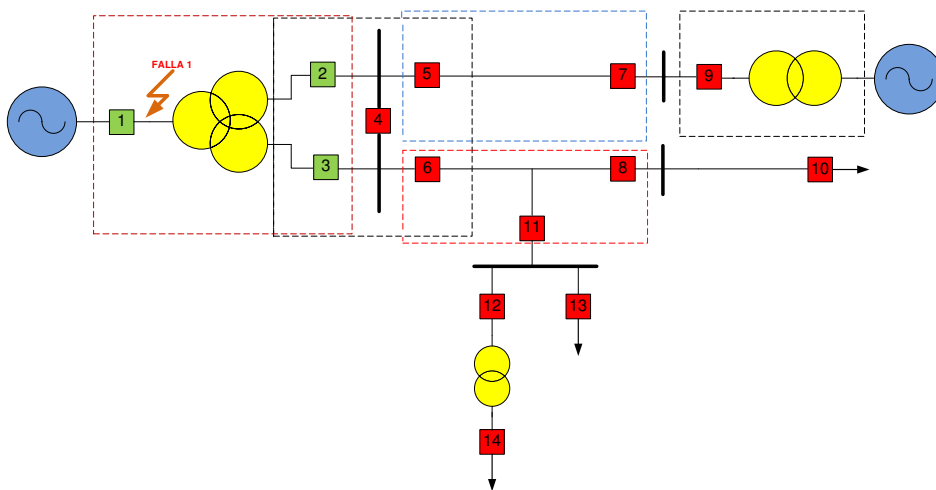
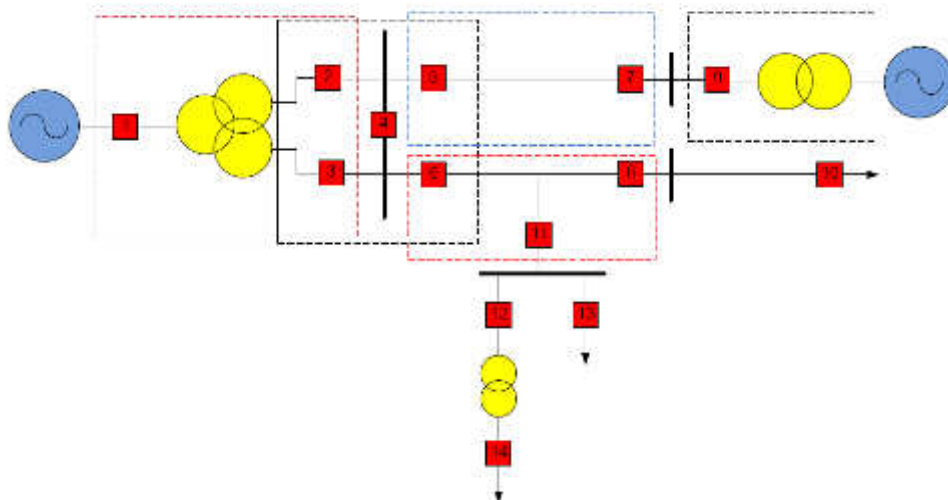
FALLAS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

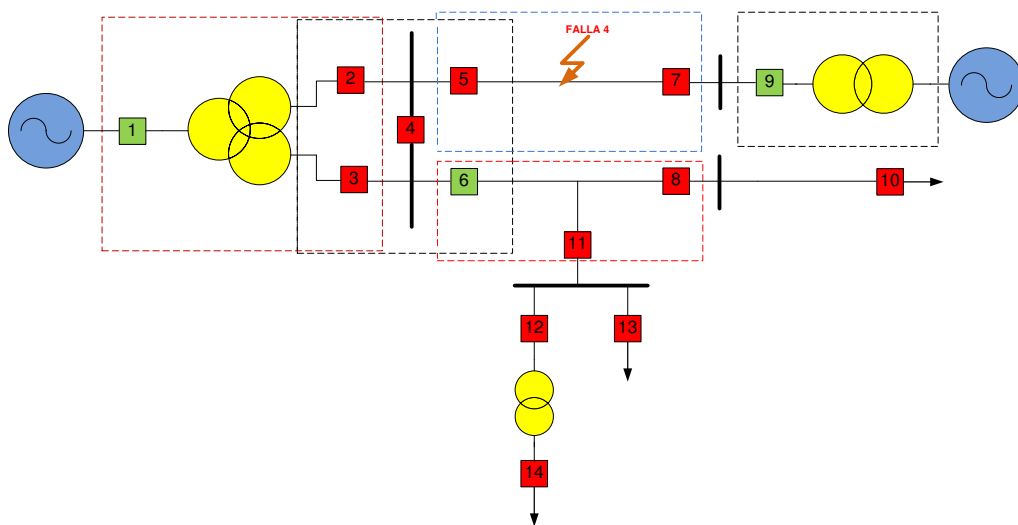
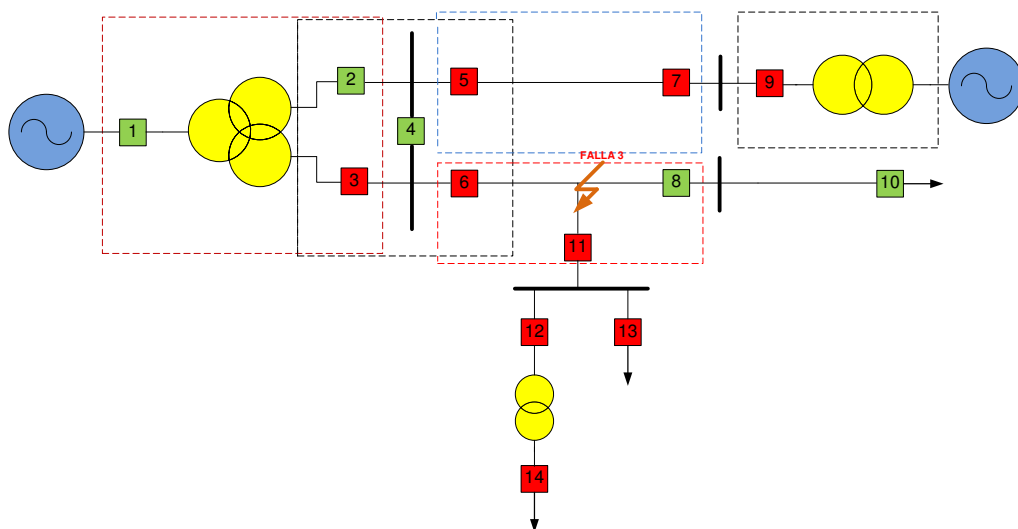
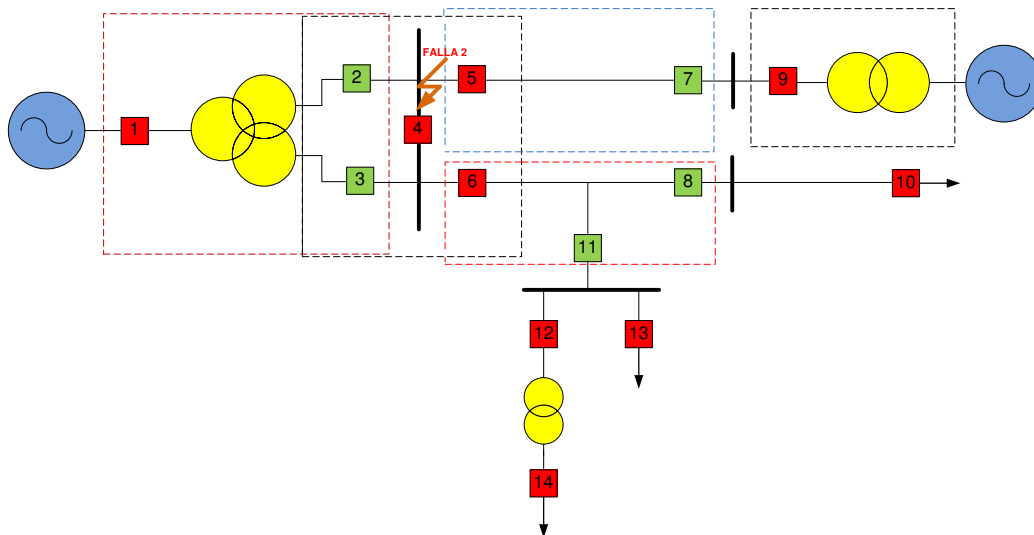
La protección primaria puede fallar por las siguientes causas:

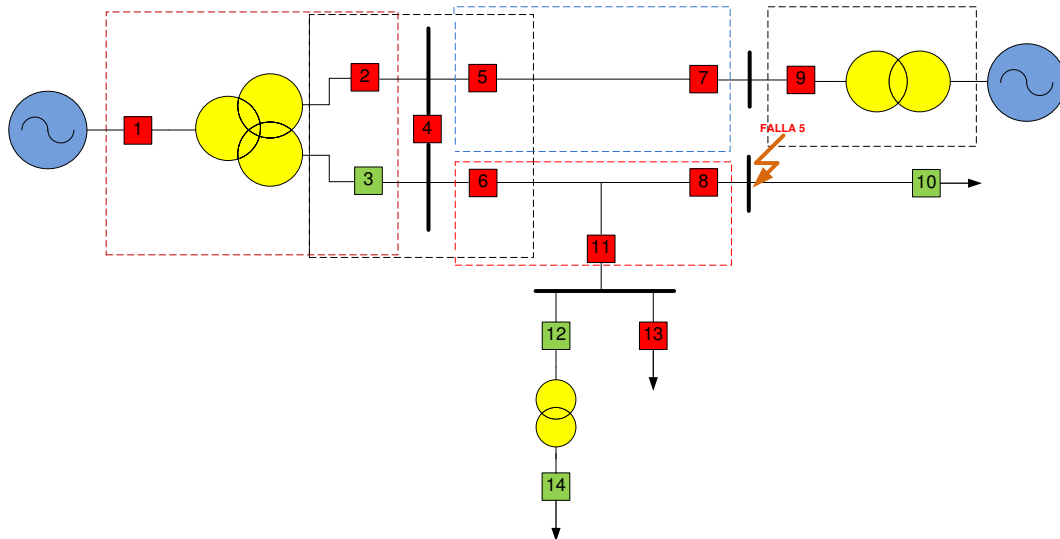
- Falla de interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo.
- Falla de la alimentación de C.C. para el accionamiento del interruptor.
- Falla de algún relé.
- Fallo de los transformadores de protección.

Ejercicios

En el Sistema de Potencia de la figura se presentan diferentes fallas. Determinar cuáles interruptores deben operar y cuales operaron erráticamente.







Falla	Interruptores que Abrieron	Interruptores que debieron Operar	Interruptores que actuaron como respaldo	Interruptores que actuaron erráticamente	Tipo de Selectividad	Falta de Confiabilidad
F1	1-2-3	1-2-3	----- -----	----- -----	Absoluta	No
F2	2-3-7-8-11	2-3-5-6	7-8-11	5-6	Relativa	Dependabilidad
F3	1-2-4-8-10	6-8-11	1-2-4	12-13-6-10-11-3	No se despeja la falla	Dependabilidad
F4	6-1-9	5-7	6-1-9	5-7-2-4-3	No es Selectiva int. 2-3 -4 cerrado	Dependabilidad Seguridad
F5	3-10-12-14	8-10	12-3	8-11-13-6-4-14	No es Selectiva int.4 cerrado	Dependabilidad Seguridad

UNIDAD II. PRINCIPIOS Y CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES.

ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

- Relés
- Fusibles
- Seccionadores
- Interruptores Termomagnéticos (Breaker)
- Interruptores de Potencia
- Transformadores de Tensión
- Transformadores de Corriente
- Enlaces de Comunicaciones
- Fuentes de Alimentación Auxiliar
- Cableado de Control

RELÉS

Los relés de protección tienen por finalidad medir una señal o más señales de entrada de tensión y/o de corriente, provenientes del SEP, con la finalidad de determinar si existe una condición de falla en el sistema o equipo, de manera de activar una o más señales de salida.



ELECTRO-
MECANICO



ELECTRONICO
DIGITAL



NUMERICO

NATURALEZA DE LOS RELES DE PROTECCION

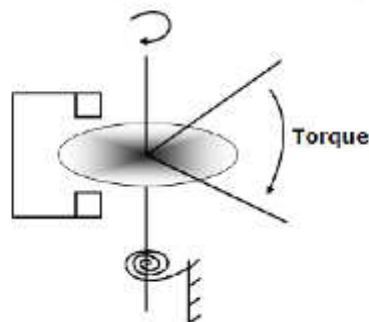
- Detecta condiciones anormales en el Sistema de Potencia
- Inicia acciones correctivas
- El tiempo de Respuesta es en milisegundos
- No requiere intervención de un Operador

PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS



RELÉ ELECTROMECAÑICO

- Si fuerza debida a señal de entrada excede fuerza del resorte, el disco gira y llegará a disparo si continúa la condición de entrada.
- Velocidad de rotación depende de magnitud de la señal.



Relés de atracción electromagnética

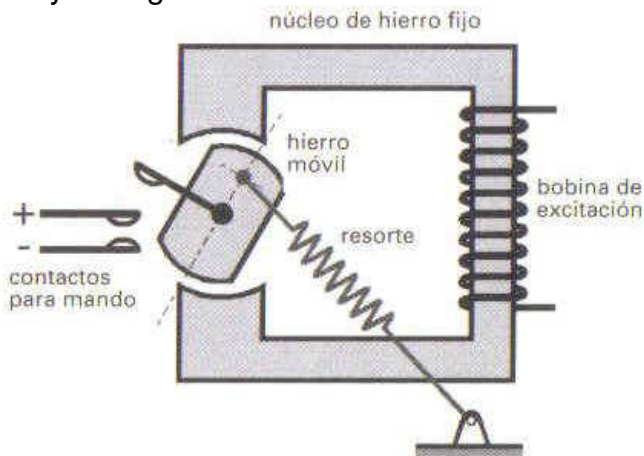
- Se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. De las cuales una sería fija y otra sería móvil, y la fuerza que

se ejerza entre ellos será de tal manera que moverá la pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del campo magnético.

- Las principales ventajas de este tipo de relés son robustez, simplicidad y economía.

- Estas ventajas hacen de los relés de atracción electromagnética unos candidatos ideales para ser utilizados como relés de tensión o intensidad.

- Por el contrario, este tipo de relé tiene sus desventajas como son la dificultad de ajuste y de regulación de los mismos.



Esquema constructivo de un relé de protección electromagnética de armadura o hierro móvil

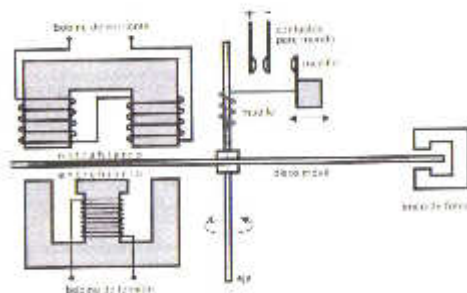
Relés de inducción

- A estos relés se les conoce también por relés *Ferraris*, y se basan en el principio de la *rueda de Barlow* es decir, el mismo principio que utilizan los medidores.

- Su estructura básica consta de un disco móvil que gira sobre un eje y que deja un entrehierro con respecto a los núcleos magnéticos de las bobinas inductoras.

- Cuando el par inducido en el disco sea superior al par resistente del muelle, el disco girará hasta conseguir que el contacto móvil haga presión sobre el contacto fijo (ambos pertenecientes al circuito de mando para la actuación de la protección).

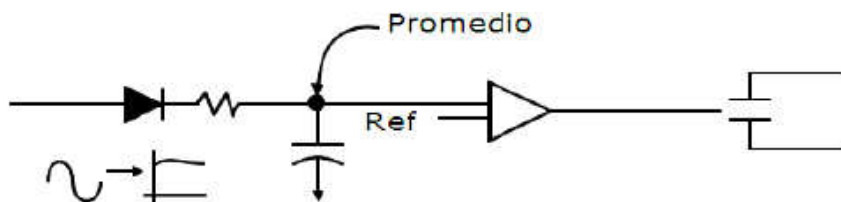
- Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.



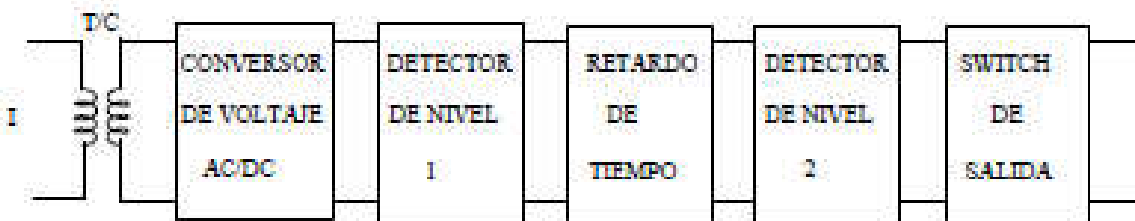
Esquema constructivo de un relé de protección de inducción.

RELÉ ELECTRÓNICO

- **Electrónica analógica** rectifica y promedia señal de entrada.
- Filtro para reducir rizado retarda respuesta. Cuando señal de entrada excede valor de referencia, se da disparo.
- Histéresis inyecta un pequeño desplazamiento en la referencia para evitar variación del ajuste (Menos del 5%).

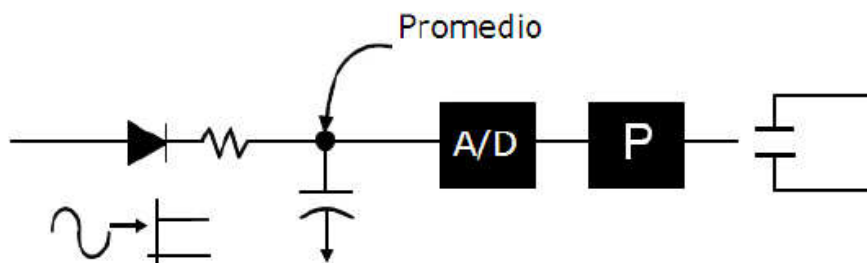


Aproximadamente a partir de 1960 y con el progreso de la tecnología electrónica, los relés electromecánicos empiezan a ser reemplazados por relés de estado sólido, diseñados utilizando transistores u otros tipos de elementos electrónicos. Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con las exigencias básicas de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección retenciones y desgastes mecánicos innecesarios.



RELÉ NÚMÉRICO

- Señal de entrada se rectifica y filtra y se mide por conversión analógica a digital.
- Decisión de protección a través de software permite mucha más flexibilidad al usuario y acceso remoto a través de canales de comunicación.



Con el desarrollo de los microprocesadores, comienzan a aparecer los primeros relés multifunción (1980). Consecuente con la tecnología de los microprocesadores de los años 1990 y la mejora de los algoritmos matemáticos, se desarrollan los llamados relés numéricos que son hoy en día muy populares.



Características resaltantes de los relés numéricos:

- Pueden realizar autodiagnóstico, ya que están permanentemente chequeando el funcionamiento de la memoria y realizando pruebas del módulo de entradas analógicas. En caso de falla, el relé se bloquea o bien intenta recuperarse, lo que depende del tipo de falla detectada.
- Pueden registrar los eventos producidos cada vez que la protección opera, se energiza una entrada u ocurre cualquier falla del hardware.
- Su tecnología actual incluye otras tareas del sistema eléctrico tales como: Comunicaciones, medidas, monitoreo y control
- Son prácticamente libres de mantención.

- Tienen requerimientos muy bajos de potencia desde los transformadores de medida.
- Son apropiados para sustituir a los relés del tipo electromecánicos, con la ventaja de tener incorporadas una mayor cantidad de curvas características.
- Poseen un alto grado de inmunidad contra interferencias eléctricas.
- Son de diseño compacto, por lo cual ocupan menos espacio.
- En el caso de los relés de sobrecorriente, la operación instantánea puede ser bloqueada o temporizada
- Se pueden conectar de modo de operar con cualquier combinación de fallas entre fases y fallas a tierra.

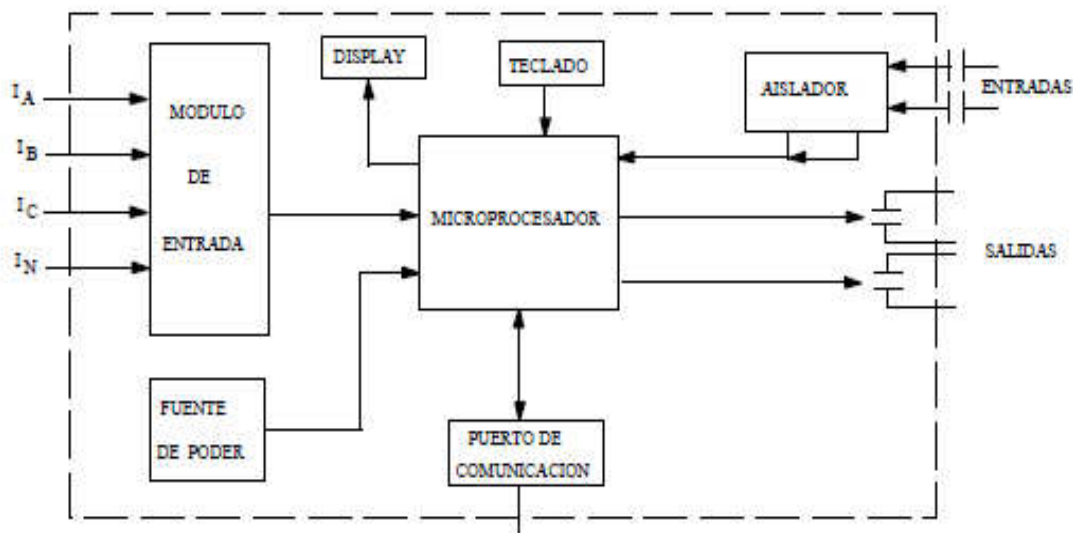
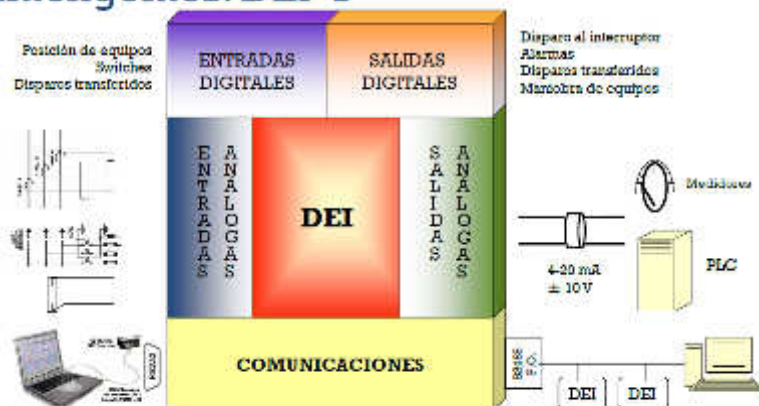


Diagrama general de un relé numérico

Dispositivos Electrónicos Inteligentes: DEI's



FUSIBLES

Son elementos que operan térmicamente, combinando las funciones detectora e interruptora de los elementos de protecciones.

Los Fusibles detectan e interrumpen la falla, debido a que están conectados directamente sobre la red, en consecuencia no es necesaria una función reductora.



Desventajas

- Los Fusibles no son ajustables
- No permite restablecer de forma automática el sistema donde se encuentra
- Esta limitado su uso a circuitos de baja tensión
- Debido a que provoca solo la apertura de la fase fallada, en muchos circuitos produce problemas serios

Aplicaciones

- Protección de Transformadores de Distribución
- Protección de Condensadores
- Protección de Redes de Distribución
- Protección de Motores
- Protección de Circuitos Industriales.

Tipos

- Fusible de Distribución o CUTOOTS
- Fusible limitador de corriente
- Fusible de material sólido
- Fusible electrónico.

Fusible de Distribución o CutOuts

Es el tipo más usado

1. Cuando se funde se produce un arco
2. El tubo de expulsión emite gases desionizantes
3. Los gases son expulsados del tubo



Fusible limitador de corriente

Este tipo de fusible elimina la falla rápido, forzando a la corriente a que sea cero.

- El elemento fusible esta compactado con un tipo de arena especial
- La arena confina al arco a una pequeña área
- Se producen alta presiones y altas resistencias
- La alta resistencia obliga a la corriente a que disminuya a cero.

El propósito de este fusible es interrumpir altas corrientes, no está diseñado para interrumpir corrientes de sobrecarga de baja magnitud

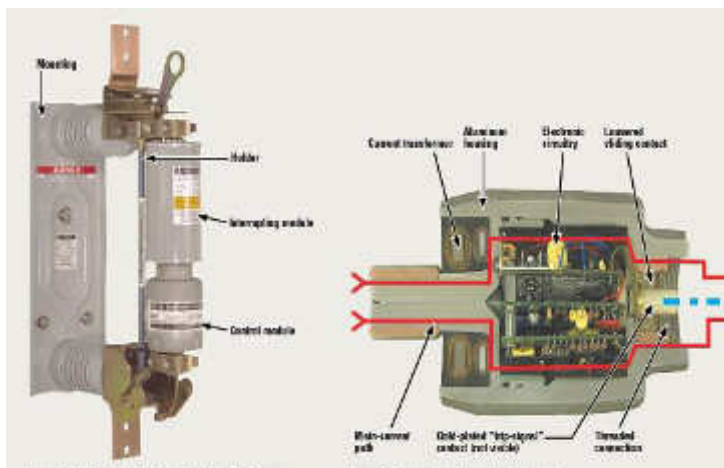
Fusible Electrónico

Los fusibles electrónicos de potencia ofrecen una coordinación superior con relés de sobre corriente del lado de la fuente y fusibles alimentadores del lado de la carga.

Ofrecen un inigualable rendimiento de interrupción de circuitos de alta velocidad sin producir sobretensiones en exceso, y responden con más rapidez a las fallas de corriente elevada que los fusibles convencionales.

Son ideales para lo siguiente:

- Protección y coordinación de la acometida
- Protección de transformadores
- Protección del circuito secundario subterráneo
- Protección de dispositivos sobrepasados



Selección de los fusibles

Para seleccionar un fusible se debe considerar lo siguiente:

- La tensión de operación
- Los tiempos de fusión "melt time"
- La corriente de carga nominal
- Cold load pickup

Normas aplicables

IEC 60282-1 Current-limiting fuses

Covenin 2731:1990 Fusibles de baja tensión

SECCIONADORES

Son dispositivos de protección, que aíslan la zona afectada o para efectos de mantenimiento aumentar la seguridad, no teniendo capacidad de interrupción de las corrientes de falla, quedando esta función delegada en Interruptores o Reconectadores asociados.

Por su principio de funcionamiento, permiten generar un “eslabón” en la cadena de coordinación, sin necesidad de adicionar tiempos de coordinación.

Tipos

Cuchillas Giratorias



Cuchillas Deslizantes



Columnas Giratorias



Pantógrafo



INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS

Son una combinación de un interruptor térmico (Bimetal) que actúa como protección contra sobre corriente y uno electromagnético con accionamiento rápido para protección contra corto circuito.

Han desplazado en muchas aplicaciones a los fusibles.

Dependiendo de la aplicación existen diferentes curvas de operación, con ambas regiones de protección: contra sobre corriente (inversa) y contra cortocircuito (rápida o instantánea).

1 Bobina magnética:

Garantiza el disparo del interruptor en caso de cortocircuito, interviniendo dentro de los siguientes rangos:

- de 5 a 10 veces la corriente nominal (curva tipo C)
- de 10 a 20 veces la corriente nominal (curva tipo D)

2 Bimetal:

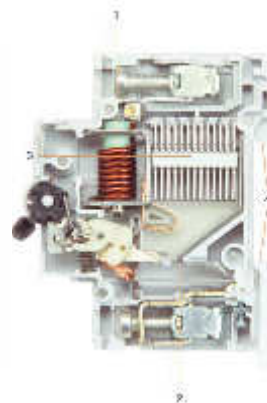
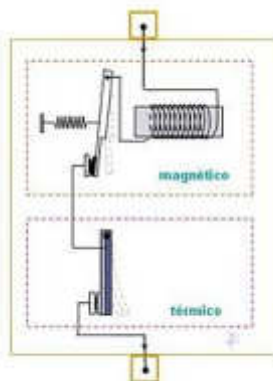
Garantiza el disparo del interruptor en caso de sobrecarga.

3 Cámara de arco:

Disipa eficazmente el arco eléctrico que se genera en los contactos por la apertura del mecanismo de disparo, en presencia de una sobrecarga o cortocircuito.

4 Montaje en riel Din 35

- Dimensiones modulares.
- Mecanismo de disparo simultáneo en todos los polos.



INTERRUPTORES MAGNETOTÉRMICOS



Unipolar



Bipolar



Tripolo

I_n = Corriente nominal

Es la corriente a la cual se refieren las características constructivas del interruptor y el valor unitario de las características de intervención.

I = Corriente real

I_r = Corriente de regulación

Está en función de I_n . I_r caracteriza la protección contra las sobrecargas. Para el funcionamiento en sobrecarga, las intensidades convencionales de no disparo I_{nf} y de disparo I_f son: $I_{nf} = 1,05 I_r$ $I_f = 1,30 I_r$

I_f = Corriente de funcionamiento:

Mínimo valor de sobrecorriente que hace intervenir certeramente al interruptor dentro del tiempo convencional.

I_{nf} = Corriente de no funcionamiento:

Máximo valor de sobrecorriente que no dispara al interruptor dentro del tiempo convencional.

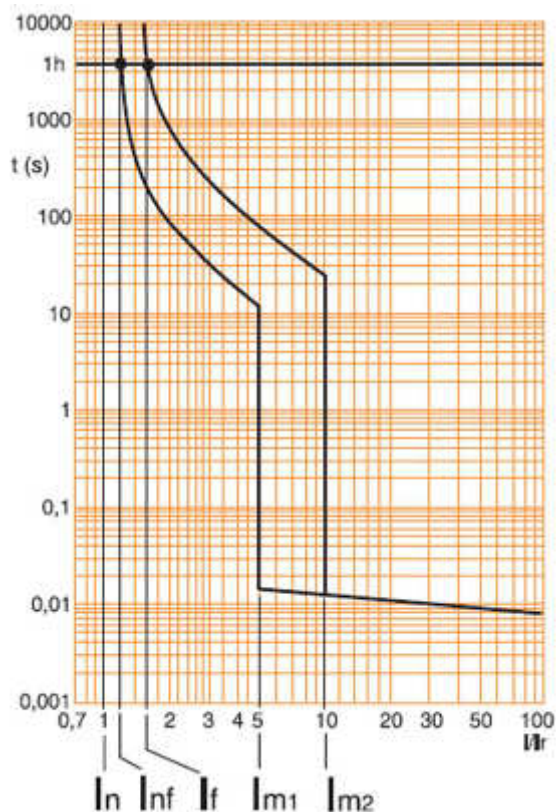
I_{m1} = Mínimo valor de sobrecorriente (cortocircuito)

Que puede hacer intervenir la bobina para el disparo electromagnético.

I_{m2} = Mínimo valor de sobrecorriente (cortocircuito)

Que hace intervenir certeramente la bobina para el disparo electromagnético.

$T(s)$ = Tiempo en segundos



Interrupidores Termomagnéticos

I_{cm} = Poder asignado de cierre en cortocircuito (kA pico)

Es el valor máximo de intensidad de cortocircuito asimétrico que el interruptor puede establecer y cortar. Para un interruptor, el esfuerzo generado es máximo en un cierre por cortocircuito.

$I_{cu} = I_{cn}$ = Poder asignado de corte ultimo (kA eff.)

Es el valor máximo de intensidad de cortocircuito que el interruptor puede cortar. Está verificado siguiendo una secuencia de ensayos normalizados. Después de esta secuencia, el interruptor puede ser peligroso. Esta característica está definida por una tensión de empleo **U_e** determinada.

I_{cs} = Poder asignado de corte en servicio (kA eff.)

Se expresa en % de I_{cu} . Esta relación es muy importante ya que nos muestra la aptitud del interruptor a asegurar un normal servicio, después de haber cortado tres veces la corriente de cortocircuito. Cuanto más alto sea el valor I_{cs} , más efectivo será.

I_{cw} = intensidad asignada de corta duración admisible (kA eff.)

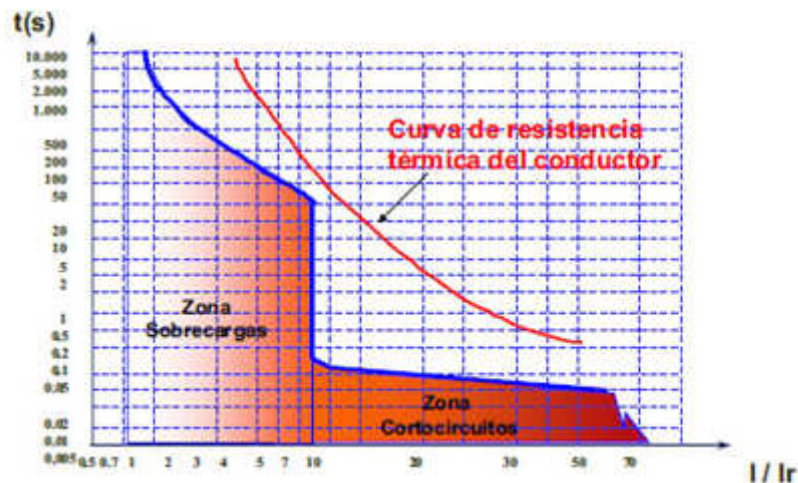
Es la intensidad de cortocircuito máxima que puede soportar el interruptor durante una breve duración (de 0,05 a 1 s) sin alteración de sus características.

U_e = tensión de empleo determinada.

Tensión con la cual se verificó durante la secuencia de ensayos normalizados y determina la aplicación el equipo.



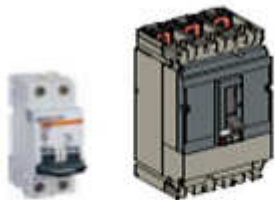
Curva de disparo de un interruptor automático



Categorías de empleo

Categoría de empleo A

NO está específicamente previsto para forzar selectividad en corto-circuito.



Categoría de empleo B

Está específicamente previsto para optimizar la selectividad en corto-circuito ya que permite un retardo intencional del disparo a determinado valor de corriente corto circuito (I_{cw})



Características de los interruptores sobrecargas

I_n = Corriente nominal

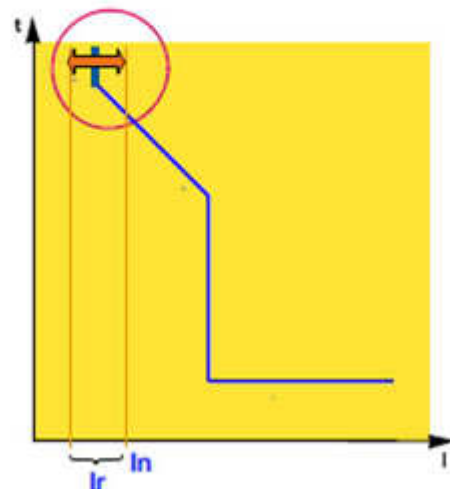
- Máxima corriente (amperes) que puede conducir a temperatura ambiente, sin calentamiento anormal.

I_r = Corriente de regulación

- Corriente (amperes) regulada a partir de la cual se verifica la protección contra sobrecargas.
- I_r es función de I_n . Ejemplo: $I_n = 100A$

$$I_r = 0.8I_n = 80A$$

$$I_r = 0.9I_n = 90A$$





Características de los interruptores cortocircuitos

I_m (I_{sd}) = Corriente de operación magnética (ó de corto retardo)

- Corriente a partir de la cual se asegura la apertura instantánea (mseg) del interruptor.

- Se expresa en amperes ó en múltiplos de I_n ó I_r .

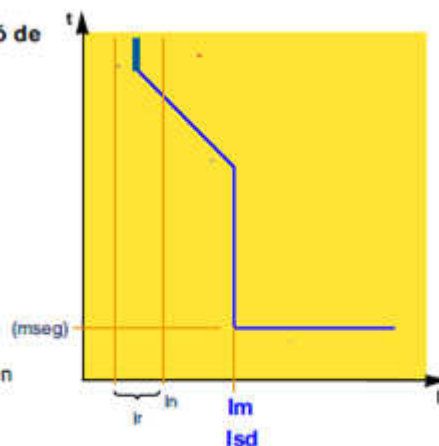
Ejemplos:

$$I_m = 800A$$

$$I_m = 12I_n$$

$$I_{sd} = 10I_r$$

- Dependiendo del tipo de interruptor I_m (ó I_{sd}) también puede ser regulable.



Características de los interruptores de potencia resistencia a los cortocircuitos

I_{cu} = poder de corte último

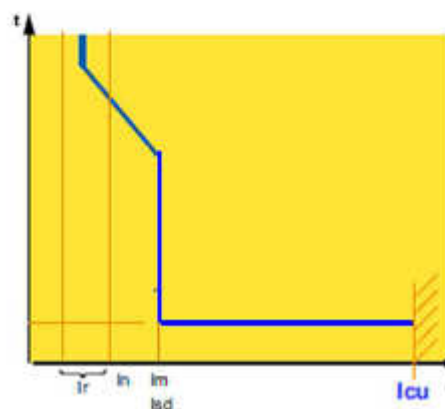
- Máxima corriente de corto circuito que el interruptor puede cortar.

- El interruptor debe cortar **dos (2)** veces consecutivas esta corriente.
Ejemplo:

$$I_{cu} = 85 \text{ KA a } 220VAC$$

$$36 \text{ KA a } 380VAC$$

$$35 \text{ KA a } 440VAC$$





Características de los interruptores resistencia a los cortocircuitos

Ics = poder de corte en servicio

- Traduce la aptitud del interruptor en tener un servicio normal después de haber cortado **tres (3)** veces consecutivas esta corriente.
- Es un parámetro de comparación importante pues brinda una medida de la robustez del interruptor.

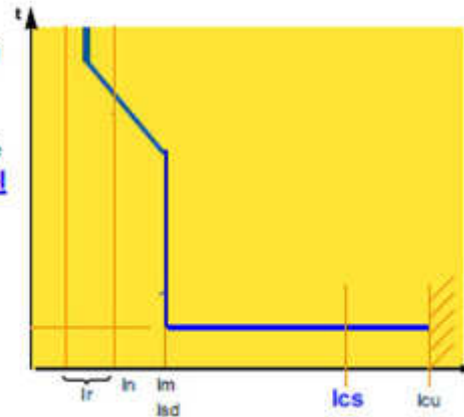
Ics se expresa
en % de Icu

25
50
75
100

Ejemplo:

$Ics = 50\% Icu$

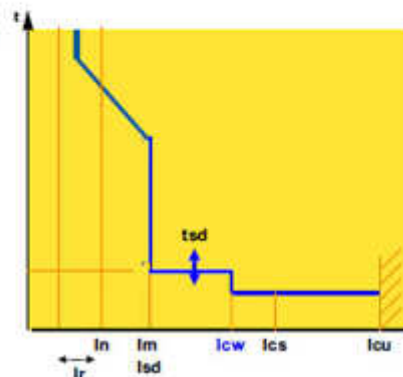
$Ics = 100\% Icu$



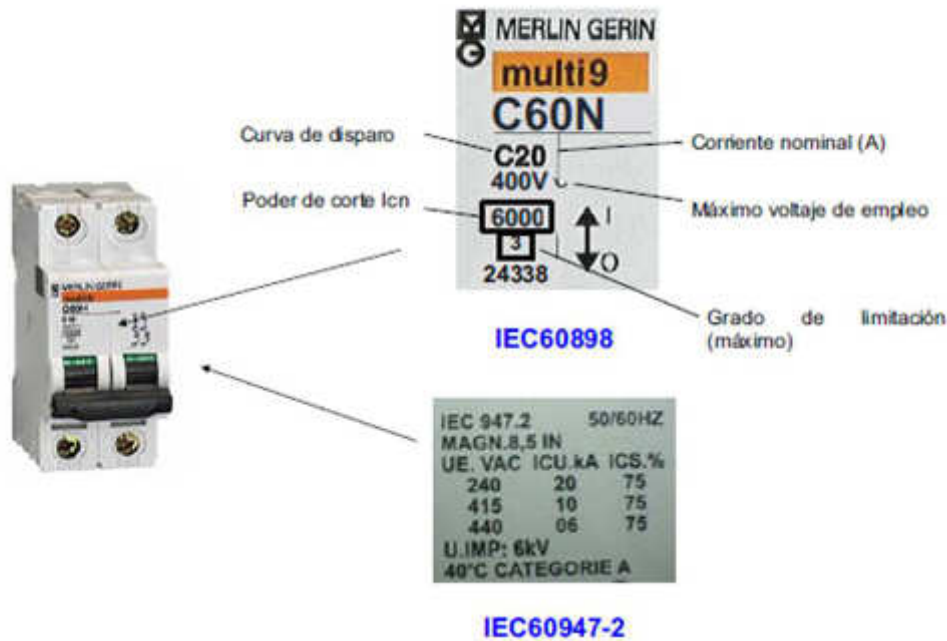
Características de los interruptores resistencia a los corto circuitos

Icw = corriente asignada de corta duración admisible

- Es la máxima corriente de corto circuito que un interruptor (categoría B) puede soportar durante una corta duración Δt sin alteración de sus características
 - El tiempo de retardo Δt normalizado es de : 0,05 - 0,1 - 0,25 - 0,5 - 1 seg.
- Ejemplo : $Icw = 65 \text{ kA a } 1 \text{ seg.}$



Características de los interruptores



Características de los interruptores

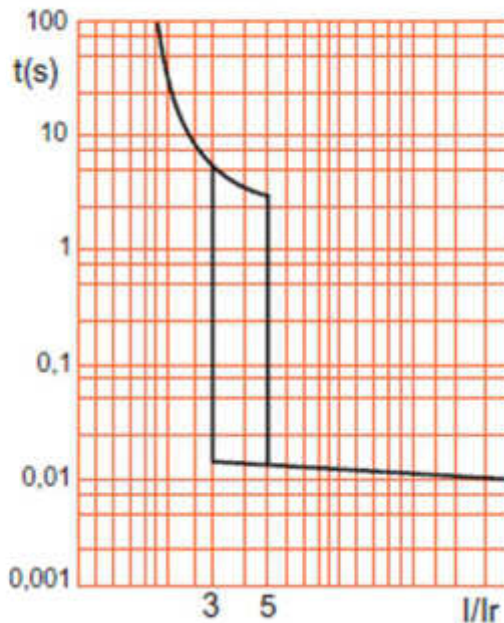
La norma IEC 898 establece tres rangos de operación diferentes para el **disparo magnético**, en los que los interruptores automáticos deben operar. Las diferentes curvas características B-C-D representan los diferentes campos específicos de aplicación dentro de los cuales los interruptores pueden disparar.

