

Tabla de contenido

1	El porqué de las protecciones eléctricas	4
1.1	Consecuencias de las condiciones anormales.....	4
1.2	Riesgos asociados con las fallas eléctricas	5
1.2.1	El arco eléctrico	5
1.2.2	La explosión.....	5
1.2.3	El choque eléctrico	6
1.2.4	Consecuencias sobre las personas de los accidentes eléctricos	6
1.3	Utilidad de las protecciones eléctricas.....	7
1.4	Características que debe tener el sistema de protecciones eléctricas	7
1.4.1	Velocidad.....	8
1.4.2	Confiabilidad	8
1.4.3	Sensibilidad	8
1.4.4	Selectividad	8
1.4.5	Simplicidad	9
1.5	Protecciones principales y de respaldo.....	9
1.6	Las protecciones como conjunto y protecciones sistémicas	10
1.7	Los criterios de protección	10
2	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.....	11
2.1	Sistemas en P.U	11
2.2	Componentes simétricas.....	18
	ANÁLISIS DE FALLAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	20
2.3	Metodología para el análisis de corto circuito	24
3	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	35
3.1	Selección de corriente nominal primaria y secundaria	35
3.2	Selección de la carga secundaria.....	35
3.3	Transformadores de corriente para protección y para medida.....	36
3.4	Precisión para transformadores de corriente de medida	36
3.5	Precisión para transformadores de corriente de protección.....	38
4	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	39
4.1	Selección de la tensión nominal primaria y secundaria	40
4.2	Selección del tipo	40
4.3	Selección de la carga secundaria.....	40
4.4	Transformadores de tensión para medida y protección.....	41
4.5	Precisión de transformadores de tensión para medida.....	41
4.6	Precisión de transformadores de tensión para protección.....	41
5	TECNOLOGÍAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	43
6	INTERRUPTORES DE BAJA TENSIÓN	45
6.1	Tipos	45
6.2	Principales parámetros.....	45

6.3	Categorías de utilización	46
6.4	Características de operación	46
6.5	Limitación de corriente	47
6.6	Coordinación	48
7	FUSIBLES.....	52
7.1	Tipos	52
7.2	Principales parámetros.....	54
7.3	Características de operación	56
7.4	Coordinación	56
8	Relés de sobrecorriente	58
8.1	Relés de fases y de tierra.....	58
8.2	Curvas de sobrecorriente	59
8.3	Relés de sobrecorriente direccionales	60
8.4	Coordinación	61
9	PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES	62
1.1.1	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE – (51/50).	62
a)	Función de Protección de Sobrecorriente de Fases Temporizada – (51).	62
b)	Función de Protección de Sobrecorriente de Fases de Tiempo Definido – (50).....	62
c)	Función de Protección de Sobrecorriente de Tierra Temporizada – (51N).	63
d)	Función de Protección de Sobrecorriente de Tierra de Tiempo Definido – (50N).	64
10	protecciones de motores	66
1.1.2	PROTECCIÓN DE MOTORES PEQUEÑOS.....	67
a)	Protección de Sobrecarga	67
b)	Curva de Daño para Motores.....	68
c)	Protección contra Desbalance de Fases ó Secuencia Negativa de Sobrevoltaje	71
d)	Protección contra cortocircuito	71
1.1.3	PROTECCIÓN DE MOTORES GRANDES	71
a)	Protección de Sobrecarga del Estator – (49)	71
b)	Protección de Sobrecorriente – (51/50)	72
c)	Protección de Desbalance de carga – (46).....	72
d)	Protección de Baja Tensión – (27)	72
e)	Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra – (50G).....	72
f)	Protección contra Rotor Bloqueado – (48)	72
1.1.4	PROTECCIÓN DE MOTORES SINCRÓNICOS	74
a)	Protección de Sobrecarga del Rotor – (49R).....	74
b)	Protección contra Pérdida de Excitación – (40).....	74
11	PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES	76
11.1	Protección diferencial de transformador	77
11.1.1	Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores	77

11.1.2	Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial.....	78
11.1.3	La corriente inicial de magnetización o corriente de “inrush”	78
11.1.4	Diferencia en la magnitud de la corriente en cada lado del transformador.....	79
11.1.5	Grupo de conexión del transformador	79
11.1.6	Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa.....	80
11.1.7	Cálculo de factores de compensación.....	80
11.1.8	Selección de la corriente diferencial de umbral.....	80
11.1.9	Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna	81
11.2	Protecciones mecánicas	81
11.2.1	Relé de presión súbita y válvula de sobrepresión (SPR)	81
11.2.2	Relé Buchholz	82
11.2.3	Detectores de nivel de aceite.....	82
11.2.4	Detectores de temperatura	82
11.2.5	Relé de imagen térmica.....	82
12	PROTECCIONES DE GENERADORES	83
12.1	Protecciones para fallas en la máquina.....	83
	Fallas eléctricas.....	83
12.1.1	Protección contra fallas en los arrollamientos del estator (Diferencial del generador).....	83
12.1.2	Protección contra fallas entre espiras.....	84
12.1.3	Protección contra fallas a tierra del estator.....	85
12.1.4	Protección contra fallas a tierra en el rotor	92
12.1.5	Protección contra la pérdida de excitación.....	93
12.1.6	Relé de balance tensión	94
12.1.7	Relé de sobre-excitación	94

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.

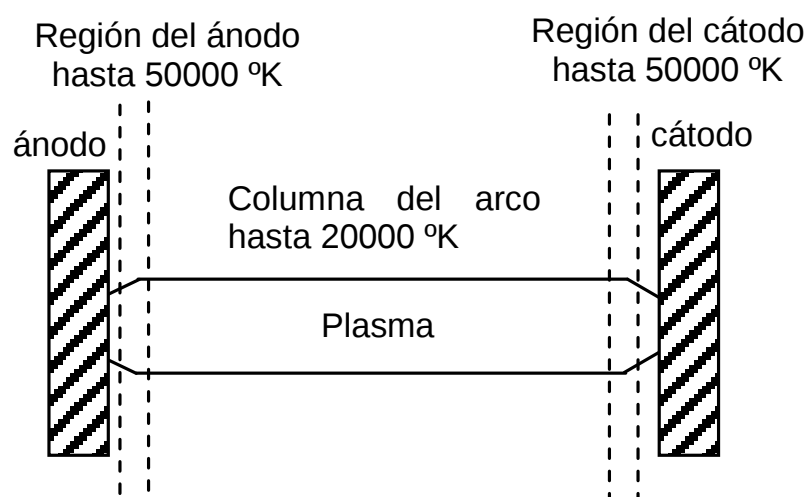


Figura 1. Estructura del arco eléctrico

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
- Cuáles son los efectos que se disminuirán con el sistema de protecciones
- Cuáles son los equipos que componen el sistema de potencia
- Cuáles 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
- Cuáles pueden ser las consecuencias de un mal funcionamiento del sistema de protecciones eléctricas
- Cuáles 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.

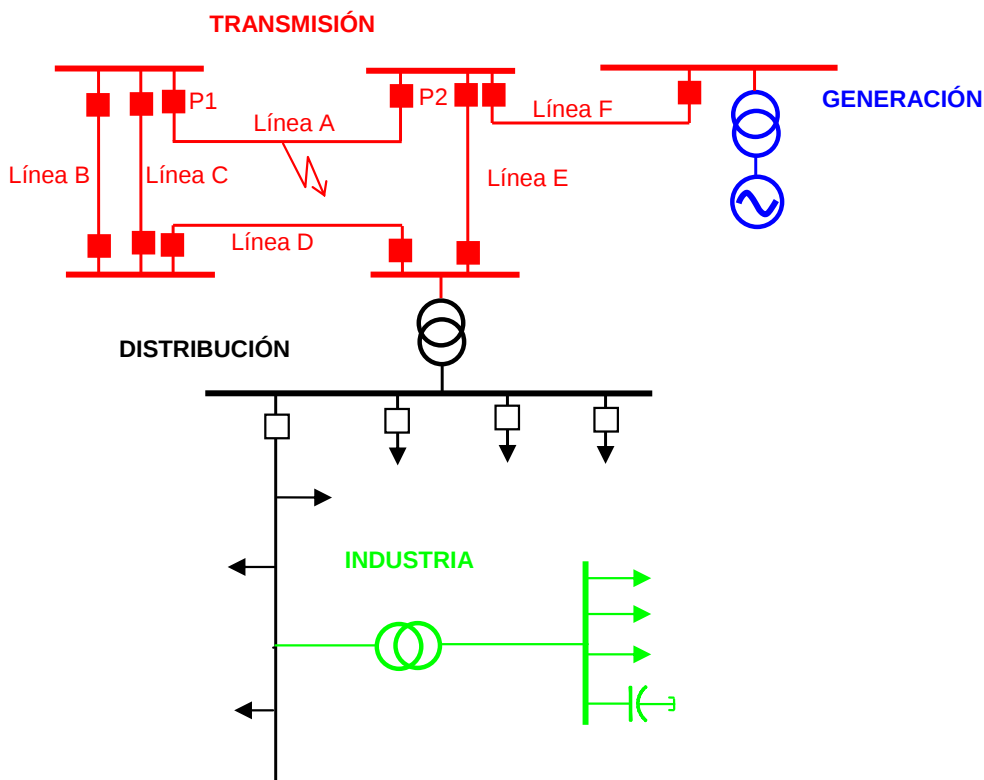


Figura 2. Protección principal y de respaldo

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
- Cuál será el tiempo máximo permitido para el despeje de las fallas

2 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

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:

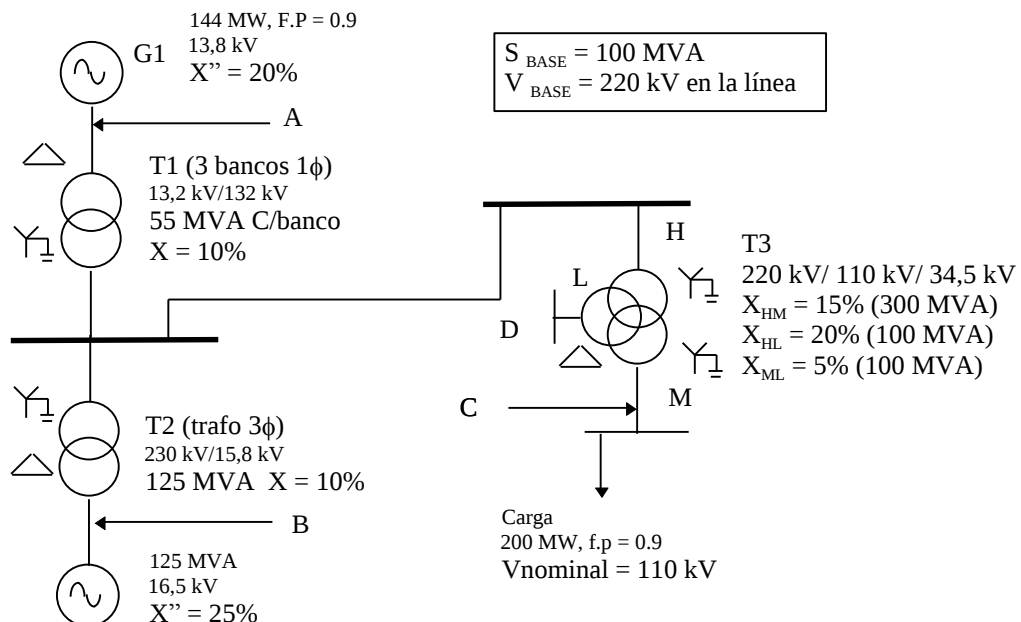


Figura 3. Diagrama unifilar - ejemplo 1

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:

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

$$f.p = 0.9$$

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

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

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

2. Calcular los voltajes bases.

- En A:**

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

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

- En B:**

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

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

- 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:

$$X_{1''}, nueva = X_{1''}, placa \left(\frac{V_B, placa}{V_B, nueva} \right)^2 \times \left(\frac{S_B, nueva}{S_B, placa} \right)$$

$$X_{1''}, nueva = 0.2 \left(\frac{13,8 \text{ kV}}{12,7 \text{ kV}} \right)^2 \times \left(\frac{100 \text{ MVA}}{160 \text{ MVA}} \right)$$

$$X_{1''}, nueva = 0.1476 \text{ p.u}$$

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:

