

Omar Chayña Velasquez

Protección de Sistemas Eléctricos

Protección de Sistemas Eléctricos

Autor-Editor:

© Omar Chayña Velasquez

Jr. Angamos N° 252 - Puno

Telef. 923994087

omar.eletrica@gmail.com

Puno – Perú

Primera edición, enero 2019

Tiraje: 1000 ejemplares

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N°
2018-17980

ISBN: 978-612-00-4091-1

Se terminó de imprimir en enero del 2019 en:

Imprenta JR.- Puno de

Juliana Quispe Coaquira

RUC: 10013165985

Arequipa N° 728 – Puno

PROLOGO

El presente trabajo tiene por objetivo auxiliar a los alumnos de curso de protección de sistemas eléctricos de potencia. Por otro lado, muchos profesionales están envueltos en proyectos de protección de sistemas eléctricos de media y alta tensión para ser una fuente de consulta.

Inicialmente, generaremos al lector una estructura básica de un sistema de protección, analizando desde los transformadores de medida, fuentes auxiliares, pasando por los relés de protección, conceptos de coordinación y selectividad, sistemas de comunicación para el uso del sistema de protección etc. Son informaciones necesarias para que puedan entender con facilidad los asuntos abordados en este libro.

A partir de ese concepto básico, seguirán los capítulos dedicados a los asuntos específicos, iniciando con el estudio de los transformadores de medida, para luego elaborar un largo estudio sobre los relés digitales y sus aplicaciones, sin dejar de olvidar los relés electromecánicos por su instalación y su gradual cambio por los relés digitales.

AGRADECIMIENTO

El autor agradece en especial: a Dios y a mi familia, TEONILA VELASQUEZ (mi madre), a mi esposa DIANA VELASQUEZ C., por su apoyo incondicional en todo momento y digitalización de este texto.

Al Dr. EDUARDO CESAR SENGER de la ESCUELA POLITECNICA de la UNIVERSIDADE SAO PAULO, por sus contribuciones y asesoramiento en mi maestría.

A los Doctores: Renato Monaro Machado, Giovanni Manassero Junior, Eduardo Pillini, Mario Oleskovicz, Dennis Vinicius Coury, Carlos Febres Tapia, por sus contribuciones técnicas académicas.

Agradecimiento especial al Laboratorio de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia (LPROT-USP).

Principalmente a los profesores técnicos, analistas, maestrías y doctorados, que de un modo o de otro siempre estuvieron presentes en la motivación, contribución de mi formación

ÍNDICE

© Omar Chayña Velasquez	2
CAPITULO 1	7
PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	7
1.1 INTRODUCCIÓN A SISTEMAS DE PROTECCIÓN	7
1.2 FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	8
CAPÍTULO 2	24
COMPONENTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN	24
2.1 TRANSFORMADORES INSTRUMENTALES	24
2.2 FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN	25
2.3 SELECTIVIDAD DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	27
2.4 TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTACIÓN TP, TC	38
2.5 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LAS FUNCIONES DE LOS RELÉS	64
2.6 PRINCIPIO DE COMPARACIÓN DE ÁNGULOS	75
CAPÍTULO 3	81
PROTECCIÓN DE LÍNEAS	81
3.1 PROTECCIÓN DE LÍNEAS POR SOBRE CORRIENTE	82
3.2 CRITERIO DE AJUSTE DE PROTECCIÓN DE FASE	84
3.3 AJUSTE DE LA FUNCIÓN 51	86
3.4 AJUSTE DE FUNCIÓN DE 50	95
3.5 FUNCIÓN SOBRE CORRIENTE DE NEUTRO	97
3.6 PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL	97
3.7 FUNCIÓN DIRECCIONAL DE FASE	102
3.8 FUNCIÓN DIRECCIONAL DE TIERRA (67N)	104

3.9	PROTECCIÓN DE LÍNEAS O FUNCIÓN DE DISTANCIA	
(21)	109	

CAPITULO 4		158
PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS		158
4.1 INTRODUCCION		158
4.2 AJUSTE DE GENERADORES SINCRONOS		180
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		209

CAPITULO 1

PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

1.1 INTRODUCCIÓN A SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En este capítulo se presenta una rama de la ingeniería de potencia orientado a los principios de operación de equipos de protección, específicamente de los relés de protección. Los principios básicos de operación de estos dispositivos de protección deben garantizar un correcto análisis y/o diagnóstico del problema, así como una rapidez en la respuesta, iniciando procedimientos de acciones correctivas en el sentido de retornar lo más rápido posible a sus condiciones normales de operación.

Desde ya, se resalta que está rapidez en la respuesta es una de las principales características deseadas y esperadas de los sistemas de protección. La respuesta del sistema debe ser automática, rápida y precisa, causando el mínimo de interrupción al sistema de energía.

En lo que sigue, se presentará un enfoque general de los principios operativos de los diferentes tipos de relés empleados actualmente. se pretende evidenciar, a través de las ecuaciones que describen su desempeño, las relaciones matemáticas entre las magnitudes eléctricas de entrada y las de salida consideradas. Se advierte que, generalmente, las entradas describen valores trifásicos de tensiones y corrientes suministradas y, las salidas son cambios de estados (on-off) de los contactos de un relé en específico. Sin embargo, debe

subrayarse que el análisis de estas señales engloba formas de ondas senoidales en la frecuencia fundamental del sistema en régimen permanente, así como formas de onda ricas en componentes transitorios resultantes de una situación anormal a las condiciones de operación.

Se destaca que la razón principal de la revisión que sigue es la de propiciar un punto de referencia para la protección digital, ya que muchas de las técnicas convencionales, ya definidas y consolidadas en la aplicación de equipos, sirven como base para enfoques más soportados. Para una lectura más profunda y completa sobre técnicas y prácticas convencionales sobre el tema, sugerimos al lector referirse a libros textos y manuales de referencia sobre protección de sistemas, tales como [1], [2], [3], [4], [5], [6] y [7].

1.2 FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Las concesionarias de los sistemas de energía presentan, como una de las principales metas, garantizar económicamente la calidad del servicio y asegurar una vida razonable a las instalaciones y equipos eléctricos. Sin embargo, las mismas se enfrentan con perturbaciones y anomalías en la operación que afectan a las redes eléctricas y sus dispositivos de control.

Entre las probables situaciones de defectos en un sistema eléctrico podemos destacar [8]:

- Los corto circuitos (CC) causados por aves, roedores, ramas de árboles e intemperies (como frío o calor), que alteran la rigidez dieléctrica del aire;

- Problemas físicos y mecánicos relativos a los aisladores de porcelana que pueden estar cortocircuitados o agrietados.
- Situaciones críticas de aislamiento en los transformadores y generadores provocados por la humedad excesiva del material aislante.
- Descargas atmosféricas.

En virtud de tales situaciones, podemos entonces caracterizar estos efectos indeseables, destacándose sobre el sistema en análisis [8]:

- La reducción de la margen de estabilidad.
- Los daños a los equipos cercanos a la falta;
- explotadores y el
- efecto cascado.

Por lo tanto, para atenuar los efectos de las perturbaciones o condiciones anormales, el sistema de protección debe asegurar, lo mejor posible, la continuidad de alimentación de los usuarios, así como salvaguardar el material y las instalaciones de la red. En este sentido, el sistema de protección debe tanto alertar a los operadores en caso de peligro no inmediato como retirar de servicio la insta, por ejemplo, un cortocircuito que arriesga deteriorar un equipo o afectar a toda la red [8].

1.2.1 Subsistema de sistema de protección

Aunque el sistema de protección es usualmente asociado a los relés, éste consiste de muchos subsistemas que actúan en el proceso de remisión de la falta. Estos subsistemas se identifican en la Figura 1.1 y se refieren a un disyuntor, transformadores de

corriente (TC) y potencial (TP), el relé propiamente dicho y un banco o conjunto de baterías que serán comentados a continuación.

El disyuntor tiene como función aislar el componente o circuito bajo falta, interrumpiendo la corriente cuando ésta se encuentra próxima al valor cero. Sólo como ilustración, se tiene que este dispositivo en un moderno circuito de Extra Alta Tensión (EAT) puede interrumpir corrientes de faltas del orden de 100 kA, en un sistema de tenso de hasta 800 kV [2]. Esta medida puede tomarse inmediatamente después del inicio de falta, cuando el valor de la señal de la corriente esté cerca de cero, o como usualmente adoptado, en la segunda o tercera ocurrencia de este valor. El disyuntor es operado energizando su bobina de accionamiento por un banco / conjunto de baterías, siendo el relé responsable por el cierre de los contactos entre el banco de baterías y la bobina de acción del disyuntor. El banco de baterías suministra energía al sistema de protección y, por su propia filosofía de aplicación, es independiente de la línea o sistema faltante [2].

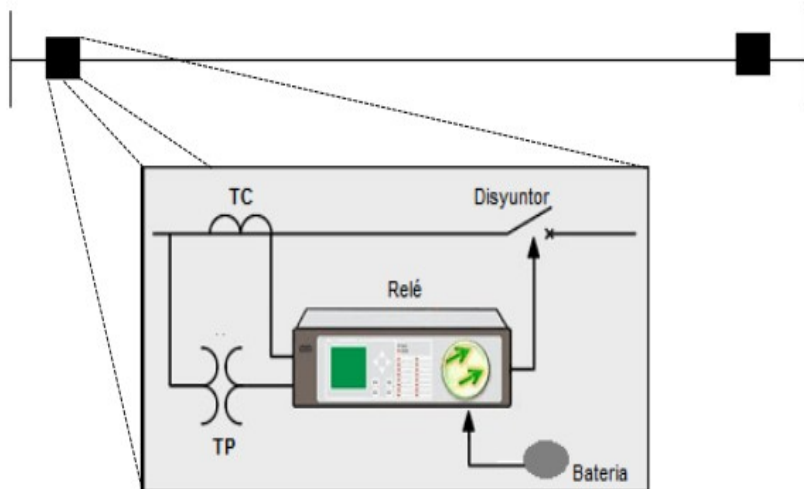


Figura 1.1: Subsistemas de un sistema de protección: además del relé, el sistema de protección consiste de transductores, disyuntores y de un banco de baterías.

Los transductores (TPs y TCs) constituyen otra importante parte del sistema de protección. Se justifica por la necesidad de reducir la magnitud de las magnitudes implicadas (tensiones y corrientes de los sistemas de energía) a niveles aceptables a los diversos equipos del sistema, así como al acceso seguro del cuerpo técnico responsable. Dentro de ciertos límites, estos reproducen fielmente las magnitudes observadas. Posteriormente se presentarán mayores informaciones y características estandarizadas respecto a los mismos.

Para complementar el sistema como un todo, tenemos los relés, siendo estos responsables por la parte lógica de la filosofía de protección. Normalmente responden a valores de tensiones y corrientes previamente estipuladas y proveen la apertura o no de los disyuntores en la presencia de situaciones de falta para las cuales fueron proyectados. En el desarrollo de este libro mucho aún será presentado sobre los relés, mostrándose técnicas y algoritmos de protección, así como sus principios operativos, cuando sean necesarios.

1.2.2 Características funcionales de los relés

Sin considerar un dispositivo en particular, se presenta, en lo que sigue, características inherentes al proceso de protección. Es importante resaltar que la función de un relé aplicado a un sistema de protección es de remover de servicio algún elemento / componente que está operando de manera inadecuada, caracterizando una situación de falta. Por lo tanto, estos no previenen situaciones peligrosas a los equipos a los equipos, pero sólo actúan tan rápido como sea posible después de haber sido detectadas, buscando mantener la integridad del sistema remanente. En este contexto, los relés deben propiciar determinadas características funcionales esenciales a un sistema de protección que pueden resumirse como sigue [8].

- **Sensibilidad:** Se refiere a la capacidad del sistema de protección en responder a las anomalías en las condiciones de operación, ya los cortocircuitos para los cuales fue proyectado. Es apreciado por un factor de sensibilidad, dado en la siguiente forma:

$$k I_{ccmin} / I_{pp}$$

donde, I_{ccmin} es calculado para un cortocircuito franco en el extremo más alejado del sistema o secado / porción de una línea, bajo condición de generación mínima y I_{pp} es la corriente primaria de operación de la protección (valor mínimo de la corriente de accionamiento o de *pickup* característico del equipo, suministrado por el fabricante del dispositivo). Los valores usuales de k se encuentran entre 1,5 y 2.

- Selectividad: Propiedad del sistema de protección en reconocer y seleccionar entre aquellas condiciones para las cuales una inmediata operación es requerida, y aquellas para las cuales entre aquellas condiciones para las cuales se requiere una inmediata operación, y aquellas para las cuales no se requiere ninguna operación o retraso de la carga. Esta propiedad define un índice de seguridad de los relés, el cual garantiza que éstos no funcionarán para faltas para las cuales no fueron proyectados. Se define en términos de regiones sobre un sistema de energía designada por zonas de protección, que serán posteriormente explicadas. Cabe resaltar que por esta característica funcional, el relé debe aislar la menor porción posible del sistema defectuoso, permitiendo una adecuada operación al sistema remanente.
- Velocidad de actuación: Está es, con seguridad, una característica deseable y esperada para ser removido lo

más rápido posible una situación de falta. Todavía, el relé debe tomar su decisión basada en las formas de ondas de tensiones y corrientes, las cuales son fuertemente distorsionadas debido a los fenómenos transitorios que siguen de la ocurrencia de una falta. Ante esta situación, el relé debe, entonces, capturar características esenciales de las informaciones contenidas en estas formas de ondas sobre las cuales tomará una decisión segura. La relación entre la respuesta del relé y el grado de seguridad resultante es una función inversa del tiempo, siendo que esta función es una de las características principales de todo sistema de protección. La velocidad o rapidez de acción en la ocurrencia de un corto circuito visto en [8]:

- Disminuir la extensión del daño ocurrido.
- Auxiliar el mantenimiento de la estabilidad de las máquinas operando en paralelo.
- Mejorar las condiciones para desincronización de los motores.
- Asegurar el mantenimiento de condiciones normales de operación en las partes normales del sistema.
- Disminuir el tiempo total de paralización de los consumidores de energía.

Debe ser recordado que los relés rápidos deben estar asociados a disyuntores de acción rápida, de modo a contemplar el sistema de protección como un todo, con un tiempo de operación total pequeño. De hecho, con el aumento de la velocidad de la protección más carga puede ser transportada sobre un sistema, resultando un aumento en la economía global,

ya que, en virtud de esta filosofía, se evita algunas veces, la necesidad de duplicar ciertas líneas de transmisión.

- **Confiabilidad:** Se define confiabilidad como la probabilidad de un componente, de un equipo o de un sistema en satisfacer la función prevista, bajo circunstancias. Del punto de vista de la ingeniería, la confiabilidad de lo relés tiene dos atributos: Puede ser confiable y puede ser también seguro. El relé será confiable si opera solamente en condiciones para los cuales fue proyectado, seguro si el mismo no opera para cualquier otra situación que por suerte venga a ocurrir sobre el sistema. Luego el relé será considerado seguro si responde solamente a faltas que ocurren dentro de su zona de protección. Esta última es más difícil de ser alcanzada, ya que cualquier falta en cercanías de la localización del relé podrá provocar alteraciones en las formas de onda de las tensiones y corrientes capturadas por este. Aun con respecto a este ítem, vale apuntar que la larga inactividad, seguida de operación en condiciones difíciles exige del equipo de protección simplicidad y robustez.

1.2.3 ZONA DE PROTECCIÓN

Como ya ha esclarecido, la responsabilidad de un sistema de protección sobre una porción del equipo del SEP es caracterizada por un área límite sobre el diagrama unifilar del sistema, llamada zona de protección [2]. Un sistema de protección, consistente en uno o varios relés, el responsable de todas las faltas ocurridas dentro de esta zona de protección. Normalmente los relés reciben entradas de varios TCs, siendo las supuestas zonas de protección definidas por los mismos.

Podemos decir que los TCs proveen una ventana por la cual los relés “videntes” el sistema dentro de determinada zona de protección. En cuanto los TCs permiten la habilidad de detectar una falta dentro de una específica zona de protección, los disyuntores, anteriormente representados, aseguran la habilidad de aislar la falta relacionada, desconectando todos los equipos del sistema dentro de la zona. Si la zona de protección no posee un disyuntor en sus límites, el sistema de protección puede activar un disyuntor remoto, por la transferencia del comando de apertura por medio de un canal de comunicación, buscando desconectar la zona con falta.

Debido no sólo a la grandiosidad, sino también a la complejidad de un determinado sistema de energía, para garantizar una completa protección de todos los equipos de energía relacionados a la determinada zona de protección, esta debe contemplar que [1]:

- Todos los elementos de un determinado sistema estén comprendidos en al menos una zona (una práctica aceptable es asegurar en los principales elementos se incluyan en al menos dos zonas) y que
- Las zonas de protección se superponen, para prevenir que en algún elemento este desprotegido.

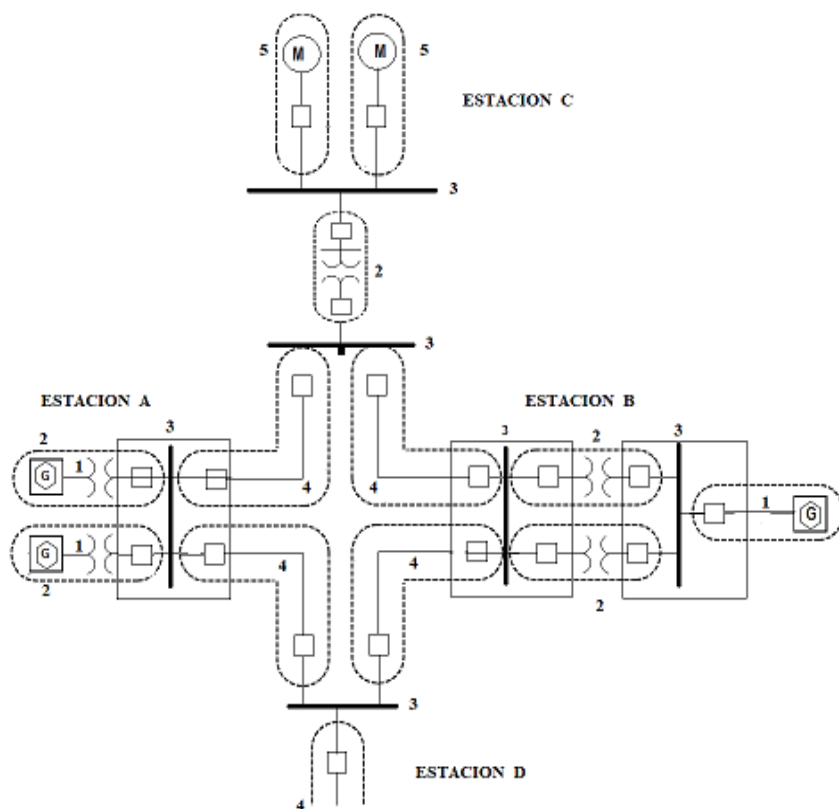
La figura 1.2 ilustra una parte de un sistema de energía dividido en varias zonas de protección, llamadas zonas de protección primarias [2]. Las áreas punteadas representan las zonas de

protección primaria definida sobre los diferentes elementos del sistema. Una situación de falta en cualquier una de estas líneas será detectada por su sistema de protección correspondiente, con la consiguiente actuación de los disyuntores.

Es importante resaltar la superposición de las zonas de protección también ilustrada en la figura 1.2. Esto es deseable para garantizar que en ninguna parte del sistema sea dejado sin protección primaria de alta velocidad, eliminando así mismo los llamados puntos ciegos en el sistema [2]. En realidad, esta sobre posición de las zonas de protección puede ser alcanzada por la correcta elección de los TCs designados para el sistema de protección. Sin embargo, esta correcta elección puede ser una tarea difícil de ser alcanzada para todas las situaciones. Considere para efecto de ilustración la figura 1.3 (a). En esta se asume que existe una TC en cada uno de los lados del disyuntor. Cuando los transformadores de corriente no están disponibles en ambos lados del disyuntor, una sobre posición de zonas es alcanzada por el uso de múltiples enrollamientos secundarios de un transformador de corriente, como se ilustra en la figura 1.3(b). En este caso, aunque no hay puntos sin protección sobre el sistema, la acción para faltas entre el disyuntor y transformador de corriente requiere especial atención. Cabe resaltar que es deseable mantener esta región de sobre posición la menor posible.

En general, un área de sistema está protegida por otros sistemas de protección además del sistema de protección primaria. Para ejemplificar tal situación, considere una situación de cualquier falta, recoger dentro de la zona de protección de la línea de

transmisión AB, como indica en la figura 1.4 (punto F). Los relés



1. Protección de generadores.
2. Protección de transformadores.
3. Protección de barras.
4. Protección de líneas de transmisión.
5. Protección de motores

Figura 1.2 un sistema de protección típico y sus zonas de protección primaria.

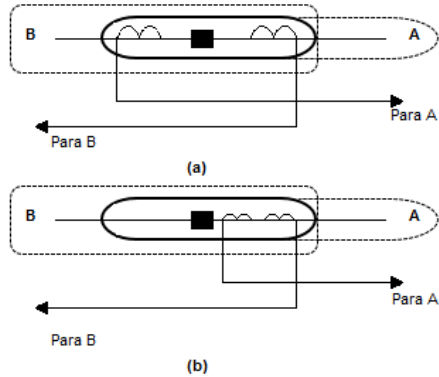


Figura 1.3: Principio de sobre posición das zonas de protección. (a) cuando un transformador de corriente está disponible en ambos lados del disyuntor y (b) cuando un transformador de corriente simple, con múltiples enrollamientos secundarios, esta disponible [2].

primarios R_1 y R_5 deben actuar eliminando esta falta por los disyuntores D_1 y D_5 . Sin embargo, teniendo la posibilidad de falla del relé R_1 en el bus B , de puede tener instalado en este, otro relé primario (R_2) que activara el disyuntor D_1 en la ocurrencia de tal situación. R_2 funcionará en el mismo tiempo que R_1 pudiendo usar de los mismos (o diferentes) elementos del sistema de protección. Por ejemplo, en un sistema de EAT es usual proveer TCs separados, pero usar los mismos dispositivos de potencial con enrollamientos separados. Los disyuntores no son duplicados pero el banco baterías si. En circuitos de baja tensión es común compartir todos los

transductores y circuitos de corriente continua. En el bus B , tenemos el relé de protección local R_3 proyectados para operar con una velocidad menor del que R_1 y R_2 , y designado al responder por una parte mayor del sistema. Su acción inicial será sobre el disyuntor D_1 y entonces sobre los circuitos D_6, D_7 y D_8 . La actuación del relé R_3 caracteriza una *protección de retaguardia local*, frecuentemente conocida como protección de falla de disyuntor, en este caso para el disyuntor D_1 . Se justifica tal medida en el sentido de que si el sistema de protección primario falla, esta área del sistema no quedará desprotegida. Los relés R_9, R_{10} y R_4 constituyen una *protección de retaguarda remota* para la protección primaria de R_1 . En esta configuración ninguno de los elementos del sistema de protección asociados con R_1 son compartidos por estos sistemas de protección. Siendo asimismo, no hay modo común de fallas entre R_1 y R_4, R_9 y R_{10} . La protección trasera remota será más lenta del que R_1, R_2 o R_3 ; y también quitará de servicio elementos adicionales del sistema de energía, como en el ejemplo, las líneas BC, BD y BE [1].

o hacia atrás a su localización física. En un circuito de corriente alternada que se hace por el reconocimiento del ángulo de fase entre la corriente y la grandeza de polarización (o de referencia, generalmente asociada a la tensión). Hay básicamente dos tipos de redes direccionales: aquellos que responden al flujo de potencia normal y a los que responden a condiciones de faltar (corto circuito)

- Relés de distancia: responden a través de la impedancia observada entre la localización de relé y la localización de la falla. Obtenida en función de los valores de tensión y corrientes registrados. Como la impedancia por kilómetro de una línea de transmisión es favorablemente constante, éstos responden a la distancia de la falta sobre la línea de transmisión, de donde se explica su nombre - relé de distancia.
- Relés diferenciales: por definición, operan cuando el vector de la diferencia entre dos o más magnitudes eléctricas semejantes excede a una cantidad determinada. Como, por ejemplo, los relés diferenciales amperimétricos responden a la suma algebraica de corrientes entrando y saliendo en una determinada zona de protección.

- **Relés con medios de comunicación:** Estos relés utilizan la comunicación de informaciones entre localizaciones remotas. Este tipo de protección generalmente comunica la decisión hecha por un relé local (de uno de los cuatro tipos descritos anteriormente) a un relé en el terminal remoto de la línea de transmisión.

CAPÍTULO 2

COMPONENTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

2.1 TRANSFORMADORES INSTRUMENTALES

Transformadores de potencial y transformadores de tensión (T.P. y T.C.) Proporcionan el aislamiento necesario entre el sistema de altas tensiones y sistemas de potencia reducen la magnitud de las tensiones y corriente primaria.

Ejemplos de valores nominales

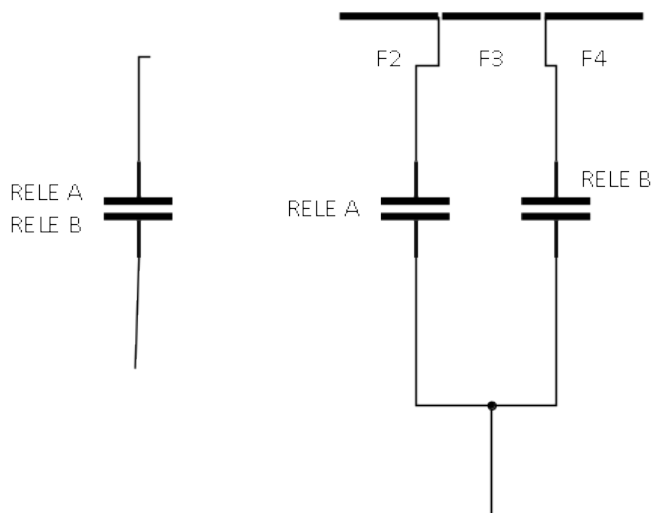
$$\left\{ \begin{array}{c} TC \ 500 \ A \\ TP \ 115 \ voltios \ (tension \ de \ linea) \end{array} \right\}$$

2.1.1 Equipamientos de protección (E. P.).

Es el elemento que posee inteligencia para determinar que existe o no una falta protegida del muy protegido puede ser sustituida desde un conjunto de relés unifuncionales (electromecánicos o estáticos) hasta un único relé digital multifuncional.

2.1.2 Servicio auxiliar (S.A.)

Proporciona alimentación de corriente directa (Por ejemplo, 125V_{cc}), a través de un banco de baterías (más rectificador) para aumentar tales el circuito de disparo, relés digitales TC tiene un papel importante en la confiable de protección.



52 → número de ANSI para el disyuntor
 TC → trip (bobina de trip)
 Contactor auxiliar del disyuntor.

Disyuntor		52A		52B	
Abierto		Abierto		Cerrado	
Cerrado		Cerrado		Abierto	
52 ^a	0	1	0	1	
52B	1	0	0	1	

2.2 FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN

2.2.1 Objetivo del estudio de protección.

Aislar el equipamiento defectuoso de forma rápida, confiable y des energizado en el menor tramo posible de la

red dentro de este contexto, algunos principios que la protección debe atender.

2.2.2 Confiabilidad

La falla del sistema de potencia, que deben de ser minimizadas se clasifican en:

a. Falla de seguridad (security)

No existe una falta de su zona de protección y el relé actúa → actúa incorrecta.

b. Falta de operación (dependability)

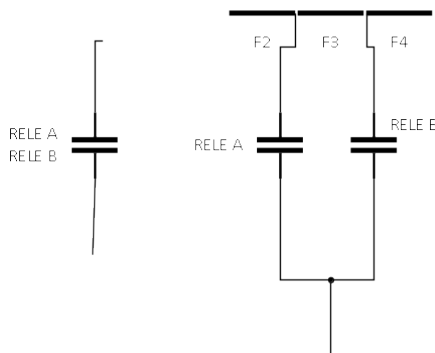
Existe una falta dentro de una zona de protección el relé no actúa.

Para que un relé sea.

“p” probabilidad de ocurrir falla de seguridad.

“q” probabilidad de ocurrir una falla de operación.

Si el relé es duplicado para mejorar la confiabilidad, entonces implica que existe las posibilidades de conexión de los contactos de disparo en el circuito comando del disyuntor serie, paralelo.



Tipo de conexión	Probabilidad de falla de seguridad	Probabilidad de falla de operación
Serie	$p^2 \downarrow$	$q(2-q) \uparrow$
Paralelo	$p(2-p) \uparrow$	$q^2 \downarrow$

Seguridad y dependencia son objetivas
 $\uparrow \text{seguridad} \leftrightarrow \text{dependability} \downarrow$

La mayoría de los criterios de protección tienden a priorizar. La dependability entonces contacto es de protección duplicado son colocados en paralelo. Fallas de protección.

- Ajuste incorrecto.
- Falla personal.
- Falla de equipamiento.
 - Transformadora de instrumentación.
 - Relé.
 - Circuito disparo.

- Servicio auxiliar.
- Mecanismo de accionamiento del disyuntor.
- Cámara del disyuntor.

2.3 SELECTIVIDAD DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN

Es una habilidad del sistema de potencia de protección detectar una falta aislar el menor tramo posible de la red.

- Existen dos circuitos asociados al principio de selectividad.

2.3.1 Zona de protección primaria

- El principio de selectividad es definido en términos de rigidez de la red llamada zonas de protección primaria para las cuales un dato es responsable.
- El relé se encuentra seleccionado si el responde las faltas solamente de su zona de protección primaria.
- Las zonas de protección primaria son definidas por puntos suspensivos de los disyuntores y TCs (transformadores de corriente) la figura ilustra las Zpp, observaciones.
- Los disyuntores son instalados en la conexión entre dos equipamientos y e entonces eso permite que solamente el equipo defectuoso sean desenergizado.
- Una zona de protección primaria es establecida a los datos de cada equipo. Cuando ocurre una falta dentro de la zona, todos los disyuntores de esta zona deben ser desenergizadas y solamente de estes.

- Faltas de un punto donde dos zonas se superponen provocando apertura del disyuntor de las dos zonas entonces poco a poco para no existir punto “ciego.”
- La localización de las zonas es determinar por los puntos suspensivos de los TCs.

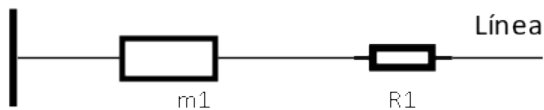
Disyuntores tipo tanque muerto poseen TC en los dos bujes.



Disyuntores de tanque vivo no poseen TC y, por lo tanto es necesaria la instalación de TC separado.



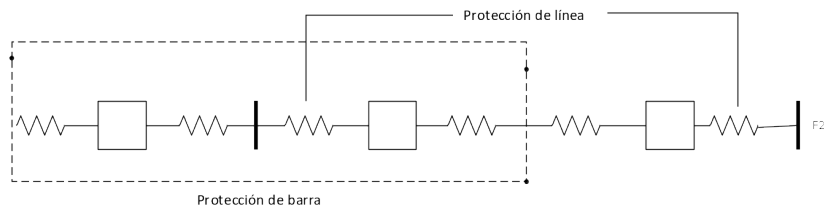
En este caso, por razón de costo, solo se utiliza TC de los lados del disyuntor.



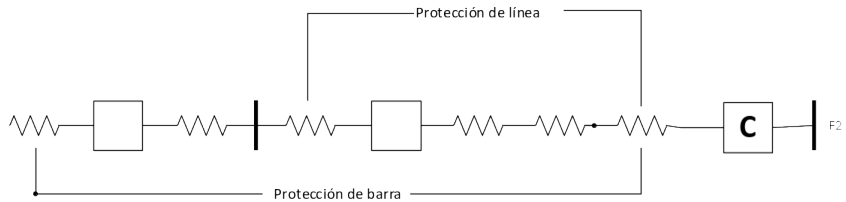
Boy de BUJE

Boy de buje

TC de los dos lados del disyuntor



Disyuntor del tanque vivo.



Falta:

F1: la protección detecta y abre (A y B entonces el defecto es aislado).

F2: la protección de línea detecta y abre B y C.

F3: la protección de barra detecta y abre A y B.

Entonces la falta continúa alimentando por el lado derecho.

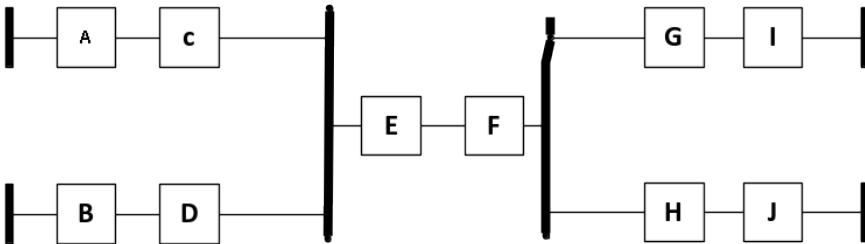
2.3.2 Protección de retaguardia

El sistema de protección primaria puede mejorar para aislar la falta, y en este caso es necesaria la atracción de un sistema alternativo, que aisle la falta, menos costo de desenergización de un tramo mayor de la red. Las alternativas son:

- Protección de retaguardia remota.
- Protección local duplicada más esquema de falta del disyuntor (50 BF).
- Protección de retaguardia remota.
- Protección de retaguardia remota.
- Protección local duplicada más esquema de falta del disyuntor (50 BF).
- Protección de retaguardia remota.
- Protección local duplicada más esquema de falta del disyuntor (50 BF).

2.3.3 Retaguardia remota

- En el caso de falta de protección primaria un sistema fuera de esto debe actuar.
- Para evitar falla de modo común es conveniente que ese BACK-Up (retaguarda) este localizado en la entrada.



Si E fallara entonces A y B proporcionan retaguardia remota.

Si F fallara entonces I y J actúan.

A y F dan protección retaguarda remota para la línea B y D.

- La selectividad entre la protección local remota es alcanzada a través del temporizador.

2.3.4 Desventaja de la retaguardia remota

- El ajuste puede ser difícil e inviable.
- La otra forma de formar lente.

Ventajas de la retaguardia remota.

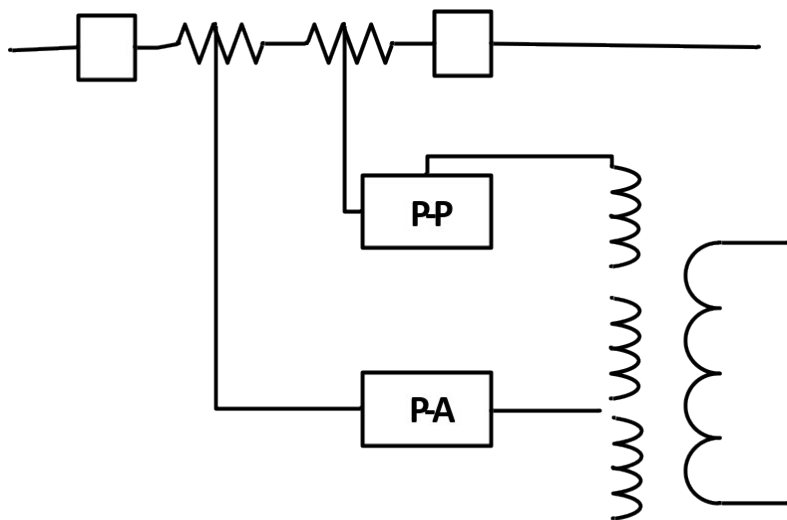
No posee modo de marcha común

Protección local duplicada + 50BF.

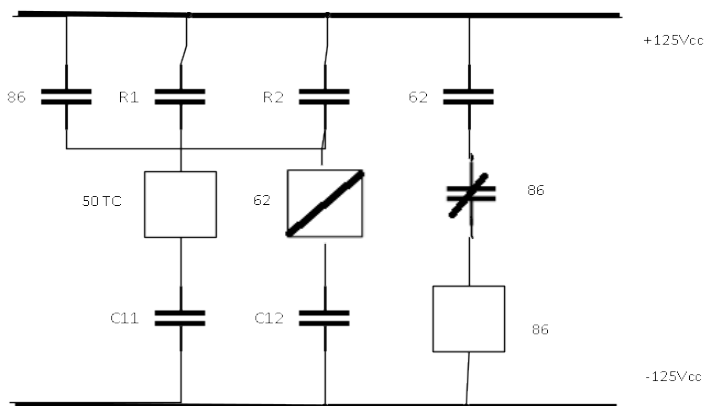
La protección local duplicada es como un sistema de alta tensión (obligatorio en la red básica).

2.3.5 Esquema de protección principal más alterada

- La protección alternada actúa en la misma velocidad principal.
- Se puede utilizar los mismos elementos de la cadena de protección, también duplicándolos () para el sistema de alta tensión es común utilizar TC separado, pero usar el mismo TP con devanados secundario separados, el servicio auxiliar es normalmente duplicado en tensión más bajos se puede compartir TP, TC en batería.



