

Tabla de contenido

1	El porqué de las protecciones eléctricas	3
1.1	Consecuencias de las condiciones anormales	3
1.2	Riesgos asociados con las fallas eléctricas	4
1.2.1	El arco eléctrico	4
1.2.2	La explosión	4
1.2.3	El choque eléctrico	5
1.2.4	Consecuencias sobre las personas de los accidentes eléctricos	5
1.3	Utilidad de las protecciones eléctricas	6
1.4	Características que debe tener el sistema de protecciones eléctricas	6
1.4.1	Velocidad	7
1.4.2	Confiabilidad	7
1.4.3	Sensibilidad	7
1.4.4	Selectividad	7
1.4.5	Simplicidad	8
1.5	Protecciones principales y de respaldo	8
1.6	Las protecciones como conjunto y protecciones sistémicas	8
1.7	Los criterios de protección	9
2	ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA	10
2.1	Sistemas en P.U	10
2.2	Componentes simétricas	16
ANÁLISIS DE FALLAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA		19
2.3	Metodología para el análisis de corto circuito	22
3	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	34
3.1	Selección de acuerdo con normas ANSI	34
3.2	Selección de acuerdo con normas IEC	36
3.3	Saturación de los transformadores de corriente	36
3.4	Valores secundarios de los ajustes de las protecciones	37
4	Relés de sobrecorriente	39
4.1	Relés de fases y de tierra	39
4.2	Curvas de sobrecorriente	40
4.3	Relés de sobrecorriente direccionales	41
4.4	Coordinación	42
5	PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	43
5.1	Esquemas de relés de distancia	43
5.2	Características básicas de la protección distancia	43
5.3	Zonas de la protección distancia	44
5.4	Esquemas de teleprotección	51
5.4.1	Esquema DUTT	52
5.4.2	Esquemas PUTT	53
5.4.3	Esquema POTT	53
5.4.4	Esquema de aceleración de zona	54

5.4.5	Esquema de Disparo Permisivo Tranferido por Comparación Direccional (Permissive Directional Comparison Transfer Trip)	55
5.4.6	Esquema de Bloqueo por Comparación Direccional (Directional /Comparision Blocking).....	55
5.4.7	Esquema de Desbloqueo por Comparación Direccional (Directional Unblocking Comparision)	56
5.4.8	Esquema de Comparación Direccional Híbrida o esquema con desbloqueo con lógica Eco (Directional Comparision Hybrid or Unblocking Scheme with Echo Logic).....	56
5.5	Recierre	57
5.6	Verificación de sincronismo	58
5.7	Eco y Fuente Débil	59
5.8	Lógica de cierre en falla	61
6	PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES	62
6.1	Protección diferencial de transformador	63
6.1.1	Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores	63
6.1.2	Formas de conectar la protección diferencial en el devanado terciario	66
6.1.3	Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta	67
6.1.4	Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial	67
6.1.5	La corriente inicial de magnetización o corriente de “inrush”	67
6.1.6	Diferencia en la magnitud de la corriente en cada lado del transformador	68
6.1.7	Grupo de conexión del transformador	68
6.1.8	Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa	68
6.1.9	Cálculo de factores de compensación	69
6.1.10	Selección de la corriente diferencial de umbral	69
6.1.11	Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna	69
6.2	Protección de sobrecorriente	70
6.2.1	Protección de fases	70
6.2.2	Sobrecorriente de fase instantánea	71
6.2.3	Protección de falla a tierra	71
6.2.4	Protección de sobrecorriente para el devanado terciario	72
6.2.5	Protección del transformador de puesta a tierra	73
6.3	Protecciones mecánicas	74
6.3.1	Relé de presión súbita o válvula de sobrepresión (SPR)	74
6.3.2	Relé Buchholz	75
6.3.3	Detectores de nivel de aceite	75
6.3.4	Detectores de temperatura	75
6.3.5	Relé de imagen térmica	75
7	PROTECCIONES DE GENERADORES	76
7.1	Protecciones para fallas en la máquina	76
	Fallas eléctricas	76
7.1.1	Protección contra fallas en los arrollamientos del estator (Diferencial del generador)	76
7.1.2	Protección contra fallas entre espiras	80
7.1.3	Protección contra fallas a tierra del estator	83
7.1.4	Protección contra fallas a tierra en el rotor	93
7.1.5	Protección contra la pérdida de excitación	94
7.1.6	Relé de balance tensión	95
7.1.7	Relé de sobre-excitación	95

1 EL PORQUÉ DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Para comprender la razón de ser de las protecciones eléctricas primero se debe entender la ocurrencia de condiciones anormales en los sistemas de potencia. El sistema eléctrico se encuentra en estado normal cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- La potencia generada es igual a la carga más las pérdidas.
- La frecuencia se encuentra en un valor cercano a la nominal, por ejemplo $60 \pm 0,3$ Hz.
- Las tensiones en todas las barra se encuentran cercanas a la nominal, por ejemplo, $V_n \pm 10\%$.
- Todos los equipos se encuentran operando dentro de sus condiciones nominales, ningún equipo se encuentra sobrecargado.

Las cargas normalmente presentan variaciones con el tiempo, sin embargo, el sistema con la regulación de frecuencia corrige la generación para adaptarla a los cambios de la carga, además, también se tienen las variaciones de tensión que son corregidas por los sistemas de regulación de tensión y de compensación de reactivos.

El estado normal se pierde ante perturbaciones originadas por alguno de los siguientes factores:

- Falla eléctrica de alguno de los equipos del sistema: generadores, transformadores, líneas, cables, compensaciones, etc.
- Salida abrupta de funcionamiento de alguno de los equipos, por ejemplo, debido a una sobrecarga, a una falla o a un error humano en la operación.
- Funcionamiento anormal de alguno de los equipos, por ejemplo, sobrevelocidad de un generador.

Las protecciones eléctricas cobran importancia por la ocurrencia de estas condiciones anormales, las cuales deben ser detectadas para tomar las acciones necesarias que eviten que las consecuencias de éstas sean mayores.

1.1 Consecuencias de las condiciones anormales

Específicamente las condiciones anormales que ocurren en sistemas eléctricos son las siguientes:

- Cortocircuitos o fallas en el aislamiento
- Sobrecarga de equipos y circuitos
- Fases abiertas en circuitos
- Desbalances de tensión y corriente
- Bajas tensiones
- Sobre tensiones
- Desviaciones de frecuencia
- Pérdidas de sincronismo de generadores y sistemas
- Pérdida de excitación de generadores y motores sincrónicos
- Oscilaciones de potencia

Estas condiciones anormales pueden generar consecuencias tales como:

- Daños para las personas: electrocución, quemaduras, daños generados por explosión, etc.
- Daños para el medio ambiente: muerte de animales, incendios, destrucción.
- Daños de equipos: destrucción debido al calor y la explosión, daño eléctrico por altas tensiones, daños por esfuerzos mecánicos, etc.
- Daños en las edificaciones: destrucción por explosión y altas temperaturas.

- Pérdidas de continuidad en los procesos: interrupción de procesos por pérdida del suministro eléctrico, colapsos del sistema de potencia por pérdida de estabilidad, salida de generadores por pérdida de sincronismo, etc.

1.2 Riesgos asociados con las fallas eléctricas

Para dimensionar la importancia de las protecciones es fundamental el conocimiento de la naturaleza de los riesgos eléctricos que representan las fallas. Normalmente tendemos a asociar el riesgo eléctrico solo con el fenómeno del paso de la corriente a través del cuerpo o choque eléctrico, sin embargo, existen otros riesgos como el arco eléctrico y la explosión que son igualmente peligrosos para las personas, y por lo tanto, deben ser comprendidos.

1.2.1 El arco eléctrico

Normalmente el aire es un muy buen elemento aislante, sin embargo, bajo ciertas condiciones tales como altas temperaturas y altos campos eléctricos, puede convertirse en un buen conductor de corriente eléctrica. Un arco eléctrico es una corriente que circula entre dos conductores a través de un espacio compuesto por partículas ionizadas y vapor de conductores eléctricos, y que previamente fue aire. La mezcla de materiales a través de la cual circula la corriente del arco eléctrico es llamada plasma. La característica física que hace peligroso al arco eléctrico es la alta temperatura, la cual puede alcanzar 50000 °K en la región de los conductores (ánodo y cátodo) y 20000 °K en la columna, tal como se muestra en la Figura 1.

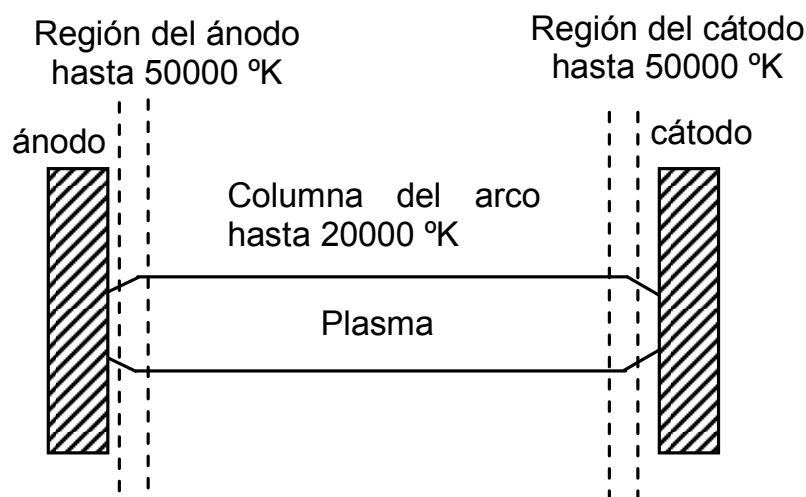


Figura 1. Estructura del arco eléctrico

La temperatura tan elevada del arco eléctrico genera una radiación de calor que puede ocasionar quemaduras graves aun a distancias de 3 m. la cantidad de energía del arco depende de la corriente y de su tamaño, siendo menor el efecto del nivel de tensión del sistema, por lo cual debe tenerse un cuidado especial con los sistemas de baja tensión que muchas veces cuentan con los niveles de corriente de cortocircuito más elevadas.

El daño generado por el arco eléctrico sobre una persona depende de la cantidad de calor que ésta recibe, la cual se puede disminuir manejando factores tales como la distancia de la persona al arco, el tiempo de duración del arco y la utilización ropas y equipos de protección personal que actúen como barreras o aislante térmicos.

1.2.2 La explosión

Cuando se forma un arco eléctrico, el aire del plasma se sobrecalienta en un período muy corto de tiempo, lo cual causa una rápida expansión del aire circundante, produciendo una onda de presión que puede alcanzar presiones del orden de 1000 kg/m². Tales presiones pueden ser suficientes para explotar bastidores, torcer láminas, debilitar muros y arrojar partículas del aire a velocidades muy altas.

1.2.3 El choque eléctrico

El choque eléctrico es la estimulación física que ocurre cuando la corriente eléctrica circula por el cuerpo. El efecto que tiene depende de la magnitud de la corriente y de las condiciones físicas de la persona. La Tabla 1 presenta respuestas típicas a tales corrientes para una persona de 68 kg.

Las corrientes muy elevadas, si bien no producen fibrilación, son peligrosas debido a que generan quemaduras de tejidos y órganos debido al calentamiento por efecto joule. Si la energía eléctrica transformada en calor en el cuerpo humano es elevada, el calentamiento puede ocasionar daños graves en órganos vitales.

Tabla 1. Efectos de la corriente en los seres humanos

Corriente (60 Hz)	Fenómeno físico	Sensación o efecto letal
< 1 mA	Ninguno	Imperceptible
1 mA	Nivel de percepción	Cosquilleo
1-10 mA		Sensación de dolor
10 mA	Nivel de parálisis de brazos	No puede hablar ni soltar el conductor (puede ser fatal)
30 mA	Parálisis respiratoria	Para de respirar (puede ser fatal)
75 mA	Nivel de fibrilación con probabilidad del 0,5%	Descoordinación en la actividad del corazón (probablemente fatal)
250 mA	Nivel de fibrilación con probabilidad del 99,5% ($\geq$ de 5 s de exposición)	
4 A	Nivel de parálisis total del corazón (no fibrilación)	El corazón para durante la circulación. Si dura poco puede reanudar sin fibrilación (no fatal para el corazón)
≥ 5 A	Quemadura de tejidos	No fatal a menos que involucre quema de órganos vitales.

1.2.4 Consecuencias sobre las personas de los accidentes eléctricos

Los accidentes eléctricos pueden ocasionar diversos tipos de traumas afectando sistemas vitales como el respiratorio, el nervioso y el muscular, y órganos vitales como el corazón.

Las lesiones que pueden ocasionarse por los accidentes eléctricos son:

- El paso de la corriente a través del cuerpo puede generar cortaduras o rotura de miembros
- Los daños en los nervios causados por el choque eléctrico o por las quemaduras pueden causar pérdida de la motricidad o parálisis
- Las quemaduras por el arco eléctrico o por la corriente generan dolores intensos que pueden ser de una duración extremadamente larga.
- Las partículas, el metal fundido y las quemaduras en los ojos pueden ocasionar ceguera.
- La explosión puede ocasionar pérdida parcial o total de la audición.
- La circulación de corriente a través de los órganos puede ocasionar su disfunción.

Además de las lesiones, puede ocasionarse la muerte por los siguientes factores:

- El choque eléctrico puede ocasionar daños físicos mortales.
- Cuando se tienen quemaduras de un porcentaje alto de la piel, se requieren cantidades grandes de líquidos para la cicatrización. Esto genera un esfuerzo en el sistema renal que puede ocasionar la falla del riñón.
- Los órganos internos afectados pueden dejar de funcionar ocasionando la muerte principalmente si se trata de órganos vitales.
- Si la víctima inhala gases muy calientes y materiales fundidos generados por el arco eléctrico, los pulmones se verán afectados y no funcionarán correctamente.

- El corazón puede dejar de funcionar por fibrilación o por parálisis debido a la corriente eléctrica.

1.3 Utilidad de las protecciones eléctricas

La probabilidad de ocurrencia de estas condiciones anormales se puede disminuir, por ejemplo, mediante unas instalaciones adecuadas y mediante un buen mantenimiento preventivo, sin embargo, sin importar que tan bien diseñada y construida sea una instalación eléctrica, la ocurrencia de las condiciones anormales es inevitable. Las protecciones eléctricas buscan entonces ayudar a disminuir los efectos de estas condiciones anormales, para lo cual el sistema de protecciones debe:

- Detectar que se ha presentado la condición anormal.
- Detectar cual es el equipo o equipos involucrados en la condición anormal.
- Terminar con la condición anormal, por ejemplo, desconectando el equipo.
- Dar la indicación sobre la ocurrencia de esta condición anormal, por ejemplo generando una alarma.

Un buen sistema de protecciones eléctricas actuará ante la ocurrencia de condiciones anormales generando los siguientes beneficios:

- Limitación del tiempo de duración de los cortocircuitos disminuyendo las consecuencias generadas por el arco, la explosión y el choque eléctrico. Además, esta limitación de duración de cortocircuitos disminuye la probabilidad de pérdida de estabilidad del sistema debido a la falla.
- Evita el daño de equipos que están siendo sometidos a condiciones que superan su capacidad, por ejemplo, las sobrecargas y sobretensiones.
- Disminuye el efecto del mal funcionamiento de un equipo sobre otros equipos, o sobre el resto del sistema, por ejemplo, desconectando generadores que han perdido sincronismo.
- Desconecta los equipos cuando la red eléctrica puede dañarlos por la mala calidad del servicio, por ejemplo, bajas tensiones, sobretensiones y desbalances.
- Evita que una condición anormal de un equipo pueda evolucionar hacia una condición mucho más grave, por ejemplo, la detección de fallas incipientes en transformadores y generadores que pueden terminar convertidas en grandes fallas con daños enormes.

1.4 Características que debe tener el sistema de protecciones eléctricas

Para definir estas características se debe partir de las consecuencias de las condiciones anormales y de los beneficios que se quieren tener de las protecciones en la limitación de estas consecuencias. Para esto se deben responder preguntas tales como:

- Para qué servirá el sistema de protecciones
- Cuales son los efectos que se disminuirán con el sistema de protecciones
- Cuales son los equipos que componen el sistema de potencia
- Cuales son los tipos de condiciones anormales (fallas) esperadas en este sistema
- Existen condiciones anormales difíciles de detectar
- Cuanto es el tiempo máximo permitido de despeje de las fallas
- Cuales pueden ser las consecuencias de un mal funcionamiento del sistema de protecciones eléctricas
- Cuales son las condiciones especiales que tiene el sistema de potencia

De acuerdo con esto se han definido las siguientes características principales que debe tener todo sistema de protecciones eléctricas:

- Velocidad para detectar las condiciones anormales

- Confiabilidad en la detección de condiciones anormales
- Sensibilidad para condiciones anormales difíciles de detectar

1.4.1 Velocidad

Los efectos de las condiciones anormales están muy relacionados con su duración, por lo cual una primera característica que deben cumplir los esquemas de protección eléctrica es la rapidez de actuación. El tiempo de duración de las fallas es determinante para establecer las consecuencias, a continuación se muestran algunos efectos relacionados directamente con el tiempo de duración :

- El calor recibido por una persona expuesta a un arco eléctrico es proporcional al tiempo de exposición
- La probabilidad de que la corriente a través del cuerpo genere fibrilación aumenta con el tiempo de exposición
- El calentamiento de los conductores y equipos eléctricos durante las fallas es proporcional al tiempo de duración
- La interrupción de un proceso industrial debido a la baja tensión asociada con un cortocircuito depende del tiempo de duración.
- La tensión de un generador puede colapsar debido a cortocircuitos en la red si estos tienen una duración prolongada (por ejemplo, más de 150 ms)
- La pérdida de estabilidad de un sistema de potencia debido a un cortocircuito depende del tiempo que se demoren las protecciones en despejarlo.

1.4.2 Confiabilidad

La confiabilidad expresa el atributo de un sistema de protecciones de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar y no operar en condiciones normales. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una condición anormal o falla, tomando las acciones necesarias ante esta situación. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente bajo condiciones normales. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar.

1.4.3 Sensibilidad

Normalmente las condiciones anormales o fallas que están asociadas con cambios significativos de la tensión y de la corriente son detectadas más fácilmente que aquellas asociadas con cambios menores. Este aspecto es de vital importancia teniendo en cuenta que los seres humanos somos vulnerables a corrientes tan pequeñas como 30 mA que difícilmente son detectadas por dispositivos de protección. Por esto se requiere en muchos casos sistemas de protecciones que sean sensibles a pequeñas corrientes o cambios de tensión. La sensibilidad de las protecciones se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el sistema de protecciones opere.

1.4.4 Selectividad

Es una característica del sistema de protecciones como conjunto, y es la capacidad que tiene éste de aislar únicamente el elemento que se encuentra en falla. Existen varios métodos mediante los cuales se logra selectividad: por tiempo y por magnitud de la señal actuante.

1.4.5 Simplicidad

El sistema de protecciones debe ser tal que permita a los equipos trabajar al máximo de su capacidad, teniendo en cuenta sus limitaciones y sin permitir condiciones que generen riesgos para las personas, equipos e instalaciones. Un sistema de protecciones bastante complejo puede conducir a operaciones erróneas que traerán como consecuencia desconexión innecesaria de equipo e interrupción de procesos, además, puede generar problemas durante la instalación, operación y mantenimiento.

1.5 Protecciones principales y de respaldo

Por lo delicado de las protecciones se requiere aumentar al máximo la probabilidad de detectar y despejar las fallas. Por lo anterior se justifica contar con un sistema de respaldo, el cual pueda actuar cuando el sistema principal no actúa en la forma adecuada.

Se denomina protección primaria de un equipo a la protección que debe detectar y aislar la falla en este equipo y protección secundaria a la que debe operar en caso que la protección primaria no actúe.

La protección secundaria debe tener un tiempo de operación de tal forma que permita la operación de la protección primaria. Cuando no actúa una protección primaria, las protecciones secundarias aíslan una mayor porción del sistema de potencia.

En la Figura 2, si se presenta una falla en la línea A, deben actuar los elementos de protección P1 y P2. Si por ejemplo no opera el elemento de protección P2, entonces deben actuar las protecciones de las líneas E y F, sacando de servicio no solo una (la línea fallada), sino tres líneas.

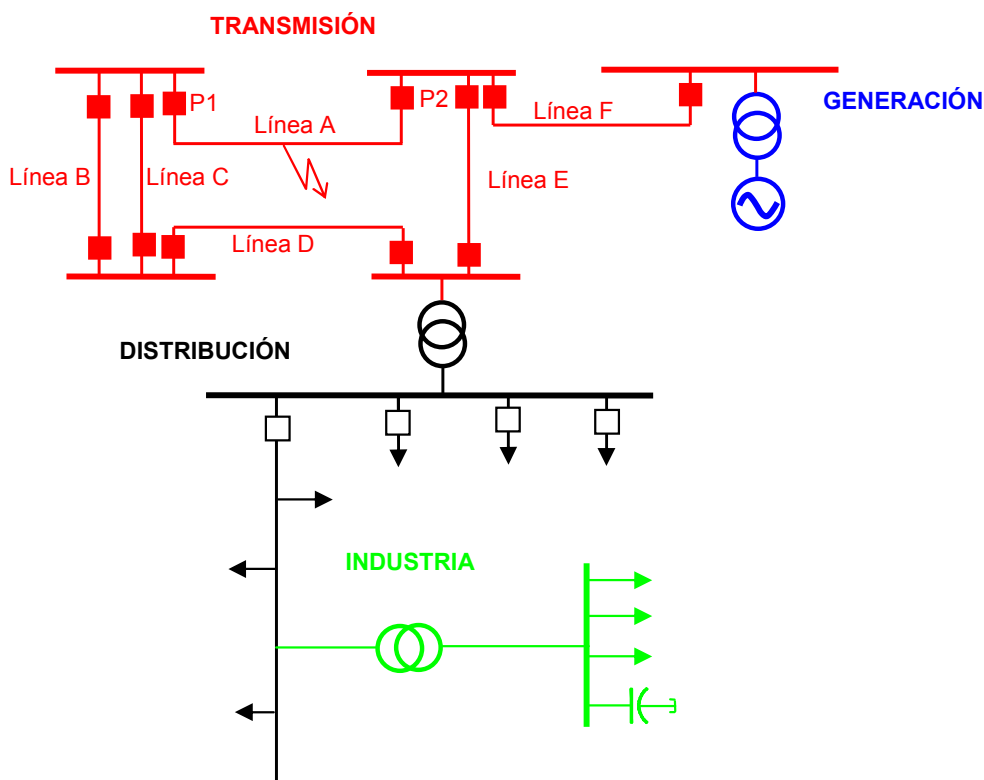


Figura 2. Protección principal y de respaldo

1.6 Las protecciones como conjunto y protecciones sistémicas

El sistema de protecciones en muchos casos no involucra un solo equipo de protección, sino que involucra un conjunto de equipos. No solo por tener respaldo, sino que para detectar fallas

cumpliendo determinados requerimientos tales como la selectividad, se requiere que los equipos sean protegidos por más de un equipo de protección, este es el caso por ejemplo, de las líneas de transmisión y el uso de esquemas de teleprotecciones en los cuales los relés de protección se comunican entre sí para ofrecer un mejor sistema de protecciones.

Es importante hacer énfasis en que no solo se debe proteger a las personas, los equipos y las instalaciones, sino también los procesos. Una pérdida excesiva de generación o de carga ocasionada por la salida simultánea de varias líneas de transmisión puede no conducir a daños en personas, equipos o instalaciones, sin embargo, puede generar una interrupción prolongada del servicio ocasionando pérdidas para los usuarios industriales y comerciales. Debido a lo anterior existen las llamadas protecciones sistémicas que están orientadas a mantener el sistema de potencia en operación, un ejemplo son los sistemas de deslastre de carga. Las protecciones de sistema son las más complejas, debido a que involucran no solo un equipo, sino todo el sistema de potencia.

1.7 Los criterios de protección

Para conocer la forma de proteger los diferentes equipos eléctricos es importante conocer cuales son los tipos de condiciones anormales asociadas con cada equipo y conocer cuales son sus limitaciones. El tema de las protecciones requiere una amplia cantidad de cálculos para la determinación de los diferentes dispositivos de protección, sin embargo, no es una ciencia exacta, sino que debe mezclarse con unos criterios que dependen básicamente de la experiencia. Estos criterios dependen de factores tales como:

- La vulnerabilidad de los equipos
- Los tipos de falla más comunes
- La frecuencia de ocurrencia de las fallas
- Las decisiones sobre si las protecciones están más orientadas a la fiabilidad o a la seguridad
- El tipo de instalaciones a proteger
- Cual será el tiempo máximo permitido para el despeje de las fallas

2 ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 Sistemas en P.U

El valor “por unidad” de una cantidad cualquiera es la razón de un valor en unidades reales y el valor base tomado para el caso.

Una cantidad A en p.u de una base A_b es $\frac{A}{A_b} = A_{p.u}$ (no tiene unidades)

La cantidad AB en p.u es:

$$\frac{AB}{A_b B_b} = A_{p.u} \times B_{p.u}$$

Ventajas de trabajar en p.u:

- Se “pierden” los niveles de tensión.
- Se elimina la relación de transformación en los cálculos con transformadores de potencia.
- En p.u se tipifican ciertos parámetros eléctricos de los equipos (por ejemplo las impedancias) de tal forma que no son indispensables los datos de placa de los elementos para realizar ciertos análisis.

En la práctica, se definen dos cantidades base:

$$MVA_{BASE} \Rightarrow S_{BASE}$$

$$V_{L_{BASE}}$$

En este sistema de normalización se supone que todos los sistemas están conectados en Y.

Para pasar un sistema trifásico a p.u se debe:

1. Definir una potencia base S_B . En sistemas de alta tensión, es razonable definir como potencia base 100 MVA.
2. Definir un voltaje base V_B en un punto del sistema o en una barra.
3. Se calculan los demás voltajes bases del sistema con las relaciones de transformación de los transformadores.
4. Se calculan las impedancias de cada elemento en la nueva base.

Las reactancias que el fabricante suministra del transformador y del generador deberán pasarse a la nueva base.

$$X_{p.u, placa} = \frac{X_{real}(\Omega)}{Z_{base, placa}}$$

$$X_{real}(\Omega) = X_{p.u, placa} \times Z_{base, placa}$$

$$X_{p.u, nueva} = \frac{X_{real}}{Z_{base, nueva}}$$

$$X_{p.u, nueva} = \frac{X_{p.u, placa} \times Z_{base, placa}}{Z_{base, nueva}}$$

En general:

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B}$$

$$X_{p.u.,nueva} = \frac{X_{p.u.,placa} \left(\frac{V_B^2, placa}{S_B, placa} \right)}{\frac{V_B^2, nueva}{S_B, nueva}}$$

$$X_{p.u.,nueva} = X_{p.u.,placa} \left(\frac{V_B, placa}{V_B, nueva} \right)^2 \times \left(\frac{S_B, nueva}{S_B, placa} \right)$$

Análogamente,

$$R_{p.u.,nueva} = R_{p.u.,placa} \left(\frac{V_B, placa}{V_B, nueva} \right)^2 \times \left(\frac{S_B, nueva}{S_B, placa} \right)$$

Ejercicio:

Para el sistema de la Figura 3 calcular el sistema en p.u:

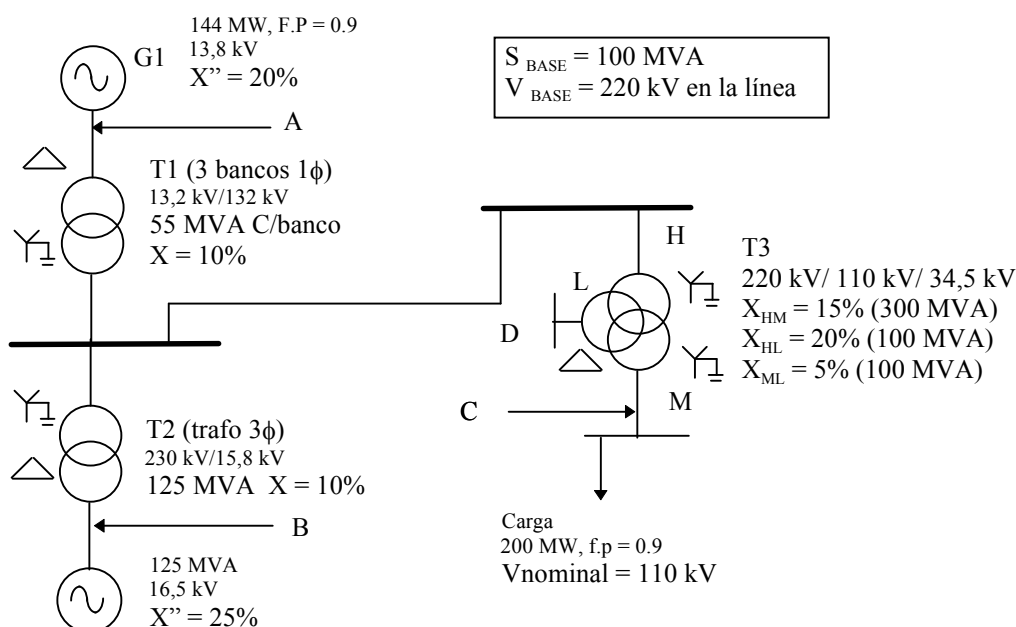


Figura 3. Diagrama unifilar - ejemplo 1

Solución:

1. Antes de calcular el sistema en p.u, se recalcularán algunos datos de placa.

Para G1:

$$S_N = \frac{144 \text{ MW}}{0.9} = 160 \text{ MVA}$$

$$V_N (L - L) = 13.8 \text{ kV}$$

$$X'' = 20\%$$

Para T1:

$$S_N(T3\phi) = 3 \times S_N(T1\phi)$$

$$S_N(T3\phi) = 3 \times 55 \text{ MVA} = 165 \text{ MVA}$$

$$\text{Relación de transformación: } \frac{13,2 \text{ kV}}{132 \times \sqrt{3} \text{ kV}} = \frac{13,2 \text{ kV}}{228,62 \text{ kV}}$$

$X = 10\%$ En un transformador tridevanado es la reactancia de una fase.

Carga:

$$P = 200 \text{ MW}$$

$$\text{f.p} = 0.9$$

$$V_N = 110 \text{ kV}$$

$$P = S \cos \phi \Rightarrow S = \frac{220 \text{ MW}}{\text{f.p}} = \frac{200 \text{ MW}}{0.9} = 222,22 \text{ MVA}$$

$$Q = S \sin \phi \Rightarrow Q = 222,22 \text{ MVA} \times 0.43 = 96,86 \text{ M var}$$

2. Calcular los voltajes bases.

• En A:

$$V_{BASE A} = \frac{13,2 \text{ kV}}{228,62 \text{ kV}} \times V_{BASE EN LA LINEA}$$

$$V_{BASE A} = \frac{13,2 \text{ kV}}{228,62 \text{ kV}} \times 220 \text{ kV} = 12,7 \text{ kV}$$

• En B:

$$V_{BASE B} = \frac{15,8 \text{ kV}}{230 \text{ kV}} \times V_{BASE EN LA LINEA}$$

$$V_{BASE B} = \frac{15,8 \text{ kV}}{230 \text{ kV}} \times 220 \text{ kV} = 15,11 \text{ kV}$$

• En C:

$$V_{BASE C} = 110 \text{ kV}$$

El voltaje base 220 kV (que es el voltaje de la línea) es igual a uno de los voltajes nominales de los devanados del transformador tridevanado, lo que implica que los voltajes bases de cada devanado del transformador son iguales a sus voltajes nominales.