La tabla siguiente indica los 3 rangos de disparo de los interruptores automáticos.

La norma IEC 947-2 no indica ninguna característica de operación, dejando al fabricante en libertad de producir interruptores con diferentes rangos.

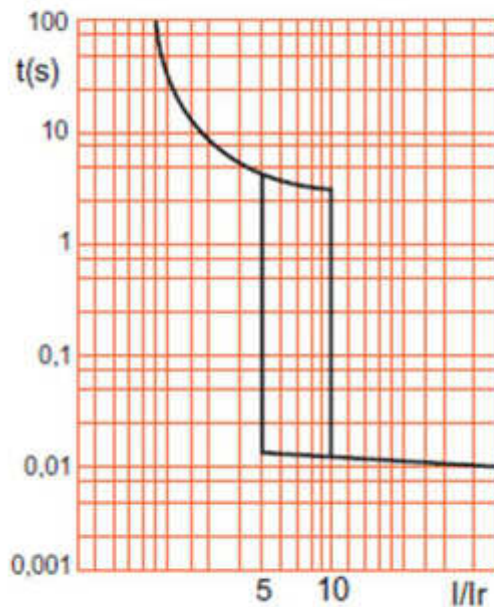
Característica	Rango del disparo magnético	Aplicación
B	3-5 In	Protección de generadores y cables de gran longitud.
C	5-10 In	Protección de cables de instalaciones que alimentan equipos de uso normal.
D	10-20 In	Protección de cables que alimentan cargas con altas corrientes de arranque.

Característica B

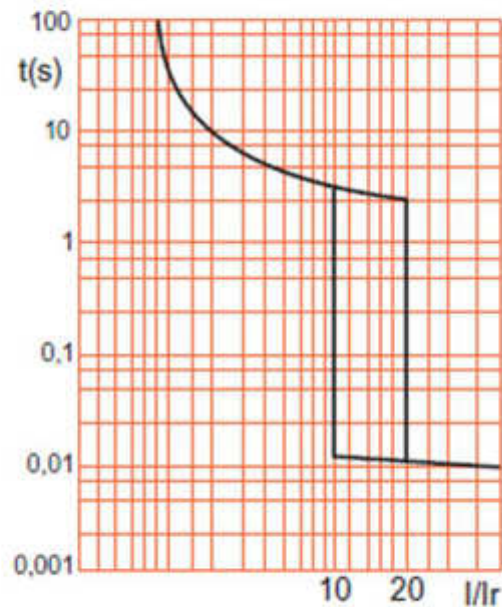


Características de los interruptores

Característica C



Característica D

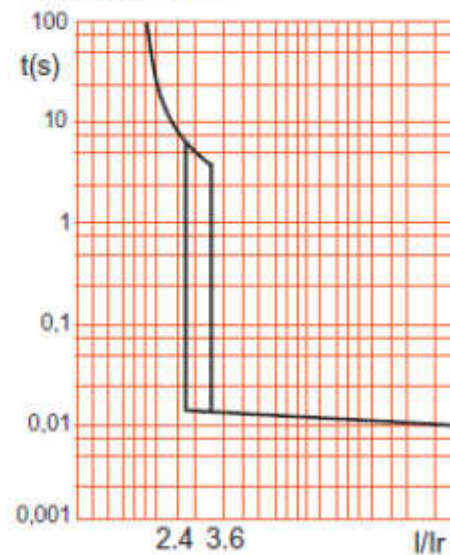


Características de los interruptores

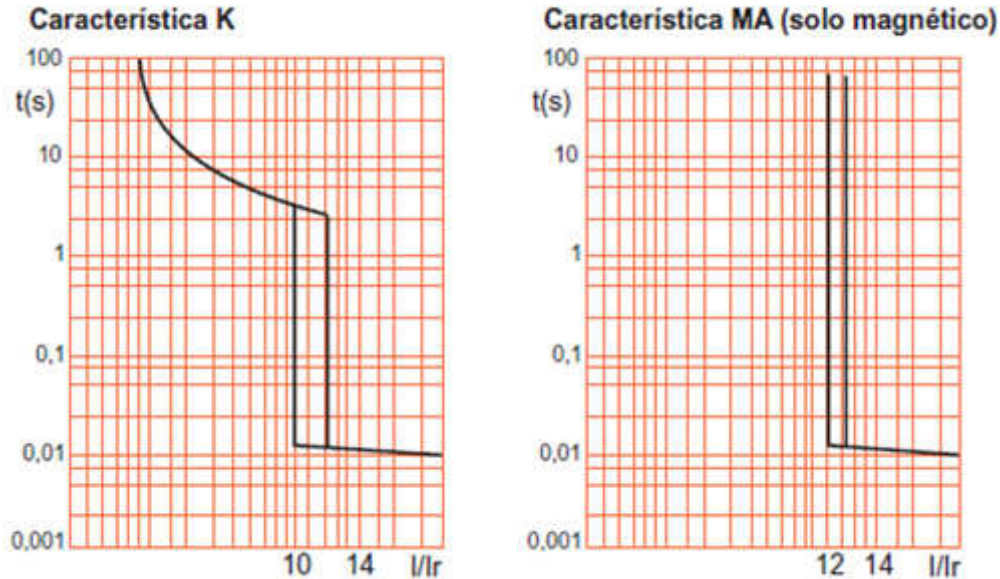
Características de operación magnética K-Z-MA:
Tienen todo lo indicado en el punto anterior, aunque estas características vienen definidas por el fabricante en base a la norma IEC 947-2 y representan los rangos de operación magnética, los interruptores con estas características pueden emplearse como se indica en la tabla siguiente.

Característica	Rango del disparo magnético	Aplicación
Z	2, 3 - 3, 6 In	Protección de circuitos electrónicos.
K	10-14 In	Protección de cables que alimentan cargas con altas corrientes de arranque.
MA	12-14 In	Protección de cables que alimentan motores (sin protección térmica).

Característica Z



Características de los interruptores



IEC 157 -1	IEC 947 - 2	IEC 898
	Aplicación en industrias. Operado exclusivamente por personal idóneo (BA4/5)	Aplicación en ámbito doméstico. Operado por Usuario No Idóneo en electricidad (BA1)
	Tensión < 1000 V	Tensión < 440 V
	Corriente nominal sin límite	$I_n \leq 125$ amp
	$I_{nf} = 1.05 I_{reg}$ $I_f = 1.3 I_{reg}$	$I_{nf} = 1.13 I_n$ $I_f = 1.45 I_n$
	Relé magnético: A criterio del constructor	Relé magnético: Curvas B, C y D
Poder de corte P1	Poder de corte I_{cu}	Poder de corte I_{cn}
Poder de corte P2	Poder de corte de servicio I_{cs} . Lo fija el constructor como porcentaje de I_{cu}	Poder de corte de servicio I_{cs} . Lo fija la norma $I_{cn} \leq 6$ kA $\Rightarrow I_{cs} = I_{cn}$ 6 kA < $I_{cn} \leq 10$ kA $\Rightarrow I_{cs} = 0.75 I_{cn}$ (I_{cs} mínima 6 kA) $I_{cn} > 10$ kA $\Rightarrow I_{cs} = 0.50 I_{cn}$ (I_{cs} mínima 7.5 kA)

Normas aplicables

IEC60947-2 Low voltage switchgear and controlgear-Part 2 circuit -breakers

IEC60898-2 Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 2: Circuit-breakers for a.c. and d.c. operation

INTERRUPTORES DE POTENCIA

Un Interruptor es definido en estándar ANSI como un equipo de maniobra mecánico, capaz de conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales. También capaz de conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones anormales específicas como cortocircuitos.

Requerimientos Generales

- Debe ser un conductor perfecto cuando está cerrado
- Debe ser un aislante perfecto cuando está abierto
- Debe ser rápido al cierre
- Debe ser rápido a la apertura

Requerimientos desde el punto de vista de protección

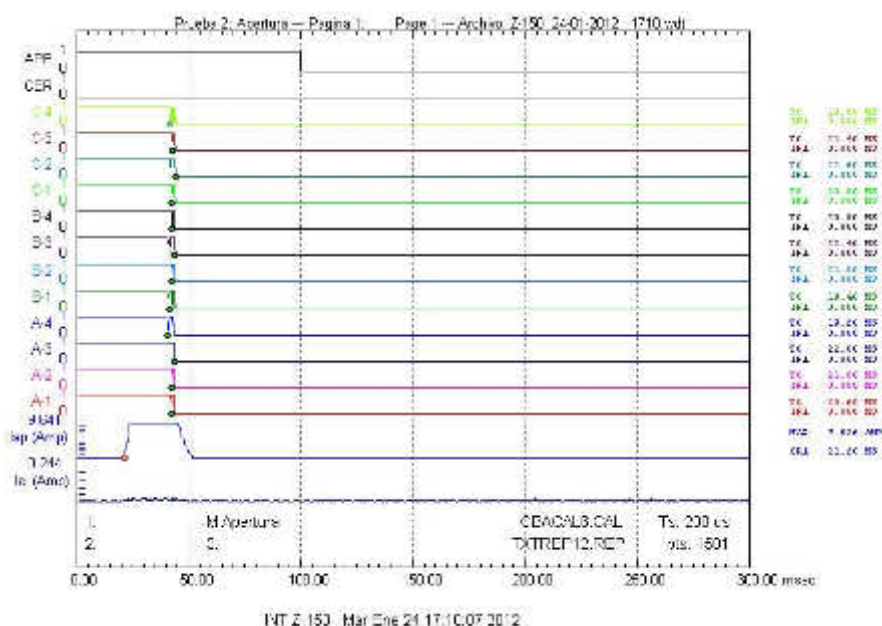
- Debe ser capaz de interrumpir grandes corrientes.

Clasificación

- Medio de Extinción del Arco
- El Tipo de Mecanismo.
- Por la Ubicación de las Cámaras.

Tiempos de apertura

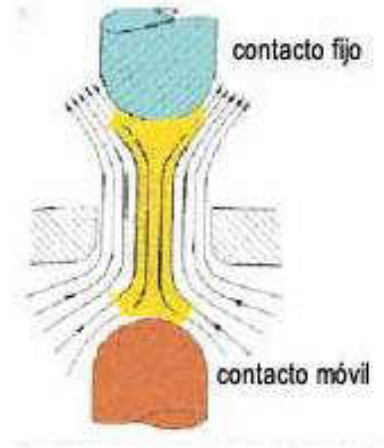
Nivel de Tensión	Tensiones	Tiempos de Interrupción
Muy Alta Tensión	550 kV – 362 kV	2 ciclos = 33 ms
Alta Tensión	245 kV - 145 kV	3 ciclos = 50 ms
Media y Alta Tensión	72.5 kV – 52 kV - 36 kV	4 ciclos = 67 ms



Clasificación (por el medio de extinción del arco)

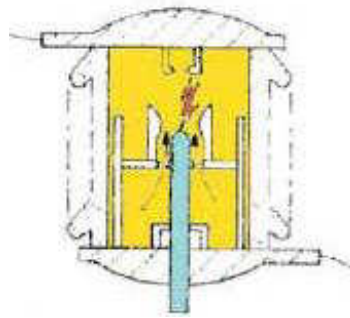
- Inyección de aire.

La energía del arco eléctrico se disipa inyectándole una fuerte presión de aire comprimido.



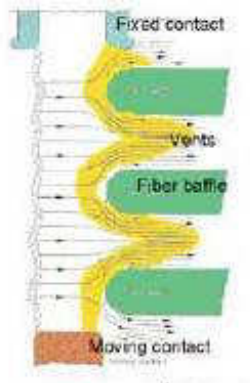
- Hexafluoruro de azufre.

La energía de arco se disipa en el gas SF₆.



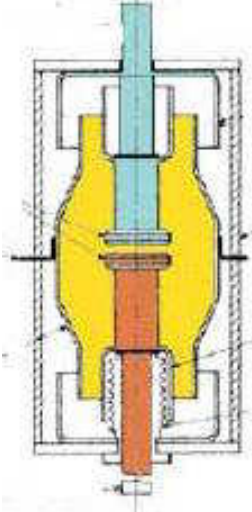
- Aceite.

La energía del arco se disipa rompiendo las moléculas de aceite.



- Vacío.

Utiliza como medio de extinción vacío en el cual no se puede engendrar plasma debido a la ausencia de los átomos que se requieren para la ionización



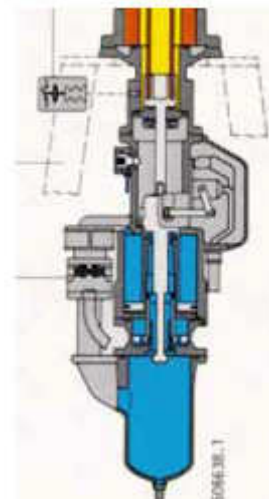
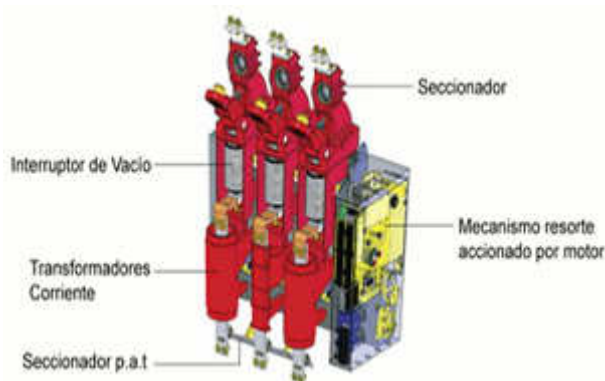
Clasificación (por el tipo de mecanismo)

El mecanismo de accionamiento de un interruptor, se considera al conjunto de elementos electromecánicos que permiten almacenar y disponer de energía, útil para transmitir un movimiento, logrando posiciones finales de los contactos de potencia, ya sea abierto o cerrados dentro de valores de tiempo de maniobra y de resistencia de contactos que favorezcan la operación correcta del equipo.

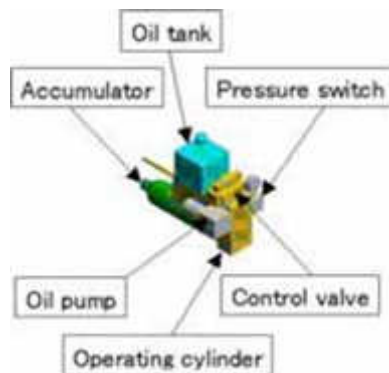
A continuación se relacionan actualmente los conocidos:

1.- Mecanismo de resorte.

2.- Mecanismo neumático.



3.- Mecanismo hidráulico.



4.- Combinaciones entre ellos.



Interruptores HMB de ABB

1-Interfaz mecánica al interruptor de circuito de alto voltaje con indicación de posición

2- Conjunto interruptor auxiliar para la señalización del estado de conmutación

3- Módulo de control con ajuste individual de la velocidad de conmutación y tiempo de reacción

4- Interruptor para controlar el nivel de carga límite del resorte

5- Columna de disco de resorte

Clasificación (por la Ubicación de las Cámaras)

- Tanque Muerto.

En este tipo de interruptores las cámaras de extinción de arco se encuentran autoretenidas en un recipiente que se encuentra firmemente puesto a tierra y separadas de la línea o medio de conexión por los aisladores.



- Tanque Vivo.

Las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes y éstas quedan separando la parte energizada del potencial a tierra por ejemplo, interruptores en SF6.



TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Objetivos de un transformador de medida.

- Reproducir en el circuito secundario la corriente o tensión primaria.
- Mantener una relación entre señales primarias y secundarias lo más exacta posible, conservando fase y mínimo error de transformación.
- Proporcionar señales secundarias de amplitudes bajas y normalizadas.
- Proveer aislación galvánica entre circuito de potencia y circuito de medida, control o protección.

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (TP)

Los Transformadores de Tensión tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de tensión igual a la que está presente en el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano.



Para aplicación de media tensión se podrá usar transformadores de tensión del tipo inductivos; pero en alta y muy alta tensión se usarán transformadores de tensión capacitivos.



ESPECIFICACIONES DE TP DE ACUERDO A NORMAS IEC

Tensión nominal:

Define los valores nominales del voltaje primario y secundario y por ende la relación de transformación. Los valores nominales de la tensión primaria de la red

son todos aquellos que puedan ser aplicados en los sistemas de potencia. Para los secundarios se han establecido valores fijos conjuntamente con los fabricantes de relés y equipos de medición valores fijos. Los más utilizados para tensiones entre fases son: 100, 110 y 200 v en Europa y 115, 120 y 230 volts para U.S.A y Canadá.

Factor Nominal de Tensión:

Es un valor numérico que multiplica la tensión nominal primaria a fin de determinar la máxima tensión para que el TP debe cumplir las especificaciones de precisión y los límites térmicos.

La sobretensión permanente que generalmente se especifica es de 1.2 Vn. Para sobretensiones de corta duración los niveles están entre 1.5 y 1.9, con duraciones de 30 seg. a 8 horas, dependiendo de las conexiones y aterramiento de la red.

Clase de Precisión:

Es un indicador de los máximos errores permisibles de magnitud y de fase. Para núcleos de medición, se cumplen en gama del 80 al 120% de Vn siempre y cuando en el secundario se conecte de entre el 25 el y 100% de la nominal. En el caso de los núcleos de protección, el rango de tensión aplicada para mantener precisión se ve ampliado entre el 5% y el 120% de la nominal.

Carga de Precisión:

Es el valor de potencia máxima que puede entregar un transformador de tensión para que al aplicar en el primario se tenga el valor nominal de salida secundaria, cuyo error no exceda la clase de precisión especificada.

Es suministrado en VA calculados a tensión nominal secundaria.

Los valores normalizados son:

10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, VA,

NUCLEO DE MEDICION NORMAS IEC

CLASE	ERROR DE RELACIÓN	DESFASE ± 8 MIN.
0.1	0.1	5
0.2	0.2	10
0.5	0.5	20
1.0	1.0	40
3.0	3.0	NO ESPECIFICADO

Valores de precisión requeridos entre 80 y 120 % de Vn

NUCLEO DE PROTECCIÓN NORMAS IEC

CLASE	ERROR DE RELACIÓN $\pm \delta$ %	ERROR EN ANGULO $\pm \delta$
3P	3.0	120
6P	6.0	240

Valores de precisión requeridos entre 25 y 120 % de Vn

ESPECIFICACIONES DE TP DE ACUERDO A NORMAS ANSI

Tensión nominal:

Es el valor para el que se fundamentan las especificaciones de un transformador de tensión.

Cargas normalizadas:

Designadas por las letras w-z z-zz, las cuales se corresponden a valores de carga secundaria expresada en volt – amperio y su F.P.

Clase de precisión:

Al igual que los TC se definen los factores de corrección de magnitud, ángulo y compuesto del transformador, cuando se le aplica tensiones entre 90 y 100% Vn con cargas de entre el 0 y 100% de la especificada como nominal.

CLASES DE PRECISIÓN	LIMITES DEL TCF PARA TENSIONES DE 90 A 110% DE LA NOMINAL		LIMITES DE F.P EN ATRASO DE LA CARGA
	MIN.	MÁX.	
0.3	0.997	1.003	0.6 - 1.0
0.6	0.994	1.006	0.6 – 1.0
1.2	0.988	1.012	0.6 – 1.0

CARGAS NORMALIZADAS NORMAS ANSI

CARGAS NORMALIZADAS			CARACTERÍSTICAS A 120 V			CARACTERÍSTICAS A 69.3 V.		
DESIGNACIÓN	V.A	F.P	R(Ω)	L(H)	Z(Ω)	R(Ω)	L(H)	Z(Ω)
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152	38.4	1.014	384
X	25	0.70	403.2	1.092	576	134.4	0.364	192
Y	75	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0894	64
Z	200	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0336	24
ZZ	400	0.85	30.6	0.0504	36	10.2	0.0168	12

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS

Los transformadores de tensión magnéticos son eficientes y precisos en lo que a respuesta se refiere.

Pero a medida que se incrementa la tensión nominal de la red las solicitaciones impuestas sobre el núcleo y el aislamiento conlleva a diseños voluminosos, pesados, de difícil ejecución y por ende de alto costo. Su límite práctico y económico de aplicación es hasta 115 kV.

Los transformadores de tensión capacitivos surgen como una alternativa económica, para altos niveles de tensión primaria manteniendo iguales características de precisión carga y número de núcleos similares.

Por ejemplo para una red de 400 kV un transformador capacitivo resulta un 50% más económico que un magnético de las mismas características. Prácticamente se mantienen las definiciones y valores solicitados a los transformadores magnéticos.

Sin embargo, al estar constituidos por un divisor de tensión capacitivo y circuitos magnéticos, se hacen exigencias adicionales para garantizar su comportamiento transitorio.

Así mismo, se especifica un límite al error de la división capacitiva del circuito por efecto de la variación de la capacitancia por los cambios de temperatura ambiente y en el rango típico de variación de la frecuencia de la red.

Normas aplicables

IEC 60044-2 Instrument transformers –Part Voltage Transformers

ANSI/IEEE C57.13 Standard Requirements for Instrument Transformers

ANSI C93.3.1 Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT)

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

Dispositivo que transforman las corrientes de la red para establecer aislamiento entre el sistema primario y los dispositivos de protección, medición y registro, al tiempo que reciben una réplica de las corrientes de la red de magnitudes manejables por esos equipos. La corriente de salida secundaria es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y desfasada de ella por un ángulo próximo a cero grados, al tomar la polaridad adecuada de las conexiones.

TIPO VENTANA



TIPO BARRA



TIPO DEVANADO



TIPO BUJE



PRUEBAS A REALIZAR AL TC RUTINARIAS

- Identificación de los terminales.
- Tensión soportada a frecuencia industrial en devanados primarios.
- Tensión soportada a frecuencia industrial en devanados secundarios.
- Determinación de errores.
- Relación

TIPO

- Ensayo de corriente de corto tiempo.
- Ensayo de la elevación de la temperatura.
- Impulsos tipo rayo.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

Tipo de Núcleo de los TC

Medición: Núcleo que garantiza su comportamiento dentro de un rango que va desde corriente nula a valores de sobrecarga permisibles en condiciones de emergencia. Alimentan a dispositivos de indicación y medición. Especialmente cuando alimenta a equipos electromecánicos se requiere que su salida secundaria se limite ante corrientes de falla, para evitar daños a los dispositivos conectados.

Protección: Núcleo que mantiene su comportamiento en un rango que va desde corriente nula a valores de cortocircuito. Alimentan a dispositivos de protección y de registro de falla. Se requiere que no entren en saturación para que operen correctamente los sistemas de evaluación de los equipos de protección.

Los valores característicos para ambos tipos de aplicaciones son:

Corriente nominal secundaria, rango extendido, relación de transformación múltiple, número y tipos de núcleos.

Los valores característicos específicos para:

Núcleos de medición:

- Clase de precisión a corriente nominal.
- Factor de saturación o seguridad
- Carga (Burden)

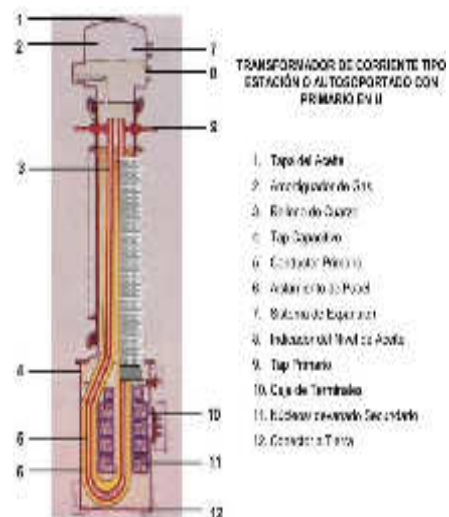
Núcleos de protección:

- Precisión a valores de cortocircuito.
- Régimen permanente y transitorio
- Carga (Burden)



**AUTOSOPORTADO
CON PRIMARIO EN U**

**AUTOSOPORTADO CON
PRIMARIO PASANTE**



NÚCLEOS DE MEDICIÓN

Clase de precisión

Indicador del máximo error permisible en magnitud y ángulo para un núcleo sometido a la carga nominal y valores de corriente dentro del rango operativo definido. Por ejemplo en las IEC se define comportamiento esperado entre 10% In y 120 In.

NORMAS DE PRECISION NUCLEOS DE MEDICION. NORMAS IEC

Clase de precisión	Error de relacion en % para los valores de intensidades expresadas en % de la intensidad nominal					Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal = δ (minutos)			
	10	20	50	100	120	10	20	100	120
0.1	0.25	0.2	-	0.1	0.1	10	8	5	6
0.2	0.5	0.35	-	0.2	0.2	20	15	10	10
0.5	1.0	0.75	-	0.5	0.5	60	45	30	30
1	2.0	1.5	-	1.0	1.0	120	90	60	60
3	-	-	3	-	3	-	-	-	-
5	-	-	5	-	5	-	-	-	-

- Para las clases de precisión comprendidas entre 0.1 y 1, los errores indicados no deben ser excedidos para cargas del 28% al 100% de la carga nominal.
- Para las clases de precisión de 3 y 5, los errores no deben ser excedidos para cargas del 50% al 100% de la carga nominal.
- En todos los casos el factor de potencia de la carga será $\cos \beta = 0.8$ en atraso.

NORMAS DE PRECISION NUCLEOS DE MEDICION. NORMAS ANSI

Metering accuracy class	Voltage transformers (at 90% to 100% rated voltage)		Current transformers			
	Minimum	Maximum	At 100% rated current*		At 10% rate current	
			Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
0.3	0.997	1.003	0.997	1.003	0.994	1.006
0.6	0.994	1.006	0.994	1.006	0.988	1.012
1.2	0.988	1.012	0.988	1.012	0.976	1.024

*For current transformers the 100% rated current limit also applies to the current corresponding to the continuous thermal current rating factor.

Clase de precisión estándar para TC de medición - factor de corrección [0,6 a 1,0 del FP (retraso) de carga medida]

Carga Nominal

Valor máximo de carga que puede conectarse al secundario cumpliendo con la clase de precisión dentro del rango operativo de corriente. En IEC las Normas se expresa en VA calculados a la corriente nominal secundaria, mientras que la ANSI asigna valores típicos de impedancia designados por letras. En este caso la carga está dada por la impedancia del cable de conexión hasta el equipo y la del dispositivo y el retorno del cable no se considera si el sistema está balanceado.

Carga Nominal

IEC

$VA = (I_{sec})^2 \times (R_{CABLE})_{CONEXION} + CARGA \text{ DEL DISPOSITIVO}$

EJEMPLO: PARA 200 METROS DE DISTANCIA ENTRE TC Y TABLEROS

Va: $(5)^2 \times (3.5 \Omega/Km \times 0.2) + 1VA = 17.5 + 1 = 18.5 VA$

ANSI

DESIGNACION NORMALIZADA	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS		
	RESISTENCIA OHMS	INDUCTANCIA mH	IMPEDANCIA- OHM.	VOLTIOS AMPER.	FACTOR POTENC.
TC DE MEDICION					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9

Factor de Seguridad o de Saturación

Valor de corriente a la que el núcleo se satura al estar cargado con su carga nominal de precisión, se expresa en número de veces de la I_n . Con esta saturación se protege térmica y mecánicamente a los equipos de medición conectados.

NÚCLEOS DE PROTECCIÓN.

Clase de Precisión. NORMAS IEC

Cuando un núcleo de protección está cargado con un valor de VA equivalente al nominal, es el múltiplo de la I_{Nom} que puede circular por el primario del TC, sin que se excedan los límites de precisión establecidos para esa aplicación.

Los valores primarios normalmente especificados son:

10, 20, y 30.

ERRORES LIMITES DE PRECISION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE PROTECCION. NORMAS IEC

CLASE DE PRECISION	ERROR PORCENTUAL A LA CORR. NOMINAL PRIMARIA	DESFASE A LA CORRIENTE PRIMARIA		ERROR COMPUESTO A LA CORR. PRIMAR. LIMITE
		MINUTOS	CENTIRADIAN	
5P	± 1	± 60	± 1.8	5
10P	± 3	-	-	10

NÚCLEOS DE PROTECCIÓN.

Clase de Precisión. NORMAS ANSI

Similar a lo solicitado por las Normas IEC, define el máximo error permisible cuando la tensión secundaria alcance el valor de tensión de saturación.

Los valores de clase de precisión normalmente especificados de acuerdo a las Normas ANSI son 2.5 o 10, que corresponden a errores porcentuales del 2.5% o del 10%.

Para valores de precisión promedio, la corrección de la relación no podrá exceder del 10%. Las Calificaciones de precisión serán designadas de la siguiente manera: A) Clasificación C, K, o T. La clasificación C o K cubre transformadores de corriente en los que el flujo remanente en el núcleo del transformador no tiene un efecto apreciable en la razón o razones dentro de los límites de la corriente y la carga.

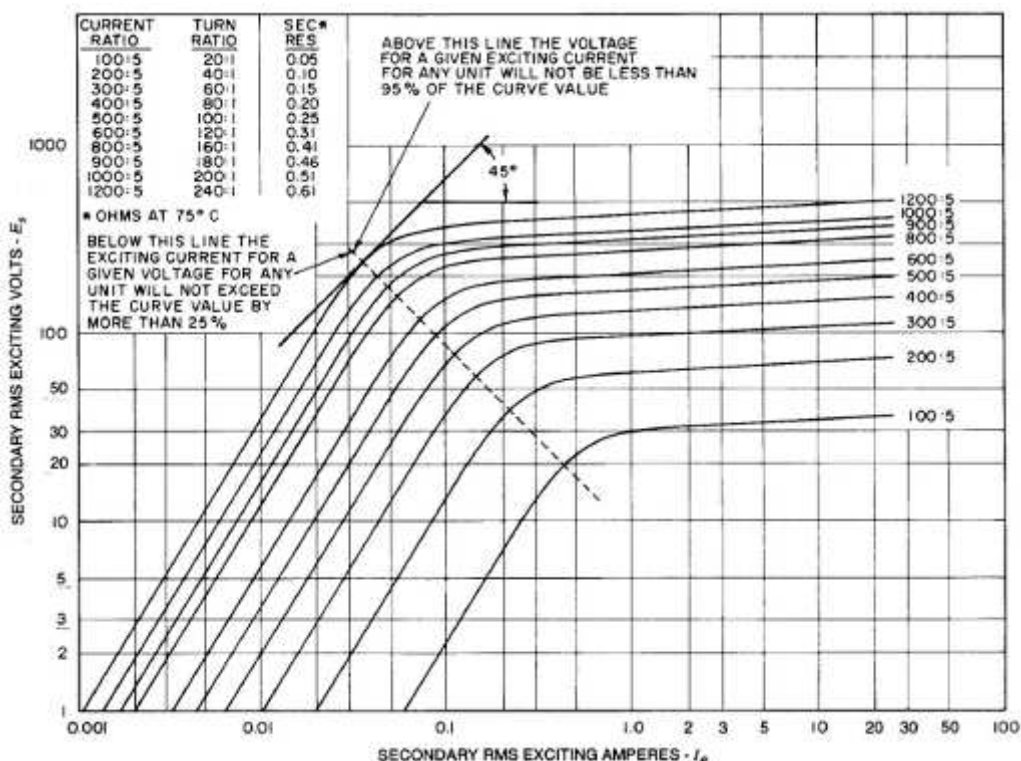
La clasificación T cubre los transformadores de corriente en los que el flujo de remanente en el núcleo del transformador tiene un efecto apreciable en la razón dentro de los límites especificados en el artículo B de la norma ANSI C57.13. Un efecto apreciable es definido como un 1% de diferencia entre los valores de la corrección actual de la razón y la corrección de razón calculada.

B) Calificación del voltaje secundario. Este es el voltaje que el transformador entregará a una carga Standard siendo la corriente 20 veces el valor de la corriente secundaria sin exceder 10% de la razón de corrección. Además, la corrección de proporción será limitada a 10% para cualquier corriente desde 1 a 20 veces el valor de la corriente secundaria en la carga Standard o cualquier carga pequeña Standard utilizada para calificaciones de voltaje en secundario.

Por ejemplo, en un transformador de corriente de 5A secundario, la certeza de la retransmisión C100 dice que la proporción puede ser calculada y que la corrección de proporción no excederá 10% con ninguna corriente desde 1 a 20 veces la corriente secundaria medida con una carga estándar de $1,0 \Omega$ ($1,0\Omega \times 5A \times 20 \times$ corriente secundaria = 100 V)

Las calificaciones del voltaje secundarios son basadas en una corriente secundaria de 5A (100A, 20 veces su valor) y cargas estándar. Las calificaciones del voltaje y sus cargas asociados son las siguientes:

Secondary terminal voltage	Standard burden (see table 9)
10	B-0.1
20	B-0.2
50	B-0.5
100	B-1
200	B-2
400	B-4
800	B-8



Carga Nominal. Norma IEC

Al igual que el caso de los núcleos de medición es la resultante de multiplicar la corriente nominal secundaria al cuadrado por el valor de la impedancia del cableado, debe considerar la ruta de ida de cada fase y el retorno por el neutro, mientras que desde el punto de vista de los dispositivos de protección debe considerarse los relés de fase y tierra alimentados por ese núcleo.

Cuando se usan relés electromecánicos y en menor grado con los electrónicos, al modificarse los ajustes varía su carga. Al hacerlos más sensibles se incrementaban las vueltas de las bobinas y/o las resistencias de entrada incrementando la impedancia.

Carga Nominal. Norma ANSI

Valor de impedancia que se conecta en bornes secundario del TC generan el voltaje máximo permisible o de saturación cuando circula el primario la máxima corriente cortocircuito de la red en el punto específico de instalación del equipo.

Las Normas ANSI establecían valores típicos denominados por la letra B y un dígito que al serle aplicado 20 In generaban en el secundario las tensiones nominales de saturación más comunes:

Vsat: 100 – 200 – 400 – 800.

CARGAS TÍPICAS SEGÚN ANSI

Normalizado	CARACTERISTICAS					
	R (Ω)	L (mH)	Z (Ω)	VA a 5 AMP-	F.P.	VOLTAJE a 20 In
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5	100
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5	200
B-3	2.0	9.2	4.0	100	0.5	400
B-4	4.0	18.4	8.0	200	0.5	800

Régimen Permanente y Transitorio

Al ocurrir una falla la corriente de cortocircuito está compuesta por dos componentes a saber:

- La simétrica o régimen permanente dependiente de los valores de impedancia (fuente y de la línea hasta y en el punto de falla), y la tensión aplicada. Generalmente calculada con las redes de secuencia.
- La asimétrica o de régimen transitoria asociada, a la condición inductiva del cortocircuito su magnitud máxima está evidentemente relacionada al valor simétrico, pero su valor real es aleatorio ya que depende del valor de prefalla, del momento en que se produce la falla.

Las Normas ANSI e IEC descrita previamente solo consideran los requerimientos del núcleo para la reproducción de la componente simétrica.

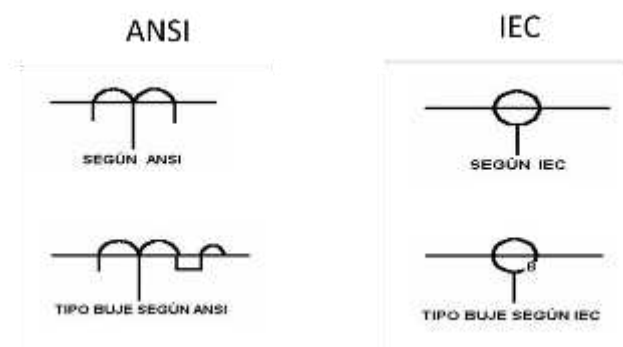
La componente asimétrica por su forma de onda exponencial impone a los núcleos una magnitud de flujo mucho mayor al asociado a la componente simétrica alcanzando más rápidamente la saturación.

Para reproducir con el mismo error y alimentando una misma carga se requiere sobredimensionar el área de los núcleos.

EQUIVALENCIA ENTRE LAS ESPECIFICACIONES IEC Y ANSI

IEC	ANSI	IEC	ANSI
15 VA 10 P10	10 C 30	15 VA 5 P10	2,5 C 60
25 VA 10 P10	10 C 50	25 VA 5 P10	2,5 C 100
30 VA 10 P10	10 C 60	30 VA 5 P10	2,5 C 120
50 VA 10 P10	10 C 100	50 VA 5 P10	2,5 C 200
60 VA 10 P10	10 C 120	60 VA 5 P10	2,5 C 400
100 VA 10 P10	10 C 200	100 VA 5 P10	
15 VA 10 P20	10 C 60	15 VA 5 P20	2,5 C 120
25 VA 10 P20	10 C 100	25 VA 5 P20	2,5 C 200
30 VA 10 P20	10 C 120	30 VA 5 P20	2,5 C 240
50 VA 10 P20	10 C 200	50 VA 5 P20	2,5 C 400
60 VA 10 P20	10 C 240	60 VA 5 P20	2,5 C 480
100 VA 10 P20	10 C 400	100 VA 5 P20	2,5 C 800

SIMBOLOGÍA



NORMAS APLICABLES

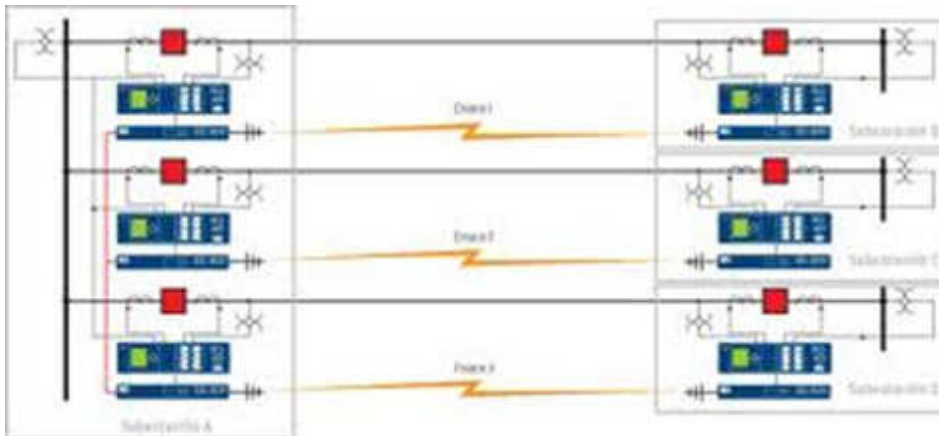
IEC 60044-1 Instrument transformers Part 1: Current transformers.