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

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

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

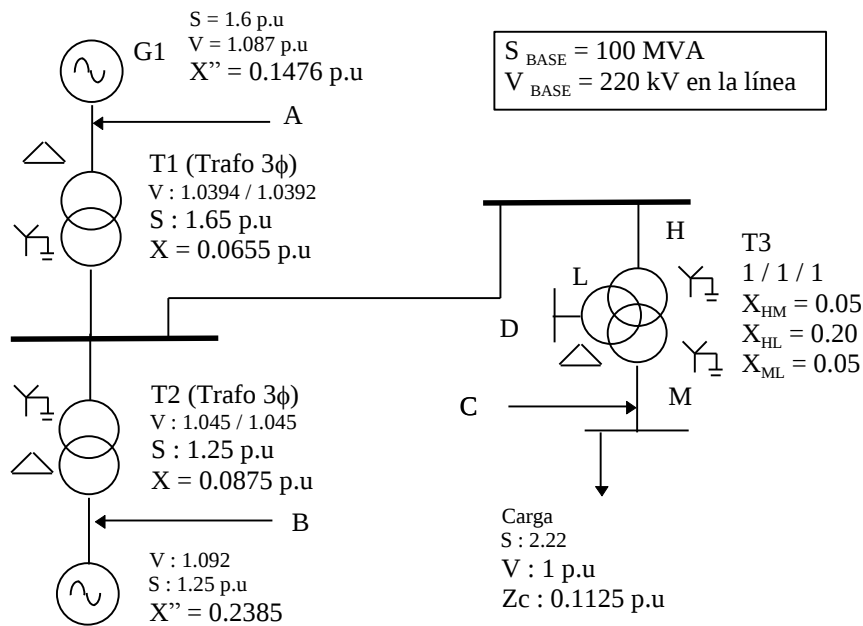


Figura 4. Sistema en p.u

Para el transformador tridevanado:

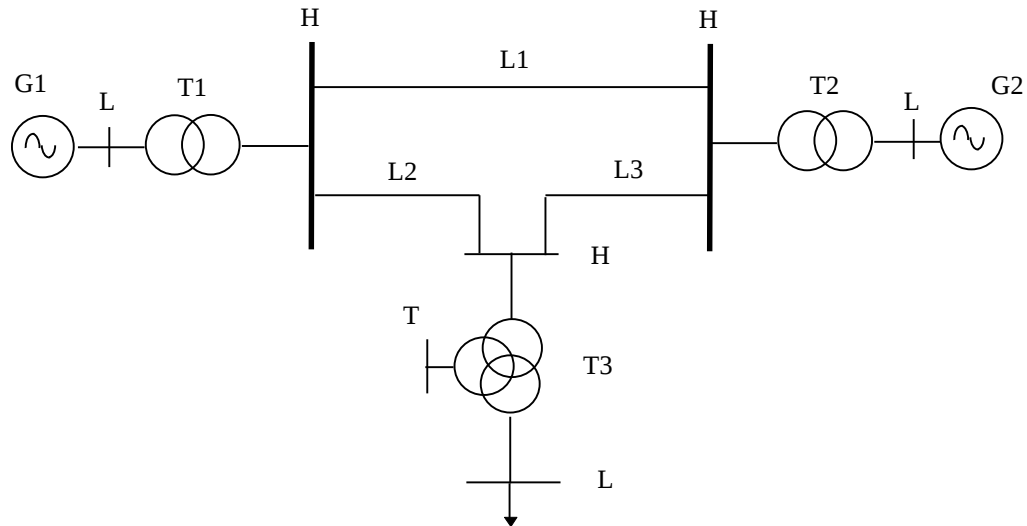
$$Z_H = \frac{1}{2}(0.05 + 0.2 - 0.05) = 0.1$$

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

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

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)

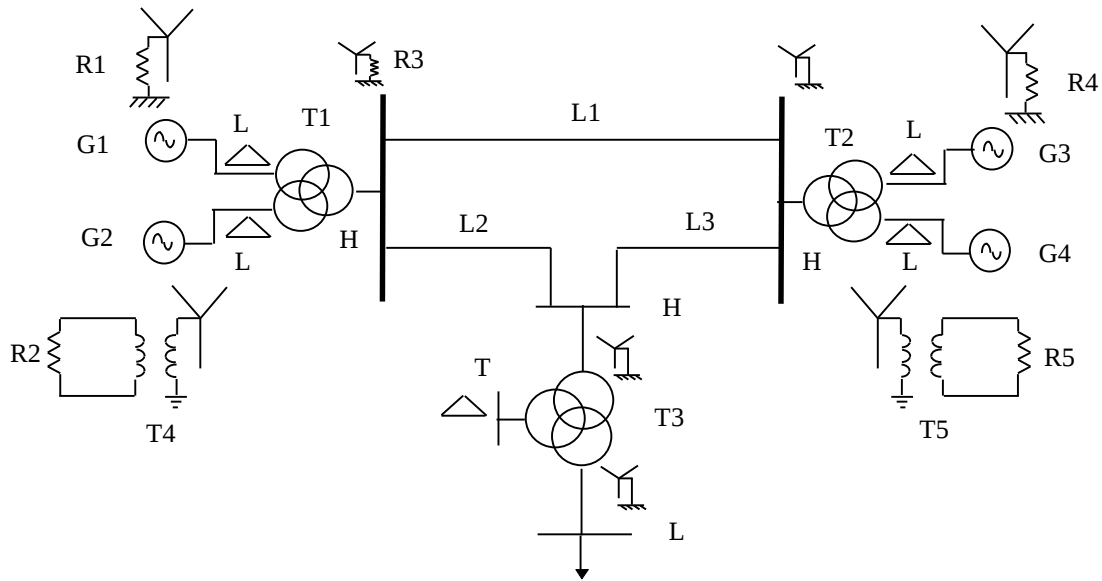
$X_{LT} = 15\%$ (40 MVA)

$L1 = 130$ 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 $X_1 = 0,53 \, \Omega/\text{km}$ $X_0 = 1,2 \, \Omega/\text{km}$

$R_1 = 0,32 \, \Omega/\text{km}$ $R_0 = 1,8 \, \Omega/\text{km}$

L2: 130 km (datos iguales a X_1 , R_1 , X_0 , R_0)

L3: 80 km (datos iguales a X_1 , R_1 , X_0 , R_0)

$G_1 = G_2$ $X''_d = 20\%$ (Bases 13,8 kV, 100 MVA)

$G_3 = G_4$ $X''_d = 15\%$ (Bases 15 kV, 90 MVA)

$R_1 = 1600 \, \Omega$ $R_2 = 0,53 \, \Omega$

$R_4 = 2000 \, \Omega$ $R_5 = 0.512 \, \Omega$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$X_{LT} = 17\%$ (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).

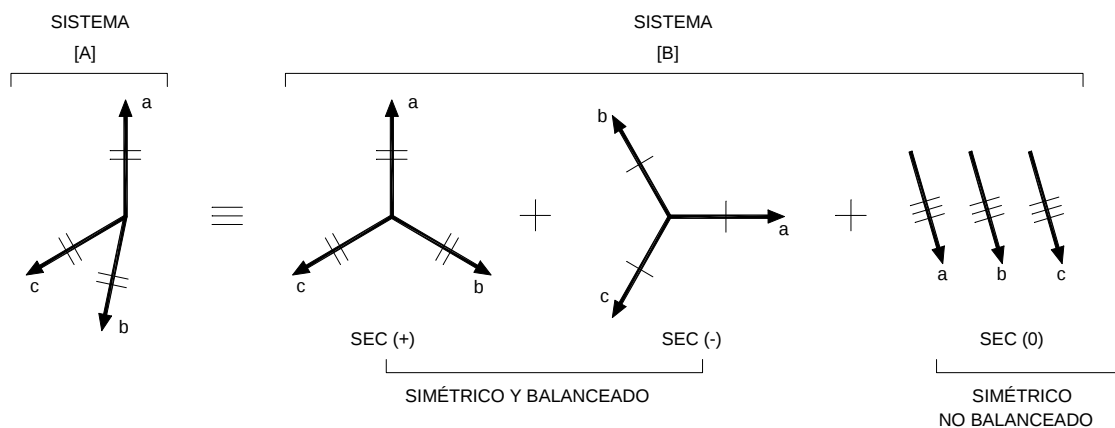


Figura 7. Representación de un cambio de referencia

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

Ejemplo:

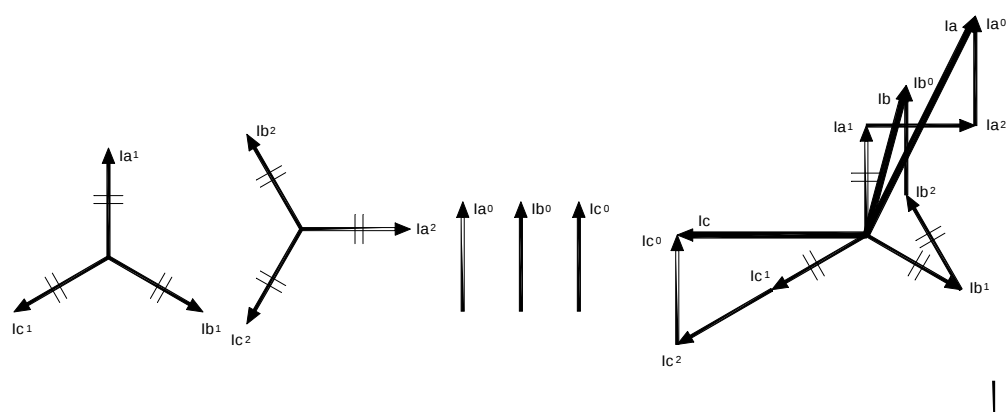
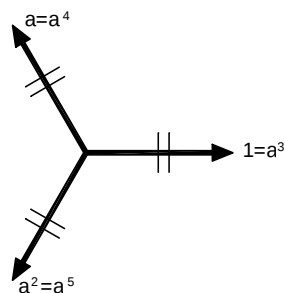


Figura 8. Representación fasorial

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

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

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

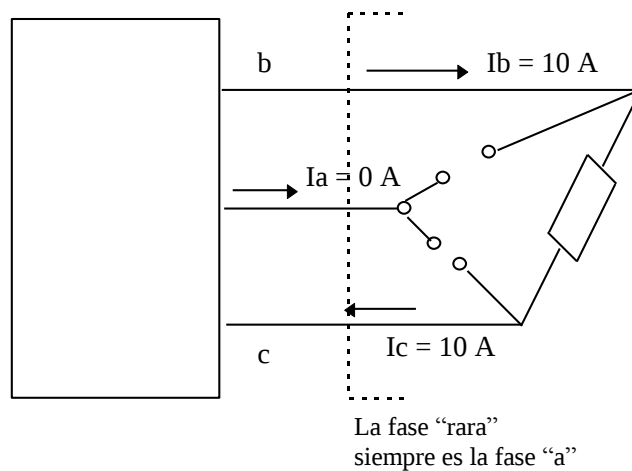
**Figura 9. Representación de la relación ortonormal**

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**

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

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

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

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

Para el ejemplo:

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

$10 \angle 180^\circ \leftarrow$

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

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

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

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

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

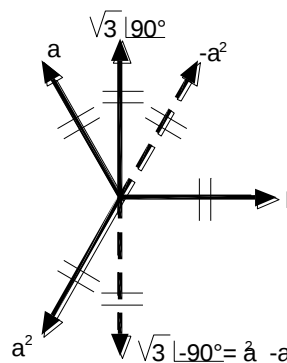


Figura 11. Representación del operador a

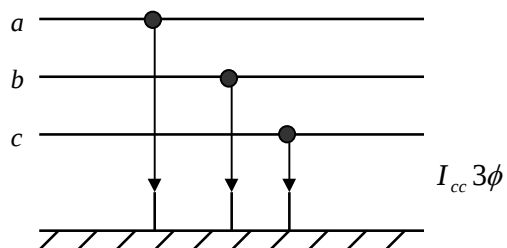
ANÁLISIS DE FALLAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Objeto: Cálculo de corrientes y voltajes cuando se presenten fallas

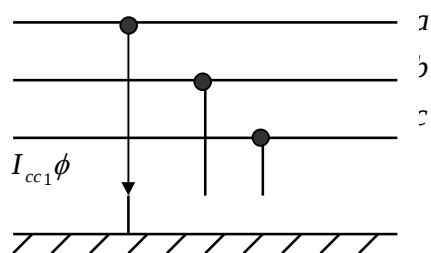
Objetivo del cálculo de corrientes: Diseño adecuado de las protecciones.