• En D:

$$V_{BASE D} = 34,5 \text{ kV}$$

3. Calculo de las impedancias en las nuevas bases.

En G1:

$$X_1'', \text{nueva} = X_1'', \text{placa} \left(\frac{V_B, \text{placa}}{V_B, \text{nueva}} \right)^2 \times \left(\frac{S_B, \text{nueva}}{S_B, \text{placa}} \right)$$

$$X_1'', nueva = 0.2 \left(\frac{13,8 \text{ kV}}{12,7 \text{ kV}} \right)^2 \times \left(\frac{100 \text{ MVA}}{160 \text{ MVA}} \right)$$

$$X_1'', nueva = 0.1476 \text{ p.u}$$

En G2:

$$X_2'', nueva = 0.25 \left(\frac{16,5 \text{ kV}}{15,11 \text{ kV}} \right)^2 \times \left(\frac{100 \text{ MVA}}{125 \text{ MVA}} \right)$$

$$X_2'', nueva = 0.2385 \text{ p.u}$$

En T1:

$$X, nueva = 0.1 \left(\frac{13,2 \text{ kV}}{12,7 \text{ kV}} \right)^2 \times \left(\frac{100 \text{ MVA}}{165 \text{ MVA}} \right)$$

$$X, nueva = 0.0655 \text{ p.u}$$

En T2:

$$X, nueva = 0.1 \left(\frac{15,8 \text{ kV}}{15,11 \text{ kV}} \right)^2 \times \left(\frac{100 \text{ MVA}}{125 \text{ MVA}} \right)$$

$$X, nueva = 0.0875 \text{ p.u}$$

Transformador tridevanado:

$$X_{HM}, nueva = 0.15 \left(\frac{220 \text{ kV}}{220 \text{ kV}} \right)^2 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{300 \text{ MVA}} \right) = 0.05 \text{ p.u}$$

$$X_{HL}, nueva = 0.20 \left(\frac{34,5 \text{ kV}}{34,5 \text{ kV}} \right)^2 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} \right) = 0.20 \text{ p.u}$$

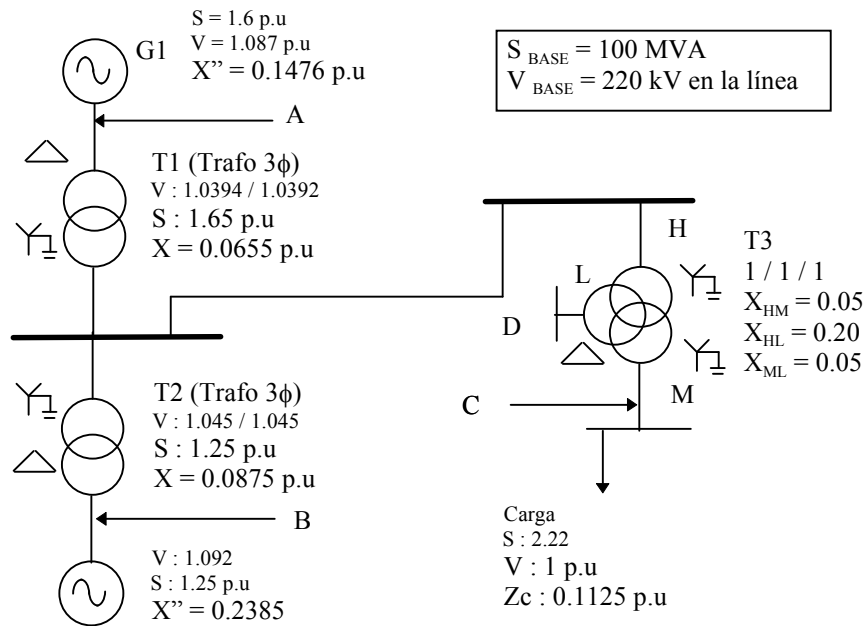
$$X_{ML}, nueva = 0.05 \left(\frac{110 \text{ kV}}{110 \text{ kV}} \right)^2 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} \right) = 0.05 \text{ p.u}$$

En la carga:

$$Z_C = \frac{(110 \text{ kV})^2}{222,22 \text{ MVA}} = 54,45 \Omega$$

$$Z_{BASE} = \frac{(220 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 484 \Omega$$

$$Z_C \text{ p.u} = \frac{54,45 \Omega}{484 \Omega} = 0.1125 \text{ p.u}$$

**Figura 4. Sistema en p.u**

Para el transformador tridevanado:

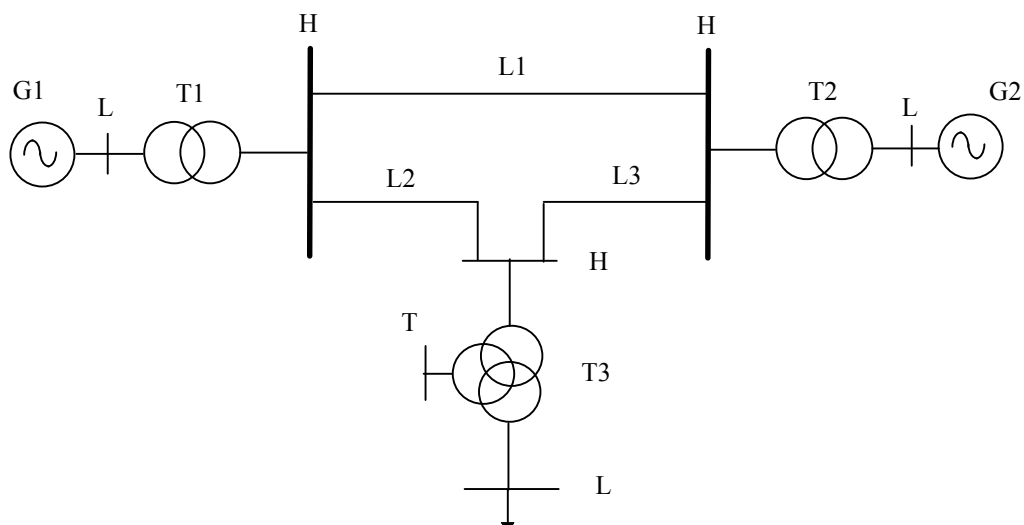
$$Z_H = \frac{1}{2}(0.05 + 0.2 - 0.05) = 0.1$$

$$Z_M = \frac{1}{2}(0.05 + 0.05 - 0.2) = -0.05$$

$$Z_L = \frac{1}{2}(0.2 + 0.05 - 0.05) = 0.1$$

PRÁCTICA 1:

1. Llevar el siguiente sistema a p.u de 220 kV, 100 MVA

**Figura 5. Diagrama Unifilar - Práctica 1.1**

T1: Relación 13,8 kV / 230 kV 150 MVA / 150 MVA

$X = 18\%$ (base 13,8 kV, 150 MVA)

T2: Relación 220 kV / 15,0 kV 150 MVA / 150 MVA

$X = 10\%$ (base 15,0 kV, 150 MVA)

T3: Relación 230 kV / 115 kV / 34,5 kV 130 MVA / 130 MVA / 40 MVA

$X_{HL} = 11\%$ (130 MVA)

$X_{HT} = 13\%$ (40 MVA)

$X_{LT} = 15\%$ (40 MVA)

$L1 = 130$ km, $L2 = 60$ km, $L3 = 215$ km

$X_L = 0.5 \Omega/\text{km}$

$G1 = G2$, 135 MVA, 14.4 kV ; $X''d = 20\%$ (135 MVA, 14,4 kV)

2. Llevar el siguiente sistema a p.u de 220 kV, 100 MVA

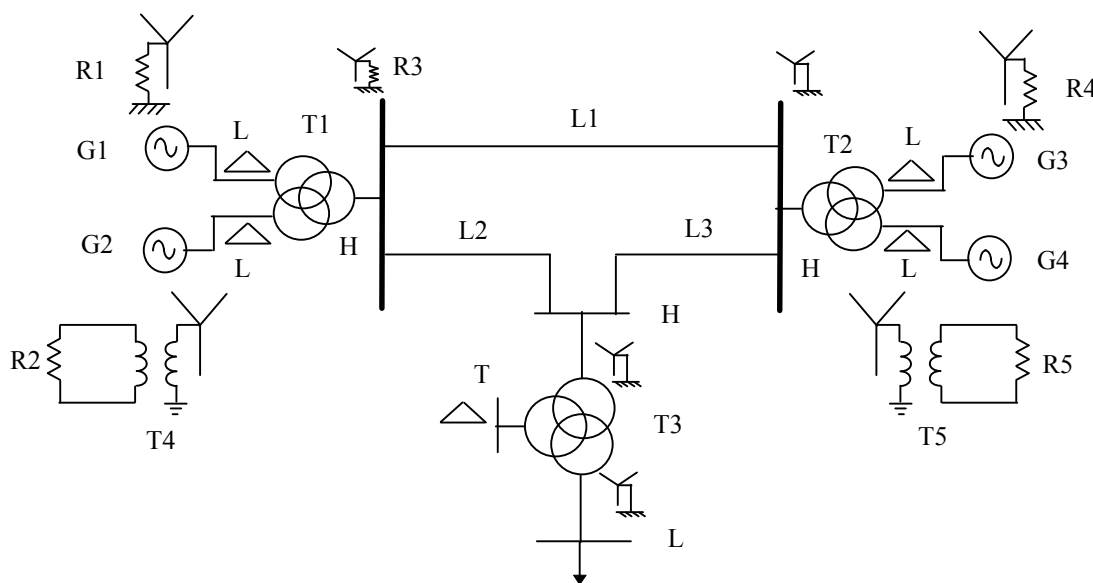


Figura 6. Diagrama Unifilar - Práctica 1.2

$L1: 200$ km $X1 = 0,53 \Omega/\text{km}$ $X0 = 1,2 \Omega/\text{km}$

$R1 = 0,32 \Omega/\text{km}$ $R0 = 1,8 \Omega/\text{km}$

$L2: 130$ km (datos iguales a $X1$, $R1$, $X0$, $R0$)

$L3: 80$ km (datos iguales a $X1$, $R1$, $X0$, $R0$)

$G1 = G2$ $X''d = 20\%$ (Bases 13,8 kV, 100 MVA)

$G3 = G4$ $X''d = 15\%$ (Bases 15 kV, 90 MVA)

$$R1 = 1600 \, \Omega \quad R2 = 0,53 \, \Omega$$

$$R4 = 2000 \, \Omega \quad R5 = 0.512 \, \Omega$$

T1: 3 unidades monofásicas c/u: 70 / 35 / 35 MVA ; $\frac{230}{\sqrt{3}}$ / 13,8 / 13,8 kV

$$X_{HL} = 15\% \text{ (Bases 35 MVA, 13,8 kV)}$$

$$X_{LL} = 30\% \text{ (Bases 35 MVA, 13,8 kV)}$$

T2: Un transformador trifásico: 180 / 90 / 90 MVA ; 230 / 13,8 / 13,8 kV

$$X_{HL} = 17\% \text{ (Bases 90 MVA, 13,8 kV)}$$

$$X_{LL} = 36\% \text{ (Bases 90 MVA, 13,8 kV)}$$

T3: 3 autotransformadores monofásicos c/u: 150 / 150 / 50 MVA ; $\frac{220}{\sqrt{3}}$ / $\frac{115}{\sqrt{3}}$ / 34,5 kV

$$X_{HL} = 11\% \text{ (Bases 150 MVA, } 220/\sqrt{3} \text{ kV)}$$

$$X_{HT} = 13\% \text{ (Bases 50 MVA, 34,5 kV)}$$

$$X_{LT} = 17\% \text{ (Bases 50 MVA, 34,5 kV)}$$

T4: 13,2 kV / 240 V X = 2% (Bases 150 kVA, 13,2 kV)

T5: 15 kV / 240 V X = 3% (Bases 200 kVA, 15 kV)

2.2 Componentes simétricas

Es un cambio de referencia entre el dominio de las fases A, B y C al dominio de las secuencias 0, 1 y 2.

Aparecen a partir del Teorema de Fortescue (IEE - 1921).

Cualquier sistema n-fásico desbalanceado se puede transformar en n - sistemas n-fásicos simétricos (Ver Figura 7).

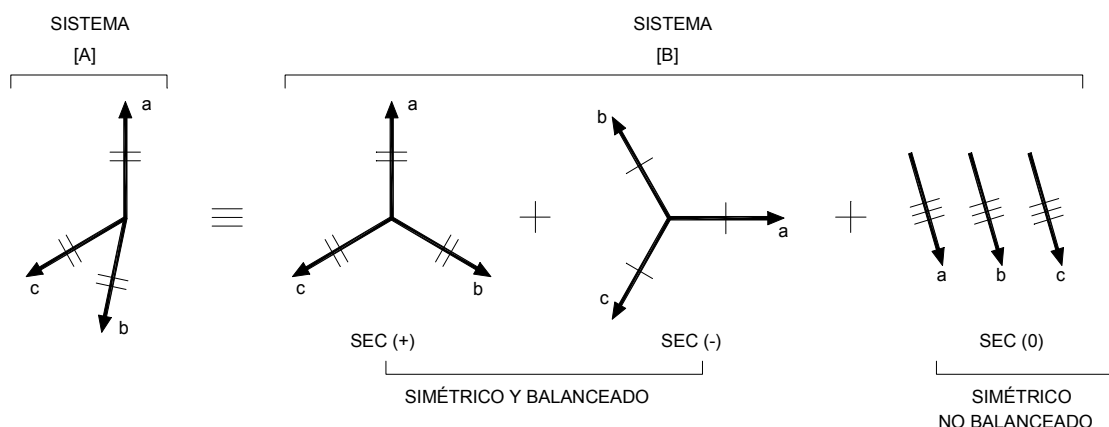


Figura 7. Representación de un cambio de referencia

La relación es biunívoca, es decir, que sólo hay una forma de pasar del Sistema A al Sistema B y viceversa.

Ejemplo:

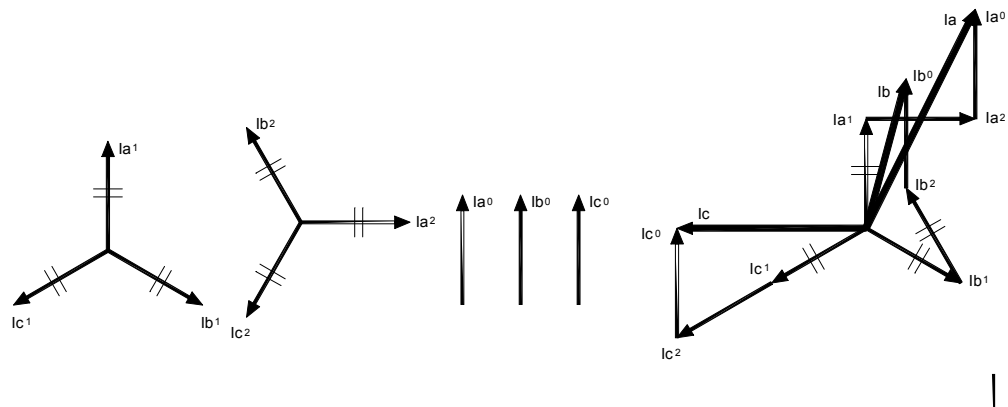


Figura 8. Representación fasorial

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{b0} + I_{b1} + I_{b2}$$

$$I_c = I_{c0} + I_{c1} + I_{c2}$$

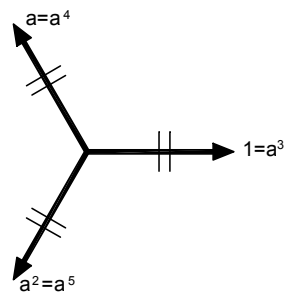


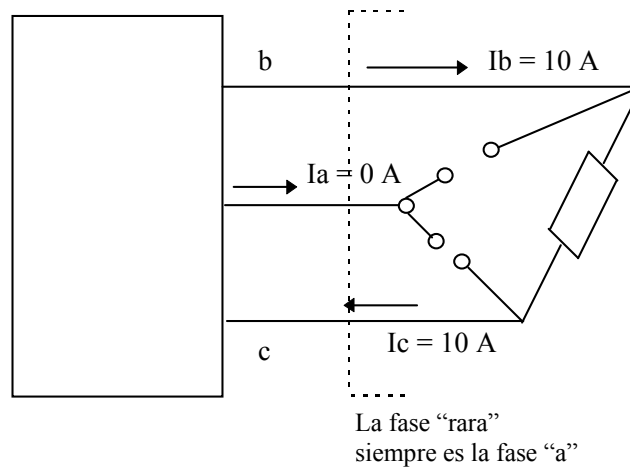
Figura 9. Representación de la relación ortonormal

Operador a:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}$$

**Figura 10. Ejemplo - componentes simétricas**

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \text{A} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \text{A} \end{bmatrix}^{-1}$$

Para el ejemplo:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 10 \\ -10 \end{bmatrix}$$

$10 \angle 180^\circ \leftarrow$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(10 - 10) = 0 \quad \text{No involucra tierra}$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(10a - 10a^2) = \frac{10}{3}(a - a^2) = \frac{10}{\sqrt{3}} \angle 90^\circ$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(10a^2 - 10a) = \frac{10}{3}(a^2 - a)$$

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{10}{\sqrt{3}} \angle -90^\circ$$

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0 + \frac{10}{\sqrt{3}} \angle 90^\circ + \frac{10}{\sqrt{3}} \angle -90^\circ = 0$$

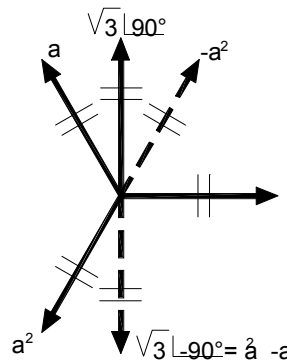


Figura 11. Representación del operador a

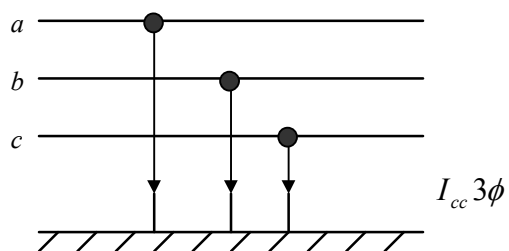
ANÁLISIS DE FALLAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Objeto: Cálculo de corrientes y voltajes cuando se presenten fallas

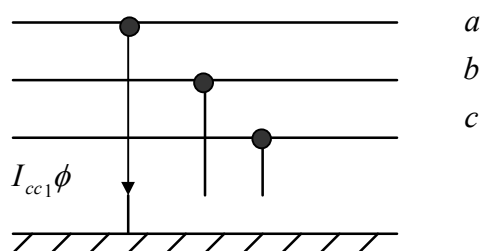
Objetivo del cálculo de corrientes: Diseño adecuado de las protecciones.

Tipos de Fallas

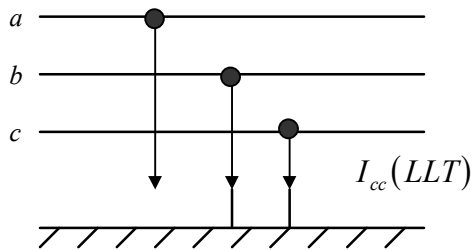
1. Falla trifásica (LLLTT)



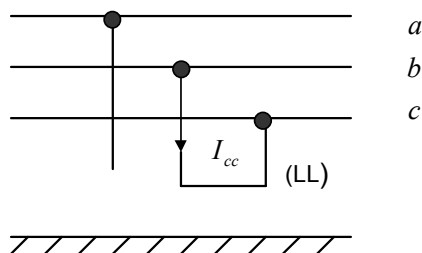
2. Falla Monofásica (LT)



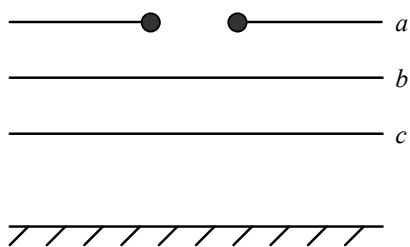
3. Falla Doble línea a tierra (LLT)



4. Falla línea a línea (L L)



5. Falla Serie



Los estudios de cortocircuito se van a dividir en dos dependiendo del sistema y del punto donde esta la falla.

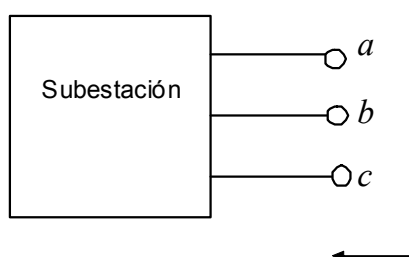
1. Estudio de cortocircuito en puntos alejados de generación
2. Corto circuito en bornes de generación.

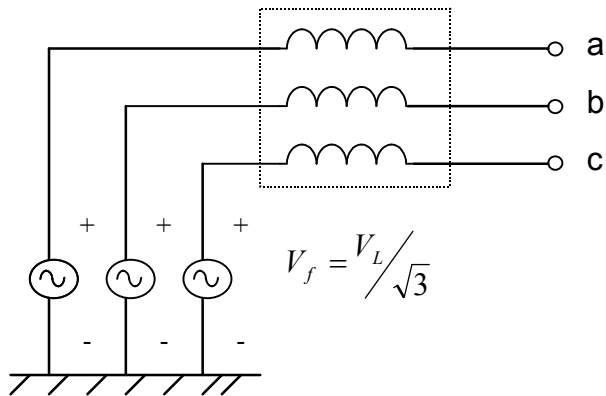
Nos centraremos en el primer punto

Cortocircuitos en puntos alejados de generación.

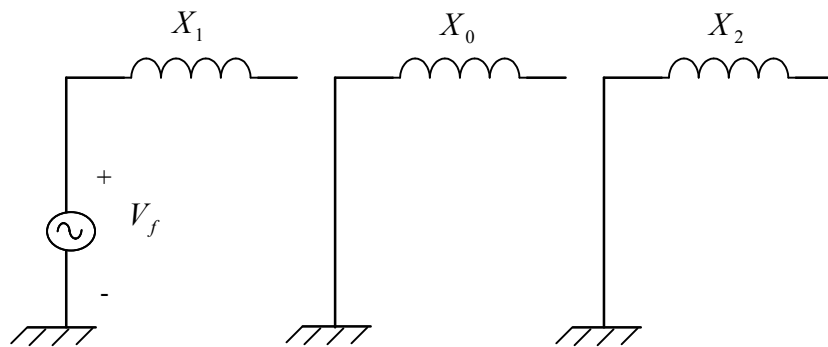
Elementos que intervienen :

1. Alimentador (o subestación)



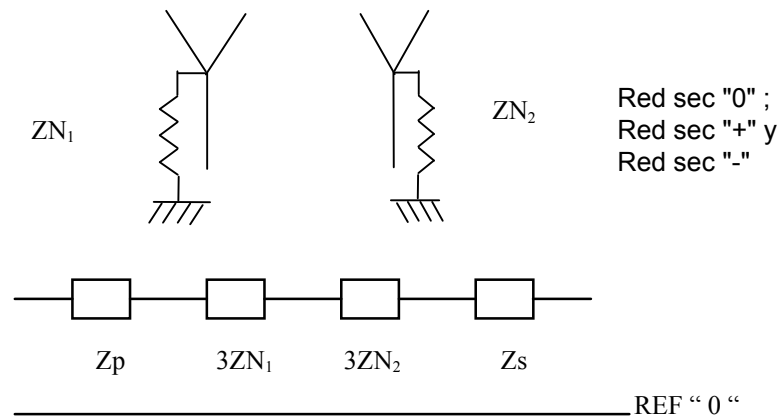
EQUIVALENTE THEVENIN 3 ϕ 

Descomponiendo este sistema en redes de secuencia por medio de las componentes simétricas.



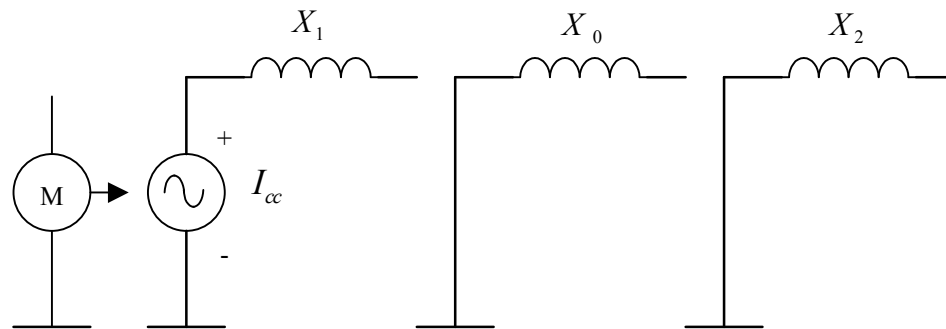
$MVA_{cc} 1\phi$	a
$MVA_{cc} 3\phi$	b
$I_{cc} 3\phi$	c
$I_{cc} 1\phi$	
X_0, X_1, X_2	
V_L	

2. Transformador



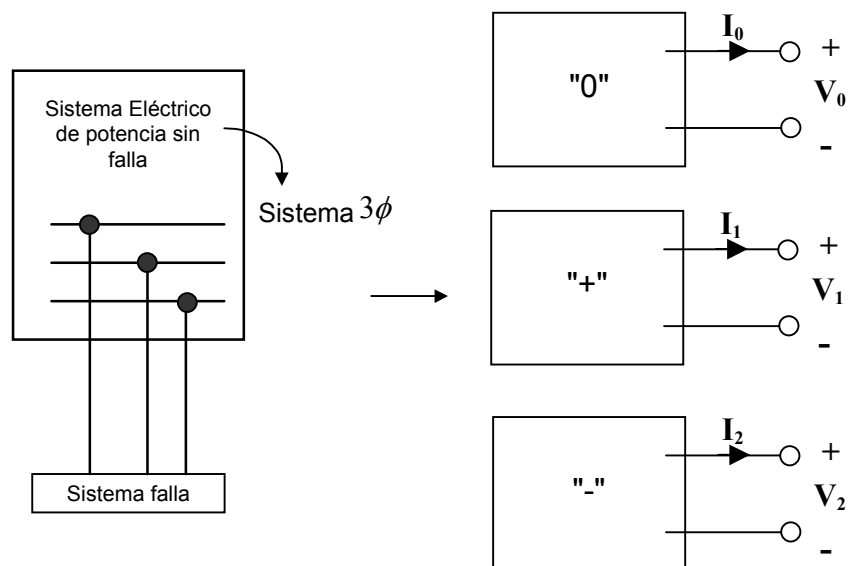
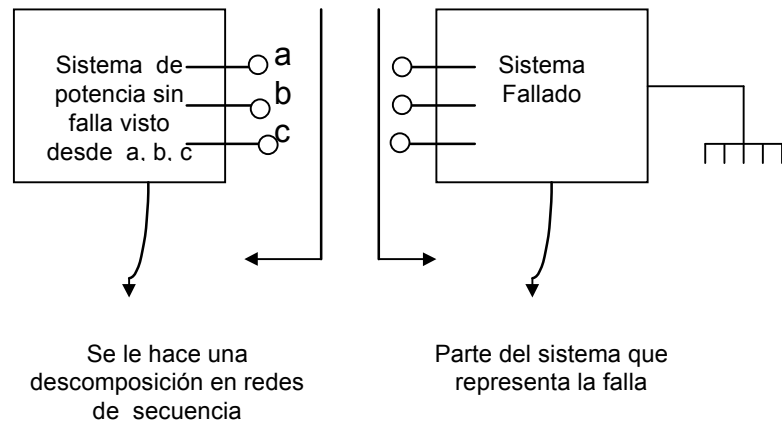
3. Cargas

- Normalmente se desprecian las de tipo pasivo ó motor pequeño.
- Las de grandes motores no son despreciables.

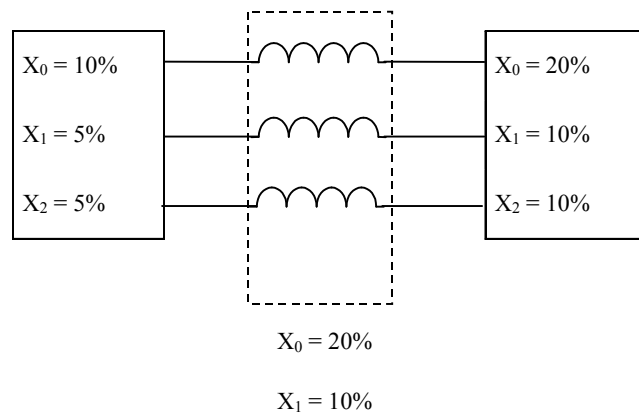


2.3 Metodología para el análisis de corto circuito

1. Metodología mediante redes de secuencia resolviendo las redes de secuencia en forma manual.
2. Mediante la matriz Z_{Barra} Z_0, Z_1, Z_2
Recordar que los elementos de la diagonal principal en la matriz Z_{Barra} son lo equivalentes thevenin vistos desde los puntos.
3. Mediante paquetes especializados como el ATP, el DigSILENT y otros, que manejan sistemas trifásicos.

Metodologías de Redes de Secuencia**Gráficamente sería :**

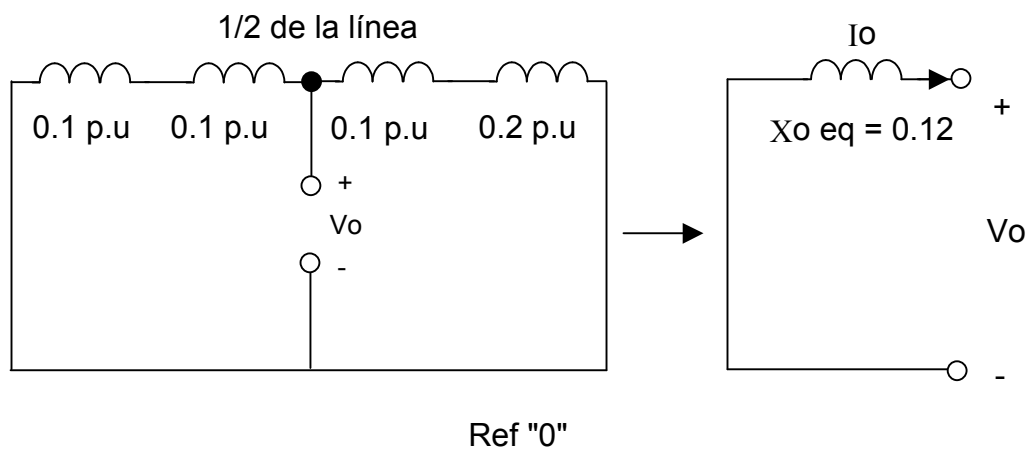
Ejemplo



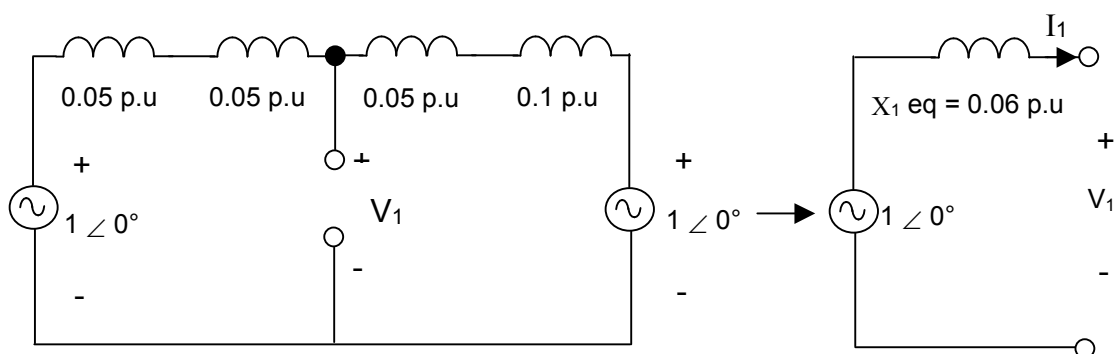
Se quiere representar el sistema en redes de secuencia para hacer el análisis de fallas en la mitad de la línea.