IEC 60044-6 Instrument transformers Part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance.

ANSI/IEEE C57.13 Standard Requirements for Instrument Transformers

ENLACES DE COMUNICACIONES

Los Enlaces de Comunicación de Teleprotección tienen por finalidad comunicar a los relés de dos subestaciones que se encuentran en los extremos de una línea de transmisión. Estos enlaces sirven para establecer una lógica en la operación de los relés sobre la base de la información recibida del extremo remoto.



Los términos más utilizados en Teleprotección son:

Enlace: Es el medio de transmisión de alta frecuencia. En el caso de la onda portadora será la misma línea de transmisión de potencia en alta tensión, pero que solamente utiliza una o dos fases. En el caso de la fibra óptica será la fibra utilizada.

Canal: Es una transmisión de señales en alta frecuencia de un ancho de banda especificado. En un mismo enlace puede haber varios canales. En el caso de la onda portadora (rango 40 khz – 400 khz), se envía una señal limitada, ejemplo: 120 khz – 128 khz.

Señales: Son las comunicaciones entre los relés, las cuales se envían por medio de los canales.

FUENTES DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR

- Son requeridos para los circuitos de apertura y cierre de los interruptores de Potencia
- En Baja tensión y media tensión existen servicios auxiliares de CA.
- En alta tensión los servicios auxiliares son en CC.
- La corriente continua en Servicios auxiliares es más confiable que la alterna (2 bancos de Baterías, 2 rectificadores).
- Los circuitos de CC son inmunes a los efectos en alta tensión

CABLEADO DE CONTROL

El Cableado de Control tiene por finalidad interconectar los Transformadores de Tensión y Corriente con los Relés de Protección, así como los Relés de Protección con los Interruptores.

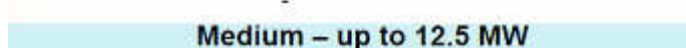


Dispositivos ANSI/IEEE

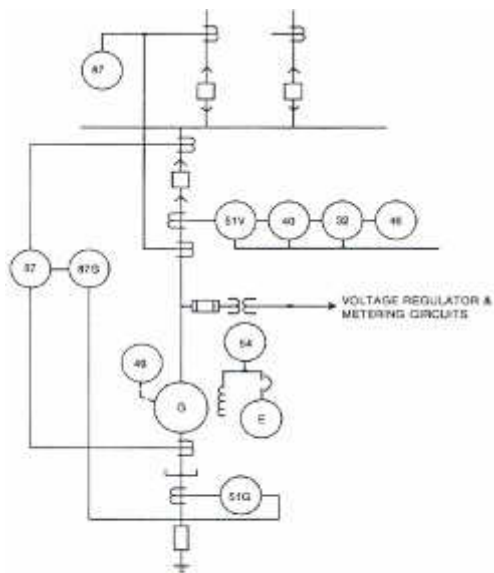
- 21** - Protección de distancia.
- 24** - Protección de Volts/Hz para sobreexcitación del generador.
- 32** - Protección de potencia inversa.
- 40** - Protección de pérdida de campo.
- 46** - Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa.
- 49** - Protección térmica del estator.
- 51** - Protección de sobrecorriente de tiempo inverso.
- 51 GN** - Protección de sobrecorriente a tierra con tiempo.
- 51 TN**- Respaldo para fallas a tierra.
- 51V** - Protección temporizada con control /restricción de tensión.
- 59** - Protección de sobretensión.
- 59 GN** - Protección de sobretensión
- 60** - Protección de balance de tensión.
- 62 B** - Timer de falla de interruptor
- 64 F** - Protección de falla a tierra del campo.
- 67** - Protección sobre corriente direccional.
- 78** - Protección de pérdida de sincronismo.
- 81** - Protección de frecuencia de baja o sobre frecuencia.
- 86** - Relé auxiliar de bloqueo y reposición manual.
- 87 G** - Protección diferencial. Falla de fases del generador.
- 87 N** - Protección diferencial de falla a tierra del estator.
- 87 T** - Protección diferencial para el transformador.
- 87U**- Protección diferencial de generador-transformador

The figure contains two circuit diagrams. The left diagram, labeled 'PREFERRED LOCATION', shows a 51V relay connected to a 51V source and a 51G source, with a ground connection. The right diagram, labeled 'ALTERNATE LOCATION', shows a 51V relay connected to a 51V source and a 51G source, with a ground connection. Both diagrams include a 51V relay and a 51G source.

Small – up to 1 MW to 600V, 500 kVA if >600V

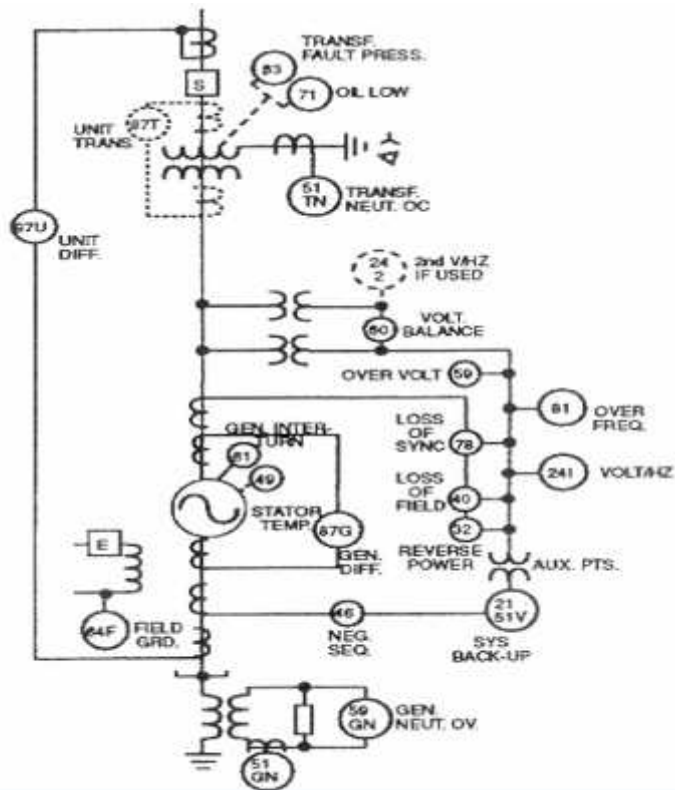


Medium – up to 12.5 MW

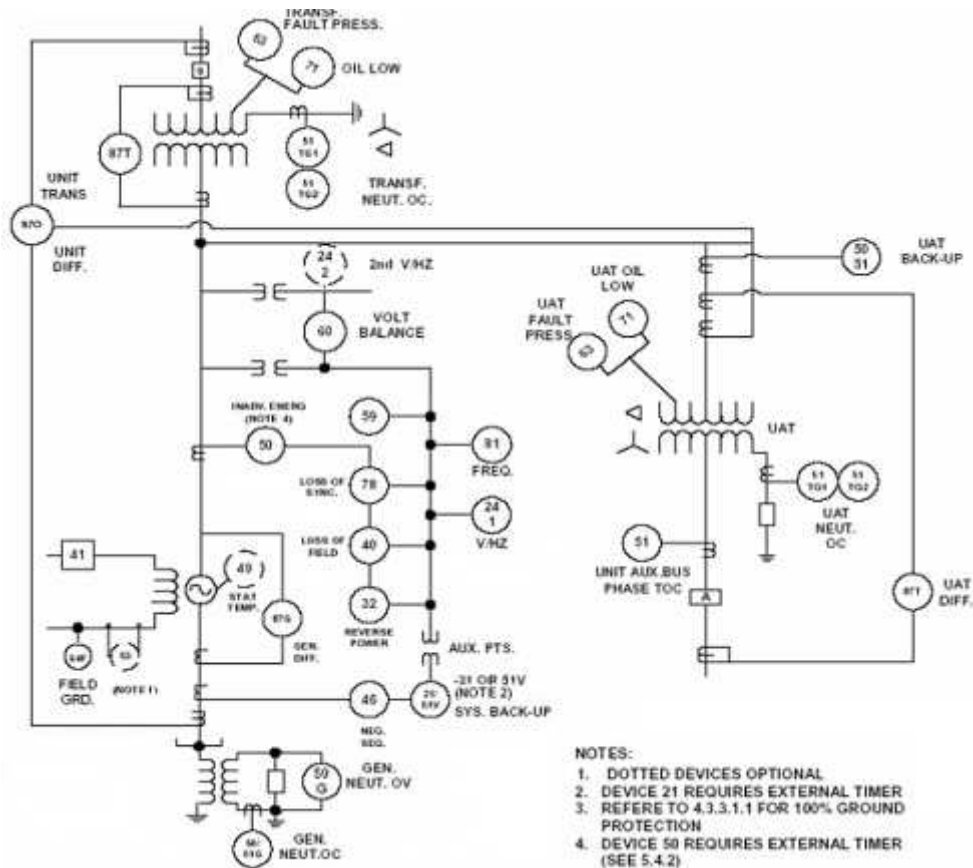


Large – up to 50 MW

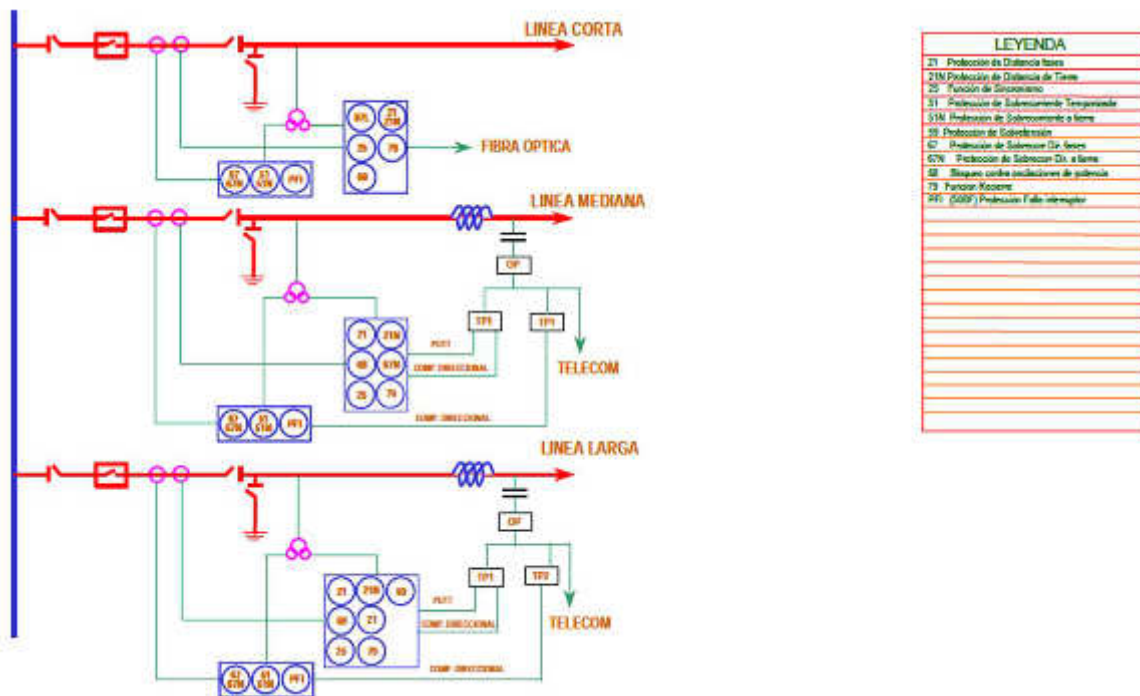
Protecciones recomendadas IEEE Std C37.102-2006



Larger than 50 MW



Protecciones recomendadas IEEE Std C37.113-1999



UNIDAD III. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

50/50N-SOBRECORRIENTE INSTANTANEA (FASE y NEUTRO).

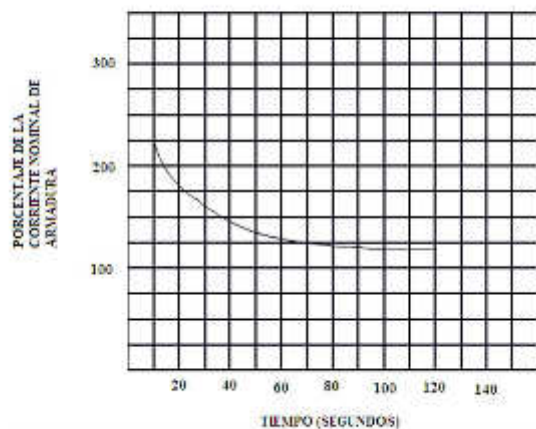
Estas funciones proporcionan protección inmediata contra fallas de alta corriente, para fase y neutro respectivamente.

El elemento de sobre corriente instantáneo puede ser utilizado para definir un valor límite, por encima del cual no sería conveniente trabajar, incluso en tiempos muy pequeños.

Por ejemplo se puede calibrar para operar cuando la corriente haya superado el 218% de la corriente nominal que es la máxima corriente admisible que se cita en la norma ANSI C50.13-2005 para sobre carga de Generadores

SIMBOLOGIA

Tiempo (seg)	10	30	60	120
Corriente de Armadura (%).	218	150	127	115

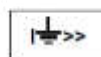
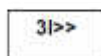


Curva de Capacidad Térmica de Corta Duración del Generador.

ANSI/IEEE



IEC



51-SOBRE CORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

El tipo más simple de protección de respaldo es el relé de sobre corriente 51.

El relé 51 debe ser ajustado arriba de la corriente de carga y tener suficiente retardo de tiempo para permitir las oscilaciones de potencia.

Al mismo tiempo, debe ser ajustado lo suficientemente bajo para disparar con falla de fases remota para varias condiciones del sistema.

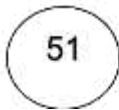
Aplicación

-Protección de respaldo para la Protección contra cortocircuitos en el generador y en líneas de transmisión.

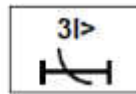
- Protección de respaldo para fallas en la red que no hayan sido despejadas por otros relés, de manera que pueda llegar a existir un riesgo para el generador.
- Protección de respaldo para corto circuitos internos o sobre cargas en transformadores y alimentadores de servicios auxiliares

SIMBOLOGIA

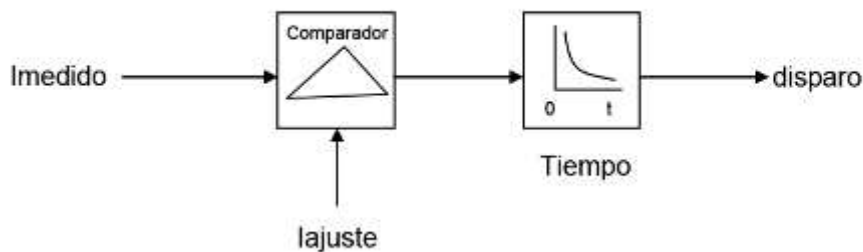
ANSI/IEEE



IEC



PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO



Si la corriente medida (I medido) supera la corriente ajustada (I ajuste), y esta cumple las condiciones de tiempo inverso, la función procesará el disparo correspondiente.

DEFINICIONES IMPORTANTES.

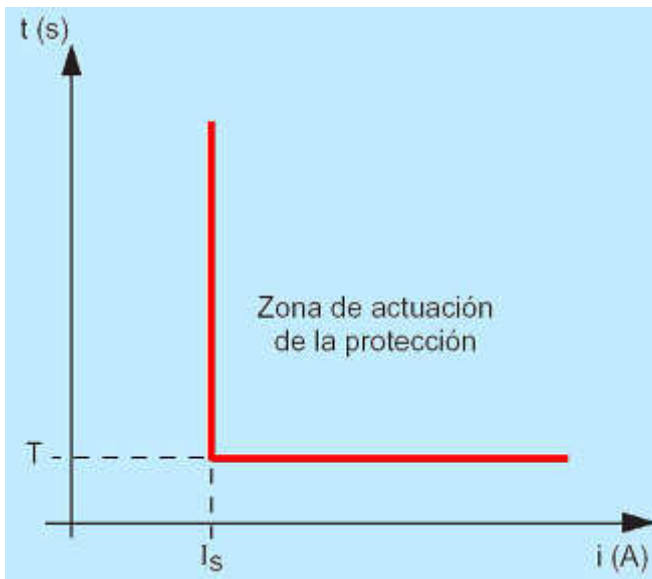
Dial (Lever; Time Dial; TD; K; TP): Tipo de curva tiempo corriente del relé, que define para una misma característica de operación, distintos valores de tiempo de operación, para un mismo valor de corriente.

Tap: Es el valor mínimo de corriente de entrada al relé, que se considera como referencia, y que define la corriente que hará operar al relé. Es un ajuste interno del relé que define la corriente de pickup.

Pickup: Mínima corriente de operación del relé.

TIPOS DE CURVAS DE ACTUACIÓN

Curva DT (Direct Time): Curva a tiempo independiente o definido



I_s : umbral de intensidad expresado en A.

T : retardo de actuación de la protección.

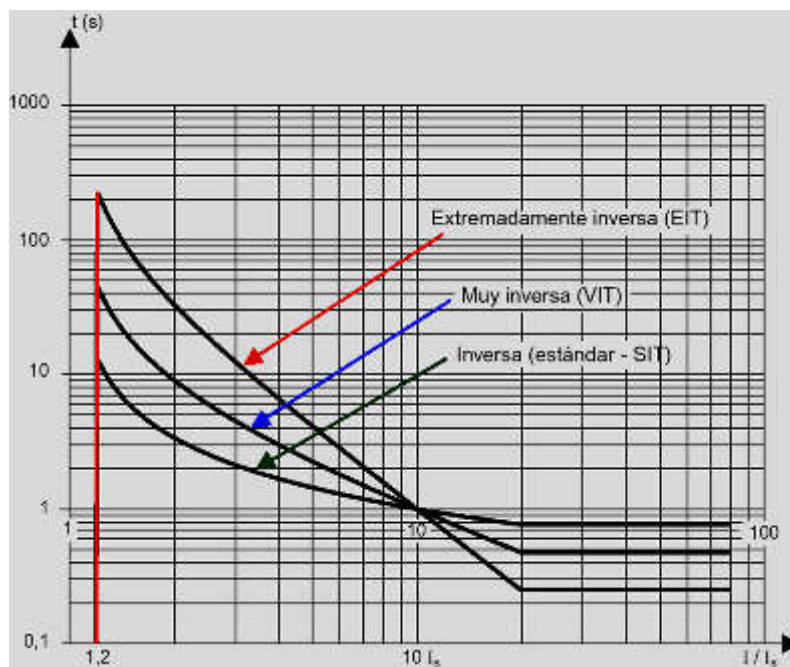
TIPOS DE CURVAS DE ACTUACIÓN

A tiempo dependiente

SIT: Inversa normal
(Standar Inverse Time)

VIT: Muy inversa
(Very Inverse Time)

EIT: Extremadamente inversa
(Extremely Inverse Time)



CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE DISPARO SEGÚN IEC

Todas las curvas a tiempo dependiente, siguen la formula definida en la IEC 60255-3, donde t es el valor del tiempo de actuación de la protección en segundos, en función de la temporización (T) de la protección a I/I_s veces.

Curva Inversa (SIT)

Curva muy inversa (VIT)

Curva extremadamente inversa (EIT)

El tiempo de operación y la sobre corriente están relacionados por una ecuación, que define la curva de operación característica del relé:

$$t = k * \frac{\beta}{\left[\frac{I}{I_s} \right]^\alpha - 1}$$

Dónde:

t = tiempo de operación (s)

k = ajuste del multiplicador de tiempos (TMS)

I = corriente de falla que pasa por el relé (A)

I_s = corriente de ajuste o calibración de corriente (A)

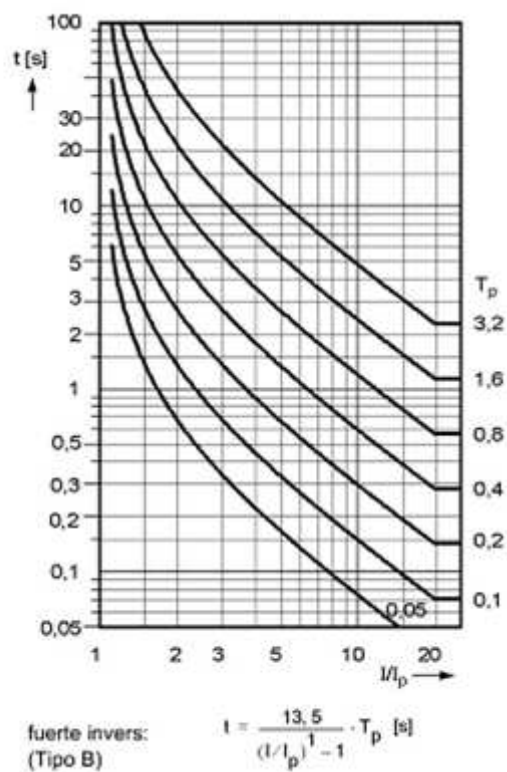
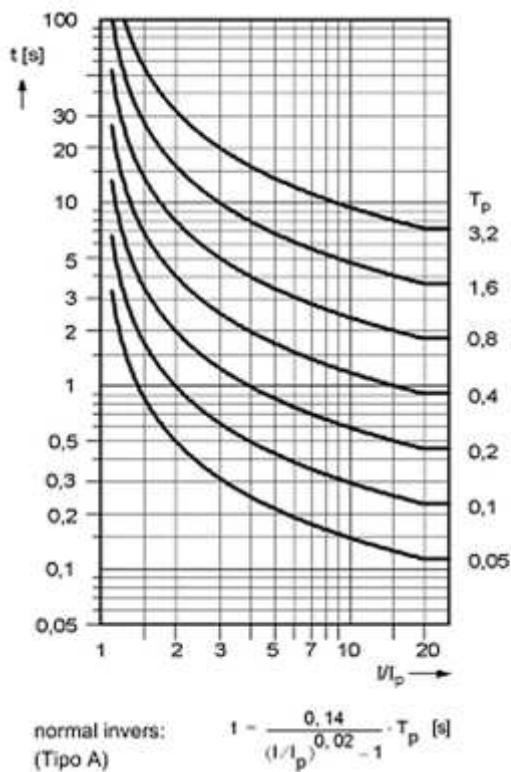
α y β= determinan el grado de característica inversa del relé

Para los tres primeros esquemas estándar las constantes son:

Característica	α	β
Normalmente inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1.00	13.50
Extremadamente inversa	2.00	80.00

CURVAS CARACTERÍSTICAS SEGÚN IEC

AMZ INVERSA (Tipo A)	$t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} \cdot T_p$
AMZ MUY INVERSA (Tipo B)	$t = \frac{13.5}{(I/I_p)^1 - 1} \cdot T_p$
AMZ EXTREMADAMENTE INVERSA (Tipo C)	$t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$
Siendo:	
t	tiempo de disparo
T _p	valor de ajuste del multiplicador de tiempo
I	corriente de avería
I _p	valor de ajuste de la corriente



CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DE DISPARO SEGÚN ANSI

Todas las curvas a tiempo dependiente, siguen las formulas definida en la norma IEEE C37-112.

Para $0 < M < 1$

$$t(I) = \left(\frac{t_r}{M^2 - 1} \right)$$

Para $M > 1$

$$t(I) = \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right)$$

Dónde:

M: I/I_p

t: Tiempo de disparo

D: Tiempo ajustable

I: Corriente de falta

I_p : Valor de ajuste de la corriente

Los tiempos de disparo para $I/I_p > 20$ son idénticos a los de $I/I_p = 20$.

Valor límite de arranque aprox. $1,06 \times I_p$

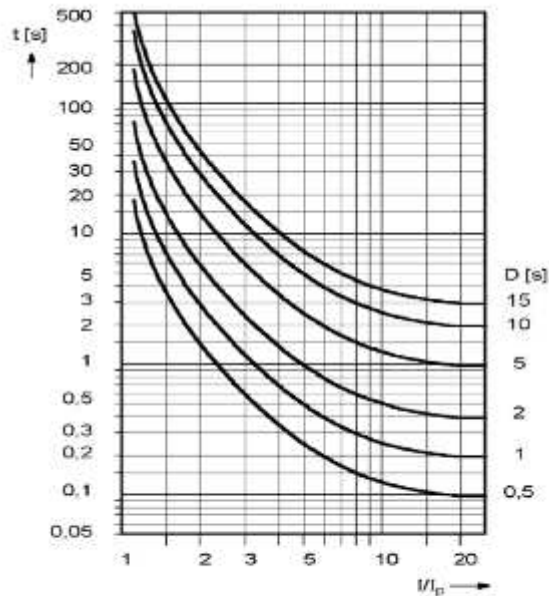
Valor límite de reposición aprox. $1,01 \times I_p$

Para los tres primeros esquemas estándar las constantes son:

Characteristic	A	B	p	t_r
Moderately inverse	0.0515	0.1140	0.020 00	4.85
Very inverse	19.61	0.491	2.0000	21.6
Extremely inverse	28.2	0.1217	2.0000	29.1

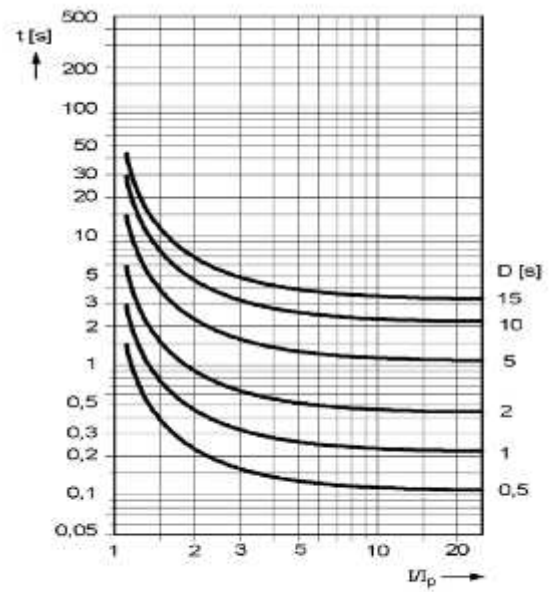
CURVAS CARACTERÍSTICAS SEGÚN ANSI

MUY INVERSA	$t = \left(\frac{3,922}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,0982 \right) \cdot D$
INVERSA	$t = \left(\frac{8,9341}{(I/I_p)^{2,0938} - 1} + 0,17968 \right) \cdot D$
MODERADAMENTE INVERSA	$t = \left(\frac{0,0103}{(I/I_p)^{0,02} - 1} + 0,0228 \right) \cdot D$
EXTREMADAMENTE INVERSA	$t = \left(\frac{5,84}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,02434 \right) \cdot D$
DEFINITIVAMENTE INVERSA	$t = \left(\frac{0,4797}{(I/I_p)^{1,5625} - 1} + 0,21359 \right) \cdot D$
Siendo:	
t	Tiempo de disparo
D	Valor de ajuste del multiplicador de tiempo
I	Corriente de averia
I_p	Valor de ajuste de la corriente



Inversa/
INVERSE

$$t = \left(\frac{8,9341}{\left(\frac{I}{I_p} \right)^{2,0938} - 1} + 0,17986 \right) \cdot D \text{ [s]}$$



Inversa definida/
DEFINITE INVERSE

$$t = \left(\frac{0,4797}{\left(\frac{I}{I_p} \right)^{1,5625} - 1} + 0,21359 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

USO DE CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO DEFINIDO

Este tipo de curva se aplica en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre un valor máximo y un valor mínimo, o bien, entre una falla local o en una barra remota.

USO DE CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO INVERSO

Se aplican generalmente cuando el valor de la corriente de cortocircuito depende grandemente de la capacidad de generación del sistema en el momento de la falla.

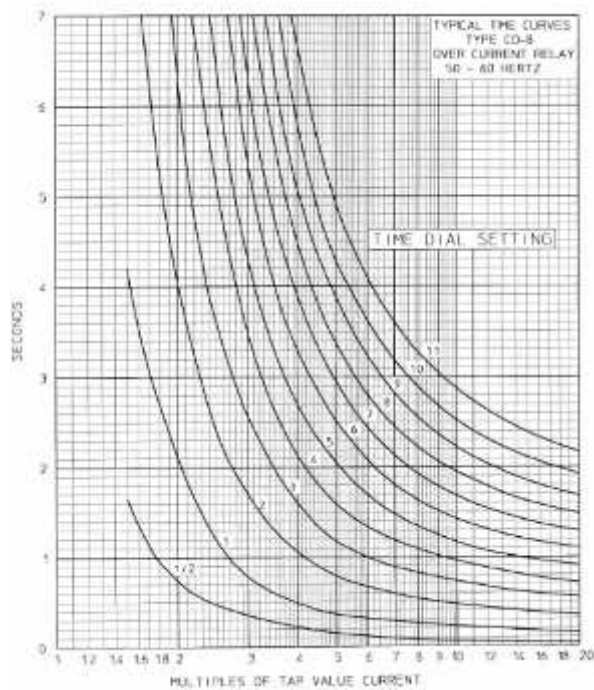
Cuando $Z_S \ll Z_L$,

Z_S = impedancia de la fuente.

Z_L = impedancia de la línea hasta el punto de falla

Su principal ventaja es la de tener menores tiempos de operación a altas corrientes de cortocircuito.

En instalaciones eléctricas en donde por cambios en la potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos) se presentan variaciones importantes en la corriente de falla.

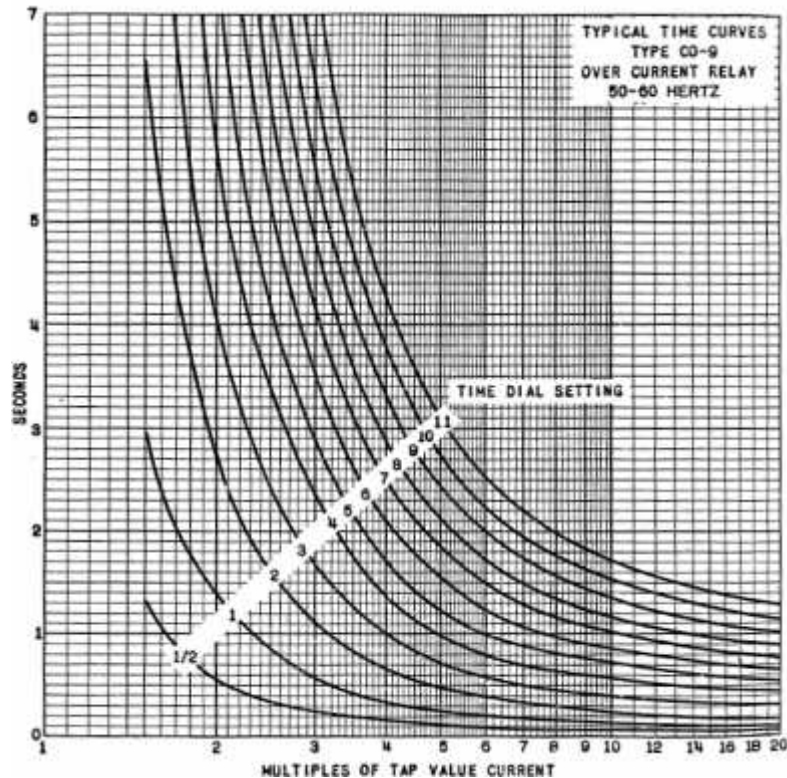


USO DE CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO MUY INVERSO

Se caracteriza por ser lento para valores bajos de sobre corriente y rápido para valores altos de sobre corriente.

En instalaciones eléctricas, en donde, para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles; esta característica resulta ser la adecuada.

Es conveniente en sistemas de gran capacidad de generación donde el nivel de cortocircuito depende prácticamente de la impedancia donde ocurre el cortocircuito (la corriente de falla se reduce notablemente a medida que aumenta la distancia a la fuente).



USO DE CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO

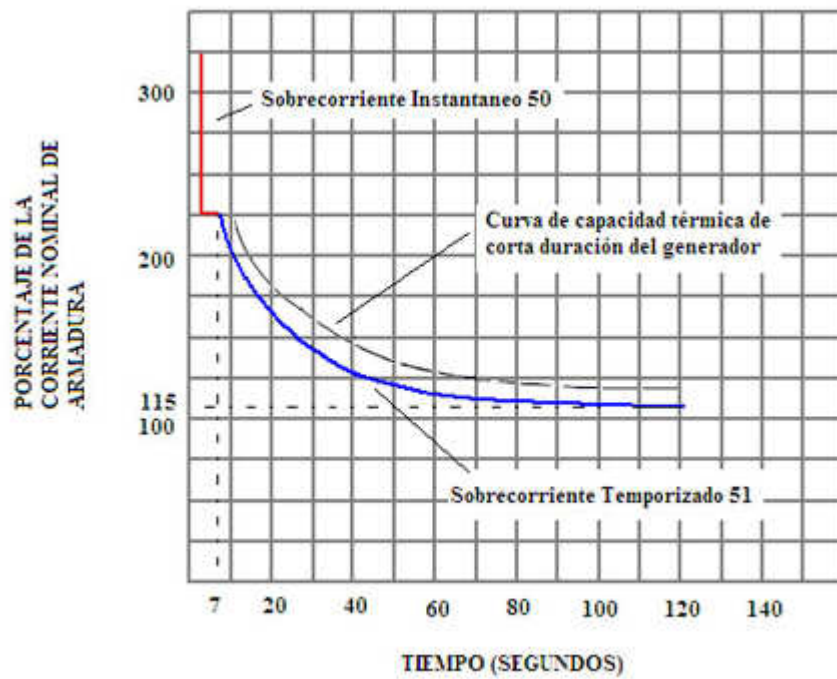
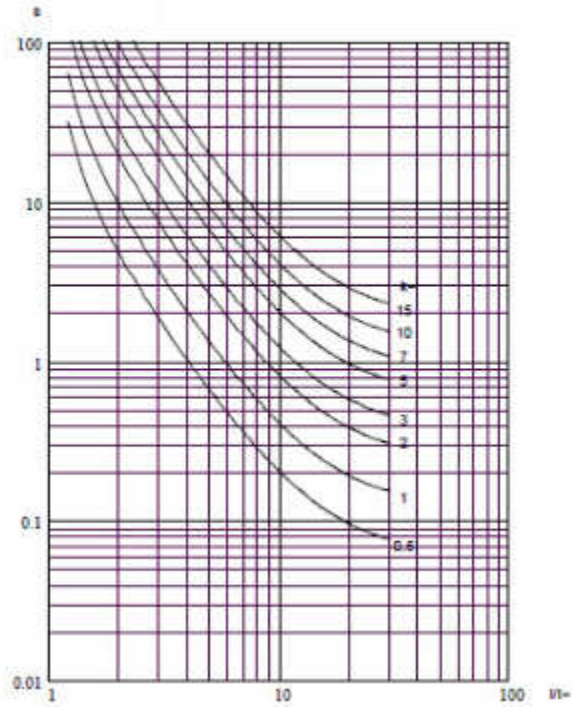
Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la mejor que se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aérea. Son usados siempre que sea conveniente debido a la simplicidad y economía.

Los relés extremadamente inversos son algunas veces usados cuando la coordinación con fusibles es requerida o cuando las corrientes inrush altas son necesarias sobre la restauración de la potencia después de la salida del servicio.

Aplicaciones:

También se emplea para actuar con componentes de secuencia negativa, en la protección de grandes generadores.

Permite ajustes más precisos para evitar sacar de servicio al generador.



Curva de Capacidad Térmica de Corta Duración del Generador.

51N-SOBRECORRIENTE DE NEUTRO TIEMPO INVERSO.

La función 51N provee protección contra fallas a tierra.

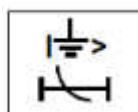
Si las funciones 50N y 51N no son utilizadas en el neutro del generador, pueden utilizarse para detectar fallas a tierra en el sistema (respaldo), conectándolas en el transformador de unidad.

En los servicios auxiliares se utiliza para detectar fallas a tierras en los alimentadores.