Tipos de Fallas

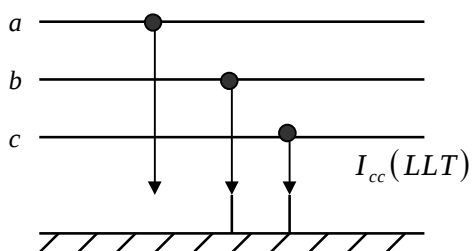
1. Falla trifásica (LLLT)



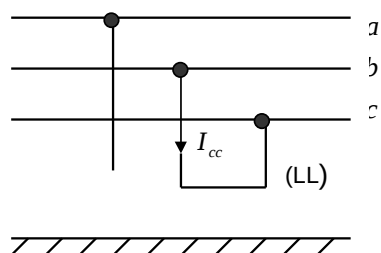
2. Falla Monofásica (LT)



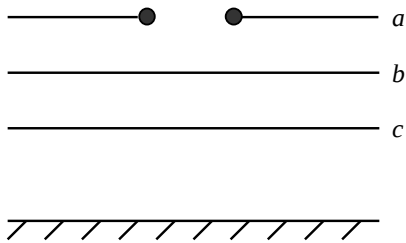
3. Falla Doble línea a tierra (LLT)



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 está la falla.

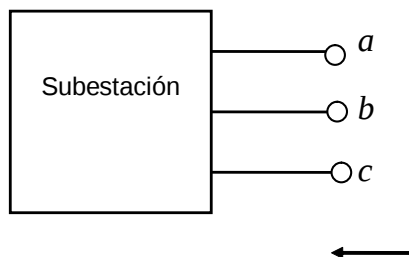
1. Estudio de cortocircuito en puntos alejados de generación
2. Corto circuito en bornes de generación.

Nos centraremos en el primer punto

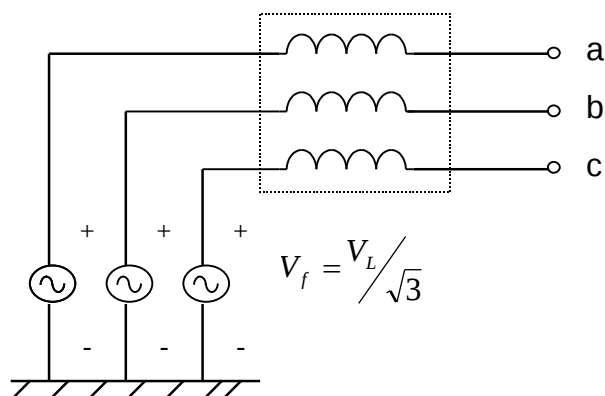
Cortocircuitos en puntos alejados de generación.

Elementos que intervienen :

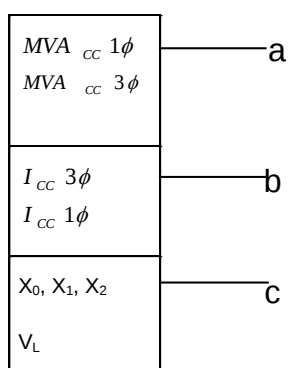
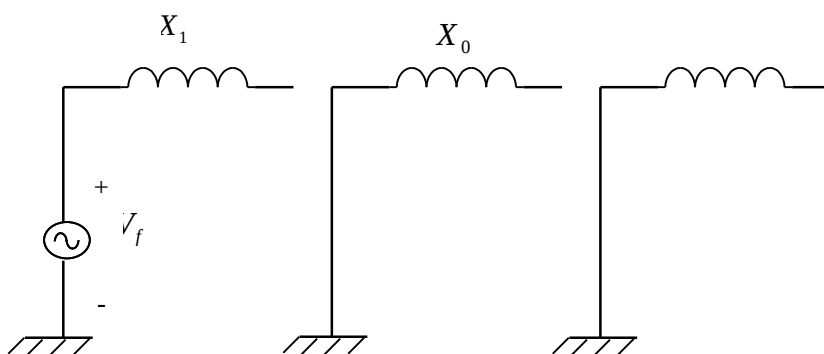
1. Alimentador (o subestación)



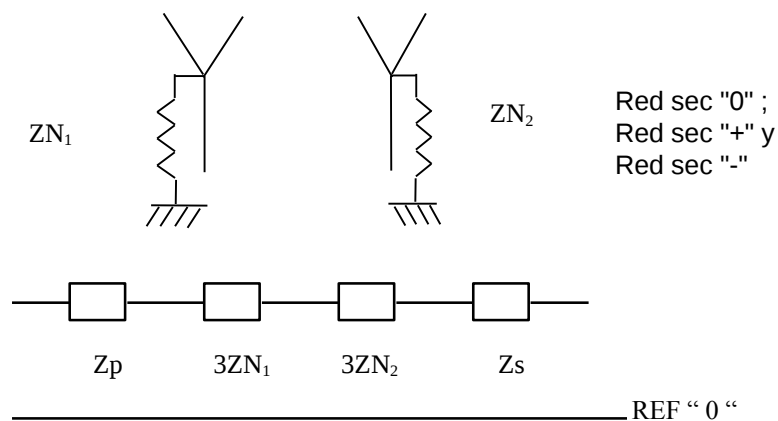
EQUIVALENTE THEVENIN 3 ϕ



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

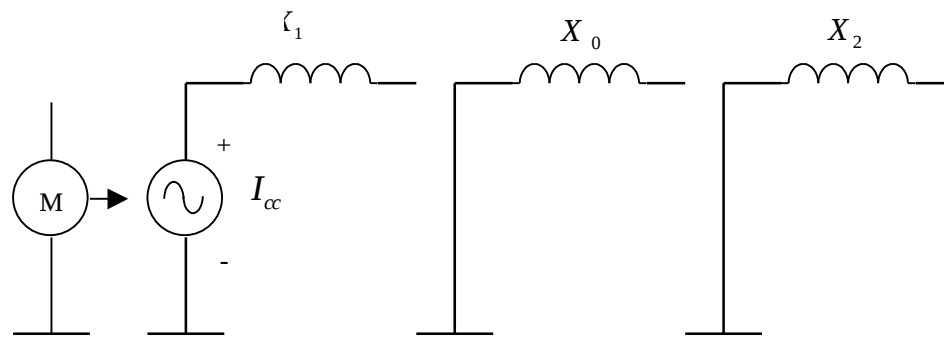


2. Transformador



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.

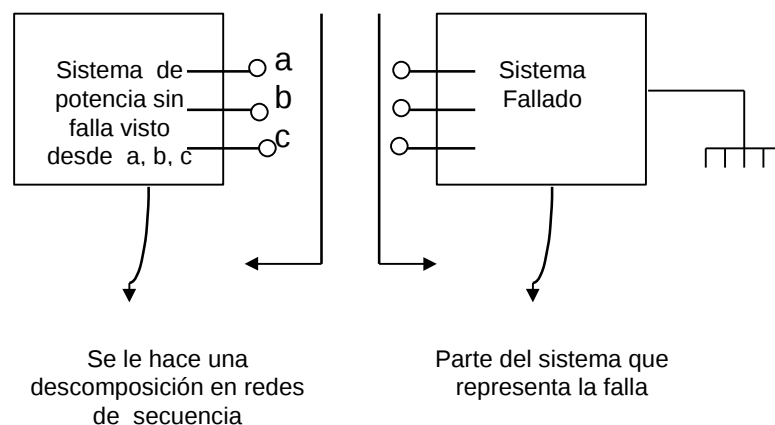
2. Mediante la matriz Z_{Barra} Z_0, Z_1, Z_2

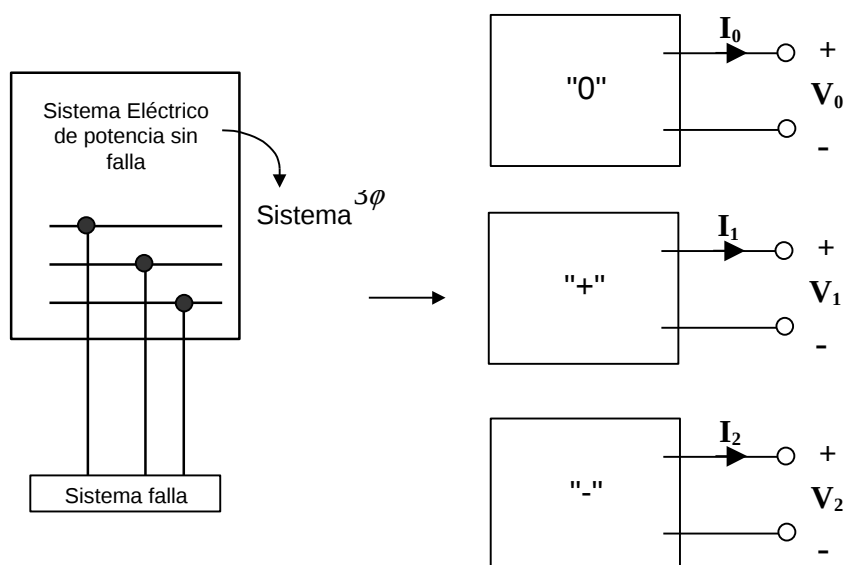
Recordar que los elementos de la diagonal principal en la matriz Z_{Barra} son lo equivalentes thevenin vistos desde los puntos.

3. Mediante paquetes especializados como el ATP, el DIgSILENT y otros, que manejan sistemas trifásicos.

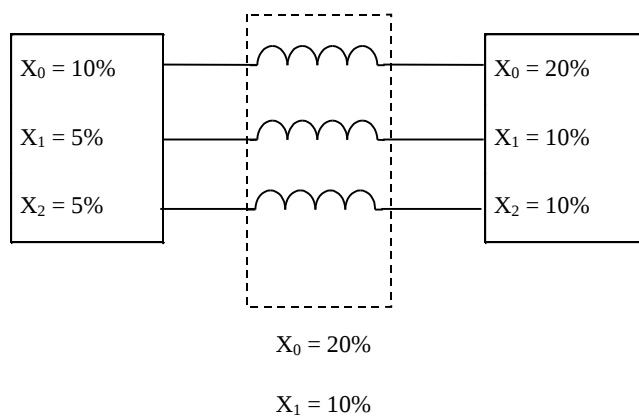
Metodologías de Redes de Secuencia

Gráficamente sería :





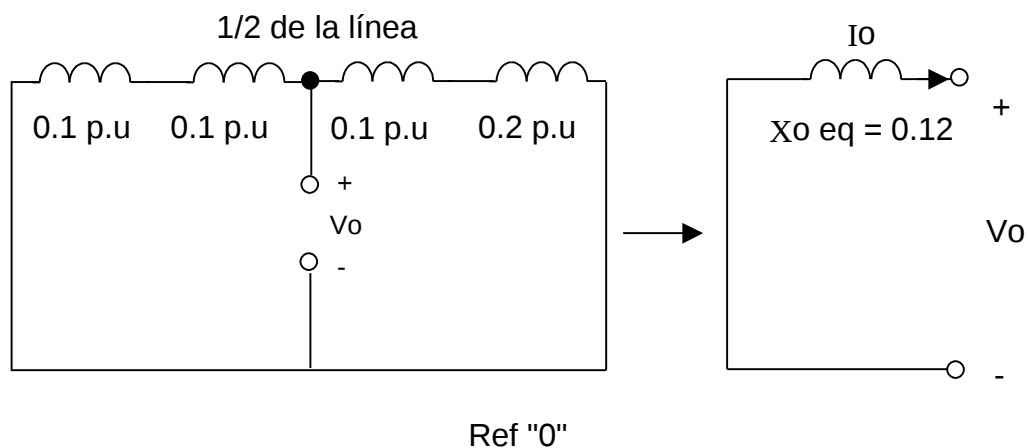
Ejemplo



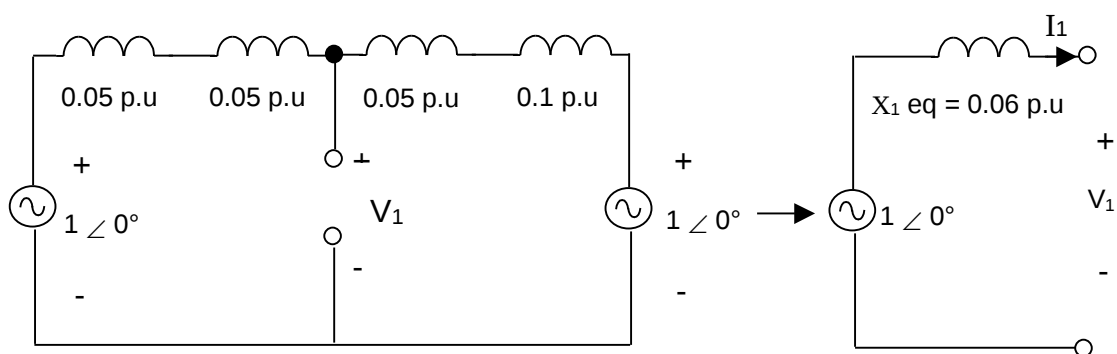
Se quiere representar el sistema en redes de secuencia para hacer el análisis de fallas en la mitad de la línea.