Sistema visto desde la mitad de la línea

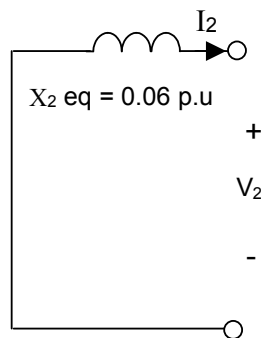
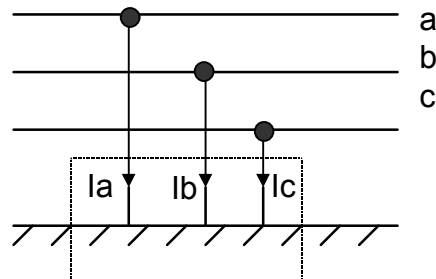
Red Sec "0":



Red Sec "+":



Red Sec "-":

**TIPOS DE FALLAS****1. Falla 3 ϕ a tierra**

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

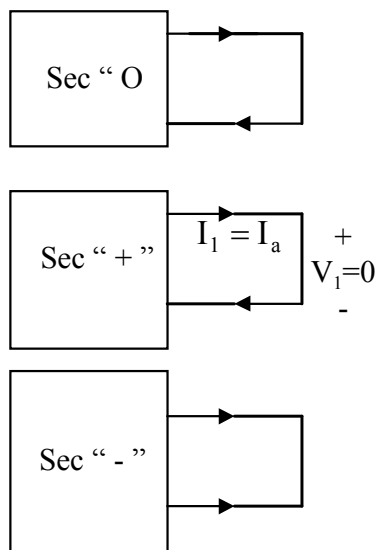
I_a, I_b, I_c no se
conocen

$$V_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a=0 \\ V_b=0 \\ V_c=0 \end{bmatrix}$$

$$V_0 = 0; V_1 = 0; V_2 = 0$$

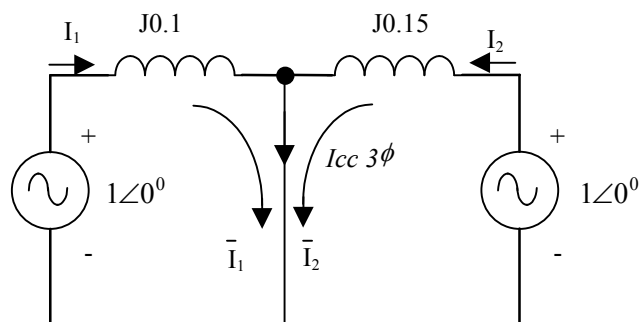
$$I_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ a^2 I_a \\ a I_a \end{bmatrix} \rightarrow I_0 = 0; I_1 = I_a; I_2 = 0$$

Gráficamente:



Para el ejemplo:

$I_{cc} 3\phi$ en el punto de falla



$$J0.1 \times \bar{I}_1 = 1\angle 0^\circ \Rightarrow \bar{I}_1 = \frac{1\angle 0^\circ}{J0.1}$$

$$J0.15 \times \bar{I}_2 = 1\angle 0^\circ \Rightarrow \bar{I}_2 = \frac{1\angle 0^\circ}{J0.15}$$

$$\bar{I}_1 = -J10$$

$$\bar{I}_2 = J6.667$$

$$I_{cc} 3\phi = -J16.667$$

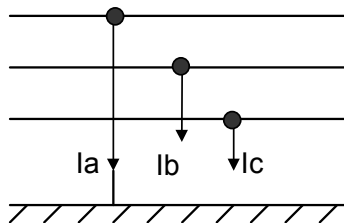
$$I_{abc} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -J16.667 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_a = -J16.667$$

$$I_b = -J16.667 a^2$$

$$I_c = -J16.667 a$$

2. Falla Monofásica (LT)



$$I_a = I_{cc} 1\phi \text{ (punto de falla)}$$

$$I_a; I_b = 0; I_c = 0$$

$$V_a = 0; V_b; V_c$$

$$I_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \rightarrow I_0 = I_1 = I_2$$

$$V_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_b + V_c)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(aV_b + a^2V_c)$$

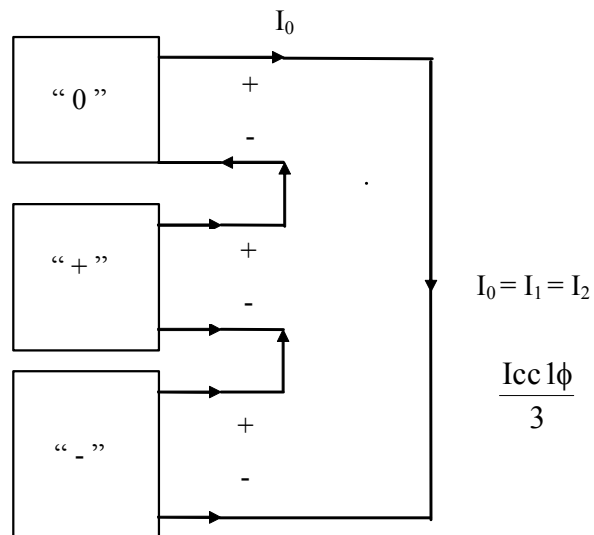
$$V_2 = \frac{1}{3}(a^2V_b + aV_c)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = \frac{1}{3}(V_b + aV_b + a^2V_b) + \frac{1}{3}(V_c + a^2V_c + aV_c)$$

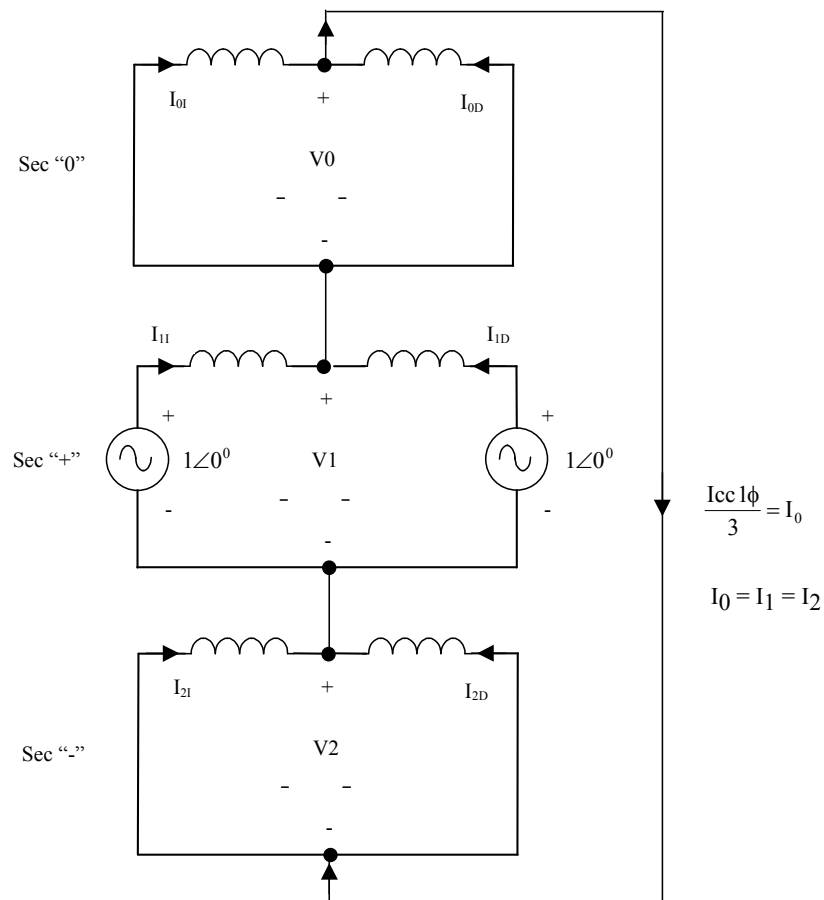
$$V_0 + V_1 + V_2 = \frac{1}{3}V_b(1 + a + a^2) + \frac{1}{3}V_c(1 + a^2 + a)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = 0$$

Para simular una falla 1ϕ , se debe conectar los circuitos de redes de secuencia en serie.



Ejemplo: Resolver para falla 1 ϕ

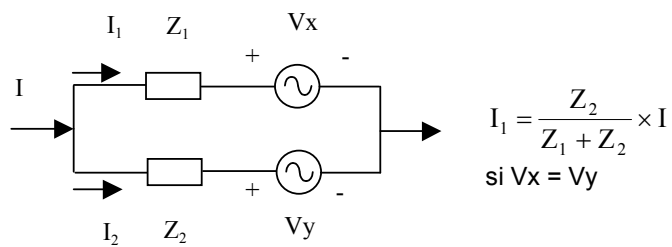
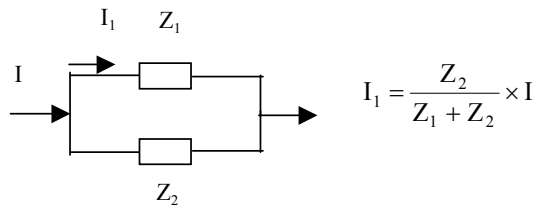
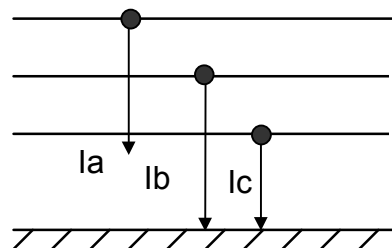


En el punto de falla:

$$I_{abc} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

$$I_a = 3I_0 ; I_b = 0 ; I_c = 0$$

$$I_{abc} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0I} \\ I_{1I} \\ I_{2I} \end{bmatrix}$$

Divisor de corriente:**3. Falla Doble línea a tierra**

$$I_a = 0 ; I_b ; I_c$$

$$V_a ; V_b = 0 ; V_c = 0$$

$$I_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_b + I_c)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(aI_b + a^2I_c)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(a^2I_b + aI_c)$$

$$I_0 + I_1 + I_2 = \frac{1}{3}(I_b + aI_b + a^2I_b) + \frac{1}{3}(I_c + a^2I_c + aI_c)$$

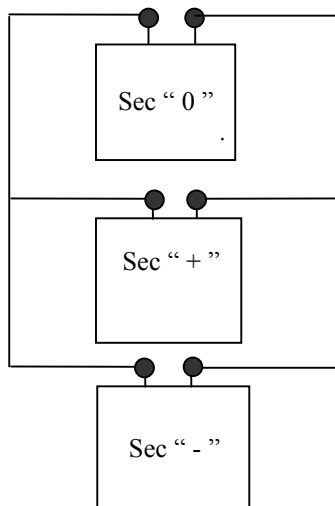
$$I_0 + I_1 + I_2 = \frac{1}{3} Ib(1 + a + a^2) + \frac{1}{3} Ic(1 + a^2 + a)$$

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0$$

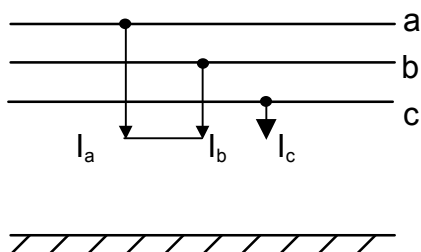
$$V_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$V_0 = V_1 = V_2 = \frac{1}{3} V_a$$

La conexión de los circuitos en redes de secuencia, para simular una falla doble línea a tierra es :



4. Falla de Línea - Línea



$$I_c = 0 ; I_a = I_b$$

$$V_c ; V_a = V_b$$

$$I_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ -I_a \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a - I_a) = 0$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_a - aI_a)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_a - a^2I_a)$$

$$I_0 + I_1 + I_2 = \frac{1}{3} \left(2I_a - \overbrace{aI_a - a^2I_a}^0 - I_a + I_a \right)$$

$$I_0 + I_1 + I_2 = I_a$$

$$V_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_a \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_a + V_c)$$

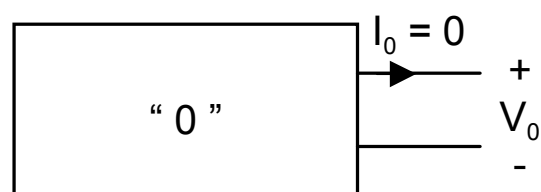
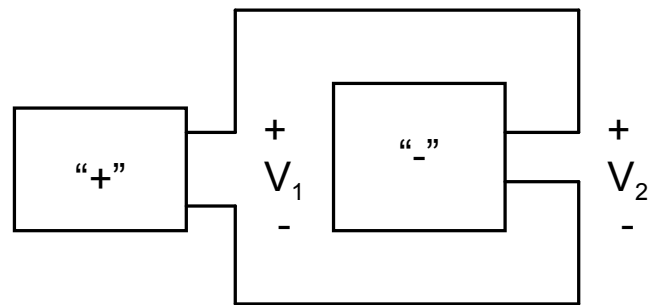
$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_a + a^2V_c)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_a + aV_c)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = \frac{3}{3}V_a$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = V_a$$

La conexión de los circuitos en redes de secuencia es:



3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

El transformador de corriente es un equipo esencial en los circuitos de medición y protecciones debido a que proporciona las siguientes ventajas:

- Aislar los circuitos de medición y protecciones de las altas tensiones, permitiendo que los relés, equipos de medición y equipos de registro sean aislados solo para baja tensión. Por ejemplo, se pasa un sistema de 230 kV en el primario a un sistema de 600 V en baja tensión.
- Disminuir la corriente que circula a través de los circuitos de protección y medida a niveles que sean fácilmente manejables. Por ejemplo, se pueden tener 1000 A de corriente nominal en el primario y 1 A de corriente nominal en el secundario.

Los transformadores de corriente se aplican principalmente en:

- Circuitos de protecciones: para llevar las corrientes a los equipos de protecciones y equipos de registro de falla.
- Circuitos de medición: proporcionan la corriente necesaria para todos los equipos de medición tales como amperímetros, vatímetros, unidades multifuncionales de medida, contadores de energía, transductores para telemedida, etc.

La especificación de transformadores de corriente depende de las características del circuito al que estará asociado y de los equipos de control o protecciones a los cuales les proporcionará la corriente. Los principales factores que definen las características necesarias de un transformador de corriente son las siguientes:

- Corriente nominal del circuito al cual se le medirá la corriente.
- Tipo de aplicación: protección o medida.
- Corriente de cortocircuito máxima del circuito, esta característica es fundamental si el transformador de corriente es para protección.
- Carga secundaria. Ohmios o voltamperios de los equipos de medida o protección que se conectarán y de los respectivos cables.
- Corriente nominal secundaria

3.1 Selección de acuerdo con normas ANSI

Para la selección de un transformador de corriente asociado con un relé de protección, utilizando las normas ANSI, es necesario considerar los efectos de la saturación de estos elementos. Para ello, se debe tener en cuenta la corriente de magnetización medida en los terminales secundarios del transformador de corriente (CT). La corriente de excitación tiene valores definidos para cada nivel de voltaje como se muestra en la Figura 12. Esta curva muestra el voltaje de estado estable y la corriente de excitación para un CT con precisión C400 (2000:5), la cual puede ser usada para determinar los factores de corrección de la relación de transformación en varios niveles de excitación en estado estable. Aún cuando la curva de excitación tiene bien definido el punto de codo, no es clara la ubicación del punto de saturación del CT. Por esta razón, los rangos de precisión del relé están basados en la corrección de la relación del CT y seleccionados por la clase y el voltaje secundario. El voltaje secundario nominal es el voltaje que el CT soportará a la carga nominal cuando cruza una corriente de 20 veces la nominal sin exceder un 10% de error en la relación de transformación.

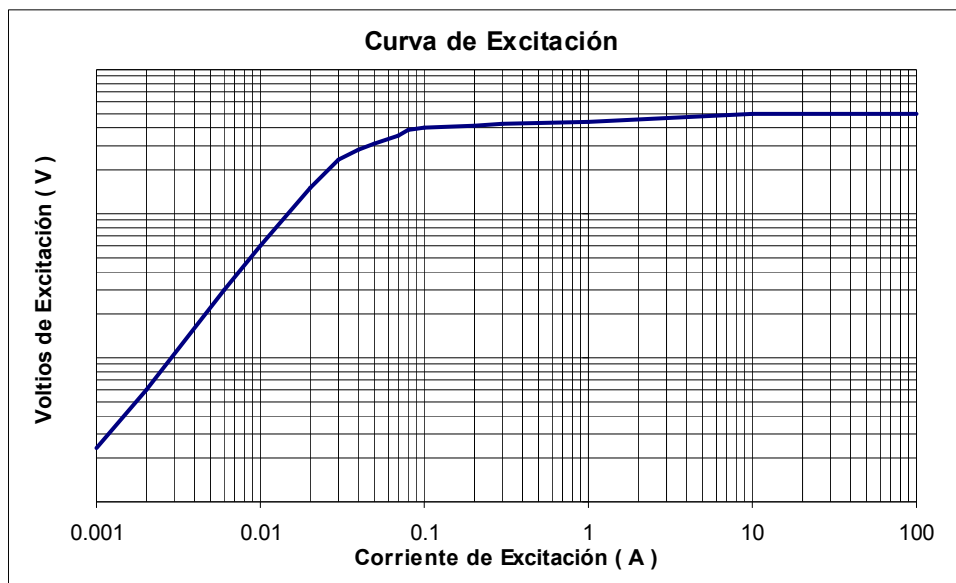


Figura 12 Curva de excitación transformador de corriente 2000:5 A

Las cargas nominales de CT's asociados con protección son 1, 2, 4 y 8 ohmios, todas con un ángulo de 60° . En consecuencia, a 20 veces los 5 amperios secundarios, los rangos son 100, 200, 400 y 800 voltios. Cuando circulan 100 amperios secundarios con un factor del 10%, el valor de voltaje puede ser leído desde la curva de excitación con una corriente de 10 amperios. Para la relación de 2000:5, el voltaje leído es de 496 voltios. En este caso el voltaje es menor a 800 y mayor a 400. Por tanto el rango es C400 siempre que en la relación de 400 la resistencia D.C. sea menor a 0.0024 ohmios por vuelta para garantizar un descenso en el voltaje interno de 96 voltios.

El voltaje de carga V está relacionado con el número de espiras N y la variación del flujo en el tiempo:

$$V = N \left(\frac{d\phi}{dt} \right) \quad (1)$$

Si se integra la ecuación (1) se puede mostrar que el flujo está representado por la densidad de flujo B que cruza el área transversal A del núcleo. Considerando que la magnitud del área bajo la onda seno representa la densidad de flujo B , se encuentra que ésta señala un umbral de saturación del CT indicando su límite de operación.

En la anterior expresión el límite de la integral del término exponencial es la relación X/R , lo que lleva a expresar el voltaje del CT en términos de parámetros físicos del mismo como la densidad de flujo B , la relación entre espiras N , la sección transversal A y la frecuencia del sistema ω . Además, esto determina el rango de operación sin saturación en términos de la relación X/R , la máxima corriente de falla I_F y la carga del CT.

De acuerdo con lo anterior y con el fin de conservar la exactitud de los transformadores de corriente de protecciones durante fallas externas, se considera que el voltaje nominal secundario del CT debe ser 20 veces el voltaje que aparece sobre la carga a una corriente dada. Por tanto si se expresa la corriente de falla I_F en por unidad de la corriente secundaria y Z_B en por unidad de la carga nominal, se puede establecer un criterio de selección de CTs a través de la siguiente expresión :

$$20 \geq \left(\frac{X}{R} + 1 \right) * I_F * Z_B \quad (2)$$

donde I_F es la máxima corriente de falla en por unidad

Z_B es la carga del CT en por unidad de la carga nominal (1,2,4,8 Ω)

X/R es la el factor de calidad del circuito de falla primario

Por ejemplo, para una línea de transmisión con una relación de X/R igual a 12 y una corriente de falla de 4 veces la corriente nominal del CT, se encuentra que de acuerdo con la ecuación Z_B debe ser menor o igual a 0.38 P.U. de la carga nominal de 8 ohmios. Por tanto, la saturación será minimizada manteniendo una carga en el CT de 3.04 Ohm o menos.

Tomando como base lo expuesto anteriormente, se podría definir un procedimiento para la selección de transformadores de corriente con aplicación en sistemas de protección de acuerdo con normas ANSI:

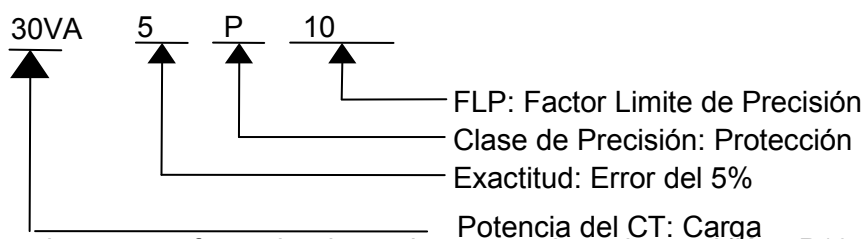
- Determinar la corriente máxima de falla en amperios primarios. Luego expresarla en por unidad de la corriente nominal del CT.
- Determinar la correspondiente relación X/R del circuito primario.
- Seleccionar el voltaje nominal del CT. Luego determinar la carga total en por unidad de la carga nominal del CT.
- Aplicar la ecuación 2 y seleccionar la carga máxima permitida en el secundario del CT.

Este procedimiento puede ser usado en diferentes aplicaciones. Sin embargo, las relaciones de CT's que evitan saturación ante corrientes asimétricas no son prácticas en aplicaciones cercanas a barras de generación en donde el factor de calidad y la corriente de falla son extremadamente grandes. Cuando la saturación del CT es inevitable por alguna razón, los CT's únicamente pueden ser seleccionados considerando una sensibilidad razonable.

3.2 Selección de acuerdo con normas IEC

La selección de transformadores de corriente para protecciones de acuerdo con normas IEC es substancialmente parecida a las normas ANSI, sólo que debe tenerse en cuenta que en la Norma IEC, las relaciones secundarias pueden ser 1 A, 2 A, y 5 A y que el número de veces la corriente nominal del CT a la que debe garantizarse la exactitud es de 10, 20 ó 30.

La clase de precisión de un transformador de corriente utilizado en protecciones, según la norma IEC 60044-1 Instrument Transformers - Part I: Current Transformers, se especifica por el porcentaje de exactitud, seguido de la letra P (protección) y por el número de veces la corriente nominal del transformador, al cual se garantiza la exactitud indicada.

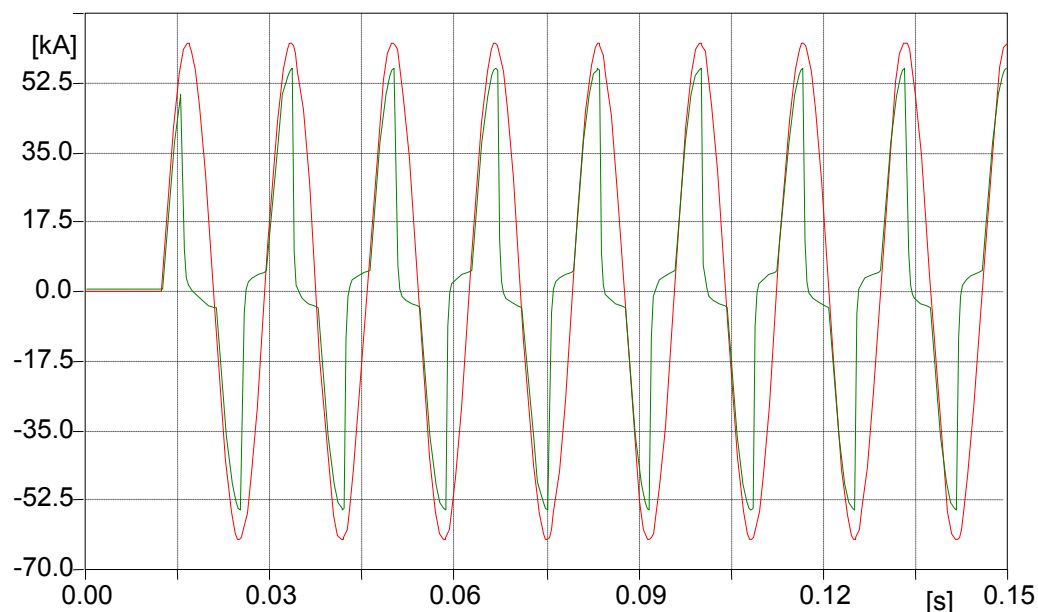
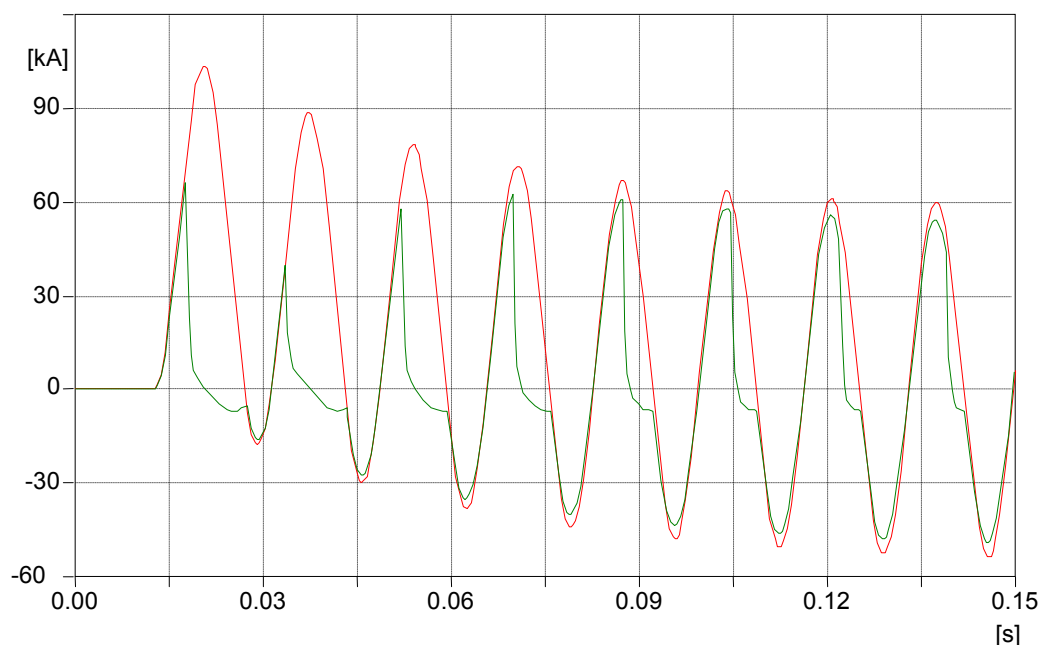


Por ejemplo, un transformador de corriente con clase de precisión 5P10 proporciona una precisión del 5% para 10 veces la corriente nominal cuando en el secundario se tiene la carga nominal.

Para la medida, simplemente se tiene el porcentaje de error que se garantiza para la corriente nominal, por ejemplo, una precisión de 0.2 significa un error máximo del 0.2% a la corriente nominal. También se tiene la clase de precisión extendida, la cual significa que el error se garantiza en un rango de corriente y no solo para la corriente nominal, por ejemplo, 0.2 s significa un error máximo del 0.2% para una corriente entre el 20% y 120% de la corriente nominal.

3.3 Saturación de los transformadores de corriente

El núcleo de los transformadores de corriente puede soportar un flujo magnético limitado, cuando se supera este límite, el transformador de corriente entra en saturación. La saturación se puede alcanzar por corrientes altas AC (ver Figura 13) o por corriente que tengan un contenido alto de corriente directa (ver Figura 14).

**Figura 13. Saturación por AC****Figura 14. Saturación por DC**

3.4 Valores secundarios de los ajustes de las protecciones

En el desarrollo de estudios de coordinación de protecciones, una vez se han establecido todas las recomendaciones de ajuste de las diferentes funciones de los relés, ya sean protecciones de distancia, sobrecorrientes de fase y tierra y direccionales, sobre y baja tensión, relés de falla interruptor, entre otros, es importante realizar un análisis de las características técnicas garantizadas de los dispositivos de protección y en especial lo relacionado con las franjas permitidas por los mismos. Esto es importante en la medida en que un ajuste en particular no pueda ser ingresado en la programación del relé debido a la propiedad de la franja (continua, discreta o por pasos) ya sea porque tenga un límite inferior o superior o por el valor del paso entre

puntos de la misma franja.

Esto conlleva a la necesidad de modificar la recomendación de ajuste con el propósito de definir un nuevo ajuste dentro del rango disponible, acorde con los requerimientos del esquema de protección.

Cuando se presenta la oportunidad de conocer la topología de un nuevo proyecto, resulta conveniente llevar a cabo un análisis preliminar de los ajustes en valores primarios del sistema. Algunos datos como parámetros de líneas y transformadores de potencia, generaciones, límites operativos del sistema, curvas de soportabilidad, corrientes mínimas y máximas de falla en puntos específicos del sistema, ayudarán a recomendar ajustes que coordinen con otras protecciones y ofrezcan selectividad al sistema.

Una vez conocidas las relaciones de los transformadores de medida (Corriente y Tensión) es necesario reflejar estos ajustes a valores secundarios del relé y, a partir de allí, establecer si el ajuste encuentra ubicación dentro de la franja del relé ó no. En este último caso, es necesario entonces redefinir el ajuste o en un caso extremo, analizar la posibilidad de cambiar el equipo de protección.

En el caso de los relés que leen impedancia, la relación para convertir valores de impedancia de sistema de alta tensión al nivel de tensión y corriente del relé, está dada por:

$$Z_s = Z_p * \frac{TC}{TV}$$

Donde: Z_s = Impedancia vista en el secundario, en Ohm (a nivel del relé)

Z_p = Impedancia vista en el lado de alta tensión, en Ohm

TC: Relación de transformación del transformador de corriente

TV : Relación de transformación del transformador de voltaje

4 RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Las condiciones anormales más comunes en sistemas eléctricos están asociadas con cortocircuito y sobrecarga. El relé de sobrecorriente es un elemento que funciona con base en la corriente sensada, la cual puede incrementarse debido a alguna condición anormal del sistema, tal como un cortocircuito o una sobrecarga.

La protección de sobrecorriente es la forma más simple y la menos costosa de proteger un circuito o equipo. Esta protección permite aclarar las fallas con un retardo de tiempo que depende de la magnitud de corriente circulante, suministrando un respaldo para los terminales remotos.

4.1 Relés de fases y de tierra

De acuerdo con la corriente actuante se pueden tener relés de sobrecorriente de fases y de tierra.

Los relés de fase operan para todo tipo de falla, debido a que actúan con la corriente que circula por cada una de las fases, su conexión es como se muestra en la Figura 15.

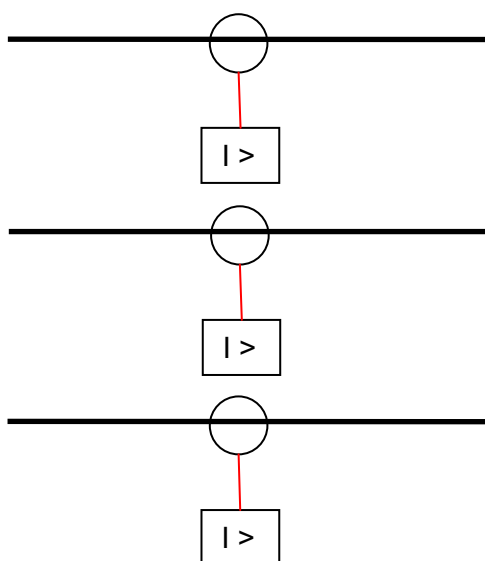


Figura 15. Conexión de los relés de sobrecorriente de fases

Los relés de sobrecorriente de tierra están solo detectan fallas que involucren tierra. El relé de sobrecorriente de tierra es una protección que puede garantizar una alta sensibilidad teniendo en cuenta que se alimenta con la corriente residual, la cual debe tener normalmente un valor bastante bajo. Se tienen dos esquemas de conexión para este tipo de relé, como se muestra en la Figura 16. En el caso en el cual la suma se realiza en el secundario de los transformadores de corriente, el error en la medición de la corriente residual puede ser alto debido a que el error es proporcional a la corriente de cada fase. En el segundo caso el error es proporcional a la corriente residual, siendo mucho más bajo que en el primer caso.

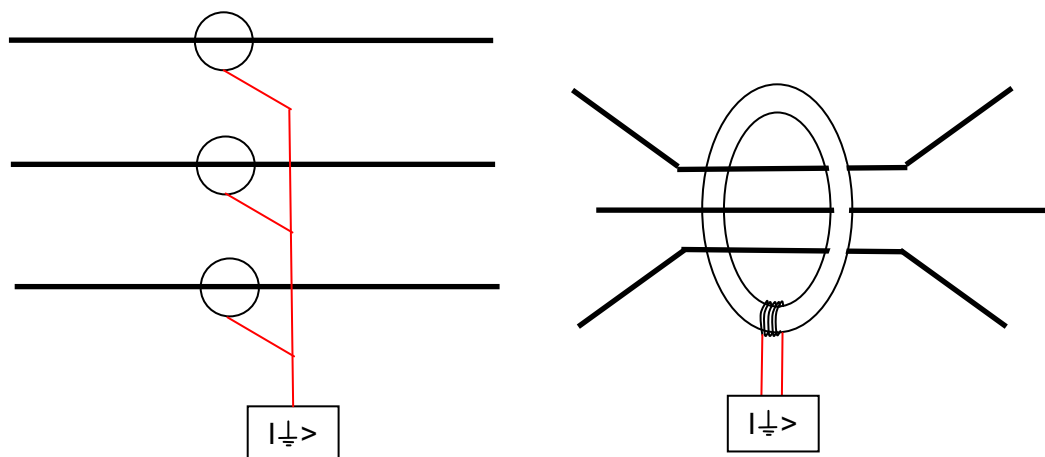


Figura 16. Conexión de los relés de sobrecorriente de tierra

4.2 Curvas de sobrecorriente

La característica de operación de un relé de sobrecorriente puede ser de tiempo inverso, de tiempo definido o instantánea.

- Un relé de sobrecorriente instantáneo opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste, el tiempo de retardo de la operación no es intencional y depende del equipo
- Un relé de tiempo definido opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional fijo en el tiempo de operación.
- Un relé de tiempo inverso opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional inversamente proporcional a la magnitud de la corriente. Con mayor corriente, el tiempo de operación es menor y viceversa.

Las normas ANSI/IEEE C37.112-1996 e IEC 255-4 definen las ecuaciones para cada una de las características Tiempo vs. Corriente. Las curvas normalizadas son: Inversa, Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Sin embargo, los fabricantes de relés de sobrecorriente en ocasiones ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas.

Curvas ANSI

Estas curvas se encuentran definidas de acuerdo con la norma ANSI C37.112 se definen los siguientes tipos de curvas

- Moderadamente inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

Estas curvas obedecen a la siguiente ecuación:

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

Donde:

t: tiempo de operación del relé

I: corriente actual a través del circuito protegido

I_s : corriente de arranque del relé

A, B, p: constantes que dependen del tipo de curva, ver Tabla 2.

Tabla 2. Constantes para curvas ANSI

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

Curvas IEC

Estas curvas se encuentran definidas en la norma IEC 60255-3. De acuerdo con esta norma existen las curvas A, B y C, la ecuación general es la siguiente:

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^a - 1}$$

Donde:

t: tiempo de operación del relé

I: corriente actual a través del circuito protegido

I_s : corriente de arranque del relé

A, k: constantes que dependen del tipo de curva, ver Tabla 3.

Tabla 3. Constantes para curvas IEC

	A	B	C
k	0.14	13.5	80.0
a	0.02	1.0	2.0

4.3 Relés de sobrecorriente direccionales

Estos relés además de medir la magnitud de la corriente, miden el ángulo entre la tensión y la corriente para determinar en que sentido fluye la corriente de falla. Los relés direccionales se utilizan principalmente en sistemas enmallados donde la corriente de falla o de carga puede fluir en ambas direcciones, dado que la fuente no se encuentra ubicada a un solo lado del sistema. Algunas características importantes de este tipo de relés son:

- La coordinación de relés, presenta una mayor simplicidad.
- Este tipo de relés requiere las señales tanto de corriente como de tensión para determinar la dirección de la falla. Los relés direccionales de fase son polarizados por el voltaje de fase, mientras que los relés de tierra emplean varios métodos de polarización, usando cantidades de secuencia cero o de secuencia negativa.
- Los elementos direccionales se utilizan en conjunto con relés de sobrecorriente o de impedancia para mejorar la selectividad.