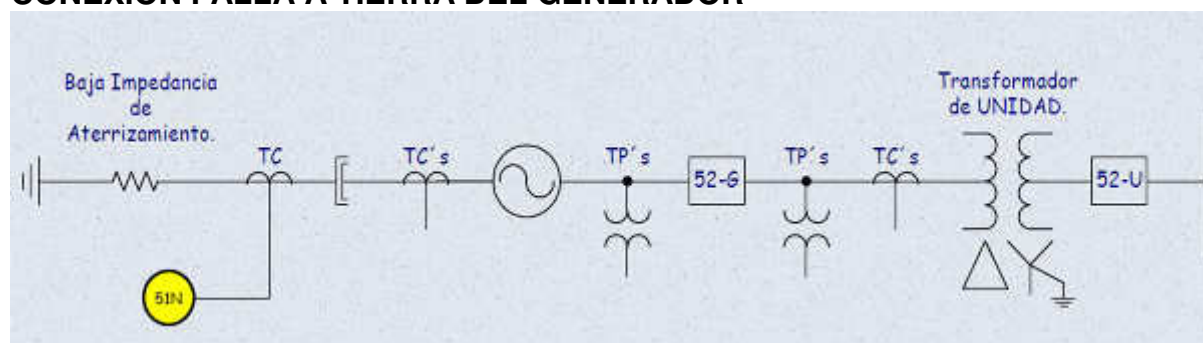
SIMBOLOGIA

ANSI/IEEE

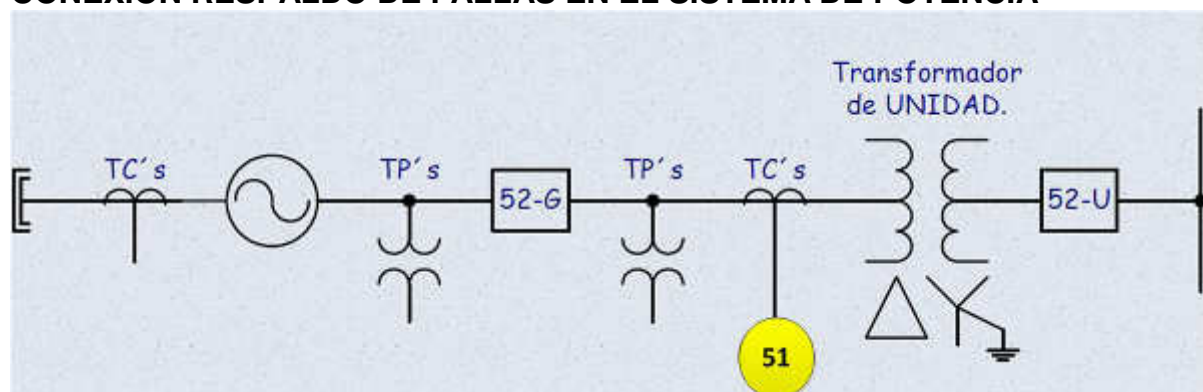
IEC



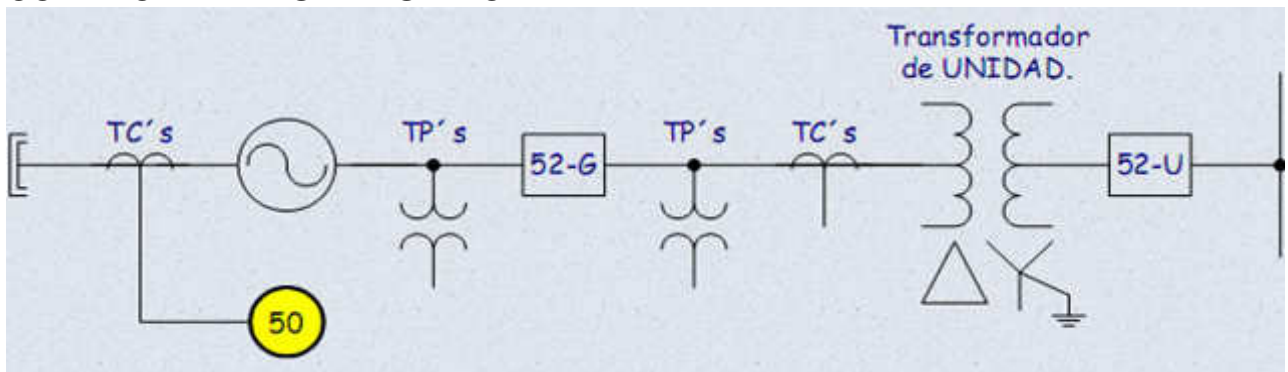
CONEXIÓN FALLA A TIERRA DEL GENERADOR



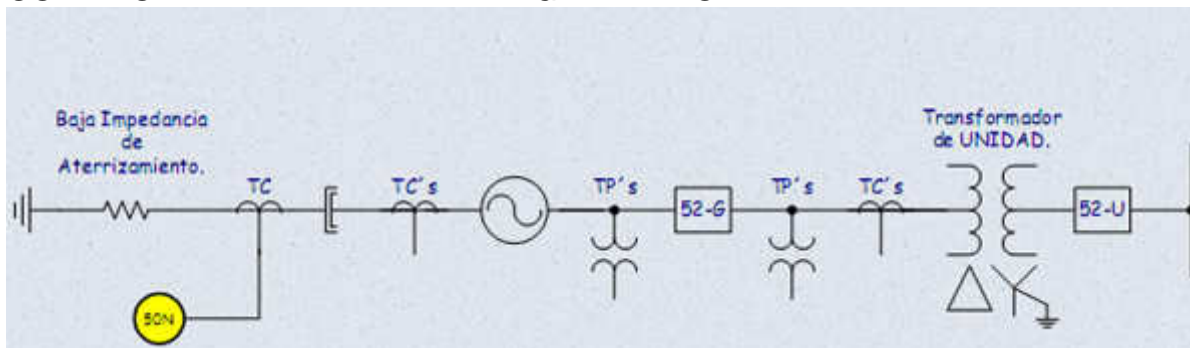
CONEXIÓN RESPALDO DE FALLAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA



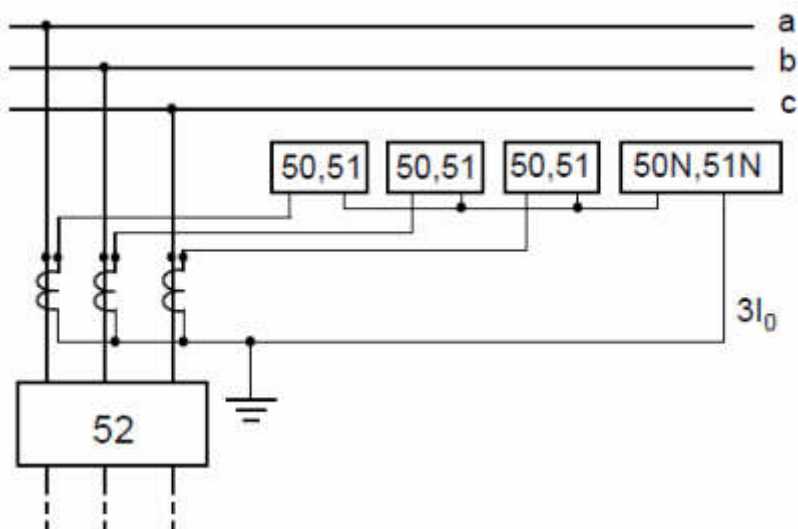
CONEXIÓN FALLAS EN ESTATOR



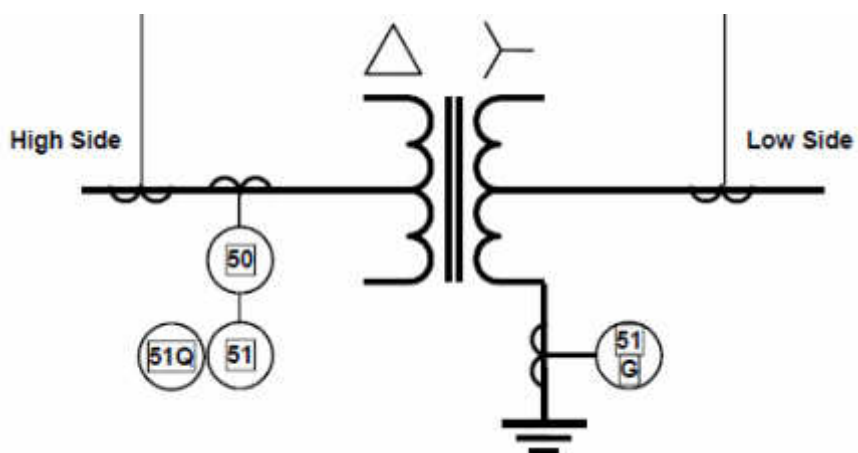
CONEXIÓN FALLA A TIERRA DEL GENERADOR



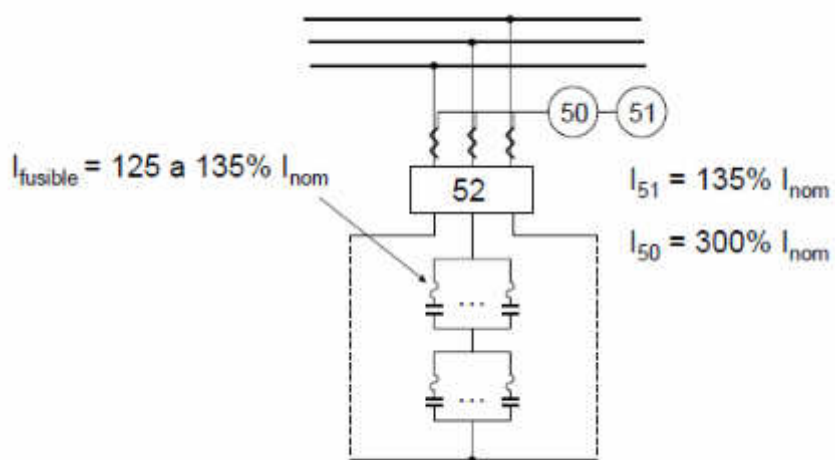
CONEXIÓN EN ALIMENTADORES DE SERVICIOS AUXILIARES



CONEXIÓN EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA



CONEXIÓN EN BANCO DE CONDENSADORES



51V SOBRE CORRIENTE DE TIEMPO INVERSO CON CONTROL DE TENSION.

Esta función es común usarla en los generadores, cuya tensión de excitación se toma de los bornes de la máquina, en donde de fallas próximas a los terminales de salida la intensidad de cortocircuito disminuye muy rápidamente debido a la ausencia de corriente de excitación, y en pocos segundos se sitúa por debajo del valor de respuesta de la Protección contra Sobre corriente.

El relé contra Sobre corriente Controlado con Tensión deshabilita el disparo por Sobre corriente hasta que la tensión cae abajo del nivel ajustado.

Se tiene entonces un ajuste fijo de la corriente de arranque y un ajuste fijo de la tensión de habilitación.

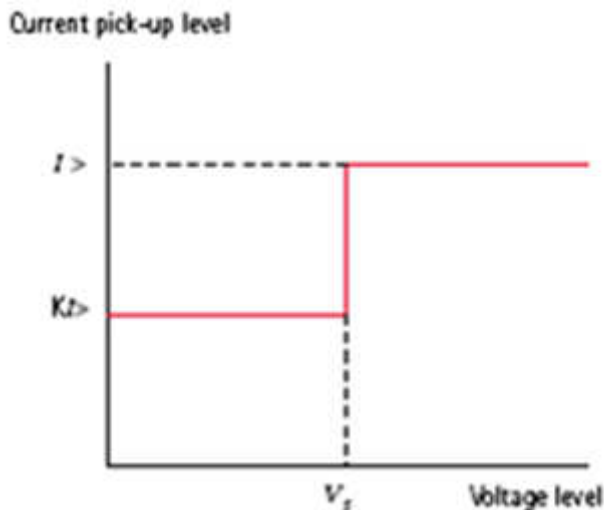
En general, este arreglo es más fácil de coordinar con los relés conectados aguas abajo.

Para un relé controlado por tensión el ajuste de pickup debe estar entre 30%-50% de la corriente de plena carga.

En el caso de generadores sincrónicos se utiliza la reactancia sincrónica (x_d) junto con el voltaje nominal de la unidad para hallar la corriente mínima en caso de fallas en terminales.

Debido a los tiempos de disparo de los relés de sobre corriente de respaldo son retardados cerca de 0.5 segundos o más.

El ajuste de retardo de tiempo está basado sobre el peor caso de coordinación con los relés de protección del sistema.



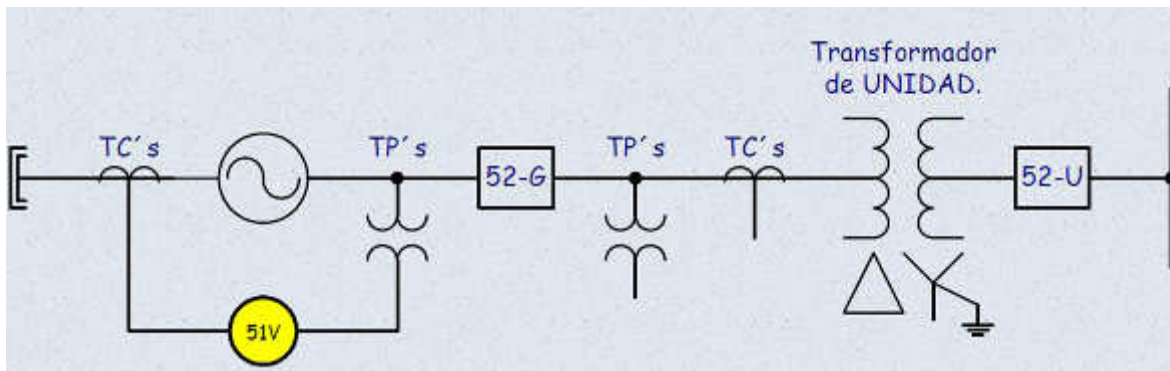
Criterios para ajustes de la función 51V en Generadores

CONTROL DE VOLTAJE:

- **51 PU** : 50 % (Corriente Plena Carga).
- **VC** : 75 % V_{nom} .

El tipo de curva y el ajuste del Dial, deberán estar coordinados con los relevadores de línea del sistema, para fallas en las líneas de transmisión de la planta.

CONEXIÓN

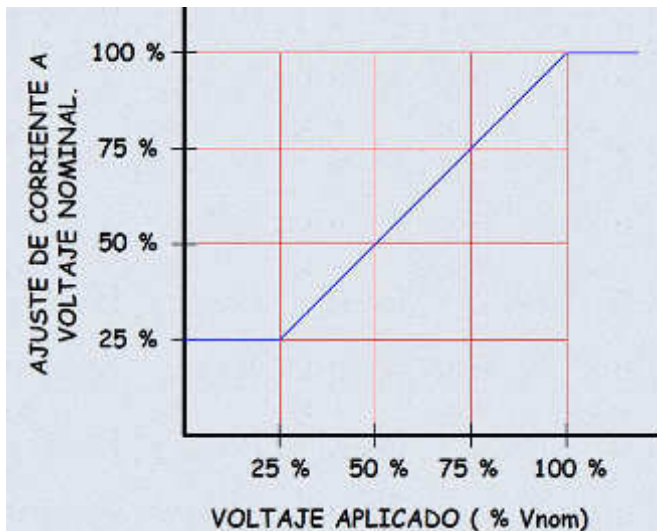


51V SOBRE CORRIENTE DE TIEMPO INVERSO CON RESTRICCIÓN DE TENSION.

El pickup de Sobre corriente restringido por tensión debe ser ajustado a 150% de la corriente nominal del Generador con restricción de la tensión nominal.

En la operación restringida por tensión, la corriente de arranque del elemento de Sobre corriente está siempre activa y varía en forma continua con el voltaje, haciéndose más sensible al disminuir el voltaje

Típicamente a tensión 0% el pickup será el 25% de la corriente nominal del Generador.



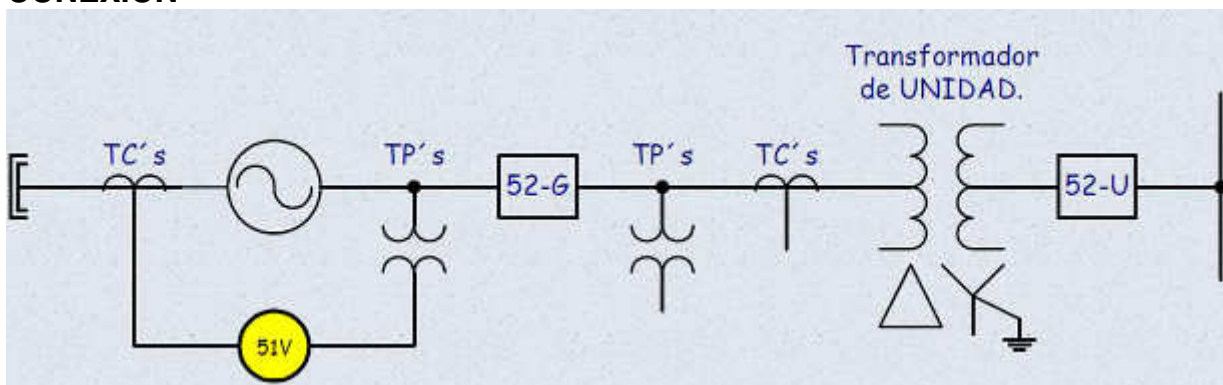
CRITERIOS PARA AJUSTES DE LA FUNCIÓN 51V EN GENERADORES

RESTRICCIÓN DE VOLTAJE:

➤ 51 PU : 150 % (Corriente Plena Carga).

El tipo de curva y el ajuste del Dial, deberán estar coordinados con los relevadores de línea del sistema, para fallas en las líneas de transmisión de la planta.

CONEXIÓN

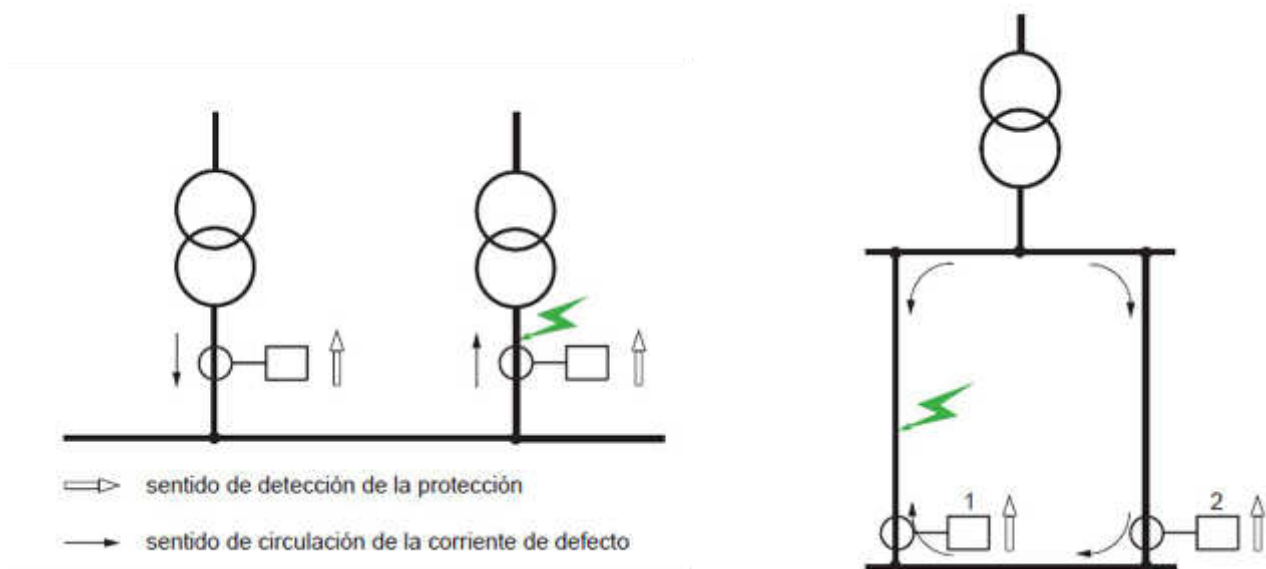


67P SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE Y 67N SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO

El principio de funcionamiento de todas las protecciones direccionales es la detección de unos valores de corriente, en un sentido determinado.

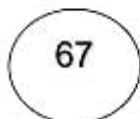
Las protecciones direccionales son útiles en cualquier punto de la red donde el sentido de circulación de la corriente es susceptible de cambiar, especialmente después de un cortocircuito entre fases y/o un defecto a tierra (defecto monofásico).

La protección direccional de fase se instala para proteger dos enlaces usados en paralelo, un bucle o una sección de red que enlaza dos fuentes de energía.

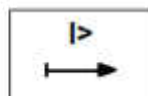


SIMBOLOGIA

ANSI/IEEE



IEC



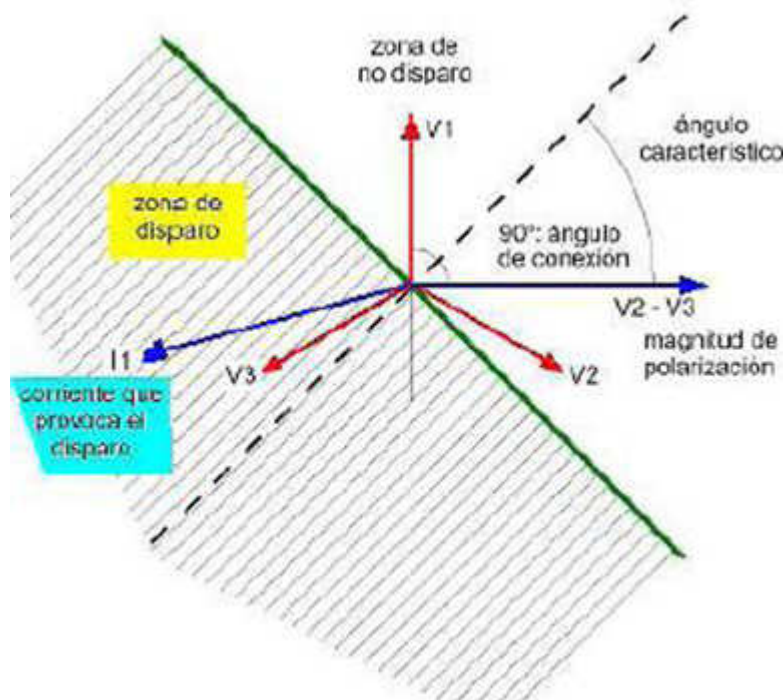
La referencia:

- para el caso de 67P, tomaremos siempre de referencia una tensión entre fases (UL).
- para el caso de las 67N, tomaremos la tensión homopolar (U_0).

Ángulo de derivación

Cuando el relé mide la corriente en la fase 1, la tensión de polarización que más se usa es V_2-V_3 .

Se dice entonces que el ángulo de derivación de la protección es de 90°



67P SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE

Los elementos para fallas entre fases en los relés están internamente polarizados mediante las tensiones compuestas en cuadratura, tal y como se indica en la tabla a continuación:

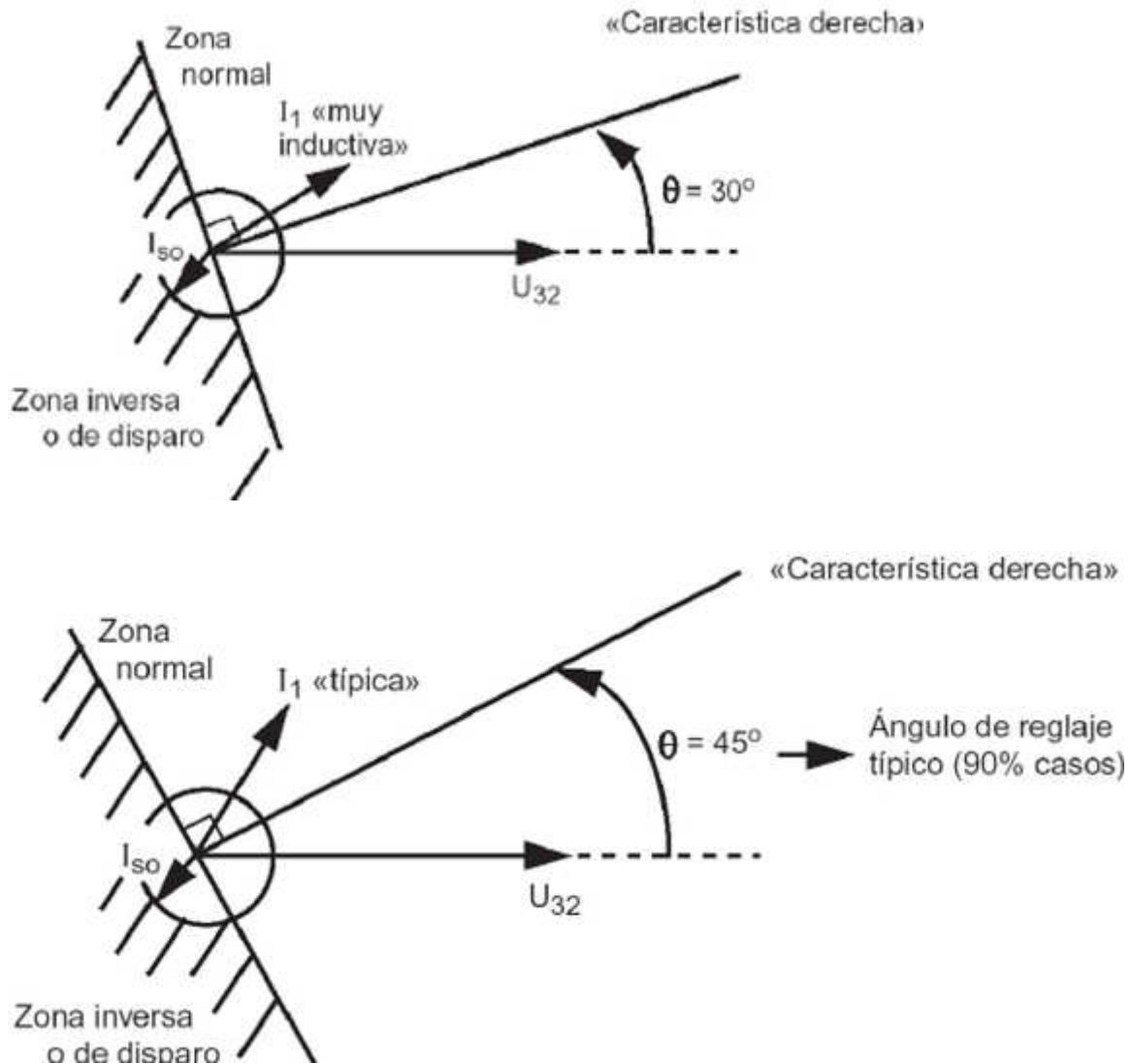
Fase protegida	Intensidad de operación	Tensión de polarización
Fase A	I_A	VBC
Fase B	I_B	VCA
Fase C	I_C	VAB

El vector de intensidad de falla estará retrasado respecto de su tensión nominal de fase en un ángulo que dependerá de la relación X/R del sistema.

Por lo tanto es un requerimiento el que el relé opere con una sensibilidad máxima cuando las intensidades estén en esta región.

Ángulo característico

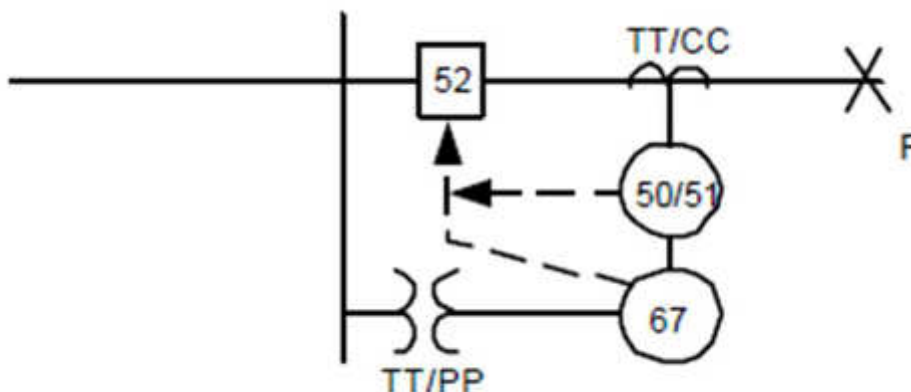
30° para redes muy inductivas,
45° para la mayoría de casos (90%),
60° para redes muy resistivas.



Los valores recomendados son:

- Líneas de alimentación, o aplicaciones con un punto de puesta a tierra detrás de la posición del relé, deberían utilizar un ajuste de +30°.
- Transformadores, o aplicaciones con una fuente de secuencia cero en frente a la ubicación del relé, utilice un ajuste +45°

CONEXIÓN



67N SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL RESIDUAL

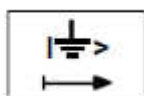
La protección direccional residual es sensible al sentido de circulación de la corriente a tierra.

Desde el momento que la corriente de falla fase-tierra se reparte entre varios sistemas de puesta a tierra, es necesario instalar protecciones direccionales de tierra.

SIMBOLOGIA

ANSI/IEEE

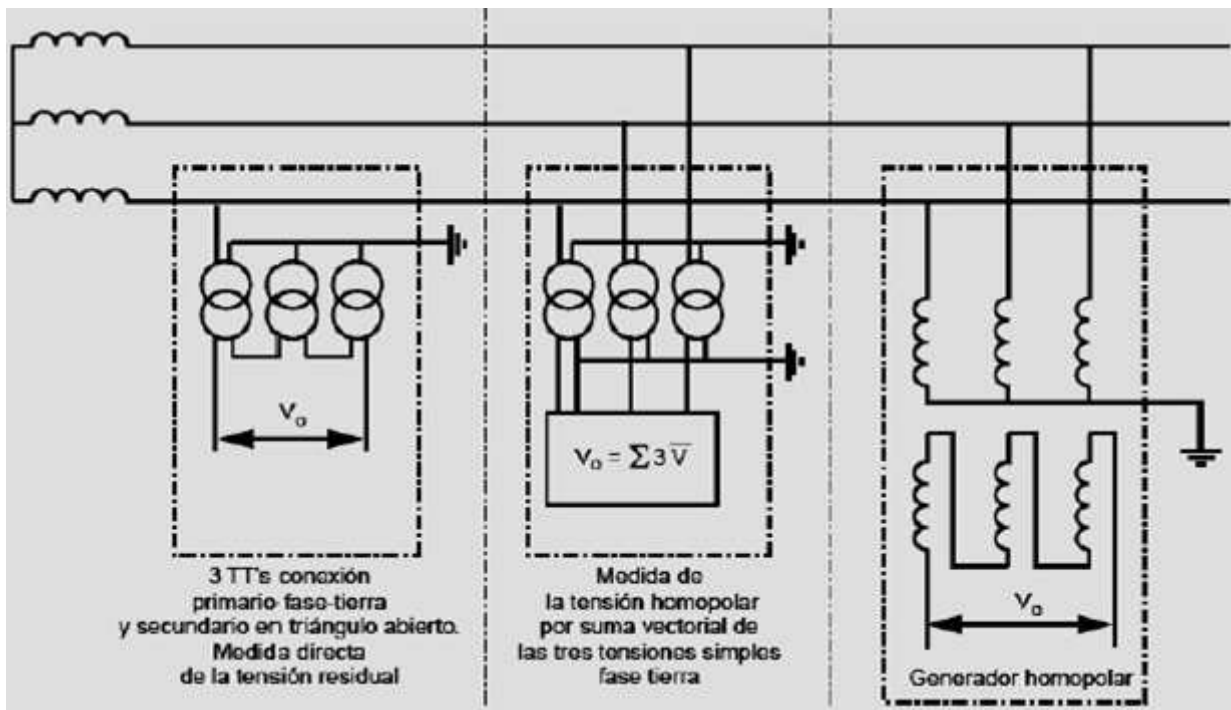
IEC



Función: detectar la corriente de falla a tierra en el sentido de circulación normal del ramal, por comparación con la tensión homopolar V_0 .

Requiere: de 3 TT's para la detección de V_0 , ya sea mediante suma vectorial de las 3 tensiones (tensiones fase-tierra), o por medición directa de la tensión residual sobre secundario 3 TT's conectados en triángulo abierto.

CONEXIÓN



CONSIDERACIONES EN EL PROCESO DE COORDINACIÓN

Las curvas de coordinación o de operación de los componentes eléctricos, son obtenidas por lo general de los fabricantes, aun cuando existen normas establecidas para el diseño de dichas curvas y sobre las cuales los fabricantes se rigen para el diseño y funcionamiento de los distintos equipos eléctricos y de protección.

Existen distintos aspectos que se deben realizar durante el proceso de coordinación de protecciones, que deberán ser considerados por los relés, fusibles, interruptores y dispositivos de protección que intervengan en el sistema eléctrico.

Dentro de las cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Corrientes de arranque de los motores eléctricos.
- Corrientes de carga.
- Límites térmicos de los equipos eléctricos.
- Curvas de daño de los transformadores de potencia.

Otra consideración indispensable que se debe realizar, es cuando en el sistema eléctrico en estudio existen diferentes niveles de tensión.

En tal caso, las curvas de operación de los componentes eléctricos y dispositivos de protección, deben ser referidas a un solo nivel de tensión, por lo regular se elige el nivel de tensión más representativo del sistema eléctrico o al nivel donde exista mayor carga conectada al sistema eléctrico.

Todo sistema de protección que aisle un elemento en condición de falla, debe contar con tres características básicas:

- Velocidad.
- Sensibilidad.
- Confiabilidad.
- Selectividad.

Aquel sistema de protección que no cuente con estas cuatro características, será un sistema de protección inadecuado e ineficiente, inclusive podría convertirse en un peligro.

CURVAS DE OPERACIÓN Y DAÑO DE LOS COMPONENTES ELÉCTRICOS

Los componentes eléctricos en un sistema eléctrico, responden a una curva de operación, siendo ésta la que representa el funcionamiento de dichos equipos eléctricos en una hoja de coordinación.

A su vez, los componentes eléctricos también cuentan con una curva de daño, por lo regular térmica, aunque en algunos casos también cuentan con una curva de daño mecánica dependiendo del equipo eléctrico que se maneje.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Existen tres parámetros básicos que deben ser considerados cuando un transformador de potencia tiene que ser protegido.

- Punto INRUSH o de magnetización.
- Curva Z o ANSI.
- Corriente a plena carga.

Estos parámetros pueden ser obtenidos por medio de los fabricantes, ya que estos son obtenidos por medio de normas eléctricas establecidas.

Punto INRUSH o de Magnetización

Es un parámetro que depende del magnetismo residual del transformador, así como del punto en la onda de voltaje en que ocurre la magnetización.

La corriente INRUSH depende de la capacidad del transformador y es típicamente identificada en 0.1 Seg.

Este valor de corriente es calculado con un múltiplo de la corriente nominal del transformador y varía de acuerdo con la capacidad del mismo.

En la Tabla 1 se muestran los múltiplos de corriente correspondientes a las capacidades de los transformadores.

Tabla 1.- Múltiplos de corriente para la obtención del punto INRUSH

Capacidad del Transformador en kVA	Corriente de Magnetización Súbita (Amp Rms)
Menores de 1500 kVA	$8 \times I_{\text{NOMINAL}}$
Mayores de 1500 kVA y Menores de 3750 kVA	$10 \times I_{\text{NOMINAL}}$
Mayores de 3750 kVA	$12 \times I_{\text{NOMINAL}}$

Curva Z o ANSI

Representa el límite máximo de protección del transformador y establece las características que deben cumplir los devanados para soportar sin resultar dañados, los esfuerzos térmicos y mecánicos causados por un cortocircuito en sus terminales considerando periodos definidos.

Para poder realizar el cálculo de la curva ANSI, es necesario clasificar al transformador de acuerdo a su capacidad en KVA, esto empleando la Tabla 2.

Tabla 2.- Clasificación de transformadores según su capacidad.

Categoría	Capacidad Nominal de Placa (kVA)	
	Monofásicos	Trifásicos
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10000	5001-30000
IV	>10	>30000

Una vez que la categoría del transformador fue establecida, se obtienen los valores de tiempo y corriente por medio de la ecuación correspondiente a la categoría del transformador, estas ecuaciones correspondientes a los diferentes tipos de categorías de los transformadores son mostradas en la Tabla 3.

Los niveles de corriente en el primario para fallas en el secundario dependen de la conexión del transformador.

El factor ANSI representa un desplazamiento de la curva de daños del transformador, esto con la finalidad de que el dispositivo de protección del lado primario detecte las bajas corrientes ocasionadas por fallas en el secundario.

La Tabla 4 muestra los valores correspondientes al factor ANSI según tipo de conexión de devanados en transformadores.

Tabla 3.- Curva ANSI del transformador de potencia.

Puntos Curvas ANSI			
Punto	Categoría del Transformador	Tiempo (Seg)	Corriente (Amp)
1	I	$1250(Zt)^2$	$I1 = \text{Fansi} * (IN/Zt)$
	II	2.0	$I1 = \text{Fansi} * (IN/Zt)$
	III, IV	2.0	$I1 = \text{Fansi} * (IN/Zt + Zs)$
2	II	4.08	$I2 = 0.7 * I1$
	III, IV	8.0	$I2 = 0.5 * I1$
3	II	$2551(Zt)^2$	$I3 = I2$
	III, IV	$5000(Zt + Zs)^2$	$I3 = I2$
4	I, II, III, IV	50	$I4 = \text{Fansi} * 5 * IN$

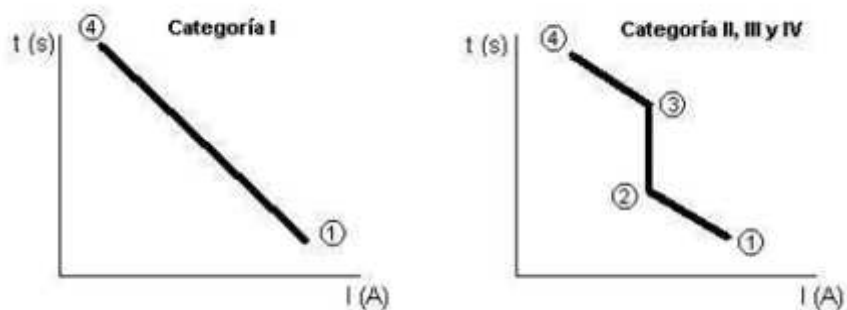
Dónde:

ZT = Impedancia del transformador en P.U.

ZS = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA.

IN = Corriente nominal del transformador.

FANSI = Factor de multiplicación ANSI.



Curva ANSI del transformador de potencia.

Tabla 4- Factor ANSI de transformadores.

FACTOR ANSI	
CONEXION DEL TRANSFORMADOR	FACTOR ANSI
DELTA-DELTA	0.87
DELTA-ESTRELLA	0.58
DELTA-ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA-ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA-ESTRELLA ATERRIZADA	1.00
ESTRELLA-ESTRELLA ATERRIZADA(TIPO NUCLEO)	0.67
ESTRELLA-ESTRELLA (TIPO ACORAZADO)	1.00
ESTRELLA-ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA-DELTA	1.00
ESTRELLA-DELTA	1.00

Los transformadores categoría I no tienen curva de daño mecánica, solamente curva de daño térmica. Para los transformadores categoría II, III y IV la curva de daño térmica se obtiene por medio de la ecuación siguiente : $I^2 * t = K$

Tabla 5. Impedancias del transformador de potencia.

IMPEDANCIAS MINIMAS		
MONOFASICO KVA	TRIFASICO KVA	IMPEDANCIA MINIMA Z ₁ EN POR UNIDAD EN BASE A LOS KVA DEL TRANSFORMADOR
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

Para poder obtener el valor de la constante K, esta se determina con el nivel simétrico de corriente de corto circuito trifásico y con un tiempo de 2 seg.

Una vez que el valor de la constante K es obtenido, se obtienen los valores de corriente para diferentes valores de tiempo, obteniendo así la curva de daño térmico del transformador.

Corriente a plena carga

La capacidad de sobrecarga del transformador depende del tipo de enfriamiento que utilice, siendo los más comunes OA, FA y OA/FA.

Esta capacidad de sobrecarga también depende del factor de diseño por temperatura, ya sea que este sea de 55 °C ó 65 °C. La Tabla 5 muestra el % de carga a reducir o aumentar por °C según el tipo de enfriamiento.

Tabla 5.- Variaciones de la Capacidad Nominal del Transformador con las variaciones de Temperatura Ambiente en el rango -30 a 50°C. IEEE Std C57.91.1995)

Tipo de enfriamiento	% en KVA	
	Reducir cargas por cada °C mas alto.	Aumentar carga por cada °C más abajo.
OA	1.5	1.0
OW	1.5	1.0
OA/FA	1.0	0.75
FOW	1.0	0.75

Nueva clase de designación de enfriamiento

Designación Antigua	Designación Nueva	Descripción
OA	ONAN	Aceite-Aire Convección Natural
OA/FA	ONAN/ONAF	Aceite-Aire, Convección Natural y Convección forzada de aire
OA/FOA	ONAN/OFAF	Aceite-Aire, Convección Natural, Aceite-Aire, Convección Forzada
FOW	OFWF	Aceite-Agua, Convección Forzada

MOTOR ELÉCTRICO

Para los motores eléctricos es necesario considerar sus características de operación, especialmente cuando los motores son de gran capacidad.

- Curva de arranque del motor eléctrico.
- Curva de daño térmico.

Estas características de operación son proporcionadas por los fabricantes de motores eléctricos.

Existen normas eléctricas establecidas que se emplean para la obtención de dichas características.

La curva de arranque, está compuesta por diversos parámetros, éstos indican el estado en que se encuentra la corriente del motor eléctrico a través del proceso de arranque.

Corriente Magnetizante

Esta corriente es la que existe en los devanados del motor eléctrico cuando éste es energizado a partir de un estado en reposo. Este valor de corriente magnetizante es obtenido por medio de la ecuación:

$$I_{\text{Inrush}} = I_{\text{RB}} \times 1.16 \times 1.1$$

Dónde:

I_{INRUSH} = Corriente Magnetizante.

I_{RB} = Corriente de rotor bloqueado.

El factor 1.6 es para tomar en cuenta la componente asimétrica durante el INRUSH y el factor 1.1 es un factor de seguridad que toma en cuenta la tensión terminal elevada durante un arranque.

La INRUSH ocurre en el periodo inicial de arranque y dura aproximadamente 0.1seg.

Corriente de rotor bloqueado

$$IRB = \frac{1000 * HP * (\frac{kVA}{HP} \text{ letra código})}{\sqrt{3} * VN}$$

Tabla 6.- Letras de código a rotor bloqueado para motores de inducción.

Letra de código	KVA por HP a rotor bloqueado
A	0.0-3.14
B	3.15-3.54
C	3.55-3.99
D	4.0-4.49
E	4.5 – 4.99
F	5.0-5.59
G	5.6-6.29
H	6.3-7.09
J	7.1-7.99
K	8.0-8.99
L	9.0-9.99
M	10.0-11.19
N	11.2-12.49
P	12.5-13.99
R	14.0-15.99
S	16.0-17.99
T	18.0-19.99
U	20.0-22.39
V	≥22.4

Corriente nominal

Es la corriente que se presenta en un motor eléctrico cuando está a plena carga, siendo ésta el segmento final de la curva de arranque del motor eléctrico.

Este valor de corriente depende exclusivamente de la capacidad nominal en HP del motor eléctrico y del nivel de tensión al que se encuentra conectado.

Este valor de corriente nominal en los motores eléctricos, pueden ser modificado por factor multiplicativo.

Dicho factor depende del factor de servicios de cada motor, mostrándose en la Tabla 7 los factores multiplicativos para los distintos tipos de factores de servicio.

Tabla 7- Factor de servicio en motores de inducción.

Factor de servicio	Factor multiplicativo
≥ 1.15	125 %
< 1.15	115 %

Curva de daño térmico

Esta curva representa tres curvas distintas, las cuales siempre se dibujan como si fueran una curva general.

Estos límites térmicos son zonas relativamente indeterminadas, las cuales son mencionadas a continuación:

- La porción de la corriente más alta indica el número permisible de veces la corriente de rotor bloqueado.

Este es el tiempo en que el motor puede permanecer en reposo después que el motor ha sido energizado, antes de que ocurra el daño térmico en las barras del rotor y los anillos conectores o incluso en el estator.

- La curva de límite térmico de aceleración de la corriente de rotor bloqueado a la corriente de par de arranque del motor, es alrededor del 75% de la velocidad del motor.

- La curva de límite térmico de operación representa la capacidad de sobrecarga del motor, esto durante la operación de emergencia.

Debido a que estos parámetros solamente son obtenidos por medio del fabricante, se diseña una curva de límite aproximada por medio de dos puntos, los cuales son mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8.- Curva térmica de motores eléctricos.

Corriente (Amp.)	Tiempo (Seg.)
$3 * I_N$	50
$7.57 * I_N$	8

Consideraciones para Sobre cargas

Del Código Eléctrico Nacional (CEN 2004) 430.22 Un Solo Motor.

(A) Disposiciones Generales. Los conductores de un circuito ramal que alimenten un solo motor en una aplicación de servicio continuo, tendrán una ampacidad no menor del 125% de la corriente nominal del motor a plena carga.