Sistema visto desde la mitad de la línea

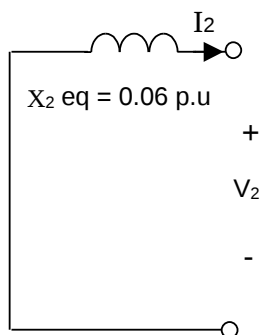
Red Sec "o":

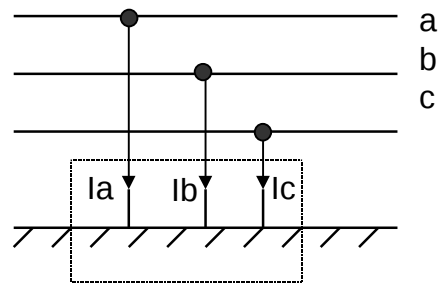


Red Sec "+":



Red Sec "-":

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



$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

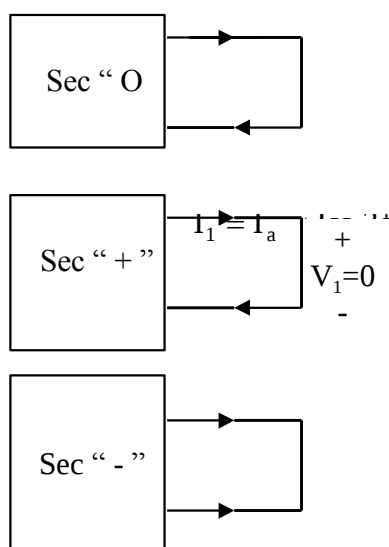
I_a, I_b, I_c no se conocen

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

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

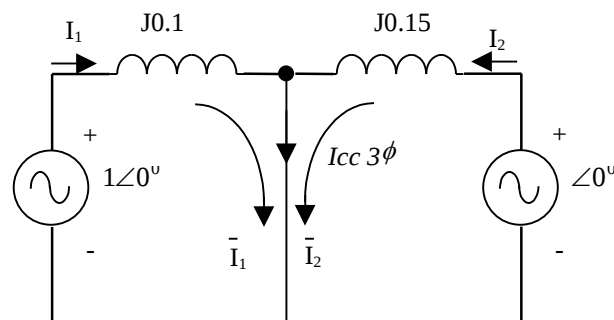
$$I_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ a^2 I_a \\ a I_a \end{bmatrix} \rightarrow I_0 = 0; I_1 = I_a; I_2 = 0$$

Gráficamente:



Para el ejemplo:

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



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

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

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

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

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

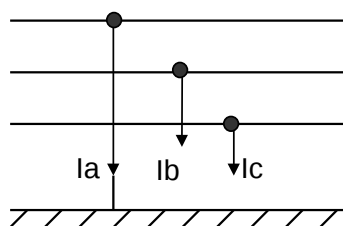
$$I_{abc} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -J16.667 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_a = -J16.667$$

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

$$I_c = -J16.667 a$$

2. Falla Monofásica (LT)



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

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

$$V_a = 0; V_b; V_c$$

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

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

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

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

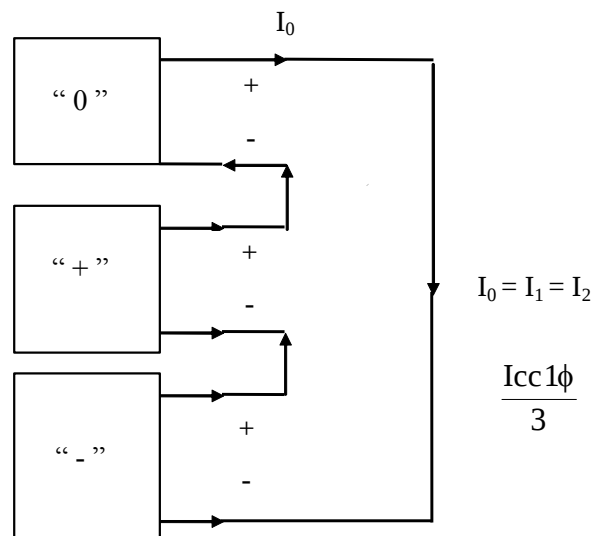
$$V_2 = \frac{1}{3}(a^2V_b + aV_c)$$

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

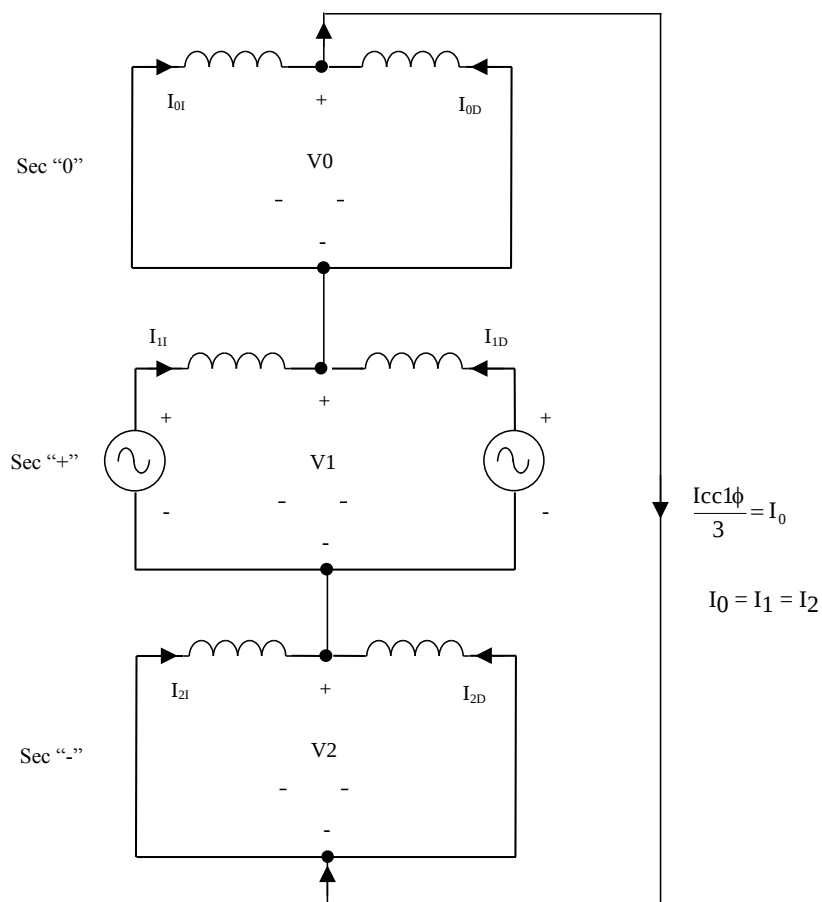
$$V_0 + V_1 + V_2 = \frac{1}{3}V_b(1 + a + a^2) + \frac{1}{3}V_c(1 + a^2 + a)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = 0$$

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



Ejemplo: Resolver para falla 1 ϕ

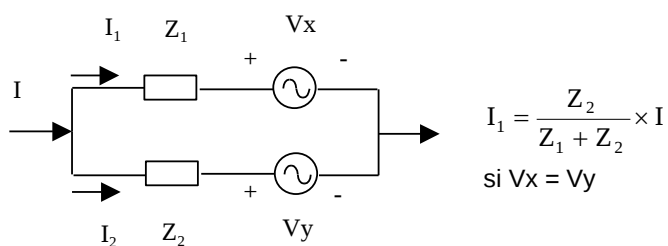
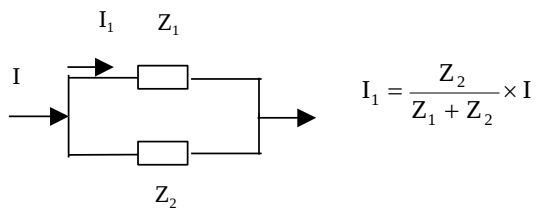
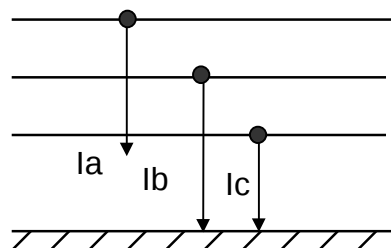


En el punto de falla:

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

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

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

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

$$I_a = 0 ; I_b ; I_c$$

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

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

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

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

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

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

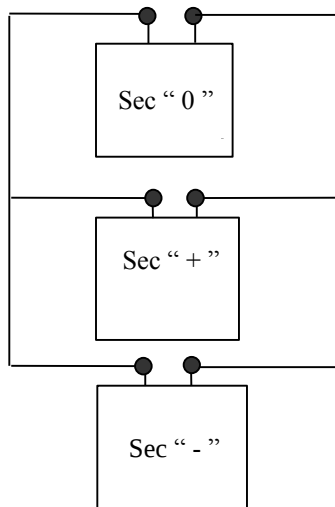
$$I_0 + I_1 + I_2 = \frac{1}{3}I_b(1 + a + a^2) + \frac{1}{3}I_c(1 + a^2 + a)$$

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0$$

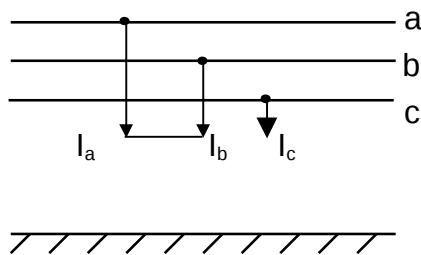
$$V_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

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

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



4. Falla de Línea - Línea



$$I_c = 0 ; I_a = I_b$$

$$V_c ; V_a = V_b$$

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

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

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

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

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

$$I_0 + I_1 + I_2 = I_a$$

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

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

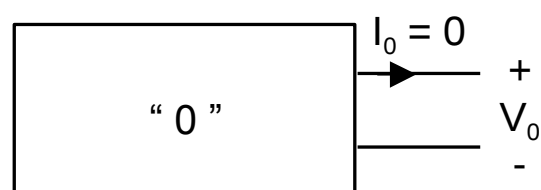
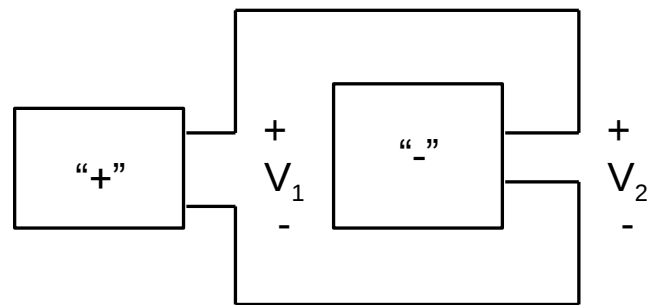
$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_a + a^2V_c)$$

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

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

$$V_0 + V_1 + V_2 = V_a$$

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:

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

3.1 Selección de corriente nominal primaria y secundaria

La corriente nominal primaria debe ser igual o superior a la corriente máxima del circuito en operación normal. Se sugiere que la corriente nominal del CT sea entre un 10% y un 40% superior a esta corriente máxima. Las corrientes nominales primarias de los transformadores de corriente se encuentran normalizadas.

De acuerdo con la norma IEC 60044-1 los valores nominales primarios son los siguientes:

10 – 12,5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 A, y sus múltiplos decimales.

De acuerdo con la norma ANSI C57.13 los valores nominales primarios son los siguientes:

10 – 15 – 25 – 40 – 50 – 75 – 100 – 200 – 400 – 600 – 800 – 1200 – 1500 – 2000 – 3000 – 4000 – 5000 – 6000 – 8000 – 12000 A.