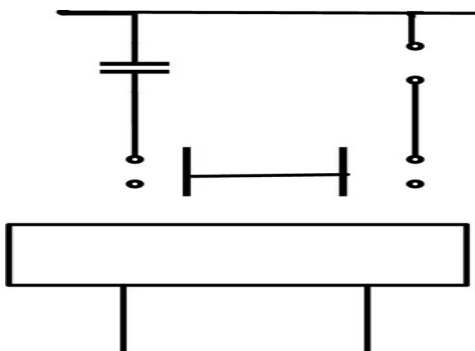
Circuito TRIP con esquema de fallas del disyuntor usando lógica de relés.



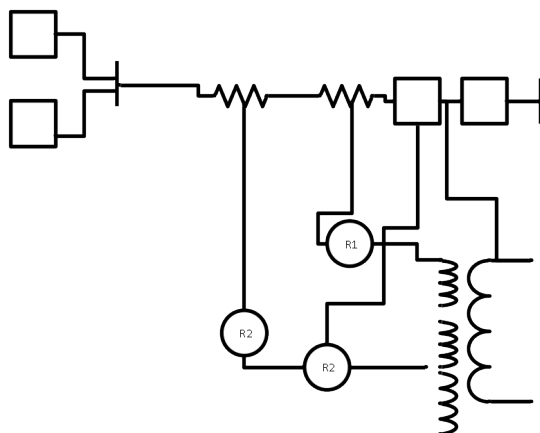
62 - relé de tiempo.

50 – unidad de sobre corriente.

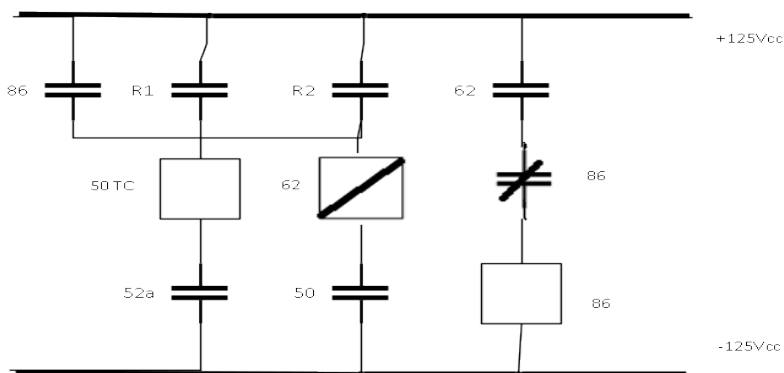
86 – relé de bloque B' estable.



Protección de local duplicada + 50BF



Esquema lógico de relés.

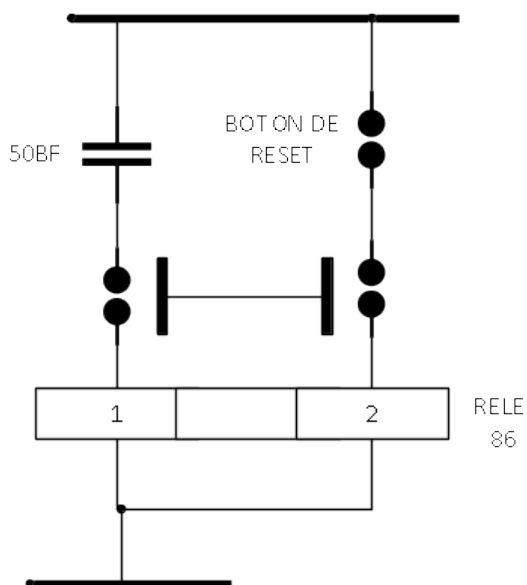
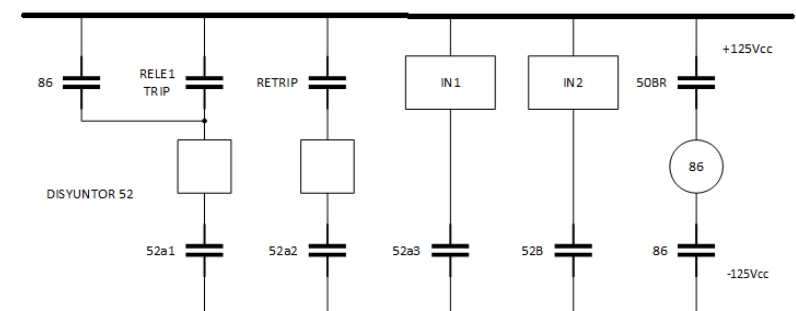


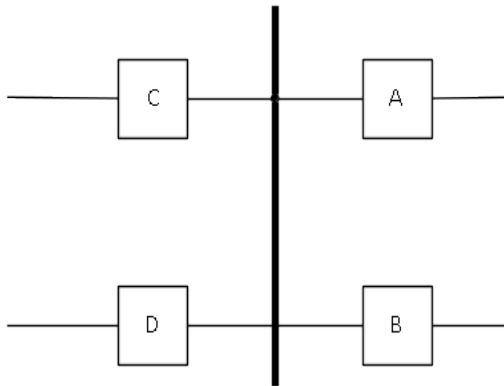
2.3.6 Lógica de disparo 50 BF en los actúan.

Disyuntor con dos bobinas de disparo (esquema de disparo y re disparo).

- FP1 función de protección de IEP que dependen de corriente (por ejemplo: función de distancia, sobre corriente, diferencial, etc.).
- FP2 función de protección que no dependen de la corriente (sobre/sub tensión /sobre/sub frecuencia, protección interna).

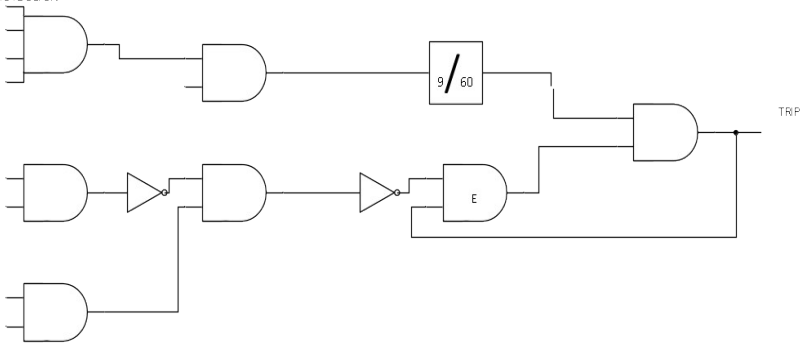
Puede usar el relé 96 auxiliar





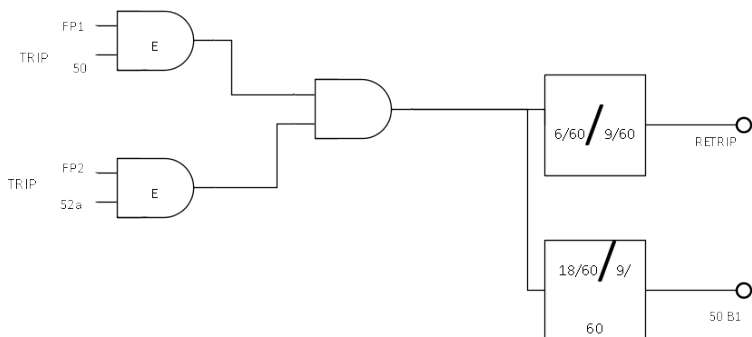
LOGICA DE TRIP

FUNCION DE
PROTECCION



Lógica de disparo

Lógica de re disparo y 50BF



La información de re disparo es almacenada en el registro de eventos del IED y utiliza para el efecto de mantenimiento eventualmente o la reconexión puede ser bloqueado.

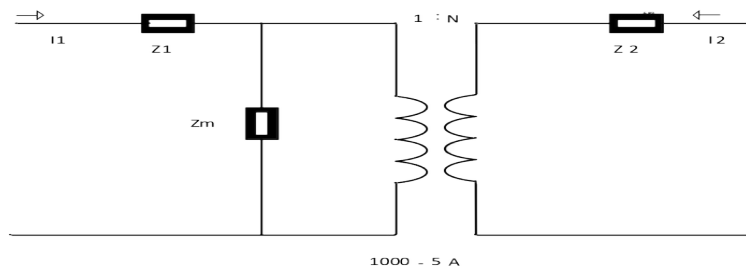
2.4 TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTACIÓN TP, TC

- TC de medición
- TC de protección

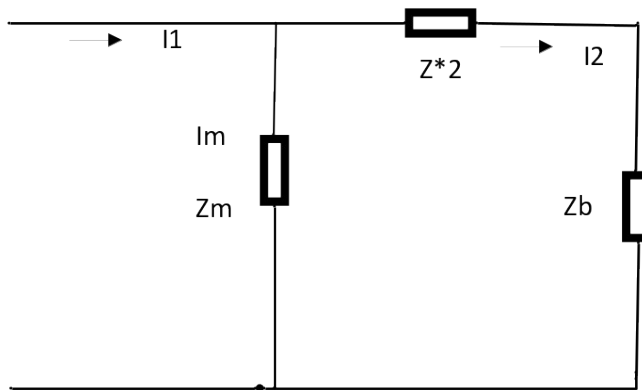
2.4.1 TC de protección

Análisis en régimen permanente

Circuito equivalente



Referido al devanado



$$Z_m = Z_m' * N^2$$

$$I_1 = \frac{I_1'}{N}$$

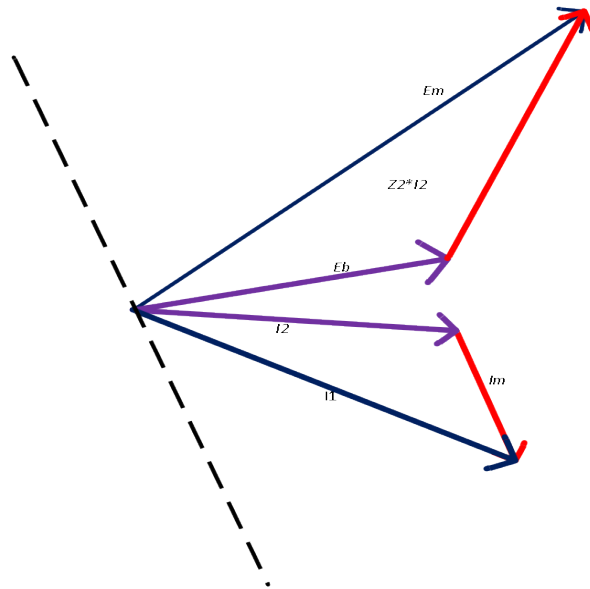
Z_B = “carga” impedancia de los cables de serie y de entrada analógica de la corriente IED.

La carga puede ser especificado en Ω , en un V_A , en este caso es definido por : $Z_B \times I_N^2$

$$Z_B = 2 \Omega ;$$

$$I_N = 5 A$$

$$\{ \text{carga } 2 \Omega \text{ en } 5^2 \times 2 = 50 VA$$



$$E_m = E_b + Z_2 * I_2$$

Error de transformación de corriente.

$$\varepsilon = \frac{I_1 - I_2}{I_1} = \frac{I_m}{I_1}$$

- Menor carga $Z_B \downarrow \rightarrow$ menor E_B
- Menor $E_m \rightarrow$ menor $I_m \rightarrow$ menor ε

Observaciones:

Un ε de, por ejemplo 0.05 significa que la corriente de magnetización vale 5% de I_1 , pero no significa que I_2 es 5% menor que I_1 , (la suma de la corriente es fasorial) es conveniente definir.

FCR = factor de corriente de reacción.

FCR y el número que debe multiplicar la relación nominal de TC para encontrar la relación real.

$$\varepsilon \times I_1 = I_1 - I_2$$

$$I_1(1 - \varepsilon) = I_2$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{1 - \varepsilon}$$

$$\frac{\frac{I'_1}{N}}{I_2} = \frac{1}{1 - \varepsilon}$$

$$\underbrace{\frac{I'_1}{I_2}}_{\text{relacion real}} = \frac{1}{1 - \varepsilon} \times \underbrace{N}_{\text{relacion nominal}}$$

$$FCR = \frac{1}{1 - \varepsilon}$$

Ejemplo 1:

TC: 500-5A → 1:600, N=100

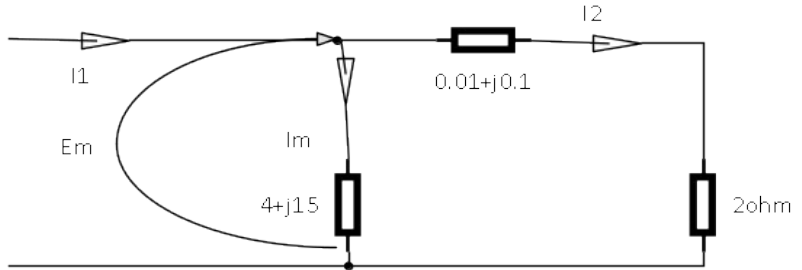
$$Z_x = 0.01 + j0.1 \Omega$$

$$Z_m = 4 + j15 \Omega$$

Hipótesis:

Z_m no depende de la tensión secundaria (constante) → falso

$Z_B = 2 \Omega$ (resistivo)



$$E_m = \frac{(2.01 + j0.1)(4 + j15)}{(2.01 + j0.1) + (4 + j15)} I_1$$

$$E_m = \frac{1.922 \angle 9.62}{4 + j15} = 0.1238 \angle -65.49 I_1$$

Error de transformación de corriente

$$\varepsilon = \frac{I'_1 - I'_2}{I_1} = \frac{I_m}{I_1}$$

$$\varepsilon = \frac{I'_m}{I_1} = 0.1238 \angle -65.49$$

$$FCR = \frac{1}{1 - \varepsilon} = \frac{1}{1 - (0.1238 \angle -65.49)}$$

$$FCR = 1.0468 \angle -6.79$$

Dificultad:

Z_m no es constante pero es función de E_m y $\rightarrow$
de E_B

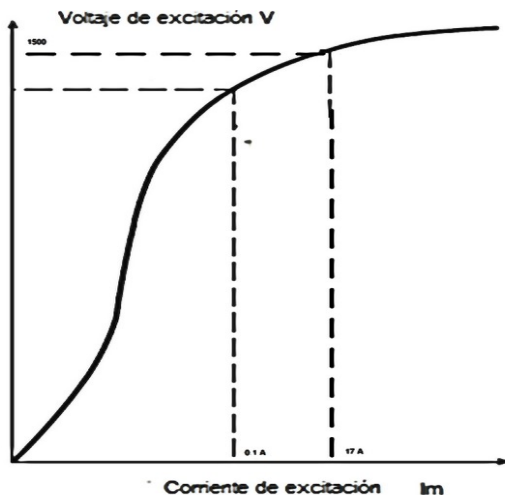
$$Z_m = f(E_B) = (E/I_m \uparrow)$$

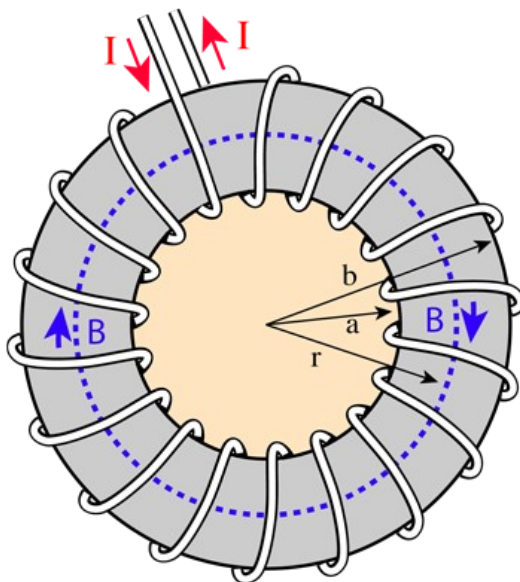
Cuando se considera la no linealidad de rama magnetizante, es conveniente separar el análisis de tipo.

- a. Saturación AC
- b. Saturación DC

2.4.2 Análisis por AC

El fabricante proporciona una curva que relaciona la tensión secundaria en el TC con la corriente de magnetización.





Ejemplo 2:

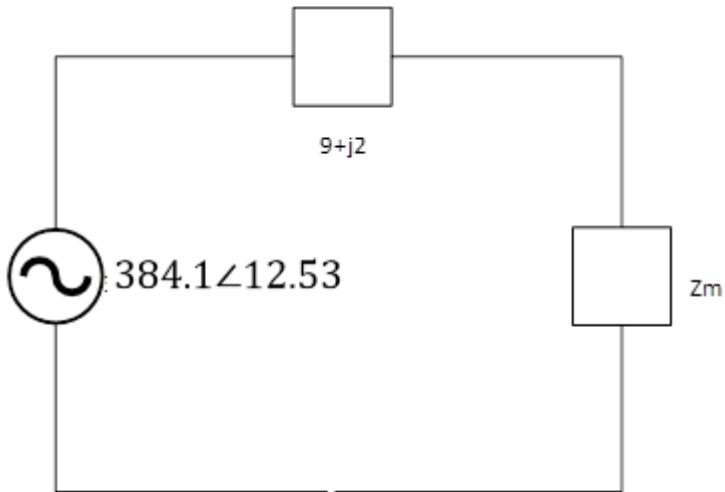
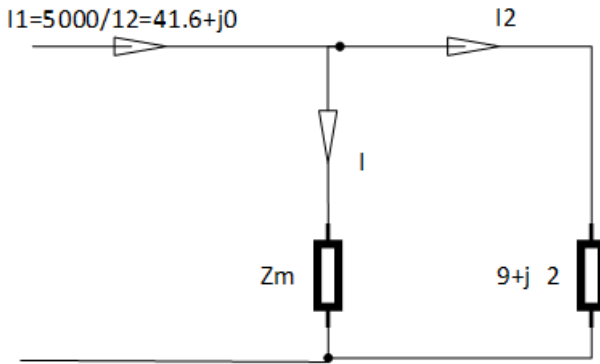
Considere el TC definido por las curvas de la figura siendo utilizado en el TAP 600:5

$$Z_B = 9 + j2 \Omega$$

$$Z \times 2 \cong 0$$

$$\angle Z_m = 60$$

Cuál es la corriente secundaria para una corriente de 5KA.



$$Z'_m = |Z_m| \angle 60^\circ = |Z_m| (0.5 + j 0.866)$$

$$I_m = \frac{384.1 \angle 12.53^\circ}{(9 + j2) |Z_m| (0.5 + j 0.866)}$$

$$|E_m| = |Z_m| |I_m|$$

Mútua

$ Z_m $	$ I_m $	$ E_m $
00	0	384.1
100	3.61	361
.	.	.
.	.	.
10	21.82	218.2
.	.	.

Solución que atiende las ecuaciones del circuito y da una del fabricante.

$$\left. \begin{array}{l} |I_m| = 17 \text{ A} \\ |E_m| = 260 \end{array} \right\} |Z_m| = \frac{260}{17} = 15.29$$

Sustituyendo $|Z_m|$ en 1.

$$I_m = 17 \angle -29.96^\circ \text{ A}$$

$$I_1 = 41.66 \angle 0^\circ \text{ A}$$

$$I_2 = I_1 - I_m = 28.24 \angle 17.51^\circ \text{ A}$$

$$\varepsilon = \frac{I_m}{I_1} = \frac{17 \angle -29.96}{41.66 \angle 0}$$

$$\varepsilon = 0.408 \angle -29.96^\circ$$

$$FCR = \frac{1}{1 - \varepsilon} = 1.47 \angle 17.51^\circ$$

2.4.3 TC clases polarizadas

Una forma más simple de analizar el desempeño de los TCs es variando en las clases de precisión normalizados.

			$\angle$	
			100	
			200	
			400	
			800	
			100	
			200	
			400	
			800	

El primero número: (5 o 10 A UNT) y clase de precisión = (FCR-1)*100.

- Letra
- A → TC con alta reactancia de dispersión secundaria (T en el ANSI).
- B → TC con baja reactancia de dispersión (C en el ANSI).

Segundo numero: es la tensión secundaria (un voltio) que el TC puede proporcionar una carga nominal estándar, a 20 veces la corriente nominal sin exceder la clase de precisión.

2.4.3.1 Cargas estandarizadas.

Designación		$ Z /\Omega$	V_A	$\cos\varphi$
ABNT	ANSI			
C25	B1	1	25	0.5
C50	B2	2	50	0.5
C100	B3	4	100	0.5

C200	B4	8	200	0.5
------	----	---	-----	-----

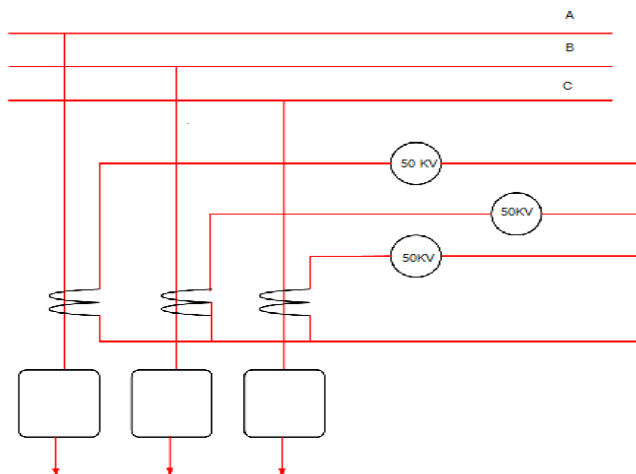
$$C200 \angle Z \times I_N^2 = 25 |Z_n|$$

Considere un alimentador a ser protegido por relés de sobre corriente electromecánicos.

Máxima corriente de carga= 90A

Máxima corriente de corto =2500A

Máxima corriente de corto entre fases =350A



$$TC \text{ a ser utilizado } \left\{ \begin{array}{l} 1015100 \\ 600-5A \\ TAPS=50\% \\ 100/200/300 \\ 400/500 \end{array} \right.$$

2.4.3.2 Impedancia de los cables de señales

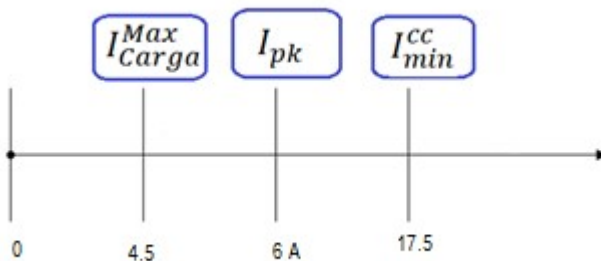
$2.22 + j0.12 \Omega/m$ Distancia TC- relé = 90 m

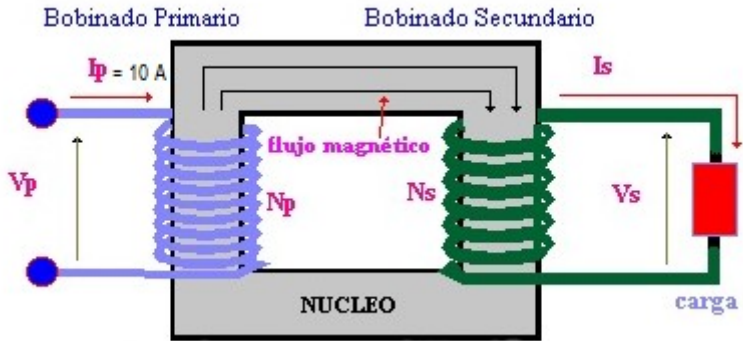
Relación del TC

$$100-5A \quad RT=20$$

$$I_{carga}^{sec} = \frac{90}{20} = 4.5$$

$$I_{corto}^{min} = \frac{350}{20} = 17.5$$





Carga del relé para el TAP 6A vale:

2.64 VA en 5A

580 VA en 100A

Verificación de la saturación para la máxima corriente de falta.

$$I_{cortomax} = \frac{2500}{20} = 125 \text{ A}$$

Carga en el TC

$$Z_B = Z_{cable} + Z_{rele}$$

$$Z_{cable} = 2 \times 90 \times (2.22 + j0.12) \times 10^{-3}$$

$$Z_{cable} = 0.399 + j0.021 \text{ (no se considera)}$$

$$Z_B = 0.399 + 0.058 \text{ (dato del relé)}$$

$$Z_B = 0.457 \Omega$$

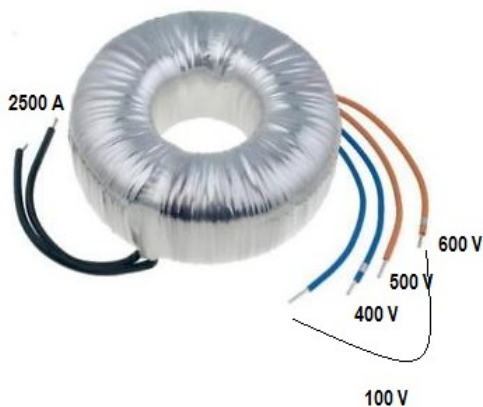
Tensión secundaria en el TC

$$V_{sec} = Z_B \times I_{cc} = 0.457 \times 125$$

$$V_{sec} = 57 \text{ voltios}$$

V_{clase} Para el TAP 100A

$$V_{clase}^{100} = 100 \times \frac{100}{600} = 16.6 \text{ voltios}$$



$V_{sec} \gg V_{clase} \Rightarrow$ no puede ser utilizado.

$$V_{sec} = 57$$

$$V_{clase} = 16.6$$

$$57 \gg 16.6$$

Solución: usar el TAP más alto.

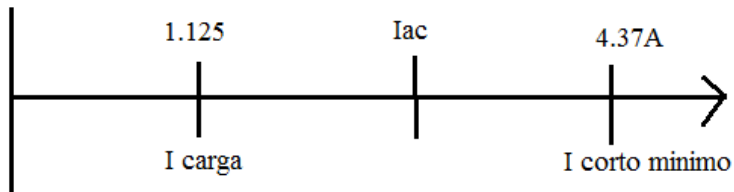
400/5 RT=80

$$I_{carga}^{sec} = \frac{90}{80} = 1.125 \text{ A}$$

$$I_{cortomin}^{sec} = \frac{350}{80} = 4.37 \text{ A}$$

$$I_{cortamax}^{sec} = \frac{2500}{80} = 31.25 \text{ A}$$

Ajuste de Pk del relé.



$$I_{pk} = 1.5 \text{ A}$$

Carga del relé para el $I_{pk} = 1.5$

$$\Rightarrow Z_{rele} = 1.56 \, \Omega \text{ en } 100 \text{ A} \quad \text{Catálogo del fabricante}$$

Carga total en el TC

$$Z_B = Z_{cable} + Z_{rele}$$

$$Z_B = 0.399 + 1.56 = 1.959 \, \Omega$$

Verificación de saturación para la máxima corriente de falla.

$$I_{circuito\,maximo} = \frac{2500}{80} = 31.25$$

$$V_{sec} = Z_B \times I_{corto\ max}$$

$$V_{sec} = 1.959 \times 31.25 = 61 \text{ voltios}$$

Tensión P1 clase de precisión

$$V_{clase}^{400\ A} = 100 \times \frac{400}{600} = 66 \text{ voltios}$$

2.4.4 Análisis de la saturación por DC

Modelo primario de primer orden para la línea de transmisión.

$$V_{clase}$$

Hipótesis: $i(a) = 0$ dispuso la corriente de carga de:

La corriente $I_{cc}(t)$ y compuesta por dos componentes.

$i_{cc}(t) = i_{comp. Forzada} + i_{comp. Transitoria}$

$$i_{cc}(t)$$

$$V \angle \gamma$$

$$I_{cc} = \frac{V}{R_L + jX_L}$$

$$I_{cc} = \frac{V \angle \gamma}{\sqrt{R_L^2 + X_L^2} \angle \theta} \theta = tg^{-1}\left(\frac{X_L}{R_L}\right)$$

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + X_L^2}} \angle \gamma - \theta$$

$$i_{cc}(t) = \frac{\sqrt{2}V}{\sqrt{R^2 + X_L^2}} \cos(\omega t + \gamma - \theta) + A_0 e^{-\rho t}$$

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{X_L}{R_L}\right)$$

$$\beta = \frac{R_L}{X_L} \omega_0 = \text{Inverso de la cte de tiempo de la línea.}$$



Sabiendo que:

$$I \dot{I}$$

$$t=0 \implies i_{cc(t=0)}=0 \implies I_{max} \times \cos(\gamma - \theta) + A_0$$

$$\implies A_0 = -I_{max} \times \cos(\gamma - \theta)$$

$$I_{cc(t)} = I_{max} \times \cos(\omega_0 t + \gamma - \theta) - I_{max} \times \cos(\gamma - \theta) \times e^{\beta t}$$

Condición del máximo off-set

$$\gamma = \theta$$

En este caso

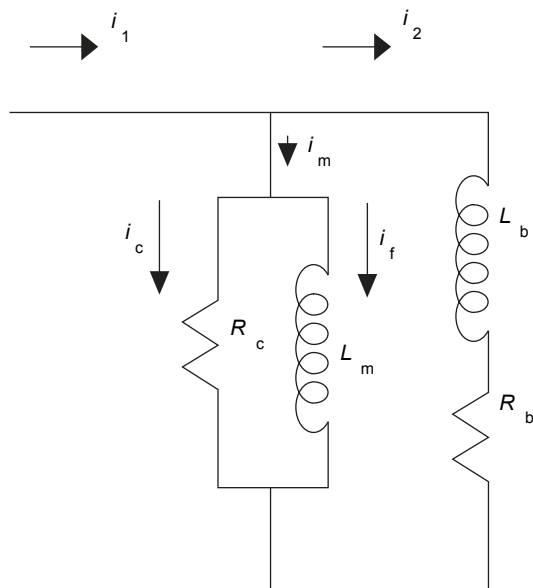
$$i_{cc(t)} = I_{max} \times \cos(\omega_0 t + \gamma - \theta) - I_{max} \times e^{\beta t}$$

Aplicando la transformada de Laplace

$$I_{cc(A)} = I_{max} \left[\frac{A}{A^2 - \omega_0^2} - \frac{1}{A + B} \right]$$

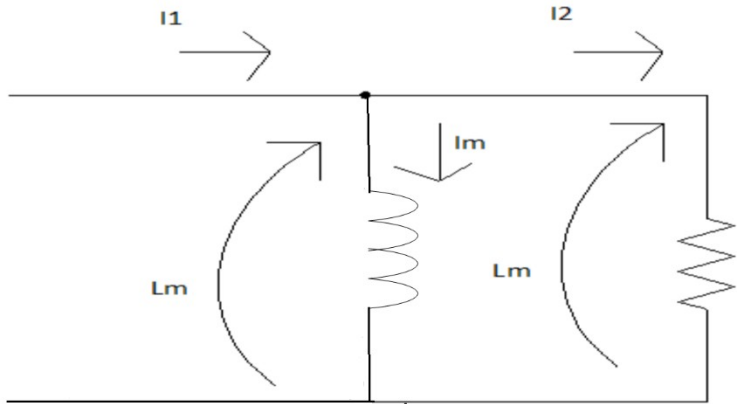
Análisis del TC sustituyendo la corriente $i_{cc(t)}$

Circuito equivalente del TC.



Hipótesis:

Después L_B en reactancia a R_B



$$R = \frac{R_B \times R_c}{R_B + R_c} = R_B$$

$$i_1 = i_m + I_R \Rightarrow I_R = i_1 - i_m$$

$$A \times L_m \times i_m = i_R \times R$$

$$A \times L_m \times i_m = i_1 \times R - i_m \times R$$

$$i_m \times [A \times L_m + R] = R \times i_1$$

$$i_m = \frac{R}{[A \times L_m + R]} \times i_1$$

$$i_m = \frac{R}{[A \times L_m + R]} \times I_{max} \left[\frac{A}{A^2 - \omega_0^2} - \frac{1}{A + B} \right]$$

Flujo en el TC.

$$\lambda = L_m \times i_m$$

$$\lambda = \frac{R \times L_m}{[A \times L_m + R]} \times I_{max} \left[\frac{A}{A^2 - \omega_0^2} - \frac{1}{A + B} \right]$$

$$\lambda = \frac{1}{\left[A + \frac{R}{L_m} \right]} \times \left[\frac{A}{A^2 - \omega_0^2} - \frac{1}{A + B} \right] \times I_{max} \times R$$

transformando resulta.

$$\lambda = \left[A_1 \times \cos(\omega_{0t} - \varphi) + A_2 \times e^{-\alpha t} - A_3 \times e^{-\beta t} \right] \times K_1$$

Dónde:

$$K_1 = R \times I_{max}$$

$$\alpha = \frac{R}{L_m}$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{\omega_0}{\alpha} \right)$$

$$A_1 = \cos \left(\frac{\varphi}{\alpha} \right)$$

$$A_2 = \frac{1}{\alpha - \beta} - \frac{\alpha}{\alpha^2 + \omega_0^2} \approx \frac{1}{\alpha - \beta}$$

$$A_3 = \frac{1}{\alpha - \beta}$$

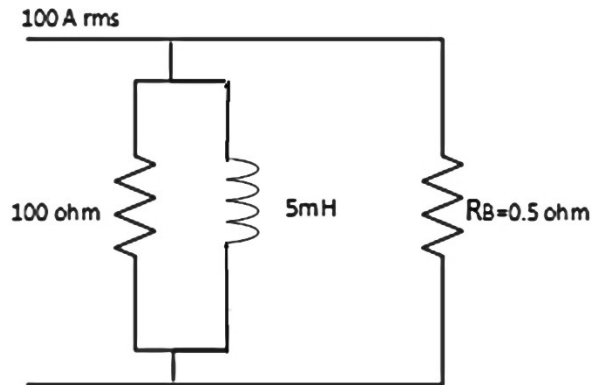
$$\lambda = K_1 \times A_1 \times \cos(\omega_{0t} - \varphi) + K_1 \times A_2 (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$$

$\beta = i$ Constante inversa del tiempo de la línea de transmisión.

α = inversa de la constante de tiempo del circuito secundario del TC.

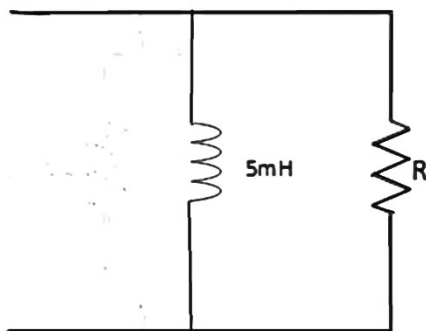
$$\alpha = \frac{R_B}{L_m}$$

Ejemplo:



Corriente primaria del máximo OFF-SET

$$i_{cc(t)} = 141.4 \times \cos(\omega_0 t) - 141.4 e^{-10t}$$



$$R = \frac{100 \times 0.5}{100 + 0.5} = 0.497 \Omega$$

$$K_1 = 0.497 \times 141.4 = 70.3$$

$$\alpha = \frac{0.497}{5 \times 10^{-3}} = 99.5$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{377}{99.5} \right) = 75.2^\circ$$

$$A_1 = \frac{\cos(75.2^\circ)}{99.5} = 2.57 \times 10^{-3}$$

$$A_2 = \frac{1}{99.5 - 10} - \frac{99.5}{99.5^2 + (3 + 7)^2} = 0.01$$

$$A_3 = \frac{1}{99.5 - 10} = 0.011$$

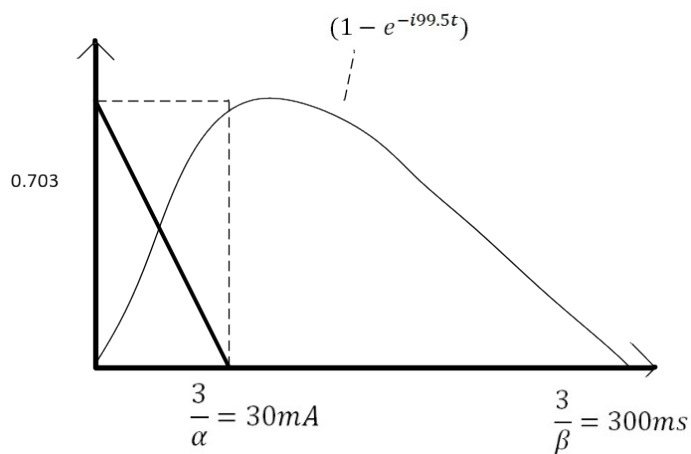
$$\lambda = 70.3 \times 2.57 \times 10^{-3} \cos(\omega_0 t - 75.2) + 70.3 \times 0.01 [e^{-99.5t} - e^{-10t}]$$

$$\lambda = 0.18 \times \cos(\omega_0 t - 75.2) + 0.703 [e^{-10t} - e^{-99.5t}]$$

$$L_m = \overbrace{36 \cos(\omega_0 t - 75.2)}^{\text{flujo forzado}} - \frac{1}{140} \overbrace{[e^{-10t} - e^{-99.5t}]}^{\text{flujo transitorio}}$$

Componente del flujo producido por el OFF-SET

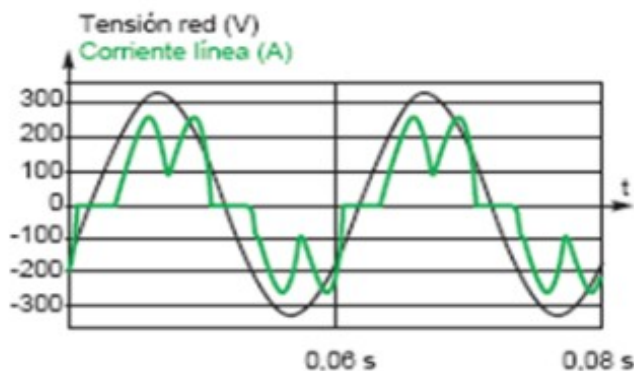
$$\lambda_{DC} = 0.703 [e^{-10t} - e^{-99.5t}]$$



$$(1 - e^{-i99.5t})$$

$$\frac{3}{\alpha} = 30mA$$

$$\frac{3}{\beta} = 300ms$$



El tiempo del TC lleva para entrar en saturación depende de α (constante del tiempo del secundario TC).