Los relés de sobrecorriente direccionales son muy usados para proteger líneas de transmisión dado que éstas, por lo general, tienen al menos dos fuentes de alimentación de corrientes de falla. Esto hace que la mayoría de las veces sea imposible la coordinación de relés de sobrecorriente no direccionales.

La coordinación de relés de sobrecorriente direccionales, usando características de tiempo definido, presenta una mayor simplicidad, por lo que, cuando se trata de protecciones de respaldo en líneas de transmisión, se recomienda su uso.

4.4 Coordinación

Cuando los circuitos se protegen con relés de sobrecorriente, es necesario buscar la coordinación con los demás dispositivos de protección de los elementos adyacentes (otras líneas, transformadores, etc.) para lograr selectividad en el sistema de protecciones.

La coordinación de protecciones es el proceso mediante el cual se busca que ante la ocurrencia de una falla en el sistema eléctrico, los dispositivos de protección actúen de una forma coherente, garantizando interrumpir la alimentación solo a los equipos involucrados en la falla y manteniendo en funcionamiento el resto del sistema.

El objetivo de los estudios de coordinación de protecciones es determinar las características y los ajustes de los diferentes dispositivos del sistema de protecciones. El estudio debe entregar datos tales como:

- Relaciones de transformación de transformadores de corriente y tensión
- Tipos de fusibles, de interruptores de baja tensión y su capacidad
- Ajustes de los relés de protección: tipo de curva, corriente de arranque, multiplicador, etc.

Para la coordinación de protecciones es necesario establecer criterios tales como:

- Tipos de curvas a utilizar: norma, fabricante, tipo.
- Tiempos de coordinación: debe darse suficiente tiempo para que se aisle la falla por el dispositivo correspondiente, teniendo en cuenta el tiempo de operación del relé, el tiempo de los relés auxiliares y el tiempo de apertura del interruptor. Normalmente un tiempo de 200 ms se considera aceptable.
- Se debe garantizar que las protecciones no operen ante eventos transitorios que no corresponden a fallas, tales como corriente inrush de transformadores y corriente de arranque de motores.
- Una buena técnica consiste en iniciar la coordinación con los dispositivos más alejados de la fuente, los cuales prácticamente pueden operar con característica instantánea ante la falla.

5 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Al igual que en todos los componentes del sistema de potencia las protecciones eléctricas deben obedecer a los tipos de fallas que se presentan, las fallas comunes en líneas de transmisión son debidas a:

- Descargas atmosféricas
- Daños de aisladores
- Caída de cables
- Acercamientos

Las fallas además pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas, e involucrar o no contacto con tierra, además, pueden ser de alta o de baja impedancia, siendo las de alta impedancia más difíciles de detectar.

Para la protección de las líneas debe tenerse en cuenta si el flujo de corriente de falla se puede presentar en ambas direcciones o si es en una sola dirección. Para las líneas del tipo radial cuyo flujo de corriente de cortocircuito se presenta en una única dirección, se hace más fácil el esquema de protecciones. Para las líneas enmalladas en las cuales la corriente de falla puede fluir desde ambos extremos de la línea se deben implementar esquemas de protección más complejos que garanticen la protección rápida y selectiva de la línea.

5.1 Esquemas de relés de distancia

Los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para determinar si la falla está en la zona de protección del relé. Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión.

La impedancia medida durante operación normal es la relación entre el voltaje en el extremo terminal y el flujo de corriente en la línea. Este valor es usualmente un valor alto y predominantemente resistivo. Sin embargo, durante fallas este valor es bajo y con alto contenido reactivo. Un cambio repentino en la impedancia medida determina la ocurrencia de una falla y si ésta se encuentra dentro en su zona de protección o en otra parte del sistema. Esto es llevado a cabo por la limitación del relé a una cierta franja de la impedancia observada, comúnmente llamada "Alcance".

La mayor ventaja de los relés distancia para fallas polifásicas, es que su zona de operación es función sólo de la impedancia medida y de la resistencia de falla, excepto para situaciones donde hay efecto "Infeed" en el punto de la falla por inyección de corrientes del otro extremo de la línea sobre la impedancia de falla, o cuando hay acople mutuo con circuitos paralelos. Su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla, por lo que no es necesario modificar sus ajustes a menos que cambien las características de la línea.

5.2 Características básicas de la protección distancia

Normalmente se tiende a confundir el término "relé de impedancia" con el término "relé de distancia". La medida de impedancia es una de las características que puede tener un relé de distancia. Existen varias características para los relés de distancia, las cuales se explican a continuación:

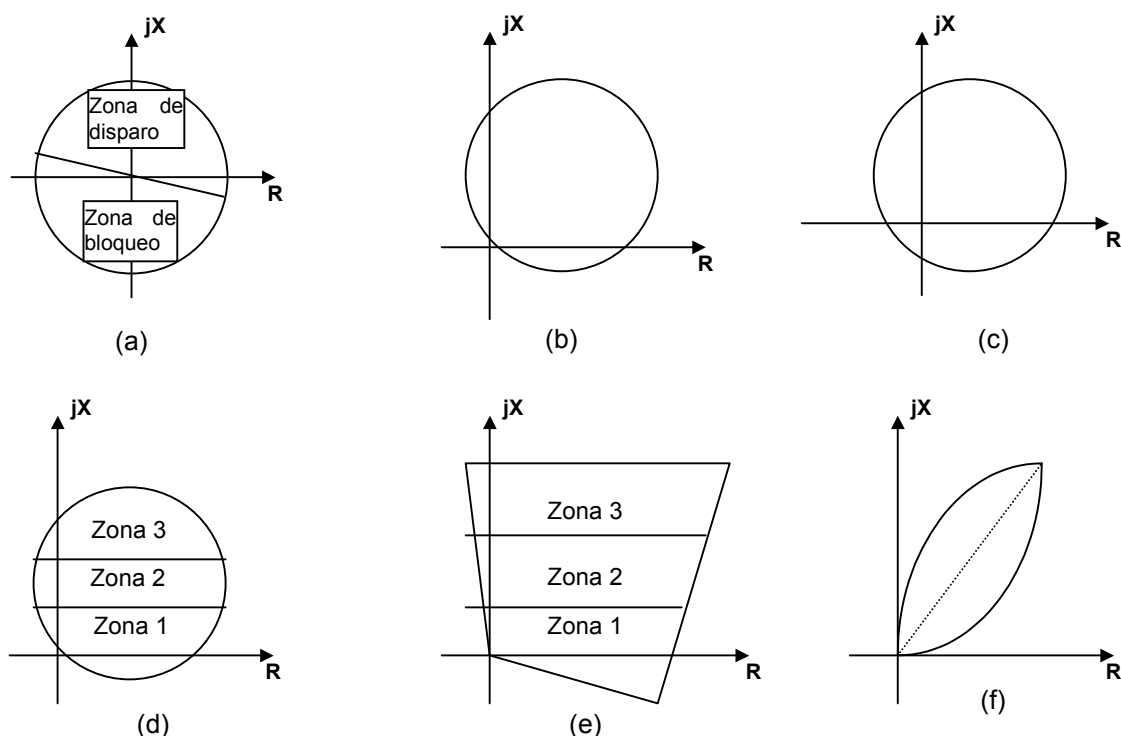


Figura 17 Características básicas del relé de distancia

- **Impedancia:** El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 17(a). Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.
- **Mho:** La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 17(b).
- **Mho Offset:** La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 17(c).
- **Reactancia:** Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga. Ver Figura 17(d).
- **Cuadrilateral:** La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo. Ver Figura 17(e).
- **Lenticular:** Este relé es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 17(f).

Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas.

5.3 Zonas de la protección distancia

Debido a que existen errores involucrados en la medición de los lazos de impedancia, los relés de distancia tienen incertidumbre sobre si la falla que están detectando se encuentra dentro de la

línea protegida o por fuera de esta.

La división de los puntos de impedancia en diferentes zonas permite que la protección pueda operar sin retardo durante fallas para las cuales tiene la certeza que se encuentran dentro de la línea que está protegiendo, y temporizar para fallas en las cuales no se tiene esta certeza o para dar respaldo a las protecciones de otras líneas y equipos.

La protección de distancia emplea varias zonas para proteger la línea de transmisión. En Colombia el Código de Redes establece: zona 1, zona 2, zona 3 y zona reversa. Sin embargo, algunos relés sólo disponen de dos o tres zonas, y existen relés que pueden llegar a tener hasta cinco (5) zonas y una zona adicional llamada zona de arranque.

En la Figura 18 se presentan los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral.

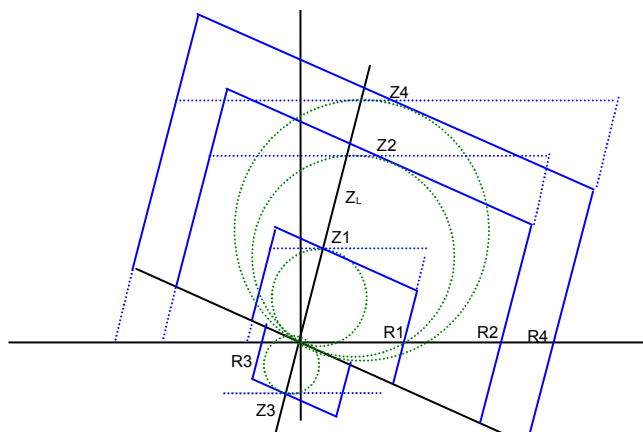


Figura 18 Característica general alcance de zonas protección distancia

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

En la Figura 19 se presentan los alcances de zona hacia adelante que se pueden encontrar en una protección distancia

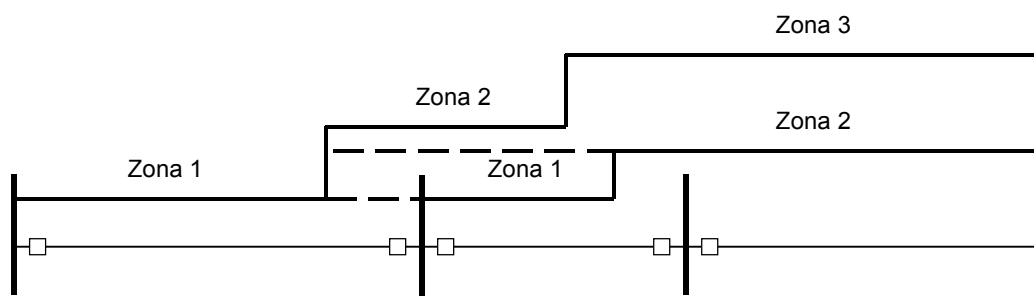
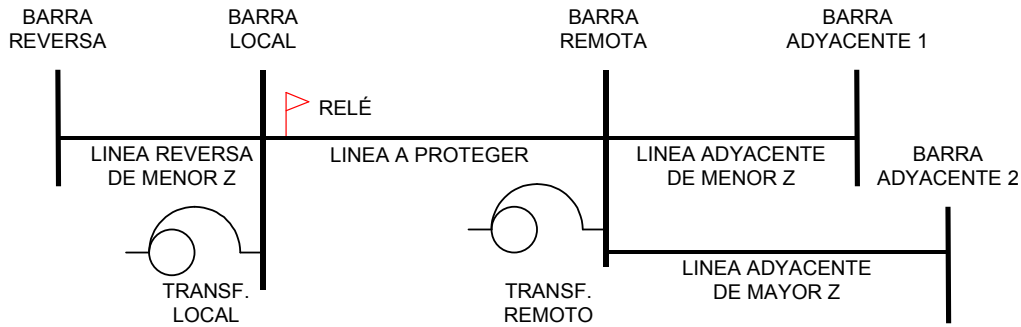


Figura 19. Alcances de zona

En la Figura 20 se presenta un diagrama unifilar sencillo que se puede utilizar como modelo para ajustar las zonas de un relé de distancia.

**Figura****20. Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección distancia**

- Ajuste de la Zona 1

La primera zona de la protección distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. La Zona 1 normalmente se ajusta entre un 80 ó 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota por efecto de la componente de corriente directa que se presenta dependiendo del momento de la onda senoidal de corriente en el que se presenta la falla (sobrealcance):

$$Z1 = K * Z_L$$

donde:

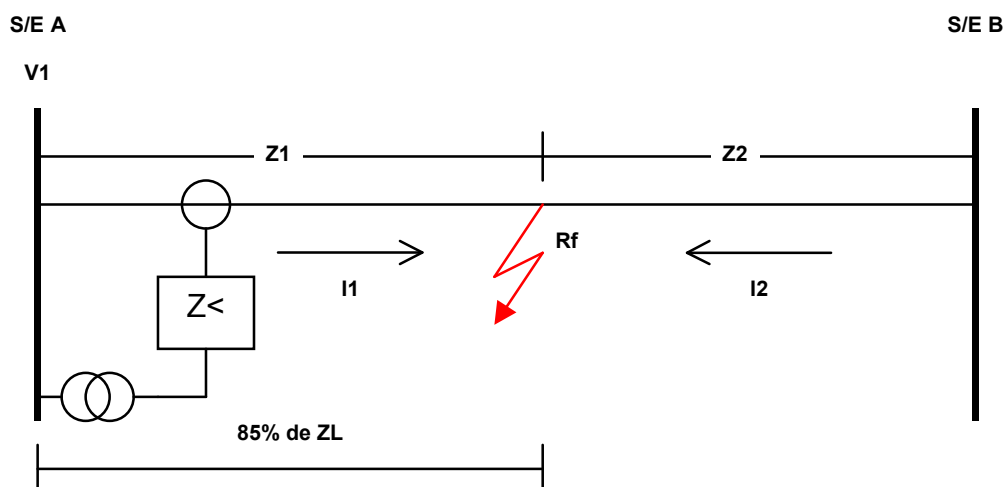
- Z1: Ajuste de Zona 1
- K: Constante
- Z_L : Impedancia de secuencia positiva de la línea

Como criterio se recomienda un factor K del 85% de la impedancia de la línea. Para líneas cortas, el factor K puede ser menor e incluso puede ser del 70%.

Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

- Análisis del efecto “Infeed” en Zona 1

Cuando ocurre una falla con impedancia de falla (común en fallas a tierra), la inyección de corriente del otro extremo de la línea, introduce un error de medida en el extremo inicial, denominado efecto “Infeed”.

**Figura 21. Efecto Infeed en Zona 1**

De la Figura 21 se puede deducir la siguiente ecuación:

$$V_1 = I_1 * Z_1 + (I_1 + I_2) * R_f$$

Si se divide la ecuación anterior por I_1 se obtiene:

$$\frac{V_1}{I_1} = Z_{aparente} = Z_1 + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right)$$

Es decir que la impedancia aparente vista por el relé para una falla en Zona 1 de la línea se ve afectada por la resistencia de falla, multiplicada por un factor I_2/I_1 , pudiéndose presentar los siguientes casos:

- Si I_2/I_1 es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé de la subestación A no sería afectada significativamente por el efecto “Infeed”
- Si la corriente I_2 es muy grande o I_1 muy pequeña, el término I_2/I_1 sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor ó una falla más lejana (dependiendo del valor de la resistencia de falla y las corrientes asociadas).

La Figura 22 muestra el efecto de variación de la impedancia aparente vista por el relé respecto a la distancia del punto de falla, teniendo en cuenta para todos los casos una resistencia de falla R_f de 5 Ohm y una impedancia de la línea a proteger de 0,5 Ohm/km.

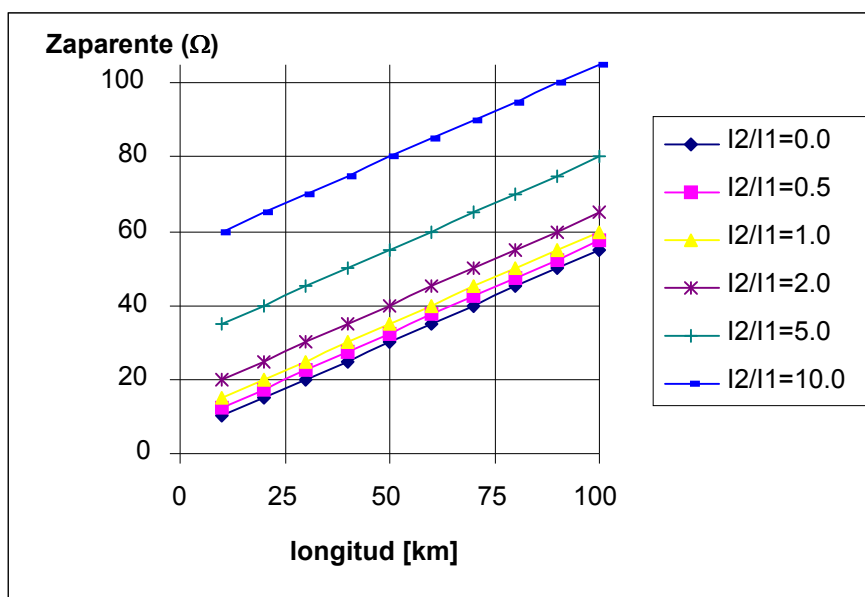


Figura 22 Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1

De dicha figura se tienen las siguientes observaciones:

- La diferencia en la impedancia observada para cada relación de corrientes es constante, dado que las pendientes de las curvas son constantes
- El porcentaje de variación de la impedancia es mayor para líneas cortas
- El error en la impedancia vista por el relé se puede despreciar para variaciones de I_2/I_1 menores de 2 y fallas ubicadas a más de 50 km.

En conclusión, cuando se ajusta la Zona 1 se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones particulares:

- Efecto infeed en Zona 1.

- Errores en la característica del relé: En muchas ocasiones cuando se inyecta localmente el relé con archivos en formato COMTRADE (archivos que contienen valores de voltaje y corriente para unas fallas simuladas previamente en programas digitales y que se convierten en señales analógicas aplicadas al relé durante pruebas, utilizando equipos de inyección con facilidades de conversión Digital/Análoga), se encuentra que el relé deforma la característica de la zona y adicionalmente se sobrealcanza o subalcanza por diferentes efectos del sistema que no se tuvieron en cuenta al hacer el ajuste de la zona. En estos casos es necesario modificar el ajuste, en el sitio, para corregir el alcance del relé y evitar operación errónea del mismo.
- Longitud de la línea: Para líneas de transmisión con longitud inferior a 10 km se recomienda que el porcentaje de ajuste de la Zona 1 oscile entre 50% y 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea, así como verificar, a través de las respectivas pruebas (inyección local, “End to End”, etc.), que el ajuste escogido es el adecuado, es decir, que no se presenta sobrealcance o subalcance.
- Ajuste de la Zona 2

El objetivo principal de esta zona es proteger completamente la línea en consideración y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la Zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que si se escoge un valor inferior, los errores de los transformadores de instrumentos (CT y PT), el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla, pueden producir subalcance en el relé, es decir que el relé no verá la falla en Zona 2, sino más allá y por lo tanto operará en un tiempo muy largo (Tiempo de Zona 3).

El ajuste de Zona 2 se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea siempre y cuando se justifique con los resultados de un análisis de efecto “Infeed” para esta zona y que adicionalmente se cumpla con los siguientes criterios:

- Debe tenerse en cuenta que no sobrealcanza la Zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo del 50% de la línea adyacente más corta, es decir, el ajuste de la Zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger y el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Si la línea más corta es tal que su 50% de impedancia más el 100% de la impedancia de la línea a proteger es superior al 120% de la línea a ser ajustada, se debe considerar la opción de usar en dicha línea corta, un esquema de teleprotección tipo POTT (sobrealcance permisivo) o preferiblemente utilizar esquemas completamente selectivos (hilo piloto, diferencial de línea, ondas viajeras, etc.)
- La Zona 2 no debe operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota (115 kV, 34.5 kV ó 13.8 kV). Para evitar esto, el ajuste de la Zona 2 sería, como máximo, igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores existentes en la subestación remota.

La impedancia equivalente de cada transformador se determina aplicando la siguiente expresión:

$$Z_{EQ}(\Omega) = \frac{X_{PU} * kV^2}{MVA}$$

donde $X_{(pu)}$ corresponde a la impedancia del transformador vista desde el lado de alta (X_{HL}).

Para efectuar este ajuste, para fallas a tierra, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador. Esto es particularmente importante en bancos grandes con grandes terciarios.

- El valor de ajuste seleccionado de Zona 2 no debe sobrepasar el alcance de Zona 2 de las líneas adyacentes. En el caso de existir condición de traslape de zonas 2 con una o varias

líneas adyacentes se debe realizar un análisis de efecto “Infeed” y determinar, mediante el cálculo de la impedancia aparente, si a pesar de que existe el traslapo de zonas, el relé es selectivo, es decir, que cuando la falla sea en la Zona 2 de la otra línea, el relé de la línea en cuestión no la vea en Zona 2 sino más allá (por el efecto de la impedancia aparente).

Si con el estudio se concluye que la impedancia aparente que ve el relé para una falla en la Zona 2 de la línea adyacente traslapada, es mucho mayor que el ajuste de Zona 2 considerado ($120\% Z_L$), se puede conservar el ajuste en ese valor y el tiempo de operación en 400 ms. Si se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de Zona 2 escogido, es necesaria la coordinación de estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de Zona 2 de la línea sobrealcanzada en la subestación remota o aumentar el tiempo de operación de Zona 2 de la línea que se está protegiendo (subestación local). Ver Figura 23.

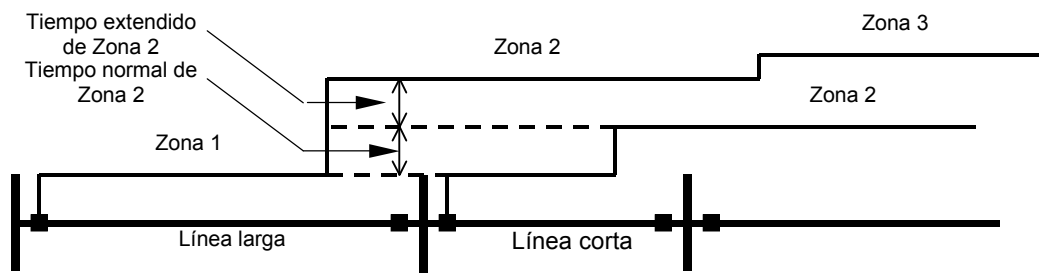


Figura 23

Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes

- Análisis del efecto “Infeed” en Zona 2

El efecto “Infeed” en Zona 2 se presenta debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla (Ver Figura 24). Cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente ($Z_{aparente}$), se calcula de la siguiente manera:

$$V1 = Z1 * I1 + Z2 * I2$$

La impedancia aparente vista por el relé es: $Z_{relé} = \frac{V1}{I1}$

$$Z_{relé} = \frac{[Z1 * I1 + Z2 * I2]}{I1} = Z1 + \frac{I2}{I1} * Z2$$

$$Z_{relé} = Z1 + K * Z2$$

$$K = \frac{I2}{I1} : \text{Factor INFEED}$$

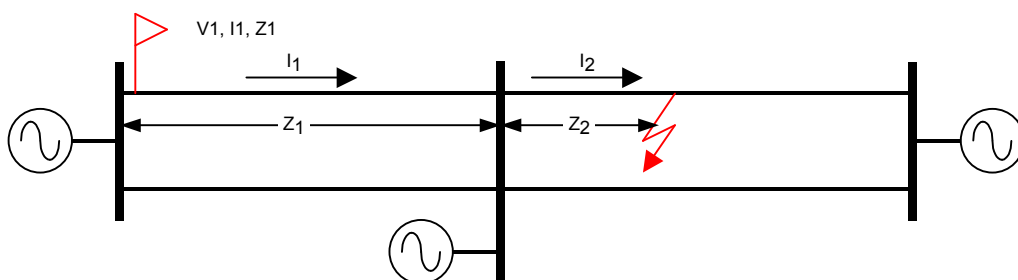


Figura 24 Efecto Infeed en Zona 2

I_2 Incluye el aporte de los demás circuitos, diferentes de la línea bajo coordinación, que aportan al cortocircuito.

El ajuste de la zona 2 se hace incluyendo el efecto “Infeed”, razón por la cual en caso de que las fuentes intermedias desaparezcan, el relé queda sobrealcanzando.

Para verificar que este efecto no le produzca disparos indeseados o que no se requieran tiempos extendidos de zona 2 para coordinar con la zona 2 relés inmediatamente adyacentes, se debe calcular la impedancia aparente ante una falla en el 99% de la línea adyacente más corta (u otra adyacente más crítica en el caso de que tenga bajos aportes de cortocircuito y longitudes pequeñas), observando los aportes de corrientes por todas las líneas adyacentes a la subestación donde está la línea protegida y abriendo luego la línea que más aporta a la falla, de tal forma que se obtenga la topología más crítica que acerque la impedancia aparente al valor de ajuste de Zona 2.

También, en caso de incluir impedancias de falla, se puede hacer la simulación de la misma falla (en el 99% de la línea adyacente seleccionada), pero con el extremo remoto de dicha línea abierto, para hacer más crítica la condición, dado que no se tendrían aportes de corriente desde el otro extremo de la línea. Se calcula la impedancia aparente con las ecuaciones anteriormente descritas, para diferentes condiciones de demanda (preferiblemente máxima y mínima) y se verifica en todos los casos analizados, que los valores de impedancia aparente obtenidos sean mayores que el ajuste de la Zona 2.

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

- Ajuste de la Zona Reversa

El propósito de esta zona es proveer un respaldo a la protección diferencial de barras de la subestación local.

Otro ajuste de zona reversa puede ser requerido como entrada para algunas lógicas adicionales que traen los relés multifuncionales tales como: lógica de terminal débil, eco y bloqueo por inversión de corriente (sólo válida en esquemas POTT).

En general, cuando se trata de respaldo a la protección diferencial de barras, debe verificarse que los ajustes de Zona 3 y Zona 4 (reversa), cumplan con la siguiente relación:

$$\frac{AjusteZona3}{AjusteZona4} \approx 0.1$$

El ajuste de la Zona Reversa para este fin, se realiza tomando el menor valor de los dos cálculos siguientes:

- 20% de la impedancia de la línea reversa con menor impedancia.
- 20% de la impedancia equivalente de los transformadores de la subestación local.

Tiempo de zona reversa: Para respaldo de la protección diferencial de barras, se recomienda ajustar el tiempo de la Zona Reversa en 1500 ms, con el fin de permitir la actuación de las zonas de respaldo de la barra remota. Se debe verificar que este tiempo esté por encima del tiempo de operación de la función 67N de la barra remota.

- Ajuste de la Zona 3 hacia adelante

El objetivo de esta zona es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. Normalmente, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero se debe garantizar que este alcance no detecte fallas ocurridas en las subestaciones de diferentes tensiones conectadas a través de los transformadores de potencia.

Este alcance también debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga normal de la línea.

El criterio recomendado para el ajuste de la Zona 3 es el menor valor de impedancia calculada para los dos casos que se citan a continuación.

- Impedancia de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota.

$$Z3 = Z_L + 0.8 * Z_{EQ.TRAFO}$$

- Impedancia de la línea a proteger más el valor de Z de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada por un factor de seguridad del 120%.

$$Z3 = 1.2 * (Z_L + Z_{LAMI})$$

Donde:

Z3: Ajuste de zona 3

Z_L: Impedancia de la línea a proteger

Z_{LAMI}: Impedancia de la línea adyacente de mayor impedancia

No se considera indispensable limitar el alcance de la zona 3 hacia adelante aplicando estos criterio para transformadores de generación, ya que en principio si la falla ocurre en un nivel de tensión de generación, se espera que la unidad de generación se dispare y, en caso de que no operen las protecciones del transformador asociado, es importante que actúen las protecciones de respaldo de la red de transmisión.

Tiempo de Zona 3 adelante: 1000 ms.

- Alcance resistivo

Para el ajuste del alcance resistivo de las diferentes zonas, se tiene como criterio general seleccionar un único valor para todas las diferentes zonas de la protección distancia, permitiendo establecer la coordinación a través de los tiempos de disparo de cada zona y logrando selectividad por medio de la impedancia de la línea vista por el relé hasta el sitio de la falla de alta impedancia. Los valores típicos resistivos son calculados como el 45% de la impedancia mínima de carga o de máxima transferencia del circuito en cuestión.

Este valor de impedancia mínima de carga es calculado a través de la siguiente expresión:

$$Z_{MIN.CARGA} = \left(\frac{V_L}{\sqrt{3 * MCC}} \right)$$

Donde:

V_L: Tensión nominal mínima línea - línea.

MCC: Máxima Corriente de Carga

La Máxima Corriente de Carga se selecciona como el menor valor entre los siguientes cálculos:

- La CT_{MÁX}: Es la máxima corriente del transformador de corriente y que normalmente corresponde al 120% de I_{MÁX} primaria del CT.
- La corriente máxima de carga, es decir el 130% de I_{MÁX} del conductor la cual corresponde al límite térmico del circuito o el límite que imponga cualquiera de los equipos de potencia asociados..
- La máxima corriente operativa de la línea I_{MÁX}.

Nota: No se puede disminuir el alcance resistivo por debajo del valor de impedancia de zona 2.

5.4 Esquemas de teleprotección

Con el propósito de hacer más selectivos y rápidos los esquemas de protecciones, se puede

utilizar el funcionamiento conjunto de dos o más equipos de protecciones mediante los llamados esquemas de teleprotección. Mediante estos esquemas un equipo de protección.

Los esquemas de teleprotección se utilizan como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo cuando hay una falla dentro de la línea. Los esquemas de teleprotección pueden ser permisivos o de bloqueo. Estos esquemas se explican a continuación, con base en las definiciones de la norma IEEE Std. C37-113 de 1999.

- DUTT: Disparo Directo Transferido en Sub alcance (Direct Underreaching Transfer Trip).
- PUTT: Disparo permisivo transferido en Sub Alcance (Permissive Under-reaching Transfer Trip).
- POTT: Disparo permisivo transferido en Sobre Alcance (Permissive Over-reaching Transfer Trip).
- Aceleración de Zona (Zone acceleration)
- CD: Disparo permisivo transferido por Comparación Direccional (Permissive Directional Comparison Transfer Trip).
- Bloqueo por comparación direccional (Directional Comparison Blocking)
- Desbloqueo por comparación direccional (Directional Comparison Unblocking)
- Comparación Direccional Híbrida o Desbloqueo con lógica Eco (Unblocking with Echo Logic).

5.4.1 Esquema DUTT

Se caracteriza porque únicamente requiere de la señal de bajo alcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) y se aplica normalmente con un canal de comunicaciones FSK (Frequency Shift Keying – conmutación por desplazamiento de frecuencia). Con este tipo de canales la frecuencia de guarda se transmite durante condiciones normales y en condiciones de falla el transmisor es conmutado a una frecuencia de disparo.

Cada extremo da orden de disparo cuando ve la falla en zona 1 o cuando recibe orden de disparo del otro extremo. La Figura 25 ilustra este esquema.

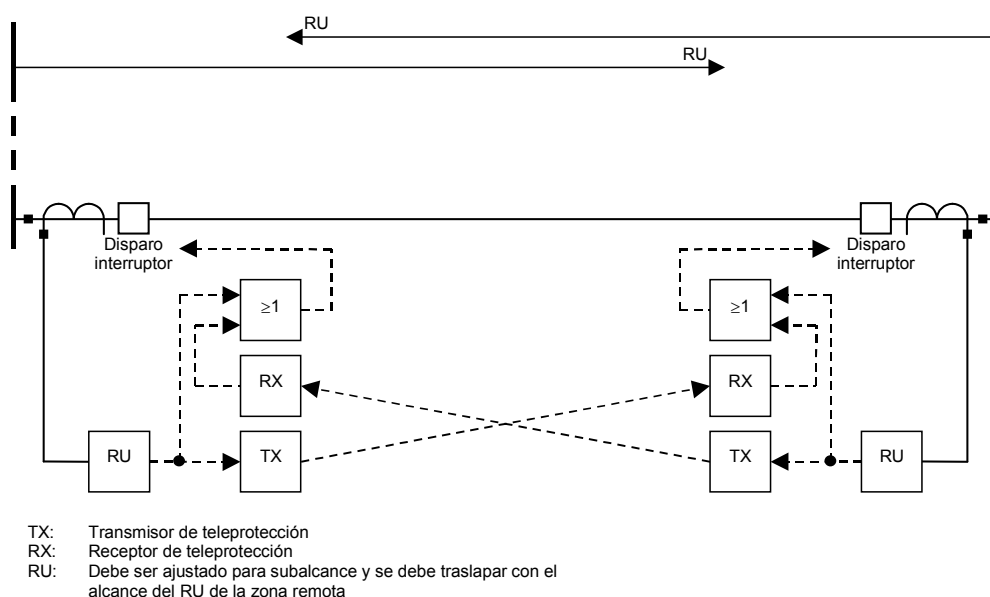


Figura 25 Esquema de disparo directo subalcanzado

5.4.2 Esquemas PUTT

Este esquema requiere tanto de una función de subalcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) como de la de sobrealcance (zona 2 ajustada a más del 100% de la línea). Este esquema es idéntico al esquema DUTT sólo que todo disparo piloto (visto en zona 1 de uno de los extremos) es transmitido al otro extremo y es supervisado por una unidad que tiene un alcance de zona 2 del otro extremo. La Figura 26 ilustra este esquema.