La corriente nominal secundaria se selecciona teniendo en cuenta los equipos existentes que se quieran alimentar desde el secundario del transformador de corriente. Si los equipos son nuevos se puede seleccionar una corriente nominal secundaria de 1 A o de 5 A (la norma IEC 60044-1 contempla también la posibilidad de 2 A).

3.2 Selección de la carga secundaria

Este es uno de los parámetros que debe ser seleccionado con más cuidado, debido a que una mala selección de la capacidad secundaria conducirá a una pérdida de la precisión del transformador de corriente o a la saturación.

La carga del transformador de corriente está determinada por la circulación de corriente a través

de la impedancia del circuito. Esta impedancia del circuito incluye:

- Impedancia propia del transformador de corriente
- Impedancia del cable de conexión hasta los equipos
- Impedancia de los equipos que se conectan al circuito secundaria
- Impedancia de los puntos de conexión: borneras y terminales de los equipos

La carga secundaria del transformador de corriente que se especifica está dada por los voltamperios que consumen los elementos externos cuando circula por ellos la corriente nominal. Esta carga nominal secundaria no incluye la carga interna del transformador de corriente.

La norma IEC 60044-1 tiene normalizados los siguientes valores de carga secundaria: 2,5 – 5,0 – 10 – 15 y 30 VA. También se pueden seleccionar valores superiores a 30 VA de acuerdo con los requerimientos de la aplicación.

La norma ANSI C57.13 tiene normalizados los valores de carga secundaria que se muestran en la Tabla 2

Tabla 2. Carga secundaria norma ANSI C57.13

	Designación	R (Ω)	L(mH)	Z(Ω)	Voltamperios (a 5 A)	Factor de potencia
Medida	B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
	B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
	B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
	B-0.9	0.81	1.040	0.9	22.5	0.9
	B-1.8	1.62	2.080	1.8	45.0	0.9
Protección	B-1	0.50	2.300	1.0	25.0	0.5
	B-2	1.00	4.600	2.0	50.0	0.5
	B-4	2.00	9.200	4.0	100.0	0.5
	B-8	4.00	18.400	8.0	200.0	0.5

3.3 Transformadores de corriente para protección y para medida

Inicialmente podría pensarse que los transformadores de corriente tienen los mismos requerimientos sin importar el uso, sin embargo, los requerimientos son distintos para protección y para medida.

Para la medida se requiere de una gran precisión, normalmente inferior al 1%, sin embargo, esta alta precisión se requiere para una corriente que normalmente no es superior o es ligeramente superior a la corriente nominal del circuito. Las corrientes muy superiores a la corriente nominal corresponden a fallas o condiciones anormales transitorias durante las cuales no es un problema que la medida no sea muy precisa.

Por otro lado, en los transformadores de corriente para protección puede ser aceptable una precisión hasta de un 10%, sin embargo, se requiere que esta precisión se mantenga para corrientes elevadas como las que aparecen durante un cortocircuito.

Lo anterior implica que los requerimientos de los transformadores de corriente para protección y para medida son diferentes y construir transformadores de corriente que cumplan no ambos requerimientos no es económicamente viable, por lo cual se utilizan transformadores de corriente diferentes para medida y para protección.

3.4 Precisión para transformadores de corriente de medida

Para la medida es indispensable que el error sea muy bajo, normalmente inferior al 1% cuando se trata de medida para efectos comerciales. La clase de precisión de estos transformadores de corriente se especifica como un 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. Para corrientes diferentes a la corriente nominal, el error máximo permitido dependerá de la norma con la cual se especifica el transformador de corriente.

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.

La norma IEC 60044 define las clases de precisión limitando los errores tanto en magnitud como en ángulo, tal como se muestra en la Tabla 3. También define las clases de precisión extendida mostradas en la Tabla 4.

Tabla 3. Clases de precisión de medida norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo					± Desplazamiento de fase en minutos al porcentaje de corriente dado abajo			
	5%	20%	50%	100%	120%	5%	20%	100%	120%
0.1	0.4	0.2	-	0.1	0.1	15	8	5	5
0.2	0.75	0.35	-	0.2	0.2	30	15	10	10
0.5	1.5	0.75	-	0.5	0.5	90	45	30	30
1.0	3.0	1.5	-	1.0	1.0	180	90	60	60
3	-	-	3	-	3	-	-	-	-
5	-	-	5	-	5	-	-	-	-

Tabla 4. Clases de precisión extendida norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo					± Desplazamiento de fase en minutos al porcentaje de corriente dado abajo				
	1%	5%	20%	100%	120%	1%	5%	20%	100%	120%
0.2S	0.75	.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10
0.5S	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30
Nota: Esta tabla aplica solamente para transformadores de corriente con corriente secundaria de 5 A										

La norma ANSI C57.13 define las clases de precisión mostradas en la Tabla 5 para un factor de potencia de la carga secundaria entre 0,6 y 1.

Tabla 5. Clases de precisión de medida norma ANSI C57.13

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo	
	10%	100%
0.3	0.6	0.3
0.6	1.2	0.6

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo	
	10%	100%
1.2	2.4	1.2

La norma ANSI C57.13.6 define clases de alta precisión y de precisión extendida, como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Clases de alta precisión de medida norma ANSI C57.13.6

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo	
	5%	100%
0.15	0.3	0.15
0.15S	0.15	0.15

3.5 Precisión para transformadores de corriente de protección

Para la protección se acepta un error mucho mayor que en medida, pero es muy importante que el transformador de corriente funcione bien para condiciones de corrientes altas, por ejemplo, durante un cortocircuito. En este caso es necesario entonces definir el error máximo y las corrientes máximas.

La clase de precisión de un transformador de corriente utilizado en protecciones, según la norma IEC 60044-1, 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.

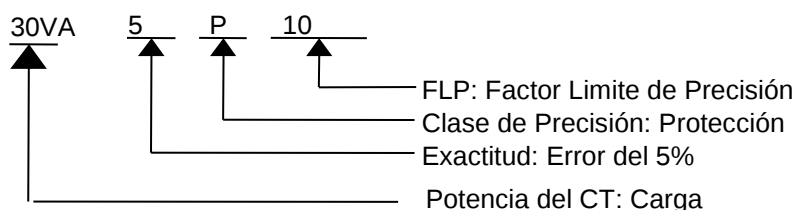


Figura 12. Precisión de protección norma IEC 60044

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. En la Tabla 7 se muestran los límites de error para transformadores de corriente de protección de acuerdo con la norma IEC 60044.

Tabla 7. Clases de precisión de protección norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error para la corriente nominal primaria	± Desplazamiento de fase en minutos para la corriente nominal primaria	Porcentaje de error compuesto para la corriente límite primaria
5P	1	60	5
10P	3	-	10

En la norma ANSI C57.13, la clase precisión está indicada por una letra que puede ser C, T o K, y seguida por un número. El número que corresponde al máximo voltaje terminal secundario que el transformador de corriente producirá a 20 veces la corriente nominal secundaria con un error no mayor al 10%.

En los transformadores de corriente con clase de precisión C indica el flujo de dispersión es despreciable y la característica de excitación puede utilizarse para determinar su funcionamiento.

La clase de precisión T indica que el flujo de dispersión no es despreciable y que la precisión debe

ser determinada mediante una prueba que consiste en realizar la característica “Corriente primaria” vs “Corriente secundaria” para una corriente primaria entre 1 y 22 veces la corriente nominal y hasta una carga secundaria que cause un error del 50%.

La clase de precisión K es similar a la clase C, pero la tensión de codo de la característica de excitación debe ser como mínimo el 70% de la tensión dada en la clase de precisión.

Tabla 8. Clases de precisión de protección norma ANSI C57.13

Clase de precisión	±Porcentaje de error para 20 veces la corriente nominal primaria	Tensión terminal	Factor de potencia
C100 T100 K100	10	100	0.5
C200 T200 K200	10	200	0.5
C400 T400 K400	10	400	0.5
C800 T800 K800	10	800	0.5

La Figura 13 muestra la curva de excitación típica de un transformador de corriente clase C o K.

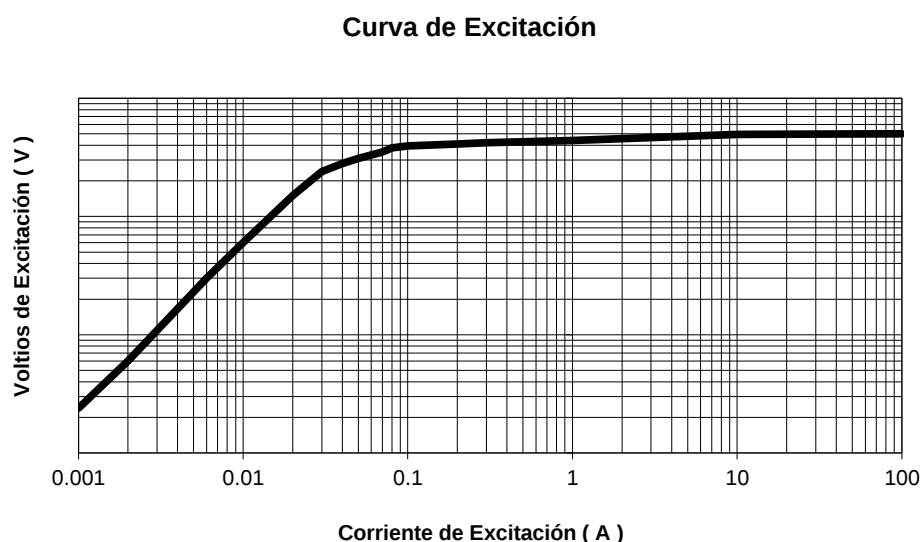


Figura 13. Curva de excitación de un transformador de corriente

4 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

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

- Aísla 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.
- Disminuye la tensión que se maneja en los circuitos de protección y medida a niveles que sean fácilmente manejables. Por ejemplo, se pueden tener 500 kV de tensión nominal en el primario y 120 V de tensión nominal en el secundario.

Los transformadores de tensión se aplican principalmente en:

- Circuitos de protecciones: para llevar las tensiones a los equipos de protecciones y equipos de registro de falla.

- Circuitos de medición: proporcionan la tensión necesaria para todos los equipos de medición tales como voltímetros, vatímetros, unidades multifuncionales de medida, contadores de energía, transductores para telemedida, etc.

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

- Tensión nominal del circuito al cual se le medirá la tensión.
- Tensión nominal secundaria
- Tipo: inductivo o de acople capacitivo
- Carga secundaria. Ohmios o voltamperios de los equipos de medida o protección que se conectarán y de los respectivos cables.
- Tipo de aplicación: protección o medida.

4.1 Selección de la tensión nominal primaria y secundaria

En la tensión nominal primaria debe tenerse en cuenta que ésta normalmente es diferente de la tensión máxima asignada al equipo que se utiliza para la selección de los niveles de aislamiento. La tensión nominal primaria debe seleccionarse igual o ligeramente superior a la tensión nominal del sistema, la norma IEC 60044 sugiere que se utilicen las tensiones dadas en la norma IEC 60038.

La tensión secundaria puede ser de 100 V, 110 V o 200 V de acuerdo con la tendencia europea, y de 115 V, 120 V o 230 V de acuerdo con la tendencia americana.

4.2 Selección del tipo

Los transformadores de tensión del tipo inductivo son los más económicos para niveles de baja, media y alta tensión (hasta unos 145 kV), para los niveles de tensión superiores normalmente son más económicos los de acople capacitivo. En la selección del tipo también se debe tener en cuenta la respuesta en frecuencia que es relevante cuando se requiere medir armónicos de tensión, para este caso son más recomendables los de tipo inductivo. Si se tienen sistemas de comunicación de portadora por línea de potencia los de acople capacitivo proporcionan la capacitancia necesaria para que se puedan transmitir señales de comunicaciones.

4.3 Selección de la carga secundaria

En los transformadores de tensión la carga secundaria afecta la precisión, además, para los transformadores de tensión que cuentan con múltiples devanados debe tenerse en cuenta que no son independientes los unos de los otros (en los transformadores de corriente cada núcleo es independiente de los otros), la caída de tensión en el devanado primario es proporcional a la suma de la carga de todos los devanados secundarios.