El tiempo que el lleva para salir de la saturación en función de β .

Se demuestra para que no ocurra saturación por DC, la tensión máxima en el secundario del CT secundario debe limitarse a:

$$V_{sec} \leq \frac{V_{clase}}{1 + \frac{X_L}{R_L}}$$

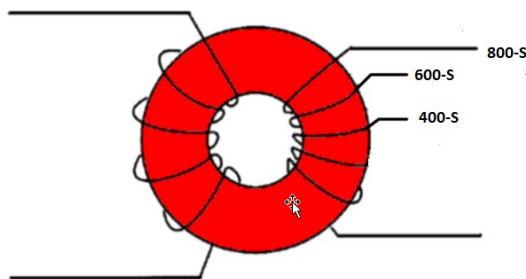
2.4.5 Criterio de dimensionamiento de un TC

1. Atendiendo a la clase de precisión

$$\frac{V_{sec TC}^{max}}{V_{clase}^{TAP}} < 0.8 a 1.0$$

$$V_{clase}^{TAP} = V_{clase}^{TC} \times \frac{TAP}{TAP_{max}}$$

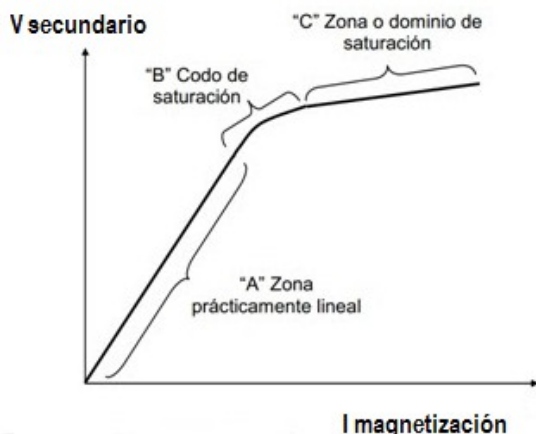
Un tratamiento de la clase de precisión no significa que un TC no está operando con grado de saturar para una corriente secundaria de 100 A 20 int/5A



$$10 B (200)$$

$$200 \times \frac{400}{800} = 100$$

Un error que implica una corriente de magnetización superior a 10 A



Muchos proyectistas consideran más conveniente operar en un punto próximo del cuello de la curva.

Una regla empírica para trabajar próximo de ese punto es limitar la tensión secundaria en 50 % del valor de la clase:

$$V_{\text{sec TC}}^{\text{TAP}} = \frac{1}{2} \times V_{\text{clase}}^{\text{TC}} \times \frac{\text{TAP}}{\text{TAP}_{\text{max}}}$$

Este criterio garantiza una barra de dimensionamiento para evitar una saturación por la componente AC, sin embargo, el TC aún puede saturar, de forma transitoria, para el off Set de la corriente de un corto (Exponencial amortizado)

Para evitar una saturación por DC se debe imponer:

$$V_{\text{sec}}^{\text{max}} \leq \frac{V_{\text{clase}}^{\text{TAP}}}{1 + \frac{X}{R}}$$

$\frac{X}{R}$ = asignar una reactancia/resistiva de una línea de transmisión

2.5 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LAS FUNCIONES DE LOS RELÉS

2.5.1 Detección de nivel

Es el principio de operar más simple, la función actúa cuando las mediciones monitoreadas ultrapasan (relé de sobre) el queda abajo (relé de bajo) un umbral ajustable.

2.5.2 Función de sobre corriente

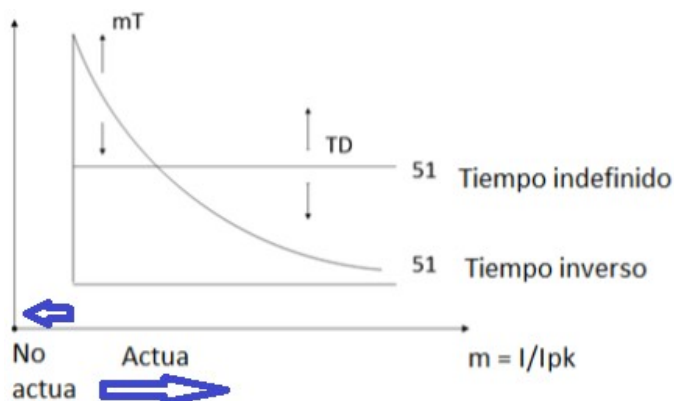
Este tipo de función de protección, debido a su simplicidad es utilizado en todos los niveles de tensión. Como función de protección principal en una media tensión es función de Back-up (retaguarda) en alta tensión.

Función ANSI 50

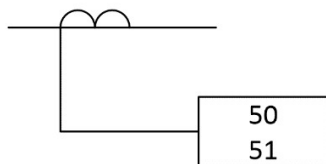
Función de sobre corriente instantánea (sin atraso intencional)

Función ANSI 51

- Tiempo independiente
- Tiempo inverso



I_{pk} = I umbral (el ajustable) de la corriente de actuación (o corriente de disparo) el ajuste de I_{pk} es hecho en términos de amper secundaria o del p.u de la corriente nominal secundaria de TC (normalmente 5 A)



$$I_{pk} = 7.5 A \quad \text{o}$$

$$I_{pu} = \frac{7.5}{5} = 1.5 pu$$

m = múltiplo de la corriente de actuación

T_D = Tme Delay (Ajustado) para una unidad 51 de tiempo independiente.

mt = multiplicador de tiempo (ajuste para una función 51 tiempo inverso)

2.5.3 Ecuación característica inversa

a) Ecuación IEEE

$$T_A = mT \left(\frac{A}{m^p - 1} + B \right)$$

Curva extremadamente inversa

$$A = 28.2$$

$$B = 0.1217$$

$$p = 2$$

Curva muy inversa

$$A = 19.61$$

$$B = 0.491$$

$$p = 2$$

Curva moderadamente inversa

$$A = 0.0515$$

$$B = 0.114$$

$$p = 0.002$$

b) Norma IEC

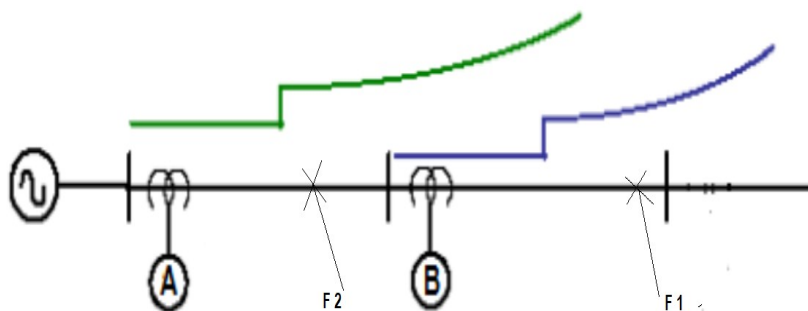
$$T_A = mT \left(\frac{k}{m^p - 1} \right)$$

Curva A. $k=0.14 \quad p=0.02$

Curva B. $k=13.5 \quad p=2$

Curva C. $k=80 \quad p=2$

El problema de coordinación de protección



Falta F1: B debe actuar

Falta F2: A debe actuar

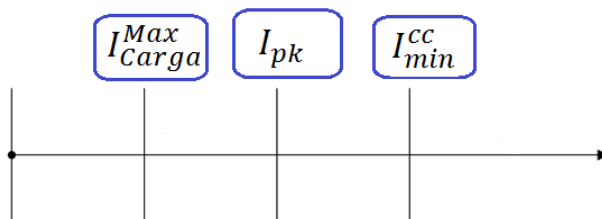
$$I_{cc}^{F_1} \tilde{I}_{cc}^{F_2}$$

50 p } Función de sobre corriente de fase monitorea las
51 p } ntes $I_A I_B I_C$

Que posee un único ajuste

Línea de transmisión que tiene faltas transitorias

50 N } Función de sobre corriente de neutro
51 N } (monitorea I_N , posee ajuste independiente)



$$\frac{I_{pk}}{I_{Carga}^{Max}} \geq 1.5$$

$$\frac{I_{ccmin}}{I_{pk}} \geq 2.0$$

Función de sobre corriente de secuencia negativa

2.5.4 Principios de las funciones de protección

1.- Detectores de nivel

1.1.- Funciones de sobre corriente

1.2.- Funciones de sobre tensiones (ANSI 59) y sub tensión (ANSI 27)

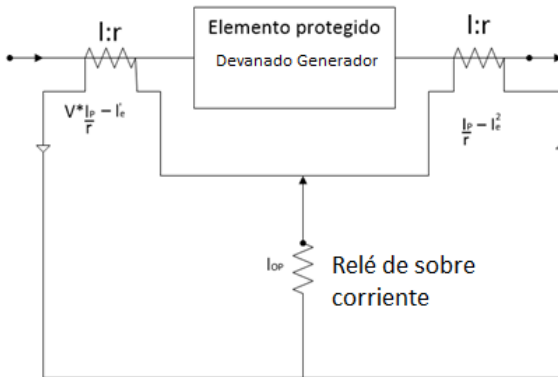
En condiciones normales de operación las tensiones de la red permanecen en una franja bastante estrecha ($\pm 5\%$) tensión fuera de esa franja alguna condición anormal.

Sobre tensión, Falta de regulación.

Subestación, ocurrencia de falla

2.5.5 Principio diferencial

Es una de las técnicas más eficientes para detección de faltas (en generadores, transformadores, motores, reactores, líneas de transmisión, barras, carga diferencial)

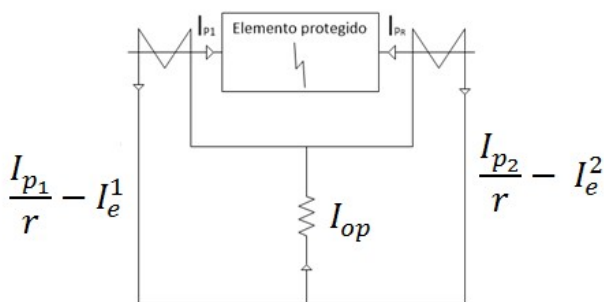


La corriente en el relé de sobre corriente I_{op}

$$I_{op} = \frac{I_p}{r} - I_e' - \left(\frac{I_p}{r} - I_e^2 \right)$$

$$I_{op} = I_e^2 - I_e' \approx 0$$

Falta interna del elemento protegido



$$I_{op} = \frac{I_{p_1}}{r} - I_e^1 + \frac{I_{p_2}}{r} - I_e^2$$

$$I_{op} = \frac{I_{p_1} + I_{p_2}}{r} - (I_e^1 - I_e^2) \gg 0$$

2.6.6 Condiciones que llevan a un transformador a sufrir daños

a.- Bajo aislamiento

Bajo aislamiento fatalmente resulta en un cortocircuito, causando graves daños en los devanados y en el núcleo. La caída de aislamiento puede deberse a:

- exceso de temperatura;
- contaminación del aceite;
- descarga corona en el aislamiento;
- sobretensiones transitorias;
- la fuerza electromagnética causada por altas corrientes.

b.- Deterioro del aislamiento

El deterioro del aislamiento es una función del tiempo y de la temperatura. El transformador puede estar siendo sometido a operar bajo las más variadas condiciones; por lo tanto, es muy difícil la previsión de su vida útil. En el caso de un transformador sometido a una excesiva temperatura, mejorar la ventilación o disminuir la carga son medidas que evitan el envejecimiento precoz del aislamiento.

c.- Sobre calentamiento debido a sobre-excitación

De acuerdo con las normas, los transformadores deberán ser capaces de entregar corrientes nominales a una tensión aplicada

de hasta el 105% de la tensión nominal. Cuando un transformador es sometido para operar con tensión por encima de la nominal o frecuencias muy bajas, su núcleo trabaja sobre-excitado. El flujo magnético es entonces obligado a circular en las partes metálicas no laminadas, calentándolo a temperaturas inaceptables. La sobre-excitación no es un defecto del transformador, sino una condición operativa anormal del sistema eléctrico de potencia. Un análisis de la corriente durante la sobre-excitación muestra una pronunciada corriente armónica de 5a orden. La sobre-excitación provoca un aumento dramático de la corriente de excitación. Para una sobretensión del 20%, la corriente de excitación aumenta aproximadamente 10 veces la corriente de excitación normal.

d.- Aceite contaminado

El aceite en un transformador constituye un medio de aislamiento eléctrico y también un medio de enfriamiento, por lo que su calidad es primordial. La rigidez dieléctrica es la propiedad más importante del aceite, y si es reducida por las impurezas, la humedad etc, el deterioro del aislamiento ocurrirá fatalmente. El nivel del aceite también debe ser monitoreado constantemente, pues su caída causa también la reducción del aislamiento.

e.- Reducción de la ventilación

El sistema de ventilación forzada debe estar funcionando perfectamente. Si se produce algún falla en este sistema, se deben tomar medidas inmediatas para evitar el sobrecalentamiento.

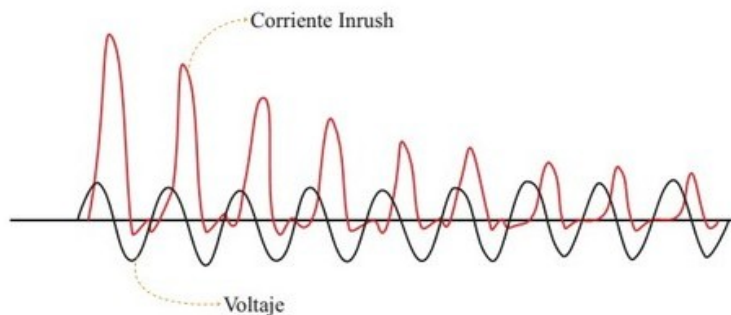
f.- Corrientes de excitación y de inrush

Si la tensión nominal se aplica a los terminales del devanado primario de un transformador con el secundario abierto, circulará una pequeña corriente de excitación. Esta corriente consiste de dos componentes; el componente de pérdidas y el componente de magnetización. El componente de pérdida estará en fase con la tensión aplicada y su magnitud depende de las pérdidas en vacío del transformador.

El componente de magnetización quedará retrasado de 90 y su magnitud depende del número de espiras del devanado primario, la forma de la curva de saturación del transformador y la máxima densidad de flujo para la que el transformador ha sido proyectado [16].

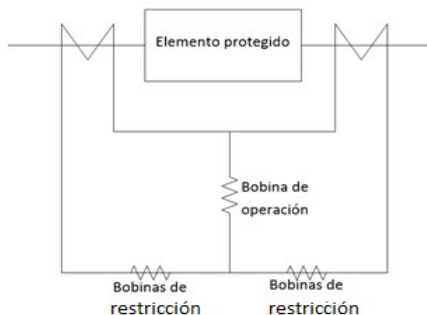
g.- Componente de magnetización de la corriente de excitación

Estando el secundario del transformador abierto, él puede ser tratado como un reactor de núcleo de hierro. La ecuación diferencial del circuito se puede escribir como:

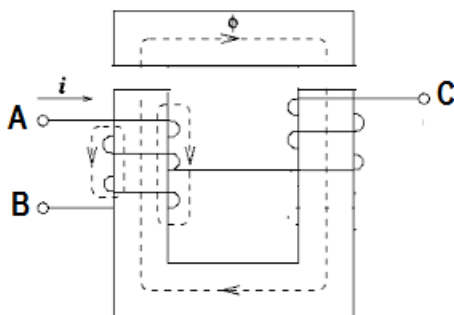


Toda protección tiene un componente fundamental

Conexión diferencial porcentaje



El relé electromecánico equivalente



Un relé actúa cuando:

$$\tau_{op} > \tau_{Rest}$$

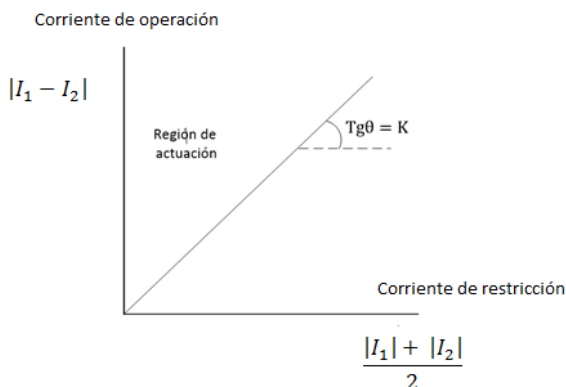
$$k_2 |I_{op}| > k_1 |I_1| + k_1 |I_2|$$

$$k_2 |I_1 - I_2| > k_1 (|I_1| + |I_2|)$$

$$|I_1 - I_2| > \frac{k_1}{k_2} \left(\frac{|I_1| + |I_2|}{2} \right)$$

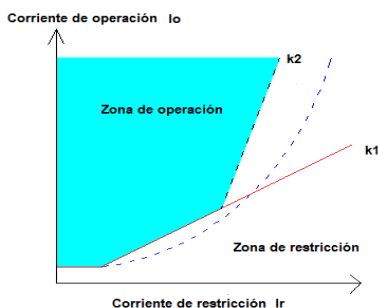
$$|I_1 - I_2| > k \left(\frac{|I_1| + |I_2|}{2} \right)$$

$$|I_1 - I_2| > k \left[\frac{|I_1| + |I_2|}{2} \right]$$



Exigirá una corriente Característica diferencial porcentual de 20 % significa que una corriente pasante de 10 A de operación superior a 20% esto es 2 A para actuar.

Niveles digitales



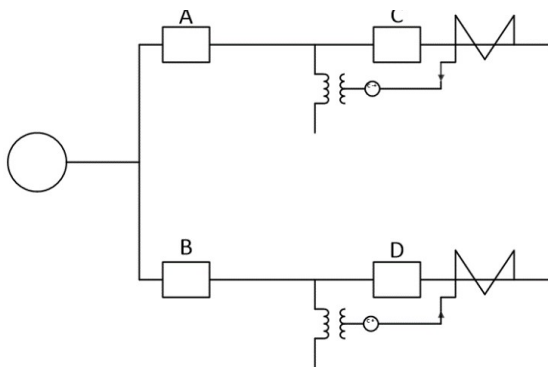
Ajustes I_G, I_r, I_k, I_{K_2}

2.6 PRINCIPIO DE COMPARACIÓN DE ÁNGULOS

2.6.1.- Diferencial de sobre corriente ansi 67

Una unidad direccional normalmente está asociado a una unidad de sobre corriente, donde esta última es insuficiente para detectar el punto de ocurrencia de falta

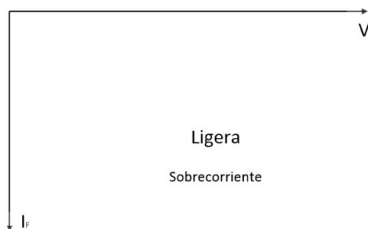
(Ejemplo líneas de un punto de sistema radial)



Relé C



Relé D



2.6.2.- Direccional de potencia (ANSI 32)

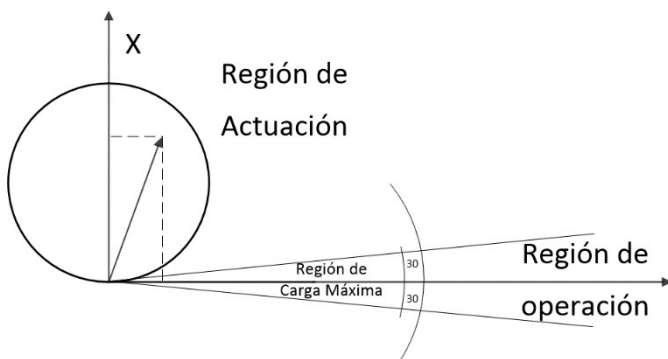
Puede ser utilizado, por ejemplo, para impedir una motorización del generador

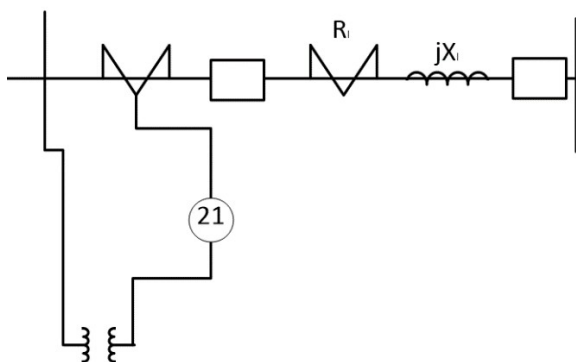
2.6.3.- Distancia (ANSI 21)

La fusión se basa en la medida de la impedancia “Vista” del relé, esto es en relación entre un fasor de tensión y un fasor de corriente

$$Z_{med} = \frac{V}{I} = R_{med} + j X_{med}$$

Esta función es utilizada principalmente para la protección de líneas de transmisión, la función 21 responde de acuerdo con una localización de la impedancia medida en el plano R – X





Impedancia medida en condición de plano normal de carga central

$$S = P + jQ = S \angle \varphi$$

$$Z = \frac{V^2}{S^*} = \frac{V^2}{S \angle -\varphi} = \frac{V^2}{S} \angle \varphi = |Z|$$

$$|Z| = \frac{V^2}{S}$$

$$|Z|_{min} = \frac{V^2}{S_{max}}$$

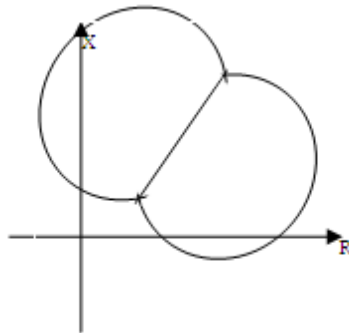
La zona característica de actuación de la función es una región cerrada como mostrada en 2, si la impedancia medida se localiza en el interior de esta región. La función actúa.

2.7.4 Tipo de zonas características

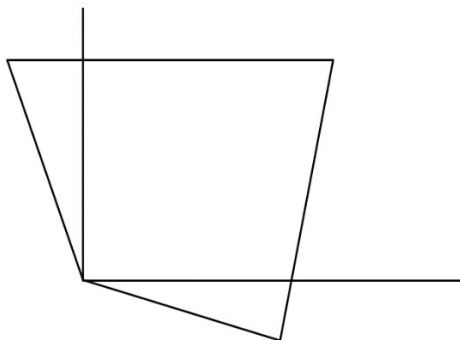
Zona tipo HMO



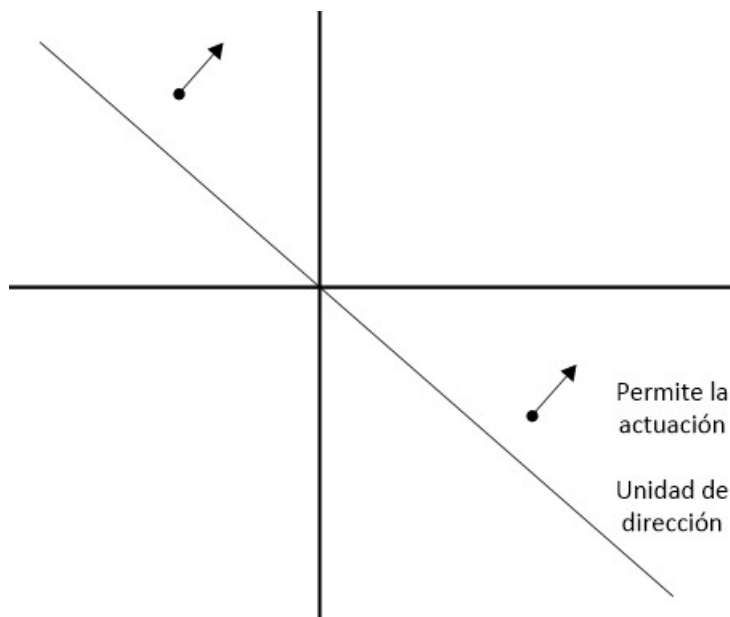
Característica lente



Característica cuadrilateral



Característica impedancia



Otras funciones de potencia

Frecuencia (ANSI 81)

Sobre frecuencia

Sub frecuencia

Temperatura

ANSI 43 sobre temperatura en transformador

AUMENTO DE GASES (ANSI 65)

CAPÍTULO 3

PROTECCIÓN DE LÍNEAS

Las líneas de transmisión son los componentes más expuestos de un sistema de potencia, pudiendo, por lo tanto, afirmar que la incidencia de faltas es considerablemente mayor que en otros elementos del sistema. Considerando que una línea de transmisión está conectada con otras líneas y equipos, su sistema de protección debe ser compatible con el de otros elementos, de modo que posibilite una amplia coordinación de sus ajustes. Se debe prever también que la protección principal de un tramo de una línea actúe como protección de retaguardia de las líneas adyacentes. La longitud de la línea de transmisión tiene un efecto directo en el ajuste de un relé. En la Figura 10.7 la línea se considera, respectivamente, corta y larga:

$$Z_1 \leq Z_{equ}$$

$$Z_1 \geq Z_{equ}$$



Longitud de la línea

En las líneas cortas la discriminación por niveles de corriente de cortocircuito es prácticamente imposible, pues no hay mucha diferencia entre un cortocircuito al principio (X) y al final (Y). Por otro lado, las líneas largas presentan otro tipo de problema: la corriente de cortocircuito al final de la línea (Y) puede

aproximarse a la corriente de carga. En cuanto a la protección de estas líneas, existe una variedad de esquemas que depende de las características, configuraciones, longitudes e importancia relativa. No existe una regla inflexible para definir un esquema de protección. Comúnmente se encuentran los siguientes esquemas de protección:

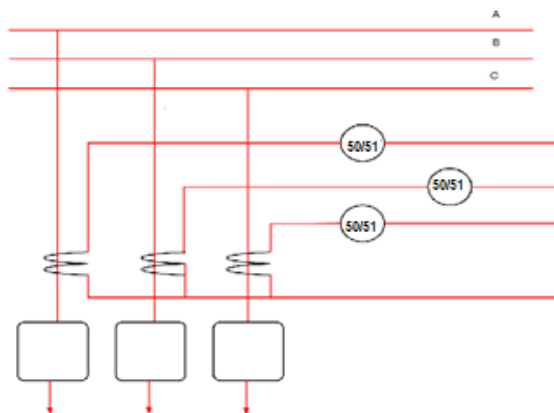
- fusibles, reconectores y seccionadores;
- sobre corriente instantánea;
- sobre corriente temporizado con característica inversa;
- sobre corriente direccional temporizada e instantánea;
- distancia sin tele protección;
- distancia con tele protección.

La función de protección normalmente es aplicable a las líneas de transmisión son:

- a) Sobre corriente (50/51 ; 50N/51N)
- b) (Aplicable solamente para líneas radiales)
- c) Direccional de sobre corriente (67/67N)
- d) Distancia 21
- e) Temperatura (85)
- f) Diferencial (87 L)
- g) Sobretensión

3.1 PROTECCIÓN DE LÍNEAS POR SOBRE CORRIENTE

- Aplicable solamente para líneas radiales
- En la tecnología electromecánica se utiliza 03 relés individuales para cada fase más un relé neutro

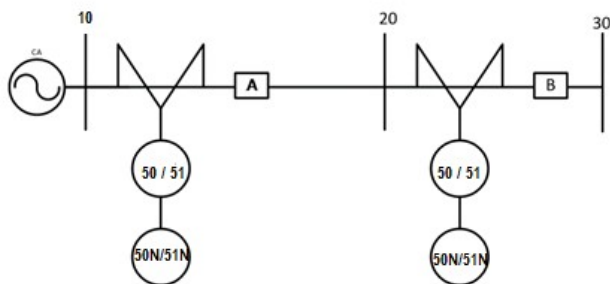


- Los relés de fase deben detectar las faltas trifásicas, bifásica fase bifásica a tierra

El relé de tierra detecta defectos monofásicos o monofásicos a tierra, permite un ajuste más sensible.

En los relés digitales, o 3 unidades de fase son implementadas en una única función de sobre corriente de fase (Trifásica). La función de sobre corriente de neutro es implementada en una función separada (ajuste independiente)

Filosofía de aplicación de ajuste a una función de sobre corriente



Requisitos

Un principio de sobre corriente deberá detectar y aislar, con la abertura de disyuntor A, todas las faltas ocurriendo en el tramo de 10 – 20.

Proporcionar la protección de retaguarda para las faltas en el tramo de 20 – 30.

3.2 CRITERIO DE AJUSTE DE PROTECCIÓN DE FASE

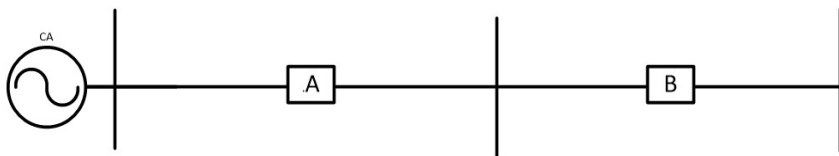
a.- Característica de la selección

$$T_A \times I$$

- Tiempo independiente
- Tiempo inverso
 - Normalmente inverso
 - Muy inverso
 - Extremadamente inverso

Tiempo independiente

Simples de utilización



Para faltas próximas a la fuente (corriente de flujo elevado) el tiempo de actuación en alto no es utilizado en Brasil

Tiempo inverso

Para tener la característica inversa eficiente es conveniente tener una variación significativa en el tiempo de actuación para faltas en los dos extremos de línea.

Esta variación del tiempo será función de variación de corriente de falta en los dos extremos de la línea y del tipo de curva utilizada,

Se define

SIR = Source Impedancia Ratio

$$SIR = \frac{\text{Impedancia de Fuente}}{\text{Impedancia de Línea}}$$

a) $SIR < 0.5$ línea larga de corriente de corto varía mucho.

Se puede utilizar la curva normalmente inversa

b) $0.5 < SIR < 40$

Línea media

Se puede utilizar la curva muy inversa

c) $SIR > 4.0$

Línea corta es más conveniente utilizar la curva extremadamente inversa

Protección de sobre corriente de fase

Función 51

Función 50

Protección de sobre corriente neutro

51 N

50 N

3.3 AJUSTE DE LA FUNCIÓN 51

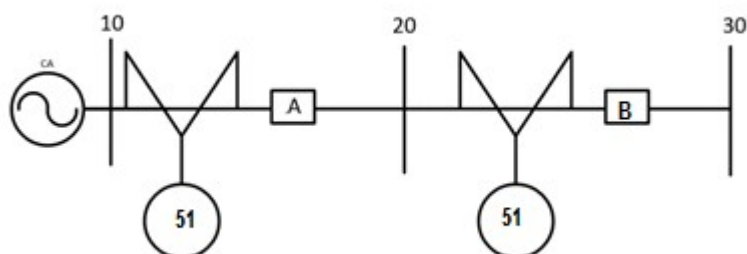
3.3.1 Ajuste de la corriente de disparo 51_{pk}

La función 51 deberá

- Detectar y asilar defectos (a través de la abertura del disyuntor) en el tramo 10 – 20 (zona de protección primaria de A)
- Actuar como protección para faltas en el tramo 20 – 30

La corriente a través de A debe ser ajustada de forma que:

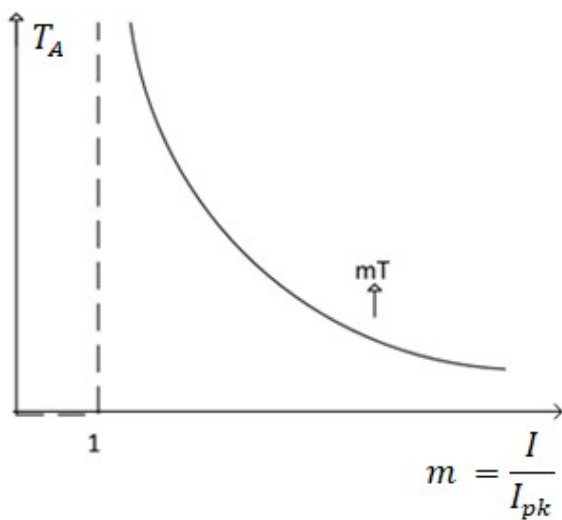
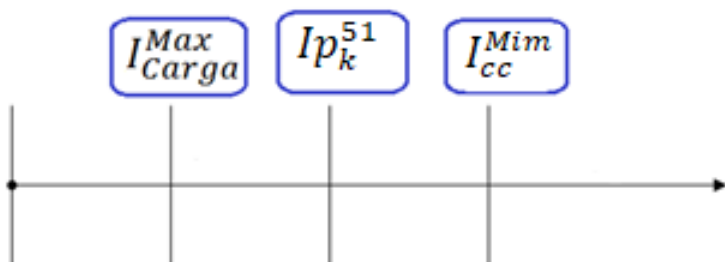
- No actúe para la máxima corriente de carga (calculada en condición de emergencia con tensión mínima)
- Debe ser sensible a la menor corriente de corto entre fases. En el extremo (en el tramo) en delante.
- Entonces normalmente corto bifásico en la barra 30, con generación mínima, entonces I_{cc}^{Mim}



Ajuste

$$I_{pk}^{51} \geq K_1 I_{CargaMax} \quad 1.5 < K_1 < 2$$

$$I_{Carga}^{mim} \geq K_2 I_{pk}^{51} \quad 2.0 < K_2 < 3$$



$$T_A = mT \left[\frac{A}{m^p - 1} + B \right]$$

3.4.2 Ajuste del multiplicador de tiempo (mT)

Para que exista selectividad de coordinación entre los relés A y B es necesario que; para todas las faltas en los dos relés:

El relé A actué con un retardo en relación a B superior con igual ΔT .

$$\Delta T = \text{Criterio de Proyecto} = \text{Tiempo de Coordinación}$$

Para atender a esa condición es bueno imponer que la diferencia de tiempo será en el mínimo ΔT para máxima corriente de falla común a los dos relés, entonces corto trifásico en la salida de la barra 30.

$$\text{Relé B} \quad \left\{ \begin{array}{l} R_{TC}^B \rightarrow \text{Ajustado} \\ I_{pk}^B \rightarrow \text{Ajustado} \\ mT^B \rightarrow \text{Ajustado} \end{array} \right.$$

$$\text{Relé B} \quad \left\{ \begin{array}{l} R_{TC}^B \rightarrow \text{Ajustado} \\ I_{pk}^B \rightarrow \text{Ajustado} \\ mT^B \rightarrow ? \end{array} \right.$$