Del Código Eléctrico Nacional (CEN 2004) 430.24 Varios Motores o Motores y Otras Cargas.

Los conductores que alimentan varios motores o motores y otras cargas tendrán una ampacidad no menor que el 125% de la corriente a plena carga del motor mayor del grupo más la suma de las corrientes a plena carga de todos los demás motores en el grupo.

CURVAS DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Así como los componentes eléctricos tienen sus curvas de operación y de daño, los dispositivos de protección cuentan con sus curvas de operación.

Dichas curvas se emplean para proteger a los componentes eléctricos, permitiendo que sus curvas de operación funcionen adecuadamente, pero evitando que sus curvas de daño lleguen a operar, logrando así que estos sufran alguna avería.

Por lo tanto, estos dispositivos de protección deben cumplir con los siguientes requerimientos generales para su protección por sobre corriente:

- Ser completamente automáticos.
- Transportar la corriente normal sin interrupción.
- Interrumpir inmediatamente las sobre corrientes.
- Ser fácilmente reemplazables o restablecidos.
- Ser seguros bajo condiciones normales y sobre corriente.

Para la protección por corto circuito, es necesario que estos dispositivos cumplan con las especificaciones siguientes:

- Deben ser capaces de cerrar en forma segura sobre cualquier valor de corriente de carga o de cortocircuito, esto dentro del rango de capacidad momentánea del dispositivo.

- Deben ser seguros para abrir cualquier corriente que pueda circular dentro del rango de interrupción del dispositivo.
- Deben interrumpir automáticamente un flujo anormal de corriente dentro de su capacidad interruptiva.

FUSIBLES

Selección de los fusibles

Para seleccionar un fusible se debe considerar lo siguiente:

- La tensión de operación
- Los tiempos de fusión “melt time”
- La corriente de carga nominal
- Cold load pickup

La clasificación de las clases de fusibles disponibles en el mercado es muy extensa, por lo que no se tratará en este curso, sin embargo las clases de fusibles más empleadas a nivel industrial son mencionadas a continuación:

Clase A, B y R.

Esta clase de fusible es empleado normalmente para el arranque de motores eléctricos y está diseñado para interrumpir corrientes que funden el elemento fusible en menos de 100 Segundos.

Clases E, T y K.

Esta clase de fusible se emplea por lo regular para la protección de transformadores de potencia, transformadores de potencial, así como para la protección de alimentadores

INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO

Características a considerar de la curva:

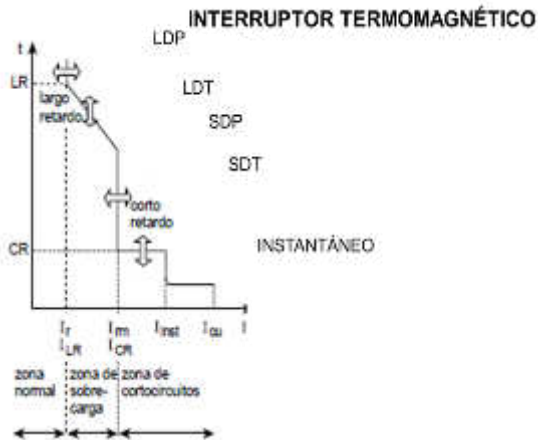
Long Delay Pick-Up(LDP): La corriente de arranque de tiempo largo se ajusta por encima de la corriente de sobre carga.

Long Delay Time (LDT): El retardo de tiempo largo se ajusta para el tiempo de arranque que se establezca de acuerdo al equipo a proteger.

Short Delay Pick-Up (SDP): La corriente de arranque de tiempo corto se ajusta de acuerdo a la corriente de arranque para corto circuito del equipo a proteger.

Short Delay Time (SDT): El retardo de tiempo corto se ajusta de acuerdo a la coordinación de protecciones.

Instantánea: se ajusta para la corriente de corto circuito máxima.



RELÉS

Los relés de sobre corriente cuentan con varios tipos de curvas tiempo-corriente, las cuales se mencionan a continuación:

- De tiempo definido.
- De tiempo inverso.
- De tiempo muy inverso.
- De tiempo extremadamente inverso.

Este tipo de curvas son empleadas según el tiempo de operación requerido por la coordinación de protección que se esté realizando.

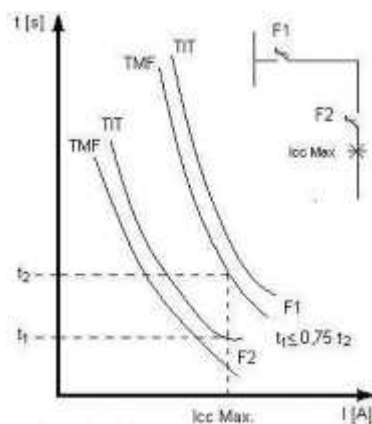
TIEMPOS PARA LA COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Fusible - Fusible

t_{f2} : Lo más rápido posible

t_{f1} : $t_{f2} + \Delta t$

Δt : 100 mS mínimo



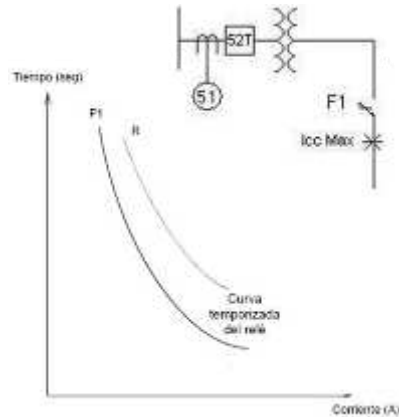
Este criterio aplica para Fusible-Breaker; Breaker-Fusible; Breaker-Breaker

Relé - Fusible; Relé - Breaker

t_{f1} : Lo más rápido posible

t_{R1} : $t_{f1} + \Delta t$

Δt : 200 mS a 300 mS



Fusible - Relé; Breaker - Relé

t_{R1} : Lo más rápido posible

t_{f1} : $t_{R1} + t_{int} + \Delta t$

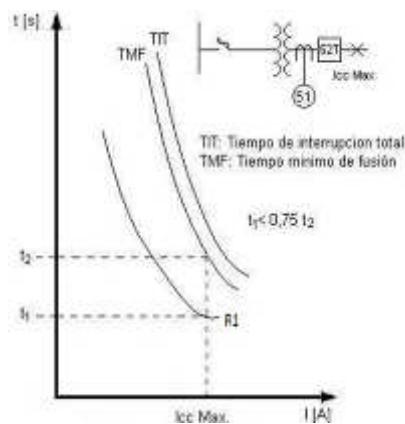
Δt : 300 mS a 500 mS

t interruptores:

765kV: 22mS

400kV: 35mS

Baja tensión: 5 ciclos



Relé - Relé

t_{R1} : Lo más rápido posible

t_{R2} : $t_{R1} + t_{int} + \Delta t$

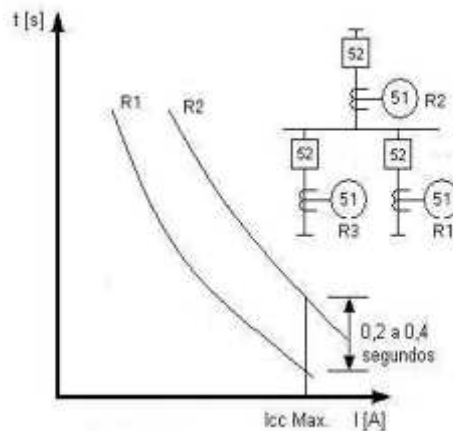
Δt : 200 mS a 400 mS

t interruptores:

765kV: 22mS

400kV: 35mS

Baja tensión: 5 ciclos



CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

- Formar las rutas de coordinación partiendo de la carga mayor, o transformador de distribución mayor, hacia la fuente de suministro.
- Definir el número de elementos a incluir en cada grafica de coordinación.
- Definir la tensión de referencia.
- Colocar las curvas de daño de los dispositivos a proteger que se encuentran en la ruta o parte de la ruta.
- Definir si en la misma grafica se incluyen la protección contra falla trifásica y de fase a tierra.
- Iniciar graficando la curva de daño de la mayor carga y su correspondiente curva de protección.

Otro punto importante es que se debe de tomar en cuenta es que los dispositivos se encuentran a diferentes niveles de tensión.

Para realizar esta escala se necesita únicamente la relación del transformador para pasar de un nivel de tensión a otro.

Por ejemplo se tiene un transformador de 69 kV en el primario y 13,8 kV en el secundario, por lo tanto:

$$a = \frac{E_p}{E_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{69 \text{ kV}}{13,8 \text{ kV}} = 5$$

Suponiendo una corriente de 100 A a 69 kV y sí se quiere tomar como referencia 13,8 kV se aplica lo siguiente:

$$I_s = 5 \times I_p = 5 \times 100 \text{ A} = 500 \text{ A}$$

UNIDAD IV. PROTECCIÓN DE DISTANCIA

GENERALIDADES

Una de las formas de detectar una anomalía en un sistema eléctrico de potencia es medir su impedancia o reactancia, en un punto dado. Para este fin, la información de voltajes y corrientes se entrega a relés de protección que miden en todo instante la impedancia o reactancia por fase en el sentido de operación y que actúan cuando sus magnitudes bajan de un cierto valor. A las protecciones que operan bajo este principio se les denomina: "Direccionales de distancia" y se emplean principalmente en la protección de líneas de transmisión. Puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, para medir "distancias" se utiliza un relé capaz de medir la impedancia de la línea hasta un cierto punto.

Este tipo de protección se diseña para operar solamente con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de los relés y un punto dado de la línea, de modo que puedan discriminar entre fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

Las protecciones de distancia son relativamente simples de aplicar, poseen una alta velocidad de operación y pueden proporcionar protección tanto principal (local) como de respaldo.

Diagramas R-X y P-Q

Para comprender en mejor forma el funcionamiento de las protecciones de distancia se requiere poder representar en forma gráfica las características de operación de sus unidades de medida. Dicha representación requiere la utilización de planos complejos adecuados tales como, los planos R-X y P-Q. Previamente es conveniente recordar que por convención, se define la potencia compleja S , según la expresión $S = V \cdot I = P + jQ = V I \cos \phi + jV I \sin \phi$, que considera positiva la potencia reactiva Q , cuando la corriente atrasa al voltaje un ángulo ϕ .

Diagrama R-X

En este diagrama, compuesto por un par de ejes ortogonales, se lleva en la abscisa, la resistencia R y en la ordenada, la reactancia X , de modo que cada punto del plano así formado representa una impedancia que queda determinada por su distancia al origen (módulo Z) y por el ángulo ϕ que forma con la abscisa, tal como se muestra en la Figura 1.

La Figura 2 muestra el diagrama fasorial voltaje-corriente, donde se ha situado a la corriente como fasor de referencia, es decir, en el eje horizontal, con el fasor

voltaje desfasado un ángulo ϕ . De esta forma, ambos diagramas son absolutamente compatibles.

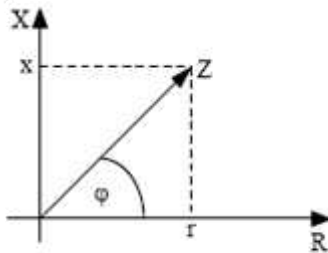


Figura 1. Representación de una impedancia en el plano R-X

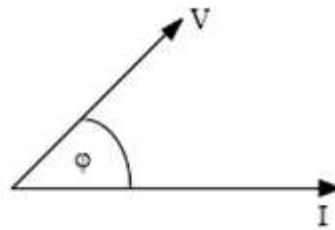


Figura 2. Diagrama fasorial Voltaje-Corriente

Si se considera la Resistencia R, la Reactancia X y la Impedancia Z como operadores complejos y la corriente y el voltaje como fasores, se puede ver que hay compatibilidad de modo que se cumplen en forma correcta todas las relaciones fasoriales.

$$\dot{Z} = Z \angle \phi \quad \dot{V} = V \angle \phi \quad \dot{I} = I \angle 0^\circ \quad \Rightarrow \dot{V} = \dot{Z} \dot{I} = Z I \angle (\phi + 0^\circ) = Z I \angle \phi$$

Puede observarse, comparando ambas figuras, que el ángulo ϕ representa exactamente lo mismo en todas ellas. El diagrama R-X permite superponer en un mismo gráfico los parámetros R, X y Z de las líneas, máquinas, transformadores, etc., así como los valores de voltaje, corriente y ángulo de cualquier punto de sistema, de acuerdo con las relaciones siguientes:

$$r = \frac{V}{I} \cos \phi \quad x = \frac{V}{I} \sin \phi$$

O bien:

$$r = Z \cos \phi \quad x = Z \sin \phi$$

Impedancia y ángulo característico de las Líneas

Las líneas de transmisión se diseñan de modo tal que, hasta donde sea posible, se logre equilibrar sus parámetros, por lo cual, su impedancia equivalente por fase resulta ser más o menos igual para cada fase. Por tanto, si no hay cambios ni en la sección del conductor ni en el material empleado, la impedancia por fase es proporcional a la longitud de la línea entre el punto de medida y el punto considerado (punto de falla, por ejemplo).

La expresión para una impedancia homogénea a lo largo de la línea es del tipo:

$$Z_L = R_L + jX_L$$

Así entonces, cualquiera que sea el tramo considerado, dará como resultado el mismo ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente, en condiciones de cortocircuito. La Figura 3 muestra un sistema formado por una línea de transmisión, un transformador y las cargas respectivas.

En la Figura 4 se representa la línea en el diagrama R-X.

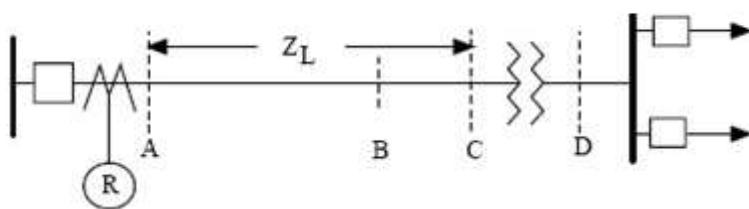


Figura 3. Sistema de transmisión

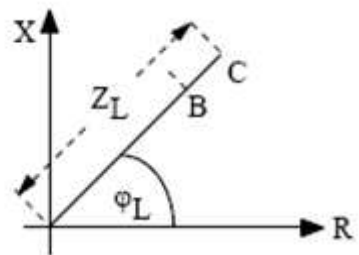


Figura 4. Representación de la línea en el diagrama R-X

En la Figura 4, el trazo AC representa la impedancia de la línea $Z_L \angle \phi_L$. Si se produce un cortocircuito en el punto B, la impedancia queda representada por el trazo AB, con el mismo ángulo. Luego, el ajuste de los relés puede hacerse de modo que proteja la línea por completo, pero que no vea una falla en D, es decir, más allá del transformador. En términos prácticos, los relés cuentan con zonas de protección lo cual permite dar ajustes que abarquen un porcentaje de la línea (80%, por ejemplo), la línea completa más el primario del transformador (110%, por ejemplo) y, finalmente, el transformador completo más una parte de la línea siguiente o de la carga, según sea el caso.

A manera de ejemplo, supóngase que los componentes del sistema de la Figura 3, tienen los siguientes parámetros:

$Z_L=(1+j3) \Omega$; $Z_T=(0+j4) \Omega$; $Z_C=(10+j0) \Omega$. La Figura 5 representa esta situación en el diagrama R-X, donde la impedancia que mide el relé en condiciones normales es $Z_M=(11+j7) \Omega$. Si ocurre un cortocircuito en la barra D, la impedancia es $Z_{AD}=(1+j7) \Omega$. Si el cortocircuito ocurre en la barra C, la impedancia es $Z_{AC}=(1+j3) \Omega$; es decir, la impedancia de la línea en cortocircuito, queda representada de la misma forma que en la Figura 4.

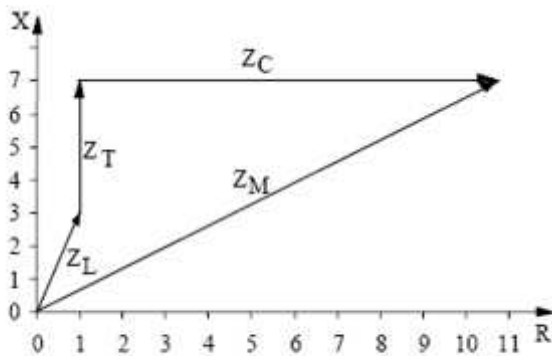


Figura 5. Diagrama R-X para el sistema de la Figura 3.

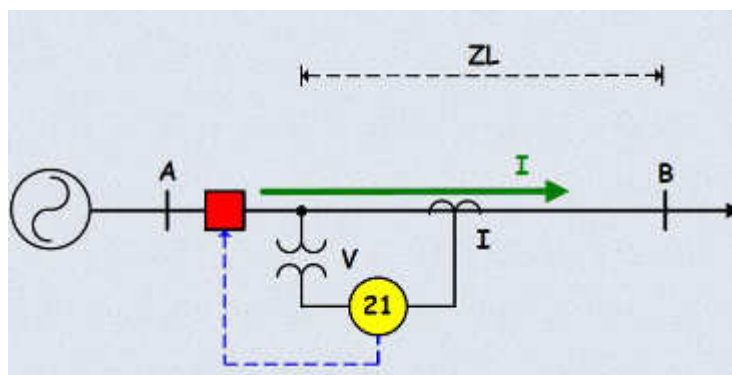


Figura 6. Sistema de transmisión

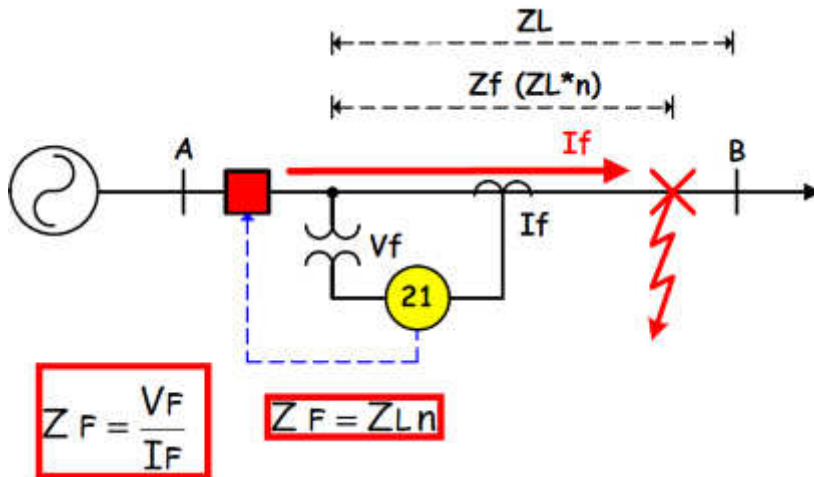


Figura 7. Sistema de transmisión con falla

CARACTERISTICAS DE LOS RELES DE DISTANCIA

Tipo Impedancia (Ohm)

Los relés que responden a la relación de la tensión eficaz en el terminal de línea y la corriente eficaz que fluye en la línea se clasifican como relés de impedancia. La magnitud de la relación entre los fasores del voltaje y la corriente es la magnitud de la impedancia medida. En estos relés, la magnitud de la impedancia medida se compara con una magnitud especificada (generalmente 80-90 por ciento de la impedancia de la línea). Si la magnitud de la impedancia medida es menor que la magnitud especificada, el relé indica que la falla está en la zona protegida.

Una característica típica de un relé de impedancia se muestra en la figura 8. Esta figura muestra un círculo, donde el relé funcionara si la impedancia medida se encuentra en cualquiera de los cuatro cuadrantes. Las impedancias medidas durante las fallas de líneas adyacentes (otras líneas que salen de la misma barra) serían en el tercer cuadrante y el relé funcionaría si la impedancia está dentro de la característica.

La característica del relé que se muestra a continuación es de del tipo no direccional.

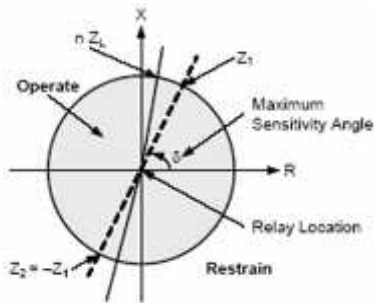


Figura 8. Característica de operación de un relé de impedancia sobre el plano R-X.

Para evitar que el relé funcione durante las fallas en una línea adyacente, se utiliza un relé direccional junto a los relés de impedancia. El relé direccional determinará si la falla está en el lado de la línea del relé o en el lado de la barra. Si la falla se encuentra en el lado de línea, el relé de impedancia permitirá abrir el interruptor. Si la falla se encuentra en el lado de la barra, la señal de disparo desde el relé de impedancia es bloqueada. Esto se logra mediante la conexión de los contactos de disparo del relé direccional y el relé de impedancia en serie.

Tipo Admitancia (Mho)

Un relé Mho o de Admitancia es inherentemente Direccional.

La característica del relé, es un círculo que pasa por el origen, y cuyo centro se encuentra ubicado sobre la línea de impedancia característica. El relé opera para cualquier impedancia de falla que se encuentre dentro del círculo. El nombre de relevador Mho, se debe a que su característica es una línea recta, cuando se dibuja en los ejes G y B (Conductancia y Susceptancia).

Debido a que el tercer cuadrante del plano R-X está fuera de la característica de operación del relé, las fallas en la barra no son vista por el relé.

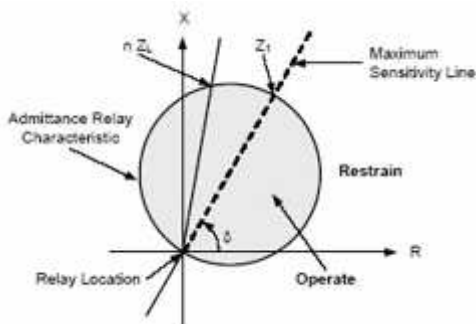


Figura 9. Característica de operación de un relé mho.

Tipo Admitancia (Mho) fuera de posición

Este tipo de relé es un Mho convencional, con la única diferencia que puede detectar fallas a corta distancia detrás del mismo.

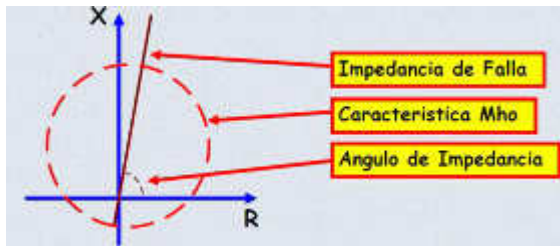


Figura 10. Característica de operación de un relé mho fuera de posición.

Tipo Cuadrilateral

Las características circulares y línea recta de relés de distancia se desarrollaron originalmente con tecnología electromecánica. La forma circular de los relés fue un resultado natural de esa tecnología. La línea recta es un tipo especial de círculo, es una circunferencia de radio infinito. Cuando la tecnología electrónica analógica se convirtió en aceptable, se hizo posible el desarrollo de relé con distintas formas de círculos característicos. La novedad más importante en esta área fue la introducción de la característica cuadrilateral como se muestra en la figura 11.

Dos enfoques se utilizan en el desarrollo de estos relés. El primer enfoque es el desarrollo de ecuaciones especiales que describen el cuadrilátero y la implementación de las mismas. El segundo enfoque consiste en incluir el diseño de cuatro bloqueos característicos utilizando amplificadores operacionales basados en circuitos analógicos electrónicos.

Una ventaja de esta característica es que el "alcance" del relé en las direcciones R y X puede ser controlado de forma independiente.

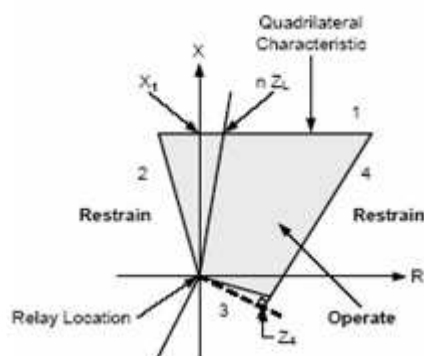


Figura 11. Característica de operación cuadrilateral generalizada.

Otras Características

Varias características se han propuesto en algún momento, tres de ellas son dignas de mencionarla, la característica elíptica, la característica peanut y la característica lente.

Estas características reducen el alcance del relé en la dirección del eje R, por lo tanto, se utilizan para la protección de líneas de transmisión.

La característica elíptica (Figura 12) se utilizó en la URSS y los países de Europa del Este por algún tiempo, pero no fue utilizado en América del Norte. La característica de peanut (figura 13) se utilizó por un corto tiempo en Europa. La característica lente (Figura 14) también se introdujo en Europa y está siendo utilizado en alguna medida en América del Norte.

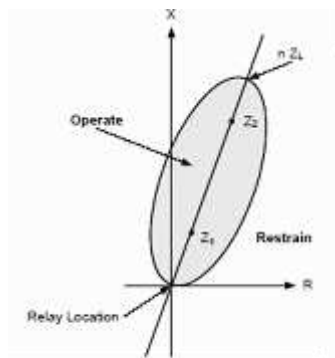


Figura 12

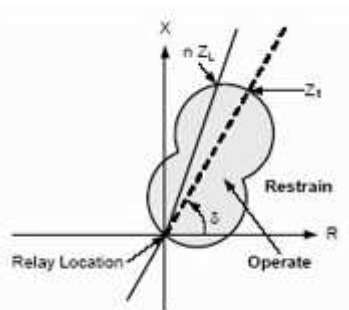


Figura 13

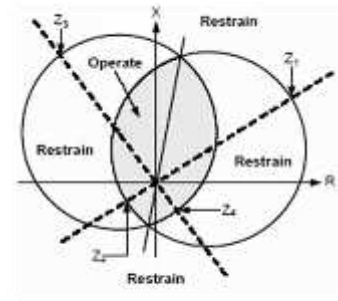


Figura 14

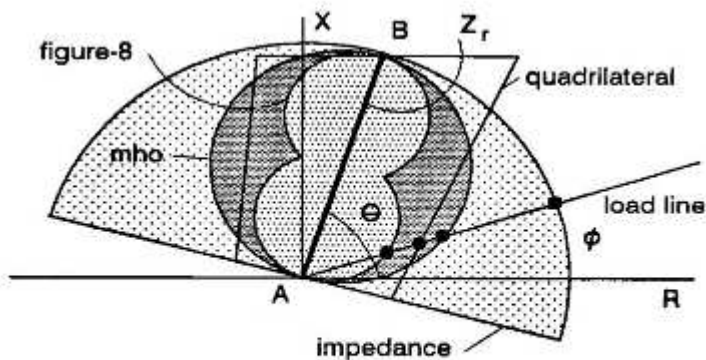


Figure Loadability of distance relays

Las distintas características se aplican según:

Característica de línea (longitud, reactancia, etc.)

Resistencia de falla

Carga máxima de la línea

Configuración del Sistema Eléctrico

CRITERIOS PARA AJUSTES DE LA FUNCIÓN 21 EN GENERADORES

La protección de distancia aplicada en generadores, funciona como una protección de respaldo para detectar fallas en el sistema que a un no han sido adecuadamente aisladas por los relés de protección primarias, requiriendo el disparo del generador.

Zona 1 = El menor de los siguientes 2 criterios:

1. 120% del transformador de Unidad.
2. 80% del alcance de la zona 1 del relevador de la línea mas corta (despreciando el Infeed).

Tiempo: 0.5 Seg.

Zona 2 = El menor de los siguientes 3 criterios:

- A. 120% de la línea mas larga (con In-Feed). Si la unidad esta conectada a un arreglo de interruptor, este sera el largo de la línea adyacente.
- B. 50% al 66.7% de la impedancia de carga (200% al 150% hasta la curva de capacidad del generador) al Angulo de Factor de Potencia Nominal (RPFA).
- C. 80% al 90% de la impedancia de carga (125% a 111% hasta la curva de capacidad del generador) al Maximo Angulo de Torque (MTA).

Tiempo: 60 Ciclos. (Zona-2 < 2Z maxload @ RPF).

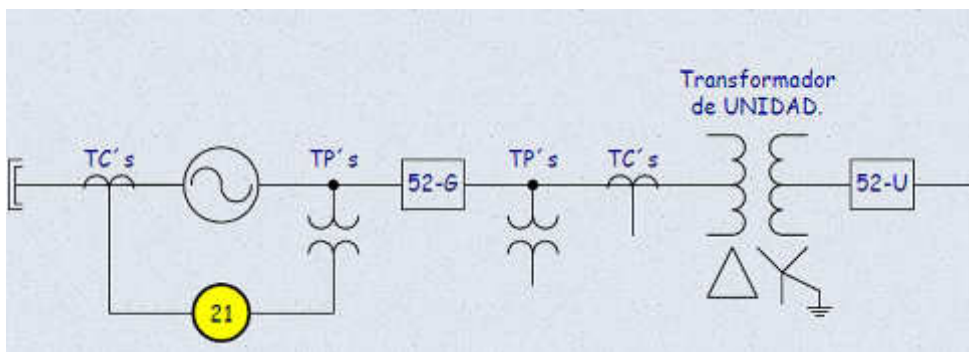
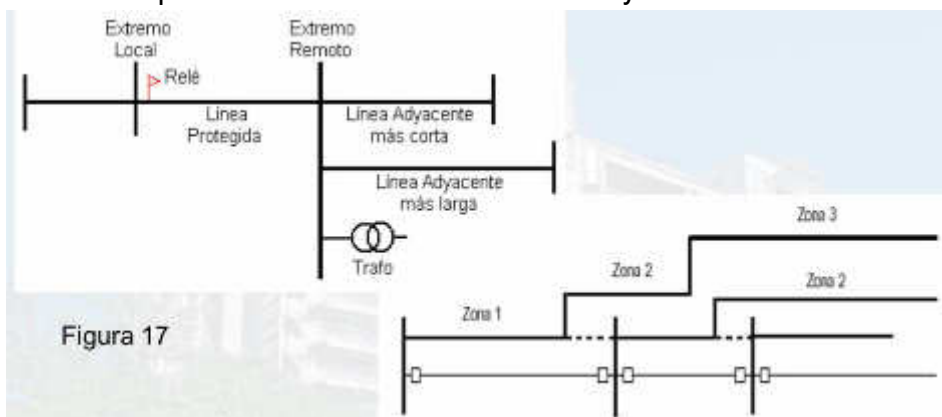


Figura 16. Ubicación en Sistema de Protección del Generador del relé 21

CRITERIOS PARA AJUSTES DE LA FUNCIÓN 21 EN LINEAS

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia se debe tener en cuenta no sólo la impedancia de la línea a proteger sino también las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubre una parte o la totalidad de la línea adyacente



Ajuste de la Zona 1

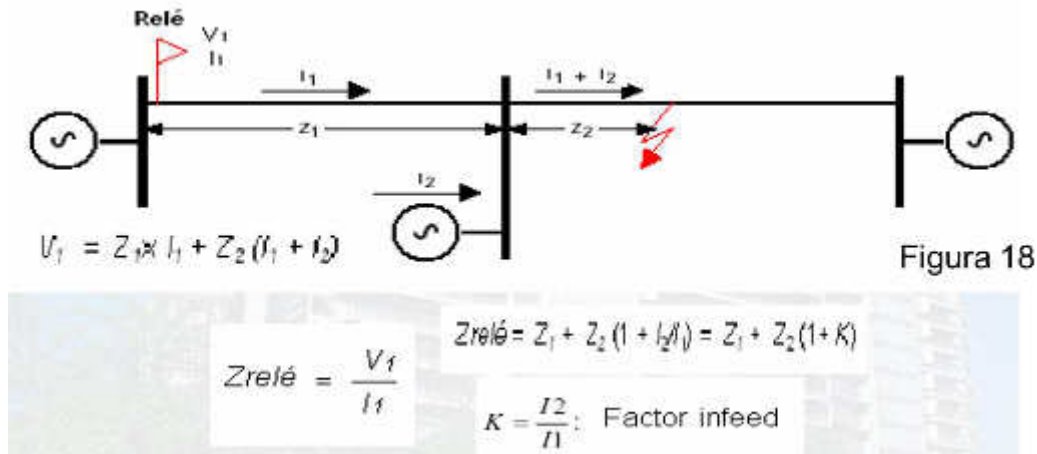
La primera zona de la protección distancia es de operación instantánea y su función es el despeje rápido de fallas a lo largo de la línea. Se ajusta entre el 80 y 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones no selectivas por las imperfecciones en el cálculo de los parámetros, errores de los transformadores de medida y a condiciones dinámicas del sistema que podrían ocasionar sobre alcance.

Para calcular su ajuste, se usa la expresión: $Z1 = k \cdot ZL$

Dónde: $Z1$ = Ajuste de Zona 1, K = Constante, ZL = Impedancia de secuencia positiva de la línea. Como criterio se adopta un factor K del 85% de la impedancia de la línea.

Análisis del efecto infeed en Zona 2.

Se presenta debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla por lo que es necesario introducir un ajuste a la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente.



I_2 incluye el aporte de los demás circuitos, diferentes de la línea bajo coordinación, que aportan al cortocircuito. El ajuste de la zona 2 puede hacerse excluyendo el efecto infeed, considerando la posibilidad de que las fuentes intermedias desaparezcan, por lo que el relé quedaría sobre alcanzando.

Para la selección del tiempo de disparo de la Zona 2 se debe tener en cuenta la existencia o no de un esquema de teleprotección en la línea. Si lo tiene, se selecciona un tiempo de 400 ms; si no, este tiempo se determina mediante un análisis de estabilidad del sistema ante contingencias en el circuito. Este tiempo (tiempo crítico de despeje de fallas ubicadas en Zona 2) puede oscilar entre 150 ms y 250 ms, dependiendo de la longitud de la línea y de las condiciones de estabilidad del sistema.

Ajuste de la Zona 3

El criterio de ajuste es la impedancia de la línea a proteger más un 80% del valor de Z de la línea adyacente más larga, teniendo en cuenta que no sobrepase el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota. También debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga de la línea.

Tiempo de Zona 3: >800 ms.

CRITERIOS PARA AJUSTES DE LA FUNCIÓN 21 EN LINEAS

Zonas

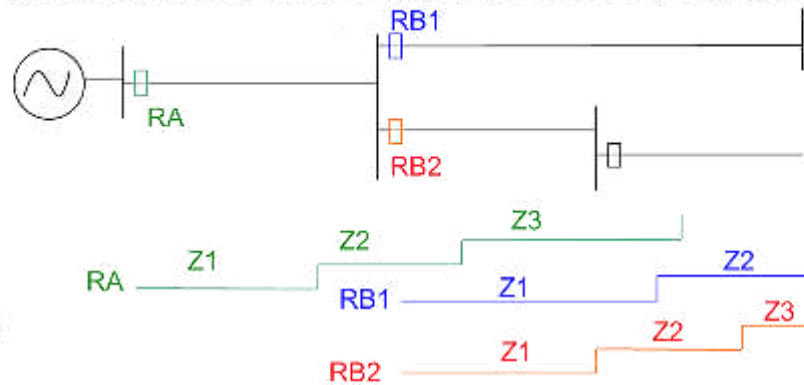
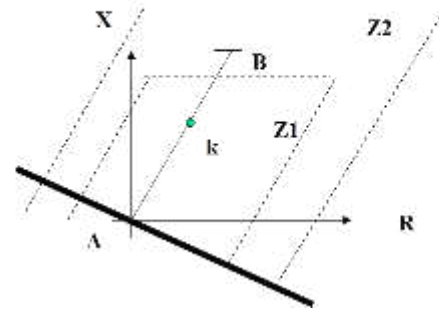


Figura 19

Ajustes típicos

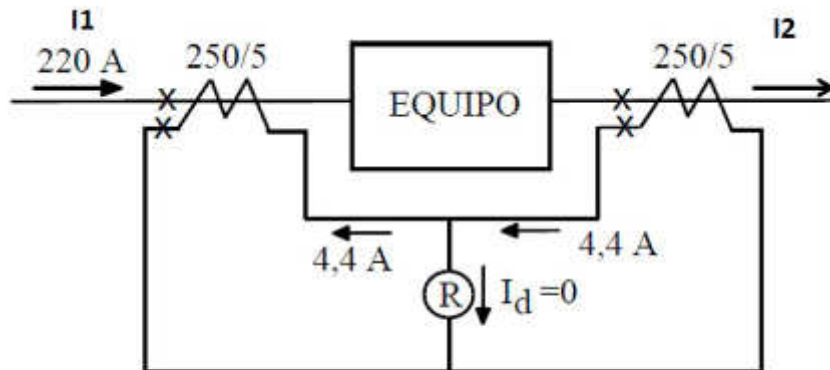
- Zona 1 = 80% línea, tiempo = instantáneo
- Zona 2 > 120% línea, tiempo = 300 a 500ms
- Zona 3 protege líneas adyacentes, tiempo > 800ms



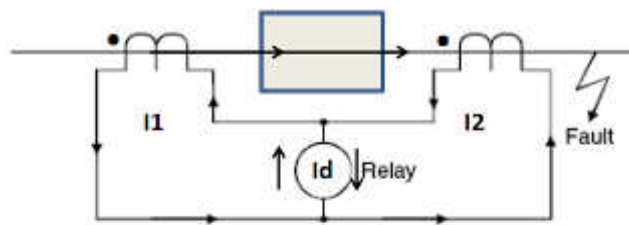
UNIDAD V. RELÉS DIFERENCIALES

GENERALIDADES

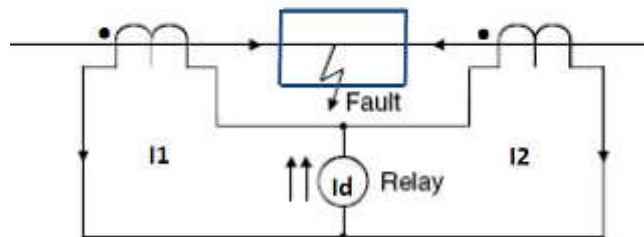
El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la corriente de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre dos transformadores de medida, de tal forma que, si la corriente que entra en la zona protegida no es la misma que la que sale significará que existe algún defecto, por consiguiente circulará una determinada intensidad por el relé provocando el disparo del mismo. Cuando la corriente que entra es igual a la que sale, no circulará corriente por el relé y por tanto este no actuará.



$$I_d = I_1 + I_2$$



$$I_d = I_1 + I_2 = 0$$



$$I_d = I_1 + I_2 \neq 0$$

La protección diferencial, por lo tanto, resulta ser eminentemente selectiva, ya que no responde a fallas que no estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente.

Por esta razón, no necesita ser coordinada en otras protecciones, como las de sobre corriente por ejemplo; como además, es independiente de la corriente de carga circulante, puede tener un pickup muy bajo y ser teóricamente instantánea.

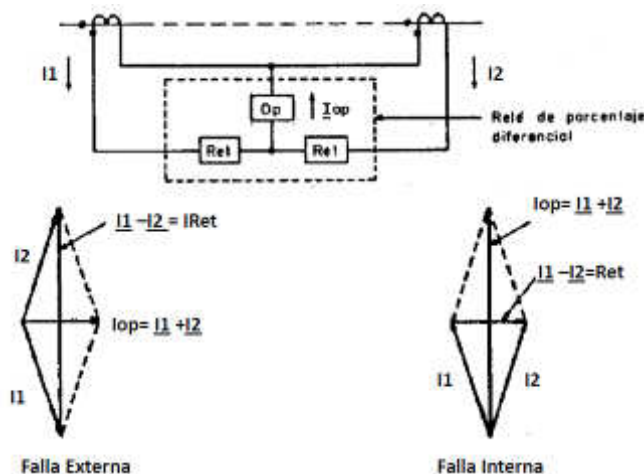
PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL

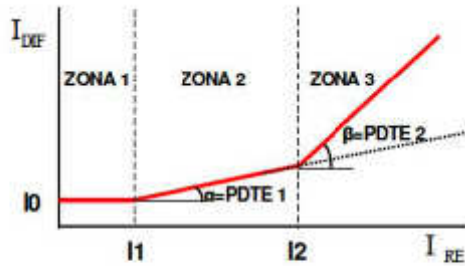
La corriente de desbalance del esquema diferencial aumenta cuando crece la corriente que circula a través del esquema hacia un cortocircuito externo o por una oscilación de potencia (errores en TC, medición del relé, diferencias de fase entre las corrientes en transformadores con conexión Y-D, etc).

El relé de porcentaje diferencial es aquel cuya corriente de arranque crece automáticamente con el incremento de la corriente que circula a través del esquema. De esta forma es posible garantizar que no opere incorrectamente para grandes corrientes fluyendo hacia el exterior, sin perder la sensibilidad de operar para fallas internas.