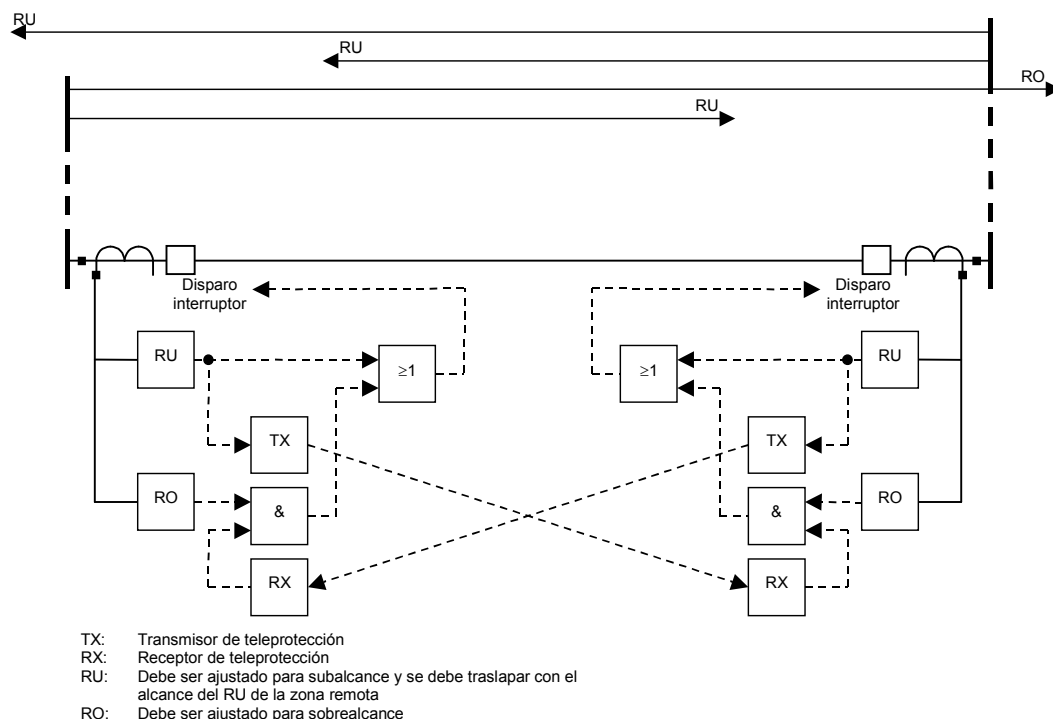


Figura 26 Esquema de disparo permisivo subalcanzado

El esquema de teleprotección de subalcance permisivo, PUTT; es reconocido como seguro, dado que no ocasiona falsos disparos, aunque tiene algunas limitaciones para detectar fallas de alta impedancia, lo cual es de gran importancia en líneas largas.

Para una falla cerca del extremo A que esté cubierta por la Zona 1 del relé asociado, ver Figura 26, la protección en A opera y dispara el interruptor local y simultáneamente envía una señal de disparo permisivo al otro extremo.

En Colombia, para dar más fiabilidad al esquema, se utiliza también el envío de la señal permisiva en zona 2 (no en zona 1 como es la definición estricta del PUTT), y se le denomina erradamente como POTT.

5.4.3 Esquema POTT

Este esquema requiere únicamente funciones de sobrealcance (zona 1 a más del 100% de la línea) y se usa frecuentemente con canales de comunicaciones FSK en los que se envía la señal de guarda permanentemente y se conmuta hacia una señal de disparo cuando opera alguna de las unidades de sobrealcance.

El disparo se produce si se recibe una señal de disparo del otro extremo y se tiene una señal de sobrealcance en el punto de instalación del relé.

Con fallas externas solamente operará una de las unidades de sobrealcance y por esto no se efectuará disparo en ninguno de los terminales. La Figura 27 ilustra este esquema

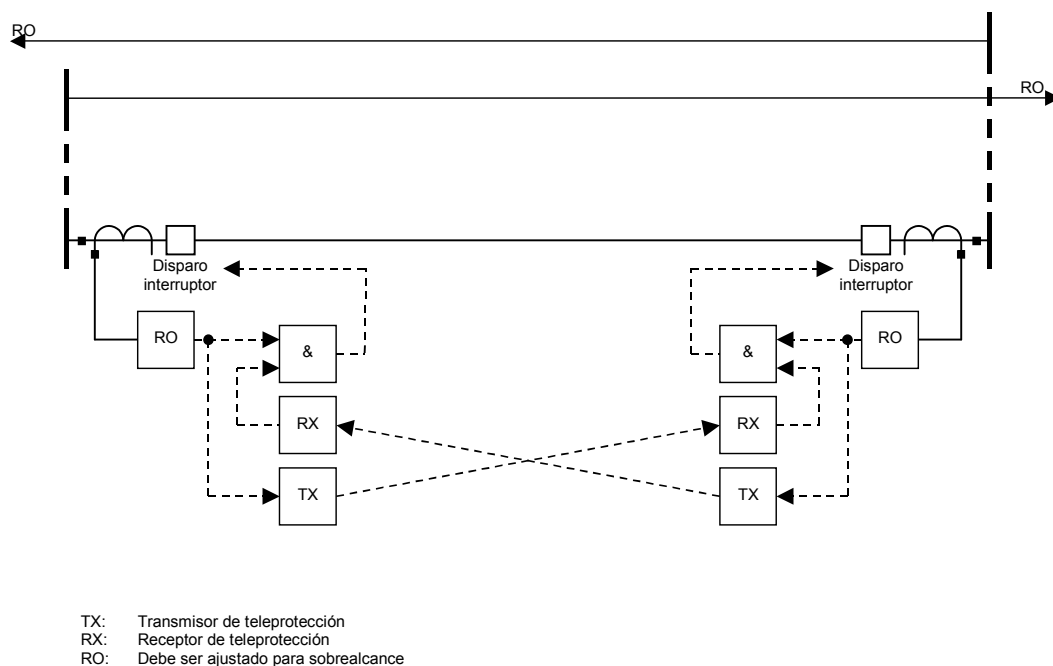


Figura 27 Esquema de disparo permisivo sobrealcanzado

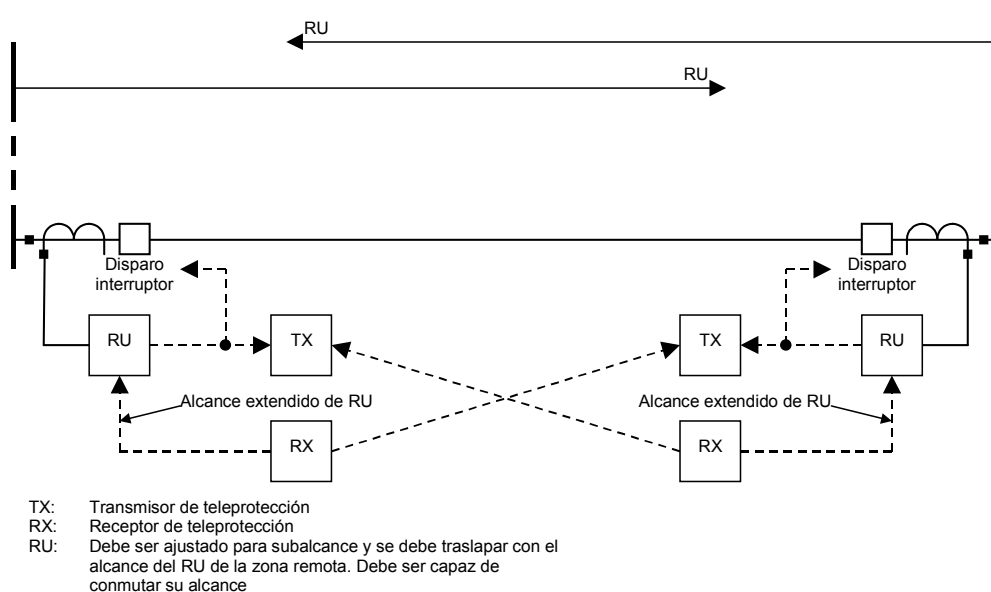
Este esquema es muy seguro ya que no dispara para ninguna falla externa, pero es poco fiable porque si falla el canal de comunicaciones no da disparo ante fallas internas.

Este esquema puede ser lento para operar ante cierre en falla debido a que requiere el tiempo de comunicaciones para el permiso, así que debe ser complementado por una función externa de cierre en falla. Del mismo modo, cuando el otro extremo está abierto, debe implementarse una función Eco o similar para retornar la orden permisiva en caso de falla.

En Colombia, para resolver el problema de la dependencia del canal de comunicaciones, se usa un esquema alternativo donde se habilita la zona 1 a menos del 100% de la línea (dando disparo sin esperar señal permisiva del otro extremo) y se envía la señal permisiva con zona 2, denominándolo erróneamente como esquema POTT.

5.4.4 Esquema de aceleración de zona

Es un esquema muy parecido al PUTT, sólo que en este caso la señal permisiva se toma en bajo alcance (zona 1) y la acción ejecutada no corresponde a un disparo sino a una ampliación de la zona 1 a una zona extendida, que puede ser zona 2 o una zona denominada de aceleración cuyo alcance en todo caso deberá ser mayor del 100% de la línea. La Figura 28 ilustra este esquema.

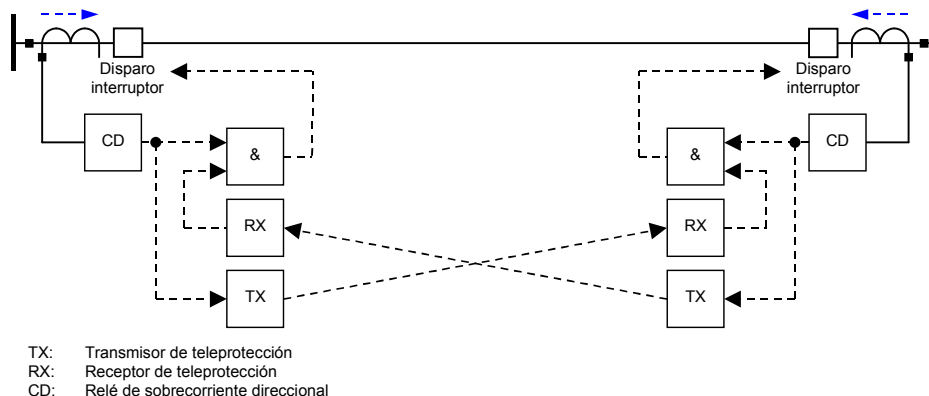
**Figura 28 Esquema de aceleración de zona**

5.4.5 Esquema de Disparo Permisivo Transferido por Comparación Direccional (Permissive Directional Comparison Transfer Trip)

En este esquema sólo se compara la dirección de la corriente, es decir, si hay una falla dentro de la línea, los dos relés asociados verán la falla hacia adelante. Cada relé que ve la falla hacia el frente envía una señal permisiva al otro extremo. El disparo se produce cuando cada extremo ve la falla y recibe el permiso del otro extremo. Este esquema se ilustra en la Figura 29.

Normalmente, este esquema se implementa con relés de sobrecorriente de tierra direccionales, los cuales son muy usados para detectar fallas de alta impedancia.

Este esquema requiere función de eco en el canal, cuando el interruptor está abierto o hay condiciones de fuente débil en uno de los extremos.

**Figura 29 Esquema de disparo transferido permisivo por comparación direccional**

5.4.6 Esquema de Bloqueo por Comparación Direccional (Directional /Comparision Blocking)

Este esquema requiere funciones de sobrealcance y de bloqueo, usando un canal de comunicaciones del tipo OFF-ON, donde el transmisor normalmente se encuentra en la posición OFF y se conmuta a la posición ON cuando se activa una de las funciones de bloqueo. La recepción de una señal de bloqueo del extremo remoto se aplica a una compuerta NOT como

entrada al bloque comparador que produce el disparo.

La función de sobrealcance (zona 1) se ajusta de tal forma que vea mucho más del 100% de la línea y la función de bloqueo (zona de reversa) se ajusta para que vea más allá de lo que ve la zona de sobrealcance del otro extremo.

Este esquema es muy fiable dado que opera aún cuando el canal de comunicaciones no esté operativo, pero en esa condición es bastante inseguro porque queda disparando con fallas externas.

Además no presenta inconvenientes cuando el interruptor del otro extremo esté abierto ya que no espera ningún permiso de éste.

La Figura 30 ilustra este esquema.

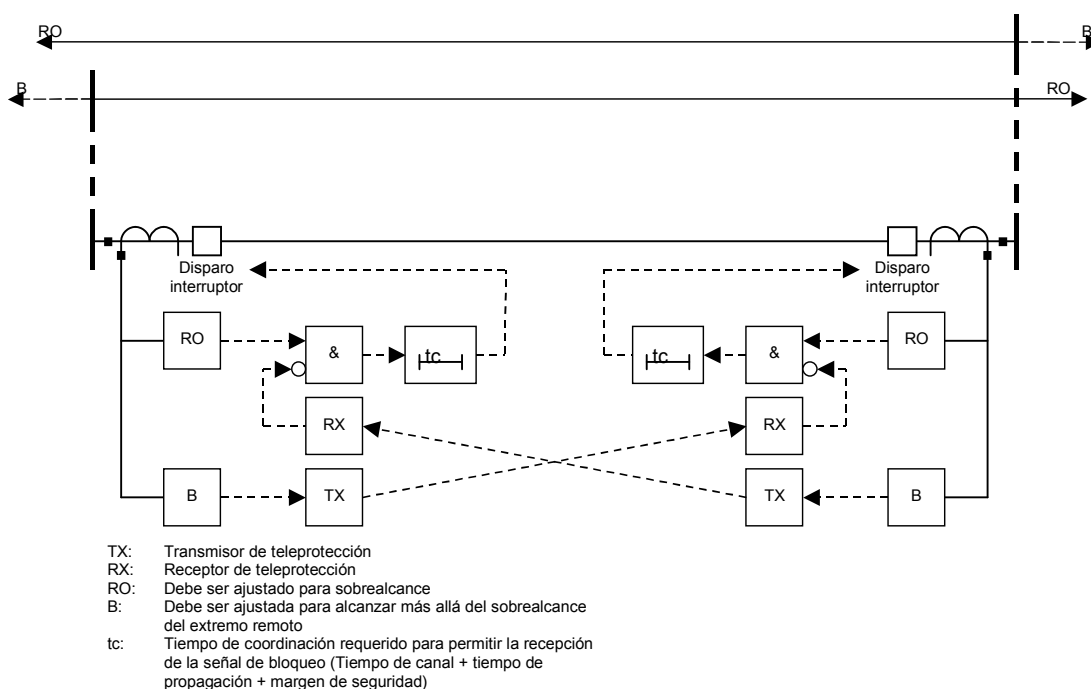


Figura 30 Esquema de bloqueo por comparación direccional

5.4.7 Esquema de Desbloqueo por Comparación Direccional (Directional Unblocking Comparison)

Cuando se usa la línea de transmisión para transmitir las comunicaciones con un esquema de sobrealcance permisivo por comparación direccional (CD), puede suceder que la misma falla, por rotura del cable o por baja impedancia, atenúe la señal permisiva proveniente del otro extremo, impidiendo de esta forma el disparo. Esto se reconoce porque se pierde la señal en el extremo receptor, razón por la cual se puede dotar a este extremo de una lógica que habilite la señal permisiva durante una ventana de tiempo de 150 ms a 300 ms, cuando se pierda la señal.

Si la señal se perdió por culpa de la falla, al menos se tendrá permiso para disparar cuando se active la función de sobrealcance y se active la lógica de desbloqueo. Posteriormente a la ocurrencia de pérdida de la señal y transcurrido el tiempo de la ventana, el relé se bloqueará hasta que retorne la señal de comunicaciones.

5.4.8 Esquema de Comparación Direccional Híbrida o esquema con desbloqueo con lógica Eco (Directional Comparison Hybrid or Unblocking Scheme with Echo Logic)

El esquema de Comparación Híbrida utiliza funciones de disparo y de bloqueo tal como lo hacen los esquemas de bloqueo. El esquema es activado con las funciones de sobre alcance o con la recepción de una señal permisiva del extremo remoto, cuando no ocurre concurrentemente una

señal de bloqueo.

La función Eco ocurre cuando el otro extremo es incapaz de enviar una señal permisiva porque no ve la falla, debido a que el interruptor está abierto o a que la fuente de ese extremo es muy débil ("Weak Infeed"). En este caso el esquema prevé que mientras no llegue una señal de bloqueo y la falla haya sido vista por la zona de sobrealcance en el extremo fuerte, se enviará de todos modos una señal permisiva al otro extremo, la cual a su vez se devolverá al extremo inicial, permitiendo el disparo, siempre y cuando no haya una señal de bloqueo en el extremo remoto (falla atrás). La Figura 31 ilustra este esquema.

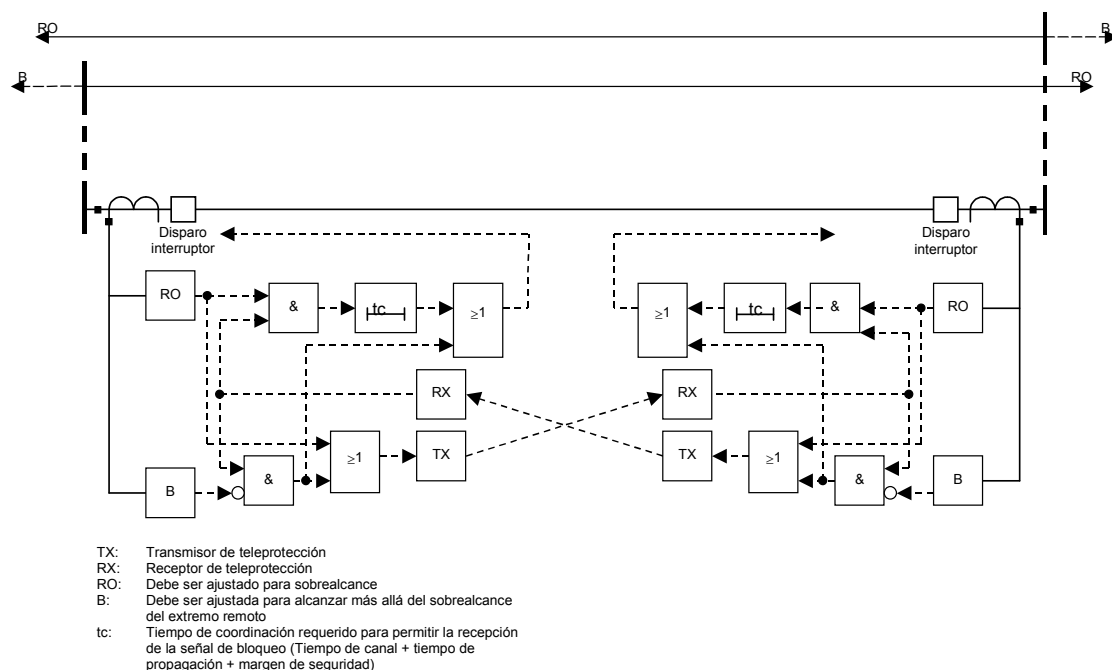


Figura 31 Esquema híbrido por comparación direccional

5.5 Recierre

Debido a que el mayor número de las fallas que se presentan en redes aéreas no son permanentes, puede tenerse éxito al intentar cerrar nuevamente un circuito luego de una falla. Lo que debe garantizarse en estos casos es el tiempo suficiente para la desaparición del arco secundario (ver Figura 32) y para la desionización del aire.

El arco secundario se debe a cuando se desenergiza un cable, éste permanece sometido a la inducción de conductores cercanos energizados. Cuando la inducción sobre un cable es alta, se mantiene un arco eléctrico debido a la corriente de la inducción. Dependiendo del valor de esta corriente se puede determinar si el arco desaparecerá o no. Este fenómeno cobra especial importancia en líneas demasiado largas y donde se quiere implementar un disparo del tipo monopolar (de una sola fase).

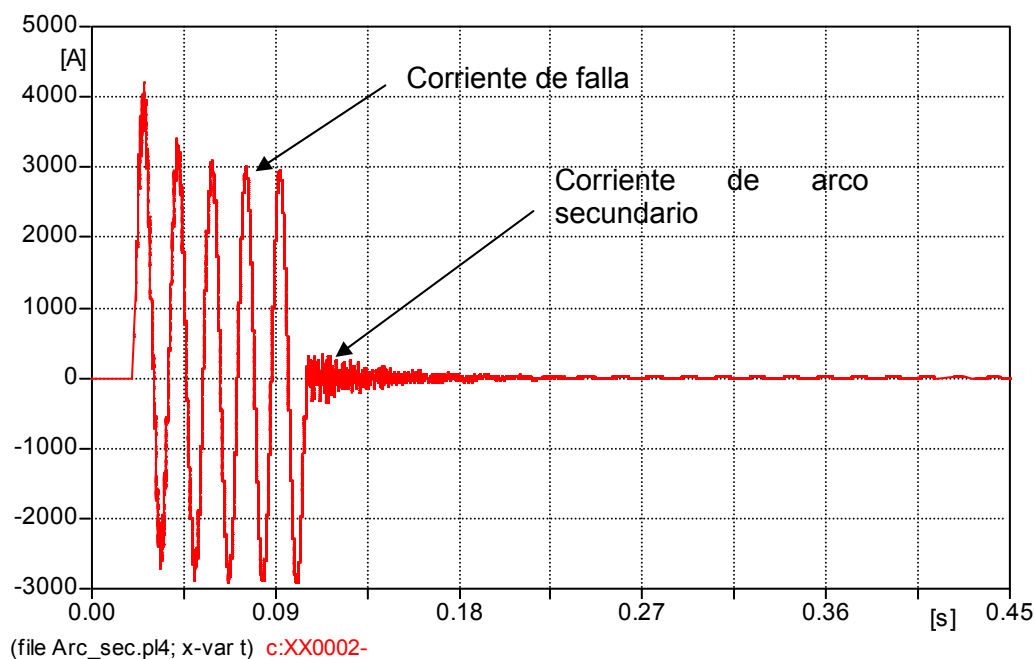


Figura 32. Corriente de arco secundario

No obstante las ventajas que puede tener el recierre es indispensable realizar los estudios de estabilidad que avalen su conveniencia, principalmente para las líneas de transmisión que se conectar cerca a generadores. Normalmente un recierre que tiene éxito es ventajoso para el sistema, pero un recierre sobre una falla permanente implica esfuerzos para los circuitos y puede comprometer la estabilidad del sistema.

Los sistemas de recierre automático se implementan para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio de restaurar rápidamente trayectorias críticas de transmisión de potencia.

La elección del tipo de recierre a usar depende del nivel de voltaje, de requerimientos del sistema, de consideraciones de estabilidad y de la proximidad de generadores.

5.6 Verificación de sincronismo

La verificación de sincronismo es una operación necesaria una vez se ha perdido la condición de sincronismo por apertura de circuitos que mantenían porciones del sistema sincronizadas. Una vez se pierde el sincronismo no se pueden recerrar los interruptores porque esto puede tener consecuencias graves para el sistema y para los generadores.

Si dos sistemas se encuentran energizados, la verificación de sincronismo es del tipo llamado barra viva – línea viva, en este caso los dos sistemas se encuentran en sincronismo cuando:

- Su diferencia de magnitud de tensión es menor que un umbral preestablecido
- Su diferencia de frecuencia es menor que un umbral preestablecido
- Su diferencia de ángulo es menor que un umbral preestablecido

Cuando alguna de los sistemas se encuentra desenergizado se pueden establecer otras condiciones de sincronismo:

- Barra viva – línea muerta: la barra de la subestación se encuentra con una tensión cercana a la nominal y la línea se encuentra desenergizada
- Barra muerta – línea viva: la barra de la subestación se encuentra desenergizada y la línea se encuentra con una tensión cercana a la nominal

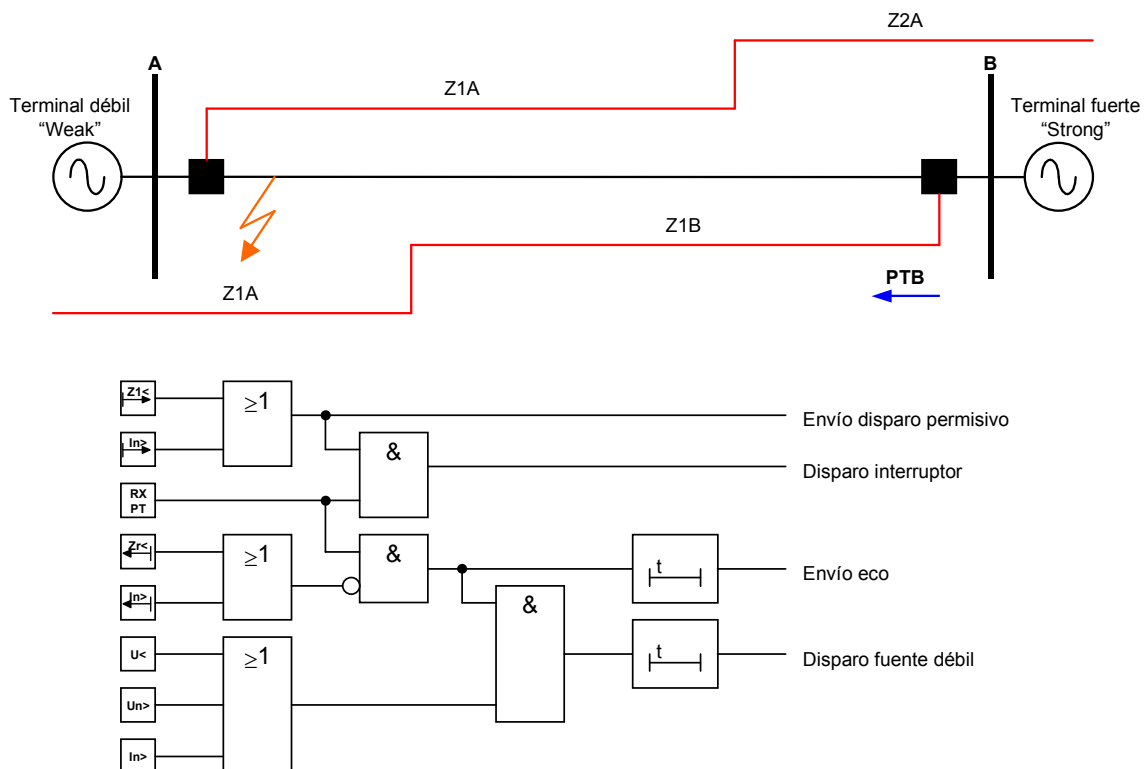
Cuando se va a recerrar una línea de transmisión, ésta se encuentra inicialmente desenergizada, ante esta condición, se debe determinar cuál de las dos subestaciones debe recerrar en forma inmediata con esquema de recierre barra viva - línea muerta, y cuál debe implementar la verificación de sincronismo en esquema de barra viva - línea viva. El análisis consiste en determinar, de acuerdo con los resultados de estudios eléctricos, cuál es el lugar más favorable para energizar el circuito y en cuál realizar la sincronización con el fin de restablecer la línea de transmisión, bajo las condiciones de demanda más críticas o las que se derivan de los estudios eléctricos. Los criterios para seleccionar el extremo más adecuado para hacer el recierre con verificación de sincronismo se fundamentan en el análisis en las diferencias de tensión, frecuencia y ángulo que se presentan en cada uno de los extremos al simular un cortocircuito en la línea, seleccionándose el extremo en el cual dichas diferencias sean menores. Desde el punto de vista de la sobretensión, la sincronización se debe realizar en la barra donde ésta no exista o donde sea menor.

El ajuste del relé de recierre se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- De acuerdo con los estudios de sincronización realizados, el relé debe hacer el recierre trifásico en condiciones de Barra Viva - Línea Muerta, Barra Viva - Línea Viva ó con verificación de sincronismo.
- El relé verificará la presencia de tensión en la barra y la ausencia ó presencia de tensión en la línea como condición para iniciar el ciclo de recierre trifásico.
- Es importante verificar también en cual extremo es menos comprometedor para el sistema, desde el punto de vista de la estabilidad, un recierre no exitoso. Se debe seleccionar como extremo para el cierre Barra viva – Línea muerta el extremo menos comprometedor, si el estudio confirma que un recierre no exitoso en algún extremo puede conducir a problemas de estabilidad.

5.7 Eco y Fuente Débil

En el caso de la Figura 33, se tiene un sistema donde uno de los extremos es fuerte, es decir presenta un nivel o equivalente de corto circuito de gran magnitud (impedancia pequeña y corriente elevada de corto) y el otro es débil (impedancia grande y corriente de corto pequeña), lo cual puede presentarse debido al efecto “Weak Infeed”(Fuente débil), o por una relación elevada entre los niveles de corto de ambos extremos (efecto “Infeed”), que le hace ver al relé del extremo débil una impedancia de falla más grande.

**Figura 33 Lógica de eco y terminal débil**

En estos sistemas, cuando se presenta una falla en la Zona 2 del extremo fuerte y en zona 1 del extremo débil, ésta puede ser “vista” sólo por el extremo fuerte y no “vista” por el extremo débil, haciendo que un esquema de sobrealcance permisivo POTT opere mal. El extremo fuerte observa la falla en Zona 2 y envía una señal permisiva PTB al extremo débil, quedando a la espera de que éste le devuelva una señal permisiva PTA para dar disparo acelerado. Sin embargo, como el extremo débil no puede detectar la falla, no envía ninguna señal al otro extremo y el disparo en el extremo fuerte sólo se produce después de transcurrido el tiempo de Zona 2, lo que puede ocasionar pérdida de estabilidad o sincronismo del sistema, si se supera el tiempo crítico de despeje de la falla.

Con el fin de evitar el problema anterior, se implementan las lógicas Eco y Terminal Débil (Weak Infeed), las cuales utilizan los siguientes criterios:

- Cuando se presenta una falla hacia adelante, cerca al extremo débil la tensión de fase cae normalmente por debajo del 70% y la tensión residual crece por encima del 20% (los valores exactos deben ser verificados con estudios de corto circuito para cada sistema)
- Dicha falla no debe arrancar la zona reversa del relé en el extremo débil y se debe garantizar que el ajuste de esta zona cubra al menos la impedancia vista por el elemento de zona 2 del extremo fuerte; para evitar que fallas atrás del terminal débil y que sean vistas por la Zona 2 del terminal fuerte, aceleren el disparo, dado que son fallas que no están dentro de la línea y deberán ser despejadas por el relé correspondiente.

Cuando el terminal débil recibe una señal permisiva del terminal fuerte, devuelve la misma señal permisiva (ECO) al extremo fuerte permitiéndole dar disparo acelerado si se cumplen las siguientes condiciones en el terminal débil (ver la Figura 34):

- Zona 1 y Zona 2 no arrancadas (opcional)
- Recepción de la señal permisiva del extremo fuerte
- Interruptor en posición cerrado en el extremo débil (opcional)
- Zona reversa no arrancada

- Tensión residual mayor al 20% de U_N ó voltaje de fase menor al 70% U_N (opcional).

En caso de requerirse la implementación del esquema de fuente débil, se recomienda programarlo para obtener los disparos por fase.

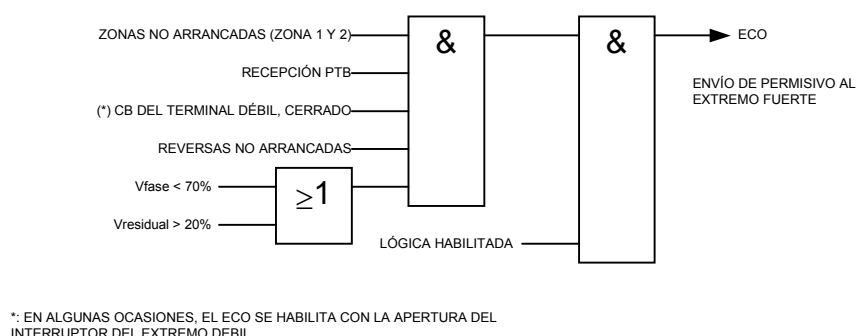


Figura 34 Lógica de eco

La implementación práctica de las lógicas eco y terminal débil en algunas ocasiones se puede omitir, si se logra una adecuada coordinación de los disparos en los dos extremos por medio de la programación de tiempos que permitan mantener sostenida la señal permisiva en el canal de comunicaciones por un cierto período de tiempo, de tal modo que al abrir el extremo fuerte la falla quede alimentada sólo desde el terminal débil, eliminándose el efecto "Infeed" y logrando que la protección del extremo débil vea la falla y dé la orden de disparo al interruptor local, siempre y cuando exista señal permisiva del otro extremo (señal sostenida un período de tiempo).

5.8 Lógica de cierre en falla

Debido al funcionamiento propio de las protecciones de distancia, sus algoritmos dependen de las condiciones del sistema previas a la ocurrencia de la falla. Cuando la línea ha estado desenergizada y se energiza, los relés de protección tardan un tiempo en obtener estos datos previos a la falla. Si el cierre se realiza sobre una línea que se encuentra con una falla, esto puede conducir a un retardo innecesario en el tiempo de apertura del circuito. La lógica de cierre en falla facilita el despeje de este tipo de fallas en un tiempo bastante corto.

6 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES

El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes del sistema de transmisión y distribución. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones económicas como por el tamaño del transformador.

No hay una forma normalizada para proteger todos los transformadores. La mayoría de las instalaciones requieren análisis individuales para determinar el esquema de protección mejor, más efectivo y menos costoso. Normalmente, es técnicamente factible más de un esquema y las alternativas pueden ofrecer diferentes grados de sensibilidad, velocidad y selectividad. El esquema seleccionado será el que permita un buen balance y combinación de esos tres elementos, así como un costo razonable.