Tiempo de actuación de B

$$m = \frac{R_{cc}^{Max}}{R_{TC}^B - I_{pk}^B}$$

Curva del relé B

$$T_A = m T^B \left[\frac{A}{m^p - 1} + B \right]$$

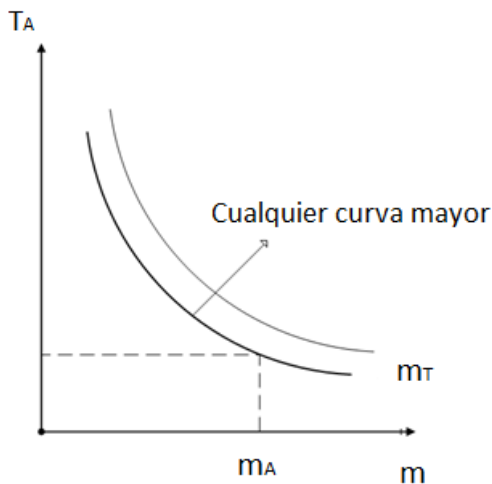
Tiempo de actuación del relé A

$$T_A^A \geq T_A^B + \Delta T$$

Curva del relé A

$$m_A = \frac{I_{cc}^{Max}}{R_{TC}^A R_{TC}^A}$$

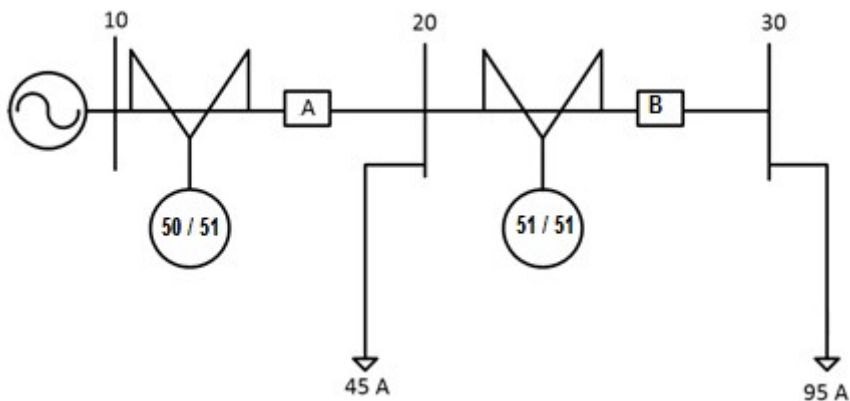
$$m = \frac{I}{I_{PK}}$$



$$m_T^A \left[\frac{A}{mA^p - 1} + B \right] \geq TA^B + \Delta T$$

$$m_A^T \geq \frac{m_B^T + \Delta T}{\left[\frac{A}{mA^p - 1} + B \right]}$$

Ejemplo



	10	20	30
$I_{Falta Min}$	1000	800	600
$I_{Falta Max}$	3000	1500	1000

$$m = \frac{I}{I_{pk}} = \frac{\frac{I_N}{R_{TC}}}{I_{pk}}$$

Ajuste e función 51

Relé B

$$I_{Carga}^{Max} = 95 \text{ A prim}$$

TC 100/5 (Es necesario verificar el aspecto de saturación)

$$R_{TC}^B = 20$$

$$I_{Carga}^{max} = \frac{95}{20} = 4.75 \text{ A Secundario}$$

Ajuste de I_{pk}^{51-B}

$$I_{cc}^{Min} = 600 \text{ A prim}$$

$$I_{cc}^{Min} = \frac{600}{20} = 30 \text{ A secundario}$$



$$I_{pk}^{51-B} = 10$$

Curva del relé: muy inverso

$$T_A = \left[0.491 + \frac{19.61}{m^2 - 1} \right]$$

Como B no coordina con ninguna será utilizado

$$m_{T^B}=0.5$$

Tiempo de actuación de B, para Falla en la barra 30

Para la falta mínima = 600 A

$$m = \frac{I}{I_{pk}}$$

$$I = \frac{600}{20} = 30 \text{ A} \quad m = \frac{30}{10} = 3$$

$$T_{A^B} = 0.5 * \left[0.491 + \frac{19.61}{3^2 - 1} \right] = 1.47 \text{ seg}$$

$$T_{A^B} = 0.5 * \left[0.491 + \frac{19.61}{\left(\frac{600}{20 * 10} \right)^2 - 1} \right] = 1.47 \text{ seg}$$

Para falta máxima: 1 500 A

$$T_A = 0.5 * \left[0.491 + \frac{19.61}{\left(\frac{1500}{20 * 10} \right)^2 - 1} \right]$$

$$T_A = 0.42 \text{ seg}$$

Relé B

$$R_{TC}^B = 20 \text{ } 100/5$$

$$I_{pk}^B = 10 \text{ A}$$

$$m_T^B = 0.5$$

Relé A

$$R_{TC}^A = 40 \text{ } 200/5$$

$$R_{TC}^A = 7 \text{ A Secundario}$$

$$m_{T^A} = \textcolor{red}{\text{c}}$$

Relé A

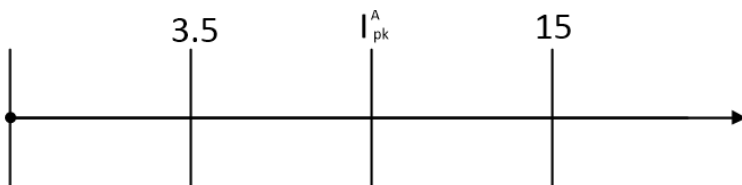
$$I_{Carga}^A = 95 + 45 = 140 \text{ A Primario}$$

$$TC : \frac{200}{5} \rightarrow R_{TC}^A = 40$$

$$I_{Carga}^A = \frac{140}{40} = 3.5 \text{ A Secundario}$$

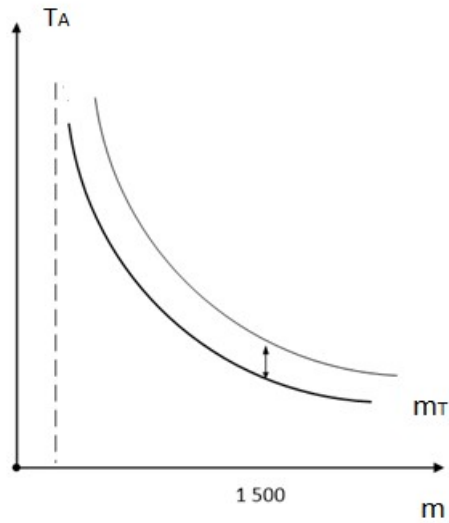
Ahora

$$I_{cc}^{min} = \frac{600}{40} = 15 \text{ A Secundario}$$



$$I_{Carga}^A = 7$$

Ajuste del multiplicar de Tiempo



Máxima corriente común a A y B es 1500 A

Tiempo de actuación de B para 1500 A

$$T_A^B = 0.5 \left(0.491 + \frac{19.61}{m_b^2 - 1} \right)$$

$$m_b = \frac{1500}{20 \times 10} = 7.5$$

$$T_A^B = 0.5 \left(0.491 + \frac{19.61}{7.5^2 - 1} \right)$$

$$T_A^B = 0.42 \text{ seg}$$

Tiempo de actuación de A

$$T_A^A \geq T_A^B + \Delta T$$

$$\Delta T = 300 \text{ ms}$$

$$T_A^A = 0.42 + 0.3 = 0.72 \text{ msec.}$$

$$T_A = m_T^A \left(0.491 + \frac{19.61}{m_A^2 - 1} \right) \geq 0.72$$

$$m_A = \frac{1500}{40 \times 7} = 5.35$$

$$m_T^A \geq \frac{0.72}{\left(0.491 + \frac{19.61}{5.35^2 - 1} \right)}$$

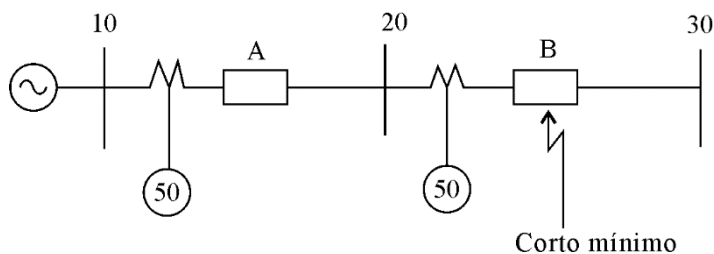
$$m_A^T \geq 0.6$$

3.4 AJUSTE DE FUNCIÓN DE 50

- Función que permite mejorar el desempeño la función de sobre corriente reduciendo los tiempos de actuación para faltas primarias en el disyuntor.
- La aplicación de esa función es interesante si existe una diferencia sustancial para faltas en terminal local y remoto.

Ajuste I_{PK}^{50} para el relé A

- Ahora el retardo para permitir a coordinación entre relés A e B.
- De esa forma, el relé A debe ser ajustado para no ser sensible a ninguna falta en el tramo 20 – 30 en adelante.

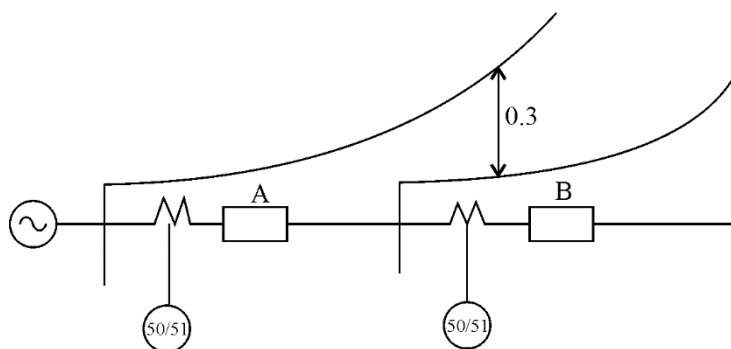


Función 50 Relé B

$$I_{pk}^{50-B} = 1.25 \times \frac{1000}{20} = 62.5a$$

Función 50 Relé A

$$I_{pk}^{50-A} = 25 \times \frac{1500}{40} = 47 \text{ A}$$



El porcentaje del tramo 20 -30 de la línea cubierto por la función 50 en A puede ser estimado por:

$$\% \dot{I} = \frac{I_{CC}^{10} - I_{PK}^{50-A}}{I_{CC}^{10} - I_{CC}^{20}} * 100 \%$$

Para el ejemplo:

$$\% = \frac{3000 - 1.25 \times 1500}{3000 - 1500} * 100 = 75\%$$

3.5 FUNCIÓN SOBRE CORRIENTE DE NEUTRO

función 51N

Ajuste de I_{pk}^{51N}

- Análogo a cero de 51
- Debe actuar para fase-tierra mínimo en el tramo techo a adelante
- No debe actuar para la máxima corriente de desequilibrio

$$K_1 * I_{desde Q}^{Mdx} \leq I_{PK}^{51N} \leq I_{KL}^{MIN} / K_2$$

Por eso:

$$I_{carga}^{Max} = 0.2 \text{ } I_{carga}^{Max}$$

Donde 0.2 es definido por el sistema, el resto es igual a la función 50/51

3.6 PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

En líneas de transmisión que operan bajo la configuración en anillo es imposible conseguir una buena selectividad a través de relés de sobre corriente. En estos casos, una de las maneras para lograr coordinar los relés de varios tramos es

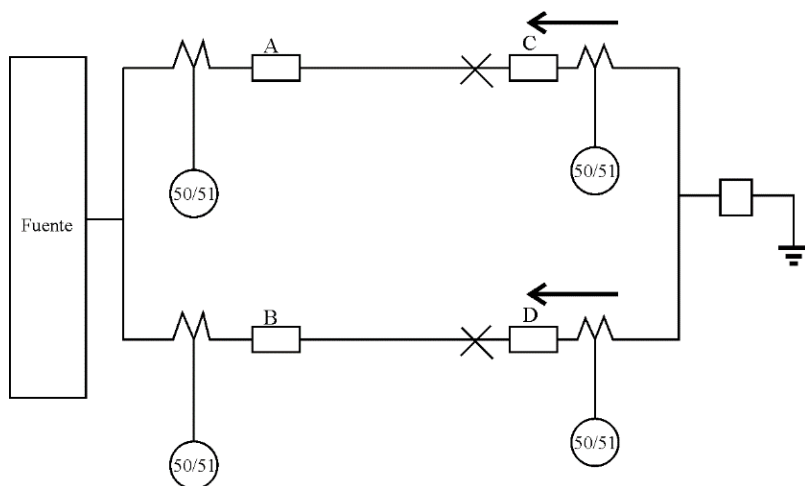
discriminando la actuación a través de los relés de sobre corriente direccionales. Los relés de sobre corriente direccionales deben responder, con máxima eficiencia, solamente en las condiciones de corto circuitos.

67 —————> **Direccional Fase**

67N —————> **Direccional Neutro**

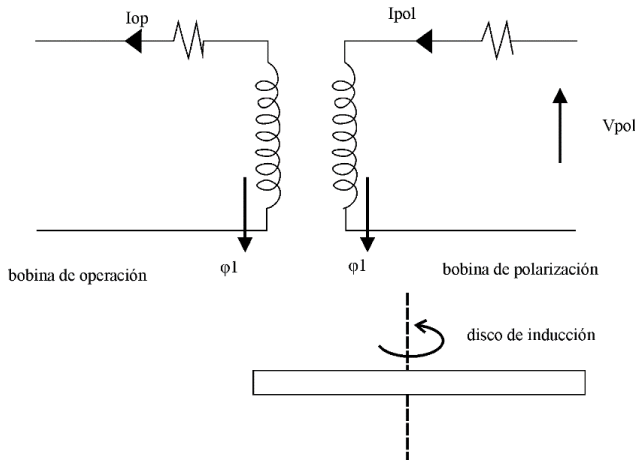
En sistemas radiales con líneas en paralelo, en un sistema no radial solamente con la función de sobre corriente y no posible atender el criterio de selectividad.

En ese caso es necesario asociar a la función de sobre corriente una unidad direccional que bloquee o libere sobre corriente dependiendo de la dirección reversa.



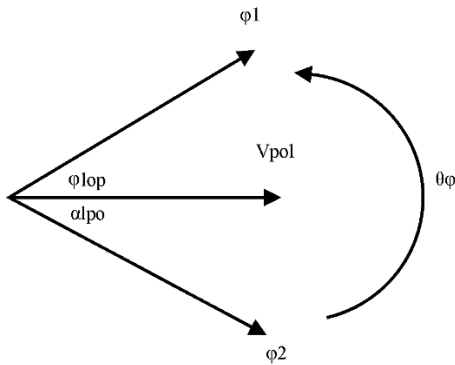
El principio de relé direccional fue establecido en el siglo IX basado en tecnología electromecánica (51V, 59) su funcionamiento consistía en producir torque (positivo o

negativo) en un disco de inducción a partir de dos bobinas alternadas denominadas bobinas de polarización y bobinas de operación.



I_{op} = Bobinas de operación

I_{pol} = Bobinas de polarización



$$\phi 1, (t) = \phi 1 \cos(wt + \theta) \quad \phi 1 = k_1 I_{op}$$

$$\phi 2, (t) = \phi 2 \cos(wt + \alpha) \quad \phi 2 = k_2 V_{pol}$$

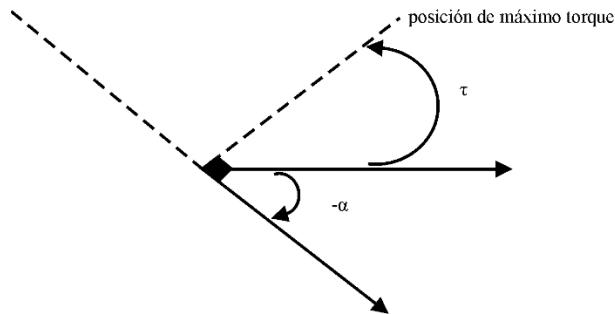
θ = defasa entre bobina de operacion y bobina de polarizacion

$-\alpha$ = defasa entre funcion de polarizacion y el flujo de producido $\phi 2(t)$

θ_ϕ = desfaseamiento entre flujos de $\phi 1(t)$ y $\phi 2(t)$ o de torque producido en el disco es:

$$T = k_3 \phi 1 \phi 2 \sin \theta_\phi$$

$$T = K I_{op} V_{pol} \sin (\theta - \alpha)$$



$$\tau - \alpha = 90$$

$$\alpha = \tau - 90$$

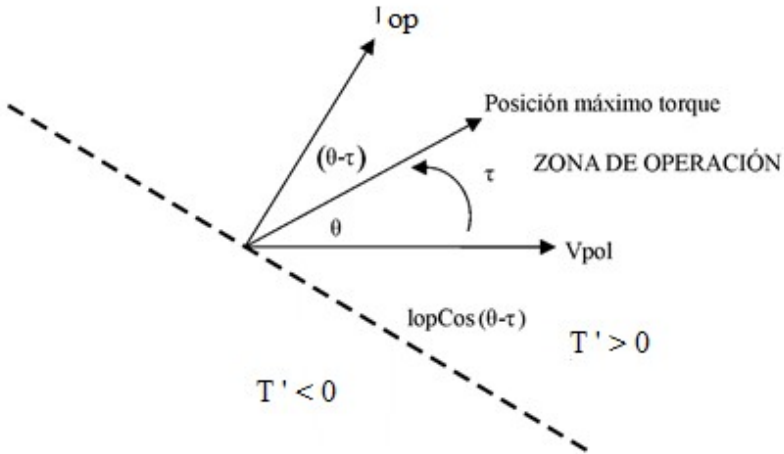
$$\tau = K I_{op} V_{pol} \sin (\theta + 90 - \tau)$$

$$\tau = K V_{pol} I_{op} \cos (\theta - \tau)$$

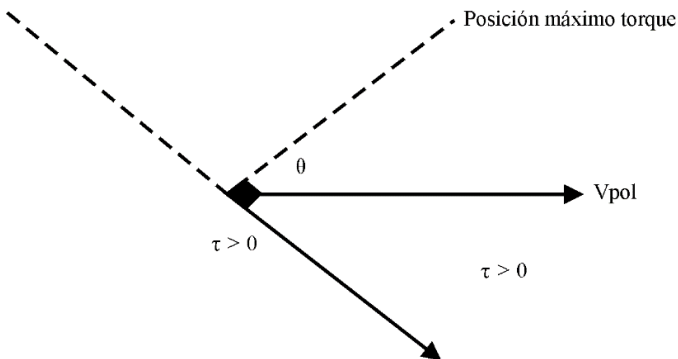
θ = defase entre bobinas de opracion y polarizacion

$\tau = \text{ajuste (ángulo máximo de torque)}$

O el relé actúa cuando el torque es positivo ($T > 0$)



$$K V_{pol} I_{op} \cos(\theta - \tau) > 0$$



Los relés digitales utilizan el principio, la implementación ahora es realizada vía software, a través de una condición de tipo

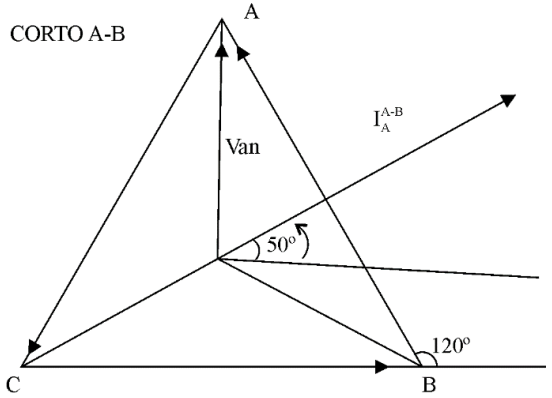
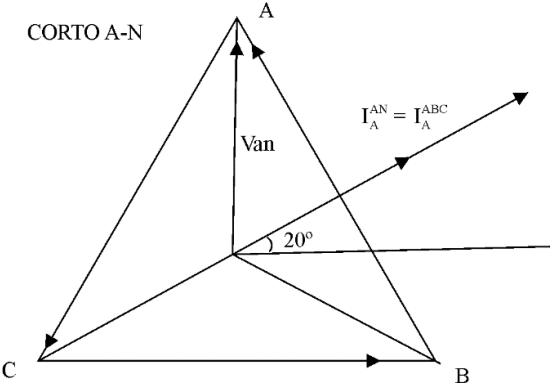
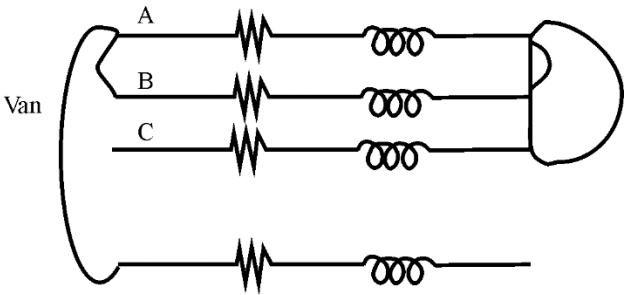
$$\text{Re}[I_{op}^* \cdot V_{pol} \times 1 \angle \tau)]$$

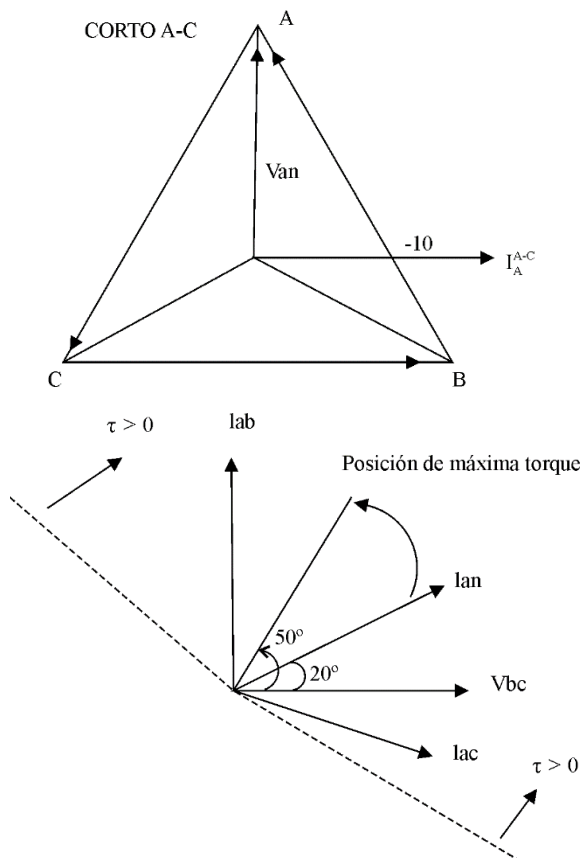
- La solución digital viabilizada la implementación de algunas condiciones adicionales que mejoran el desempeño de la función.
- Para faltas próximas al relé que pueden provocar un colapso de tensión de polarización el relé digital utiliza una memoria para tensión.

3.7 FUNCIÓN DIRECCIONAL DE FASE

En los relés digitales la función 67 implementa 3 unidades direccionales de PL cada fase el más utilizado es polarizado 90° en cuadratura.

Unidad	Corriente de operación	Tensión de polarización
A	I_A	V_{BC}
B	I_B	V_{CA}
C	I_C	V_{AB}





3.8 FUNCIÓN DIRECCIONAL DE TIERRA (67N)

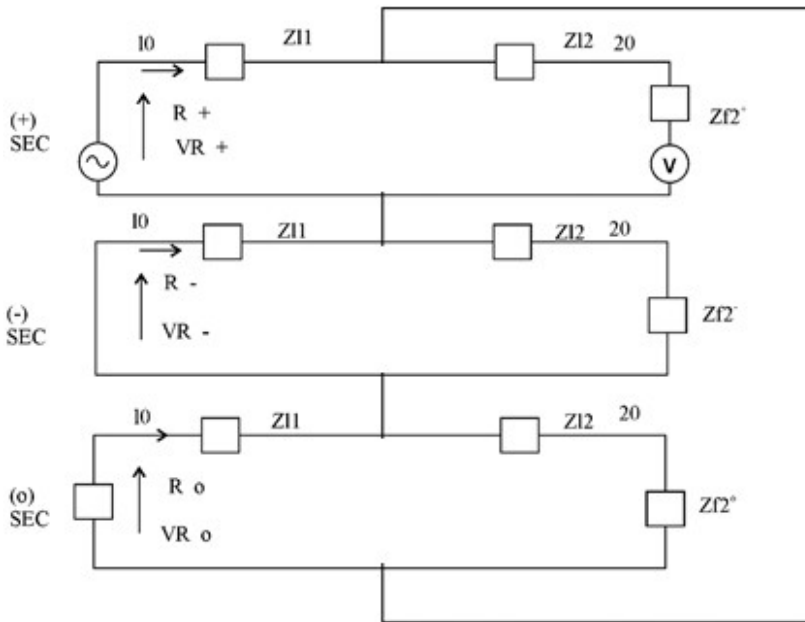
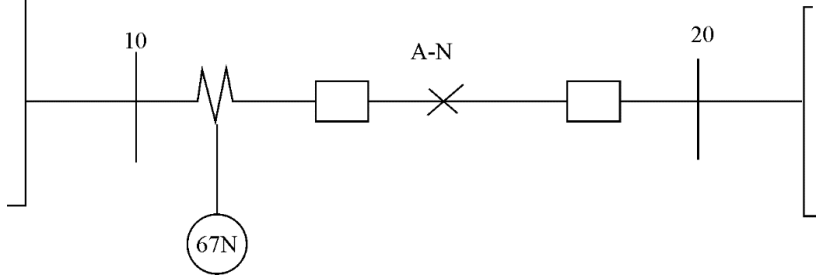
La bobina de operación de función 67N y las componentes de secuencia cero de las corrientes de línea.

$$I_0 = \frac{1}{3}(IA + IB + IC)$$

Para bobinas de polarización existen dos alternativas:

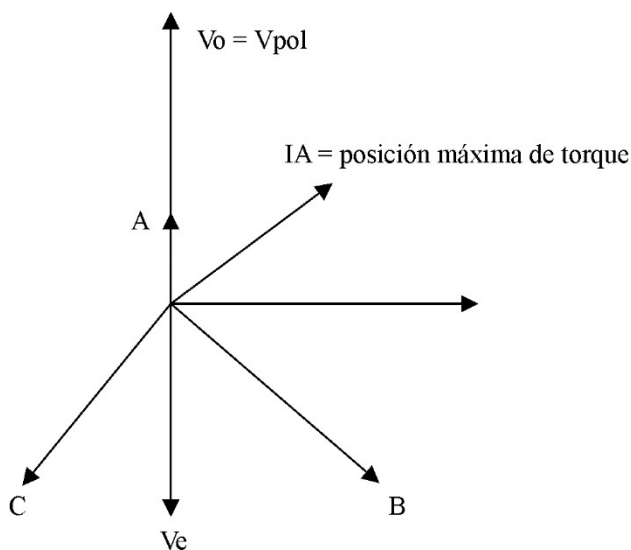
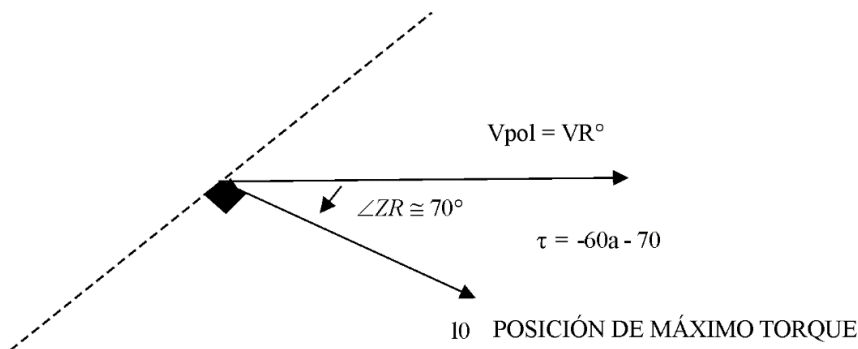
- tensión de secuencia cero invertida.

2.2.1

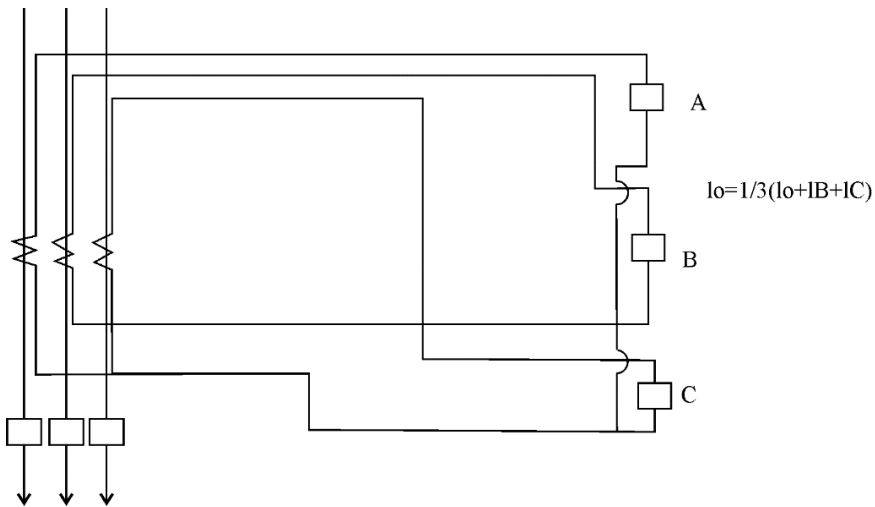
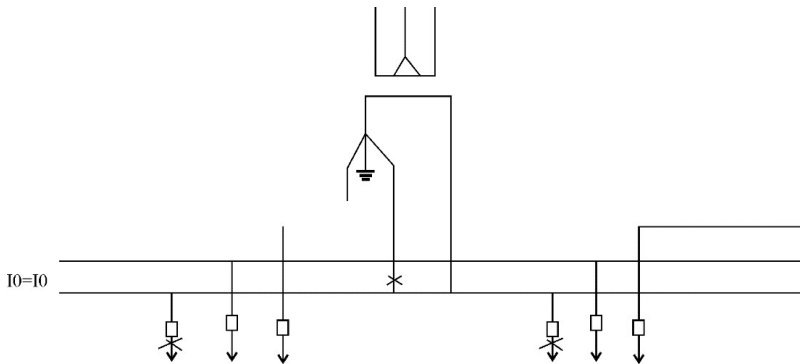


$$V_R^0 = -Z_{F1} \times I_R^0$$

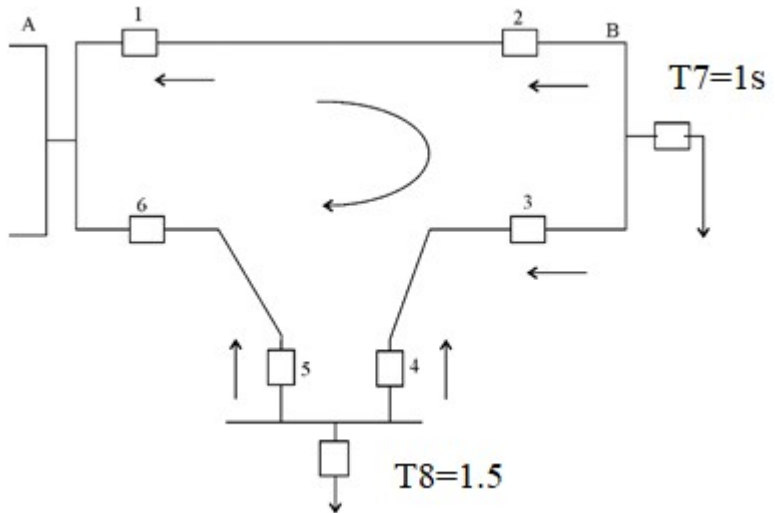
$$\rightarrow I_0 = -\frac{V_R^0}{Z_F^0}$$



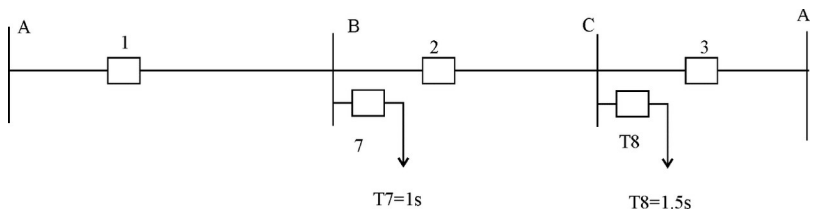
b) utilizar una corriente (normalmente) una corriente para tierra por ejemplo la corriente a través de la conexión centro-estrella de un transformador para tierra.



Ej. circuito Loop CL 1 Fuente Sobre corriente direccional de tiempo independiente:



Sentido horario (abre 6):



Criterio:

$$\Delta T = 500 \text{ ms}$$

Relé 5: no coordinación con ninguno:

$$T_s = 0.3 \text{ seg}$$

Relé 3 coordina con 5 y 8

$$T_3 \geq \max(T_5, T_8) + \Delta T$$

Donde:

$$T5 = 0.3$$

$$T8 = 1.5$$

$$T3 \geq 1.5 + 0.5$$

$$T3 = 2.0 \text{ seg}$$

Relé 1 coordina con 3 y 7

$$T1 \geq \text{MAX}(3, 7) + \Delta T$$

$$\text{Relé } 3 = 2.0$$

$$\text{Relé } 7 = 1$$

$$T1 \geq 2 + 0.5$$

$$T1 \geq 2.5 \text{ seg}$$

3.9 PROTECCIÓN DE LÍNEAS O FUNCIÓN DE DISTANCIA (21)

Con el aumento de la complejidad del sistema de potencia, hubo la necesidad de combinar dos características operativas en relés de protección de líneas de transmisión: la velocidad y la selectividad. El relé de distancia por lo tanto, el más adecuado para la protección de este tipo de componente.

Aplicada casi universalmente como protección principal de fase para líneas de alta tensión. Es más rápida y selectiva que la protección de sobre corriente.

Características

Primera zona como alcance de flujo e independiente, condiciones operaciones y niveles de cortocircuito para redes.

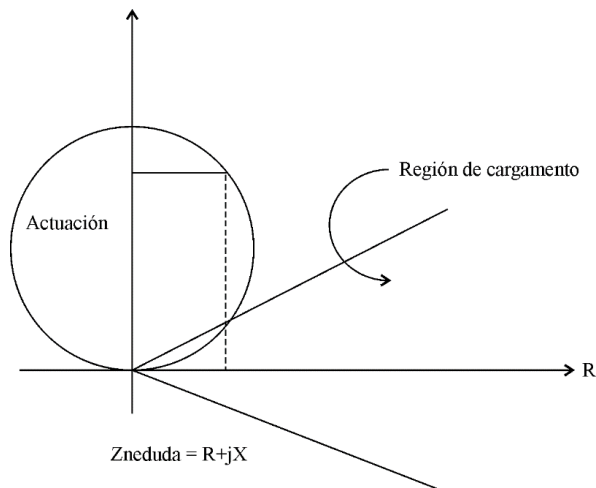
Capacidad de operar con corriente de falla próxima a un inferior a la de carga función de distancia responde de impedancia calculada por sus unidades de medición a partir de un par de tensión de corriente.

$$Z_{\text{medido}} = V/I$$



$$Z_{\text{medida}} = R + jX$$

Función de distancia área de impedancia medida localizada en un plano R – X dentro de su zona de actuación.





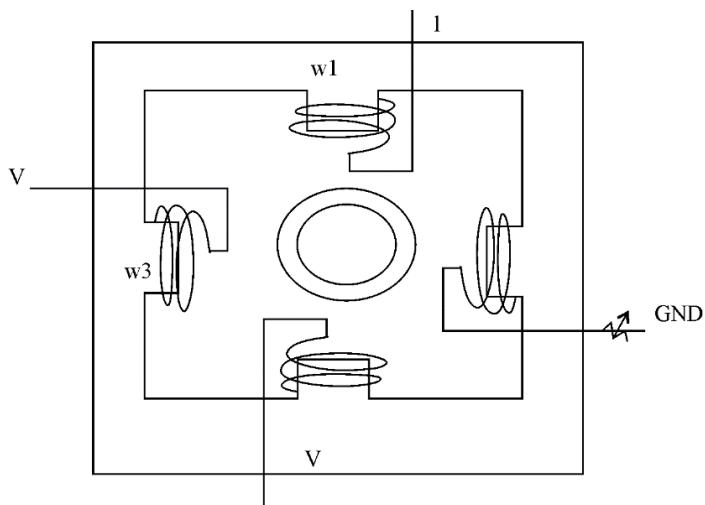
$$\mathbf{Z_{medida} = R + jX}$$

$$Z_c = \frac{VL^2}{S^{\dot{i}}} = \frac{VL^2}{(S \angle -\varphi)} = \frac{VL^2}{(s)} \angle \varphi^{\dot{i}}$$

$$Z_{min} = \frac{VL^2}{(s)} \angle \varphi^{\dot{i}}$$

Evolución de tecnología de un Relé (21) Tecnología electrónica
década 20 a 60

Tensión de inducción



Característica MHO

	$\left\{ \begin{array}{l} W1 \\ W3 \end{array} \right.$	bobina de operación
Torque de operación		bobina de polarización

Torque de restricción

W1 $P = -k_v v^2$

Total $= k_1 v_1 \cos(\theta - \tau) - k_2 v^2$



Tensión estática década del 60-50

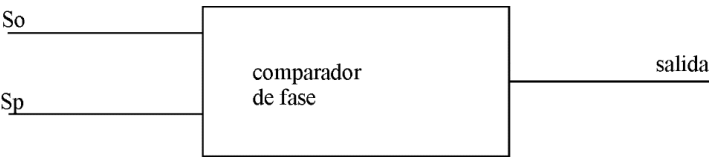
Utilizando circuitos electrónicos constituidos principalmente de amplificadores de operacionales que implementaban a función de comparadores de amplitud de fase.

Tecnología digital a partir de las décadas de los 50

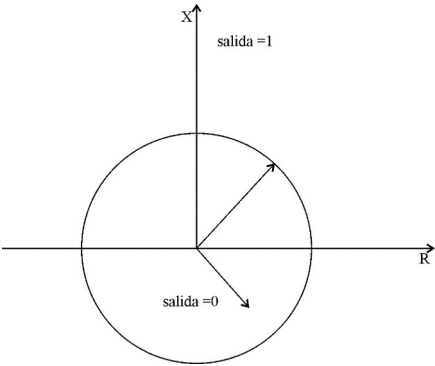
La mayoría del relé digital también utilizaba el principio de comparadores de fase de amplitud implementado hoy día mediante software.