Los relés diferenciales porcentuales tienen circuitos de restricción y circuitos de operación. La corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción.

Se trata en esencia de un órgano de medición que realiza la comparación de amplitud de la corriente de operación I_{Op} (corriente diferencial del esquema) con una corriente de retención I_{Ret} , formada a partir de las corrientes I_1 e I_2 , y que en general depende de la corriente que circula hacia el exterior del esquema.





La característica de operación es la recta:

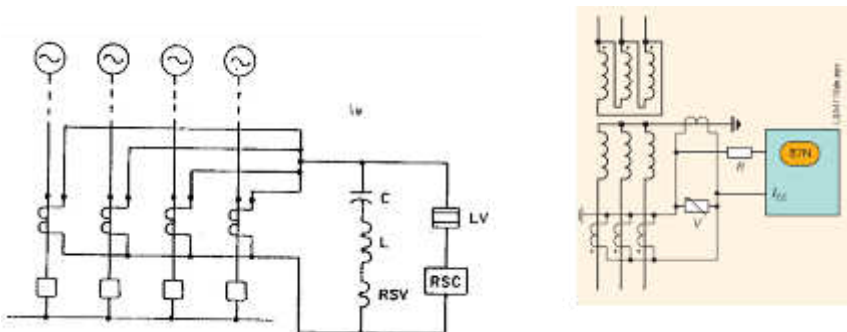
$$I_{op} = K \cdot I_{Ret}$$

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

El arreglo de alta impedancia tiende a forzar que cualquier corriente diferencial incorrecta circule a través de los TC's en lugar de que lo haga a través de las bobinas de operación del relé y así evitar mala operación por fallas externas o para condiciones de sobrecarga cuando las corrientes secundarias de todos los TC's no sean las mismas a causa de las diferencias en las características de magnetización.

El relé consiste básicamente en una unidad de voltaje instantáneo. Dicha unidad se ajusta calculando el voltaje máximo en los terminales del relé para una falla externa, tomando en cuenta la corriente máxima de falla primaria, la resistencia de los devanados secundarios, la resistencia de las conexiones secundarias, y las relaciones de transformación de los TC's.

En el procedimiento de alta impedancia, todos los transformadores de medida de la zona a proteger están conectados en paralelo y trabajan contra una resistencia común R de valor óhmico relativamente alto, cuya tensión se mide.



APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADORES 87G

Una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria, debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina.

Normalmente se usa un relé diferencial de alta rapidez para detectar fallas trifásicas, de fase a fase y de doble fase a tierra.

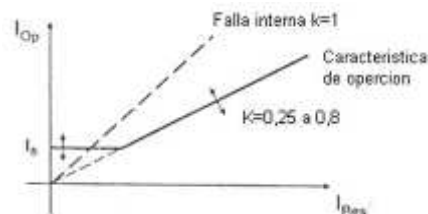
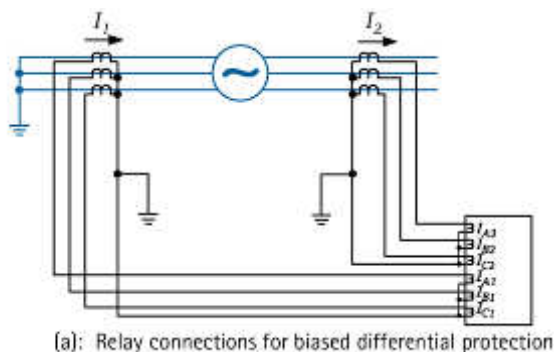
Las fallas de una fase a tierra no son normalmente detectadas por los relés diferenciales de máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Un relé diferencial no detectará una falla entre espiras en la misma fase debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiará.

La protección diferencial de porcentaje variable es la más usada sobre todo en máquinas grandes. Para el cálculo de la corriente de operación se toma en cuenta el error de los TC's para bajas corriente, error inherente al propio relé y Diferencias entre corrientes de excitación de los TC's.

La pendiente puede variar desde 5% a 50% o más.

Un relé de porcentaje fijo es normalmente fijado de 10 a 25%.

Los transformadores de corriente usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; sin embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de TCs con altas corrientes.



CRITERIOS PARA AJUSTES DE LA FUNCIÓN 87 EN GENERADORES

Idif: error de los TC's + error inherente al propio relé + Diferencias entre corrientes de excitación de los TC's.

Un relé de porcentaje fijo es normalmente ajustado de 10% a 25%.

Pendiente: 5% a 50% ó más.

Tiempo: Instantáneo

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES 87T

Esta protección se usa para despejar las diferentes fallas que se pueden dar, como el contacto entre los bobinados cuando se pierde el aislamiento o se produce algún daño físico del mismo. Las fallas pueden ser en los bobinados, en el cambiador de tomas, en los aisladores pasa tapas (bushings), o en el núcleo, también se producen fallas en el armario de los terminales de las conexiones del cableado de control.

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante.

Complicaciones en la implementación de 87T en Transformadores y sus soluciones:

a- Las corrientes de primario y secundario no tienen el mismo valor, debido a que normalmente la relación de voltajes entre estos dos enrollados no es la unidad.

a- Los relés diferenciales se construyen con tap en las unidades de retención, de modo que aunque las corrientes que se comparan no son iguales, el relé opere con el mismo porcentaje o pendiente.

b- Las corrientes del primario y secundario del transformador pueden no estar en fase, dependiendo de la conexión.

b- Los relés diferenciales se conectan a circuitos secundarios provenientes de juegos de TC cuya conexión debe efectuarse en forma inversa a aquella de los arrollados primario y secundario del transformador de poder. De esta manera se anula el desplazamiento angular de las corrientes por fase.

c- Las relaciones de los TCs no siempre arrojan valores secundarios iguales a comparar.

c- Para solucionar el problema de que los TC entreguen magnitudes secundarias diferentes a comparar, se puede hacer uso de relés diferenciales de porcentaje, de diferentes porcentajes o pendientes.

d- La protección no debe ser afectada por las condiciones de operación del transformador, como cambios de taps o funcionamiento en vacío.

d- El problema señalado en este punto también puede ser solucionado empleando relés diferenciales de porcentaje, con valores más elevados.

e- La corriente de excitación en el momento de la conexión del transformador (inrush) puede tomar valores muy elevados, dependiendo del valor instantáneo de la onda de voltaje en el momento de la conexión.

e- Los relés se pueden temporizar para retardar su operación en unos 0,10 a 0,14 seg., según sea la característica de la corriente de inrush del transformador, en la actualidad los relés posen bloqueos ante la presencia de corriente de inrush.

Ajustes de la protección diferencial de transformador

- Relación de los transformadores de corriente principales y auxiliares, si los hubiera.

- Taps

- Porcentaje o pendiente

Para elegir la pendiente de un relé diferencial 87T, se toman en cuenta los siguientes factores:

- Rango máximo de cambio de taps del transformador de poder, ya sea manual o automático (generalmente no excede $\pm 10\%$)

- % de error por TAP (no mayor de 5%)

- Error debido a saturación de los TC en fallas externas.

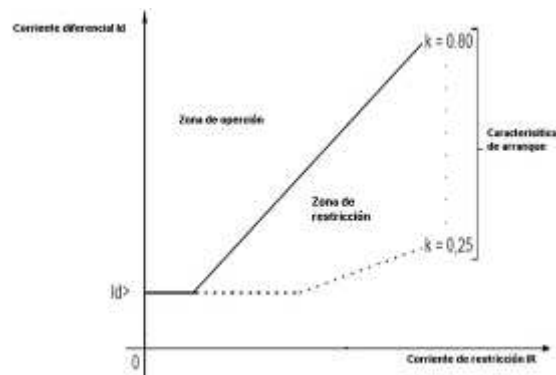
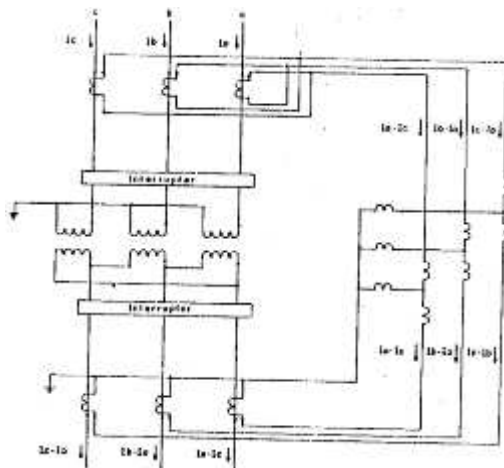
Criterios para ajustes de la función 87 en Transformadores

Idif: error de los TC's + error inherente al propio relé + Diferencias entre corrientes de excitación de los TC's.

Pendiente: error de los TC's + error inherente al propio relé + Rango máximo de cambio de taps + % de error por TAP + Diferencias entre corrientes de excitación de los TC's

Pendiente: 5% a 50% ó más.

Tiempo: Instantáneo



UNIDAD VI. RELÉS DE APLICACIÓN ESPECIAL

24- V/Hz SOBRE EXCITACION.

Las normas ANSI/IEEE establecen que los generadores deben operar exitosamente a VA nominales para niveles de tensión y frecuencia dentro de límites especificados.

Las desviaciones en frecuencia y tensión fuera de estos límites pueden causar esfuerzos térmicos y dieléctricos que pueden causar daño en segundos.

Los relés de sobre excitación, o V/Hz, son usados para proteger a los generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético.

Los altos niveles de densidad de flujo son causados por una sobre excitación del generador.

A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. El daño debido a la operación con V/Hz excesivos ocurre más frecuentemente cuando la unidad está fuera de línea, antes de la sincronización.

CAUSAS DE SOBRE EXCITACIÓN

- Cierre del interruptor de campo en el proceso de arranque cuando el generador no ha alcanzado su velocidad nominal; en este caso la relación V/Hz será mayor a uno, debido a que la frecuencia no ha alcanzado su valor nominal, mientras que el regulador de voltaje incrementará rápidamente el voltaje terminal hasta llegar a 1 pu. El valor de V/Hz dependerá de la velocidad del rotor el momento de energizar el campo.

- Operación del generador en la zona de sub excitación con el regulador de voltaje en automático. Si la potencia reactiva absorbida por el generador es lo suficientemente grande, actuará una función del regulador de voltaje conocida como MEL (limitador de mínima excitación), incrementando la corriente de campo para evitar que el generador absorba más potencia reactiva. Si el generador está conectado a un sistema grande, el voltaje terminal no varía, permitiendo el control efectivo de la potencia reactiva; pero si alimenta a un sistema aislado, el voltaje terminal aumentará considerablemente.

- Rechazo total de carga, por parte del generador, cuando éste se encuentra entregando grandes cantidades de potencia reactiva. En este caso, la relación V/Hz puede superar 1,25 pu. Si el regulador de voltaje está en automático, el voltaje puede ser reducido rápidamente, pero si está en manual, la sobreexcitación

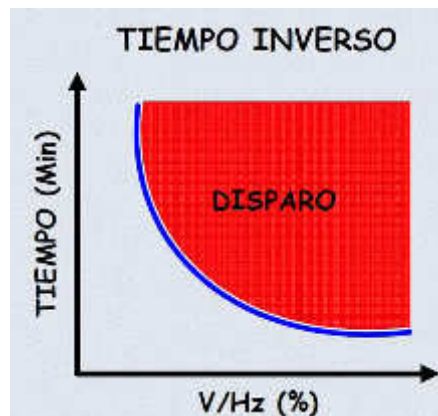
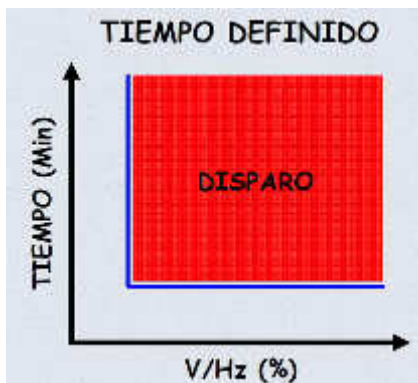
puede mantenerse, causando daño tanto en el transformador como en el generador.

- Fallo en la apertura del interruptor de campo (con el regulador de voltaje en modo manual) cuando se ha producido el disparo del interruptor de unidad, por alguna falla, o durante la proceso de parada del generador, y éste se encontraba trabajando previo al disparo a potencia nominal; en ese caso, la corriente de campo será lo suficientemente alta para producir un voltaje terminal mayor a 1 (p.u.). Si en el proceso de parado de la máquina, el regulador de voltaje está en automático y falla la apertura del interruptor de campo las consecuencias pueden ser aún peores.

- Pérdida de la señal de voltaje de alguno de los TPs que alimentan al regulador de voltaje. En este caso el regulador verá un voltaje terminal igual a cero, por lo que incrementará la corriente de campo para tratar, erróneamente, de llevar el voltaje terminal a su valor nominal.

Para la protección de V/Hz, existen dos características generales de relé usadas:

- Tiempo Definido.
- Tiempo Inverso.



El estándar C37.102 de la IEEE, establece que el generador debería trabajar sin inconvenientes a factor de potencia, frecuencia y potencia nominal con cualquier voltaje inferior al 5% del voltaje nominal.

A continuación se muestran los límites de sobre excitación (V/Hz) en operación continua que el transformador y generador pueden tolerar sin sufrir daños por sobreexcitación.

- Generador: 1,05 pu (en bases del generador), a plena carga, con factor de potencia nominal.
- Transformador: 1,05 pu (en base del transformador), a plena carga, con un factor de potencia de 0,8.
- Transformador: 1,1 pu en el secundario del transformador, cuando este trabaja en vacío.

Criterios para ajustes de la función 24 en Generadores

Relevador con 1 Elemento:

PU = 110%.

Tiempo = 6 s (Alarma y Dispara en 6 segundos)

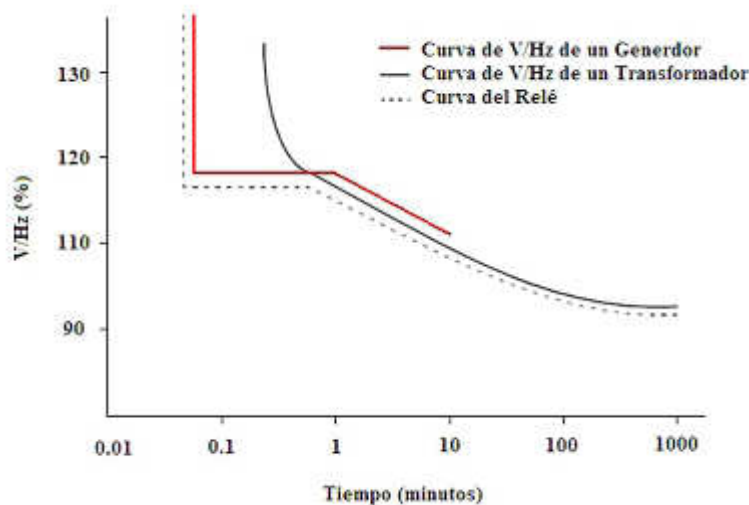
Relevador con 2 Elementos:

1 Elemento: PU = 110%.

Tiempo: $45 < t < 60$ s. (Alarma y Dispara).

2 Elemento: PU = 118% - 120%.

Tiempo: 2 a 6 Segundos.



Coordinación del Relé de Sobreexcitación con las Curvas de excitación de un Generador y su Transformador de Unidad.

Los límites de deslizamiento de frecuencia aplicados a ciertos tipos de máquinas, se basan en lo siguiente:

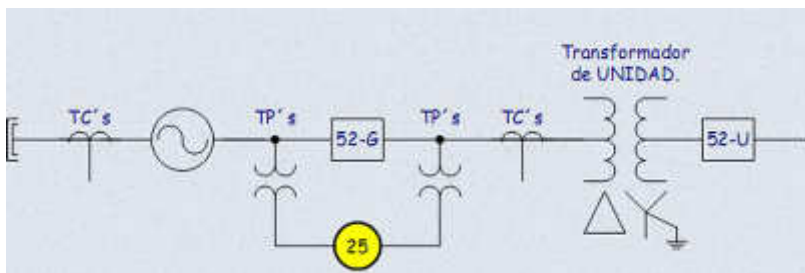
- La Robustez de la Turbina.
- La Controlabilidad de la Turbina.
- La Capacidad (MVA).

Criterios para ajustes de la función 25 en Generadores

Angulo de Cierre de Interruptor: $\pm 10^\circ$.

Ventana de Voltaje: 0 hasta +5%.

Diferencia de Frecuencia < 0.067 Hz.



27- BAJO VOLTAJE.

La función de bajo voltaje 27, protege principalmente a los equipos (sistemas auxiliares) conectados al generador y transformador de unidad, contra reducciones de voltaje que pueden derivar en condiciones inapropiadas de operación, sobre todo de motores y bombas. Puede también ser utilizado como criterio para la segregación de carga y evaluación problemas relacionados con estabilidad de voltaje.

Principales razones para la presencia de bajos voltajes son:

- Proximidad de fallas
- Pérdida de un generador en el sistema
- Incremento en la demanda del sistema
- Fallas en el regulador automático de voltaje (AVR)

El relé 27 suele ser utilizado también como elemento de bloqueo para otras protecciones, como la protección de falla campo, o la protección contra energización inadvertida del generador, donde los fenómenos que se presentan, están relacionados directa o indirectamente con bajos voltajes.

Criterios para ajustes de la función 27 en Generadores

Relevadores Instantaneos y Caracteristica T.I.

PU : 90%Vn;

Tiempo = 9.0 seg. al 90% del Ajuste de PU.

Instantaneo : 80% Vn.

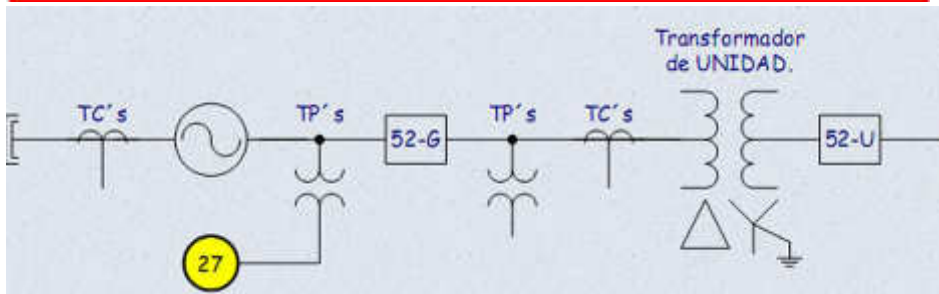
Relevadores con Caracteristica T.D. y 2 Elementos:

Alarma PU : 90%Vn.

Tiempo: $10 < t < 15$ Segundos

Trip PU : 80% Vn;

Tiempo: 2 Segundos.



27TN- BAJO VOLTAJE 3ª ARMÓNICO EN EL NEUTRO.

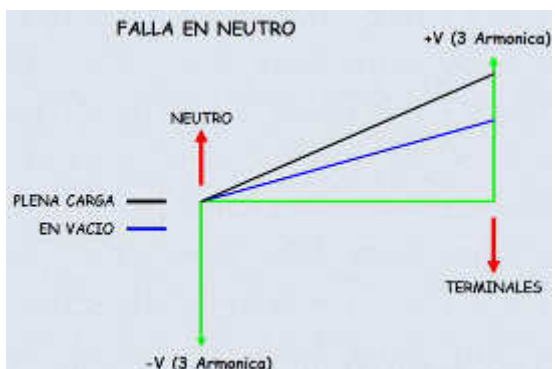
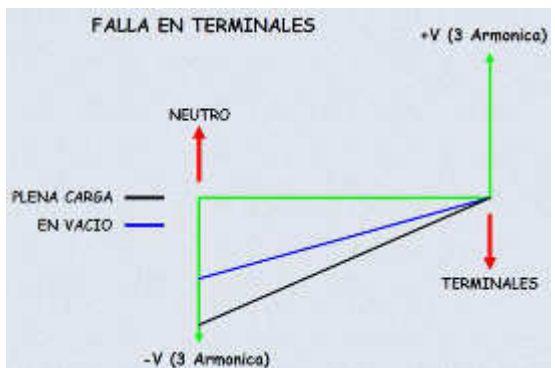
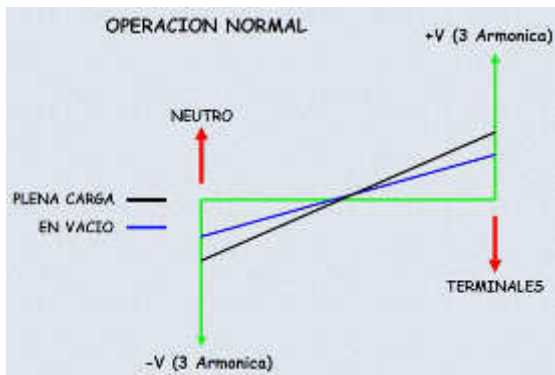
La función 27TN proporciona protección para fallas a tierra en el estator cercanas al neutro, en generadores con puesta a tierra de alta impedancia.

Cuando se usa en conjunto con la función 59N, se proporciona una protección del 100% del estator para fallas a tierra.

Las componentes de tensión de 3ª Armónica están presentes en las terminales de casi todas las máquinas en diferentes grados.

Las siguientes figuras muestran las tensiones de tercera armónica presentes en el neutro y terminales de un generador típico durante diferentes condiciones de carga:

- Operación normal
- Falla en el extremo del neutro
- Falla en las terminales del generador.



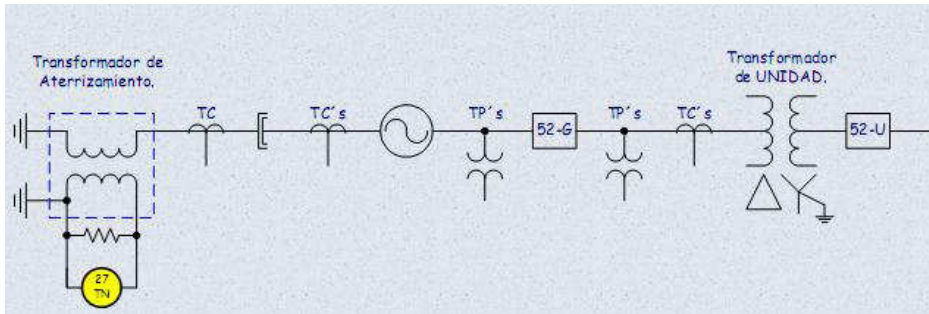
La Función 27TN utiliza el hecho de que para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuye. Por lo tanto, un relé de baja tensión que opere a partir de la tensión de 3ª armónica, medida en el extremo del neutro podría ser usado para detectar las fallas cercanas al neutro (típicamente del 0% hasta el 15% del devanado del estator).

El nivel de tensión de tercera armónica en el neutro y terminales del generador es dependiente de las condiciones de operación (carga) del generador.

Criterios para ajustes de la función 27TH en Generadores

PU = 50% del Mínimo Nivel Normal de 3ª armónica del Generador.

Tiempo = 5 s



32- POTENCIA INVERSA.

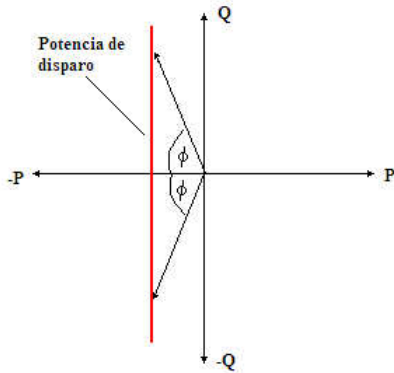
Existen dos tipos de protección contra la motorización: mecánica y eléctrica. La protección mecánica es provista por sensores de temperatura, de vibración, indicadores de fluido (para turbinas hidráulicas), etc. La protección eléctrica es suministrada por un relé de potencia inversa. El relé operará cuando la potencia activa fluya desde el sistema de potencia hacia el generador intentando hacerlo trabajar como motor.

Este fenómeno ocurre cuando la turbina no entrega la suficiente potencia activa para cubrir las pérdidas eléctricas (I^2R) y mecánicas (fricción) en el generador.

Otras razones por las que el generador puede motorizarse son las siguientes:

- Pérdida repentina de la fuente de energía motriz cuando el generador aún se encuentra conectado al sistema de potencia.
- La turbina no entregue la suficiente potencia activa para cubrir las pérdidas, en ese caso, el generador empezará a tomar potencia activa desde el sistema y por tanto empezará a trabajar como motor.

La función de protección 32, consta de un dispositivo que mide la potencia activa que circula hacia el generador cuando éste trabaja como motor; una vez que se supere un valor establecido como parámetro de ajuste, el relé opera con un retardo de tiempo.



Criterios para ajustes de la función 32 en Generadores

Los ajustes deben respetar los siguientes límites:

Gas : 50% Potencia Nominal.

Tiempo: < 60 seg.

Diesel : 25% Potencia Nominal.

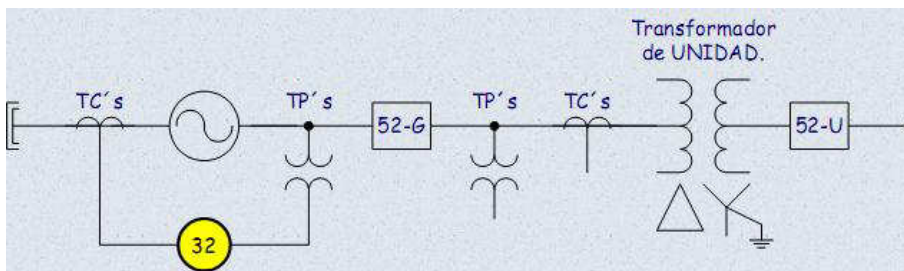
Tiempo: < 60 seg.

Turbinas Hidraulicas: 0.2% - 2% Potencia Nominal.

Tiempo: < 60 seg.

Turbina de Vapor: 0.5% - 3% Potencia Nominal.

Tiempo: < 30 seg.



40- PERDIDA DE CAMPO.

El generador síncrono requiere del devanado de campo, ubicado en el rotor, para proporcionar el flujo magnético necesario en el entrehierro para la conversión de energía mecánica a eléctrica. El devanado de campo es energizado con corriente continua y controla principalmente la potencia reactiva que el generador entrega o recibe del sistema de potencia, si algún problema ocurre con el circuito de excitación provocando la pérdida parcial o total del campo, el generador empezará

a recibir gran cantidad de potencia reactiva del sistema operando en la zona de sub excitación.

El generador debe operar en una región segura, si la pérdida de excitación es drástica, el punto de operación puede desplazarse fuera de la curva de estabilidad en estado estable, provocando inestabilidad y pérdida de sincronismo.

La pérdida de campo puede ser ocasionada por:

Circuito abierto del campo

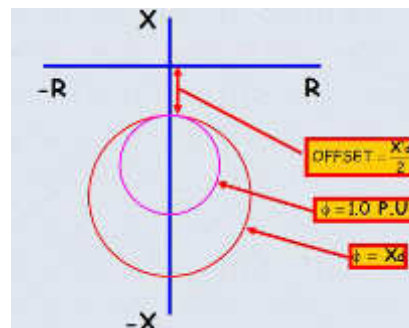
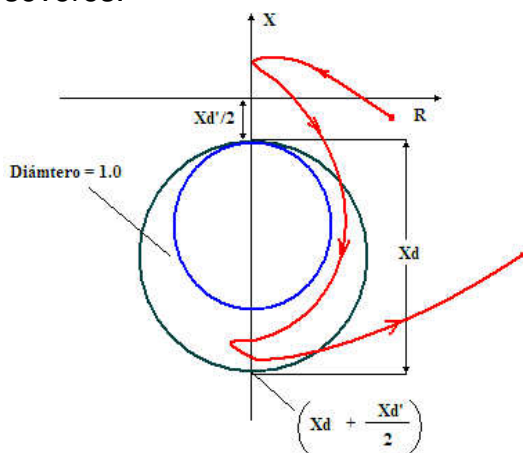
Cortocircuito en el campo

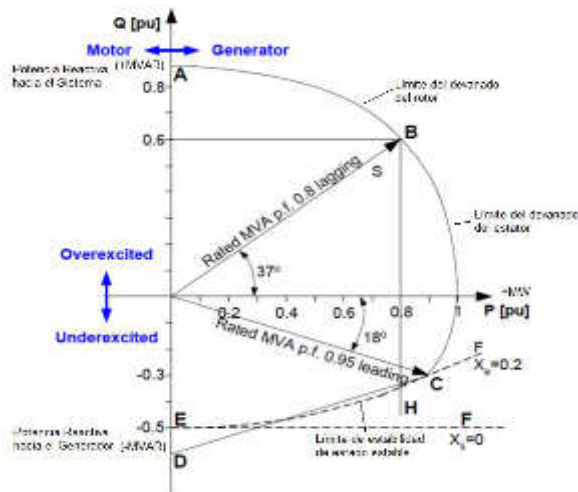
Disparo accidental del interruptor de campo

Falla en el sistema de control del regulador de voltaje

Esquema de doble característica de impedancia

Existe la necesidad de utilizar retardos para la actuación de la característica de impedancia con el fin de prevenir la operación cuando ocurren oscilaciones de potencia en el sistema, el problema con esta consideración es que el relé no actuará rápidamente para una pérdida de campo en condiciones críticas, por ejemplo cuando el generador se encuentra trabajando a plena carga. Una curva característica de impedancia adicional puede ser utilizada con un alcance menor, que deberá actuar instantáneamente para eventos de pérdida de excitación severos.





Curva de Capacidad del Generador

Problemas asociados a la pérdida de excitación

- Sobrecalentamiento de los devanados por la excesiva corriente capacitiva circulando a través de ellos.
- Inestabilidad en el sistema. La excesiva potencia reactiva requerida por el generador fallado puede sobrecargar las líneas.
- Pérdida de sincronismo
- Daño térmico en los circuitos de campo de los generadores adyacentes que tienen que entregar la potencia reactiva requerida por el generador fallado.

Criterios para ajustes de la función 40 en Generadores

Elemento 1:

Offset: $X'd/2$.

Diametro: 1.0 pu.

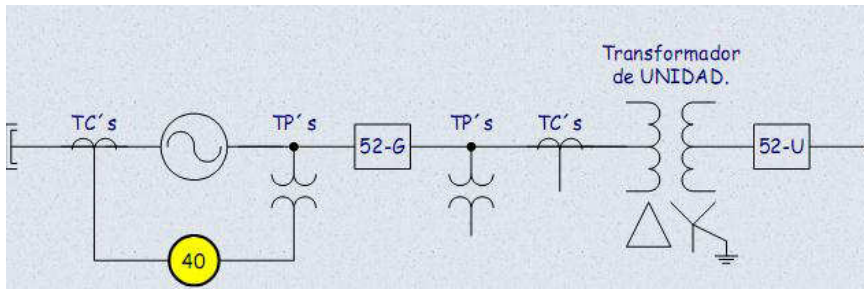
Tiempo: 0.1 seg.

Elemento 2:

Offset: $X'd/2$,

Diametro: X_d .

Tiempo: 0.5 a 0.6 seg.



46- SECUENCIA NEGATIVA

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador.

Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor.

Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo.

Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas).

Además de las asimetrías, cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema, y circuitos abiertos.

La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador.

La condición de conductor abierto produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa relativa a los niveles producidos por las fallas fase-fase o fase a tierra.

El calentamiento por secuencia negativa en generadores sincrónicos es un proceso bien definido el cual produce límites específicos para operación desbalanceada.

El método de protección para un desbalance fue desarrollado basado en el concepto de limitar la temperatura a los componentes del rotor por debajo del nivel de daño.

El límite está basado en la siguiente ecuación:

$$K = (I_2)^2 t$$

- K = Constante (diseño y capacidad) del generador.
- t = Tiempo en segundos.
- I₂ = Corriente de secuencia negativa (PU).

Criterios para ajustes de la función 46 en Generadores

El ajuste deberá ser menor, a la máxima corriente de secuencia negativa (I₂) permisible, expresada en por ciento (%) de la corriente Nominal:

Polos Salientes con devanados amortiguadores: 10%.

Polos Salientes sin devanados amortiguadores: 5%.

Rotor Cilindrico Indirectamente Enfriado: 10%.

Directamente Enfriado hasta 960 MVA: 8%.

Directamente Enf. desde 961 hasta 1200 MVA: 6%.

Directamente Enf. desde 1201 hasta 1500 MVA: 5%.

Permisible

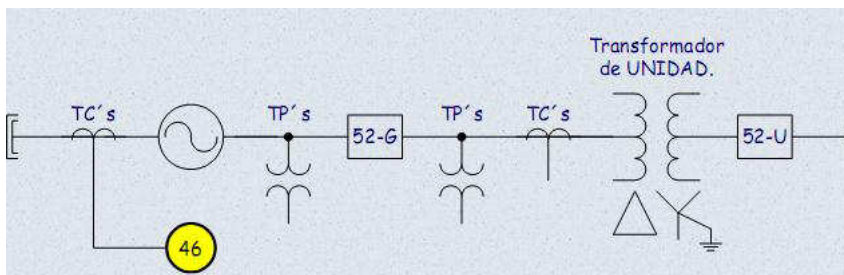
$$K = (I_2)^2 t$$

Generador de Polos Salientes: 40.

Condensador Sincrono: 30.

Rotor Cilindrico Indirectamente Enfriado: 30.

Directamente Enfriado: 10.



49- PROTECCION TERMICA (ESTATOR).

Se proveen diversos tipos de protección térmica del estator y su devanado, para diferentes situaciones:

- Sobrecarga del Generador.
- Falla del Sistema de Enfriamiento.
- Localización de puntos calientes en las laminaciones debidos a la falla del aislamiento.

En este curso solo se tomara en cuenta la primera opción (sobrecarga).

Principio de funcionamiento

La función de sobrecarga térmica del generador estima la cantidad de contenido calórico en el generador en forma continua. Esta estimación es realizada usando el modelo térmico del generador el cual es basado en mediciones de corrientes.

Bajo condiciones de emergencia, es posible exceder la capacidad de potencia nominal del generador, por tiempos cortos. De acuerdo con la norma IEEE C50.13-2005, la capacidad térmica del estator por tiempo corto es la siguiente:

Tiempo (seg)	10	30	60	120
Corriente de Armadura (%).	218	150	127	115

Principio de funcionamiento

En algunos casos, la protección térmica por sobrecarga es realizada por un relé de sobre corriente, que está coordinado con la curva de capacidad de tiempo corto (IEEE C50.13-2005). El relé cuenta con un elemento instantáneo, y un elemento de tiempo inverso con una característica extremadamente Inversa.

Una alarma de sobrecarga es recomendable ya que le daría la oportunidad al operador de bajar carga en forma ordenada

Criterios para ajustes de la función 49 en Generadores

Elemento Instantaneo:

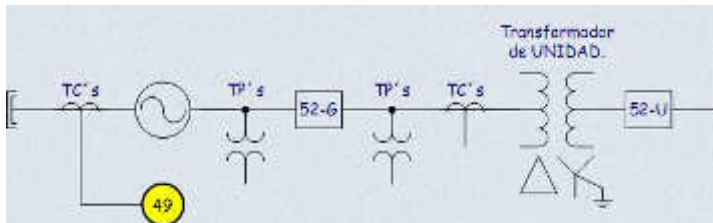
PU = 115% (Corriente Nominal) Plena Carga, este elemento controla al elemento de tiempo.

Dropout = 95% o mayor PU.

Elemento de Tiempo:

PU = 75 - 100% (Corriente Nominal).

Tiempo: Se selecciona tal que provoque un retardo en el disparo de 7 seg a 218% (Corriente Nominal).

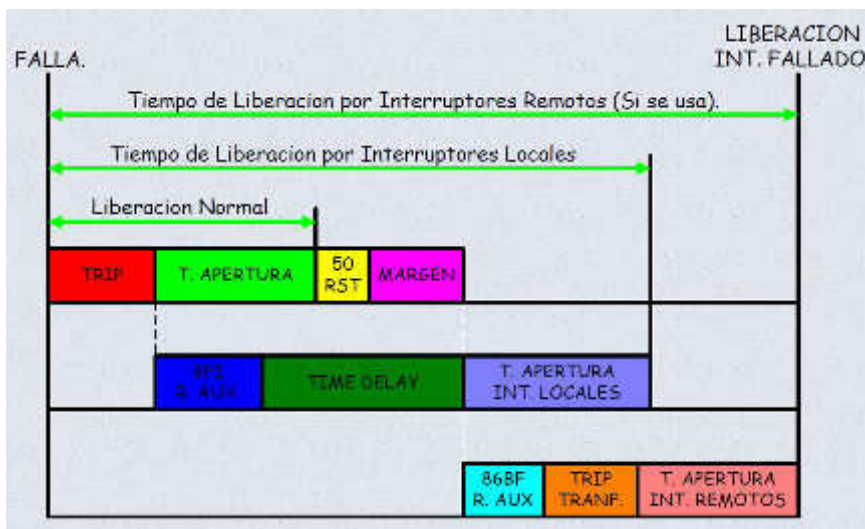


50FI-FALLA DE INTERRUPTOR.

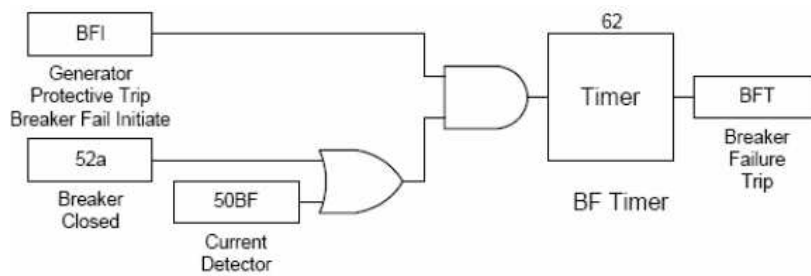
Un esquema de falla de interruptor necesita ser iniciado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar al interruptor del generador o la línea, pero el interruptor falla al operar.

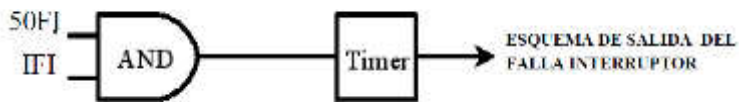
La protección de falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida que comprometa la seguridad del disparo.

Esto es particularmente importante sobre líneas de transmisión grandes donde la estabilidad es crítica.



Esquema función 50BF básico





50FI: sensor de corriente

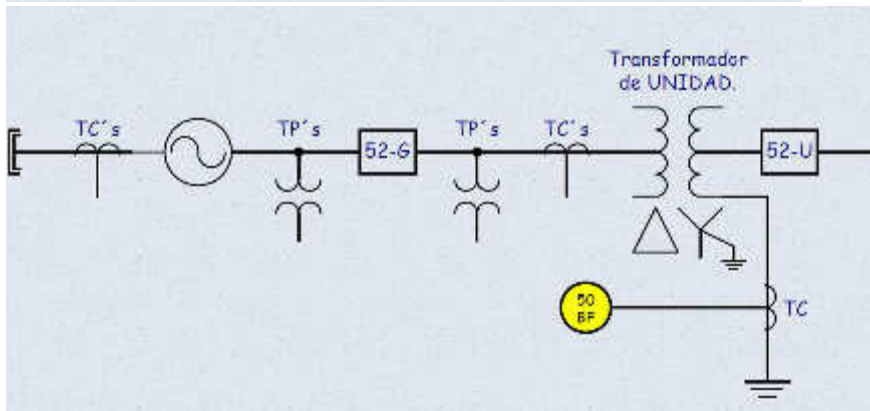
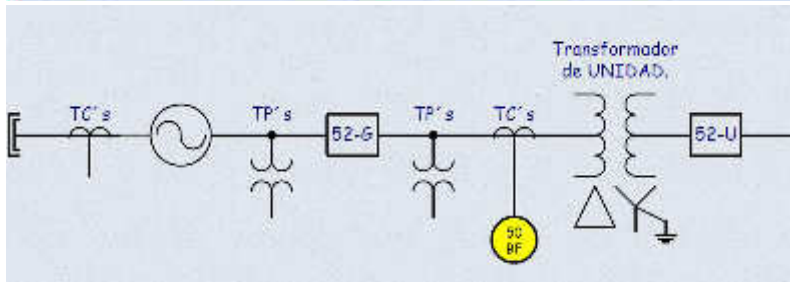
IFI: inicio del esquema 50FI-Disparo de sistema de protecciones

Criterios para ajustes de la función 50FI en Generadores

50 PU = Debera ser mas sensible que el mas bajo nivel de corriente, presente cuando ocurra una falla que involucre corrientes.