En protección de transformadores se debe considerar una protección de respaldo, dado que la falla de un relé o interruptor asociado con el transformador durante una falla en él, puede causar tal daño al transformador, que su reparación no sea económicamente rentable.

Los transformadores y autotransformadores, en general, están sometidos a cortocircuitos internos de los cuales se protegen con relés diferenciales porcentuales o de alta impedancia y con relés de presión o acumulación de gas. También están sometidos a sobrecorrientes por fallas externas contra las cuales se protegen con relés de sobrecorriente.

Adicionalmente, los transformadores y autotransformadores pueden sufrir sobrecalentamientos y sobrecargas que se pueden detectar con resistencias detectoras de temperatura y con relés de sobrecarga, respectivamente. La Figura 35 muestra el esquema típico de protección de un transformador de potencia.

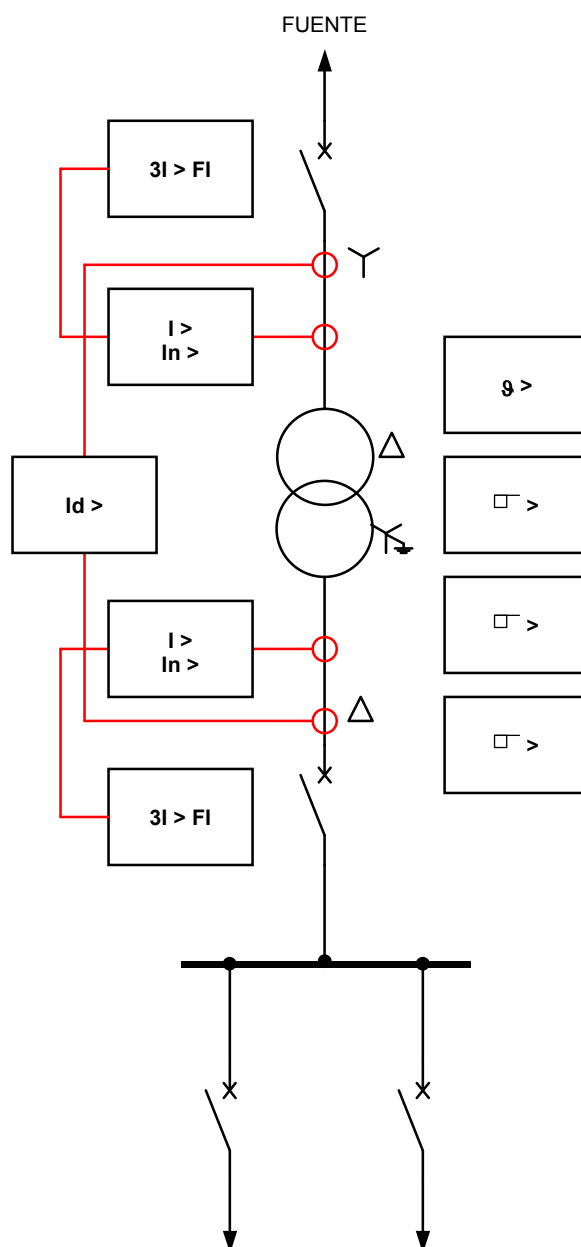


Figura 35 Protecciones principales de un transformador

6.1 Protección diferencial de transformador

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante. La protección diferencial es muy apropiada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

6.1.1 Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores

Para implementar la protección diferencial se usan relés de varias clases, así:

- Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados. Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son susceptibles de operar mal por causas tales como corriente de magnetización "inrush" cuando se energiza el transformador y errores de saturación o errores de disparidad de los transformadores de corriente.

- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales. Ésta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas y al mismo tiempo, se pueden obtener beneficios en caso de errores de saturación. Estos relés son aplicables particularmente a transformadores de tamaño moderado localizados a alguna distancia de la fuente de generación mayor.

La cantidad de restricción es establecida como un porcentaje entre la corriente de operación ($I_{\text{diferencial}}$) y la corriente de restricción (I_{bias}). Cada fabricante usa una definición ligeramente diferente para la pendiente y la cantidad de restricción puede ser fija, ajustable o variable dependiendo del fabricante.

Es de anotar que un relé diferencial porcentual simple puede operar incorrectamente con corrientes “inrush”.

- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos. Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de “inrush”. La conexión de este relé en un transformador con conexión Y - Δ , se observa en la Figura 36.

Dichos relés utilizan al menos la corriente del segundo armónico que está presente en toda energización de transformadores, para restringir o reducir la sensibilidad del relé durante este período.

Los relés diferenciales con restricción de armónicos también incluirán una unidad instantánea, la cual se ajusta por encima de la corriente de “inrush” del transformador.

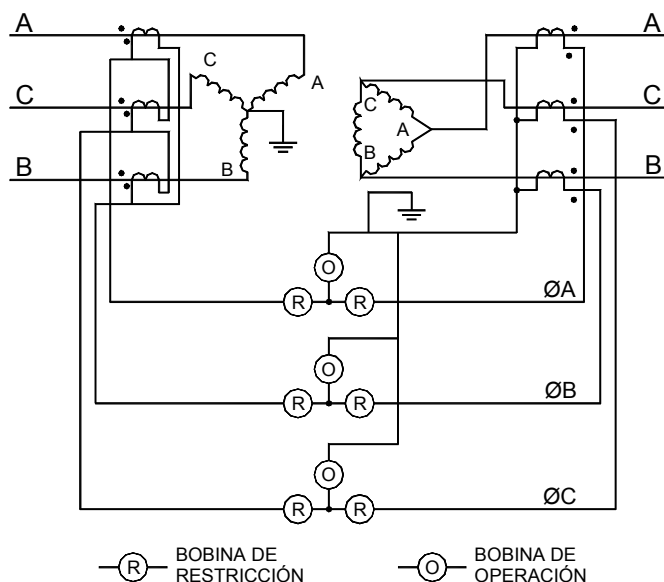


Figura 36 Conexión protección diferencial porcentual transformador Y- Δ

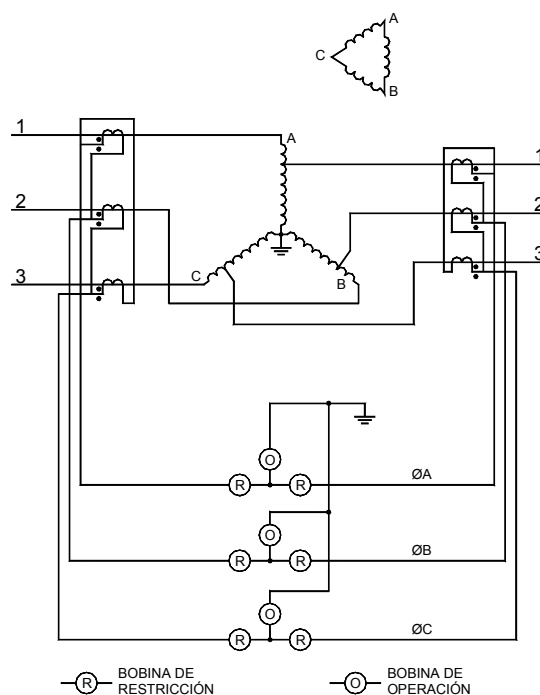


Figura 37 Protección diferencial porcentual autotransformador sin carga en la delta del terciario

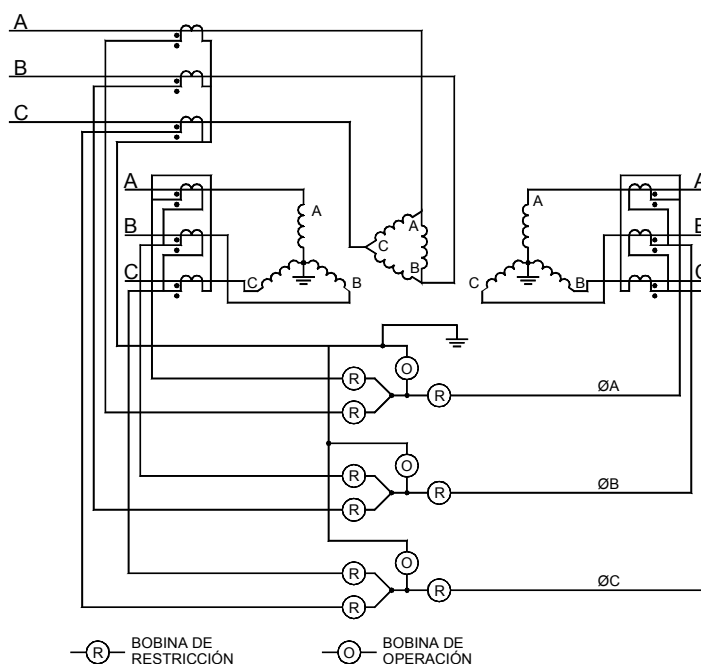


Figura 38 Protección diferencial porcentual autotransformador con carga en la delta del terciario

- Protección diferencial de autotransformadores utilizando relés de alta impedancia. En algunos países es una práctica común proteger los autotransformadores utilizando relés diferenciales de alta impedancia tipo barra, operados por voltaje. Las conexiones de este sistema de protección de autotransformadores, con el punto de neutro del devanado en Y, sólidamente aterrizado se observa en la Figura 39. Este arreglo provee protección contra todo tipo de fallas fase-fase y fallas a tierra, pero no provee

protección para fallas entre espiras. En este esquema se requiere que todos los transformadores de corriente tengan igual relación de transformación e iguales características de precisión.

Los autotransformadores están a menudo dotados con un devanado terciario en delta. En el caso de que dicho devanado no tenga conectada carga, se puede conectar una esquina de la delta como se muestra en la Figura 39 para que la protección diferencial pueda detectar las fallas a tierra en este devanado. De todas maneras, este esquema de conexión de la protección no detectará fallas entre fases o entre espiras del devanado terciario.

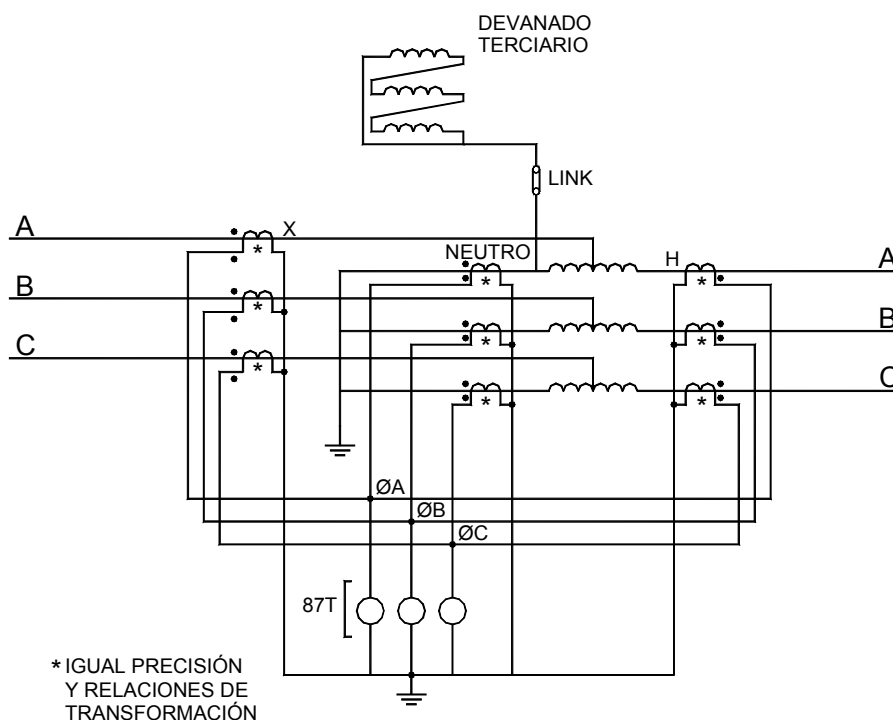


Figura 39 Protección diferencial de alta impedancia para un autotransformador sin carga en el terciario

6.1.2 Formas de conectar la protección diferencial en el devanado terciario

Para llevar la conexión de la protección diferencial a un devanado terciario en delta de un autotransformador, se utilizan dos formas:

- **Medida externa de corriente terciaria:** En este tipo de conexión la señal de corriente se toma de un CT ubicado fuera de la delta (Ver Figura 40 (b)). Dado que este CT mide la corriente de línea de la delta y tanto el lado primario como el secundario del autotransformador están conectados en Y, es necesario compensar la diferencia angular del voltaje con la conexión del relé. La forma de hacer esto depende del tipo de relé a conectar, es decir, si el relé es numérico la compensación se hace por software escogiendo en el rango del relé la conexión indicada. En otros casos el relé dispone de unos CT's de interposición, los cuales deben ser conectados de acuerdo con la compensación requerida.

Esta conexión es muy utilizada en autotransformadores trifásicos.

- **Medida interna de corriente terciaria:** En esta conexión, la señal de corriente se toma internamente a través de CT's de buje ubicados dentro del devanado de la delta. Dado que la corriente que están midiendo los relés es la propia del devanado, no hay necesidad de compensar. (Ver Figura 40(a)).

Esta conexión es muy utilizada en autotransformadores construidos con unidades monofásicas.

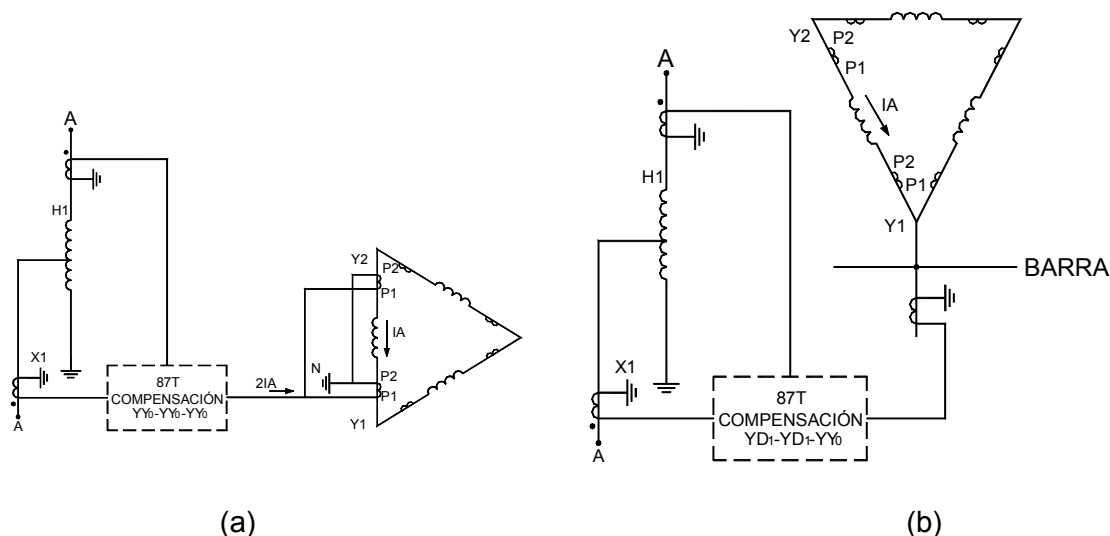


Figura 40 Esquemas de conexión de la protección diferencial en el devanado terciario

6.1.3 Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta

Cuando la conexión de un transformador entre dos barras se hace a través de campos de conexión existe la posibilidad de utilizar bien sea los CT de buje del transformador o los CT de los campos de conexión. Cuando se utilizan los CT de los campos de conexión, con lo cual la protección diferencial cubre no solo el transformador sino las conexiones a los campos, se denomina conexión diferencial larga y cuando la conexión se hace utilizando los CT de buje del transformador, se denomina conexión diferencial corta.

6.1.4 Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial

En la protección diferencial de transformadores se deben tener en cuenta los siguientes factores que pueden causar una operación incorrecta de la misma si no son considerados al momento de la conexión y ajuste del relé.

6.1.5 La corriente inicial de magnetización o corriente de “inrush”

Esta corriente puede ser vista por el relé principal como una corriente de falla interna y causar la desconexión del transformador, dado que esta corriente es del orden de ocho (8) a doce (12) veces la corriente nominal con un tiempo de duración de 100 ms o más. Los factores que controlan la duración y la magnitud de esta corriente son el tamaño y la localización del transformador, la impedancia del sistema desde la fuente al transformador, las dimensiones internas del núcleo del transformador y su densidad de saturación, el nivel de flujo residual y la forma como el banco se energice.

Para evitar este problema, la protección diferencial del transformador puede ser diseñada con sensibilidad reducida al transitorio, usando los armónicos de la corriente “inrush” para desensibilizar momentáneamente la operación durante el tiempo de energización, lo cual se puede hacer debido a que la corriente inicial de magnetización tiene un alto contenido de armónicas, particularmente de segundo y cuarto orden, las cuales se pueden utilizar, filtrándolas y haciéndolas pasar por la función de restricción para así insensibilizar al relé durante la energización del transformador.

Ante fallas, los armónicos de orden 2 y 4 son de muy bajo valor, así que el manejo de éstos permite distinguir entre corrientes “inrush” y de falla.

6.1.6 Diferencia en la magnitud de la corriente en cada lado del transformador

Debido a los diferentes niveles de voltaje, incluidas las diferentes posiciones de los tomas de los transformadores, las corrientes a uno y otro lado del transformador son de diferente magnitud; esto se compensa con la adecuada selección de la relación de los transformadores de corriente asociados con la protección diferencial y de un relé del tipo porcentual o con bobina de restricción.

Los transformadores de corriente, al emplear relaciones de transformación distintas, no compensan la diferencia que se presenta entre las corrientes del lado de alta y baja del transformador, es decir, puede presentarse un posible desequilibrio de relación de transformación en los diferentes transformadores de corriente. Esto se compensa con los factores de "Matching" que tenga el relé.

6.1.7 Grupo de conexión del transformador

El grupo de conexión del transformador de potencia introduce un desfase entre las corrientes primaria y secundaria. Esto se compensa con la adecuada conexión de los transformadores de corriente, es decir, si el transformador de potencia está conectado en delta - estrella (Δ -Y), la corriente trifásica balanceada sufre un cambio angular de 30° , el cual deberá ser corregido conectando el transformador de corriente en estrella - delta (Y- Δ), como se muestra en la Figura 36.

En general, la eliminación del desfase se realiza asumiendo flujo balanceado de corrientes a cada lado del transformador. Los transformadores de corriente en el lado Y de un banco deben conectarse en delta y los del lado delta deben conectarse en Y, de esta manera se compensa el desfase de 30° y se bloquea la corriente de secuencia cero que se presenta cuando hay fallas externas a tierra, dado que cuando los CT's se conectan en delta, la corriente de secuencia cero externa circula en el circuito de éstos y evita la operación errónea del relé.

Si el transformador ha sido conectado en delta en ambos niveles de tensión, los CT's de interposición deberán ser conectados en Y al relé diferencial. Para bancos conectados YY aterrizados sin devanado terciario, se debe utilizar una conexión delta de los CT's. Sería posible usar CT's conectados en Y si el banco está formado por tres transformadores bidevanados independientes conectados en Yaterizado - Yaterizado. Sin embargo, si este banco es del tipo trifásico la conexión en delta de los CT's es la recomendada debido a que el flujo residual de secuencia cero genera una delta fantasma. La clave en todos los casos es que si se utiliza la conexión Y de los CT's, la corriente en por unidad de secuencia cero debe ser igual en ambos lados ante fallas externas.

Algunas veces no es posible obtener un valor aceptable de desbalance con las relaciones de transformación disponibles o por la franja de ajuste permitida por el relé, en cuyo caso se requiere el uso de CT's auxiliares de balance de corrientes.

Para transformadores multidevanados como los bancos tridevanados, o autotransformadores con devanado terciario conectados a circuitos externos, se utiliza un relé con múltiples bobinas de restricción (se puede disponer de relés con dos, tres, cuatro y hasta seis bobinas de restricción con un devanado de operación simple). Las corrientes a través de las bobinas de restricción estarían en fase y la diferencia de corriente debida a la carga o a una falla externa sería mínima. Idealmente, esta diferencia sería cero, pero con relaciones de transformación de CT diferentes en distintos niveles de tensión, esto es imposible en casi todos los casos.

Con el fin de seleccionar el ajuste adecuado para las protecciones diferenciales de los transformadores, se lleva a cabo un análisis de verificación de la saturación de los transformadores de corriente teniendo en cuenta el estudio de cortocircuito y las curvas de excitación (Tensión vs Corriente) suministradas por el fabricante.

6.1.8 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa

En este análisis se determinan las máximas corrientes a través de los transformadores de corriente simulando fallas externas, tanto en el lado de alta como en el lado de baja del

transformador y se evalúa el impacto que podrían tener sobre las protecciones en el caso que se presente saturación bajo estas condiciones. Para hacer esto se debe disponer de las curvas de saturación de los CT's y demás características de estos

Normalmente, la gran mayoría de los relés diferenciales aplican una ecuación con la cual se verifica la estabilidad de la protección ante falla externa y esta expresión varía de acuerdo con el diseño mismo del relé diferencial.

6.1.9 Cálculo de factores de compensación

Para el caso en el cual las relaciones de transformación de los CT's asociados con la protección diferencial no sean iguales, es necesario compensar mediante factores o CT's de interposición auxiliares de tal manera que en estado estable la corriente diferencial que circula por la bobina del relé, aún sin falla interna, sea minimizada.

La pendiente del relé diferencial, en la mayoría de los casos debe tener componentes que consideren los siguientes factores:

$$P = \%T + \%eCT + \%er + MS$$

Donde:

P: Pendiente porcentual del relé

%T: Máxima franja de variación del cambiador de tomas (arriba o abajo)

%eCT: Máximo error de los CT para la clase de exactitud especificada

%er: Máximo error esperado de relación de transformación entre la relación de transformación del transformador y la de los CT.

MS: Margen de seguridad: Mínimo 5%.

6.1.10 Selección de la corriente diferencial de umbral

Para elegir el umbral de ajuste más adecuado para la protección diferencial del transformador, se realizan fallas externas monofásicas y trifásicas y se determinan las corrientes diferenciales que circularán por el relé para cada una de ellas.

La corriente diferencial de umbral se ajusta a un valor por encima de la máxima corriente obtenida en las simulaciones con un margen de seguridad que garantice su estabilidad ante fallas externas.

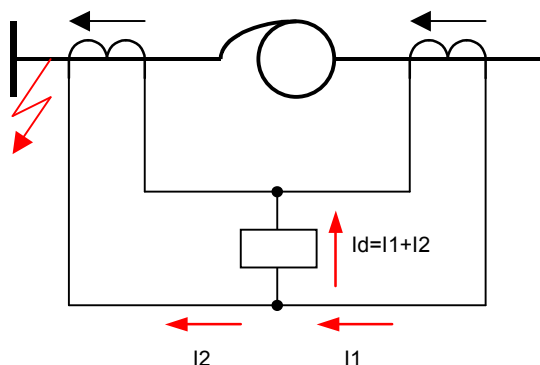


Figura 41 Protección diferencial de autotransformador ante falla externa

6.1.11 Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna

Se simulan fallas internas en el elemento protegido y el valor de corriente obtenido debe ser mucho mayor que la corriente de umbral seleccionada, para garantizar una alta sensibilidad en el relé.

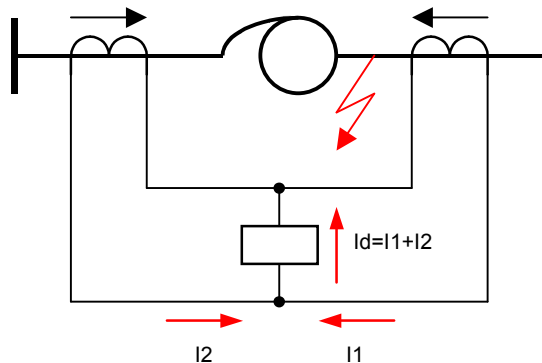


Figura 42 Protección diferencial de autotransformador ante falla interna

6.2 Protección de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

A continuación se presentan algunos criterios para el ajuste de los relés de sobrecorriente tanto de fases como de tierra. Sin embargo, estos ajustes no se pueden asignar arbitrariamente sino que se deben corroborar con un estudio de cortocircuito que garantice que exista coordinación con los relés de protección de elementos del sistema adyacentes al transformador.

6.2.1 Protección de fases

Cuando se requiere la sobrecarga del transformador y para permitir la buena operación del relé, el valor de ajuste de la corriente de arranque debe ser mayor a la corriente de sobrecarga esperada. El valor de arranque se recomienda tomarlo como un 130% de la corriente nominal del transformador (en refrigeración forzada) y el dial y la curva se determina de acuerdo con el estudio de cortocircuito. Los ajustes de los relés de fases involucran compromisos entre operación y protección. La recomendación de 130% surge de la ventaja que ofrece la capacidad de sobrecarga del transformador en estado de operación normal y, en especial, cuando se presentan situaciones de contingencia en donde se requiere la sobrecarga de líneas y transformadores. Sin embargo, es importante señalar que cada empresa define el porcentaje de sobrecarga de sus equipos y por tanto el ajuste más adecuado de la protección.

De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91 es aceptable un ajuste del 200% al 300% de la mínima capacidad del transformador según su placa de características. De acuerdo con lo anterior, un ajuste del 130% de la I_{nominal} en la máxima capacidad del transformador es aproximadamente equivalente al 217% de la I_{nominal} en la mínima capacidad.

Para los relés de sobrecorriente de fases se hace un análisis integral, es decir, se simulan fallas bifásicas aisladas en puntos cercanos al transformador, tanto por el lado de alta como por el lado de baja y se observan las magnitudes de las corrientes por todos los relés para las diferentes fallas, se establece un ajuste primario para cada uno de los relés de sobrecorriente de fases y se verifica la coordinación entre ellos, de tal forma que cuando la falla ocurra en cercanías al relé éste opere primero y los demás operen selectivamente.

Esta metodología se debe aplicar en generación máxima para ajustar los relés en el punto donde es más difícil coordinarlos.

Además se debe verificar que el ajuste obtenido del relé (dial y curva característica) se ubique por debajo de la curva de soportabilidad del transformador, para garantizar que el equipo no sufrirá daño.

Para facilitar el trabajo, se pueden elaborar tablas donde se resuma el estudio de cortocircuito y se puedan observar los tiempos de operación de cada relé para las diferentes fallas simuladas y de

este modo verificar la operación selectiva de las protecciones.

En caso de que el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tenga unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con la selectividad de las protecciones aguas abajo y arriba del transformador considerando los estudios de cortocircuito.

Es importante anotar, que para una falla en la barra de baja tensión, la curva de operación del relé de sobrecorriente del lado de alta del transformador deberá quedar preferiblemente por encima de la del lado de baja. Esto dependerá del esquema de disparo habilitado para los interruptores asociados con los dos lados del transformador, dado que en algunos casos las protecciones del nivel de baja tensión disparan también los interruptores del lado de alta del transformador. Dependerá también de la existencia o no de un devanado terciario cargado, en cuyo caso es importante lograr una adecuada coordinación entre alta y baja tensión. En caso de no existir tal devanado terciario cargado no se tienen grandes problemas si las curvas de alta y baja tensión se aproximan una a la otra.

Cuando se tienen esquemas de deslastre de carga o de generación, en los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fases se deben tener en cuenta dichos esquemas para seleccionar las corrientes de arranque más adecuadas. Por ejemplo, si el deslastre se hace con base en la sobretensión del transformador y sobrecorriente, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Para un margen dado de sobrecarga, debe operar el relé de sobretensión enviando teledisparo a unas cargas previamente seleccionadas.
- A partir de un nivel más elevado de sobrecarga se puede implementar un deslastre por sobrecorriente que desconecte otras cargas de acuerdo con el esquema seleccionado. Este esquema, puede consistir en una sola unidad de sobrecorriente instalada en una de las fases y en un sólo nivel de tensión, tomando la señal de corriente de un núcleo de medida, caso en el cual la coordinación con los demás relés de sobrecorriente no es necesaria dado que el núcleo del CT de medida se satura para corrientes de falla. Si la señal de corriente se toma de un núcleo de protección, se debe verificar que el relé de sobrecorriente instalado para efectuar el deslastre, nunca opere ante fallas en el sistema.
- De acuerdo con lo anterior, el ajuste de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente de fases que actúa como respaldo de las protecciones principales del transformador, será un valor mayor que la sobrecarga por temperatura y por corriente, para garantizar que opere el deslastre y el transformador quede protegido.

6.2.2 Sobrecorriente de fase instantánea

No es recomendable el uso de la unidad instantánea para protección de transformadores ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de tensión. Cuando esta unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador.

Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente “inrush” del transformador, para evitar disparos inadecuados.

6.2.3 Protección de falla a tierra

El valor de arranque de los relés de sobrecorrientes de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas francas y de alta impedancia (30Ω ó 50Ω) en varios puntos del sistema (varios niveles de tensión del

transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

Si el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tiene unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con los estudios de cortocircuito.

Si la unidad no es de tiempo definido sino que es del tipo instantáneo sin posibilidad de retardo intencional, la unidad deberá quedar inhabilitada, excepto si se trata de un devanado de alimentación en delta, en cuyo caso es recomendable ajustarla al 10% de la corriente de carga.

6.2.4 Protección de sobrecorriente para el devanado terciario

El devanado terciario de un autotransformador o de un transformador tridevanado es usualmente de menor capacidad que los otros dos devanados. Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados principales normalmente no ofrecen protección a los devanados terciarios. En condiciones de fallas externas a tierra, por estos devanados circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente para dicho devanado.

El método a seleccionar para proteger el devanado terciario, generalmente depende de si se conecta o no carga a dicho devanado. Si el devanado terciario no tiene carga, la protección puede consistir en un solo relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los CT's ubicado en el interior de la delta. Este relé sólo detectará fallas a tierra del sistema y fallas entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres CT's, uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo al relé. Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa, por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá las fallas entre fases. Ver Figura 43.

Los ajustes de los relés de sobrecorriente para el devanado terciario son similares a los ajustes recomendados para los devanados principales, considerando que para elegir la corriente de arranque, se debe tener en cuenta la capacidad del devanado en mención y desde luego, se deberá coordinar con los demás relés de sobrecorriente del sistema.

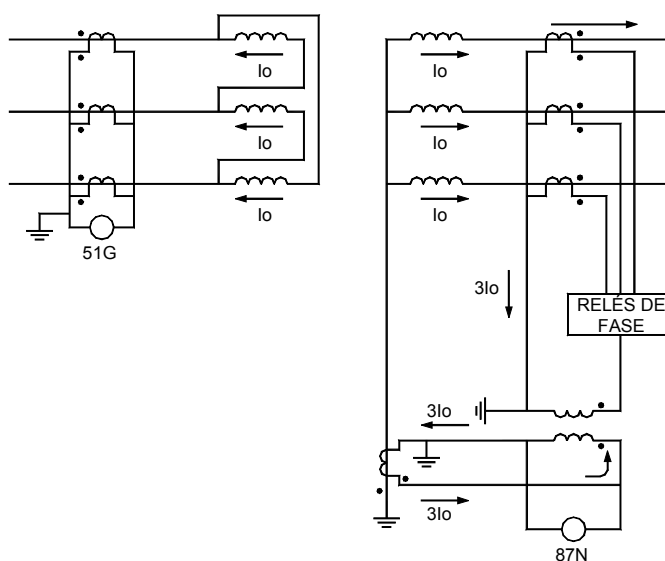


Figura 43 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente

6.2.5 Protección del transformador de puesta a tierra

Un transformador de puesta a tierra puede ser un transformador en conexión Y - Δ o en conexión zigzag. El esquema de protección consiste en relés de sobrecorriente conectados a un CT en delta, de tal manera que ante fallas a tierra, externas al transformador de puesta a tierra, la secuencia cero quede atrapada dentro de la delta evitando la operación del relé. Esto permite dar una máxima sensibilidad al relé para detección de fallas internas. Ver Figura 44.

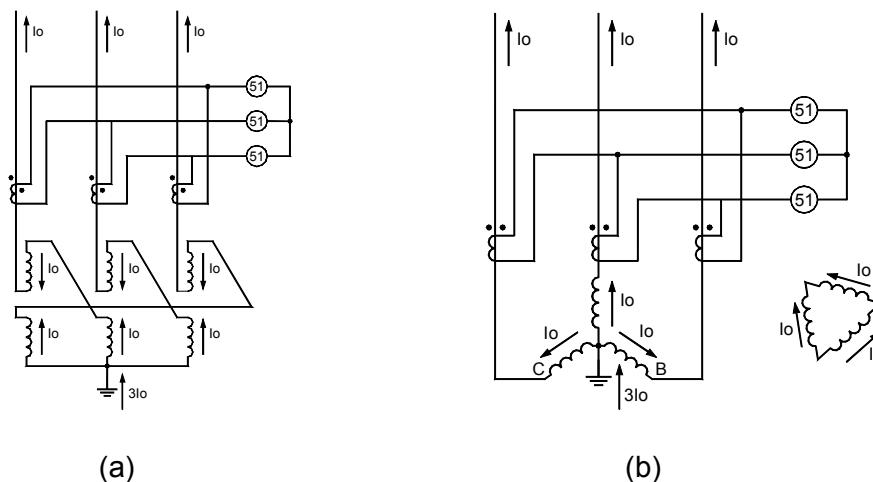


Figura 44 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y - Δ

Se puede utilizar una protección diferencial adicional para la protección del terciario conectado a tierra a través de un transformador de puesta a tierra, la cual se puede implementar con un relé de alta impedancia o con relés de sobrecorriente a los cuales se les debe adicionar una resistencia estabilizadora.