Los componentes de comparación de dos grandezas

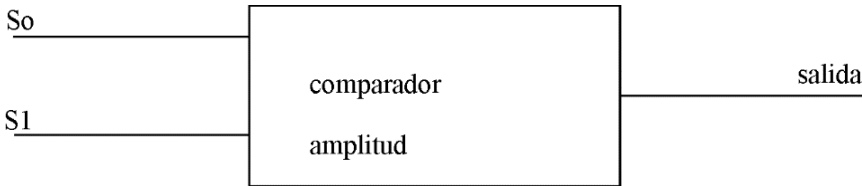
a. Comparadores de amplitud



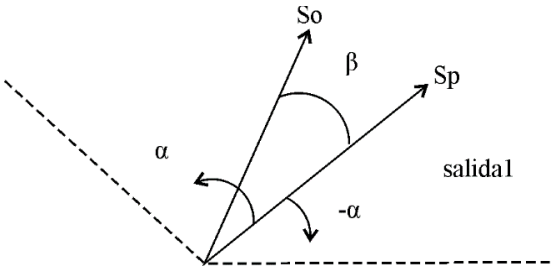
Condición	Salida
$ So > Sq $	1
$ So \leq Sq $	0



b. Comparador de fase

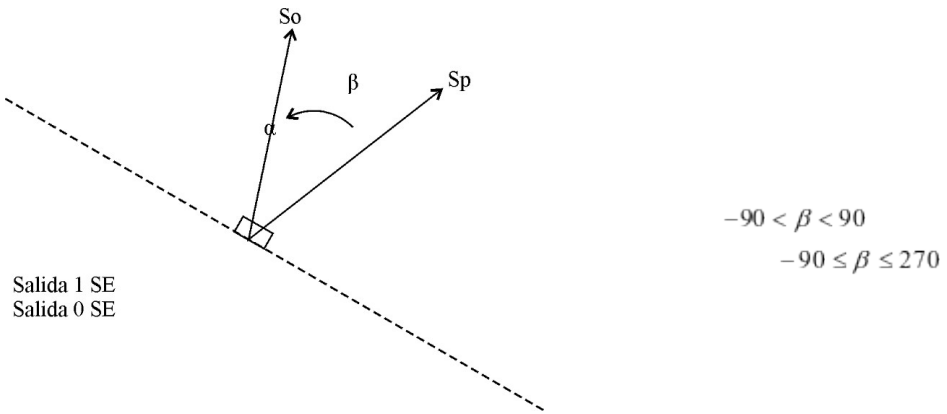


Salida=1 si $-\alpha < \beta < \alpha$
Salida =0 si $\alpha \leq \beta \leq 360 - \alpha$



Condición	Salida
$-\alpha < \beta < \alpha$	1
$\alpha \leq \beta \leq 360 - \alpha$	0

B1=comparador de fase tipo coseno

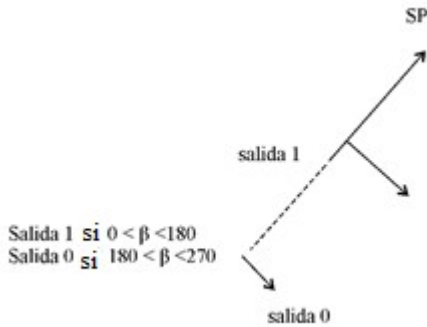


Los relés digitales o comparadores de fase pueden ser implementados

$\text{Re} [S_o \times S_P^*] > 0$ salida 1 B2 comparador de fase tipo seno

Salida 1 si $0 < \beta < 180$

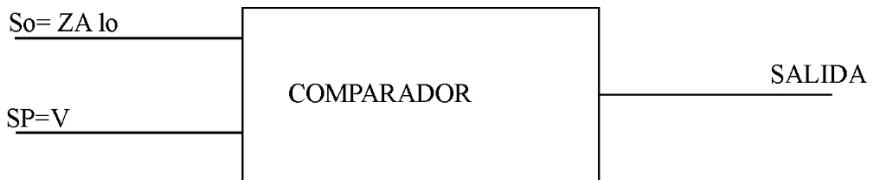
Salida 0 si $180 < \beta < 360$



Algunas características típicas del funcionamiento Pueden ser obtenidas a visualización de dos comparadores.

La característica de impedancia:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Capacidad de amplitud} \\ S_o = Z_I I \quad Z_A = \text{número real} \\ S_p = V \end{array} \right.$$



$$Z_{med} = \frac{V}{I} = R + jX$$

A la salida de será 1 cuando

$$|S_o| > |S_p|$$

Similar de actuación

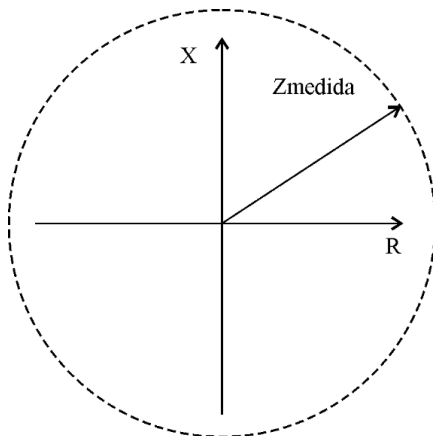
$$|S_o| = |S_p|$$

$$\frac{|Z_A I|}{|I|} = \frac{|V|}{|I|}$$

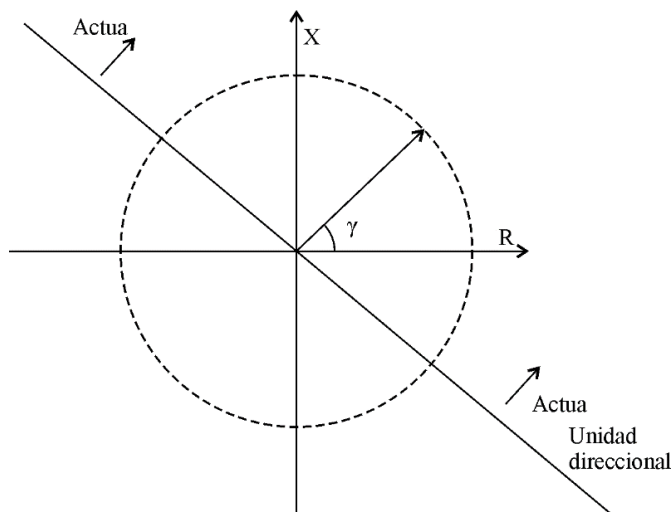
$$Z_A \frac{|I|}{|I|} = \frac{|V|}{|I|}$$

$$Z_A = Z_{medida}$$

$$|Z_A| = |Z_{medida}|$$



Corto característica no funciona direccionalmente actúa para fallas atrás de una zona primaria e necesario asociar una unidad direccional como sea indicado.



A medida direccional puede ser Implementada usando comparadores de fase como se ha indicado.

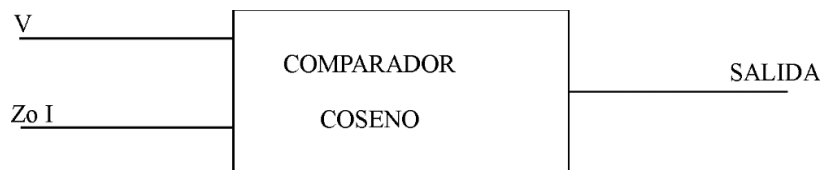
Comparador de fase coseno

$$S_o = V$$

$$Z_d = 1 \angle \gamma$$

$$S_p = Z_a I$$

$$\gamma = \text{ajusta}$$



Región de actuación

$$-90 < \text{fase} \left| \frac{S_A}{S_p} \right| = + - 90$$

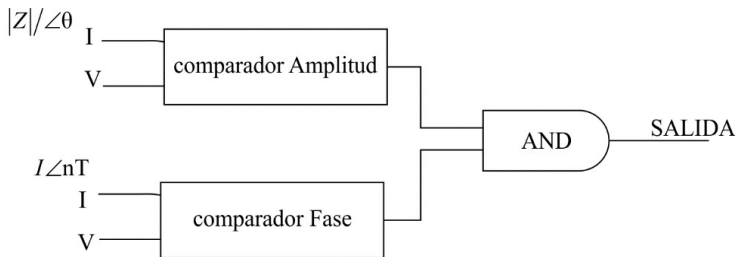
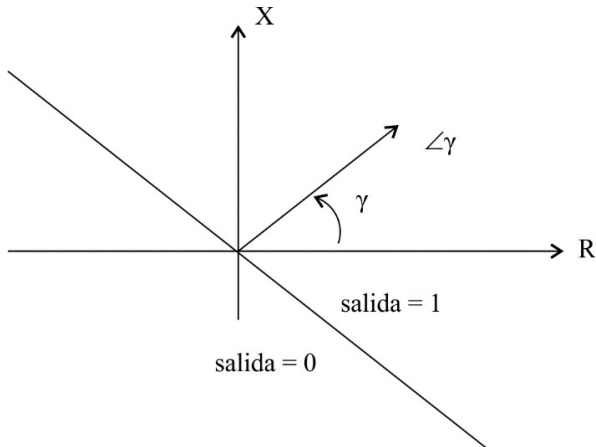
fase $\angle$

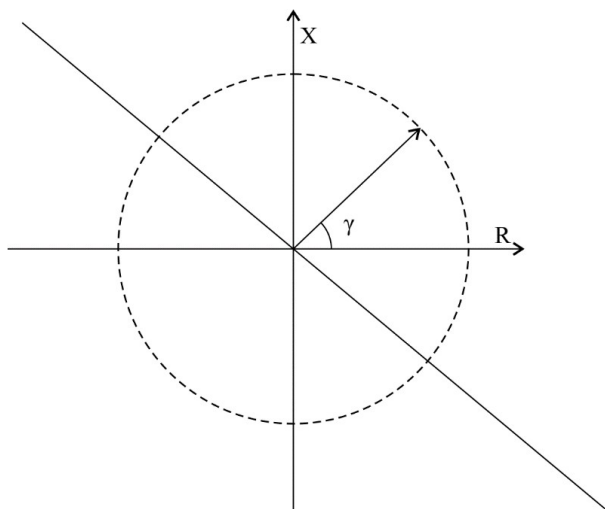
$$\text{fase} \left| \frac{Z_{\text{medida}}}{I} \right| = + - 90$$

fase $\angle$

$$Z_{\text{medida}} = |Z_{\text{medida}}| \angle \theta$$

$$\text{Fase} [|Z_{\text{medida}}| \angle \theta - \gamma] \angle + - 90$$





Operadores

Amplitud

Fase

-Tipo coseno

Tipo seno

A característica de impedancia

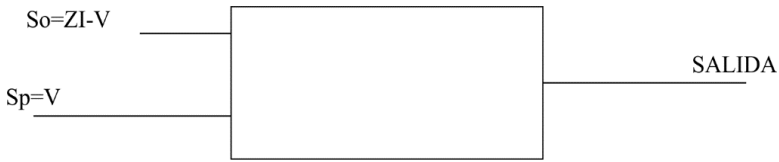
3.9.1 CARACTERÍSTICA MHO.

Aplicadamente utilizando una protección de fallas entre fase.

Comparador de fase – coseno

$$S_o = Z A I - V$$

$$S_p = V'$$

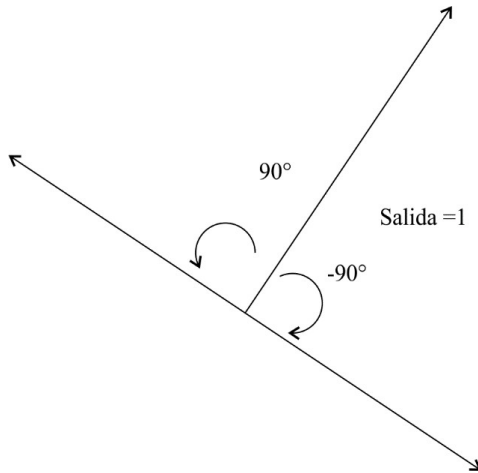


$$Z_A = |Z_A| \angle \alpha$$

→ Ajusta

→ Ajusta

$$-90 < \left| \frac{S_o}{S_p} \right| = \pm 90$$



Límite de actuación:

$$\text{Fase} \left[\frac{S_o}{S_p} \right] = \pm 90$$

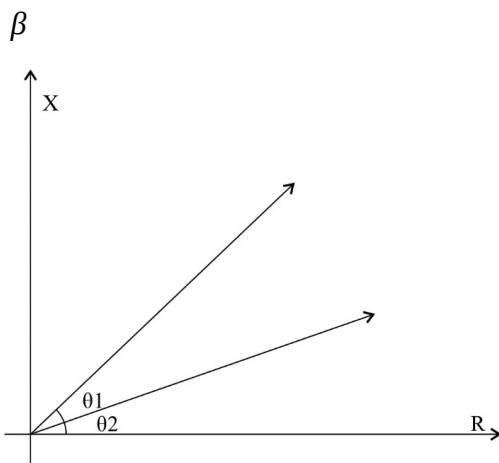
$$\text{Fase} \left[\frac{Z A \dot{I} - \dot{V}}{\dot{V}} \right] = \pm 90$$

Dividida:

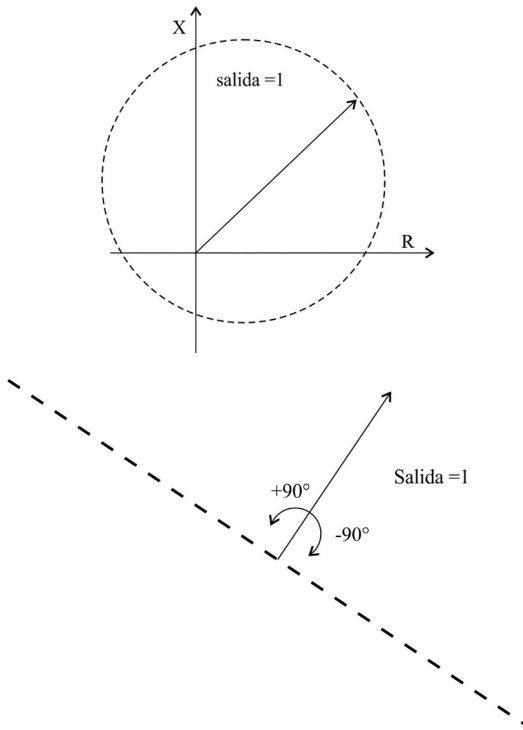
$$\text{Fase} = \left[\frac{Z A \dot{V} / I}{\dot{V} / I} \right] = \pm 90$$

$$\frac{V}{I} = Z_{med} - R_{med} + jX_{med}$$

$$\text{Fase} = \left[\frac{Z A \dot{Z}_{med}}{Z_{med}} \right] = \pm 90$$



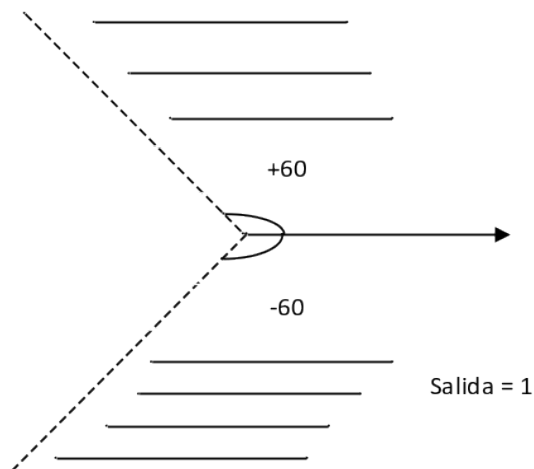
Comparador fase-coseno



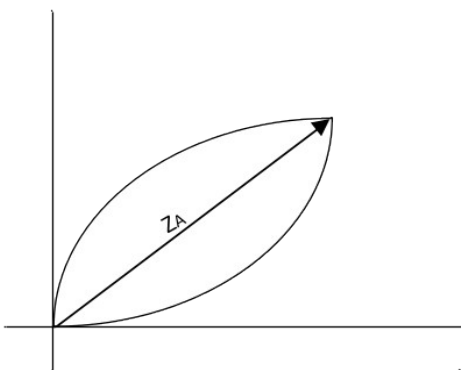
Comparador fase:

$$-\alpha < \text{fase} \left[\frac{S_o}{S_p} \right] < +\alpha$$

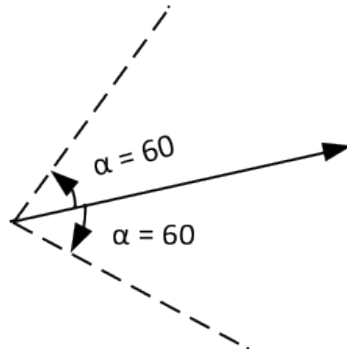
$$\alpha < 90^\circ \quad (P_{EX} \alpha = 60^\circ)$$



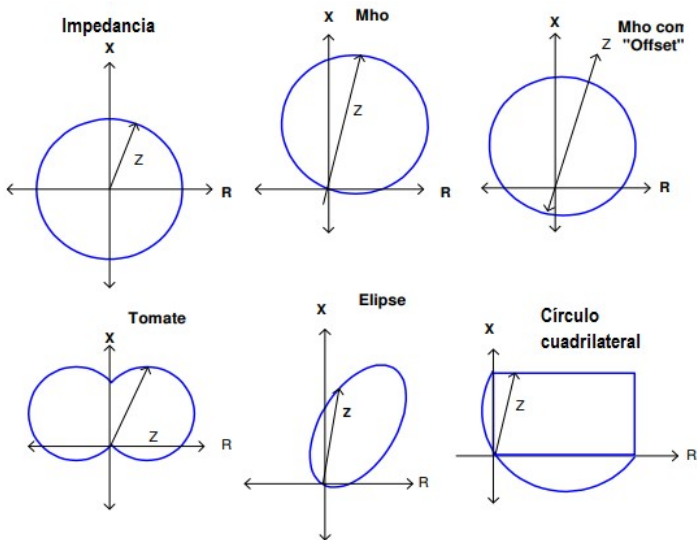
Denominación caso de obtención la característica de lente

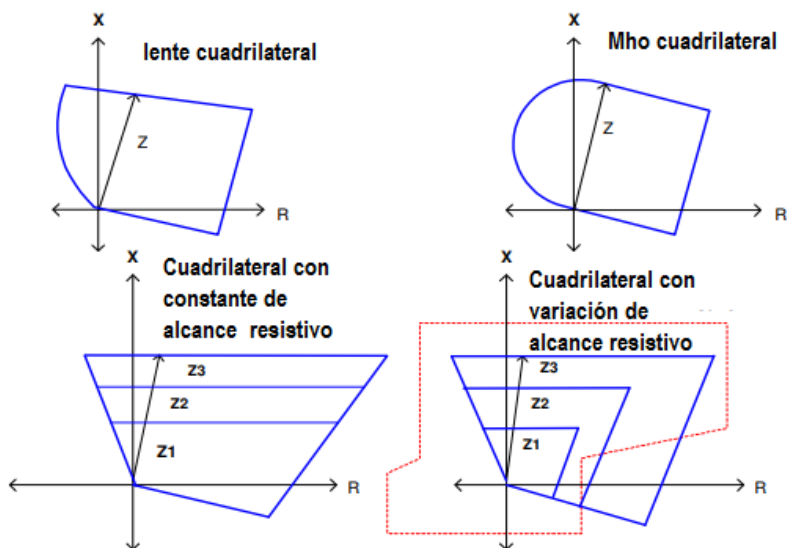


Para $\alpha < 90^\circ$ Por Ex. $\alpha = 130$

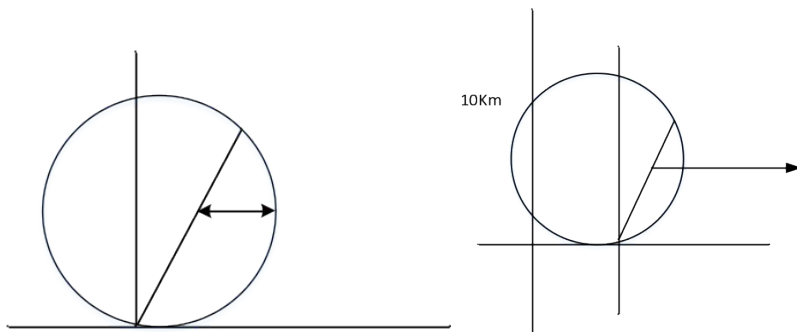
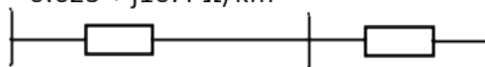


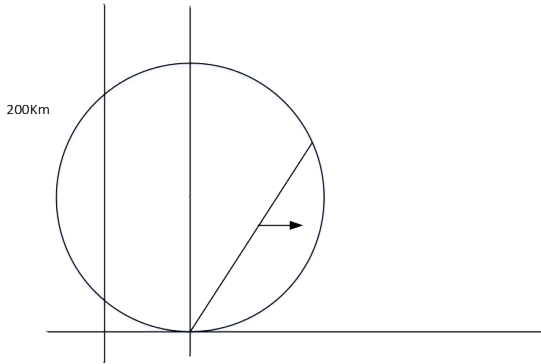
Con base en las figuras podemos obtener diferentes características de operación para relés de distancia que deben adecuarse a los diferentes requisitos de selectividad y configuración durante las distintas condiciones del sistema. Las figuras ilustran las diferentes características que varían según el fabricante.





$$0.023 + j10.4 \, \Omega/\text{km}$$



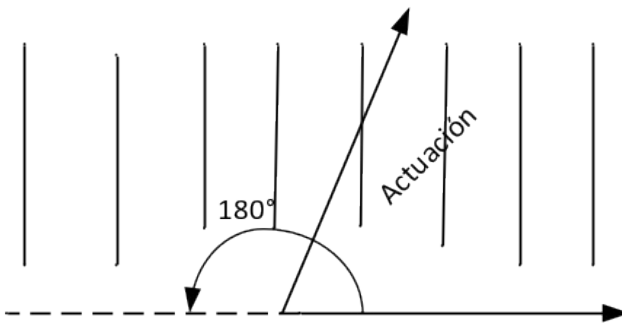


3.9.2 Característica de distancia

Comparación por fase – tipo seno

$$S_o = \dot{Z}_A \dot{I} - \dot{V}$$

$$S_p = \dot{I}$$



Región de actuación:

$$0 < \text{fase} \left[\frac{\dot{S}_o}{S_p} \right] < 180^\circ$$

Umbral de actuación:

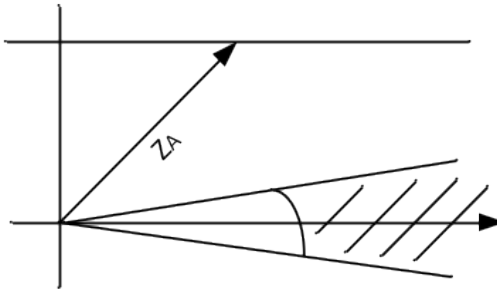
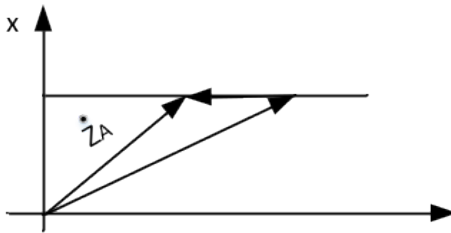
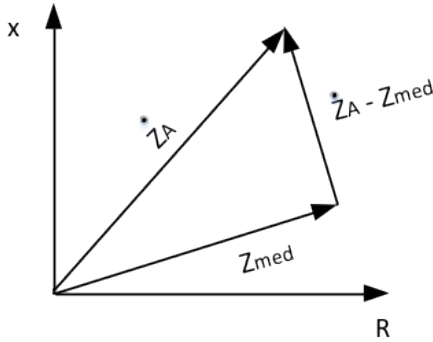
$$\left(\begin{array}{l} \text{fase} \left[\frac{\dot{S}_o}{S_p} \right] = 0 \\ \text{fase} \left[\frac{\dot{S}_o}{S_p} \right] = 180^\circ \end{array} \right)$$

Fase ↺

Dividendo por $\dot{I}$:

$$\text{Fase} \left[\frac{\dot{Z}_A - V/\dot{I}}{1} \right] = \left(\begin{array}{l} 0 \\ 0 \\ 180^\circ \end{array} \right)$$

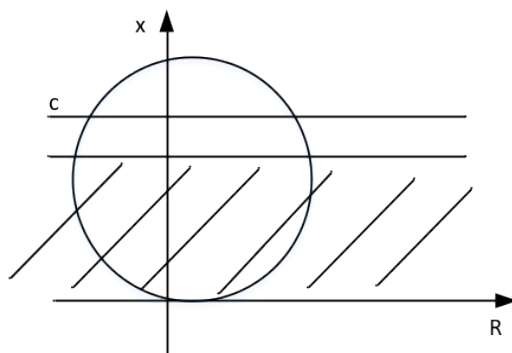
$$\text{Fase} [\dot{Z}_A - Z_{med}] = \left(\begin{array}{l} 0 \\ 0 \\ 180^\circ \end{array} \right)$$



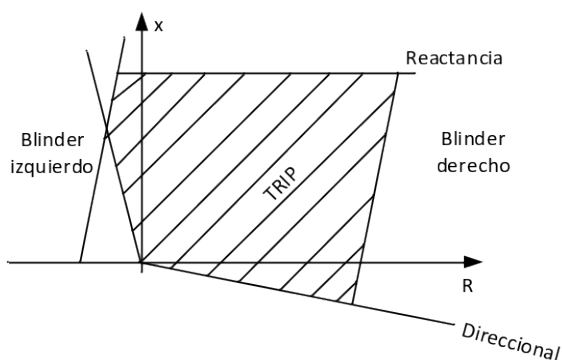
La característica de la reactancia nodos es direccional (actúa para fallas en sentido reverso) y para cargas normales.

➤ No puede ser utilizada sola.

Puede ser asociado a una unidad MHO



3.9.3 Característica cuadrilateral o poligonal



3.9.4 Unidad de medición de protección de distancia

En la LT existen 10 tipos de fallas:

- 01 falla trifásica (ABC).
- 03 fallas doble fase (AB, BC, CA).
- 03 fallas doble fase tierra (ABN, BCN, CAN).
- 03 fallas fase-tierra (AN, BN, CN).

Para medir corriente, la impedancia en los 10 tipos de fallas, la función 21 utiliza 06 elementos de medición, cada uno energizado por un par V-I conveniente.

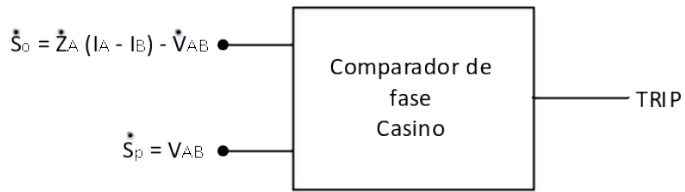
- La elección de ese par V-I es carga de forma que independiente del tipo de falla.

Independiente del tipo de falla, por lo menos uno de los 6 elementos de medición debe medir correctamente la **impedancia se secuencia positiva**.

Del tramo de la línea comprendida entre el relé y el punto de falla. De los 6 elementos de medición, 3 son responsables por la medición durante defectos que implica dos o más fases (elementos de fase - 21) y los otros 3 por la medición de las fallas que implica una fase y la tierra (elementos de tierra - 21N).

Elemento de fase 21			Elemento de tierra 21N		
Denominación	$\dot{V}$	I	Denominación	$\dot{V}$	I
AB	$\dot{V}_{AB}$	$I_A - I_B$	AN	$\dot{V}_{AN}$	I_{Acomp}
BC	$\dot{V}_{BC}$	$I_B - I_C$	BN	$\dot{V}_{BN}$	I_{Bcomp}
CA	$\dot{V}_{CA}$	$I_C - I_A$	CN	$\dot{V}_{CN}$	I_{Ccomp}

Ejemplo



Dónde:

$$I_{Acomp} = \dot{I}_A + \dot{R}_o + \dot{I}_o$$

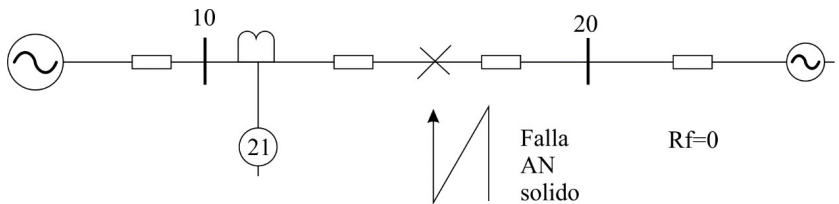
$$I_{Bcomp} = \dot{I}_B + \dot{R}_o + \dot{I}_o$$

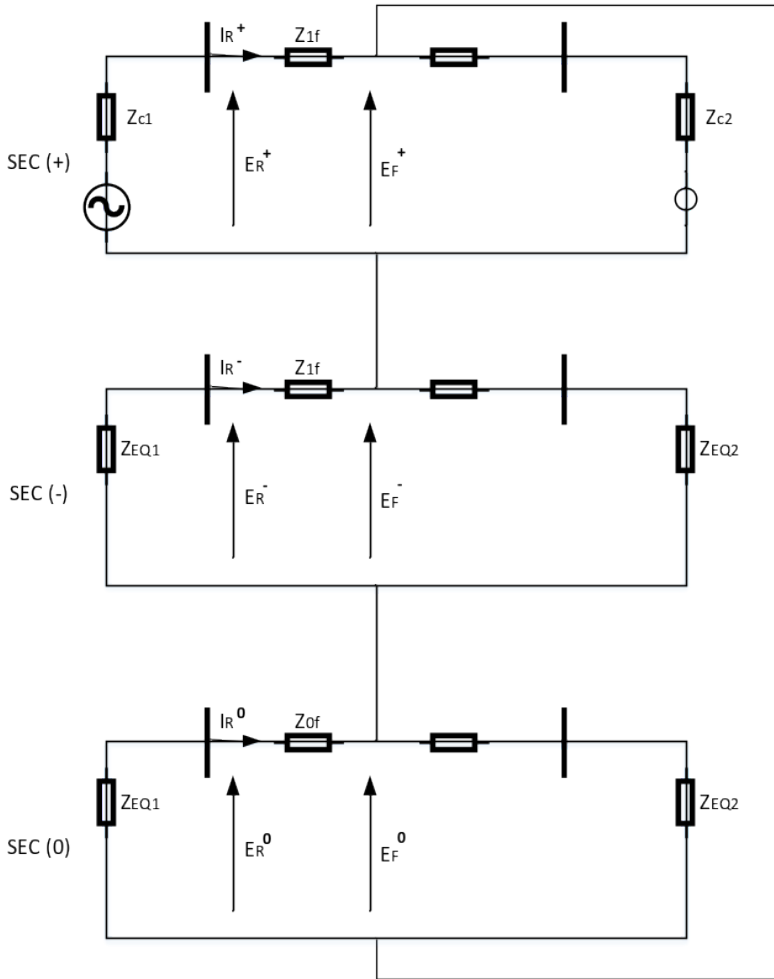
$$I_{Ccomp} = \dot{I}_C + \dot{R}_o + \dot{I}_o$$

Siendo:

$$\dot{R}_o = \text{factor de compensacion} = \frac{\mathcal{Z}_o - \mathcal{Z}_1}{\mathcal{Z}_1}$$

Justificación para corto AN:





$$E_F^+ = E_R^+ - Z_{1f} I_R^+$$

$$E_F^- = E_R^- - Z_{1f} I_R^-$$

$$E_F^0 = E_R^0 - Z_{0f} I_R^0$$

$$E_F^{+\dot{\zeta}+E_F^{-\dot{\zeta}+E_F^0=E_{E_F^0}^{E_F^0+E_F^0}Z_{1f}^{E_F^0} \dot{\zeta}}}$$

$$V_{AW}^0=E_F^{+\dot{\zeta}+E_F^{-\dot{\zeta}+E_F^0=E_{E_F^0}^{E_F^0+E_F^0}Z_{1f}^{E_F^0} \dot{\zeta}}}$$

$$V_{AN}^R=E_R^{+\dot{\zeta}+E_R^{-\dot{\zeta}+E_R^0=E_{E_R^0}^{E_R^0+E_R^0}Z_{1f}^{E_R^0} \dot{\zeta}}}$$

$$0=V_{AN}^R-Z_{1f}\dot{\zeta}$$

$$I_A^R=I_R^0+I_R^{+\dot{\zeta}+I_R^{-\dot{\zeta}+I_R^0=E_{I_R^0}^{I_R^0+I_R^0}Z_{1f}^{I_R^0} \dot{\zeta}}}$$

$$V_{AN}^R=Z_{1R}*I_A^R+(Z_{0f}-Z_{1f})I_R^0$$

$$V_{AN}^R=Z_{1f}\left[I_A^R+\left(\frac{Z_{0f}-Z_{1f}}{Z_{1f}}\right)I_0^R\right]$$

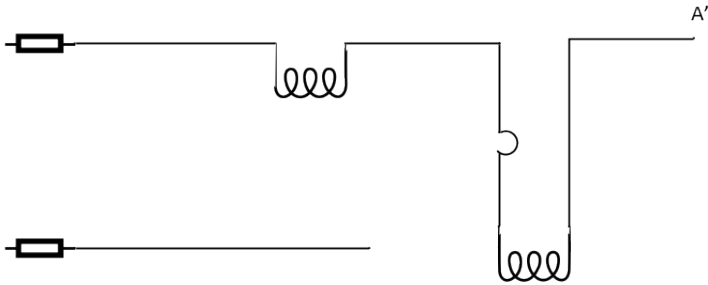
$$\frac{Z_{0f}-Z_{1f}}{Z_{1f}}=\frac{\mathfrak{Z}_{0L}-\mathfrak{Z}_{1L}}{\mathfrak{Z}_{1L}}$$

$$R_0=\frac{\mathfrak{Z}_0-\mathfrak{Z}_1}{\mathfrak{Z}_1}$$

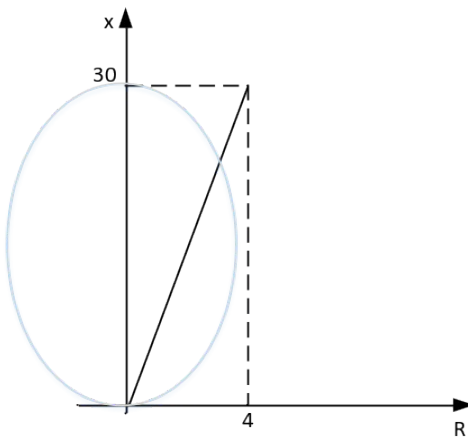
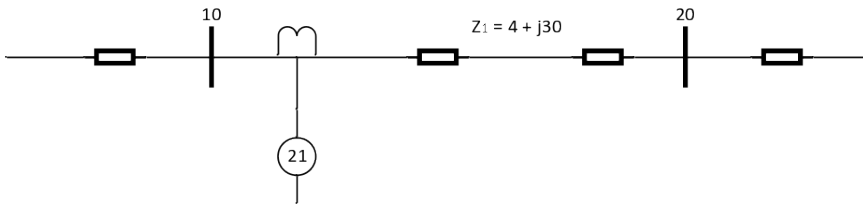
$$Z_{1f}=\frac{V_{AN}}{I_{Acomp}}$$

$$I_{Acomp}=I_A^R+R_0I_0^R$$

$$I_{Acomp}=I_A^R+\frac{R_0}{3}I_N^R$$



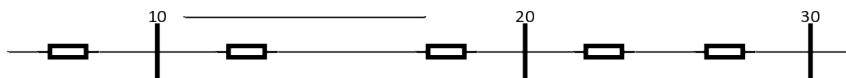
3.9.5 Aplicación y ajuste de la función de distancia



- El alcance de la función de distancia no puede ser determinado dado que más allá de los errores inherentes

a la medición del propio relé, existen errores de TP, TC e incertezas en los parámetros de la línea.

- Para garantizar que no va a ocurrir sobre alcance (falla de seguridad), a la zona de protección primaria (zona 1), es ajustada para alcanzar de 80% a 90% de longitud de línea, esa zona no posee atraso intencional.

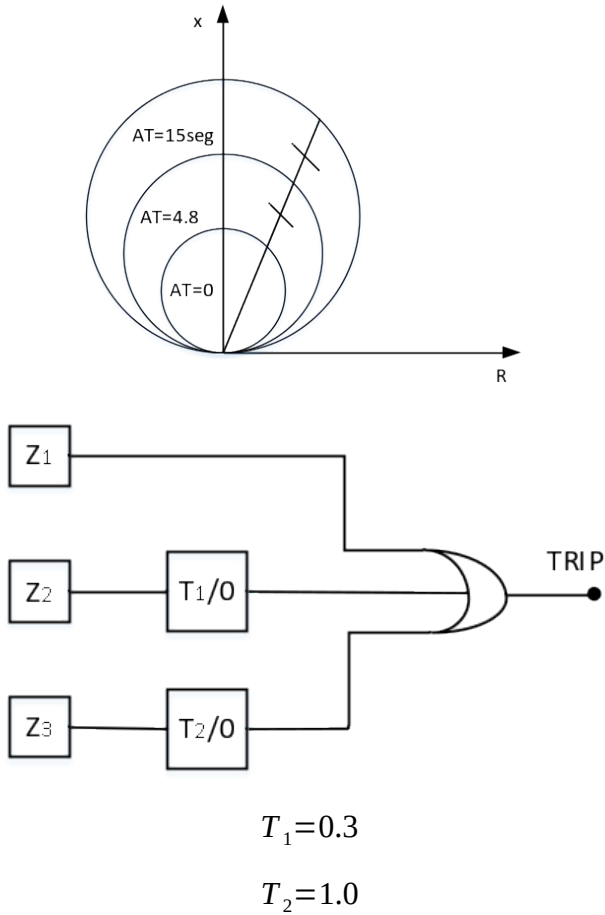


- Como esa primera zona no está sobre el 100% de la línea protegida, la función es apropiada con otra (zona 2).
- El alcance de la zona 2 es ajustado entre 120 – 150% de línea protegida garantizando la protección para toda línea (10 - 20).
- Para garantizar la coordinación con la protección de la línea en adelante esa zona es temporizada. Valor típico 300 a 400 ms.