Tiempo = Debera ser mayor a:

$(T. \text{Apertura}) + (\text{Dropout } 50) + (\text{Margen de Seguridad})$



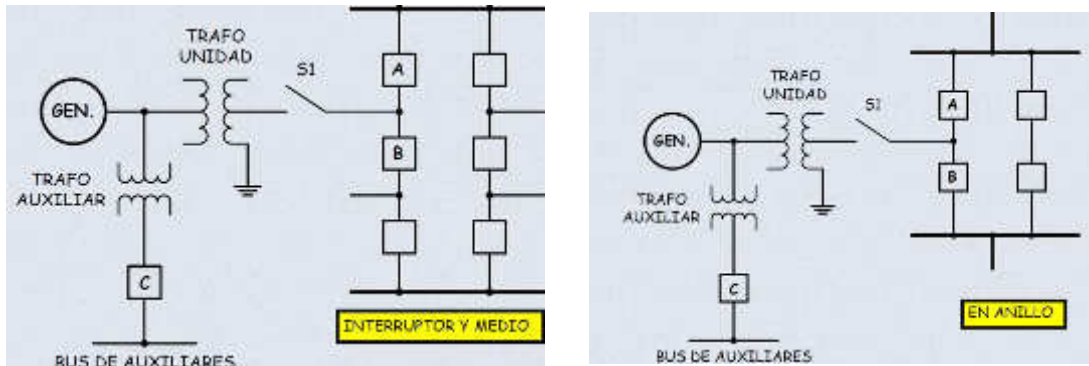
50/27-ENERGIZACION INADVERTIDA.

Cuando un generador es energizado mientras esta fuera de línea o rodando hacia el paro, se convierte en un motor de inducción y puede ser dañado en unos pocos segundos. También puede ocurrir daño en la turbina.

Un número significativo de máquinas grandes han sido severamente dañadas y, en algunos casos, totalmente destruidas.

Errores de operación, arcos de contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas han dado como resultado que el generador llegue a ser energizado accidentalmente mientras está fuera de línea.

Los errores de operación se han incrementado en la industria por que las centrales generadoras de alta tensión han llegado a ser más complejas con el uso configuraciones de interruptor y medio y bus en anillo.



Estos diseños de subestaciones proporcionan suficiente flexibilidad para permitir que un interruptor de generador de alta tensión (A ó B) sea sacado de servicio sin requerir que la unidad sea removida del sistema de potencia.

Cuando la unidad está fuera de línea, los interruptores del generador (A y B) son regresados a servicio como interruptores de bus para completar una fila en una subestación de interruptor y medio o completar un bus en anillo.

Esto da como resultado que el generador sólo está aislado del sistema únicamente a través de un seccionador (S1).

Otra trayectoria para la energización inadvertida de un generador, es a través del sistema de auxiliares de la unidad por el cierre accidental del interruptor del transformador auxiliar (C). Debido a la mayor impedancia en esta trayectoria, las corrientes y el daño resultante son mucho menores que los experimentados por el generador cuando es energizado desde el sistema de potencia.

Cuando un generador es energizado inadvertidamente, con tensión trifásica (motor de Inducción), la corriente del estator induce corrientes de grandes magnitudes en el rotor, causándole rápido calentamiento térmico.

Esta corriente del rotor es inicialmente a 60Hz, pero disminuye su frecuencia según se incrementa la velocidad del rotor debido a su función como motor.

La tensión y la corriente en terminales de la máquina durante este periodo será una función de la impedancia del generador, el transformador elevador y del sistema.

Si el generador está conectado a un sistema fuerte, las corrientes iniciales en el estator estarán en el rango de tres a cuatro veces su capacidad y la tensión en terminales estará en el rango de 50-70% del nominal, para valores típicos de impedancias de generador y transformador elevador.

Cuando el generador es energizado inadvertidamente desde su transformador auxiliar, la corriente en el estator será del rango de 0.1 a 0.2 veces su capacidad debido a las grandes impedancias en esta trayectoria.

La energización monofásica del generador con la tensión del sistema mientras está en reposo, provoca en el generador una corriente desbalanceada significativa.

Esta corriente causa flujo de corriente de secuencia negativa y calentamiento térmico del rotor similar al causado por la energización trifásica.

No existirá un par de aceleración significativa si la tensión aplicada al generador es monofásica y la unidad está esencialmente en reposo.

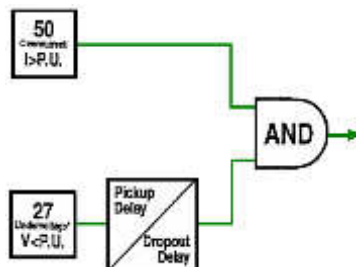
El arqueo del interruptor es la causa más frecuente de la energización inadvertida monofásica.

La protección de energización inadvertida utiliza un esquema de sobre corriente supervisado por voltaje.

Este esquema se utiliza una función (27), para supervisar la función (50), esto proporciona protección contra la energización inadvertida.

La función de sobre corriente es habilitada automáticamente cuando la unidad está fuera de línea, y permanece así mientras la unidad este fuera.

Esquema de la función 50/27 en Generadores

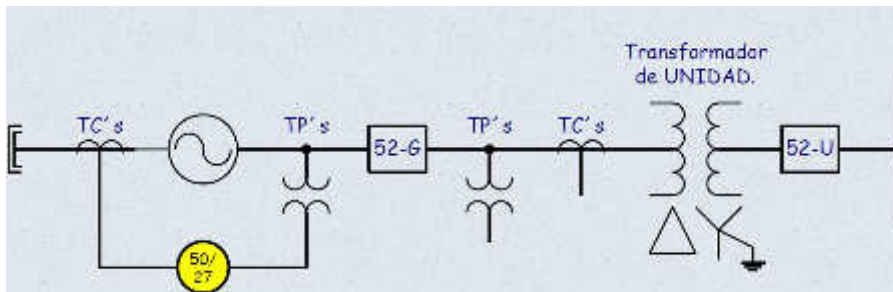


Criterios para ajustes de la función 50/27 en Generadores

50 PU : $\leq 50\%$ del valor de la corriente presente en el peor caso (falla que involucre corrientes mas severa), y debiera ser $< 125\%$ de la corriente nominal del generador.

27 PU : $70\% V_{nom.}$

Time : 1.5 seg.



59- SOBRE TENSIÓN.

La protección de sobre tensión se utiliza principalmente para proteger a los equipos eléctricos conectados a los terminales del generador, contra voltajes que pueden estar por encima de un máximo tolerable.

Las sobre tensiones pueden ser producidos por:

- Incorrecta operación del regulador de voltaje del generador cuando este se encuentra en modo manual.
- Falla en el funcionamiento del regulador automático de voltaje
- Pérdida repentina de carga
- Separación del generador del sistema de potencia durante operación en islas eléctricas

El pickup debe ser ajustado arriba de la máxima tensión de operación normal, el relé puede tener una característica de tiempo inverso o definido para darle oportunidad al regulador de responder a condiciones transitorias antes de que ocurra el disparo.

Adicionalmente, puede ser aplicado un elemento instantáneo para sobre tensiones muy altas.

Es importante que el relé de sobre tensión tenga una respuesta plana a la frecuencia, porque pueden presentarse cambios de frecuencia durante el evento de sobre tensión.

Criterios para ajustes de la función 59 en Generadores

RELEVADOR T.I. e INSTANTANEO.

PU : 110% Vnom.

Tiempo: 2.5 seg. A 140 % de PU (Pick UP).

Instantaneo: 130 - 150 % Vnom.

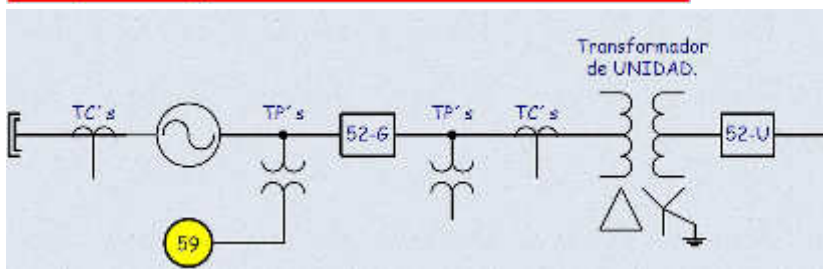
RELEVADOR TIEMPO DEFINIDO (2 Elementos):

Alarma PU : 110% Vnom.

Tiempo: $10 < t < 15$ seg.

Trip PU : 150% Vnom.

Tiempo : 2 seg.



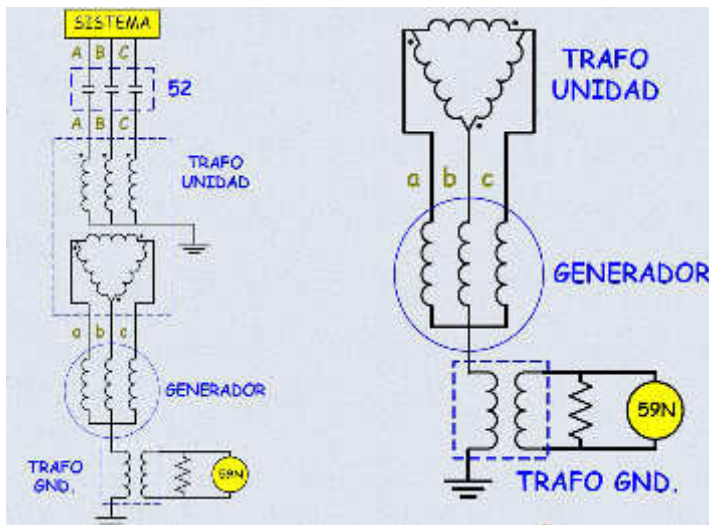
59N-ALTO VOLTAJE EN EL NEUTRO.

La función 59N proporciona protección contra fallas a tierra del estator, cuando el generador está conectado a tierra mediante una alta impedancia (transformador de distribución).

El relé usado para esta función está diseñado para ser sensible a tensión de frecuencia fundamental e insensible a tensión de tercera armónica y a otras tensiones armónicas de secuencia cero, que están presentes en el neutro del generador.

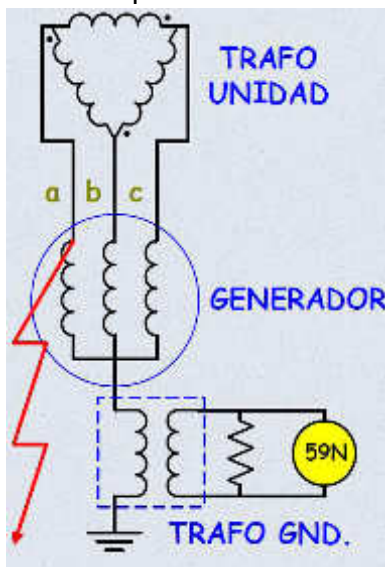
Puesto que la impedancia de puesta a tierra es grande comparada con la impedancia del generador y otras impedancias en el circuito, la tensión total fase-neutro será imprimida a través del dispositivo de puesta a tierra con una falla línea a tierra en las terminales del generador.

La tensión en el relé es función de la relación del transformador de distribución y del lugar de la falla.



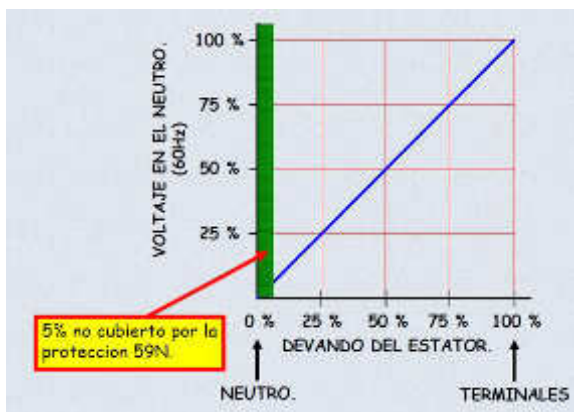
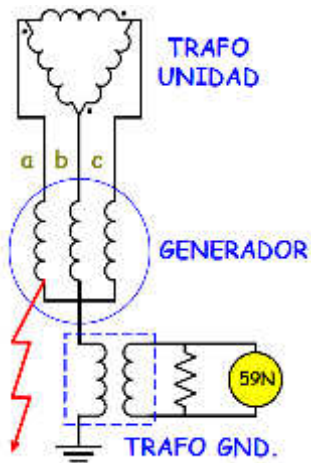
La tensión total fase-neutro será imprimida a través del dispositivo de puesta a tierra con una falla línea a tierra en las terminales del generador.

La tensión será máxima para una falla en terminales y disminuirá en magnitud a medida que la falla se mueva de las terminales del generador hacia el neutro.



Típicamente, el relé de sobre tensión tiene una juste de pickup mínimo de aproximadamente 5Volts.

Con este ajuste y con la relación del transformador de distribución, típicas, este esquema es capaz de detectar fallas hasta del orden del 2-5% al neutro del estator.

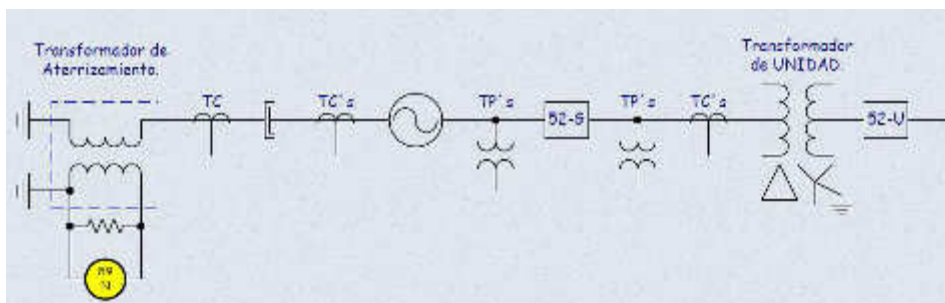


Criterios para ajustes de la función 59N en Generadores

59N PU : 5 V.

Tiempo : 5 Seg.

El ajuste de tiempo debera ser coordinado con los demas equipos de proteccion.



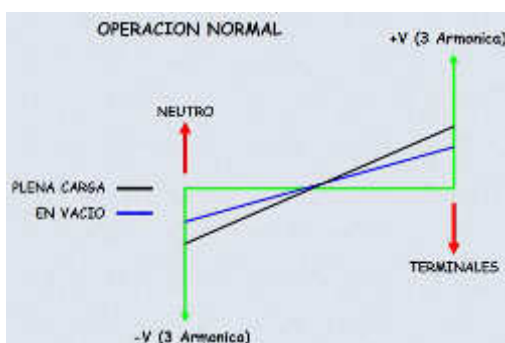
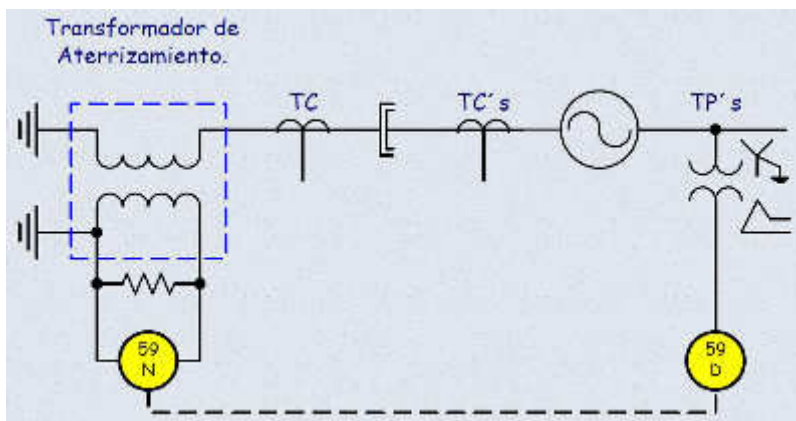
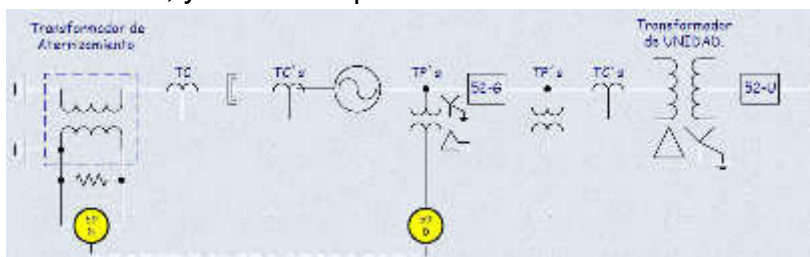
59D-DIFERENCIAL DE VOLTAJE CON 3ª ARMONICAS.

Esta función compara el voltaje de tercer armónico del neutro, contra el voltaje de tercer armónico presente en las terminales del generador.

La relación de estos voltajes, es relativamente constante para todas las condiciones de carga.

Una falla fase a tierra en el estator, romper a este equilibrio, y provocar a el disparo del relé 59D.

Cuando ocurre una falla fase a tierra en el estator, el voltaje de tercer armónico se incrementa, y causa la operación del relé.



60FL-PERDIDA DE FUSIBLES.

En generadores grandes, es práctica común usar dos o más grupos de transformadores de potencial (TP's) en la zona de protección del generador.

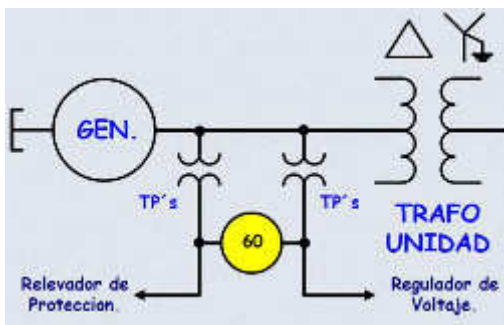
Los TP's están normalmente conectados en estrella a tierra, normalmente tienen fusibles secundarios y posiblemente fusibles primarios.

Estos TP's son usados para proporcionar potencial a los relés de protección y al regulador de tensión.

Si se funde un fusible en los circuitos de los TP's, las tensiones secundarias aplicadas a los relés y al regulador de tensión serán reducidas en magnitud y desplazadas en ángulo de fase.

Típicamente, los esquemas de protección tales como 21, 32, 40 y 51V son afectados y normalmente son bloqueados cuando se pierde potencial. Si los TP's que pierden potencial alimentan al regulador, su control se debe transferir a operación manual, a otro regulador o a otros TP's, lo que sea apropiado para evitar una condición de sobreexcitación.

El método más común para proporcionar protección por pérdida de la señal de TP's es un relé de balance de tensiones, el cual compara la tensión secundaria trifásica de 2 grupos de TP's. Cuando un fusible se funde en el circuito de alguna de las fases de un grupo de TP's, la relación de tensiones sufre un desbalance y el relé opera. Históricamente, este relé ha sido ajustado alrededor del 15% de desbalance entre tensiones.



Un método moderno usado en la detección de fallas de TP's hace uso de la relación de tensiones y corrientes de secuencia durante la pérdida de potencial.

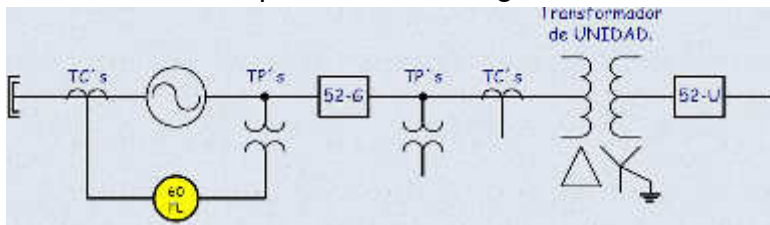
Cuando se pierde la señal de un TP, las tres tensiones de fase se vuelven desbalanceadas.

Debido a este desbalance, se produce una tensión de secuencia negativa. La tensión de secuencia positiva disminuye con la pérdida de la señal de un TP.

Para distinguir esta condición de una falla, se verifican las corrientes de secuencia positiva y negativa.

Este tipo de detección puede ser usado cuando únicamente se tiene un grupo de TP's aplicados al sistema del generador.

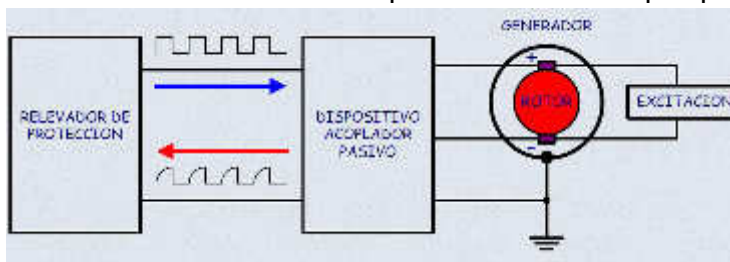
Este método es implementado fácilmente en sistemas de protección de generador basados en microprocesador es digitales.



64B-ESCOBILLA SUELTA.

El uso del método de inyección para la detección de tierra en el campo, provee una manera de determinar el estado del contacto entre la escobilla y el rotor (campo) del generador.

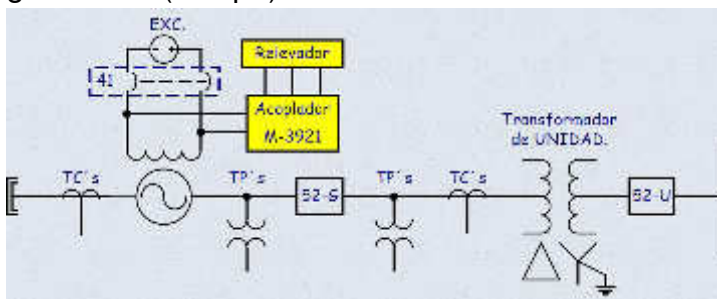
Si una escobilla se suelta mientras la unidad esta en servicio, puede causar un daño sustancial a la estructura de montaje de la escobilla debido al arco creado, y eventualmente causara disparo de la unidad por perdida de campo.



Saber cuándo deben ser reemplazadas o ajustadas las escobillas es una información valiosa para el personal de mantenimiento.

El relé proporciona monitoreo que puede detectar los más mínimos cambios en el circuito de escobilla suelta durante la operación del generador.

Analizando la señal del voltaje de retorno inyectado por el relé de tierra en el campo, se observa que tan bueno es el contacto entre las escobillas y el rotor del generador (campo).

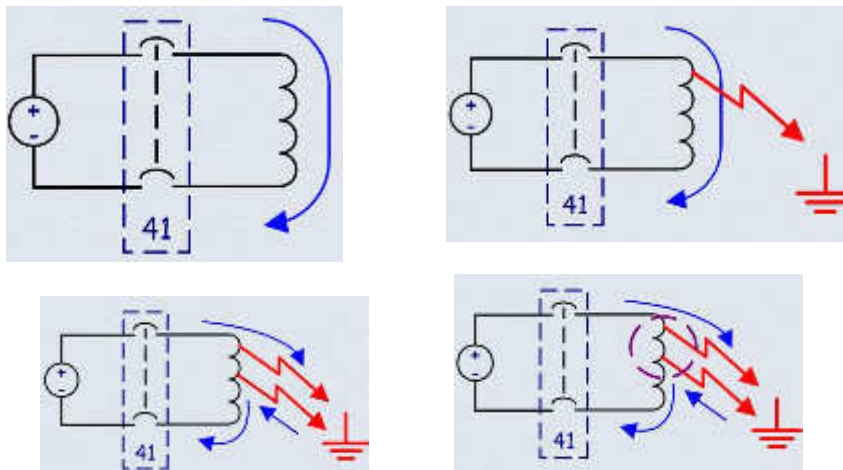


64F-FALLA A TIERRA EN EL CAMPO.

El circuito de campo de un generador es un sistema de C.D. no puesto a tierra.

Una sola falla a tierra generalmente no afectará la operación de un generador ni producirá efectos de daño inmediato.

Sin embargo, la probabilidad de que una segunda falla a tierra ocurra es mayor después de que la primera falla a tierra ha ocurrido.



Cuando se tiene una segunda falla a tierra, una parte del devanado de campo estará cortocircuitada, produciendo por lo tanto flujos desbalanceados en el entrehierro de la máquina. Los flujos desbalanceados producen fuerzas magnéticas desbalanceadas las cuales dan como resultado vibración y daño de la máquina.

Una tierra en el campo también produce calentamiento del hierro del rotor debido a las corrientes desbalanceadas.

Dentro de la industria las prácticas de disparo para relés de tierra en el campo no están bien establecidas. Algunas empresas disparan, mientras que otras prefieren alarmar, arriesgando así tener una segunda falla a tierra y mayor daño.

100%-FALLA A TIERRA DEL ESTATOR (59N/27TH).

El esquema de protección más ampliamente usado en sistemas puestos a tierra con alta impedancia, consiste de un relé de sobre tensión con retardo de tiempo (59N) conectado a través del resistor de puesta a tierra para sensar tensión de secuencia cero.

Estos esquemas, aunque adecuados, sólo proporcionan protección sensible para únicamente alrededor del 95% del estator.

Esto es debido a que la falla en el 5% restante del devanado, cerca del neutro, no causará suficiente tensión residual de 60Hz para operar a estos relés.

Es importante proteger todo el generador con un sistema de protección de falla a tierra adicional de tal forma que se cubra el 100% del devanado.

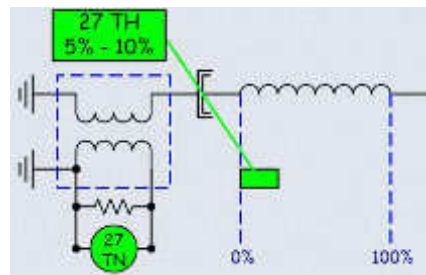
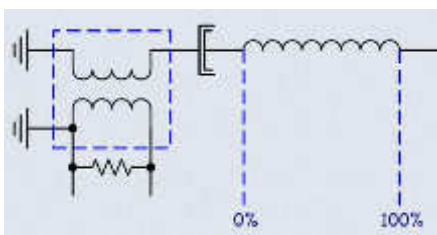
Las componentes de tensión de 3ª Armónica están presentes en las terminales de casi todas las máquinas en diferentes grados; se presentan y varían debido a las diferencias en el diseño y fabricación.

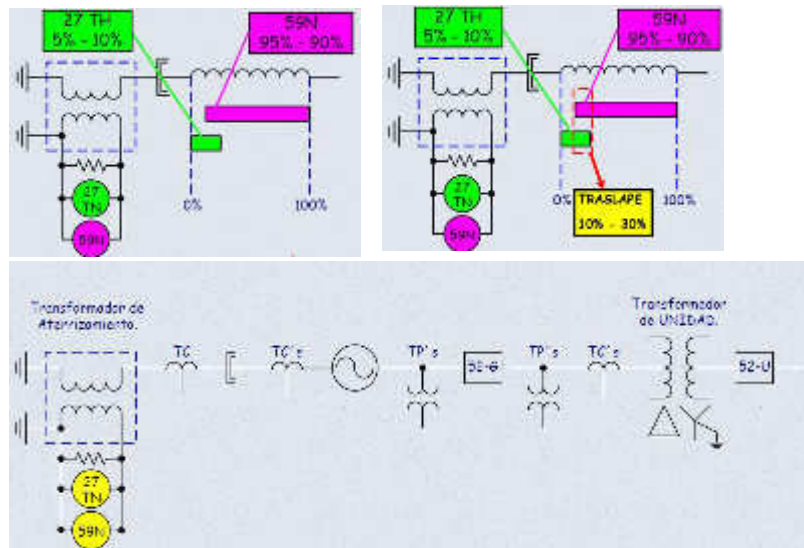
Para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuye.

Por lo tanto, un relé de baja tensión que operan a partir de la tensión de 3ª Armónica medido en el extremo del neutro es usado para detectar las fallas cercanas al neutro.

Las fallas a tierra en el resto de los devanados serán detectadas por la protección de falla a tierra (59N).

La combinación de ambos relés proporciona protección al 100% del devanado del estator.





64S FALLA A TIERRA DEL ESTATOR (INYECCION DE SEÑAL BAJA FRECUENCIA)

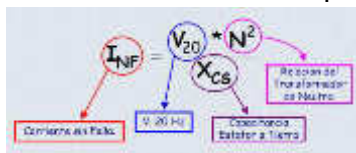
Un método para proporcionar una protección del 100% del devanado del estator, se logra a través de la inyección de una señal de baja frecuencia (20Hz), a través del secundario del transformador de neutro.

Este método proporciona protección para el generador cuando está en línea, y cuando está fuera de línea (mientras que el generador de señal y el relé de protección estén energizados).

El voltaje de 20Hz se inyecta al secundario del transformador de neutro, a través de un filtro pasa banda, el cual solo deja pasar la señal de 20Hz, y rechaza todas las demás señales.

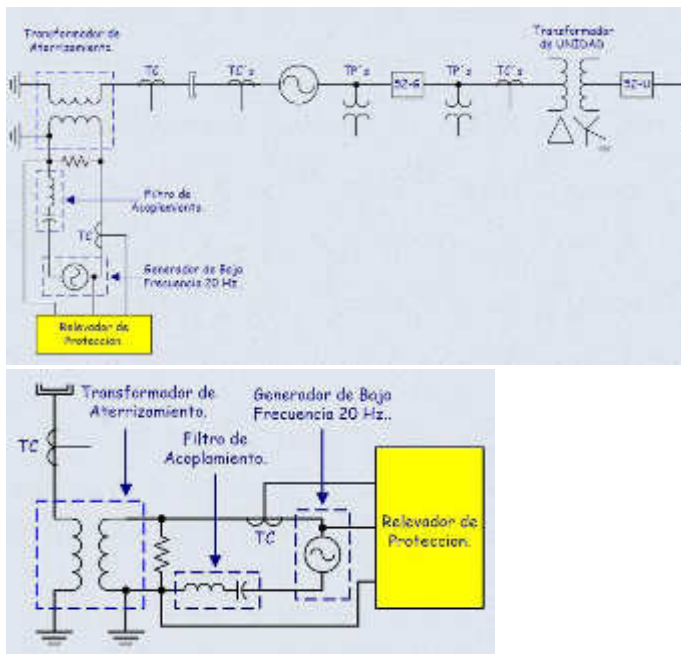
A demás de la inyección de voltaje, se utiliza un TC para medir la corriente producida por la baja frecuencia (20Hz).

Cuando el generador opera normalmente, sólo una pequeña cantidad de corriente de 20Hz fluirá por el estator, como resultado de la capacitancia del estator a tierra. La corriente de 20Hz que fluye a través del estator en condiciones normales es:



Cuando ocurre una falla a tierra en el estator (en cualquier parte del devanado), la corriente de 20Hz se incrementara, esto debido a que la capacitancia será cortocircuitada.

Este cambio en el nivel de corriente es detectado por el relevador, el cual después de un tiempo ajustado, envía una señal de disparo.



78-FUERA DE PASO.

El generador pierde el sincronismo cuando el acoplamiento magnético entre rotor y el estator es insuficiente para mantenerlo en paso con el resto del sistema.

Las consecuencias de la operación del generador en estas condiciones son:

- Altas corrientes en el estator
- Operación a una frecuencia distinta a la nominal
- Daño en el eje debido a torques transitorios asociados con el deslizamiento que aparece por las corrientes pulsantes en el estator en cada ciclo
- Daño en los devanados amortiguadores por corrientes inducidas en ellos debido a la diferencia entre la frecuencia del flujo magnético del estator y la velocidad de giro del rotor

Principales razones para la salida de paso del generador son:

- Cortocircuitos en el sistema de potencia no despejados a tiempo

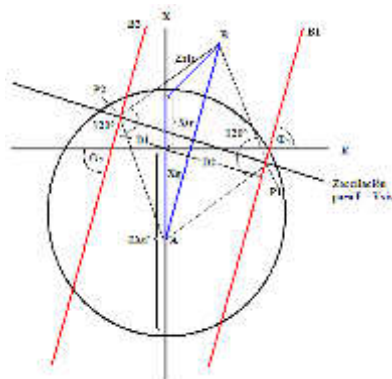
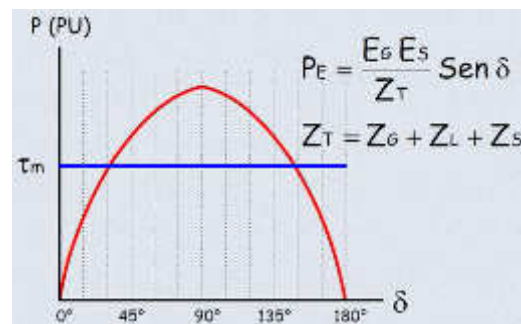
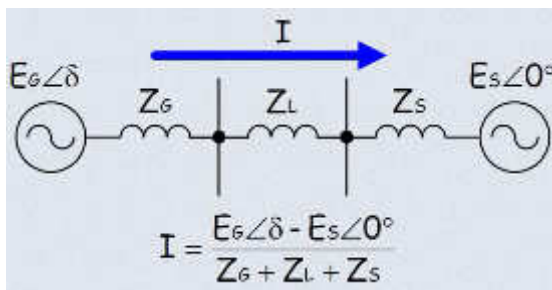
- Recierres y maniobras de interrupción en el sistema

-Incremento repentino de carga

Debido a la inercia de la masa del rotor, la respuesta del generador a todos estos eventos es amortiguada, y se ve reflejada en la variación del ángulo de carga δ , el cual oscila hasta que el generador encuentre un nuevo punto operativo y se estabilice.

Si la contingencia es demasiado severa, el generador puede no estar en capacidad de mantener el paso, y por tanto pierde estabilidad cuando δ supere los 180° .

La protección contra salida de paso del generador está basada en la medición de la impedancia vista desde los terminales del generador o transformador de unidad, cuya trayectoria es similar a la de las oscilaciones de potencia.



Relé de Distancia Tipo Mho con Dos Elementos de Blindaje B1 y B2

Criterios para ajustes de la función 78 en Generadores

Diametro : $2X'd + 1.5 XTG$

Distancia del Blinder (d) =

$$((X'd + XTG + X_{maxSG1})/2) \times \tan(90-(d/2));$$

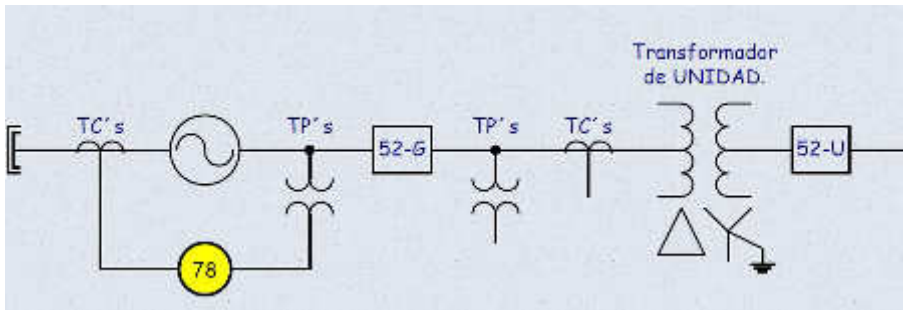
d: Separacion angular entre el generador y el sistema, en el cual el relevador determinara inestabilidad.

Si no existe un estudio de estabilidad:

$$d = 120^\circ$$

t = Resultado del estudio de destabilidad.

Tipicamente $40 < t < 100 \text{ ms}$



81-SOBRE-BAJA FRECUENCIA.

La operación del generador a una frecuencia distinta a la nominal es producida principalmente por dos razones:

- Exceso de generación en el sistema de potencia, por pérdida de una carga grande o por la salida de operación de una línea que transmitía gran cantidad de potencia. En este caso el torque mecánico impuesto por la turbina es mayor al torque eléctrico de la carga, produciendo un incremento en la velocidad del rotor y por tanto un aumento en la frecuencia.
- La sobre frecuencia no resulta ser una condición tan grave tomando en cuenta que puede ser solucionada rápidamente por el regulador de velocidad disminuyendo la potencia mecánica de la turbina.
- Sobrecarga del generador debido a la pérdida de un generador grande en el sistema de potencia. En este caso, el generador operará a una frecuencia menor a

la nominal debido a que el torque eléctrico de la carga es mayor al torque mecánico de la turbina lo que resulta en un torque de desaceleración.

La baja frecuencia es considerada un problema mayor a la sobre frecuencia, debido a que al ser ésta producida por un exceso de carga en el sistema, es muy difícil de controlar. El regulador de velocidad podrá actuar para conseguir el equilibrio entre torque mecánico y eléctrico, sólo hasta cuando la potencia eléctrica (potencia de la carga) sea menor a la máxima potencia mecánica disponible en la turbina.

En general la baja frecuencia resulta ser más crítica que la sobre frecuencia porque el operador no tiene la opción directa de control.

La calibración de la protección 81 O/U, consiste básicamente en seleccionar frecuencias y tiempos de actuación, similares a los de las bandas de operación de tiempo restringido de la curva de frecuencia anormal de la turbina, permitiendo ajustar la protección con mayor precisión y así aprovechar al máximo los límites permitidos por la turbina.

81U ALARMA:

Pickup: 59.5 Hz.

Tiempo: 10 s

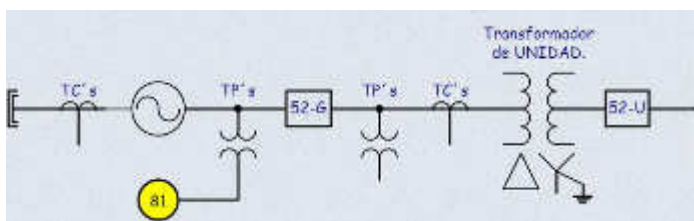
81U DISPARO:

Este ajuste debera estar por debajo del ajuste del relevador de deslastre de carga por baja frecuencia, y por encima del limite de operacion de baja frecuencia de la turbina.

81O ALARMA

Pickup: 60,6 Hz.

Tiempo: 5 sec.



UNIDAD VII. PROTECCIÓN POR HILO PILOTO

PROTECCIÓN POR PILOTO

La protección por piloto es una adaptación de los principios de la protección diferencial, para la protección de secciones de líneas de transmisión. La protección diferencial del tipo descrito en los capítulos anteriores no se utiliza para protección de líneas de transmisión, porque las terminales de una línea están separadas por una distancia muy grande para interconectar los secundarios de los TC'S en la forma descrita. La protección piloto sólo proporciona protección primaria; la protección de respaldo debe proporcionarse por protección suplementaria

Propósito de un piloto.

La fig. 1 es un diagrama unifilar de una sección de línea de transmisión que conecta a las estaciones A y B y que muestra una parte de una sección adyacente de la línea más allá de B. Supóngase que usted estaba en la estación A, donde se dispone de muchos medidores precisos para la lectura de la tensión corriente, y el ángulo de fase entre éstas para la sección AB de una línea.

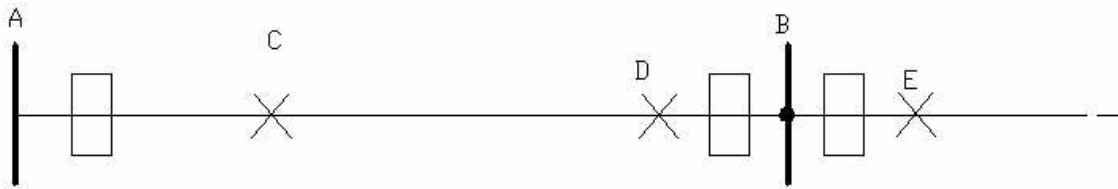


Fig. 1 Secciones de líneas de transmisión para mostrar el propósito de un piloto

Conociendo las características de la impedancia por unidad de longitud de la línea y la distancia de A a B, se podría con un relé de distancia, decir la diferencia entre un cortocircuito en C en la mitad de la línea, y en D, el extremo más lejano de la línea. Pero no se podría distinguir posiblemente entre una falla en D y una falla en E, justamente más allá del interruptor de la sección adyacente de la línea, porque la impedancia entre D y E sería muy pequeña como para producir una diferencia despreciable en las magnitudes que se estuviese midiendo. Aunque se podría detectar una ligera diferencia, no se podría estar seguro de cuánto de ésta fue debido a imprecisiones en los medidores o en los transformadores de corriente y tensión que alimentan los medidores.

Bajo dichas circunstancias, se hace difícil aceptar la responsabilidad del disparo del interruptor para la falla en D y no dispararlo para la falla en E. Pero si se estaba en la estación B, a pesar de los errores en los medidores o fuente de alimentación, se podría determinar positivamente si la falla fue en D o E, habría de

hecho una inversión completa de las corrientes, o bien, en otras palabras, una diferencia de 180° aproximadamente del ángulo de fase.

Lo que se necesita en la estación A, por lo tanto, es alguna clase de indicación cuando el ángulo de fase de la corriente en la estación B (con respecto a la corriente A) es aproximadamente de 180° de su valor para las fallas en la sección AB de la línea.