En otras configuraciones del circuito terciario, en lugar de la protección de tierra restringida, se puede utilizar una simple protección de neutro que consiste en un relé de sobrecorriente de tierra. En este caso, se debe tener cuidado en la selección de la relación de transformación del CT asociado con esta protección, ya que ésta puede depender más del rango de corriente de arranque del relé que de la misma capacidad del transformador de puesta a tierra. De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91, se debe seleccionar la relación de transformación de este CT como una fracción de la corriente térmica del transformador de puesta a tierra.

Tanto el relé de sobrecorriente de fases como el de tierra se pueden ajustar a la máxima sensibilidad permitida por el relé, dado que con la conexión en delta del CT y la conexión diferencial o protección de tierra restringida, se puede garantizar que el relé de sobrecorriente no operará para fallas externas a la zona protegida.

Si el relé de fases es de tiempo definido, el tiempo de operación se puede ajustar en 100 ms, siempre y cuando este ajuste no se requiera coordinar con otros circuitos de alimentación que salgan de la delta terciaria.

Además de la protección de sobrecorriente, el transformador de puesta a tierra debe tener todas las protecciones mecánicas de un transformador, las cuales se explican con detalle en numerales posteriores.

En Colombia, dadas las últimas Resoluciones de la CREG en cuanto a costos de indisponibilidad, resulta atractivo considerar esquemas de protecciones de terciario que preferiblemente den alarmas en caso de fallas a tierra en el terciario, en lugar de dar disparos. En estos casos es preferible utilizar esquemas de transformadores de tensión en estrella aterrizada (verificando que tengan circuitos anti-ferro-resonantes) o puestas a tierra de alta impedancia (por ejemplo colocando un transformador de tensión en el neutro de los Zigzag actuales), dejando los Zigzag (si son existentes) para el momento en el que se pueda buscar la causa de la falla (mantenimiento programado).

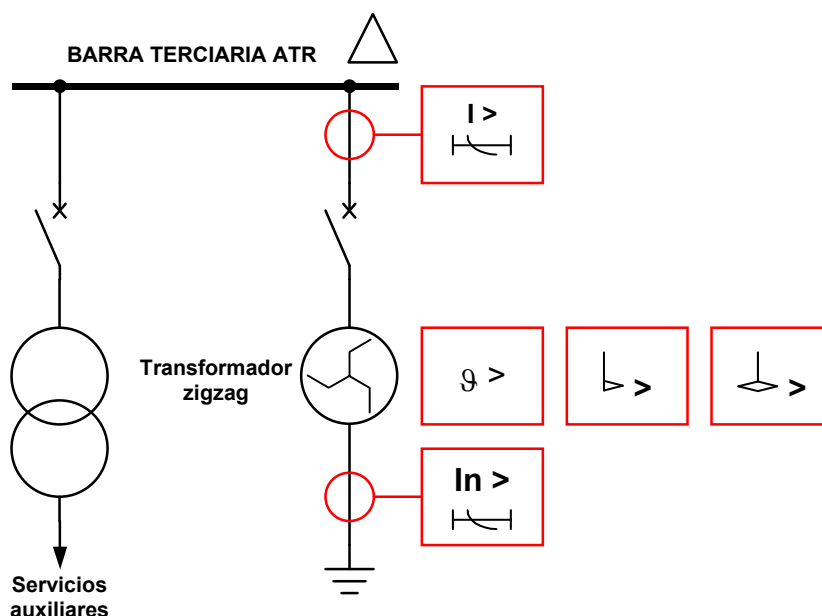
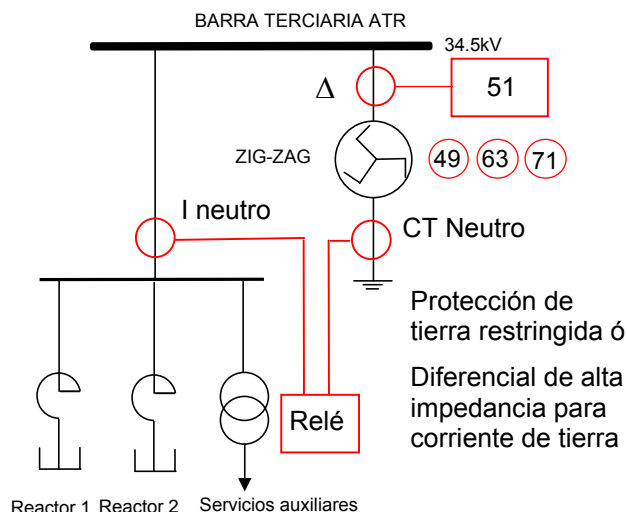


Figura 45. Esquema de protecciones de un transformador de puesta a tierra

6.3 Protecciones mecánicas

La acumulación de gases o cambios de presión al interior del tanque del transformador, son buenos indicadores de fallas o perturbaciones internas. En muchos casos, son más sensibles, operando a la luz de fallas internas que no sean detectadas por la diferencial u otros relés y en caso de fallas incipientes de lento crecimiento. Sin embargo, es importante aclarar que su operación está limitada a problemas al interior del tanque del transformador, pero no ante fallas en los bujes o conexiones externas de los CT's. Estas protecciones, en general, son ajustadas por el fabricante del equipo y no requieren la intervención del usuario, ya que la modificación de los ajustes por parte del mismo conlleva a una pérdida de la garantía ante operaciones incorrectas de estos equipos.

6.3.1 Relé de presión súbita o válvula de sobrepresión (SPR)

Estos son aplicables en transformadores inmersos en aceite. Un tipo de estos relés opera ante cambios imprevistos en el gas encima del aceite, otros operan ante cambios súbitos de presión del mismo aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones

estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

El tiempo de operación del relé SPR (Sudden Pressure Relay) varía desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Este relé se recomienda para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

6.3.2 Relé Buchholz

Éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite y solamente se aplica a los transformadores con tanque conservador de aceite (que actúa como una cámara de expansión) instalado en la parte superior del tanque principal.

Este relé posee dos dispositivos:

- Una cámara de recolección de gas en la cual se acumula el gas resultante de la ruptura del aislamiento por la presencia de un arco eléctrico leve. Cuando se ha acumulado cierta cantidad de gas, el relé da una alarma.
- Un dispositivo que se opera por el movimiento repentino del aceite a través de la tubería de conexión cuando ocurren fallas severas, cerrando unos contactos que disparan los interruptores del transformador.

El relé Buchholz y el SPR complementan la protección diferencial, dado que éstos protegen para fallas dentro del tanque del transformador mientras que la protección diferencial protege además, para casos de flameos en los bujes o fallas en la conexión del transformador a su interruptor y a otros aparatos del patio (si tiene conexión larga).

6.3.3 Detectores de nivel de aceite

Este relé origina disparo cuando el nivel de aceite no es el requerido.

6.3.4 Detectores de temperatura

Estos pueden consistir en termómetros o resistencias de temperatura (RTD), que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas altas que se puedan presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración del transformador. Se debe tener en cuenta que usualmente solo es posible supervisar directamente las temperaturas del aceite, el medio refrigerante (aire o agua) y a veces, de los devanados de baja tensión, debido al costo enorme que representaría aislar los sensores en contacto con los devanados de alta tensión.

6.3.5 Relé de imagen térmica

Este relé determina la temperatura de los devanados con base en la corriente que circula por ellos y en la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los CT's ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura (RTD o termocupla) para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores. Se debe tener en cuenta que este dispositivo es un mecanismo de cálculo analógico, ajustado normalmente por el fabricante del transformador, para estimar, de acuerdo con la carga, la temperatura en los puntos más calientes de los devanados, simulando al mismo tiempo la dinámica de calentamiento del transformador.

7 PROTECCIONES DE GENERADORES

El generador es el núcleo del sistema de potencia. Una unidad de generación moderna es un sistema complejo que comprende los devanados del estator y su transformador asociado, el rotor con su devanado de campo y la excitatriz, la turbina, etc. Se pueden presentar fallas de diversa índole dentro de un sistema tan complejo como éste, por lo que se requiere un sistema de protección muy completo cuya redundancia dependerá de consideraciones económicas, del tamaño de las máquinas y de su importancia dentro del sistema de potencia.

Generalmente se utilizan dos grupos de protecciones donde el uno es complemento del otro de tal forma que exista un esquema confiable y seguro que cubra completamente las fallas del generador.

Existen dos grupos de protección para generadores, la primera para detectar y aislar fallas en la máquina y la segunda para proteger la máquina contra los efectos de fallas externas.

7.1 Protecciones para fallas en la máquina

Existen dos tipos de fallas en la máquina: fallas eléctricas y fallas mecánicas.

Fallas eléctricas

Se pueden dar fallas eléctricas en el devanado del estator, en el devanado del rotor o en la excitación. Las protecciones utilizadas son:

7.1.1 Protección contra fallas en los arrollamientos del estator (Diferencial del generador)

El relé diferencial de alta velocidad es usado generalmente para protección de fallas de fase de los devanados del estator, a menos que la máquina sea muy pequeña.

El relé diferencial detecta fallas trifásicas, fallas bifásicas, fallas bifásicas a tierra y fallas monofásicas a tierra, éstas últimas dependiendo de qué tan sólidamente esté aterrizado el generador.

El relé diferencial no detecta fallas entre espiras en una fase porque no hay una diferencia entre la entrada y la salida de corriente de la fase, por lo cual se debe utilizar una protección separada para fallas entre espiras.

- Relé diferencial porcentual

Este relé es el más común para protección diferencial de generadores. En estos relés las características porcentuales de corriente pueden variar del 5% al 50% o más. Esta característica es muy sensible a fallas internas e insensible a corrientes erróneas durante fallas externas. Ver la Figura 46.

Se utilizan transformadores de corriente con características idénticas y es preferible no conectar otros relés u otros aparatos en estos circuitos de corriente. Cuando se tienen generadores de fase partida (tendencia americana de usar dos arrollamientos en paralelo por fase) se acostumbra medir la corriente únicamente en uno de los devanados en paralelo en el lado del neutro, utilizando un CT con una relación de transformación igual a la mitad; la ventaja de este esquema es que permite detectar polos de la excitación en corto de una manera indirecta, debido al desbalance de corriente entre los devanados partidos, al estar sometidos a flujos magnéticos diferentes.

Los relés diferenciales porcentuales no son sensibles para fallas a tierra en la totalidad del arrollamiento en generadores puestos a tierra sólidamente, ni opera en absoluto para generadores puestos a tierra a través de impedancia. Aproximadamente el primer 10% del arrollamiento no está protegido con este relé, sin embargo, este 10% se cubre con la protección de falla entre espiras.

La conexión de la protección diferencial depende de si el neutro está conectado internamente o si se dispone de los tres terminales del neutro (cada fase) para colocar transformadores de corriente a lado y lado de los arrollamientos.

Cuando el generador se conecta directamente al transformador elevador sin interruptor de por medio (conexión en bloque), esta conexión se protege con dos relés diferenciales porcentuales: uno para el generador y otro para el grupo generador-transformador.



Figura 46 Característica del relé diferencial porcentual

- Relé diferencial de alta impedancia

Este relé discrimina entre fallas internas y externas con base en la tensión que aparece en el relé. En fallas externas, la tensión en el relé es baja, mientras que para fallas internas la tensión en el relé es relativamente alta. El relé debe ajustarse para que opere con corrientes de falla bifásicas o trifásicas en el devanado del estator, tan bajas como el 2% de la corriente nominal del generador, Figura 47.

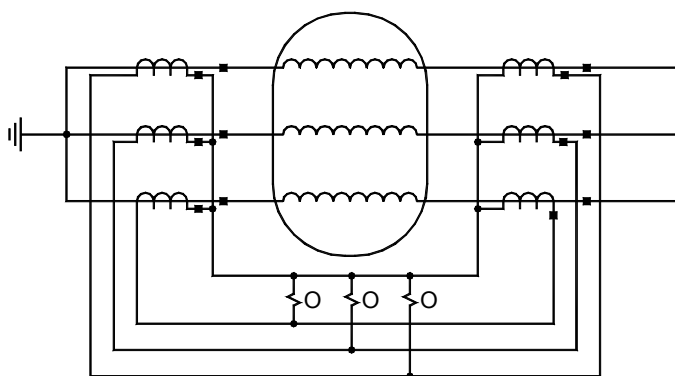


Figura 47 Relé diferencial de alta impedancia

Los transformadores de corriente usados en este esquema, pueden ser transformadores de corriente tipo buje con devanados secundarios distribuidos y deben poseer características idénticas y nivel de reactancia despreciable.

- Esquema diferencial de autobalanceo

Este esquema es usado para fallas de fase y tierra (si el neutro está aterrizado) de generadores pequeños. Como se muestra en la Figura 48 los dos extremos del devanado de fase son colocados en un transformador tipo ventana. Una diferencia entre las corrientes entrante y saliente de la ventana es detectada por el relé de sobrecorriente instantáneo.

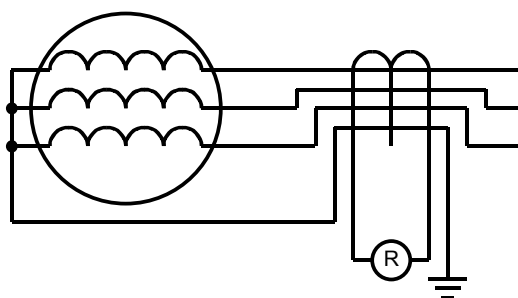


Figura 48 Esquema de conexión de la protección de autobalanceo

A continuación se muestran algunos esquemas de conexión de la diferencial:

- En la Figura 49 se ilustra la conexión diferencial para una máquina de seis bujes teniendo bobinas de una espira y uno o más circuitos por fase.

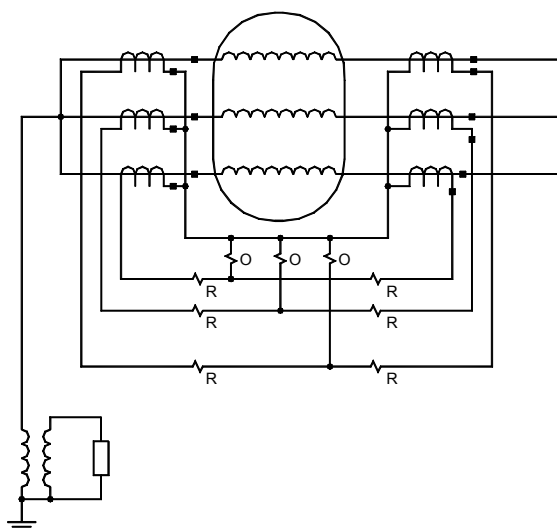


Figura 49 Conexión de relé diferencial para generador de seis bujes conectado en estrella

- En la Figura 50 se muestra la protección para un esquema de dos devanados con doce bujes en el generador

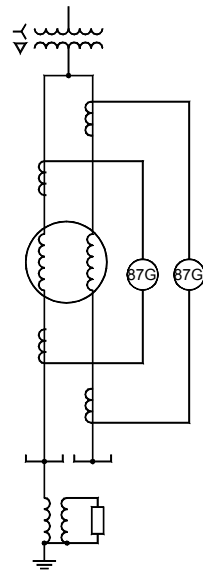


Figura 50 Generador de doce bujes

- En la Figura 51 se muestra la aplicación para un generador de fase partida.

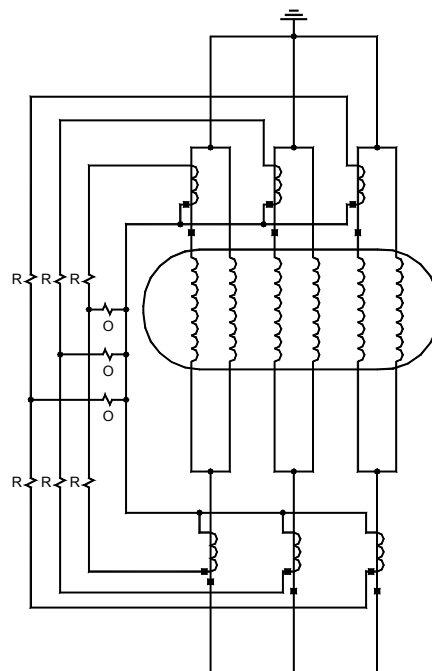


Figura 51 Generador de fase partida

- En la Figura 52 se ilustra la conexión para un generador conectado en delta.

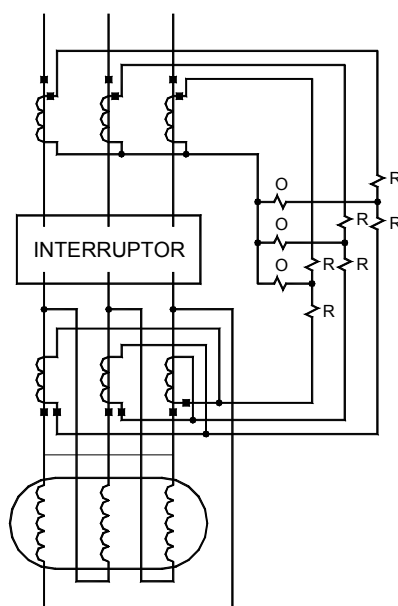


Figura 52 Generador conectado en delta

7.1.2 Protección contra fallas entre espiras

Dado que la protección diferencial no actúa para fallas entre espiras de una misma fase y que no hay una diferencia de corriente en los extremos de un arrollamiento con espiras en corto, debe instalarse una protección de falla entre espiras que cubra este tipo de fallas. Esta protección es propia de los generadores de turbinas hidráulicas, dado que las bobinas de los grandes generadores de turbinas a vapor, por lo general sólo tienen una espira.

Si el devanado del estator del generador tiene bobinas multiespiras y dos o más circuitos por fase, el esquema de relé de fase partida puede ser usado para dar protección de fase partida. En este esquema, el circuito en cada fase del devanado del estator está partido en dos grupos iguales, comparándose entonces las corrientes de cada grupo. Una diferencia en estas corrientes indica un desbalance causado por una falla de espiras. La Figura 53 ilustra el sistema básico de relé de fase partida con transformadores de corriente tipo buje. El relé usado en este esquema usualmente consiste en un relé de sobrecorriente instantáneo y un relé de sobrecorriente de tiempo inverso.

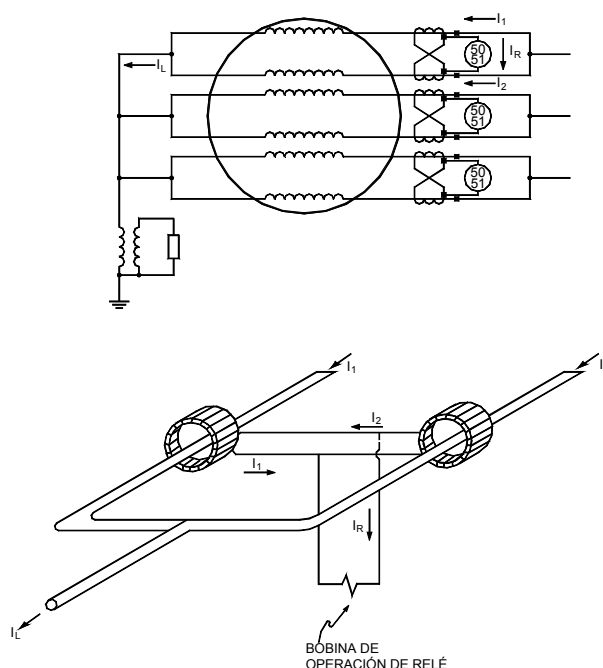


Figura 53 Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados

Cuando hay un valor de sobrecorriente normal entre devanados, el relé de sobrecorriente temporizado no responde hasta que el valor llegue al umbral de arranque de la corriente de desbalance debido a una falla entre espiras. El retardo es empleado para prevenir operación por una corriente transitoria del CT generada por fallas externas.

El valor de arranque de la unidad instantánea debe ser fijado por encima de las corrientes transitorias del CT que pueden ocurrir por fallas externas. El ajuste resultante ofrece una protección parcial para fallas entre espiras. Sin embargo, es un respaldo económico para fallas que involucren espiras múltiples y fallas de fase.

El problema de los errores de corriente del CT de la conexión de la Figura 53 puede ser eliminada usando CTs de una ventana o de doble ventana. Ver la Figura 54 y la Figura 55.

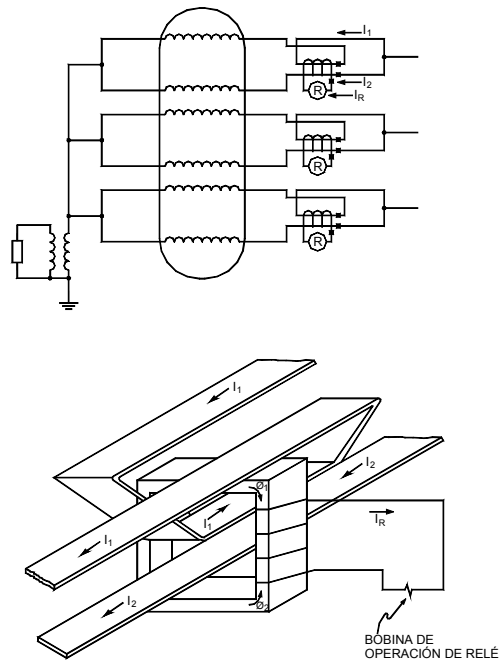


Figura 54 Protección de fase partida usando transformadores de corriente de una ventana

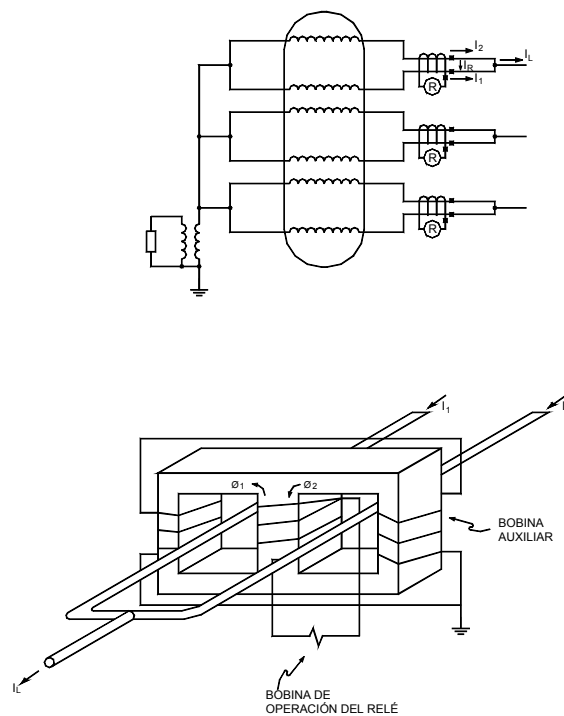


Figura 55 Protección de fase partida usando transformadores de corriente de dos ventanas

En la Figura 56 se ilustra la aplicación de relé de fase partida y relé diferencial en generadores con bobinas de varias espiras y dos o más circuitos por fase.

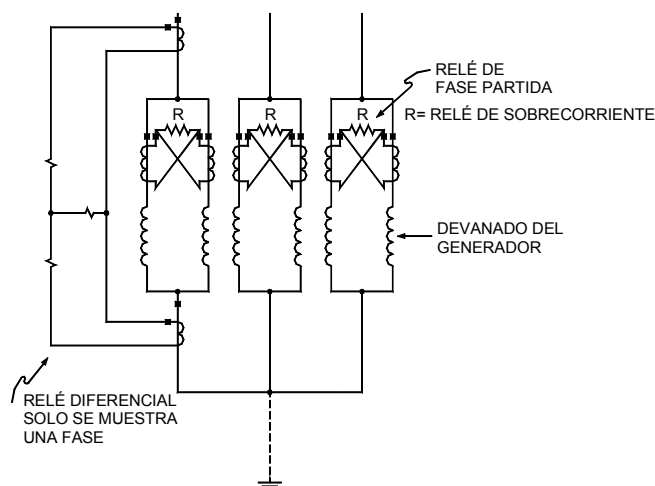


Figura 56 Aplicación de relé diferencial y relé de fase partida

7.1.3 Protección contra fallas a tierra del estator

En una puesta a tierra de resistencia baja, dicha resistencia es seleccionada para limitar la contribución del generador a fallas a tierra monofásicas en sus terminales a un rango de corriente entre 200 A y 150 % de la corriente total de carga. Con este rango de corrientes de falla disponibles, el relé diferencial alcanza a dar protección de fallas a tierra. Sin embargo, como la protección diferencial no brinda protección de falla a tierra para todo el devanado de fase del estator, es una práctica común utilizar, como complemento, una protección sensible para fallas a tierra.; esta protección puede se puede implementar con un relé direccional de corriente polarizado o con un relé de sobrecorriente temporizado.

Cuando se usa un relé de sobrecorriente direccional, la bobina de polarización es energizada desde un transformador de corriente en el neutro del generador mientras que la bobina de operación está en el esquema de la protección diferencial del relé. Esta aplicación da sensibilidad sin un "Burden" alto de operación de la bobina. Ver la Figura 57.

Cuando se usa un relé de sobrecorriente, se conecta un relé sensible de sobrecorriente temporizado en el neutro del esquema diferencial.

En ambos casos, la protección de sobrecorriente a tierra solo detecta fallas cubiertas por la zona diferencial, de allí que se elimina la necesidad de coordinar el tiempo del relé con otros relés del sistema.

En la práctica es común adicionar un relé de sobrecorriente temporizado sensible a tierra en el neutro del generador. Este relé da respaldo a fallas a tierra del generador y a fallas externas.

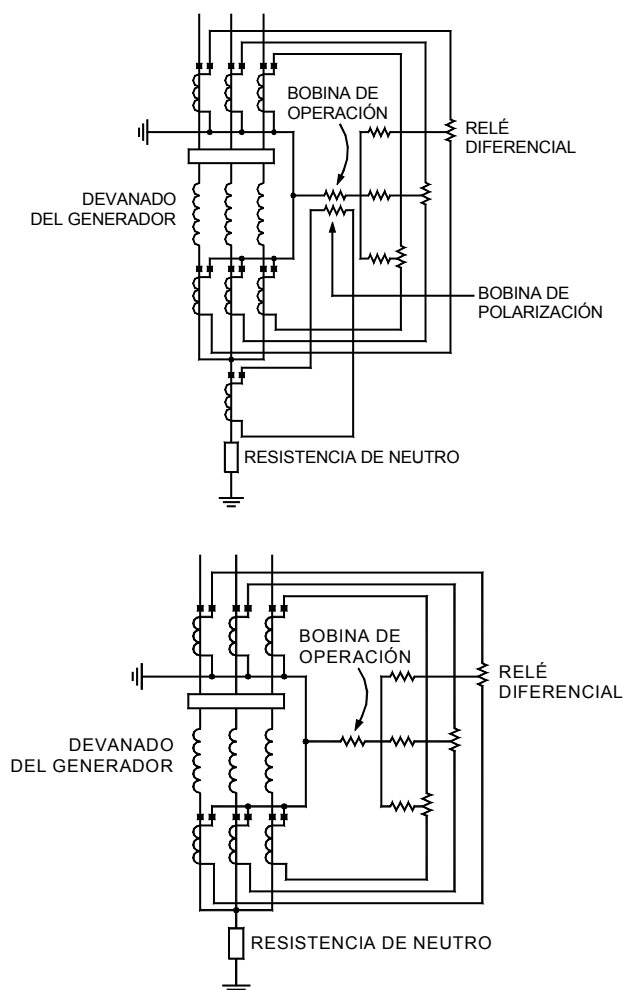


Figura 57 Protección de falla a tierra sensible

Otros tipos de protección contra falla a tierra son:

- Relé de tensión para falla a tierra del generador

Cuando se utiliza el puesta a tierra de alta impedancia para el neutro del generador la corriente de falla a tierra es limitada a valores que el relé diferencial no detecta. Por esto se usa protección de falla a tierra principal y de respaldo.

El esquema de protección más utilizado en el método de puesta a tierra con transformador de distribución con resistencia de carga es el relé de sobretensión temporizado conectado a través de la impedancia de tierra y que sensa la tensión de secuencia cero. Ver la Figura 58 y la Figura 59.

El relé usado para esta función es diseñado para ser sensible a la componente fundamental de la tensión e insensible al tercer armónico y a otros armónicos de tensión de secuencia cero que se presentan en el neutro del generador.

Como la impedancia de tierra es mayor que la impedancia del generador y otras impedancias en el circuito, ésta verá toda la tensión fase - neutro cuando hayan fallas entre fase y tierra en los terminales del generador. La tensión en el relé es una función del relación del transformador de distribución y del lugar de la falla. La tensión será máxima para falla en terminales y disminuye en magnitud cuando el lugar de la falla se mueve de los terminales del generador hacia el neutro.

Típicamente el relé de sobretensión tiene un valor de ajuste mínimo de aproximadamente 5 V. Con este ajuste y con una relación de transformación de distribución típica, este esquema es capaz de detectar fallas dentro del 2 % al 5 % del neutro del estator, por lo cual es un esquema que no permite detectar fallas a tierra muy cercanas al neutro.

El devanado secundario del transformador de distribución debe estar aterrizado, sea en un

terminal del devanado secundario o en la toma central del devanado.

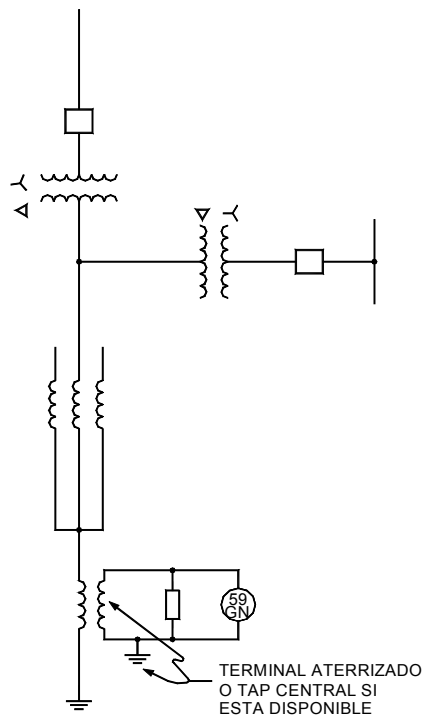
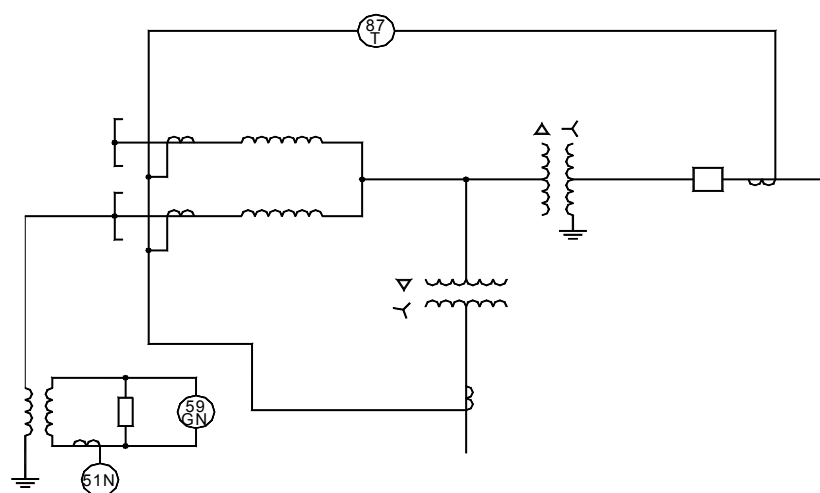
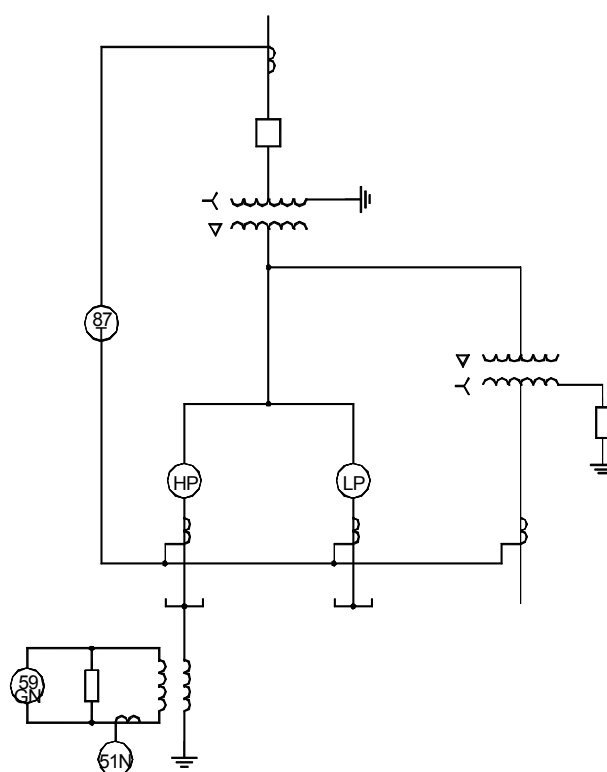


Figura 58 Protección de falla a tierra del generador con aterrizaje de alta impedancia



(A)



(B)

Figura 59 Protección de tierra para generador (A) de dos devanados y (B) compuesto

El tiempo de ajuste del relé de tensión es seleccionado para dar coordinación con todo el sistema de protección. Las áreas concernientes son:

- Cuando transformadores de tensión Y-Y aterrizado son conectados a los terminales de la máquina, el tiempo del relé de tensión debe ser coordinado con los fusibles del transformador de tensión, para fallas en el devanado secundario del mismo.
- El relé de tensión debe ser coordinado con el esquema de relés para fallas a tierra. Las fallas entre fase y tierra en el sistema inducirán tensiones de secuencia cero en el generador debido a la capacitancia de acople entre los devanados de la unidad de transformación o a la circulación de corrientes de secuencia cero a través de la

impedancia de dispersión de la delta secundaria del transformador de potencia. Esta tensión inducida aparecerá en el secundario del transformador de distribución de puesta a tierra y puede causar la operación del relé.