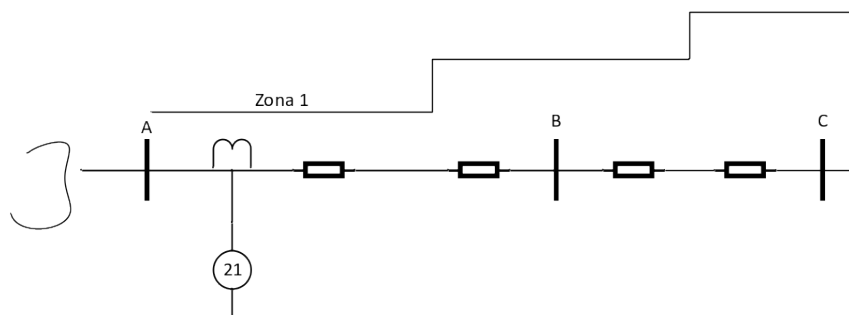
$$0.2 \leq \Delta T \leq 0.5 \text{ seg}$$

- Para proveerse protección de respaldo para líneas en adelante es utilizada una tercera zona (zona 3).
- Esa zona es ajustada para alcanzar 150% de la línea en adelante y recibe temporización de 1.0 a 1.5 segundos.

Esquema de 3 zonas



3.9.6 Esquema de protección de distancia con 3 barras

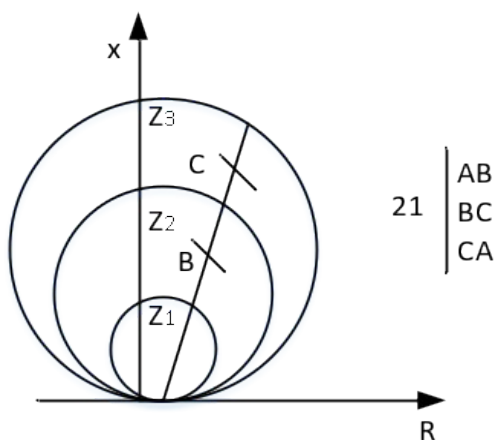


Zona 1: Tiene un alcance de 80 a 90% de la línea protegida
 $\Delta T = 0$

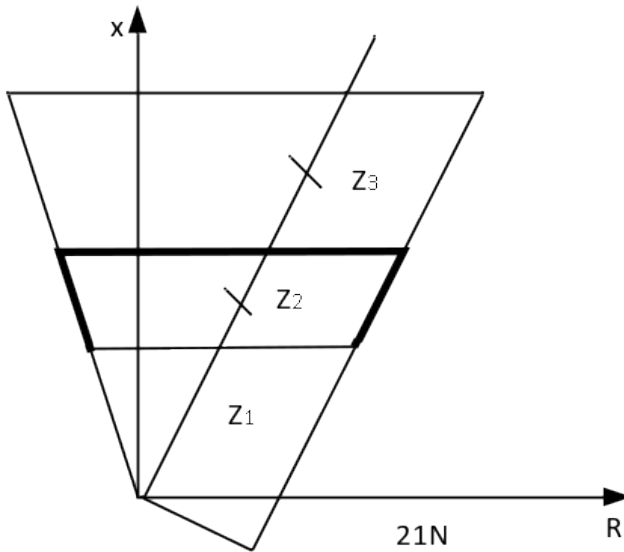
Zona 2: Tiene un alcance de 120 a 150% de la línea protegida
 $0.3 \leq \Delta T \leq 0.5 \text{ seg}$

Zona 3: Tiene un alcance de línea en adelante $0.1 \leq \Delta T \leq 1.5 \text{ seg}$

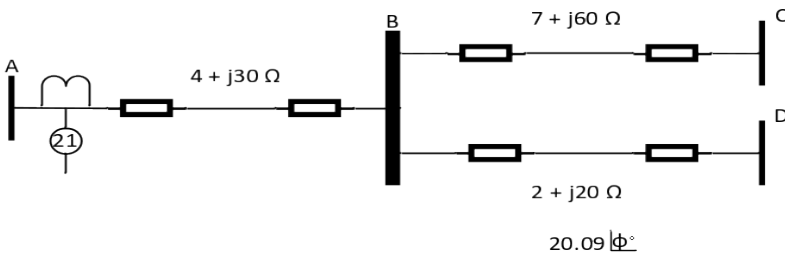
Característica MHO



Característica cuadrilateral



Ejemplo: Ajustar las zonas del relé R_{ab}



Característica MHO:

$$Zona1 = 0.85(4 + j30) = 3.4 + j25.5 = 23.72 \angle 82.4^\circ \Omega$$

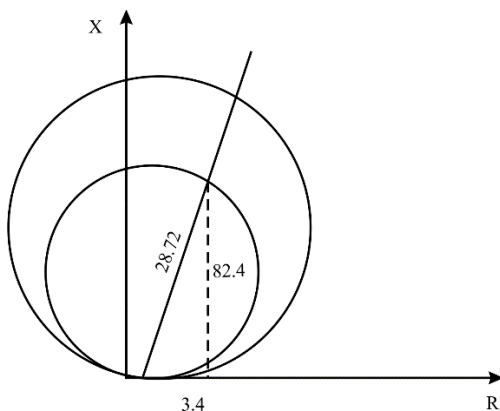
$$Zona2 = 1.2(4 + j30) = 4.8 + j36 = 36.31 \angle 82.4^\circ \Omega$$

$$Z_{\text{zona}}^2 - Z_{AB} \leq K * Z_{AD}$$

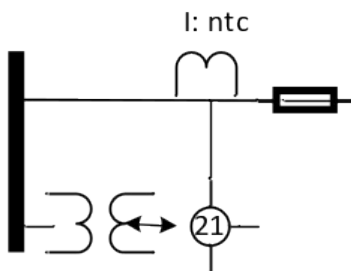
$$K = 0.5 \text{ a } 0.6$$

$$Z_{\text{zona}}^2 \leq 0.6 * 20.09 + 30.26$$

$$Z_{\text{zona}} = (4 + j30) + 1.5(7 + j60) = 1320.87 \angle 83.11^\circ \Omega$$



OBSERVACIÓN: En el relé los ajustes de las zonas son hechos con términos de impedancia definidas en el secundario de los transformadores de instrumentación.



$$Z_{\text{PRIM}} = \dot{V}_{\text{PRIM}} / I_{\text{PRIM}} = \frac{V_{\text{SEC}} * n_{TP}}{I_{\text{SEC}} * n_{TC}} \dot{I}$$

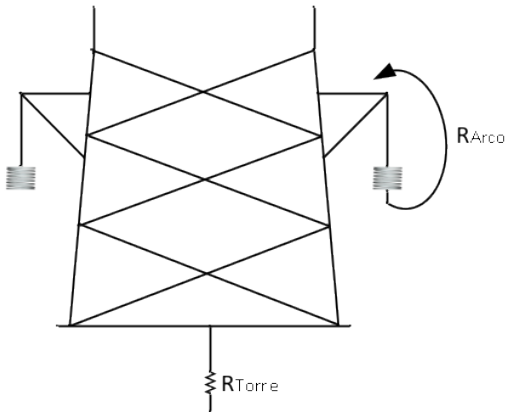
$$Z_{SEC} = \frac{V_{SEC}}{I_{SEC}}$$

$$Z_{SEC} = \frac{Z_{PRIM} * nTC}{nTP}$$

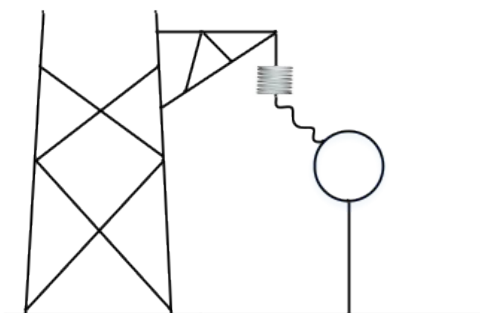
$$Ejemplo \left\{ \begin{array}{l} TC : 800 : 5 = 160 \Rightarrow nTC = 160 \\ TP : 138 \text{ kv} : 115 \text{ v} \Rightarrow nTP = 1200 \end{array} \right\}$$

Resistencia de falla

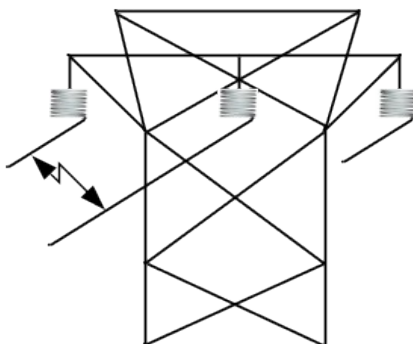
a) Corto fase – tierra



$$R_F \dot{+} R_{Arco} + R_{Torre}$$



$$R_F = R_{Arco} + R_{Objeto}$$



$$R_F = i R_{Arco} i$$

Normalmente $R_F^{\theta-T} > R_F^{\phi-\phi}$ debido a la torre o R_{Objeto} .

La resistencia del arco varía con la longitud del arco, con la corriente de falla, con la velocidad del viento y con el tiempo. En los primeros ciclos del inicio de falla, él posee su estimado por:

$$R_{Arco} = \frac{8750}{I^{1.4}} i L_{Pies}$$

Dónde:

L_{Pies} = longitud de arco en pies

I en amperios

$$R_{Arco} = \frac{28707.3}{I^{1.4}} L_{Metros}$$

Después del período, el arco y modelado por:

$$R_{Arco} = \left[1 + \frac{5 * v * t}{L_{Pies}} \right]$$

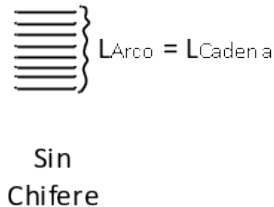
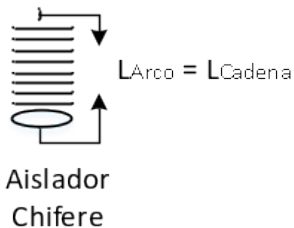
Dónde:

V = pies/segundo

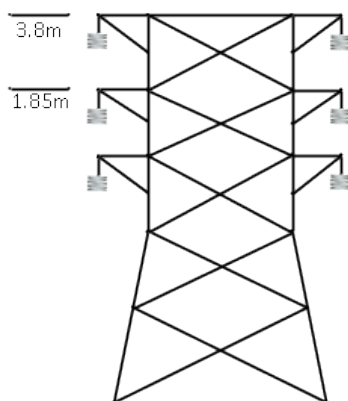
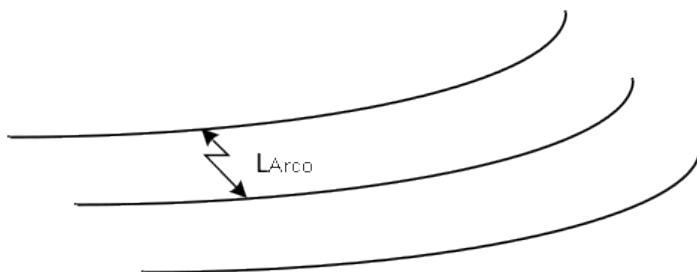
T = tiempo en segundos

Longitud del arco

Sobre la cadena de aisladores (fase – tierra)



Arco entre conductores (fase – fase)



Ejemplo
Torre 138 KV

Fase – Tierra:

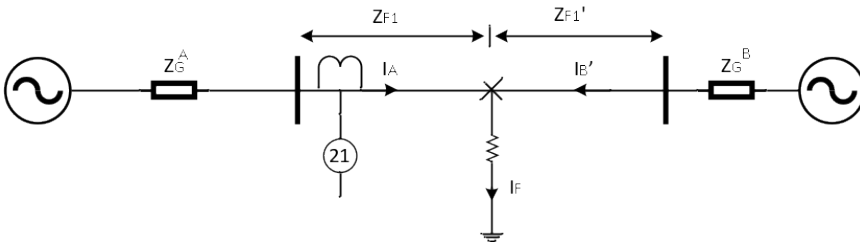
$$I = 1500 \text{ A}$$

$$R_{Arco}^{\theta-T} = \frac{28707.3}{1500^{1.4}} * 1.85 = 1.9 \Omega$$

Fase – fase:

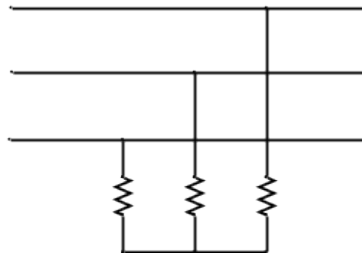
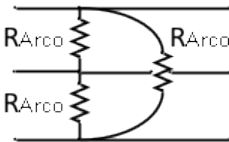
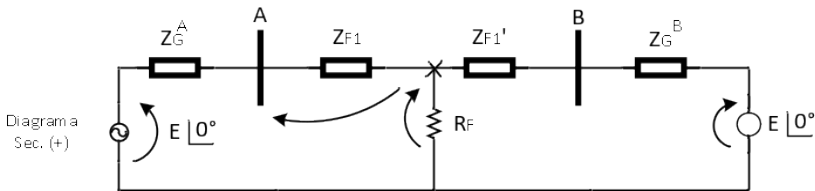
$$R_{Arco}^{\phi-\phi} = \frac{28707.3}{1500^{1.4}} * 3.8 = 3.9 \Omega$$

Influencia de resistencia de falla



Análisis de corto trifásico:

$$Z_{Linea} = Z_{F1} + Z_{F1}'$$



$$\frac{R_{Arco}}{\sqrt{3}}$$

Hipótesis: Red en vacío en la prefalla.

➤ Tensión equivalente.

Impedancia medida por el relé 21 en la barra A.

$$Z_{med} = \frac{V_{Rele}}{I_{Rele}}$$

$$I_{Rele} = I'_A$$

$$V_{Rele} = Z_{F1} * I'_A + R_F * I_F$$

$$Z_{med} = \frac{Z_{F1} * I'_A + R_F * I_F}{I'_A}$$

$$Z_{med} = Z_{F1} + \frac{R_F * I_F}{I'_A}$$

Con la hipótesis de tensión igual:

$$\frac{I'_A}{I_F} = \frac{Z_{F1} + Z_G^B}{Z_G^A + Z_{F1} + Z'_{F1} + Z_G^B} = C_1$$

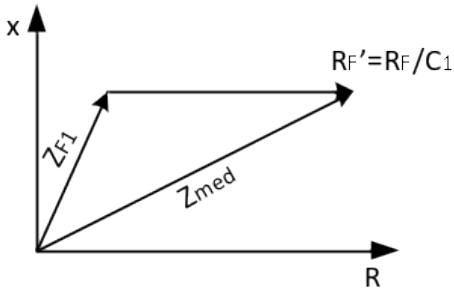
Si el sistema fuera homogéneo, eso significa que todas las impedancias poseen la misma fase, C_1 será un número real.

El módulo de C_1 será siempre menor que 1 y disminuye a la medida que la falla se atrasa del relé.

$$\left[Z_{med} = Z_{F1} + \frac{R_F}{C_1} \right] \text{Valor correcto}$$

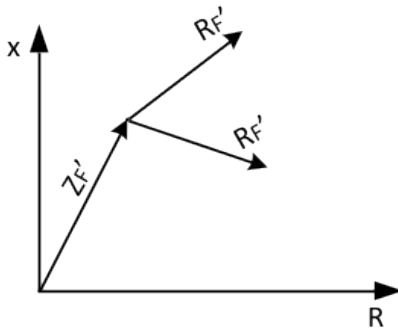
$$Z_{med} = Z_{F1} + R'_F$$

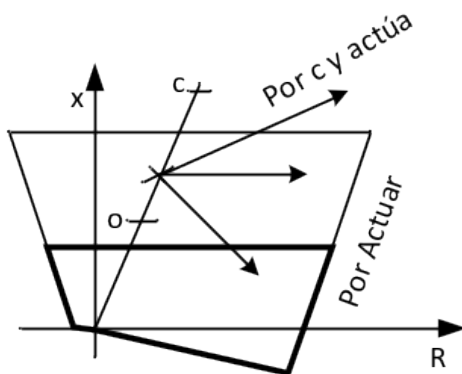
$$R'_F = \frac{R_F}{C_1}$$



$$Z_{med} = Z_{F1} + R_F'$$

Si el sistema no es homogéneo C_1 tendrá fase diferente de fase.





Impedancia medida para todos los tipos de falla (sistema homogéneo y red en vacío en la prefalla)

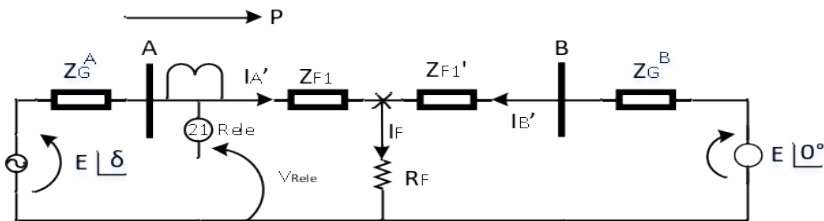
TIPO DE FALLA		ELEMENTO CORRECTO	IMPEDANCIA MEDIDA	
IMPLICACIÓN 2 O MÁS FASES	AB C	AB, BC, CA	$Z_{F1} + R_F / \sqrt{3} C_1$	R_F entre fases $R_F = R_{Arc}$
	AB	AB	$Z_{F1} + R_F / 2 C_1$	
	BC	BC	$Z_{F1} + R_F / 2 C_1$	
	CA	CA	$Z_{F1} + R_F / 2 C_1$	
	AB N	AB	$Z_{F1} + R_F / 2 C_1$	
	BC N	BC	$Z_{F1} + R_F / 2 C_1$	
	CA N	CA	$Z_{F1} + R_F / 2 C_1$	
	AN	AN	$Z_{F1} + R_F * I'_A / I_{A \text{ compensada}}$	R_F fase

1 FASE – TIERRA A	BN	BN	$Z_{F1} + R_F * I'_B / I_{Bcompensado}$	a tierra $R_F = R_{Arq}$
	CN	CN	$Z_{F1} + R_F * I'_C / I_{Ccompensado}$	

I'_A, I'_B, I'_C Corriente total en el punto de falla para corto AN, BN, CN, respectivamente.

Influencia de la carga de la línea

Eliminando la hipótesis de red en vacío.



Terminal local exportador $\Rightarrow \delta > 0$

Terminal local importador $\Rightarrow \delta < 0$

Hipótesis sistema homogéneo

$$Z_{med} = \frac{V_{Rele}}{I_{Rele}} = \frac{Z_{F1} * I'_A + R_F * I_F}{I'_A}$$

$$Z_{med} = Z_{F1} + \frac{R_F * I_F}{I_{A1}}$$

$$Z_{med} = Z_{F1} + R_F \left(\frac{I_{A1} + I_{B1}}{I_{A1}} \right)$$

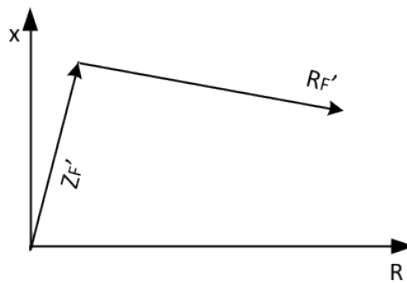
$$Z_{med} = Z_{F1} + R_F \left(1 + \frac{I_{B1}}{I_{A1}} \right)$$

$$R'_F = 1 + \frac{I_{B1}}{I_{A1}}$$

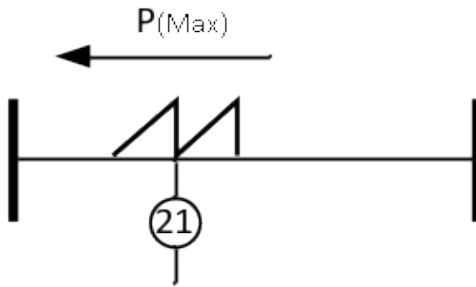
$$\text{Fase} \left(\frac{I_{B1}}{I_{A1}} \right) \text{ depende de } \delta$$

Terminal local exportando más

$$\Rightarrow \delta > 0 \text{ Fase} \left(\frac{I_{B1}}{I_{A1}} \right) < 0$$

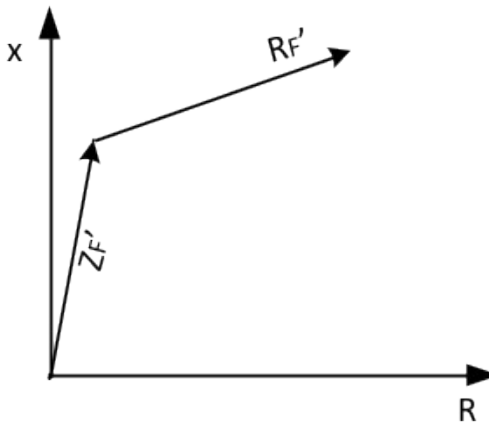


Terminal local importando más



$$\delta < 0 \Rightarrow \text{Fase} \left(\frac{I_{B1}}{I_{A1}} \right) > 0$$

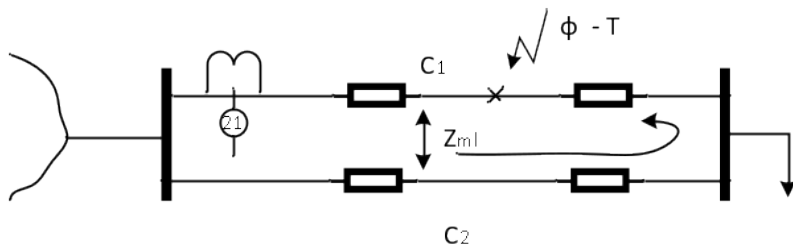
$$\Rightarrow \text{fase} (R'_F) > 0$$

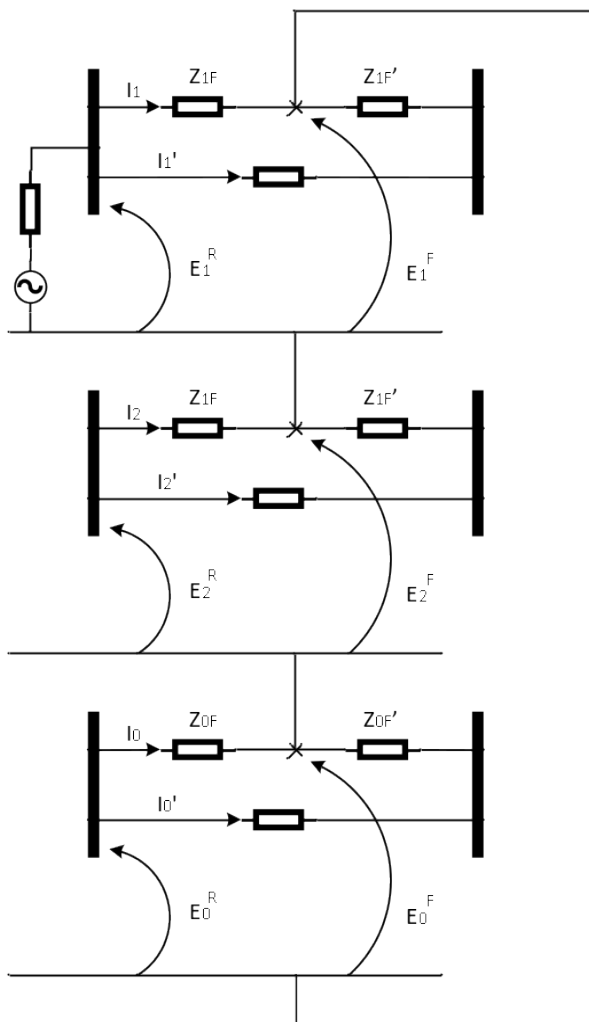


Líneas con acoplamiento a través de mutua

- Líneas compartiendo la misma torre o la misma caja de corredor son acopladas a través de mutua de secuencia cero.

- Ese acoplamiento tiene influencia en la medición de la impedancia para defectos que involucran la tierra y, por tanto, deben ser considerados en los acoplamientos de medición AN, BN Y CN.





La tensión en el punto de falla

$$E_1^F = E_1^R - Z_{1F} * I_1$$

$$E_2^F = E_2^R - Z_{1F} * I_2$$

$$E_0^F = E_0^R - Z_0 I^* I_0 - Z_{0M} I_0'$$

$$E_1^F + E_2^F + E_0^F = E_1^R + E_2^R + E_0^F - Z_{1F} (I_1 + I_2) - Z_{0F} I_0 - Z_{0M} I_0'$$

$$V_{AN}^F = E_1^F + E_2^F + E_0^F$$

$$V_{AN}^R = E_1^R + E_2^R + E_0^F$$

$$V_{AN}^F = V_{AN}^R - Z_{1F} (I_0 + I_1 + I_2) - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 - Z_{0M} I_0'$$

$$Z_{1F} \left[I_A + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0 + \frac{Z_{0M}}{Z_{1F}} I_0' \right] = V_{AN}$$

$$I_{Acompensada} = I_A + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0 + \frac{Z_{0M}}{Z_{1F}} I_0'$$

$$K_0 = \frac{Z_{0F} - Z_{1F}}{Z_{1F}} = \frac{I_0 - I_1}{I_1}$$

$$K_{0M} = \frac{Z_{0M}}{Z_{1F}} = \frac{I_0}{I_1}$$

$$Z_{1F} = Z_{medido} = \frac{V_{AN}^2}{I_{Acompensada}}$$

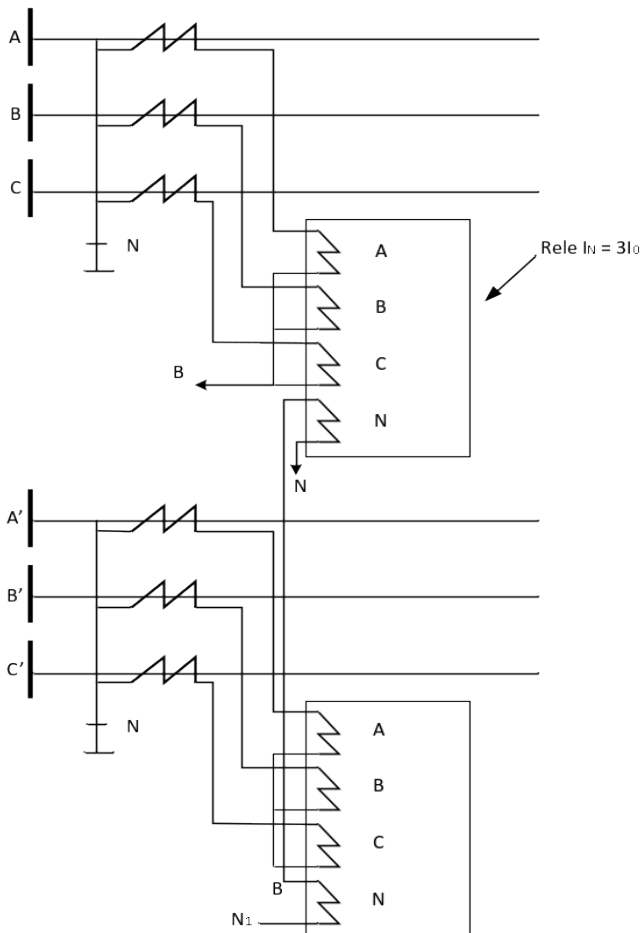
$$I_{Acompensada} = I_A + K_0 I_0 + K_{0M} I_0'$$

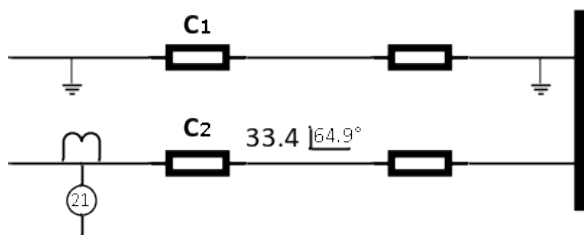
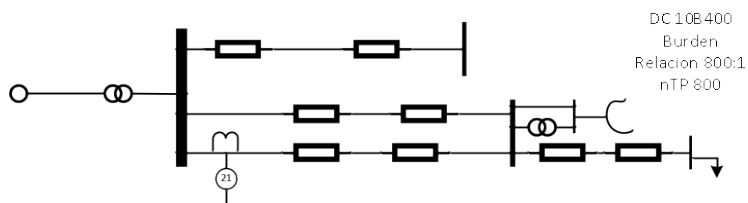
- Para realizar esa compensación, el relé debe poseer 4 entradas de corriente, siendo 3 para corrientes de fase

(I_A , I_B , I_C) del circuito protegido más una para la corriente residual (I_N) del circuito vecino.

$$I_0 = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}$$

$$I'_0 = \frac{I_N}{3} (\text{medido})$$





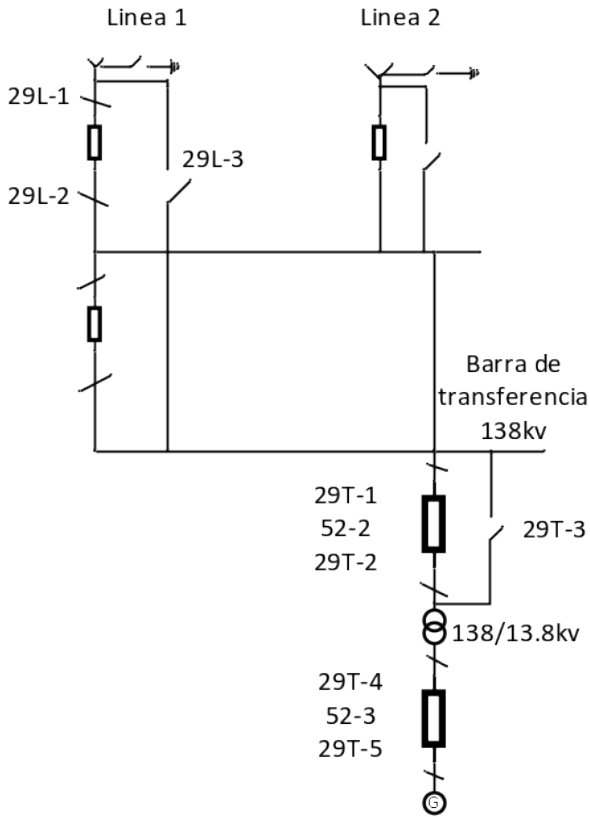
Tap 600/400

$$I_{cargamax} = 331 \text{ A}$$

$$Z_{min} = \frac{0.9 \cdot 88000 \cdot \sqrt{13}}{331} = 138.14 \Omega m$$

$$Z_{Gcc}^{min} = Z_{min}$$

21N con característica cuadrilateral; Ajuste zona 2, $X_A > 40.8$.



Etapas:

1. Detallamiento de las llaves (CZ64)
2. Diseño de los mimos (C264)
3. Pantallas IHM (PACIS 0I)
4. Configuración del Gateoay (PACIS GTW)

DETALLAR SITIO DE PUNTOS

DPS → Doble Point Status

00	Atascado
01	Abierto
10	Cerrado
11	Indefinido

SPS → Single Point Status

0	Reset
1	Set

SPC → Single Point Control

DPS

SPS

SPC

Reset	Abierto
Set	Cerrado

C264 Superior

THO Id internos

Diu: φ

Diu: 1

Dou: φ

Iu: φ

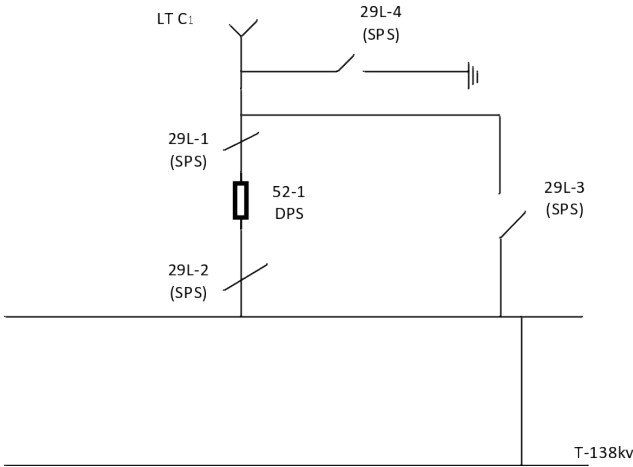
Switch

CPU

Fuente

Detalle de los puntos

- 1.1. Introducción al software PACIL SCE
- 1.2. Introducción a los recursos necesarios para el detallamiento de los puntos (Digitales y analógicos).
- 1.3. Creación y detallamiento del Hardware C264
- 1.4. Detallamiento de los datos portátiles
- 1.5. Diseño de los mínimos (llaves, DJ, etc.)
- 1.6. Asociación de los controles de DJ y con estados y comandos de las llaves
- 1.7. Realizar las lógicas de intervención inherentes a los procesos en cuestión



1.8. Los datos de generación

Errata ➔

00	Indefinido
01	Abierto
10	Cerrado
11	Atascado

$$V_n - V_{n-1} = \Delta V$$

Modo 1: 0 a 255

$$\Delta V = \frac{P}{1000} |V'_n|$$

Modo 2:

$$\Delta V = \frac{P}{1000} |V_n|$$

CAPITULO 4

PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

4.1 INTRODUCCION

Las posibles fallas y las condiciones anormales que se deben considerar en la protección de máquinas síncronas son mayores que en otros componentes del sistema de potencia. A pesar de que las ocurrencias de defectos en máquinas síncronas, principalmente en las de gran tamaño, son relativamente reducidas, se debe considerar que, en la eventualidad de alguna ocurrencia, las consecuencias serán serias (coste de la recuperación, indisponibilidad del equipo, etc.). Paradójicamente, a pesar de que muchos tipos de defectos son posibles, los principios de aplicación de los esquemas de protección son relativamente simples. Los cortocircuitos son generalmente detectados a través de relés diferenciales o de sobre corriente. Muchos defectos son de naturaleza mecánica, los cuales se detectan a través de dispositivos mecánicos. Muchas de estas condiciones anormales no requieren un apagado automático del generador, que pueden corregirse con la máquina en funcionamiento. Así, algunos dispositivos de protección poseen etapas que actúan con alarmas. Otras condiciones, tales como cortocircuitos, requieren una rápida remoción del generador [76].

4.1.1 Tipos de defectos.

- Cortocircuitos en los devanados del estator.
- Tierra en la bobina del rotor.

- Operación con corrientes desequilibradas.
- Sobre calentamiento en los devanados del estator.
- Motorización del generador.
- Pérdida de excitación.
- Sobre tensiones.
- Sobre velocidad.

4.1.2 Tipos de esquemas de protección de generadores síncronos

Eventos que reúnen riesgo potencial para los generadores:

- Protección diferencial del generador (87G).
- Protección diferencial del conjunto generador-transformador (87T).
- Protección contra tierra-devanados del estator (64G).
- Protección contra defectos entre espiras de los devanados del estator (61).
- Protección contra tierra-devanado del rotor (64F).
- Protección contra corrientes desequilibradas (46).

- Protección contra sobrecalentamiento en los devanados del estator (49).
- Protección contra la motorización del generador (32).
- Protección contra pérdida de excitación (40).
- Protección contra sobretensiones (59).
- Protección contra sobre velocidad (12).
- Sobrecarga / sobrecalentamiento de bobinas y los rodamientos (49)
- Protección de sobre tensión / sobreexcitación (24 V / Hz) y (59)
- Protección de sub tensión (27)
- Protección de sub / sobre Frecuencia (81)
- Protección pérdida de sincronismo (78)
- Las faltas internas al generador
- Faltas entre fase y fase del estator
- fallas fase-tierra en el rotor
- Las faltas externas al generador
- TAMAÑO

- | | |
|------------|------------|
| ➤ Pequeña | <20 MVA |
| ➤ Moderada | 20-50 MVA |
| ➤ Medio | 60-350 MVA |
| ➤ Grandes | > 350 MVA |

4.1.3 Protección diferencial del generador

La protección de las bobinas del generador es hecha por los relés diferenciales, similar en principio de funcionamiento a los utilizados para la protección de transformadores de potencia, con diferencias en los siguientes aspectos, si se compara con el caso del transformador:

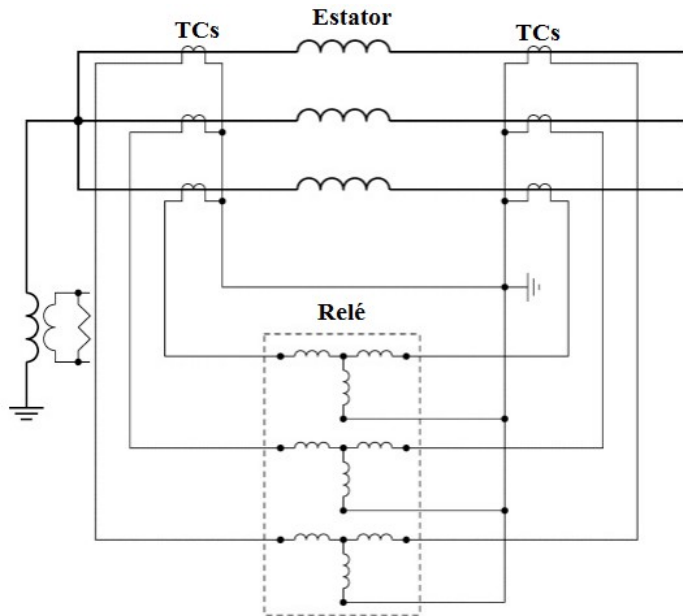
- No habrá la corriente inrush en la energización del generador.
- No habrá diferencia entre los módulos de las corrientes secundarias que entran y salen en el relé.
- No habrá diferencia angular entre las corrientes secundarias que entran y salen en el relé.
- Los TC se vinculan en las mismas relaciones de espiras y presentan, en general, características muy similares (mismo fabricante).