La norma IEC 60044-2 tiene normalizados los siguientes valores de carga secundaria para transformadores de tensión inductivos: 10 – 15 – 25 – 30 – 50 – 75 – 100 – 150 – 200 – 300 – 400 y 500 VA. La norma IEC 60044-5 tiene normalizados los siguientes valores de carga secundaria para transformadores de tensión de acople capacitivo: 1,0 – 1,5 – 2,5 – 3,0 – 5,0 – 7,5 (para un factor de potencia de 1), y 10 – 15 – 25 – 30 – 40 – 50 y 100 (para un factor de potencia de 0,8). La norma ANSI C57.13 tiene normalizados los valores de carga secundaria que se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Carga secundaria norma ANSI C57.13

Designación	Voltamperios	Factor de potencia
W	12.5	0.1
X	25.0	0.7
M	35.0	0.2
Y	75.0	0.85

Designación	Voltamperios	Factor de potencia
Z	200.0	0.85
ZZ	400.0	0.85

4.4 Transformadores de tensión para medida y protección

Igual que en los transformadores de corriente, los transformadores de tensión tienen requerimientos distintos para protección y para medida.

Para la medida se requiere de una gran precisión, normalmente inferior al 1%, sin embargo, esta alta precisión se requiere para una tensión muy cercana a la tensión nominal del sistema. Las tensiones muy superiores o muy inferiores a la tensión nominal corresponden a fallas o condiciones anormales transitorias durante las cuales no es un problema que la medida no sea muy precisa.

En los transformadores de tensión para protección puede ser aceptable una precisión hasta de un 10%, sin embargo, se requiere que esta precisión se mantenga para tensiones elevadas o muy bajas como las que aparecen durante una falla.

4.5 Precisión de transformadores de tensión para medida

Para las aplicaciones de medida se requiere una muy buena precisión de los transformadores de tensión, normalmente inferior al 1%. Debido a que la tensión durante condiciones normales de operación se mantiene en un valor muy cercano a la tensión nominal, los transformadores de tensión de medida solo requieren la alta precisión para valores alrededor de ésta. Las normas ANSI C57.13 e IEC 6004 define las diferentes clases de precisión para transformadores de tensión tal como se muestra en la Tabla 10 y Tabla 11 respectivamente.

Tabla 10. Clases de precisión de medida norma ANSI C57.13

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de tensión dado abajo	
	90%	100%
0.3	0.3	0.3
0.6	0.6	0.6
1.2	1.2	1.2

Tabla 11. Clases de precisión de medida norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de tensión dado abajo		± Desplazamiento de fase en minutos al porcentaje de corriente dado abajo	
	80%	120%	80%	120%
0.1	0.1	0.1	5	5
0.2	0.2	0.2	10	10
0.5	0.5	0.5	20	20
1.0	1.0	1.0	40	40
3.0	3.0	3.0	-	-
Nota: la clase de precisión 0.1 solo está definida para transformadores de tensión inductivos				

4.6 Precisión de transformadores de tensión para protección

Para la protección no se requiere una alta precisión, sin embargo, es necesario que la precisión se mantenga durante condiciones de sobretensión transitorias de frecuencia de la red, para garantizar una operación adecuada de los relés que dependen de la señal de tensión. En los transformadores de tensión para protección se define un factor de tensión V_f que indica hasta cuantas veces la tensión nominal se debe garantizar la precisión. Para seleccionar este factor deben conocerse las máximas sobretensiones de frecuencia de red esperadas, las cuales dependen del modo de aterrizamiento del sistema. De acuerdo con la norma IEC 60044 están

normalizados valores v_f de 1.2, 1.5 y 1.9. En la Tabla 12 se muestran los límites de error para las clases de precisión de protección de acuerdo con la norma IEC 60044.

Tabla 12. Clases de precisión de protección norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de tensión dado abajo			± Desplazamiento de fase en minutos al porcentaje de corriente dado abajo		
	2%	5%	$V_f \times 100\%$	2%	5%	$V_f \times 100\%$
3P	6,0	3,0	3,0	240	120	120
6P	12,0	6,0	6,0	480	240	240

5 TECNOLOGÍAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

En las protecciones eléctricas existen tres tecnologías bien diferenciadas:

- **Protecciones electromecánicas:** Se basan en los principios físicos de atracción electromagnética. La magnitud eléctrica actuante (corriente, por ejemplo) genera una fuerza que es comparada con la fuerza ejercida por un resorte, en la Figura 14 se muestra un equipo de protección con esta tecnología.

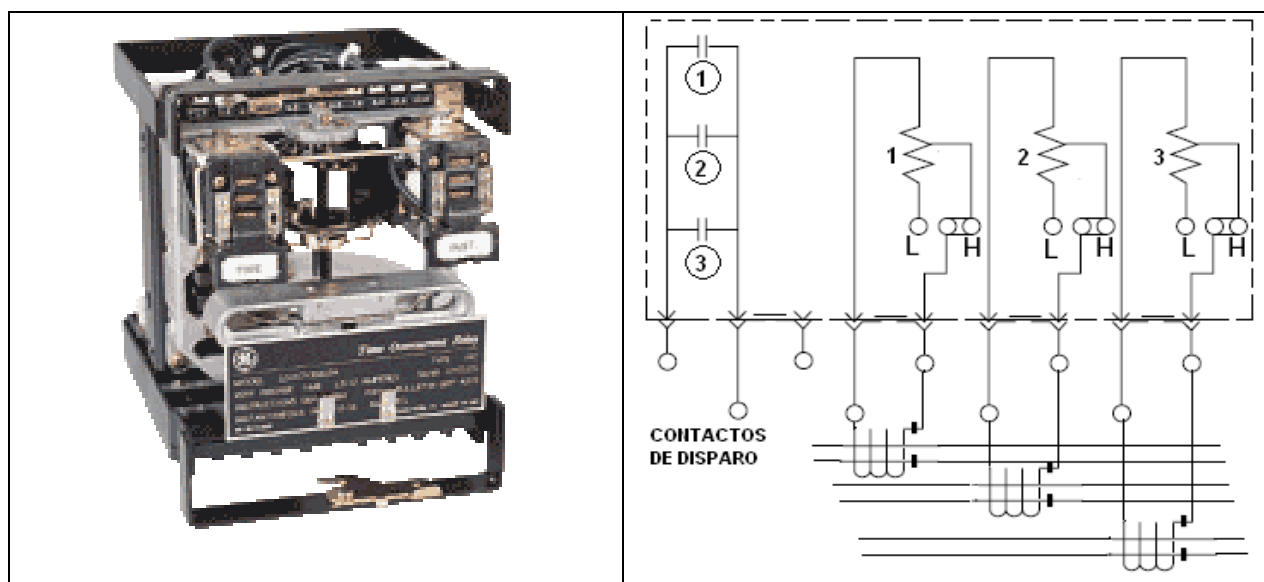


Figura 14. Diagrama típico de un relé electromecánico

- **Protecciones electrónicas:** Estos relés utilizan elementos electrónicos tales como amplificadores operacionales para realizar diversas operaciones como integraciones, comparaciones, derivaciones, sumas, restas, etc. En la Figura 15 se muestra un equipo de protección con esta tecnología.

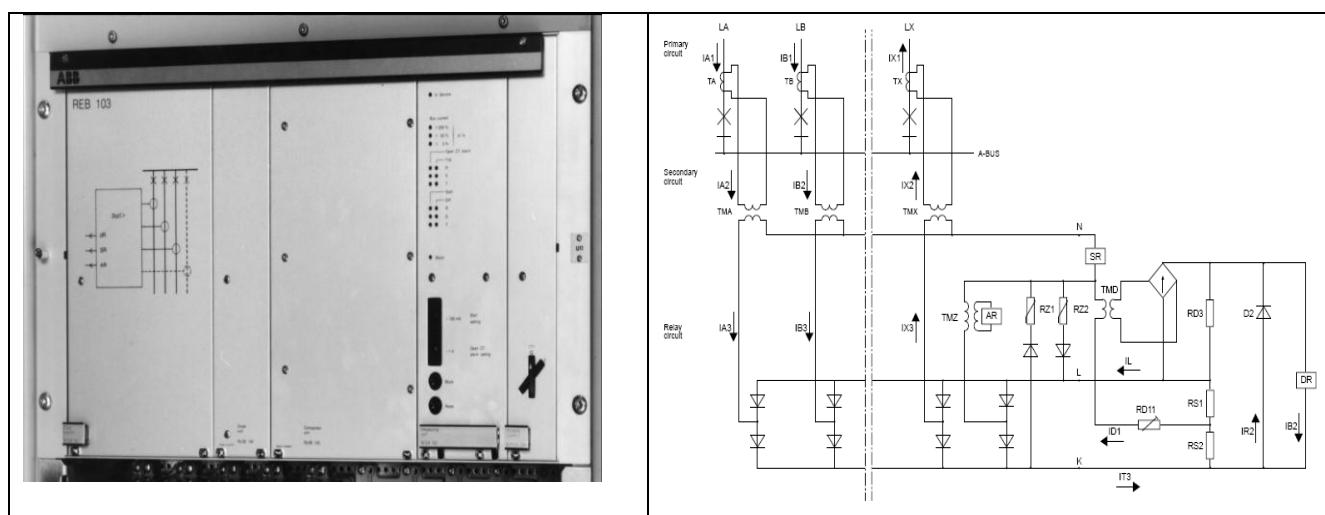


Figura 15. Diagrama de un relé de tecnología electrónica.

- **Protecciones numéricas:** Estas protecciones convierten las señales actuantes (corriente, tensión, etc) en números y realizan operaciones sobre estos números mediante la ayuda de microprocesadores, procesadores digitales de señales o microcontroladores. Aunque se basan en la utilización de componentes electrónicos, su principio de funcionamiento es muy

diferente al de las protecciones electrónicas. En la Figura 16 se muestra un equipo de protección con esta tecnología y en la Figura 17 se muestra la arquitectura típica.