En general se utiliza un ajuste de tiempo máximo que permita dar un tiempo de actuación superior al del sistema de protección a tierra.

Se utilizan tiempos de retardo más pequeños cuando el neutro del secundario del transformador de tensión es aislado y se aterrizan las fases del secundario o cuando se usa un relé de tierra de alta velocidad en el sistema de alta tensión.

Hay dos tendencias para la instalación de la impedancia de puesta a tierra del generador:

– Tendencia Americana:

Consiste en colocar un transformador de distribución entre el neutro y la tierra con una resistencia en su secundario. El relé se coloca en paralelo con la resistencia.

La tensión nominal primaria del transformador de puesta a tierra es normalmente la tensión nominal fase-neutro del generador, para evitar la saturación del transformador durante las sobretensiones transitorias producidas por las fallas. La tensión nominal secundaria del transformador de puesta a tierra puede ser 120, 240 o 480 V, dependiendo de la tensión nominal del relé de tensión que se conecta en el secundario.

El valor de la resistencia debe cumplir la siguiente expresión para evitar el riesgo de sobretensiones transitorias elevadas debido a la ferro-resonancia:

$$R \leq \frac{X_c}{3 * N^2} \Omega$$

Donde:

Xc: es la reactancia capacitiva total fase-tierra (por fase) del arrollamiento del generador y del transformador de potencia, de las barras, de los condensadores, de los pararrayos y de los transformadores de potencial.

N: es la relación de transformación del transformador de puesta a tierra.

Si se quiere limitar la corriente a quince (15) amperios, la resistencia se debe calcular así:

$$R = \frac{V_g}{15 * \sqrt{3} * N^2} \Omega$$

Donde:

Vg es el valor nominal de la tensión fase-fase del generador en voltios.

La relación de la capacidad en kVA del transformador de puesta de tierra y de la resistencia dependerá de sí el relé de sobretensión dispara directamente el interruptor principal del generador y el del campo, o de si sólo hace operar una alarma.

Si sólo se quiere que suene una alarma, el transformador se debe diseñar para una operación continua, como mínimo de:

$$KVA = \frac{V_g * V_t}{\sqrt{3} * N^2 * R * 10^3}$$

Donde:

Vt es el valor de la tensión nominal primaria del transformador de puesta a tierra, expresada en voltios.

Así mismo, la capacidad continua de la resistencia deberá ser como mínimo (en caso de que Vt sea igual a Vg/√3) :

$$kW = \frac{(V_g)^2}{3 * N^2 * R * 10^3}$$

Si el relé dispara los interruptores del generador, se pueden utilizar capacidades de corto tiempo tanto para el transformador como para la resistencia. Este caso es muy común cuando se trata de subestaciones no atendidas, en donde la mayoría de funciones son automáticas. Para cortocircuitos despejados antes de 10 s estas capacidades son del orden del 12% de la capacidad continua del transformador y de la resistencia.

El ajuste del valor de arranque de este relé de tensión es aproximadamente el cinco por ciento (5%) de la tensión nominal secundaria del transformador de puesta a tierra y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 0.3 s y 0.5 s.

– Tendencia Europea:

Esta tendencia consiste en colocar una resistencia entre el neutro y la tierra y un transformador de potencial en paralelo con la resistencia. El relé se coloca en el secundario del transformador de potencial.

La resistencia debe cumplir la siguiente expresión:

$$R \leq \frac{X_c}{3} \Omega$$

Si se quiere limitar la corriente a diez (10) amperios, la resistencia debe ser:

$$R = \frac{V_g}{10 * \sqrt{3}} \Omega$$

La capacidad continua de la resistencia será entonces:

$$kW = \frac{(V_g)^2}{3 * R}$$

La capacidad nominal del transformador de potencial dependerá del consumo del relé de sobretensión conectado en su secundario.

- Relé de tensión de secuencia cero

Cuando se utiliza el método de puesta a tierra a través de un transformador con conexión estrella - delta abierta, aterrizado con una resistencia en la esquina de la delta abierta, es generalmente un sistema de puesta a tierra de alta resistencia que limita la falla monofásica a tierra a una franja entre 3 A y 25 A primarios. Esta opción es generalmente usada para detectar fallas a tierra en generadores no aterrizados, antes de sincronizar el generador al sistema o como respaldo para generadores aterrizados con alta impedancia. En la aplicación, el transformador de tierra debe estar conectado a los terminales del generador y se conecta un relé de sobretensión de secuencia cero en paralelo con la resistencia en la delta abierta. El ajuste y coordinación del relé será igual al descrito en el ítem anterior para la puesta a tierra de alta impedancia.

- Protección de baja tensión de tercer armónico del neutro y protección de sobretensión de tercer armónico del neutro

Algunos esquemas usan el tercer armónico de tensión en el neutro o en terminales del generador como una forma de detectar fallas cercanas al neutro del estator.

Estos esquemas complementan el relé de sobretensión de secuencia cero a la frecuencia fundamental. Se debe anotar que estos esquemas asumen que en el neutro de la máquina está presente la tensión armónica adecuada. Los valores típicos de esta componente son aproximadamente 1 % de la tensión nominal.

En la Figura 60 un relé de baja tensión de tercer armónico es colocado en paralelo a la impedancia de tierra. El relé opera cuando decrece la tensión de tercer armónico de neutro lo cual

ocurre cuando hay fallas entre fase y tierra del estator. El relé es supervisado por un relé de tensión que previene que el relé opere cuando se quita la excitación al generador.

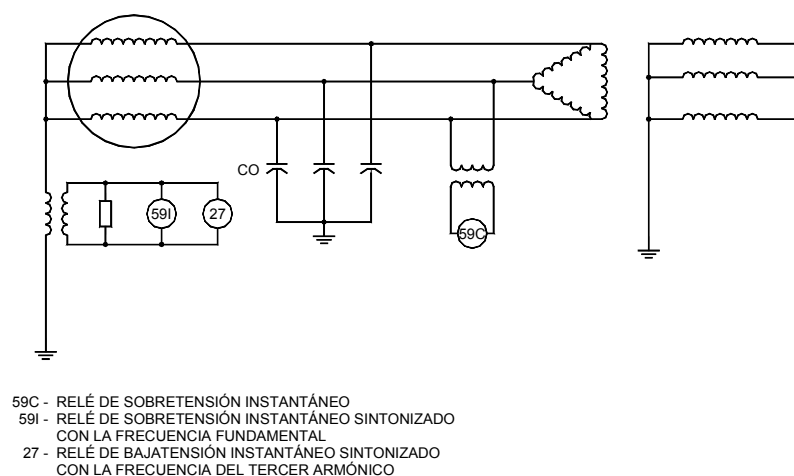


Figura 60 Esquema de baja tensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador.

En la Figura 61 un relé de tensión se conecta para medir la tensión de tercer armónico en los terminales de la máquina. Cuando ocurre una falla entre fase y tierra en el estator, hay un incremento en el tercer armónico de tensión que hace que el relé opere.

En la Figura 62 se ilustra un esquema de tensión diferencial de tercer armónico. Este esquema compara la tensión de tercer armónico que aparece en el neutro con la que aparece en los terminales del generador. La relación de esta tensión de tercer armónico es relativamente constante para todas las condiciones de carga. Una falla entre fase y tierra del estator cambia la relación, lo cual causa la operación del relé diferencial.

En la Figura 63 se ilustra un esquema donde se inyecta una señal de tensión subarmónica al neutro o a los terminales del generador. La señal inyectada retorna a tierra a través de la capacitancia en paralelo a tierra del devanado del estator. Cuando ocurre una falla fase tierra del estator, la capacitancia en paralelo es cortocircuitada y la magnitud de la señal inyectada se incrementa. Este cambio en el nivel de la señal es detectado por el relé. Este esquema brinda protección de falla a tierra con el generador energizado o parado.

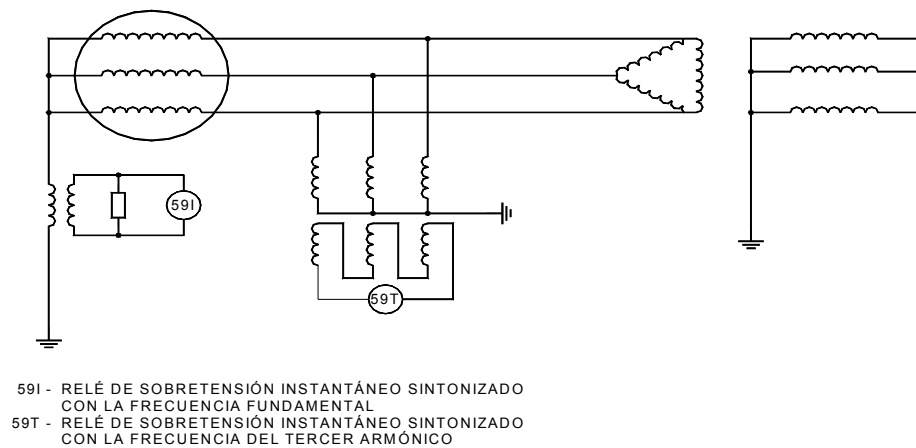


Figura 61 Esquema de sobretensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador

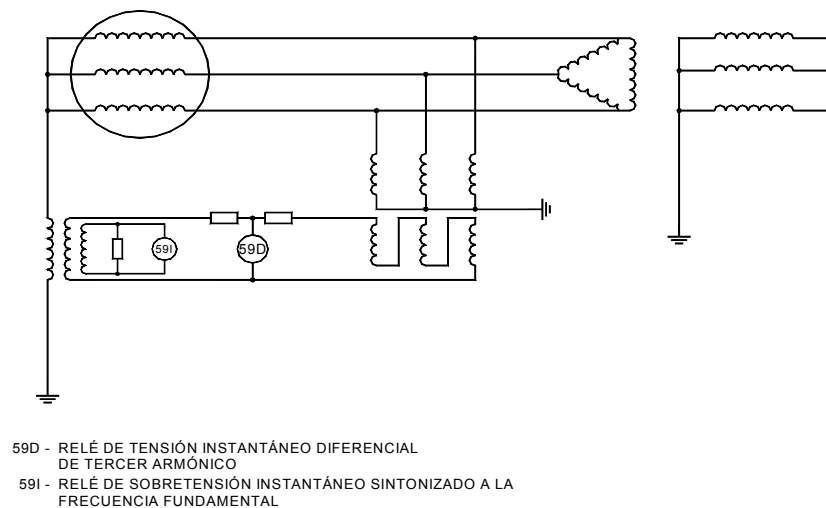


Figura 62 Esquema diferencial de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador

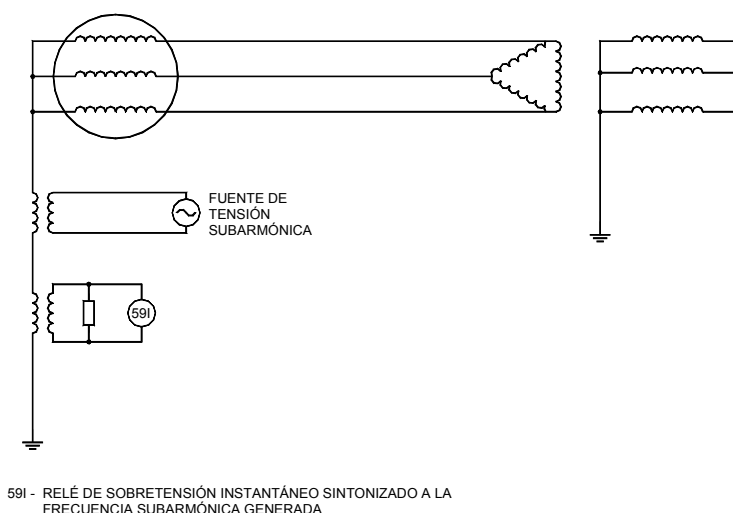


Figura 63 Esquema de inyección de tensión subarmónica para protección de falla a tierra del generador

- Relé de sobrecorriente temporizado

Frecuentemente cuando el generador se aterriza a través de un transformador de distribución con una resistencia secundaria, se utiliza como protección de respaldo un relé temporizado de sobrecorriente de tierra. El transformador de corriente suministrado con el relé de sobrecorriente puede estar localizado en el circuito primario del neutro o en el circuito secundario del transformador de distribución como se muestra en la Figura 64.

Cuando el transformador de corriente es conectado directamente en el neutro, se emplea generalmente un transformador de corriente relación 5:5. Cuando el transformador de corriente es conectado en el circuito secundario del transformador de distribución, se selecciona una relación del transformador de corriente tal que el relé de corriente vea aproximadamente la misma la corriente máxima primaria del neutro del generador.

El sobrecorriente debe ajustarse de tal forma que no opere con corrientes normales desbalanceadas y con armónicos de corriente de secuencia cero que aparecen en el neutro. El valor de ajuste del sobrecorriente no puede ser menor al 135 % del valor máximo de corriente medido en el neutro bajo condiciones sin falla. En general el relé de sobrecorriente provee menor sensibilidad de protección que el relé de sobretensión que detecta tensión de secuencia cero.

Como el relé de sobretensión, el relé de sobrecorriente debe estar coordinado con los fusibles del transformador de tensión y el sistema de protección de tierra.

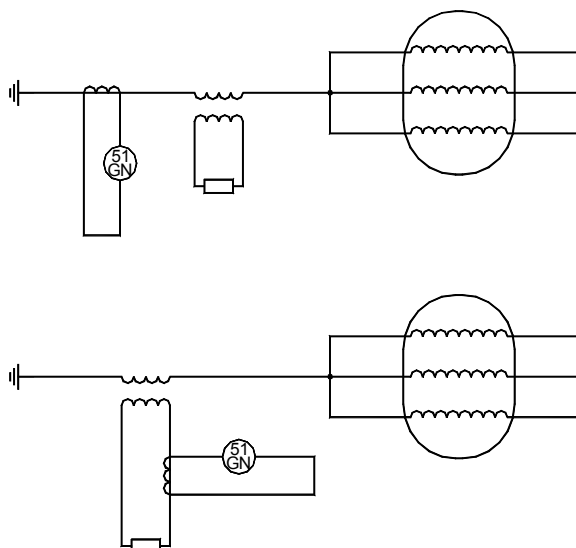


Figura 64 Protección de respaldo con sobrecorriente

Cuando el generador está conectado a tierra a través de una reactancia, las corrientes de falla a tierra resultantes se calculan para una franja entre el 25% e el 100% de la corriente de falla trifásica. Con este nivel de corriente de falla alto, el relé diferencial es capaz de dar protección casi completa al devanado de fase del estator para la mayoría de fallas a tierra. Sin embargo, los relés diferenciales no detectan fallas de alta resistencia o fallas cercanas al neutro del generador, por lo cual es común tener una protección sensible a tierra adicional como respaldo del generador y para fallas a tierra del sistema.

La protección de respaldo es generalmente un relé de sobrecorriente temporizado conectado a un transformador de corriente en el neutro del generador. El ajuste del relé debe hacerse por encima de las corrientes normales que fluyen en el neutro debido a las cargas no balanceadas del sistema y a los armónicos de corriente de secuencia cero. Como este relé de sobrecorriente operará por fallas a tierra del sistema, debe fijarse un tiempo coordinado con las protecciones de tierra del sistema. Ver la Figura 58.

Puede obtenerse una protección de falla a tierra más sensible con un relé de sobrecorriente direccional o con un relé de sobrecorriente en el neutro del esquema diferencial como se explicó para la conexión a tierra con alta resistencia.

Cuando la puesta a tierra se hace con un transformador zigzag o estrella - delta, la impedancia de tierra efectiva es seleccionada para brindar corriente suficiente para el relé selectivo de falla a tierra. La corriente de falla disponible es generalmente del orden de 400 A. Estos tipos de transformadores de puesta a tierra son usados como una fuente de tierra alterna cuando muchos generadores estrella o delta no aterrizados están conectados en paralelo. Una aplicación típica es ilustrada en la Figura 65. En este arreglo los generadores no están aterrizados y el banco de tierra es la única fuente de corriente de falla a tierra para fallas en generadores o en los alimentadores. De allí que debe haber un relé de sobrecorriente primario en cada generador y en cada interruptor alimentador. Esta protección puede ser un relé de sobrecorriente instantáneo sensible. La protección de respaldo debe ser un relé de sobrecorriente temporizado conectado a un transformador de corriente en el neutro del banco de tierra.

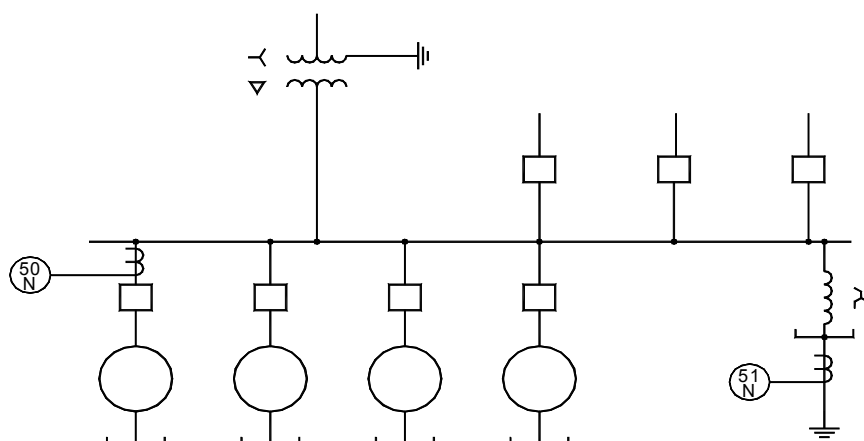


Figura 65 Protección para falla a tierra con puesta a tierra a través de un transformador zigzag

7.1.4 Protección contra fallas a tierra en el rotor

Normalmente el sistema de corriente continua que alimenta el rotor está aislado de tierra lo cual implica que una primera falla a tierra no origina ningún efecto dañino, sin embargo, ésta debe ser detectada y aislada dado que una segunda falla podría cortocircuitar una parte del campo, produciendo vibraciones muy perjudiciales para el generador por los desequilibrios que se presentan en el flujo del entrehierro.

Existen dos formas de proteger el rotor contra este tipo de fallas:

- Inyección de una señal de corriente alterna por medio de un circuito adicional puesto a tierra por un extremo, de tal modo que la corriente sólo podría circular por este circuito cuando ocurra una falla a tierra, y ésta a su vez, activaría el relé de protección. Esta protección no se recomienda en generadores grandes dado que la capacitancia a tierra del rotor puede hacer circular continuamente corriente C.A. por las chumaceras, contribuyendo al deterioro de éstas.
- Divisor de tensión formado por dos resistencias lineales y una no lineal, cuyo valor resistivo varía con la tensión aplicada. La desventaja de este método es que queda un punto ciego paralelo al punto central del divisor resistivo. Algunos fabricantes no utilizan la resistencia no lineal, sino un pulsador manual que cortocircuita parte de una de las resistencias y para detectar fallas en el punto ciego es necesario presionar el pulsador periódicamente. Ver la Figura 66.

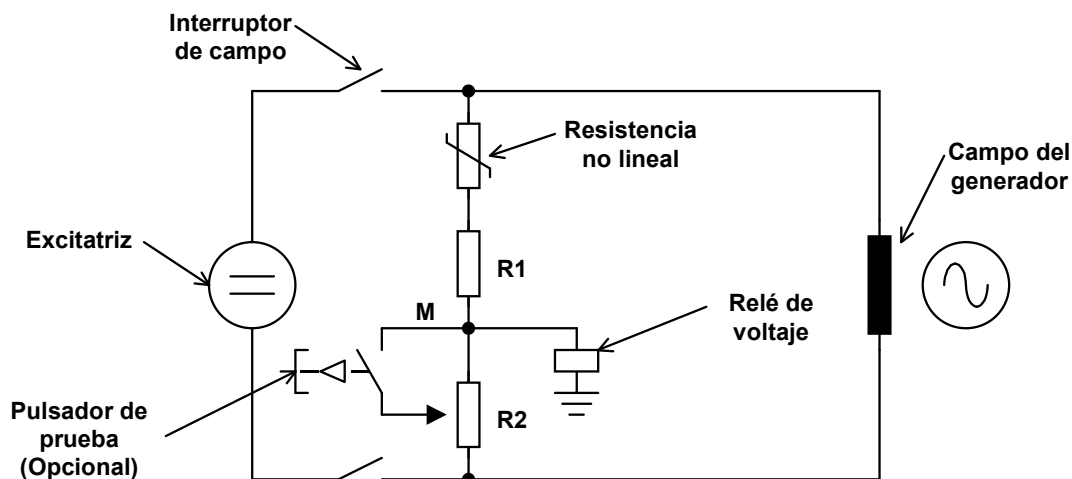


Figura 66 Circuito de detección de tierra

7.1.5 Protección contra la pérdida de excitación

Cuando un generador sincrónico pierde la excitación, funciona como un generador de inducción que gira por encima de la velocidad sincrónica.

Cuando el generador pierde la excitación, extrae potencia reactiva del sistema, aumentando de dos (2) a cuatro (4) veces la carga nominal del generador. En consecuencia, la gran carga reactiva demandada al sistema en estas circunstancias, puede causar una reducción general de la tensión, que a su vez puede originar inestabilidad, a menos que otros generadores puedan absorber de inmediato la carga reactiva adicional demandada.

La excitación se puede perder por alguna de las siguientes causas:

- Circuito abierto del campo
- Apertura del interruptor del campo
- Cortocircuito en el campo
- Mal contacto de las escobillas
- Daño en el regulador de tensión
- Falla en el cierre del interruptor de campo
- Pérdida de la fuente de alimentación de CA (Excitación estática)

La pérdida de excitación se puede detectar de varias maneras, así:

- Detección de Mínima Corriente

Consiste en ubicar un relé de baja corriente en el campo o algún relé de tipo direccional. Cuando el relé detecta poca o mínima corriente, conecta una resistencia de descarga en paralelo con el devanado del rotor y apenas se descarga el devanado, abre el interruptor de campo.

- Relé de Impedancia

Este es el método más utilizado para proteger el generador contra pérdida de excitación. Se utiliza un relé de impedancia capacitiva (relé de distancia del tipo Mho off set) para detectar el cambio del punto de trabajo de la máquina. A este relé se le ajustan básicamente dos valores: a y b, los cuales se definen como:

$$a = \frac{X_d'}{2}$$

$$b = X_d$$

Donde:

X_d' : Reactancia Transitoria de eje directo

X_d : Reactancia Sincrónica de eje directo

7.1.6 Relé de balance tensión

Este relé es utilizado para detectar los cambios de potencial en los relés o en el regulador de tensión, producidos por quema de los fusibles o la apertura de los mini-interruptores de los secundarios de los transformadores de tensión. El relé compara las tensiones trifásicas de dos grupos de transformadores de tensión como se muestra en la Figura 67.

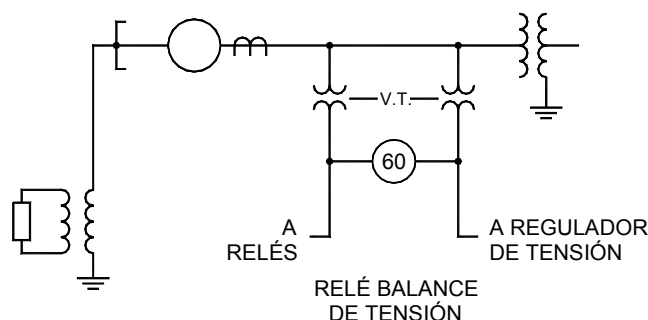


Figura 67 Aplicación de relé de balance de tensión

Si una de las fases se abre en uno de los transformadores de tensión, el desbalance puede hacer que opere el relé. El relé es usualmente conectado de tal forma que aisle el regulador de tensión y bloquee posibles disparos incorrectos de los relés de protección debidos a los cambios de tensión.

7.1.7 Relé de sobre-excitación

El generador debe operar satisfactoriamente con los kVA, la frecuencia y el factor de potencia nominales a una tensión un 5% por encima o por debajo de la tensión nominal. Las desviaciones en frecuencia, factor de potencia o tensión por fuera de estos límites, puede causar esfuerzos térmicos a menos que el generador esté específicamente diseñado para estas condiciones. La sobreexcitación puede provocar estas desviaciones por lo cual los esquemas tienen vigilancia y protección por esto.

La sobreexcitación de un generador o un transformador conectado a sus terminales ocurre cuando la relación entre la tensión y la frecuencia (volts /Hz) aplicada a los terminales del equipo excede el 1,05 p.u. (base generador) para un generador; y el 1,05 p.u. (base transformador) a plena carga o 1,1 p.u. sin carga en los terminales de alta del transformador. Cuando estas relaciones volts/Hz son excedidas, puede ocurrir saturación magnética del núcleo del generador o de los transformadores conectados y se pueden inducir flujos dispersos en componentes no laminados los cuales no están diseñados para soportarlos. La corriente de campo en el generador también puede aumentar. Esto puede causar sobrecalentamiento en el generador o el transformador y el eventual rompimiento del aislamiento.

Una de las causas principales de excesivo volts/Hz en generadores y transformadores es la operación del regulador de velocidad, el cual reduce la frecuencia generada durante el arranque y el paro. Si el regulador de voltaje mantiene la tensión nominal mientras la unidad esta a un 95% de su velocidad o menos, los volts/Hz en los terminales de la máquina serán 1,05 p.u. o más y pueden ocurrir daños en el generador o en el transformador de máquina.

También puede haber sobreexcitación durante un rechazo de carga que desconecte las líneas de transmisión de la estación de generación. Bajo estas condiciones, los volts/Hz pueden subir a 1,25 p.u. Con el control de excitación en servicio, la sobreexcitación generalmente se reducirá a valores límites en algunos segundos. Sin control de excitación, la sobreexcitación se mantendrá y pueden ocurrir daños en el generador o en el transformador.

Las fallas en el sistema de excitación o la pérdida de la señal de tensión del control de excitación pueden también causar sobreexcitación.

Las normas industriales no presentan valores definitivos de tiempo de corte para transformadores y generadores. Sin embargo, los fabricantes generalmente dan valores límites de sobreexcitación para sus equipos. La protección primaria contra este fenómeno es brindada por los limitadores o compensadores del regulador de voltaje, los cuales cambian el ajuste de excitación al determinar un cambio de la relación volts/Hz. En consecuencia, en generadores equipados con reguladores de voltaje numéricos modernos, la instalación de relés externos de protección contra este fenómeno no es indispensable. Para generadores antiguos, sin este tipo de compensación, o en los cuales se pueden producir problemas de funcionamiento con este dispositivo sin que el sistema de excitación los detecte, es conveniente suministrar protección para esta circunstancia operativa.

Relé de sobreexcitación de tiempo fijo sencillo o dual

Se encuentran diferentes formas de protección disponibles. Una forma utiliza un relé de excitación el cual se fija a 110% del valor normal y dispara en 6 seg. Una segunda forma de protección de tiempo fijo utiliza dos relés, el primer relé es fijado a 118-120% volts/Hz y energiza una alarma y un temporizador que dispara de 2 a 6 seg. El segundo relé es fijado a 110% volts/Hz y energiza una alarma y un temporizador que dispara después del tiempo de operación permisible del ajuste de sobreexcitación del primer relé (p.e., 110%) para el generador o el transformador. Este tiempo es típicamente 40 s a 60 s. Ver la Figura 68.

Los relés de excitación típicos son monofásicos y están conectados a los transformadores de tensión del generador. Cuando un fusible del transformador de tensión falla puede dar una indicación de tensión incorrecta. Se puede usar una protección completa y redundante conectando un grupo de relés a los transformadores de tensión que están conectados al regulador de tensión y conectando un segundo grupo de relés a otro grupo de transformadores de tensión que sean utilizados para la medida o para otros relés.

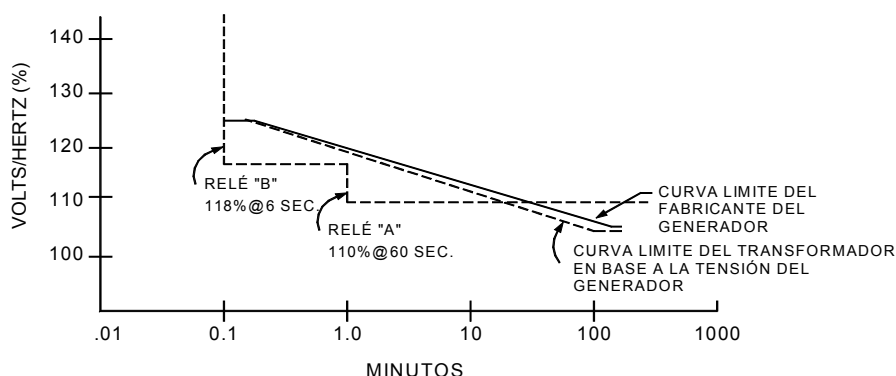


Figura 68 Ejemplo ajuste de nivel dual volts / Hz

Relé de sobreexcitación de tiempo inverso

Se puede utilizar un relé de sobreexcitación con una característica inversa para proteger el generador o el transformador. Normalmente se puede utilizar un mínimo nivel de operación de excitación y un retardo para dar una aproximación de la característica de sobreexcitación combinada para la unidad generador - transformador.

Una versión del relé de sobreexcitación de tiempo inverso tiene una unidad de sobreexcitación separada con un tiempo de retardo ajustable. Esta unidad se puede conectar a la alarma o al disparo y extender el alcance de la característica de sobreexcitación del relé a la característica combinada para la unidad Generador - Transformador. Ver la Figura 69.

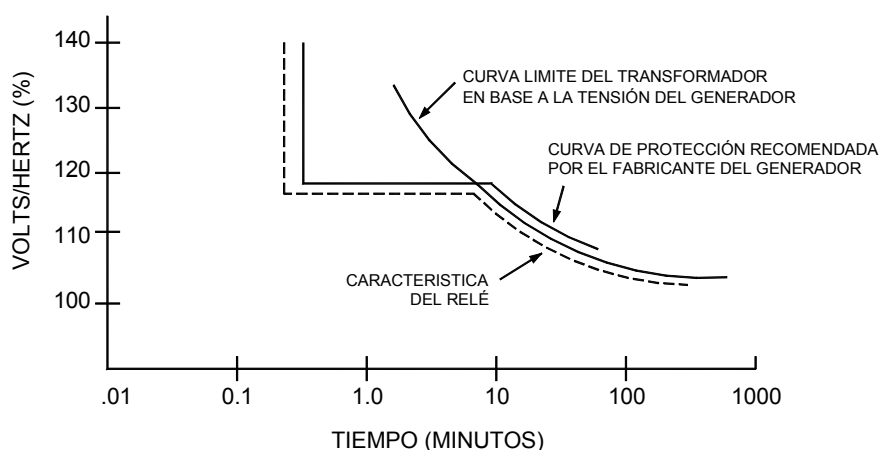


Figura 69 Ejemplo de ajuste inverso volts /Hz

Cuando la tensión nominal del transformador es igual a la nominal del generador, el esquema anterior protege al generador y al transformador. En otros casos, el voltaje nominal del transformador es más bajo que el voltaje nominal del generador y el relé no puede brindar protección para ambos equipos. De allí que es deseable suministrar una protección separada para el transformador.

Otro factor que debe ser considerado durante una sobreexcitación es la posible operación innecesaria del relé diferencial del transformador en el conjunto generador transformador. Esto no es deseable ya que indica una falla falsa en el transformador. Cuando una unidad transformador es conectada en delta en el lado de baja tensión, una sobreexcitación puede producir corrientes de excitación que contienen una componente de 60 Hz con algunos armónicos impares. En esta instancia, la magnitud de la componente de corriente de excitación de 60 Hz puede ser superior al valor de arranque del relé y las magnitudes de los armónicos pueden no ser suficientes para dar la restricción adecuada.

Se han utilizado tres opciones para prevenir operaciones indeseadas. Una opción usa un relé de sobreexcitación que bloquea el disparo o hace insensible al relé diferencial cuando la sobreexcitación excede un valor específico. La segunda opción usa un esquema diferencial modificado el cual extrae y utiliza un tercer armónico de corriente de excitación del devanado en delta del transformador para restringir la operación del relé durante una condición de sobreexcitación. Estas dos primeras opciones disminuyen un poco el alcance de la protección diferencial. Una tercera opción utiliza un relé diferencial que restringe el quinto y el segundo armónico. El quinto armónico es el armónico más bajo que fluye en la delta en condiciones balanceadas.