Los aspectos anteriormente citados posibilitan que los relés diferencias utilizados en generadores síncronos pueden ser mucho más sensibles que los utilizados en transformadores de potencia (porcentaje de inclinación del 10% y 20%). La protección diferencial es muy eficiente para cortocircuito entre fases, siendo que, para cortocircuito fase-tierra, depende mucho del tipo de

puesta a tierra del generador. Es una práctica estandarizada utilizar protección diferencial para generadores síncronos con potencia nominal superior a 1.000 kVA. En todos los esquemas diferenciales, es aconsejable la utilización de TC de las mismas características y evitar la conexión de otros dispositivos en su circuito. La conexión adoptada en la mayoría de los generadores síncronos es la estrella, lo que implica la conexión estrella de los TCs propiciando una protección contra cortocircuito entre fases y, eventualmente, entre fase y tierra en los devanados del estator y sus terminales. La Figura 10.53 muestra un diagrama simplificado de la protección diferencial del generador.

4.1.4 Protección diferencial del conjunto generador-transformador

Es común, en sistema de generación unitaria, la utilización de un esquema de protección diferencial que abarca el conjunto generador y su transformador elevador. Este esquema, además de proveer una protección contra cualquier tipo de cortocircuito en el transformador, propicia una protección de retaguardia para la protección diferencial del generador.



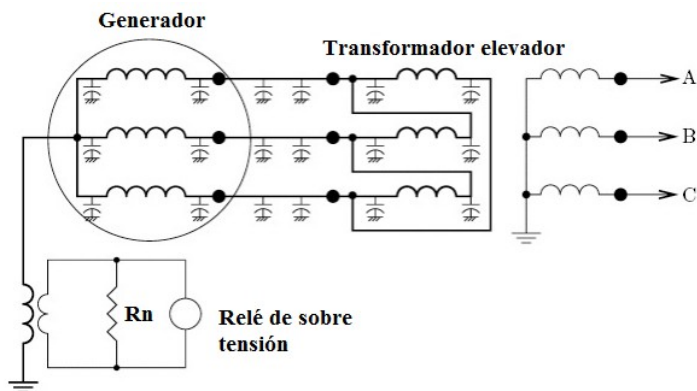
Protección diferencial del generador

4.1.5 Protección contra tierra - devanados del estator

Para limitar los deslizamientos del generador cuando se produce un cortocircuito fase-tierra en sus devanados, es común aterrizar su neutro, utilizando un filtro de estos métodos:

- por medio de un reactor.
- por medio de una resistencia.
- por medio de un transformador monofásico de distribución.

Cualquiera de estos métodos, presenta una situación intermedia entre el neutro aislado y el neutro sólidamente conectado a tierra [77]. Por razones económicas, la puesta a tierra a través de un transformador monofásico de distribución es el más utilizado. El método de puesta a tierra utilizado en el generador afecta directamente el rendimiento de los esquemas con relés de las diferencias y relé de tierra, ya que cuanto mayor sea la impedancia de puesta a tierra, menor será la magnitud de la corriente de cortocircuito fase-tierra y más difícil su detección. Un esquema de protección separado ubicado en la toma de tierra del generador es, por lo tanto, necesario. La aplicación de un esquema con relé de sobre corriente es inadecuada, pues la necesidad de la utilización de bajo valor de la corriente de pick-up hace muy difícil discriminar las corrientes de cortocircuitos para tierra y las corrientes de tercer armónica que fluyen en el neutro (éstas las corrientes alcanzar valores de hasta el 15% de la corriente nominal). La Figura muestra un esquema de protección adecuado, utilizando el método de puesta a tierra a través de un transformador de distribución y un resistor (R_n) y un relé de sobretensión conectados en su secundario. El valor de la resistencia del resistor R_n deberá ser seleccionado de tal forma que se encuadre dentro de dos límites. Con el fin de evitar sobretensiones transitorias elevadas, debido al fenómeno de hierro-resonancia, la resistencia no debe sobrepasar determinado valor. Por otro lado, para no disminuir demasiado la sensibilidad del relé de sobretensión, la resistencia no debe ser inferior a un determinado límite.



A fin de evitar las sobretensiones transitorias mencionadas anteriormente, el resistor deberá ser dimensionado de tal forma que, durante un cortocircuito a tierra en el terminal del generador la potencia disipada en el resistor, en kW, sea igual a la potencia reactiva, en kVAr, en la capacitancia total por fase, X_c , del sistema comprendido entre el proceso generador y el primario del transformador elevador, incluso, es decir, de los devanados del estator, capacitores para protección contra sobretensiones o para-rayos, si se utilizan, cables y bobinas primarias del transformador de potencia. Estas consideraciones teóricas, junto con las comprobaciones prácticas, demuestran que el valor de la resistencia del resistor R_n puede ser determinado por:

$$R_n = \frac{X_c}{3 N^2} \Omega$$

La determinación de la reactancia X_c choca con ciertas dificultades prácticas, pues no siempre es fácil obtener los valores de las capacitancias de secuencia cero, principalmente

los de los devanados del estator de los generadores síncronos de polos salientes, ya que varían de máquina a máquina y de fabricante a fabricante [78]. Por esta razón y también para simplificar los cálculos, se puede admitir que la corriente de cortocircuito fase-tierra se limite en 15 amperios, despreciando el efecto de la reactancia X_c . Así, esta corriente puede ser calculada por:

$$R_n = \frac{V_f}{15 N^2} \Omega$$

Siendo V_f la tensión de fase del generador. Para evitar la circulación de corriente de magnetización muy elevada en el transformador de tierra, cuando se produce un cortocircuito fase tierra, se sugiere que la tensión primaria de este transformador sea al menos 1,5 veces la tensión nominal fase-neutro del generador. La tensión nominal secundaria puede ser 120, 240 o 480 V, dependiendo de la disponibilidad o la tensión nominal deseada en el relé. La potencia aparente nominal requerida para el transformador de puesta a tierra dependerá si va a alimentar un relé de protección o un relé de alarma. Si el relé es simplemente para sonar una alarma, el transformador deberá tener una capacidad continua de al menos:

$$S_n = \frac{V_f V_p}{N^2 R_n} \text{ kVA}$$

De manera similar, la potencia disipada en la resistencia debe ser de por lo menos

$$P_r = \frac{V_f^2}{N^2 R_n} \text{ kW}$$

Si el transformador de puesta a tierra está destinado a alimentar un relé de protección para desconexiones de disyuntor principal y el disyuntor de campo, entonces la su potencia aparente será:

$$S'_n = \frac{S_n}{k} \text{ kVA}$$

Siendo k un factor de sobrecarga, que varía conforme a la Tabla 10.25.

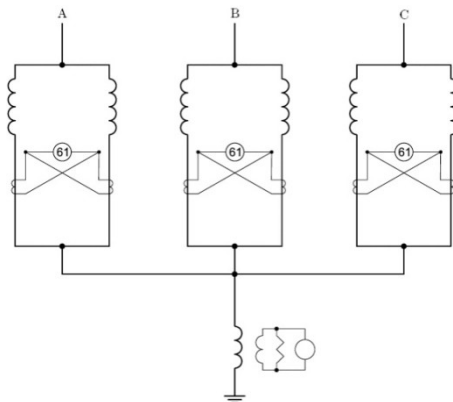
Tempo	Factor K
1 minuto	4,7
5 minutos	2,8
10 minutos	2,5
30 minutos	1,8
1 hora	1,6
2 horas	1,4

Factor de sobre carga

Es usual utilizar la capacidad correspondiente a 1 minuto de duración del paso de la corriente por una cuestión conservadora; Sin embargo, la elección de un resistor que soporta la corriente en régimen continuo no es un factor limitante, tanto en su tamaño como a su costo.

4.1.6 Protección contra cortocircuito entre espiras de las bobinas del estator

- La mayoría de los generadores síncronos de gran tamaño poseen dos devanados independientes por fase, que se conectan para formar dos circuitos paralelos.
- La ocurrencia de un cortocircuito entre las espiras de los devanados del estator no causa un desbalance apreciable de las corrientes de fase y ni la circulación de corriente en el neutro del generador; sin embargo, las corrientes en el punto de defecto pueden alcanzar valores bastante elevados. En esta situación, si el generador no dispone de una protección adecuada, la eliminación del defecto puede ser demorada y sólo ocurrir cuando el generador el cortocircuito evoluciona hacia un cortocircuito más grave dando condiciones para la actuación de la protección diferencial. El método convencional de proveer esta protección es la utilización de la protección de fase dividida, conforme muestra la Figura.



Cortocircuito en las bobinas de la bobina del estator puede comenzar por los siguientes: razones:

- Defectos de montaje o de fabricación de los materiales y no detectados durante las pruebas de alta tensión.
- Vibración o movimiento de los enrollamientos durante las condiciones normales o de defecto.
- Falla en el aislamiento, generalmente provocada por una humedad excesiva en el devanado después de un período de mantenimiento.
- Defectos en el sistema de refrigeración.

Esta protección generalmente utiliza un relé de sobre corriente conectado en el circuito de dos TCs conectados transversalmente, uno para cada devanado.

4.1.7 Protección contra tierra-devanado del rotor

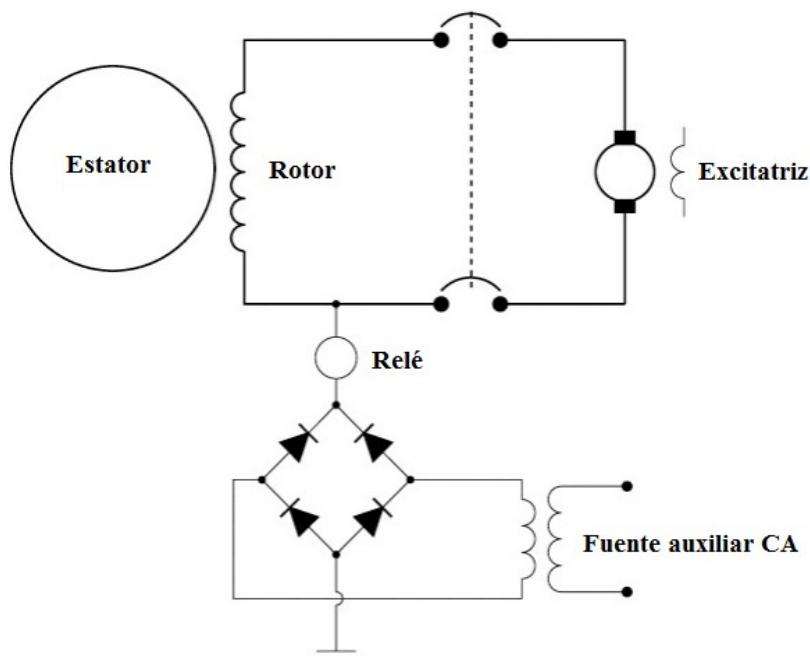
El circuito de campo de generadores síncronos es generalmente aislado de la tierra. Si se produce un defecto en el aislamiento del rotor o un cortocircuito para la tierra en cualquier punto del circuito de campo, no afectará el funcionamiento normal de la máquina. Sin embargo, si se produce un cortocircuito en un segundo punto, esto implicará la pérdida de varias espiras del devanado del rotor, causando flujos diferentes en el entrehierro de la máquina. Como

consecuencia el rotor quedará sujeto a conjugados desbalanceados, resultando en vibración y posibles daños en el eje y en los cojinetes del generador. El relé detector de tierra del rotor tiene la función de detectar el primer cortocircuito para la tierra y, en esta situación, accionar una alarma o retirar la máquina de operación. Un esquema detector de tierra en el devanado del rotor.

4.1.8 Protección contra corrientes desequilibradas

Las corrientes desequilibradas en el generador causan la circulación de corrientes de la secuencia negativa por sus devanados. Los flujos generados por estas corrientes inducirán corrientes de frecuencia doble en la superficie del rotor y en sus ranuras provocando sobrecalentamiento en el rotor acompañado de intensa vibración. De estos dos fenómenos, el primero es el más preocupante, pues si el generador no es apagado podrá causar hasta el derretimiento del núcleo y dañar la estructura del rotor. De acuerdo con las normas, el tiempo máximo que un generador puede operar bajo condiciones desequilibradas, sin que el rotor sufra un calentamiento excesivo, puede ser expresado por la ecuación:

$$\int_0^T i_A^2 dt = K$$



En que:

i_A .- corriente instantánea de secuencia negativa en el estator.

K - constante que depende de la activación del generador.

Considerando el valor medio de i_A^2 - en el intervalo de tiempo T , se tiene:

$$i_A^2 T = K$$

La constante K depende del tipo de accionamiento del generador, como muestra la Tabla.

Tipo de accionamiento	Constante K
Turbina a vapor	30
Grupo de combustión interna	40
Turbina hidráulica	40

La Tabla. muestra el grado de compromiso provocado por las corrientes desequilibrada.

Condición	Compromiso
$I_{A-t}^2 < K$	Ninguno
$K < I_{A-t}^2 < 2K$	Puede sufrir daños
$I_{A-t}^2 > 2K$	Daños serios

Para evitar la operación del generador con corrientes desequilibradas, es necesaria el uso de un esquema de protección que detecte las corrientes de secuencia negativa. El tipo recomendado sería un relé de sobre corriente de tiempo inverso conectado a la salida de un filtro de secuencia negativa.

4.1.9 Protección contra sobrecalentamientos

El estator de los generadores síncronos está sujeto a sobrecalentamiento debido a la sobrecarga, falla en el sistema de refrigeración y cortocircuito de las láminas del núcleo del estator. Estas condiciones pueden ser detectadas a través de resistores detectores de temperatura (RDTs) que se alojan entre las espiras de los devanados del estator del generador. Estos resistores forman una rama de un puente de Wheatstone que

posee un relé conectado en su diagonal. Es una práctica habitual utilizar detectores en generadores síncronos con potencia superior a 1.500 kVA para supervisión de temperatura, los cuales se localizan en diferentes puntos de los devanados del estator de tal forma que pueda obtenerse una completa indicación de las temperaturas a lo largo del estator.

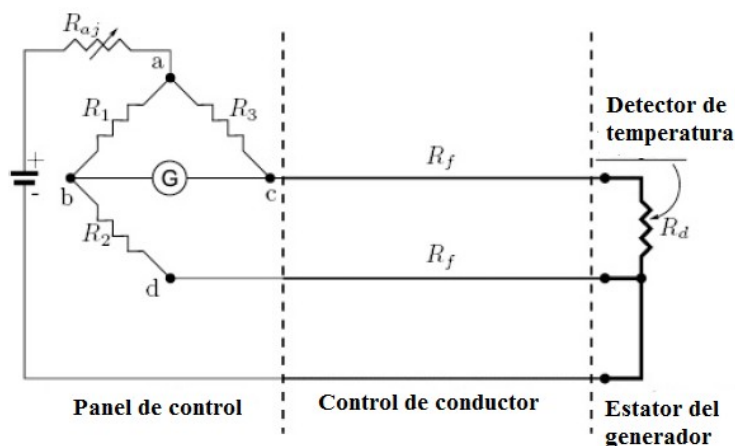
La Figura. muestra un esquema simplificado de la medición de temperatura a través de un RDT. Recordando que el equilibrio del puente de Wheatstone ocurrirá cuando

$$V_{ab} = V_{ac}$$

En esta condición, en la rama R1 y en la rama R2, fluirá la misma corriente, así como la corriente que pasa por la rama R3 es la misma de la rama Rd. Esto significa que por el galvanómetro no circulará corriente, por lo que se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{R_1}{R_2 + R_f} = \frac{R_3}{R_d + R_f}$$

$$R_1(R_d + R_d) = R_3(R_2 + R_f)$$



Detector de temperatura

Ajustando $R_1 = R_3$ se tiene:

$$R_d = R_2$$

Esto quiere decir que el puente entrará en equilibrio cuando la resistencia del detector tenga la misma resistencia del resistor fijo R_2 . En la práctica esto ocurrirá para $R_d = 10,0 \, \Omega$ y $T_d = 25,0 \, ^\circ \text{C}$. Es importante recordar que los detectores están hechos de cobre recocido, los cuales se alojan entre las espiras de los devanados del estator del generador. Como se sabe, la variación del valor de la resistencia de un elemento conductor con la variación de la temperatura es dada por la ecuación:

$$R_x = R_y \left[1 + \alpha_y (T_x - T_y) \right]$$

Asignando los valores conocidos del detector en el punto de equilibrio del puente:

$$R_d = 10.0 \left[1 + 0.0038536 (T_d + 25) \right]$$

La escala del galvanómetro se graduó en C.

4.1.10 Protección contra la motorización

Los esquemas de protección utilizados para evitar la motorización del generador se destinan a la protección únicamente de la turbina y no a la protección del generador propiamente dicho.

Turbina de gas: La supresión del combustible causará la motorización del generador, que consume una gran cantidad de potencia eléctrica - 10% a 50% de su capacidad a plena carga, dependiendo del tipo de turbina.

Por lo tanto, en este caso, es recomendable que el generador sea retirado del sistema, no porque pueda causar daños a la turbina, sino por el consumo innecesario de potencia.

Diesel: Debe ser retirado no sólo para evitar el consumo de potencia eléctrica - 15% a 25% de su capacidad a plena carga - como también para evitar la explosión del combustible no consumido.

Turbina de vapor: En este caso es fundamental la retirada del generador del sistema, de lo contrario ocurrirá el sobrecalentamiento de la turbina debido a la falta de ventilación por parada de circulación del vapor.

Turbina hidráulica: En este caso la motorización provoca el fenómeno de cavitación en las palas de la turbina. En la motorización del generador accionado por la turbina hidráulica el consumo de potencia es bajo - 0,2% a 2,0% de su capacidad a plena carga. El relé adoptado para la protección contra la motorización es del tipo direccional de potencia, suficientemente sensible a la reversión de potencia comprobada durante la motorización.

4.1.11 Protección contra pérdida de excitación

La pérdida de excitación de un generador síncronico puede ocurrir como resultado de:

- Pérdida de campo de la excitatriz principal;
- Apagado accidental del disyuntor de campo;
- Cortocircuito en los circuitos del campo;
- Mal contacto en los cepillos de la excitatriz;
- Defecto en el disyuntor de campo;
- Pérdida de la alimentación de CA en el sistema de excitación.

Cuando un generador sincrónico pierde la excitación, acelera ligeramente y pasa a operar como generador de inducción. Los generadores con rotor de polos lisos no se acomodan a este tipo de situación porque no tienen enrollamientos amortiguadores que podrían conducir a las corrientes inducidas en el rotor. La circulación de la corriente inducida en la parte metálica del rotor causará un sobrecalentamiento que dependiendo del deslizamiento puede alcanzar un valor peligroso en 2 a 3 minutos. Como los generadores síncronos de polos salientes invariablemente tienen enrollamientos amortiguadores, sus rotores no estarán sujetos al sobrecalentamiento.

El estator de cualquier tipo de generador síncrono puede sobrecalentarse debido a la sobre corriente en sus devanados, mientras esté operando como generador de inducción. Dependiendo del deslizamiento la corriente en el estator puede alcanzar 2 a 4 veces su valor nominal, pero el sobrecalentamiento no ocurre tan rápidamente como en el rotor.

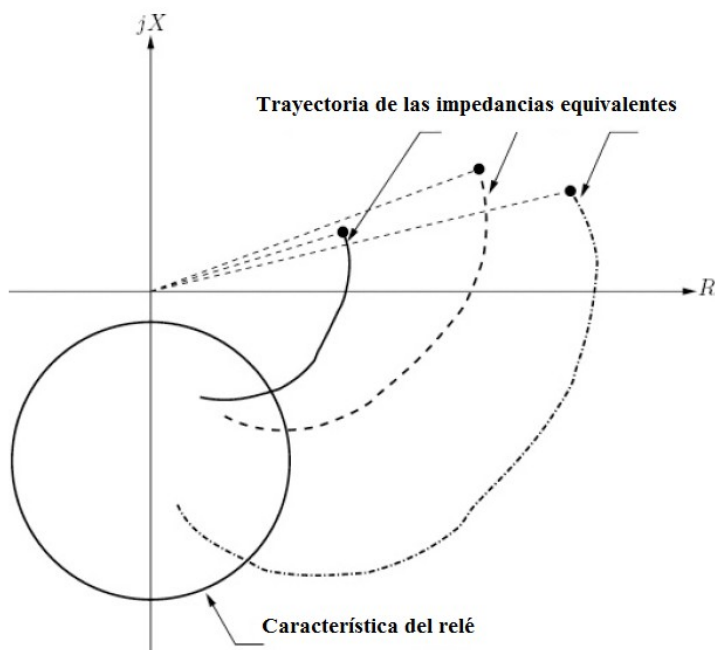
Algunos sistemas no toleran la operación continuada de un generador sincrónico sin excitación, pues en esta condición se puede alcanzar la inestabilidad rápidamente y el generador no se desconecta inmediatamente se producirá una perturbación mayor la gravedad. Tales sistemas son aquellos que no disponen de reguladores automáticos de tensión del generador de acción rápida. Cuando el generador pierde la excitación, él solicita del sistema potencia reactiva 2 a 4 veces el valor de la carga nominal. Antes de la pérdida de excitación el generador podría estar entregando potencia reactiva al sistema. Así, esta solicitud brusca de potencia reactiva del sistema, junto con la pérdida de suministro de reactivo por el generador, puede causar una caída de tensión seguida de una extensa

inestabilidad, a menos que otros generadores cubran automáticamente este déficit de potencia reactiva.

En la situación en que un generador pierda la excitación un esquema de protección de acción rápida debe apagar el disyuntor principal y el disyuntor de campo del generador. Se utilizaron relés de sub corriente conectados al circuito de campo pero el tipo de relé más selectivo es el direccional de distancia alimentado por las tensiones y corrientes del generador. La Figura 10.58 muestra varias trayectorias de las impedancias equivalentes de las cargas vistas por el generador durante la pérdida de excitación y la característica del relé direccional de distancia en un diagrama R-X. Cualesquiera que sean las condiciones iniciales, cuando el generador pierde la excitación la impedancia equivalente de la carga traza un recorrido del primero al cuarto cuadrante. Entonces, rodeando esta región con la característica del relé, funcionará cuando empiece el aumento del deslizamiento del rotor, apagando los disyuntores de campo y del generador antes de que ocurran cualquier tipo de daños.

4.1.12 Protección contra sobretensiones

Las funciones de esta protección son la de proveer una protección trasera para el Regulador de tensión y también proteger al generador en los casos de condiciones anormales no controladas por el regulador, como un rechazo de carga severa que puede acarrear Sobre velocidades y consecuentes sobretensiones.



Trayectorias de las impedancias equivalentes y característica del relé pérdida de excitación.

La tensión en los terminales de un generador sincrónico es una función de la excitación y de la velocidad. La sobretensión provoca la saturación del núcleo debido a la alta intensidad del flujo en los circuitos magnéticos y consecuente circulación de corrientes parásitas elevadas en el núcleo y en los materiales conductores adyacentes. Este efecto causa la calefacción que puede resultar en daños. El relé de sobretensión deberá tener una unidad temporizada, cuyo pick-up debe ajustarse en torno al 110% de la tensión nominal del generador y una unidad instantánea, cuyo pick-up debe ajustarse al 130% al 150% de la tensión nominal. Como este relé propicia una protección de

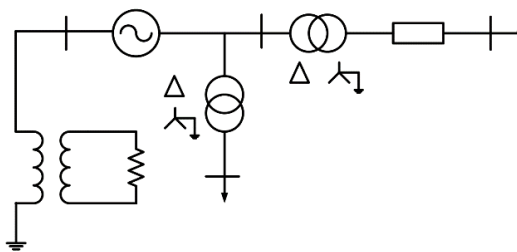
retaguardia para el generador, debe ser alimentado por una corriente fuente de tensión diferente de la fuente utilizada para alimentar el regulador automático de tensión.

4.1.13 Protección contra sobre velocidad

La sobre velocidad en un grupo turbina / generador sólo se produce cuando se desacopla del sistema (rechazo de carga, por ejemplo). Esta protección es necesaria en todos los generadores accionados por turbinas Hidráulica. El dispositivo de protección contra sobre velocidad consiste generalmente de un generador CC de imán permanente acoplado directamente al eje del grupo y proporciona al regulador de velocidad y relés auxiliares de control y protección, una tensión proporcional a la velocidad de rotación del grupo. El elemento sensible a la sobre velocidad es generalmente ajustado para operar para velocidades 3 a 5% por encima de la velocidad nominal del grupo.

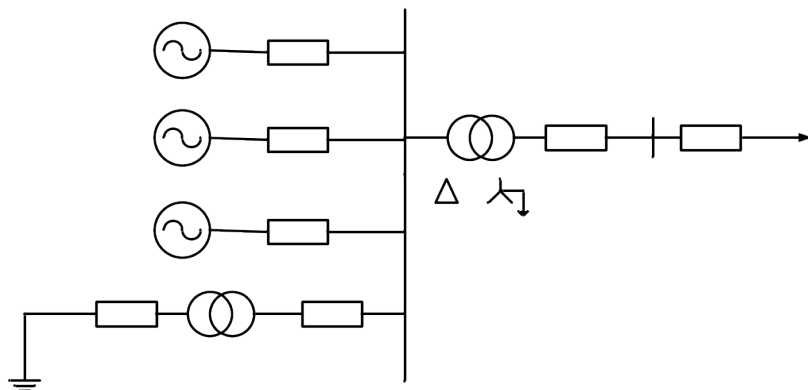
4.2 AJUSTE DE GENERADORES SINCRONOS

* Grupo "generador – transformador elevador"



Generadores Medio / grande

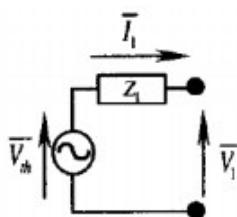
*Varios Generadores en un transformador elevador:



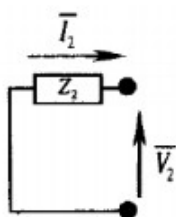
$$X_2 = X_1 = X''_d$$

$$X = X''_d$$

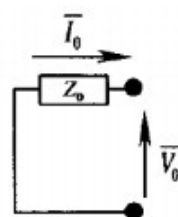
$$X_0$$



Secuencia positiva

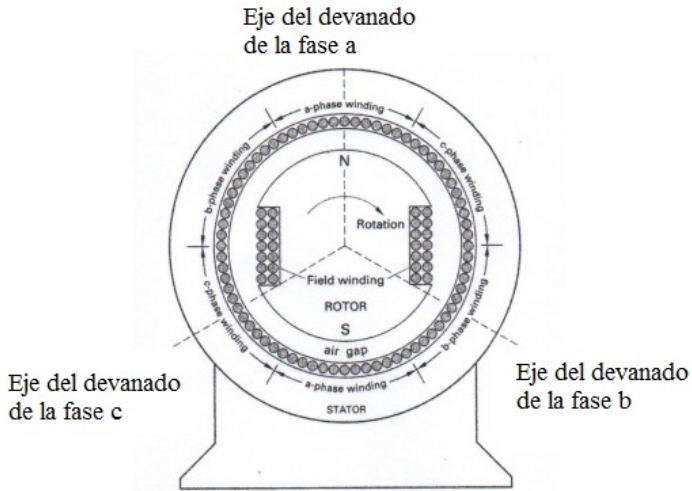


Secuencia negativa

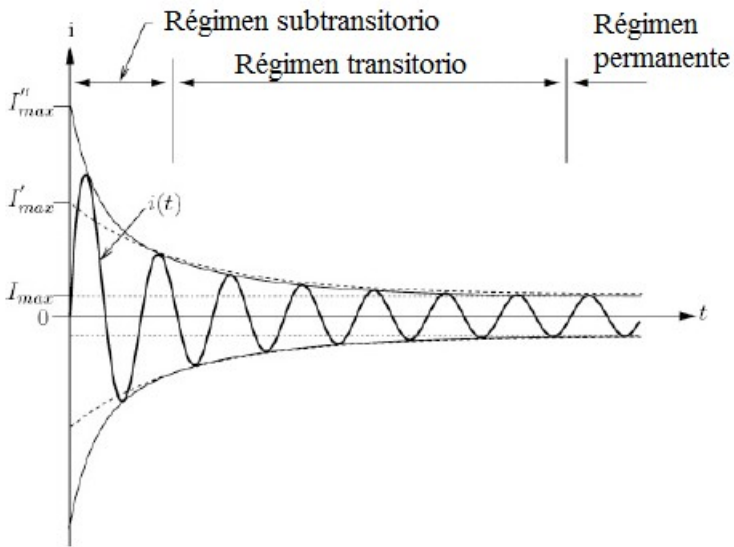


secuencia cero

$$X_2 = X_1 = X''_d > X_0$$



$$X_d > X'_d > X''_d$$



4.2.1 ATERRAMIENTO DEL GENERADOR

- Es práctica usual aterrar todo tipo de generadores de alguna forma de impedancia externa. Con el fin de limitar el estrés causado por la corriente corto de fase - tierra.

$$I_{\phi-T} > I_{3\phi} \text{ dado que: } X_0^{G'} < X_1^{G'} = X_d''$$

* Generador también no operan de manera aislada, ya que eso puede producir elevadas sobretensiones transitorias durante las fallas.

4.2.2 MÉTODO DE ATERRAMIENTO

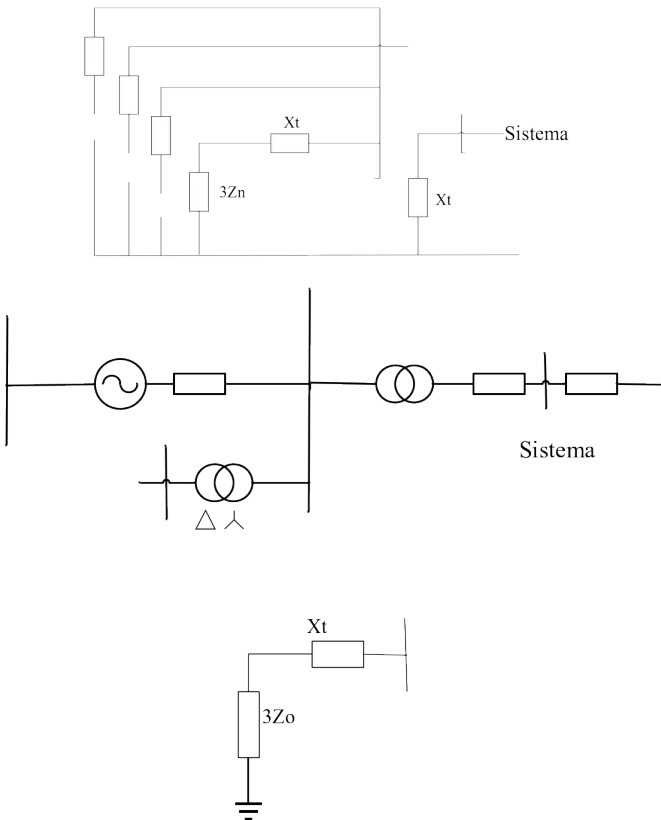
a) ATERRAMIENTO POR ALTA IMPEDANCIA:

- Sistema común "grupo generador – transformador elevador"
- Por lo general, el centro es conectado a un transformador de distribución (media tensión), en cuyo secundario (120 V o 240 V) es conectado a la resistencia de aterramiento.
- Para limitar las sobretensiones, la resistencia es dimensionado de manera que durante cortos fase - tierra en los terminales la potencia disipada en la resistencia es igual o mayor que la potencia aparente pero capacitancias parásitos existentes en los terminales del generador.
- La corriente de corto fase - tierra normalmente queda en la faja de 3 A-25 A.

b) ATERRAMIENTO POR BAJA IMPEDANCIA

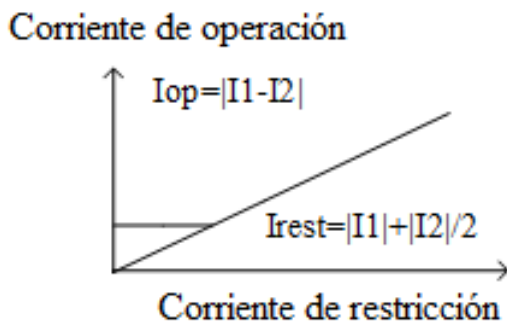
- Utilizado en los esquemas de "varios generadores en un transformador elevador"
- La resistencia es conectado en el centro estrella
- La resistencia es dimensionado para permitir una actuación selectiva de la protección de tierra entre varias máquinas.

Secuencia cero:



4.2.3 PROTECCIÓN PARA LOS FALLOS FASE-FASE ESTATOR

- La función diferencial (87G) es la preferida para detectar fallas entre fases internas del generador.
- Genera protección sensible para faltas fase – fase pero no puede generar la protección necesaria para faltas fase – tierra, dependiendo tipo de aterramiento.
- Los transformadores de corriente tienen la misma relación de transformación y preferentemente deben ser del mismo fabricante y no estar conectado a otro equipo el relé con la función 87.
- Eso permite ajustar de la característica diferencial con ajustes sensibles.

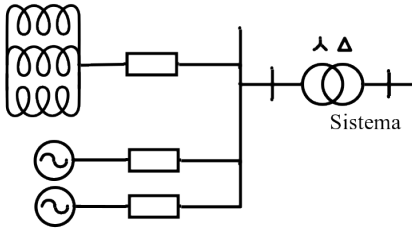


$I_{pick-up \text{ inclinación}}$

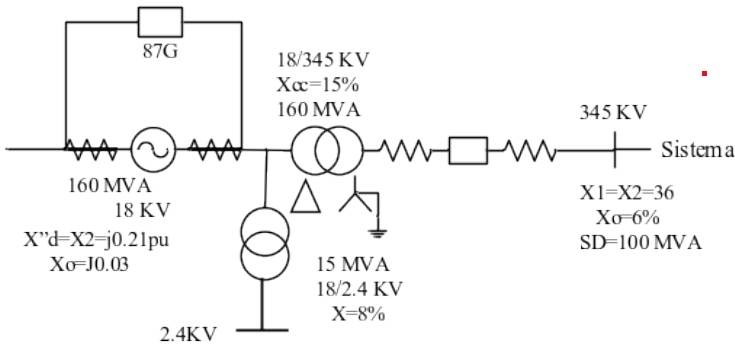
Ajuste 1	0.14 - 0.18	10%
Ajuste 2	0.5	25%

Valor $I_{pick-up} = 0.4 \text{ A Secundario}$

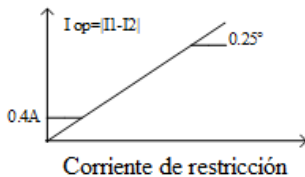
- El tiempo de actuación del relé debe ser bajo para evitar abertura del disyuntor de interconexión, retira excitación, reducir la potencia mecánica.



EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA FUNCIÓN 87G



Corriente de operación



Generador:

$$X_d' = X_2 = j0.21 \times 100 / 160 = j0.13$$

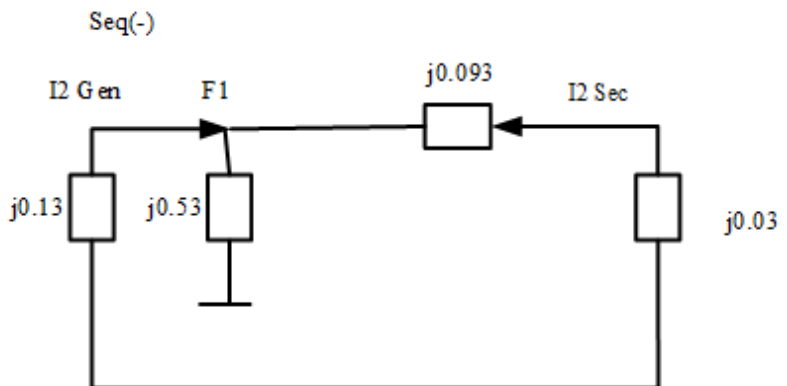
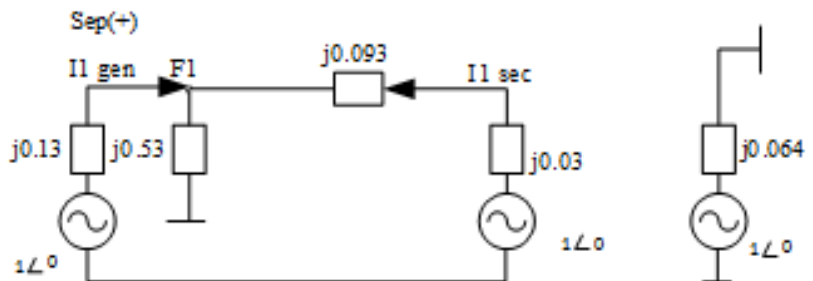
$$X_o = j0.03 \times 100 / 160 = j0.018$$

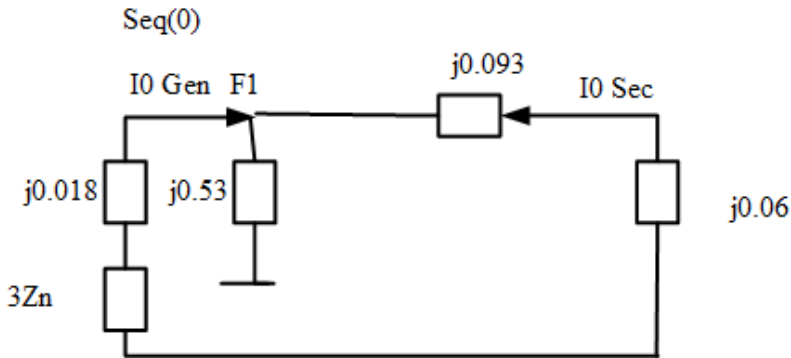
Transformador elevador:

$$X_{cc} = j0.1 \times 100 / 160 = 0.093$$

Transformador Auxiliar:

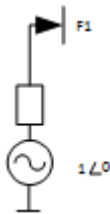
$$X_{cc} = j0.08 \times 100 / 15 = j0.53$$





Corto 3φ en F1:

Thévenin visto por F1



$$Z_{eq}^{+} = (j0.13 * j(0.093 + 0.03)) / (j0.13 + j(0.093 + 0.03))$$

$$Z_{eq}^{+} = j0.064$$

$$I_1 = (1 \angle 0) / j0.064 = 15.69 \text{ p.u.}$$

$$I_1^G = -j \frac{15.69 * j(0.093 + 0.03)}{j(0.13 + 0.093 + 0.03)}$$

$$I_1^G = -j7.63$$

$$\Rightarrow I_1^S = -j15.69 + j7.63$$

$$I_1^S = -j 8.06 \text{ p.u.}$$

$$I_{base}^{\square} = \frac{100 * 10^6}{\sqrt{3} * 18 \text{ kv}}$$

- $I_1^G = 7.63 * 3207 = 24469 \text{ A primario}$
- $I_1^S = 8.06 * 3207 = 25848 \text{ A primario}$
- $I_1 = 15.69 * 3207 = 50317 \text{ A primario}$

$$I_{carga} = \frac{160 * 10^6}{\sqrt{3} * 18 \text{ KV}} = 5132 \text{ A}$$

Relación del transformador

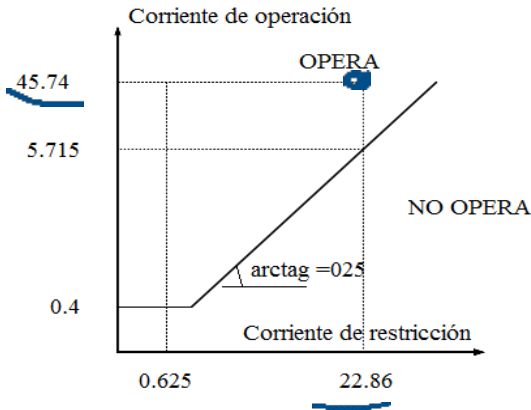
$$\frac{6000}{5} \text{ provando los valores del TC}$$

$$\frac{5500}{5} \text{ más sensible}$$

$$I_{sec}^G = \frac{24469 * 5}{5500} = 22.24 \text{ A secundario}$$

$$I_{sec}^S = \frac{25848 * 5}{5500} = 23.43 \text{ A secundario}$$

$$I_{sec} = \frac{50317 * 5}{5500} = 45.74 \text{ A secundario}$$



$$I_{restricción} = \frac{22.24 + 23.49}{2} = 22.86 \text{ A}$$

$$I_{operación} = 45.74 \text{ A}$$

El relé funciona

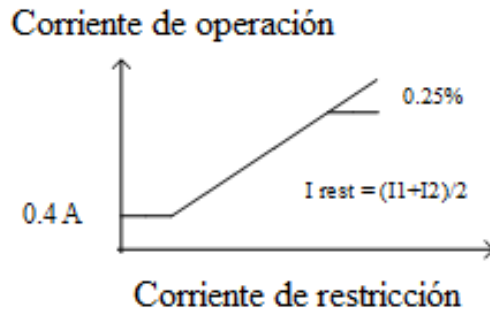
$$\frac{22.24 - 23.45}{2} = 0.625 \text{ A}$$

$$22.24 + 23.49 = 45.74 \text{ A}$$

$$\tan \theta = \frac{I_o}{I_r} = \frac{45.74}{0.625} = 73.18 \% \quad \text{Opera}$$

4.2.4 PROTECCIÓN PARA FALLAS FASE- FASE EN EL ESTATOR

87G - diferencial del generador



Protección 87G detecta cortos fase - fase en el estator.

4.2.5 FUNCIONES DE RETAGUARDA PARA FALTAS FASE - FASE

21 - Distancia

51 - Sobre corriente con restricción tensión

46 – Secuencia negativa / desbalance tensión

ANSI OPERACIÓN PROTECCIÓN PARA

87G Diferencial generador (Fallas fase fase en el estator)

87T Diferencial transformador (Fallas fase fase en el estator)

87U Diferencial grupo G -T (Fallas fase fase en el estator)

21 Distancia (retaguarda para fallas fase fase)

51V Sobre corriente con restricción (retaguarda para fallas fase fase)

46 Desbalance / secuencia (-) (retaguarda para fallas fase fase)

59N Sobre tensión neutro (fallas fase tierra en el estator)

50/51G Sobre corriente de neutro (fallas fase tierra en el estator)

27TN 100% de protección F-T(fallas fase tierra en el estator)

24 Voltios / Hertz, sobre excitación

59 Sobre tensión, sobre tensión

49 Temperatura, sobre carga

40 Pérdida de excitación

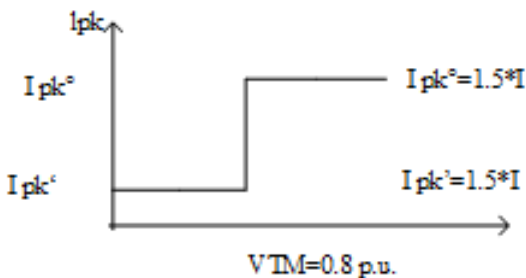
810N Sub / sobre frecuencia

78 Pérdida de sincronismo

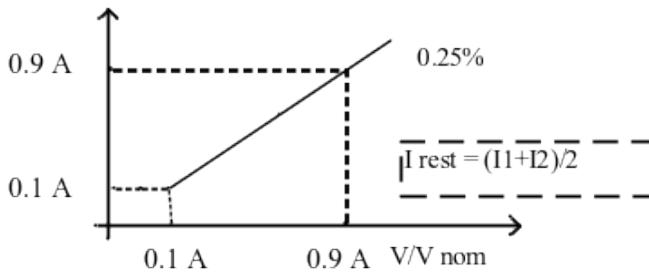
32 Direccional de potencia activa, anti – motorización

FUNCIÓN 51: existe dos tipos

a). 51V - sobre corriente controlada por tensión



b). 51v - sobre corriente con restricción por tensión



$$I_{pk}(\text{real}) = I_{pk}(\text{ajuste}) * m$$

FUNCIÓN 21: El más usado para grandes generadores.

- puede recibir las señales del TC de lado neutro o de los terminales de generador.
- TC de neutro ve las fallas sin generador y en el sistema entonces debe coordinar con la protección de línea.
- TC son terminales del generador.
- La zona del generador no necesita coordinar con nadie.
- La zona del generador del sistema entonces debe coordinar con protección de la línea

Ejemplo: alcance = 1.2 ($X_t + X_{\text{línea}}$)

FUNCIÓN 46:

Para fallas fase - fase

1) fase de protección corto - fase no estator.

Principio. 87G

Retaguarda (21, 51V, 46)

4.2.6 PROTECCIÓN PARA CORTO FASE - TIERRA EN EL ESTADOR

- La protección para fallas fase-tierra en el estator es fuertemente influenciada por tipo de aterramiento en el generador.

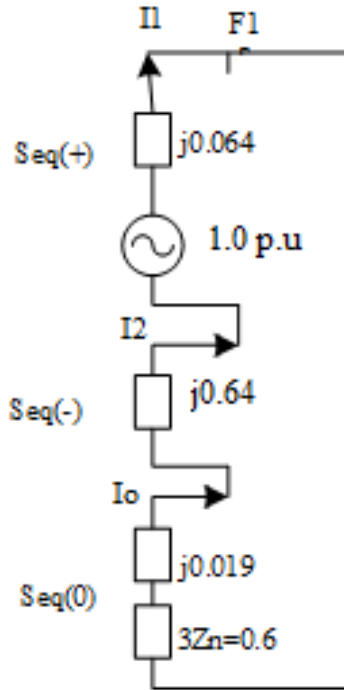
- Solidamente aterrado (no usado)
- Aterramiento de baja impedancia $200 \leq I_{cc}^{\varnothing-T} \leq 400-600$
- Aterramiento de alta impedancia (para máquinas de gran tamaño)

$$1 \leq I_{cc}^{\varnothing-T} \leq 10 \text{ A}$$

$$3 \leq I_{cc}^{\varnothing-T} \leq 25 \text{ A}$$

Análisis de desempeño de la función 87 para esos aterramientos.

Aplicado corto fase-tierra de terminación en los terminales del generador $R_{\text{aterramiento}} = 0$ (sólidamente aterrado)



$$I_1 = I_2 = I_0 = (1 \angle 0^\circ) / 2 * j0.064 + j0.019 = -j6.803$$

Corrientes generados por el generador

$$I_1^G = I_2^G = -j \frac{6.803 * j0.093 + j0.03}{j0.093 + j0.03 + j0.131}$$

$$I_1^G = I_2^G = -j3.266$$

$$I_0^G = -j6.803$$

$$I_A^G = I_0^G + I_1^G + I_2^G = 2 * (-j3.266) + (-j6.803)$$

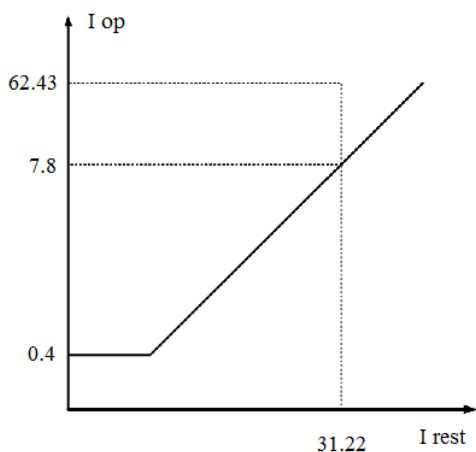
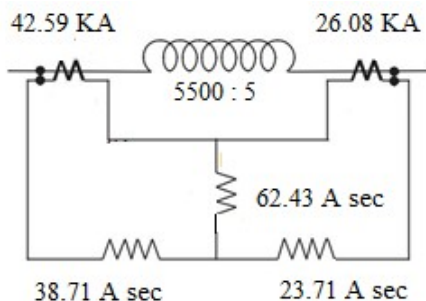
$$I_A^G = -j13.34 \text{ p.u}$$

$$I_A^G = \frac{13.34 * 100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 18 \text{ KV}} = 42.59 \text{ KA primario}$$

$$I_A^{\phi-T} = \frac{21.409 * 100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 18 \text{ KV}} = 68.67 \text{ KA}$$

$$I_A^{\phi-T} = I_0 = I_1 = I_2 = 3 * (-j6.803) = -j21.409 \text{ p.u}$$

$$I_A^G = I_A^{\phi-1} - I_A^G = 26.08 \text{ KA}$$



El relé 87 G opera si:

$$I_{op} > 0.4 \quad \text{ok}$$

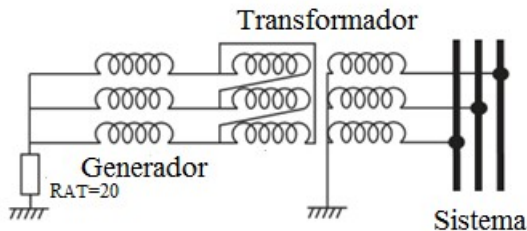
$$I_{op} > 0.25 I_{rest}$$

$$I_{rest} = \frac{38.71 + 23.71}{2} = 31.22 \text{ A}$$

$$I_{op} = 62.43 \text{ A}$$

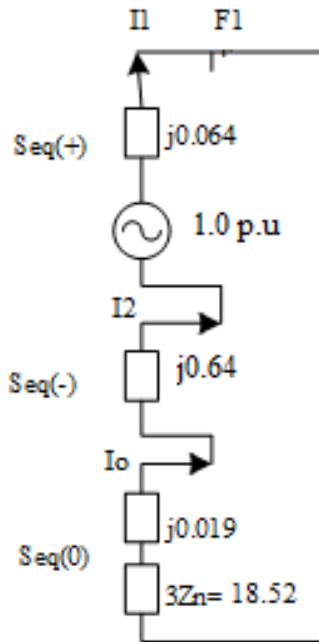
CONCLUSIÓN: De generador faso sólidamente aterrado la función 87 G, detectaría la falta con sensibilidad y seguridad.

4.2.7 ANÁLISIS PARA GENERADOR ATERRADO A TRAVES DE BAJ A IMPEDANCIA



$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{(18 \text{ KV})^2}{100 \text{ MVA}} = 3.24$$

$$R_{at} = \frac{20}{5.24} = 6.173 \text{ p.u.}$$



$$I_1 - I_2 = I_0 = \frac{1}{2 * j0.064 + j0.019 + 18.52} = 0.053 \angle -0.45$$

Corriente lado Generador

$$I_1^G * I_2^G = (0.053 \angle -0.48) * 0.48 = 0.0259 \angle -0.45$$

$$I_0^G = 0.053 \angle -0.045$$

$$I_A^G = I_1^G + I_2^G + I_3^G = 2 * 0.0259 \angle -0.45 + 0.053 \angle -0.43$$

$$I_A^G = 0.1048 \angle -0.45 \text{ p.u.}$$

$$I_A^G = \frac{0.1048 * 100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 18 \text{ KV}} = 336 \text{ A primario}$$

$$I_A^G = \frac{336 * 5}{5520} = 0.305 \text{ A secundario}$$

Corriente del lado del Sistema

$$I_1^S = I_2^S = (0.053 \angle -0.45) * 0.52$$

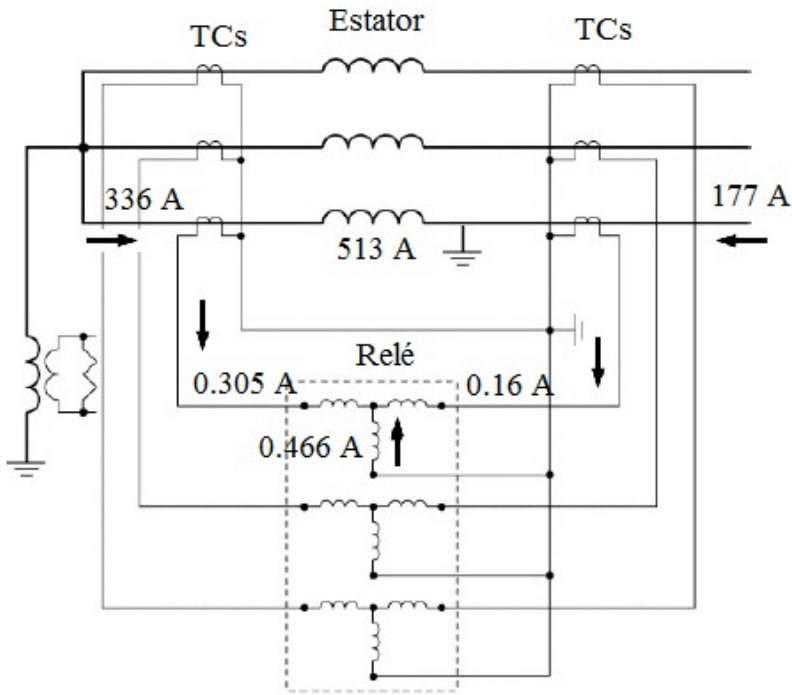
$$I_1^S = I_2^S = 0.0276 \angle -0.45$$

$$I_0^S = 0$$

$$I_A^S = 2 + 0.0276 \angle -0.45 = 0.055 \angle -0.45$$

$$I_A^S = \frac{0.055 * 100 * 10^3}{\sqrt{3} * 18} = 177 \text{ A primario}$$

$$I_A^S = \frac{177 * 5}{5500} = 0.161 \text{ A secundario}$$



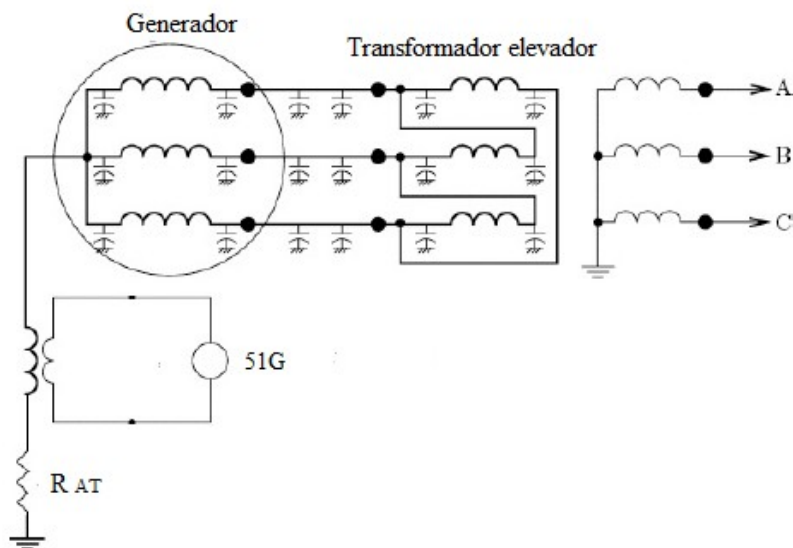
$$\left\{ \begin{array}{l} I_{rest} = \frac{0.305 + 0.16}{2} = 0.233 \text{ A sec} \\ I_{op} = 0.466 \text{ A} \end{array} \right.$$

Condición de operación de 87G

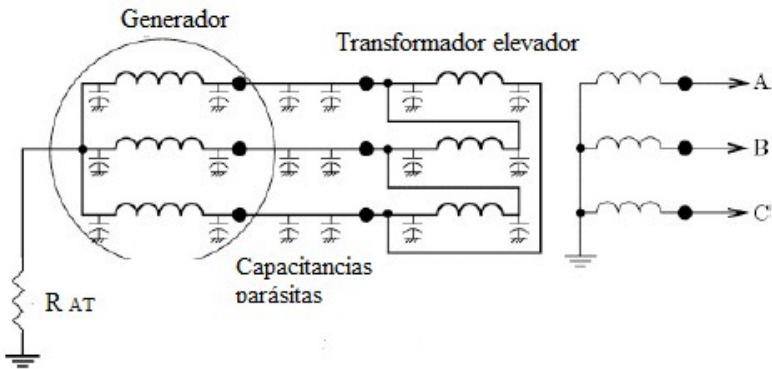
$$\left\{ \begin{array}{l} I_{op} > 0.4 \\ \uparrow 0.466 \\ I_{op} > \frac{0.25 I_{rest}}{0.056} \end{array} \right.$$

La función 87G no tiene la sensibilidad necesaria para detectar fallas fase - tierra debido a la alta relación del TC y una baja corriente de corto fase - tierra.

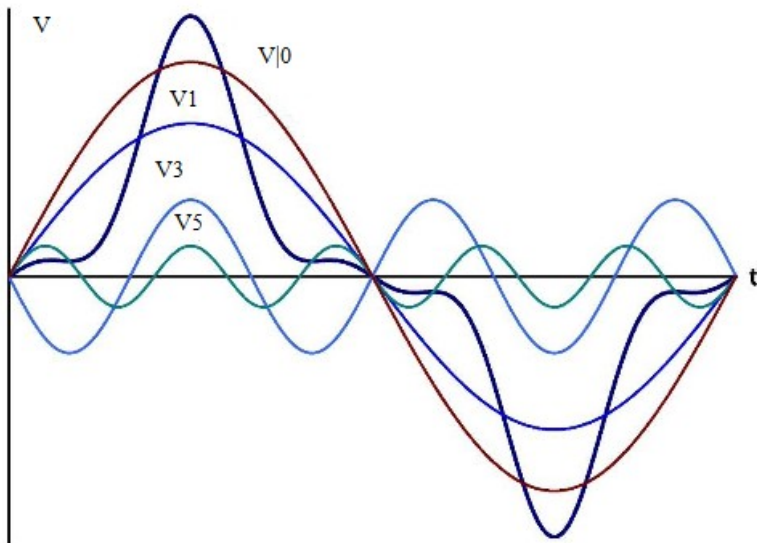
Para faltas en el interior del estator las corrientes serian aún menores. En ese caso se utiliza un relé sobre corriente de neutro (51 G)



- Normalmente, la corriente primaria del TC de neutro es limitada de corriente de corto fase - fase.



- Bobinas del estator
- Pararrayo
- Transformador potencial
- Bobinas para transformadores elevadores
- Elevadores más servicios auxiliares



Fundamental

$$V_A = V_A \cos(W\omega t)$$

$$V_B = V_B \cos(W\omega t - 120^\circ)$$

$$V_C = V_C \cos(W\omega t + 120^\circ)$$

Tercer armónico

$$V_A^3 = V_3 \cos 3(W\omega t) = V_3 \cos(3W\omega t)$$

$$V_B^3 = V_3 \cos 3(W\omega t) = V_3 \cos(3W\omega t + 120^\circ)$$

$$V_C^3 = V_3 \cos 3(W\omega t) = V_3 \cos(3W\omega t - 120^\circ)$$

Quinto armónico

$$V_A^5 = V_5 \cos 5(W\omega t) = V_5 \cos(5W\omega t)$$

$$V_B^5 = V_5 \cos 5(W\omega t) = V_5 \cos(5W\omega t + 120^\circ)$$

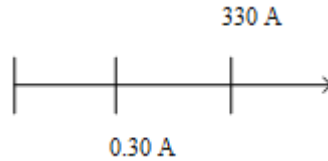
$$V_C^5 = V_5 \cos 5(W\omega t) = V_5 \cos(5W\omega t - 120^\circ)$$

La corriente del componente fundamental que circula en el neutro en los códigos normales y muy baja ($<1A$).

Estas corriente seria debido a desequilibrios en la amplitud de las tensiones de fase o de las capacitancias parásitas.

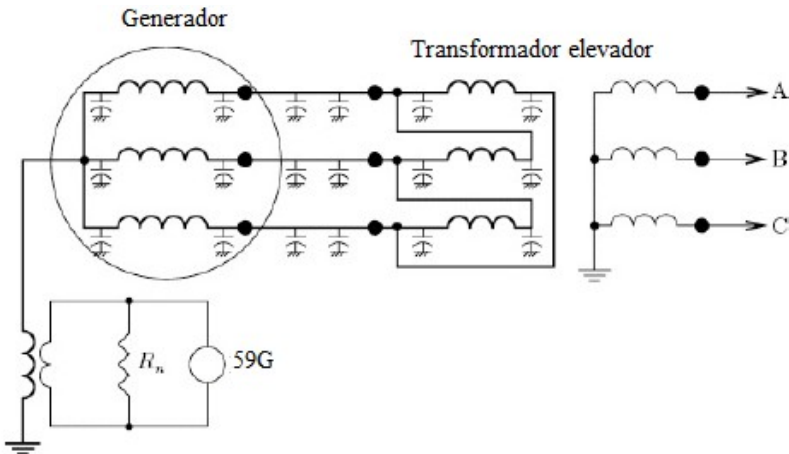
Sí circula corriente de tercer armónico que es rechazada por el algoritmo de función 51G.

Es posible ajuste muy sensible para la función 51G.



Hipótesis: $I_N^{60Hz} = 0.3 \text{ A}$

ANÁLISIS DE LA PROTECCIÓN DE FALTAS FASE - TIERRA EN EL ESTATOR EN GENERADOR ATERRADO POR ALTA IMPEDANCIA



Dimensionamiento de la resistencia: Capacitancias parasitas

Estator del generador = $0.24 \mu F$

Pararrayo = $0.25 \mu F$

Barra de rechazo = $0.004 \mu F$

Devanado Δ del transformador elevador = $0.03 \mu F$

Devanado Δ del transformador auxiliar = $0.004 \mu F$

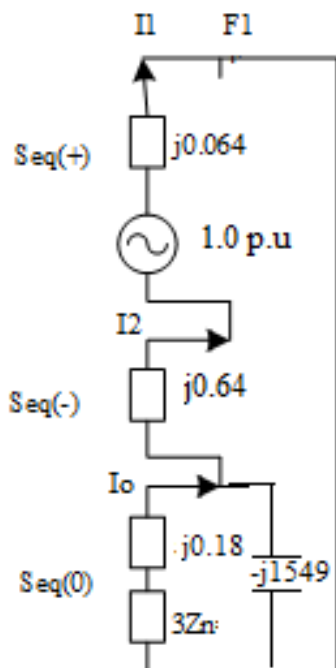
Devanado del transformador potencial = $0.0005 \mu F$

Capacitancia total = $0.5285 \mu F$

$$X_C = -j \frac{10^6}{24 * 60 * 0.5285} = j 5019.8 \Omega / \text{fase}$$

$$X_C = -j \frac{5019.8 * 100}{18^2} = -j 1549 p.u.$$

Aplicado corto fase – tierra



Criterio límite superior de R_N

$$I_0^R \geq I_0^c$$

$$3 R_N \leq 1549$$

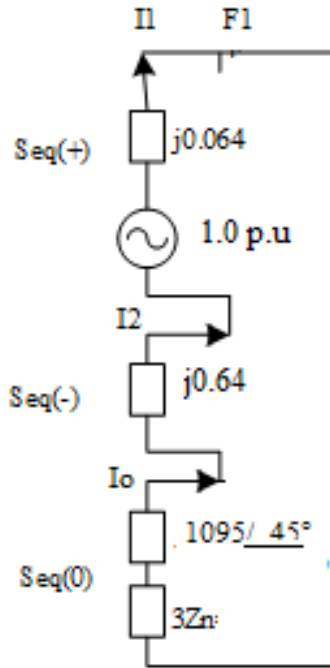
$$3 R_N = \frac{1549}{3} = 516 \text{ p.u.}$$

$$R_N = \frac{516 * 18^2}{100} = 1673 \Omega$$

Transformador de aterramiento

18000/240V

$$R_N^{sec} = 1675 * \left(\frac{240}{18000} \right)^2 = R^{sec} = 0.297 \Omega$$



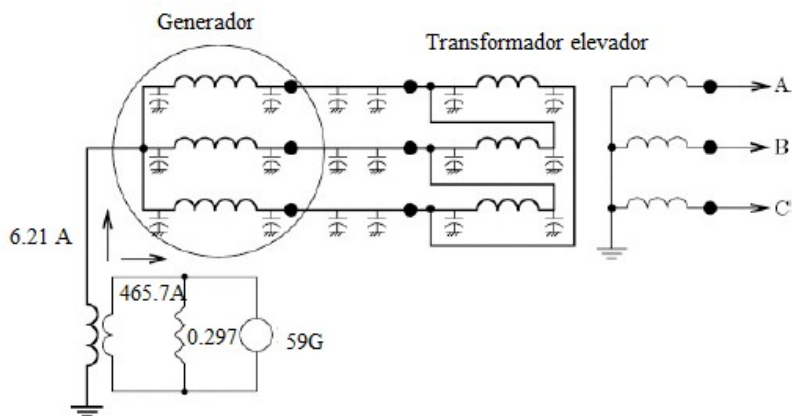
Corriente en el neutro del generador

$$I_0^R = \frac{913 * 10^{-4} * -j 1549}{1549 - j 1549}$$

$$|I_0^R| = 6.46 * 10^{-4} \text{ p.u.}$$

$$I_N = 3 * I_0^R = 3 * 6.46 * 10^{-4} \frac{100 * 10^3}{\sqrt{3} * 18}$$

$$I_N = 6.21 \text{ A}$$



Corriente en el secundario transformador aterrado

$$I_N^{sec} = \frac{6.21 \cdot 18000}{240} = 465.7 \text{ A}$$

Tensión en la resistencia

$$V_R = 0.297 \cdot 465.7 = 138 \text{ V}$$

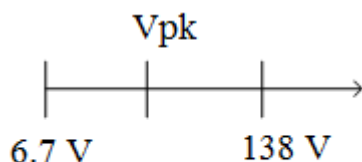
Corriente de 60 Hz en neutro en operación normal

$$I_N \leq 0.3 \text{ A (60 Hz)}$$

$$V_N^{normal} \leq \frac{0.3 \cdot 18000}{240} \cdot 0.297$$

$$V_N^{normal} \leq 6.7 \text{ volts}$$

Ajuste de 59G



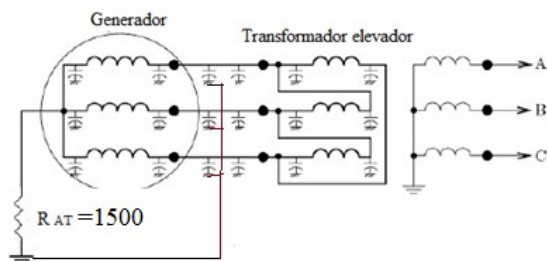
$$V_{pk} = 10 \text{ Voltios}$$

$$138 \text{ -----} 100\%$$

$$10 \text{ -----} x$$

$$X = 7.2 \%$$

- Con ese ajuste hasta 93% del devanado estaría protegido para falta fase – tierra.
- el relé 59G debe ser sensible al tercer armónico.
- El back-up para esta función será la función 50/51G.
- Como regla general la función 59G protege de 90 a 95% del estator.



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Stanley H. Horowitz and Arun G. Phadke. *Power System Relaying*. Research Studies Press Ltd., 1995
- [2] Arun G. Phadke and James S. Thorp. *Computer Relaying for Power Systems*. Research Studies Press Ltd., 1988.
- [3] C.R. Mason *The Art and Science of Protective Relaying*. John Wiley & Sons, 1956.
- [4] Applied Protective Relaying. Westinghouse Electric Corporation, 1982.
- [5] A. R. Van. C. Warrington. *Protective Relays. Their Theory and Practice*. Volumen I. Chapman and Hall, and Wiley, London, 1962.
- [6] P. M. Anderson *Power System Protection*. McGraw-Hill, New York, 1999.
- [7] *Power System Protection*, volume I, II, III. Edited by Electricity Council, The Institution of Electrical Engineers.
- [8] Amadeu C. Caminha. *Introdução á Proteção dos Sistemas Eléctricos*. Edgar Blucher Ltda., 1983.
- [9] William D. Stevenson Jr. *Elementos de análise de sistemas de potência*. McGraw-Hill, 2ª Edição em Português (4ª Edição Americana), 1986.
- [10] Stanley H. Howowitz. *Protective Relaying for Power Systems*. IEEE Press, New York, 1980.g

- [11] W. A. Lewis and L. S. Tippet. Fundamental basis for distance relaying on 3-phase systems. *AIEE Transactions*, 66:694-708, 1947.
- [12] C. H. Einvall and J. R. Linders. A three-phase differential relay for transformer protection. *IEEE Transaction on PAS*, PAS-94(6), November/December 1975.
- [13] *Transient Response of Current Transformers*. IEE Publication No. 6CH1130-PWR, 1976.
- [14] R.P. Lippmann. An introduction to computing with neural Net. *IEEE ASSP* magazine, April 1987.
- [15] D. V. Coury; M. Oleskovicz and R. K. Aggarwal. An ANN routine for fault detection, classification and location in transmission lines. *Electric Power Components and Systems*, 30(11):1137-1149, ISSN: 1532-5008 2002.
- [16] M. Oleskovicz; D. V. Coury and R. K. Aggarwal. O emprego de redes neurais artificiais na detecção, classificação e localização de faltas em linhas de transmissão. *Revista Controle e Automação*, 14(2):138-150, ISSN:0103-1759 2003.
- [17] T.S. Dillon and D. Niebur. *Neural Networks Applications in Power System*. London, England, CRL Publishing, 1996.
- [18] S.A. Khaparde; P.B. Kale and S.H. Agarwal. Application of artificial neural network in protective relaying of transmission lines. Pages 139-143, 1991.

- [19] S.K. Chakravarthy; C.V. Nayar and N. R. N. N. Achuthan. Applying pattern recognition in distance relaying – part 1: Concept and part 2: Feasibility. Volumen 139, 1992.
- [20] T. Dalstein; T. Friedrich; B. kuliche and D. Sobajic. Multi neural based fault área estimation for high speed protective relaying. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 11(2):740-747, April 1996.
- [21] A.G. Jongepier and L. Sluis. Adaptive distance protection of double-circuit lines using ANN. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 12(1), January 1997.
- [22] T.S. Sidhu; H. Singh and M. S. Sachdev. Design, implementation and testing of an artificial neural network based fault direction discriminator for protecting transmisión lines. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 10(2), April 1995.
- [23] GCOI/SCCEL/GTP, “Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 1994”, Relatório SCCEL-GTP-12/95, 1995.
- [24] LIMA, R. C. de, “O Impacto das Novas Tecnologias em Proteção nas Companhias de Energia”, I Colóquio Sobre os Rumos da Proteção Digital de Sistemas Elétricos, 14 e 15 de setembro de 2006.

- [25] HEISING, C. R.; Patterson, R. C.; e Weintraub, E. Y., “Digital Relay Software Quality”, GE Power Management, GER-3660, p. 1-11.

- [26] ANDERSON, P. M., Analysis of Faulted Power System, Iowa, The Iowa State University Press, 1973.

- [27] NASAR, S. A., Electric Power Systems, New York, McGraw-Hill, 1990.
 ZANETTA Jr, L. C., Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência, São Paulo, Editora Livraria da Física, 2005.

- [28] WESTINGHOUSE ELECTRIC COMPANY, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Pennsylvania, Central Station Enginners of the Westingho use, 1964.

- [29] STEVENSON Jr, W. D., Elements of Power System Analysis, New York, McGraw-Hill Book Company Inc., 1962.

- [30] <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>
 CPFL, “Análise Estatística das Atuações das Proteções de Linhas de Transmissão em 1995”, Relatório OSPP-002/96, 1996.

- [31] ELGERD, O. I., Electric Energy Systems Theory: An Introduction, McGraw-Hill Inc., 1971.

- [32] HOLBECK, J. I. e LANTZ, M. J., “The effect of mutual induction between parallel transmission

lines on current flow to ground fault”, AIEE Trans. PAS, v. 62, p. 712- 715, 1943.

- [33] KINDERMANN, G., Curto-circuito, Porto Alegre, Sagra-DC Luzzatto, 1992.
EDELMANN, I. H., Théorie et calcul des réseaux de transport d'énergie électrique, Paris, Dunod, 1966.
- [34] BLACKBURN, J. L. e DOMIN, T. J., Protective Relaying - Principles and Applications, Boca Raton, CRC Press, 2007.
- [35] CHAMUSCA, M. J. A., “Sistema de aterramento de subestações”, PALESTRA CPFL/INEBRASA, 1980.
- [36] ROBERTS, J.; ALTUVE, H. J.; HOU, D., “Análise dos métodos de proteção contra faltas à terra nos sistemas de distribuição aterrados, não aterrados e compensados”, Schweitzer Engineering Laboratories, p. 1-39, 2001.
- [37] GUTHMANN, O.; PÖHLMANN, R.; SCHMITT, W.; TETTENBORN W. e WITTWER, H., Manual de Instalações Elétricas, BROWN, BOVERI & CIE, Ordem dos Engenheiros - Região Norte, Porto, Portugal, 1982.
- [38] NYLÉN, R., ABB Relays/Power Transformer Protection - Application Guide, AG03-5005E, março de 1988.

- [39] HOROWITZ, S. H. e PHADKE, A. G., Power System Relaying (Second Edition), NT-150.