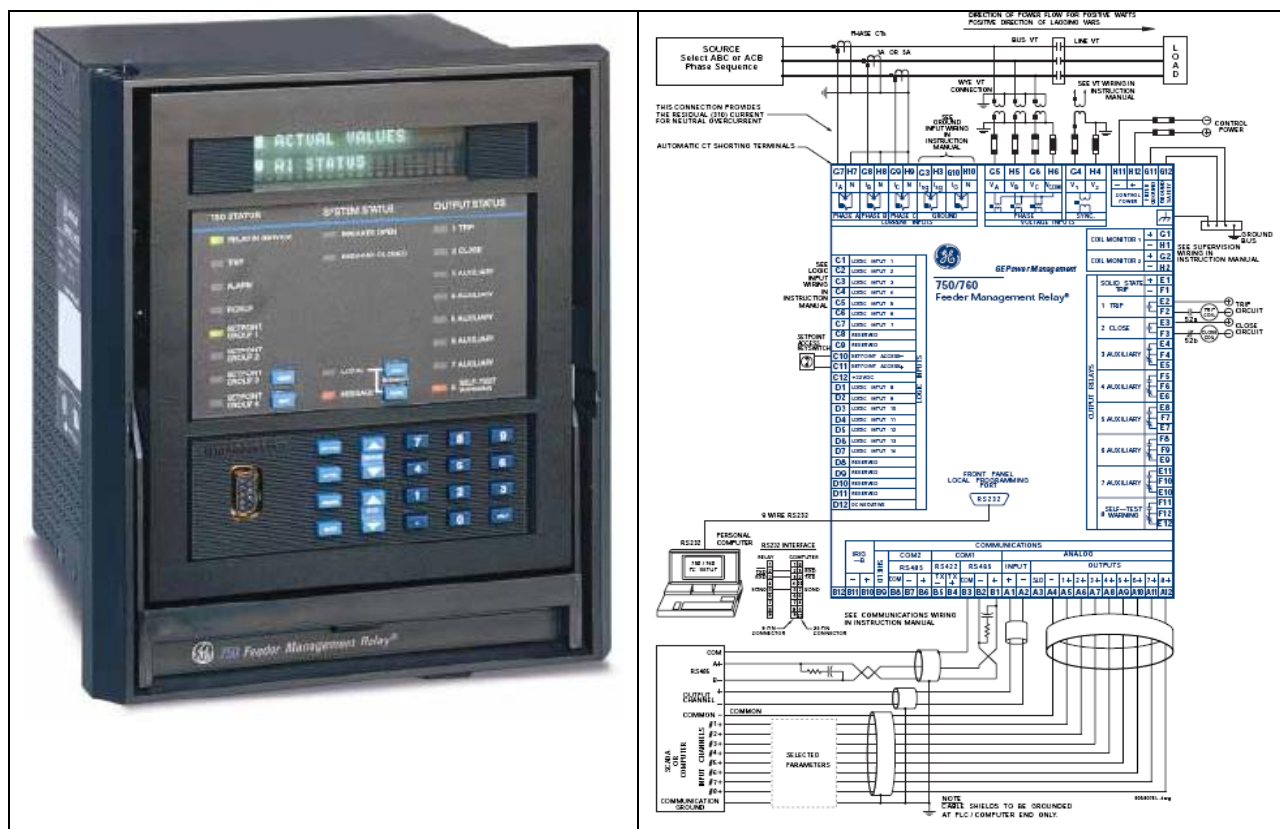


Figura 16. Diagrama típico de un relé numérico

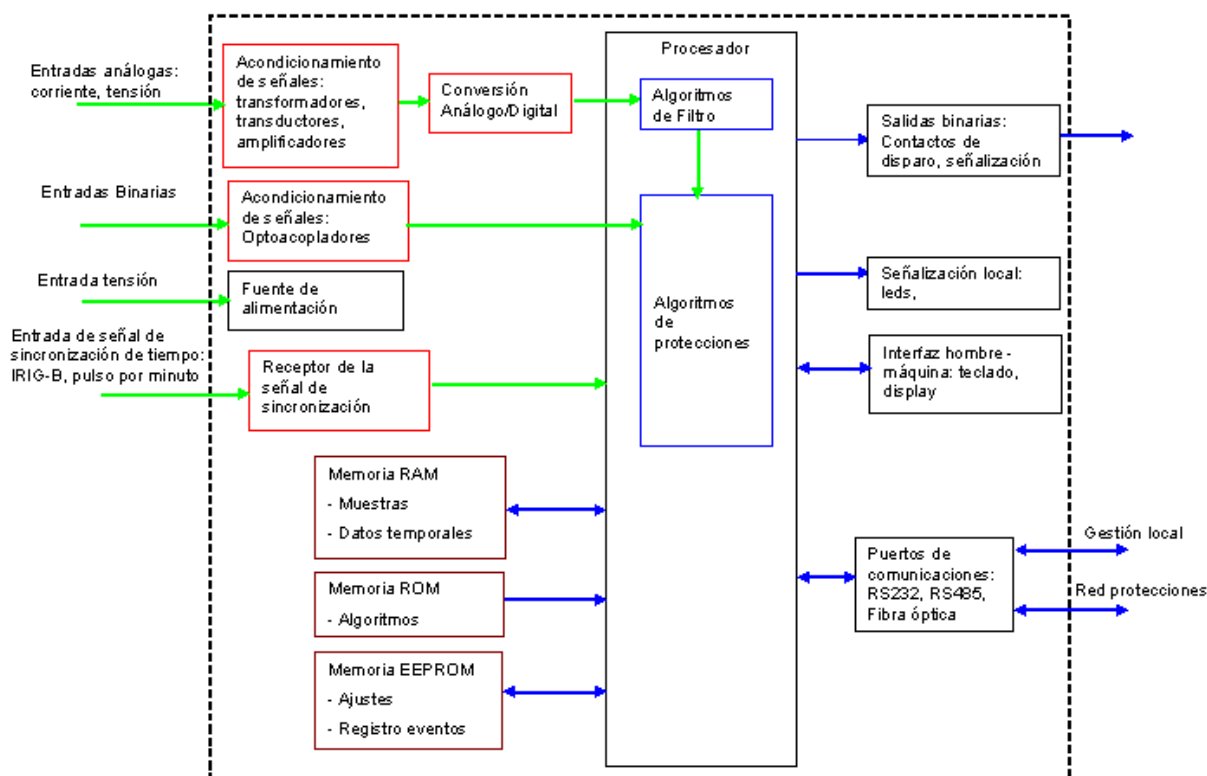


Figura 17. Arquitectura típica de una protección de tecnología numérica

6 INTERRUPTORES DE BAJA TENSIÓN

Los interruptores de baja tensión son dispositivos que cumplen la función completa de protección dado que detectan la corriente de falla, realizan la acción de protección y abren en circuito. Las funciones de protección que tienen normalmente son las de sobrecarga y cortocircuito. La unidad de protección puede ser desde una unidad térmica y una magnética hasta una unidad electrónica con varios niveles de ajuste. Pueden ser considerados el elemento de protección más utilizado dado que se encuentra en instalaciones industriales, comerciales y residenciales. Éstos interruptores proporcionan protección para sobrecorriente (sobrecarga y cortocircuito), Normalmente sobrecarga tiempo inverso y cortocircuito instantáneo o tiempo definido (fijo).

6.1 Tipos

De acuerdo con la forma constructiva, éstos interruptores pueden ser de caja moldeada o abiertos, ver Figura 18.



Figura 18. Tipos de interruptores de baja tensión

Los interruptores de caja moldeada son los más utilizados para corrientes hasta unos 600 A. Las características principales de éstos interruptores son las siguientes:

- El interruptor es una unidad integral confinada en una caja aislante
- Se abren y cierran manualmente mediante palanca. La energía para la apertura es recibida a través de la palanca
- Son un sistema excelente para bajas corrientes. Para grandes corrientes (mayores 1500 A) no es práctico su mecanismo de palanca.

Los interruptores abiertos son los más utilizados para altas corrientes. Las características principales de éstos interruptores son las siguientes:

- Normalmente se utilizan para altas corrientes (mayores a 800 A)
- Mecanismos de almacenamiento de energía independientes de los mandos. El almacenamiento de energía puede ser motorizado o manual.
- Pueden ser equipados con bobinas de apertura y cierre, lo cual facilita su uso como elementos de maniobra donde no se requiere de un elevado número de operaciones, por ejemplo, en las transferencias automáticas.

6.2 Principales parámetros

Algunos de los parámetros principales de éstos interruptores son los siguientes:

- Tensión asignada del aislamiento de aislamiento (U_i): es el valor de tensión al cual se refieren las pruebas y las distancias eléctricas. Debe ser mayor o igual que la máxima tensión del sistema
- Tensión asignada soportada al impulso (U_{imp})
- Tensión de funcionamiento (U_e): es la tensión fase fase del circuito en el cual operará el interruptor. Normalmente un mismo interruptor puede aplicarse en diferentes niveles de tensión.
- Corriente nominal que debe ser igual o superior a la máxima corriente de carga esperada y debe permitir las sobrecargas aceptables, por ejemplo sobrecarga temporal de un transformador.

Un parámetro fundamental para la selección de estos dispositivos es la capacidad de interrupción, la cual debe ser superior a la máxima corriente de cortocircuito que se espera que deba interrumpir el interruptor. Existen dos parámetros de capacidad de interrupción:

- Poder de corte último (I_{cu}): Máxima corriente de corto circuito que el interruptor puede cortar. El interruptor debe cortar dos veces consecutivas esta corriente, de acuerdo con la secuencia O – t – CO. Después de ésta secuencia no se requiere que el interruptor sea capaz de soportar la corriente nominal.
- Poder de corte en servicio (I_{cs}): Máxima corriente de corto circuito que el interruptor puede cortar de acuerdo con la secuencia O - t - CO - t – CO. Después de ésta secuencia se requiere que el interruptor sea capaz de soportar la corriente nominal.

6.3 Categorías de utilización

Las categorías de utilización definen si la característica de operación para cortocircuito tiene un retardo intencional de tiempo para lograr la selectividad. Existen dos categorías de utilización:

- Categoría A: el interruptor no está concebido para que permita la coordinación con otros dispositivos de protección que se encuentren en serie.
- Categoría B: el interruptor está concebido para permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en serie, para lo cual tiene un tiempo de retardo corto para condiciones de cortocircuito.

6.4 Características de operación

Éstas características dependen del fabricante de interruptor. Normalmente los interruptores de corrientes bajas (<100 A) tienen curvas de operación fijas, mientras que los de corrientes mayores cuentan con unidades de disparo que permiten ajustar la característica de operación. Las unidades de disparo pueden ser de principio de operación mecánico (termomagnéticas) o electrónicas. En los grandes interruptores es normal que se pueda seleccionar entre varias opciones de unidades de disparo. Las unidades de disparo permiten seleccionar las características de operación de la protección de sobrecarga y de la de cortocircuito tal como se muestra en la Figura 19.

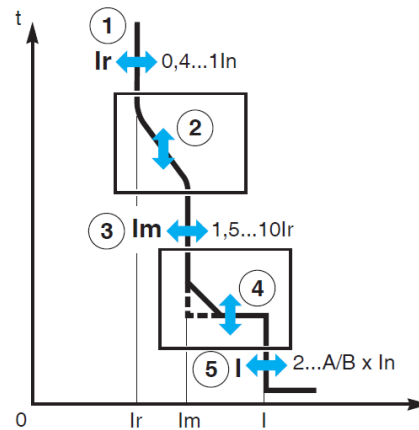


Figura 19. Selección de ajustes en unidades de disparo

6.5 Limitación de corriente

La limitación de corriente es una característica de algunos interruptores de baja tensión que evitan que la corriente de cortocircuito alcance el nivel disponible en el punto de falla. El interruptor inicia rápidamente la apertura introduciendo una impedancia que limita la corriente de cortocircuito (ver Figura 20).

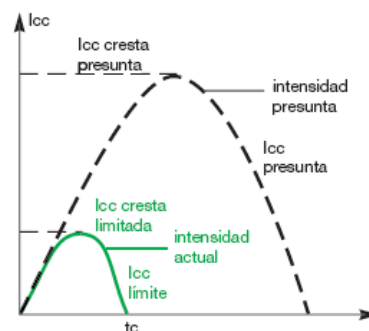


Figura 20. Limitación de corriente

Los fabricantes entregan las características de limitación de sus interruptores en una gráfica de corriente de cortocircuito esperada contra corriente pico máxima garantizada como la mostrada en la Figura 21.

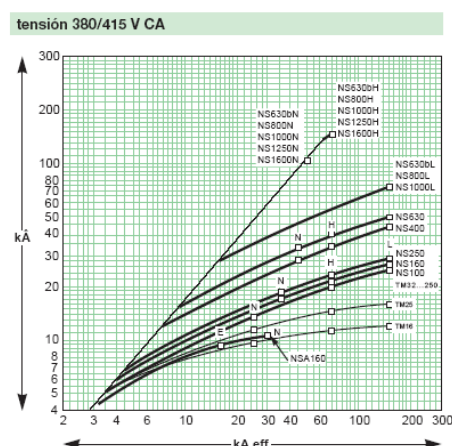


Figura 21. Curvas de limitación de corriente

6.6 Coordinación

Para la coordinación de protecciones con éstos dispositivos deben seleccionarse los criterios adecuados para proteger los diferentes equipos y alimentadores, además se debe garantizar la selectividad entre interruptores de baja tensión y entre éstos y los relés de protección y fusibles que estén conectados en cascada. Debe tenerse en cuenta que el tiempo de operación de la parte térmica puede ser bastante variable, por lo cual es necesario tomar la característica de operación como una banda y no como una línea. Se pueden utilizar las tablas de coordinación dadas por los fabricantes, en este caso la selectividad se verifica por simple inspección. Cuando los interruptores son de diferentes fabricantes es necesario realizar el análisis de coordinación. Para garantizar la selectividad con interruptores de baja tensión existen tres maneras:

- Selectividad por umbral de corriente (ver Figura 22): la corriente de falla es insuficiente para hacer operar el dispositivo más cercano a la fuente. Este tipo de coordinación es útil para la parte de sobrecarga debido a que la corriente nominal de un alimentador principal es normalmente muy superior a la de las salidas que alimenta. Para el cortocircuito, ésta coordinación no es práctica debido a que los niveles de cortocircuito en las barras principales y a la salida de los alimentadores pueden ser muy similares, además, el interruptor del alimentador principal debe ofrecer respaldo para fallas en los alimentadores.