La misma necesidad existe en la estación B para fallas en cualquier lado de la estación A. Esta información puede proporcionarse suministrando a cada estación con una muestra adecuada de las corrientes reales en la otra estación, o por una señal de la otra estación cuando el ángulo de fase de su corriente es aproximadamente 180° diferente de aquella para una falla en la sección de la línea que va a protegerse.

El propósito de un piloto es transmitir cierta información de un extremo de una sección de línea al otro para hacer posible el disparo selectivo, la consideración siguiente es la utilización que debe hacerse de la información.

Sistema de disparo y bloqueo.

Si el equipo de protección en un extremo de la línea debe recibir una cierta señal o muestra de corriente del otro extremo para impedir el disparo en un extremo, se dice que el piloto va a ser un piloto de bloqueo. Sin embargo, si un extremo no puede disparar sin la recepción de una cierta señal o muestra de corriente del otro extremo, se dice que el piloto va a ser un piloto de disparo. En general, si un equipo de protección por piloto en un extremo de una línea puede disparar para una falla en la línea con el interruptor del otro extremo cerrado, pero no fluyendo corriente en ese otro extremo, éste es un piloto de bloqueo, de otra manera es igual a un piloto de disparo.

Los Sistemas de Comunicaciones que se utilizan para la Protección Piloto son básicamente los siguientes:

- Hilo Piloto
- Señal de alta frecuencia (Onda Portadora; Microondas y Fibra Óptica).

Protección con Hilo Piloto

Se usa en circuitos del orden de 30 Km, cuando económicamente no se puede justificar un esquema de Onda Portadora.

Para líneas más largas, tanto la resistencia del cable como la corriente capacitiva se hacen muy grandes comparadas con las correspondientes del relé razón por la cual se debe proponer otro esquema. Se puede construir sobre la misma estructura de la línea de transmisión, pero puede tener muchos problemas de tensiones inducidas o de la caída de los conductores de fase. Normalmente para aislar los relés de tensiones inducidas, y de diferencias de potencial entre las tierras de subestación, se usan transformadores aisladores. Según el esquema utilizado esta puede ser de CD o CA.

Protección por Hilo Piloto de CD

Para ciertas aplicaciones, algunos de estos arreglos tienen ventajas, sobre todo donde las distancias son cortas y donde una línea puede derivarse a otras estaciones en uno o más puntos. Sin embargo, la protección por hilo piloto de CD es obsoleta para otros casos de aplicaciones muy especiales. Un ejemplo de la protección por hilo de CD se muestra esquemáticamente en la fig. 2.

Los equipos de protección en las tres estaciones están conectados en un circuito serie que incluye los hilos piloto y una batería en la estación A. Normalmente, la batería origina que fluya la corriente a través de los contactos b del relé de sobre corriente y de la bobina del relé supervisor en cada estación. Pero no lo suficiente para activarlos.

Si ocurre un cortocircuito en la sección de la línea de transmisión, el relé de sobre corriente abrirá su contacto b en cualquier estación donde haya un flujo de corriente de cortocircuito. Si la corriente de cortocircuito que fluye en una estación dada es hacia adentro de la línea, el relé direccional en esa estación cerrará su contacto a. El circuito en esta estación se encuentra así desfasado para incluir el relé auxiliar de disparo en lugar del relé supervisor. Si esto ocurre en las otras estaciones, la corriente fluirá a través de los auxiliares de disparo en todas las estaciones y dispararán los interruptores en todas las terminales de línea.

Pero si ocurre una falla externa a la sección de línea protegida, se pondrá en trabajo el relé de sobre corriente en la estación más cercana a la falla, pero el relé direccional no cerrará su contacto debido a la dirección del flujo de corriente, y el circuito estará abierto en ese punto, impidiendo así el disparo en las otras estaciones.

Por lo tanto, este arreglo tiene las características de un piloto de bloqueo donde la señal de bloqueo es una interrupción del flujo de corriente en el piloto. Sin embargo, si los relés de sobre corriente y supervisor se retiran del circuito, éste

sería un piloto de disparo, porque el disparo no podría ocurrir en cualquier estación e menos que todos los relés direccionales funcionasen para cerrar sus contactos, y el disparo sería imposible si no hubiese flujo de corriente de cortocircuito en un extremo.

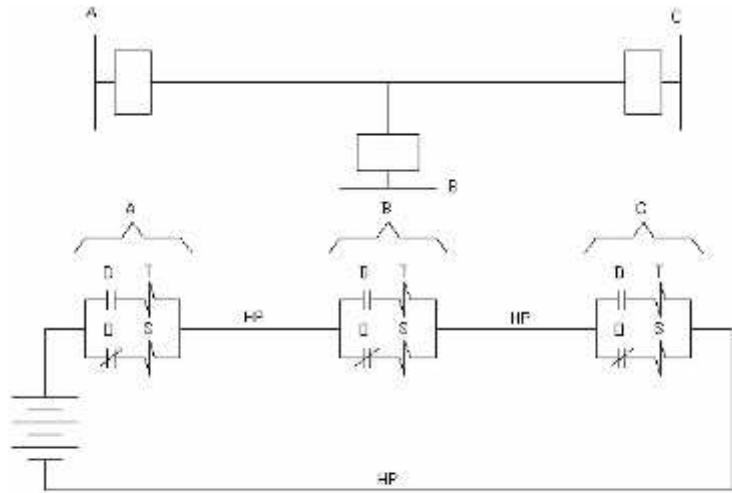


Fig. 2. Dibujo esquemático de un equipo de protección por piloto de c.a. D = relevador direccional (mho) de tensión de retención; T = relevador de sobrecorriente; S = relevador auxiliar de disparo; E = relevador auxiliar supervisor; HP = hilo piloto.

Protección por Hilo Piloto de CA

La protección por hilo piloto de CA es la más semejante a la protección diferencial de corriente. Sin embargo, está limitada la magnitud de la corriente que fluye en el circuito piloto, y sólo se requiere un piloto de dos hilos. Estas dos características hacen factible económicamente la protección por hilo piloto de CA en distancias más grandes que la protección diferencial de corriente.

Se utilizan dos métodos para implementar este esquema: Corriente Circulante y Tensión de Oposición.

Hilo Piloto por Corriente Circulante

Corriente circulante significa que la corriente circula normalmente por las terminales de los TC y el Piloto.

El principio de la corriente circulante es esencialmente el de un relé diferencial porcentual, excepto que se utiliza un relé de equilibrio de corriente en cada extremo del piloto. La única razón para tener un relé en cada extremo es evitar que tenga que recorrer un circuito de disparo de la longitud total del piloto

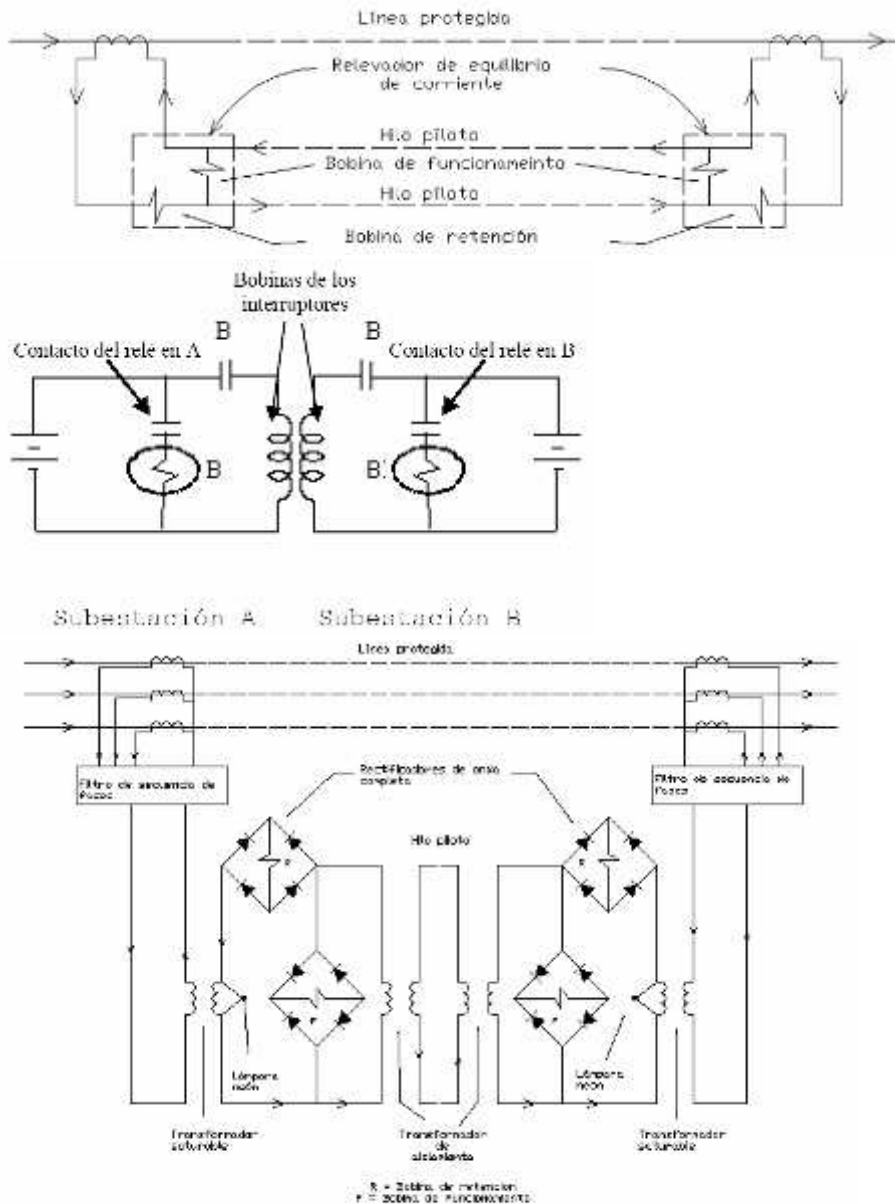


Fig. 6 Conexiones esquemáticas de un equipo de protección por hilo piloto de c.a. de corriente circulante

Hilo Piloto por Tensiones en Oposición

Se utiliza un relé tipo de equilibrio de corriente y los TC están conectados de tal forma que las tensiones a través de las bobinas de retención en los dos extremos del piloto están en oposición para la corriente que fluye por la sección de línea como hacia la carga o falla externa. Por lo tanto, no fluye corriente en el piloto, excepto corriente de carga, si suponemos que no hay desequilibrio entre las salidas de los TC. Las bobinas de retención sirven para impedir el funcionamiento del relé debido a dichas corrientes de desequilibrio.

Pero si ocurre un cortocircuito en la sección de la línea protegida, la corriente circulará en el piloto y funcionarán los relés en ambos extremos. La corriente fluirá también por las bobinas de retención; pero en una aplicación adecuada, esta corriente no será suficiente para impedir el funcionamiento del relé; la impedancia del circuito piloto será el factor que gobierne.

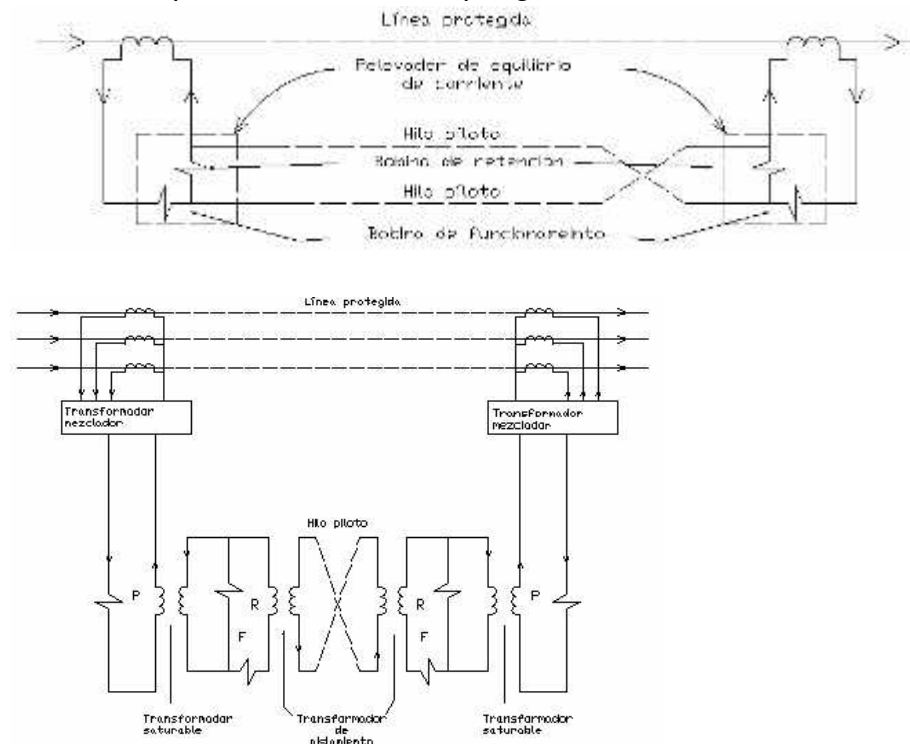


Fig. 7 Conexiones esquemáticas de un equipo de protección por hilo piloto de c-a de tensión de oposición. P = Bobina de corriente de polarización R = Bobina de tensión de retención F = Bobina de corriente de régimen o de funcionamiento.

Protección Piloto por Señal de Alta Frecuencia

Estos esquemas usan un canal de comunicación como onda portadora por la línea de transmisión, microondas o línea de comunicaciones, para determinar en el más corto tiempo posible si una falla ocurrió dentro de la línea protegida o fuera de ella.

La acción de la protección puede darse por la recepción de una señal (de disparo) o por la no recepción de la señal, (de bloqueo).

Dentro de estos esquemas desarrollaremos:

Piloto por Onda Portadora (power line carrier): para líneas de transmisión de alta tensión, hasta los 400 km.

Piloto por Microondas: para distancias mayores a 50 km pero con línea de vista directa entre los elementos.

Piloto por Fibra Óptica: Enlace directo con distancias hasta los 150 km y para mayores distancias con amplificadores repetidores.

Piloto por Onda Portadora

El sistema de Onda Portadora envía señales de alta frecuencia utilizando la misma línea de transmisión como medio para las telecomunicaciones.

Para ello, los Equipos Transmisores/Receptores de Onda Portadora son acoplados a la Línea de Transmisión a través de un Capacitor (que usualmente es el mismo del Transformador de Tensión Capacitivo) y se filtra a la entrada de las señales a la Subestación mediante una Trampa de Onda. Se debe mencionar que las Cuchillas de Puesta a Tierra de la Línea están ubicadas fuera del Enlace de Telecomunicaciones por lo que la Puesta a Tierra de la Línea no le afecta a la transmisión de la alta frecuencia.

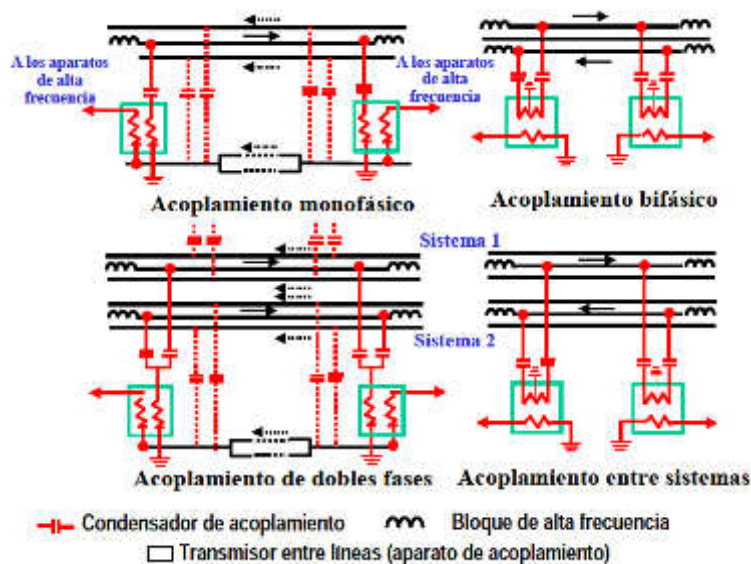
Este sistema también tiene el inconveniente de estar expuesto a la interferencia de la línea de transmisión.

En la operación permanente el ruido del efecto corona causa interferencia; pero, durante las fallas puede ser más crítica la transmisión, ya que la propia falla puede ser causa de una gran atenuación de la señal. Por esta razón no se utiliza acoplamientos sencillos (fase-tierra) sino que se prefiere acoplamientos redundantes (fase-fase o mejor terna-terna).

La Onda Portadora transmite señales en el rango de 40 kHz – 400 kHz, siendo preferidas las frecuencias mas bajas sobre todo para las líneas largas. Cada enlace emplea un ancho de banda de 4 kHz ó 8 kHz en cada sentido.

La transmisión puede hacerse con el envío (o no envío) de la señal; pero, también con el envío de una señal permanente (señal de guarda) en una determinada frecuencia, la cual se cambia por otra señal de una frecuencia algo diferente (señal de operación o disparo).





Piloto por Microondas

El Piloto de Microondas emplea un canal de radio (frecuencia alta en el rango de 1350 MHz – 39500 MHz) por lo que requiere una línea de visión entre ambos puntos extremos, por tanto, muchas veces es necesario utilizar estaciones repetidoras. Este sistema, es totalmente inmune a las interferencias electromagnéticas de la línea, pero como la señal se propaga a través del aire, se ve afectada por las condiciones atmosféricas y puede desaparecer por instantes.

Por esta razón el piloto por microondas utiliza el esquema de disparo, ya que si la señal fuera de bloqueo desapareciera, podría producir un disparo erróneo.

Por otra parte, si la señal de disparo desaparece para una falla interna, podría impedir el disparo de los interruptores y tendría que apelarse a la protección de respaldo (más lenta).



Piloto por Fibra Óptica

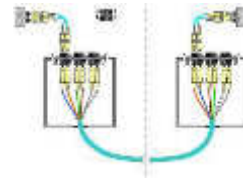
El sistema de Fibra Óptica utiliza una fina fibra de vidrio la cual tiene una baja atenuación a las ondas de luz que pueden viajar en su interior, debido a su alto índice de refracción y está rodeado de un material similar con un índice de refracción menor.

El Cable de Fibra Óptica suele ser instalado dentro del Cable de Guarda de la línea de transmisión, ya que por tratarse de la transmisión de luz es totalmente

inmune a las interferencias electromagnéticas de la línea. Además, los Relés normalmente están preparados para un acoplamiento directo a la Fibra Óptica.

Por estas razones, este medio resulta de muy fácil aplicación e integración a la protección de las líneas de transmisión.

Existen enlaces de distinta capacidad y en una aplicación específica de protección, donde se utiliza señales analógicas y lógicas, es usual emplear enlaces de mediana capacidad con una velocidad de transmisión de 64 kbits/segundo. Sin embargo, existen enlaces de hasta 2 Mbits/segundo.



SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN

SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN ANALÓGICA

Se constituye un Sistema de Teleprotección Analógica cuando se aplican las siguientes protecciones:

Protección Diferencial Longitudinal

En esta protección se detecta las fallas cuando existe una diferencia entre las corrientes de entrada y salida de la línea. Evidentemente no se debe considerar como falla la diferencia de corrientes por causa de la corriente de carga de la línea.

Para la Protección Diferencial Longitudinal se puede emplear Hilos Piloto o Fibra Óptica.

Protección por Comparación de Fase

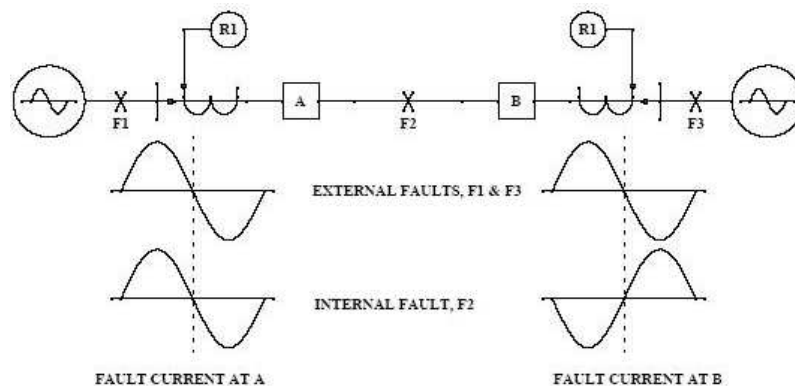
En esta protección se mide el ángulo de fase de la corriente de entrada a la línea en ambos extremos y se puede detectar la falla cuando existe un desfase de 180° que indica que la corriente no fluye por la línea sino que ambos extremos alimentan una falla. Como se aprecia en la figura, el sistema es sumamente selectivo ya que cuando se produce una falla externa como las indicadas en F1 y F3, las corrientes en ambos extremos estarán prácticamente en fase; pero, si se

produce una falla interna como la marcada en F2, ambos extremos alimentarán la falla y las corrientes tendrán un desfase de 180° . Para la Protección por Comparación de Fase se puede emplear Onda Portadora o Fibra Óptica

Hay dos sistemas de Comparación de Fase que son:

- Sistema con Segregación de Fases: en el cual la comparación de fase es efectuada en cada fase por separado. Prácticamente se trata de una protección por cada fase.
- Sistema de Fases No Segregadas: en el cual las corrientes de las tres fases son sumadas geométricamente en una proporción pre-establecida, de manera de obtener una cantidad susceptible de identificar una falla.

En este sistema solamente se necesita entrada de corrientes y no se considera la magnitud sino el ángulo de fase; por tanto, no es afectado por las oscilaciones de potencia ni tampoco por las corrientes de secuencia cero inducidas en las líneas paralelas.



SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN LÓGICA

Se tiene un Sistema de Teleprotección Lógica cuando se envía señales tipo digital de una subestación a otra para establecer una lógica que permita decidir si existe una falla con la finalidad de efectuar el correspondiente disparo de los interruptores. Estos sistemas se pueden clasificar en los siguientes tipos:

Sistemas de Comparación Direccional que transmiten señales permisivas o de bloqueo según la dirección de la corriente (entrando o saliendo de la línea).

Sistemas para Transferencia de Disparo que transmiten señales directas o permisivas del disparo cuando se detecta una falla dentro del alcance ajustado en el relé.

Debido a que en estos sistemas solamente se requiere enviar señales tipo digital se puede emplear cualquiera de los Sistemas de Telecomunicaciones antes mencionados; es decir, Hilo Piloto, Onda Portadora, Radio o Fibra Óptica.

LOS SISTEMAS DE TELEPROTECCIÓN LÓGICA MÁS USADOS SON:

Sistemas de Comparación Direccional

- Bloqueo por Comparación Direccional (DCB)
- Desbloqueo por Comparación Direccional (DCU)

Sistemas para Transferencia de Disparo

–PUTT (Permissive Under reaching Transfer Trip): Disparo transferido en subalcance permisivo.

–POTT (Permissive Over reaching Transfer Trip): Disparo transferido en sobre alcance permisivo

–DUTT (Direct Under reaching Transfer Trip): Disparo Directo Transferido en subalcance.

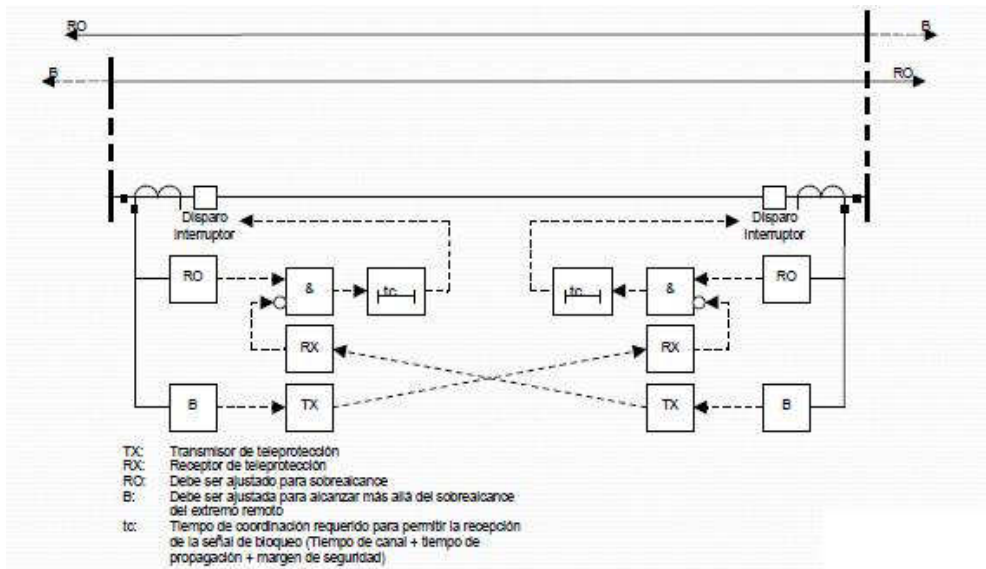
- AZ Aceleración de Zona

Bloqueo por Comparación Direccional (DCB)

Para estos sistemas, la señal transferida es utilizada para bloquear la protección durante fallas externas.

Se requiere dos zonas de distancia:

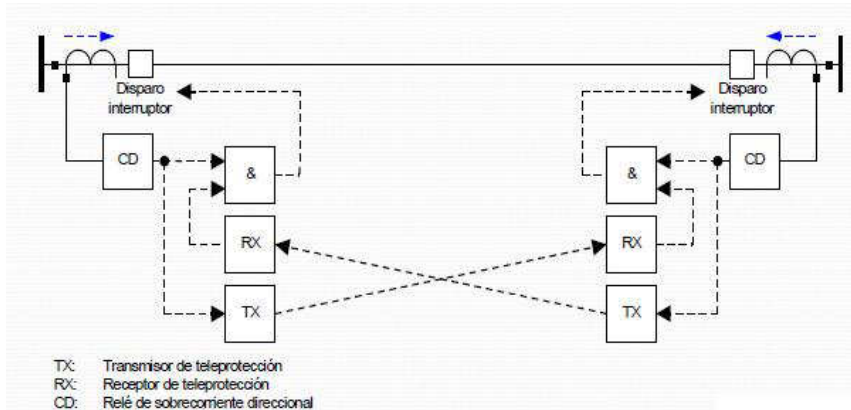
1. Una zona de arranque rápido que envía la señal de bloqueo al extremo remoto cuando la falla está fuera de la zona protegida, en la dirección inversa.
2. Una zona de sobre alcance direccional en la dirección hacia delante, que inhibe el bloqueo de señal durante fallas en la dirección hacia delante, e inicia disparo del interruptor si no está presente la señal de bloqueo desde el extremo remoto.



Desbloqueo por Comparación Direccional (DCU)

En este esquema sólo se compara la dirección de la corriente, es decir, si hay una falla dentro de la línea, los dos relés asociados verán la falla hacia delante y cada uno envía una señal permisiva al otro extremo produciéndose el disparo.

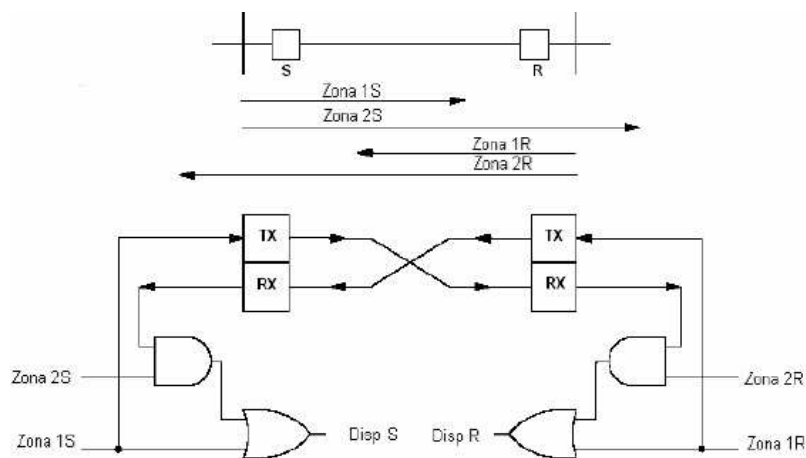
Normalmente, este esquema se implementa con relés de sobre corriente de tierra direccional, muy sensible para la detección de fallas de alta impedancia.



PUTT (Esquema de subalcance permisivo).

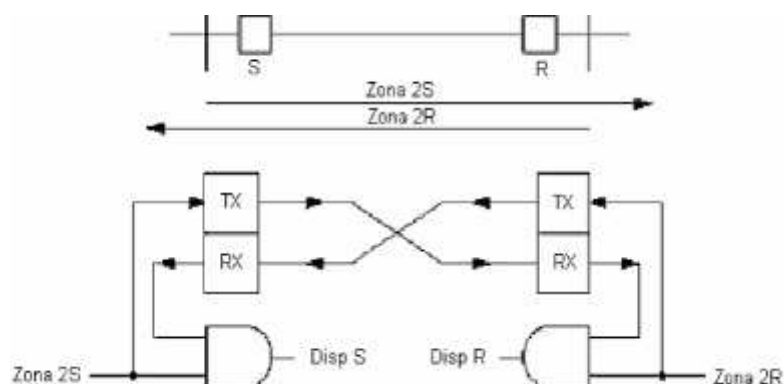
El PUTT requiere de una función de subalcance (zona 1) que dispare el interruptor local y envíe una señal al extremo remoto, y de una función de sobre alcance (zona 2). El interruptor del extremo remoto abrirá cuando reciba la señal si su elemento de zona 2 está detectando una falla. El PUTT no enviará señal para fallas por fuera de la sección de la línea. Este esquema no requiere de lógica para inversiones de corriente en líneas paralelas. El esquema de teleprotección en

subalcance permisivo, PUTT, es reconocido como seguro, dado que no ocasiona falsos disparos.



POTT (Esquema de sobre alcance permisivo).

El POTT usa un elemento de zona 2 en sobre alcance (también se puede usar la zona 1 a más del 100% de la línea) para enviar una señal al extremo remoto. El interruptor abre cuando recibe la señal si su elemento de zona 2 (o el de zona 1 en sobre alcance) está detectando una falla. Con fallas externas solamente operará una de las unidades de sobre alcance, por lo que no se efectuará disparo en ninguno de los terminales. El esquema es seguro ya que no dispara para falla externa, pero es menos fiable por los posibles problemas en el canal de comunicaciones, caso en el que no habría disparo ante fallas internas. Este esquema necesita lógica de inversión de corriente en líneas paralelas.

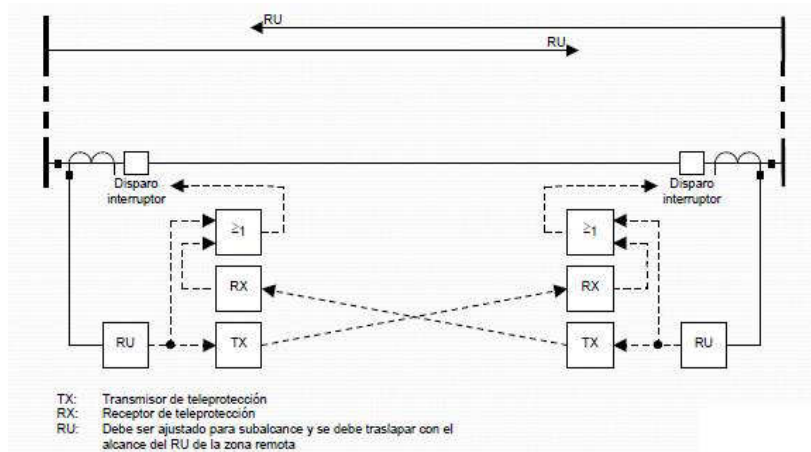


DUTT (Disparo Directo Transferido en subalcance)

En este esquema el interruptor es abierto directamente al recibir una señal, su zona de trabajo tiene un alcance de alrededor del 80% de la línea protegida, cualquiera de los relés ubicados en los extremos de línea al detectar una falla genera una señal que es enviada al relé del extremo opuesto, el mismo que emite la señal de disparo que se produce al presentarse cualquiera de estas dos condiciones:

- Envío de señal: El Relé detectó una falla en su zona de ajuste.
- Recepción de señal: El Relé del extremo opuesto detectó una falla en su zona de ajuste.

Este esquema también es conocido como Disparo Directo, razón por la cual, al producirse una señal de disparo errónea puede ocasionar una falsa operación del relé y generar problemas en el sistema.



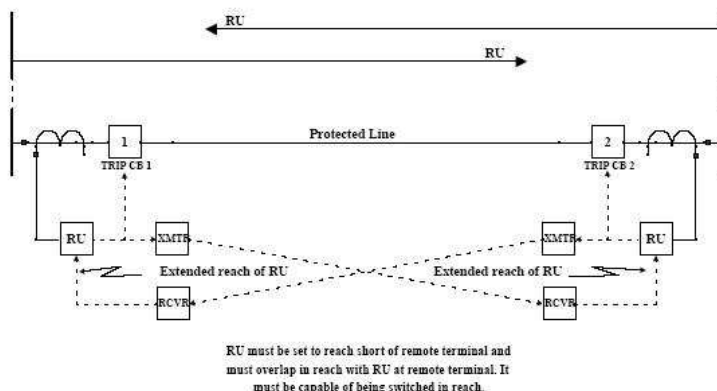
AZ (Aceleración de Zona)

En este sistema se emplea Relés de Distancia en ambas subestaciones, los cuales podrían estar ajustados de la siguiente manera:

- Zona 1 al 85% de la longitud de la línea
- Zona 2 al 120% de la longitud de la línea
- Zona A (Aceleración) al 120% de la longitud de la línea

En este sistema, en cada extremo de la línea, las fallas cercanas al 85% de la longitud son despejadas por la Zona 1 y el 15% alejado será despejado por la Zona2 en un tiempo mayor.

La Teleprotección permite mejorar este desempeño obteniendo tiempos más cortos. Para ello, la Zona 1 de la Subestación Remota envía una señal, la cual hace intervenir a la Zona A que tiene un mayor alcance que la Zona 1. Usualmente se utiliza como Zona A a la Zona 2 y se dice que se acelera su operación porque actúa sin ninguna temporización.



LINEAS DE TRANSMISION			LINEA PROTEGIDA					LINEA SIGUIENTE			
			10%	...	80%	90%	100%	110%	120%	130%	150%
DETECCION DE LA FALLA	SUBESTACION LOCAL		Zona1 = 85%ZLinea t1 = 0			ZonaA = 120% ZLinea tA = 0					
		Zona2 = 120% ZLinea t2 = 0.5 s							Zona3 > 150% ZLinea t3 = 1 s		
	SUBESTACION REMOTA	Zona1, ZonaA, Zona2 y Zona3 con alcances y tiempos similares a Subestacion Local					ZonaR = 50%ZLinea t1 = 0				
FUNCIONAMIENTO SIN TELEPROTECCION			Zona 1 DETECTA LA FALLA OPERA EN t1 = 0 Seg.			Zona 2 DETECTA LA FALLA OPERA EN t1 = 0.5 Seg.			Zona 2 DETECTA LA FALLA OPERA EN t1 = 1 Seg.		
FUNCIONAMIENTO CON TELEPROTECCION	COMPARACION DIRECCIONAL	DCB	Zona1 DETECTA LA FALLA Y OPERA EN t1 = 0 Seg.			Si ZonaR opuesta NO envia Señal DCB Zona2 dispara con t2=0		NO HAY Disparo ZonaR envia Señal DCB		NO HAY Disparo ZonaR envia Señal DCB	
		DCU	Zona1 DETECTA LA FALLA Y OPERA EN t1 = 0 Seg.			Si ZonaR opuesta NO envia Señal DCB Zona2 dispara con t2=0		NO HAY Disparo ZonaR envia Señal DCB		NO HAY Disparo ZonaR envia Señal DCB	
	TRANSFERENCIA DE DISPARO	DUTT	Zona1 DETECTA LA FALLA Y OPERA EN t1 = 0 Seg.			Disparo por recepci3n de DUTT con t=0		NO HAY Disparo NO HAY Señal		NO HAY Disparo NO HAY Señal	
		PUTT	Zona1 DETECTA LA FALLA Y OPERA EN t1 = 0 Seg.			Si se recibe Señal PUTT Zona2 dispara con t2=0		NO HAY Disparo NO HAY Señal		NO HAY Disparo NO HAY Señal	
		POTT	Zona1 DETECTA LA FALLA Y OPERA EN t1 = 0 Seg.			Si se recibe Señal POTT Zona2 dispara con t2=0		NO HAY Disparo NO HAY Señal		NO HAY Disparo NO HAY Señal	
		AZ	Zona1 DETECTA LA FALLA Y OPERA EN t1 = 0 Seg.			Si se recibe Señal POTT ZonaA dispara con t2=0		NO HAY Disparo NO HAY Señal		NO HAY Disparo NO HAY Señal	

UNIDAD VIII. RELÉS ELECTRÓNICOS

RELÉS ESTÁTICOS

El término estático se refiere a que el relé no tiene partes móviles. No es estrictamente el caso para un relé estático ya que los contactos de salida son generalmente relés mecánicos. En un relé de protección el término estático se refiere a que el relé no utiliza partes móviles para crear la característica del relé.

Su diseño está basado en el uso de elementos electrónicos análogos en vez de bobinas e imanes para crear la característica del relé. Las primeras versiones utilizaron elementos discretos como transistores y diodos en conjunto con resistencias, condensadores, inductores, etc., pero los avances de la electrónica permitieron el uso de circuitos integrados lineales y digitales en las versiones posteriores para el procesamiento de las señales e implementación de funciones lógicas.

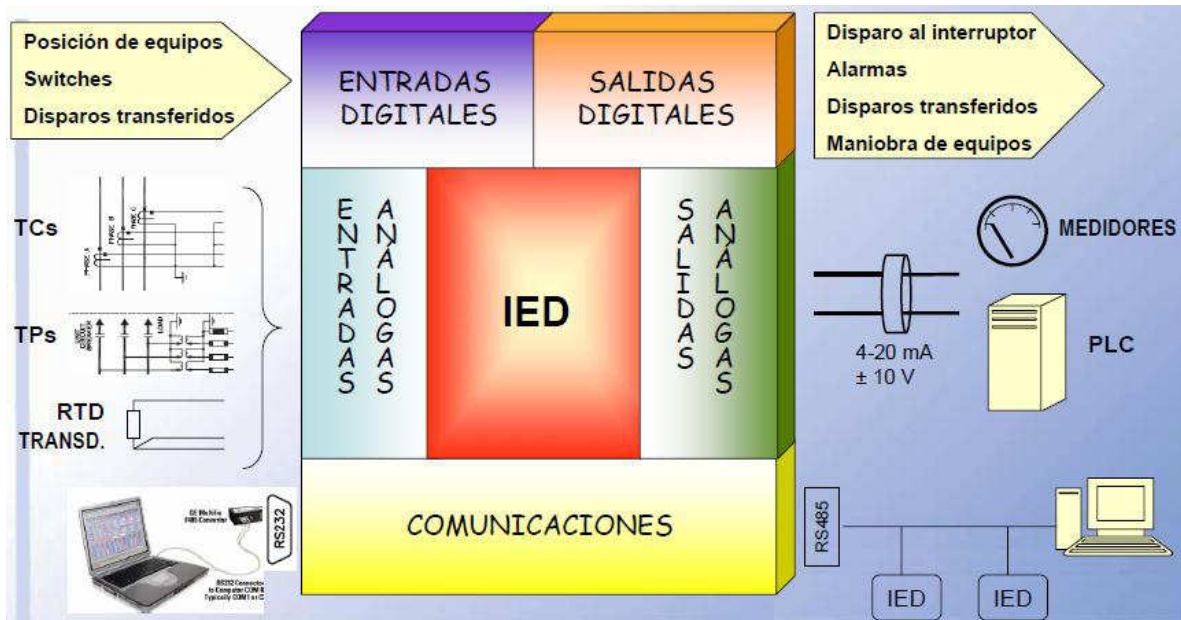
RELÉS DIGITALES Y RELÉS NUMÉRICOS

Los relés digitales introdujeron un cambio importante de tecnología. Los circuitos análogos utilizados en los relés estáticos, fueron remplazados por microprocesadores y microcontroladores, para implementar las funciones de los relés.

Comparados con los relés estáticos, los relés digitales utilizan conversión análoga/digital (A/D) de todas las variables análogas medidas.

Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología. Típicamente utilizan un procesador de señal digital (DSP), acompañado de un software asociado.

La continua reducción en el costo de los microprocesadores y de los elementos digitales asociados, lleva naturalmente a que un solo equipo es utilizado para proveer un rango de funciones que anteriormente eran implementadas por equipos separados.



PARTES CONSTITUTIVAS