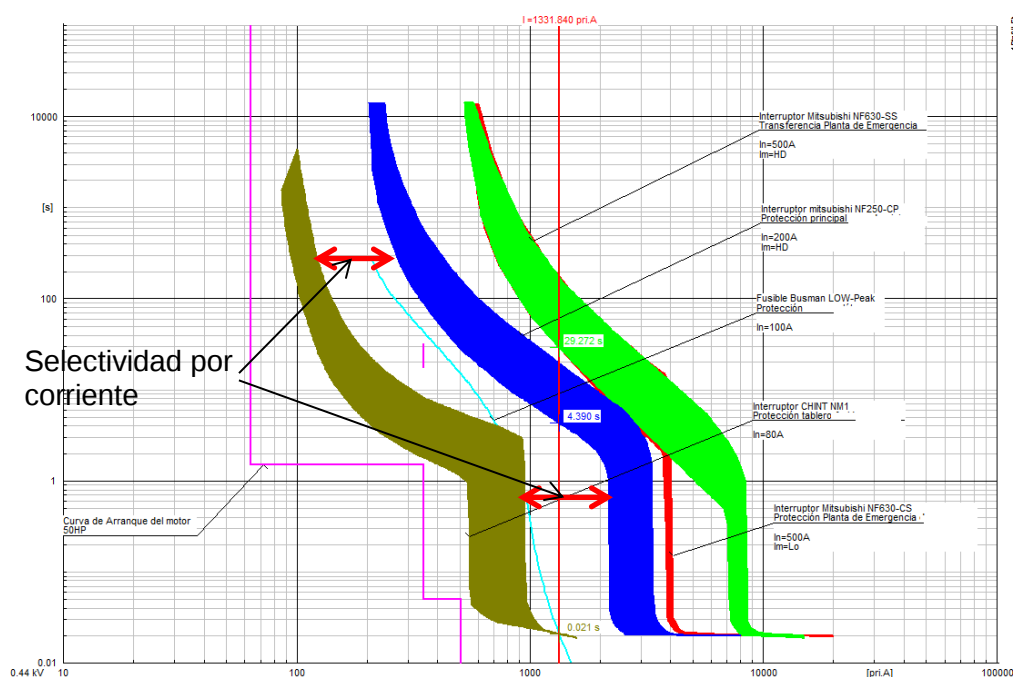


Figura 22. Selectividad por corriente

- Selectividad por tiempo (ver Figura 23): consiste en que el tiempo de operación del dispositivo del alimentador principal siempre es mayor que el tiempo de las salidas que alimenta. Debe tenerse para éste caso un criterio de diferencia de tiempos (tiempo de coordinación). La selectividad por tiempo tiene una desventaja y es que se requiere la temporización de dispositivos de protección ante condiciones de cortocircuito, lo cual aumenta el nivel de riesgos y daños durante las fallas. Cuando se tienen solo interruptores categoría A, no se puede tener selectividad por tiempo para cortocircuito.

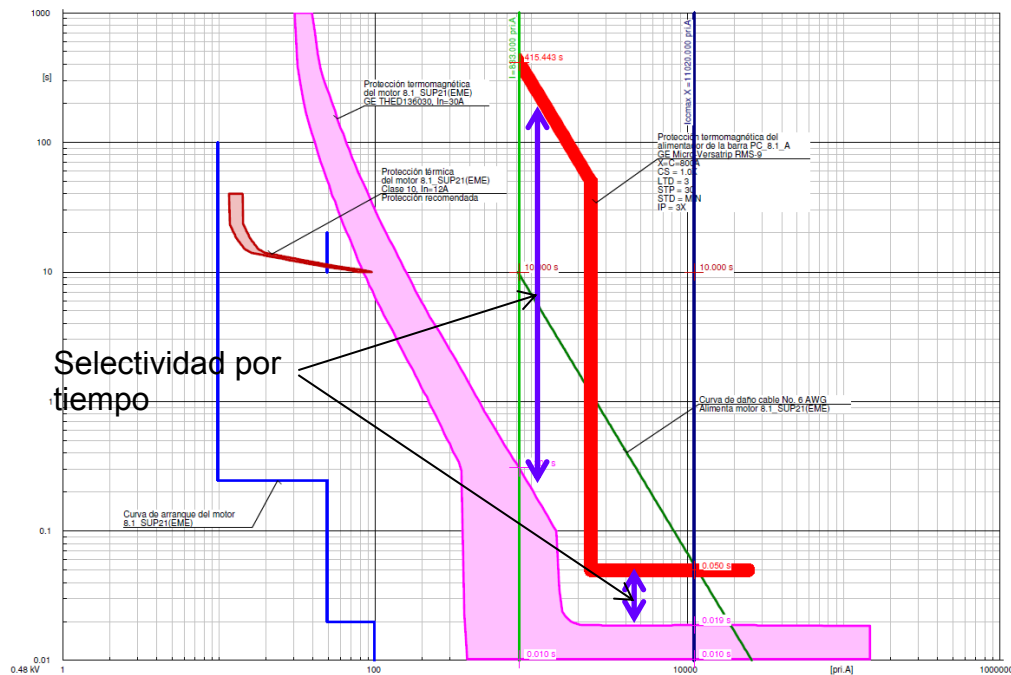


Figura 23. Selectividad por tiempo

- Selectividad por energía: éste tipo de selectividad se basa en las características de limitación de corriente que tienen los interruptores, de tal forma que el interruptor que se encuentra aguas abajo limita la cantidad de energía para el disparo del interruptor aguas arriba. La coordinación en éste caso consiste en verificar que la energía que permite pasar el interruptor aguas abajo es inferior a la mínima energía que se requiere para disparar el interruptor aguas arriba. Para ésta coordinación se requieren entonces las curvas de corriente vs energía (I^2t):
 - Curva de energía máxima pasante del dispositivo aguas abajo
 - Curva de energía mínima requerida para el disparo del dispositivo aguas arriba.

Éstas curvas normalmente no están disponibles, por lo cual la selectividad por energía solo puede ser dada por el fabricante.

La selectividad por energía se verifica en la parte instantánea de los interruptores de baja tensión, en la cual no se puede utilizar la curva de corriente – tiempo por las siguientes razones:

- En cortocircuito los interruptores son extremadamente rápidos, por lo cual no se tienen diferencias de tiempos de operación apreciables que permitan garantizar la coordinación.
- Abren en presencia de una fuerte componente asimétrica y las curvas son definidas con formas de onda simétricas sinusoidales.
- Los fenómenos son prevalentemente dinámicos (por tanto dependen del cuadrado del valor instantáneo de la corriente) y pueden “describirse” utilizando las curvas de energía específica pasante.

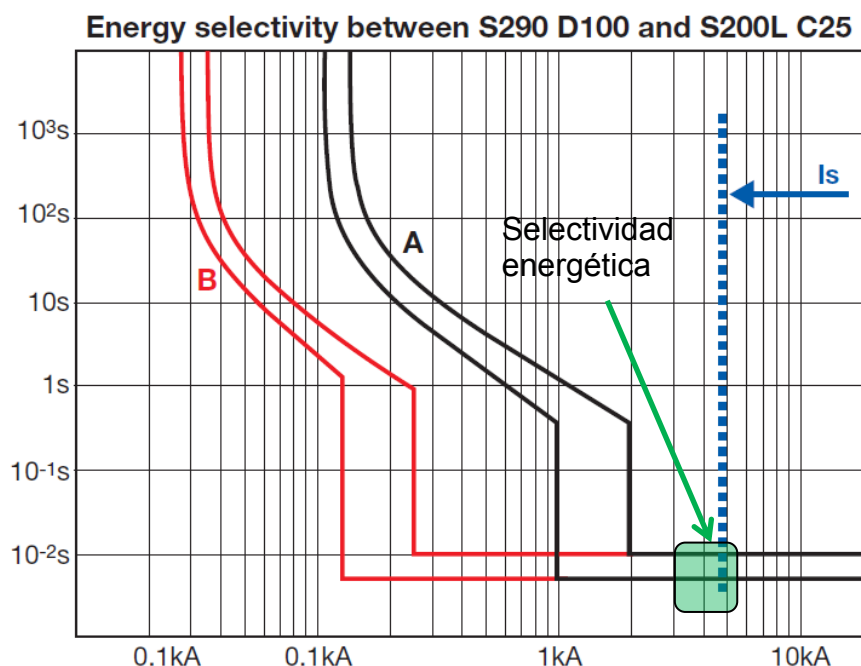
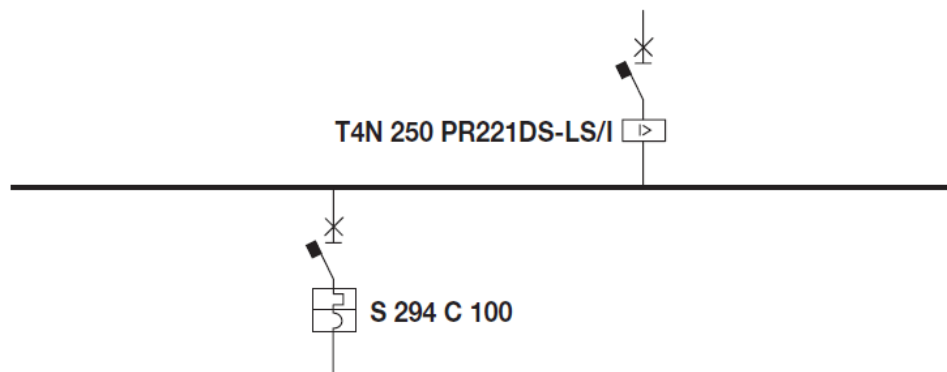


Figura 24. Selectividad por energía

- Otra forma de verificar la selectividad es utilizando las tablas de coordinación. Los fabricantes ofrecen unas tablas donde muestran si existe coordinación entre un determinado dispositivo aguas arriba con un dispositivo de menor capacidad de corriente aguas abajo, tal como se muestra en la Figura 25. Estas tablas muestran si la selectividad es total (hasta el valor de I_{cu}) o si la selectividad solo se garantiza hasta un valor determinado de corriente. Utilizando éstas tablas la selectividad se verifica por simple inspección y no es necesario analizar curvas de corriente – tiempo de los dispositivos de protección. Estas tablas solo existen para referencias de un mismo fabricante.



Tmax T4 - S290 @ 400/415 V

			Supply side	T4						
			Version	N,S H,L,V						
			Release	TM, M				EL		
			I _u [A]	250	320		250		320	
Load-side	Charact.	I _{cu} [kA]	I _n [A]	160	200	250	320	160	250	320
S290	C-K	15	80	5	11	T	T	T	T	T
			100	5*	8	T	T	12	T	T
	C		125		8*	12	T		T	T
	D		80	5	11	T	T	T	T	T
			100		8	T	T	12	T	T

Figura 25. Tabla de coordinación

7 FUSIBLES

Los fusibles son dispositivos que cumplen la función completa de protección dado que detectan la corriente de falla, realizan la acción de protección y abren en circuito. Su principio de operación está basado en la fusión de un elemento conductor complementado con un mecanismo de interrupción del arco eléctrico. Después de que el elemento conductor se funde, el fusible debe interrumpir la corriente de falla, la cual continúa fluyendo a través de un arco. Después de la interrupción del arco, el fusible experimenta una tensión de recuperación (TRV), la cual debe soportar sin que se presente reencendido (reaparición del arco), finalmente se experimenta una tensión de estado estable. Siempre se tendrá un arco entre el momento en que se funde el fusible y el momento en que se interrumpe la corriente. El tiempo de fusión se suma al tiempo de arco para obtener el tiempo total de despeje de la falla. Por lo tanto, la característica de operación del fusible tendrá dos curvas, una del mínimo tiempo de fusión y la otra de tiempo total de despeje de falla.

Las principales ventajas de los fusibles son su alta velocidad de despeje de las fallas y su bajo precio para aplicaciones en media tensión, comparado con el uso del esquema interruptor – transformador de corriente – relé. Las mayores desventajas de los fusibles son que se deben cambiar una vez operan y que su operación es monopolar, lo cual puede llevar a que el circuito quede conectado en dos fases y se ocasionen daños a los equipos (principalmente a los motores).

7.1 Tipos

Los fusibles pueden ser de tipo expulsión y limitadores de corriente. Ambos tipos de fusibles tienen un elemento conductor que se funde pero la forma en la cual extinguen el arco eléctrico es diferente.

En los fusibles de tipo expulsión el efecto de los gases producidos por el arco interno ayudado por otros mecanismos genera la interrupción de la corriente. Normalmente interrumpen la corriente en su cruce por cero, por lo cual no son limitadores. La Figura 26 muestra el fusible de expulsión y el principio de funcionamiento de su mecanismo de extinción del arco.

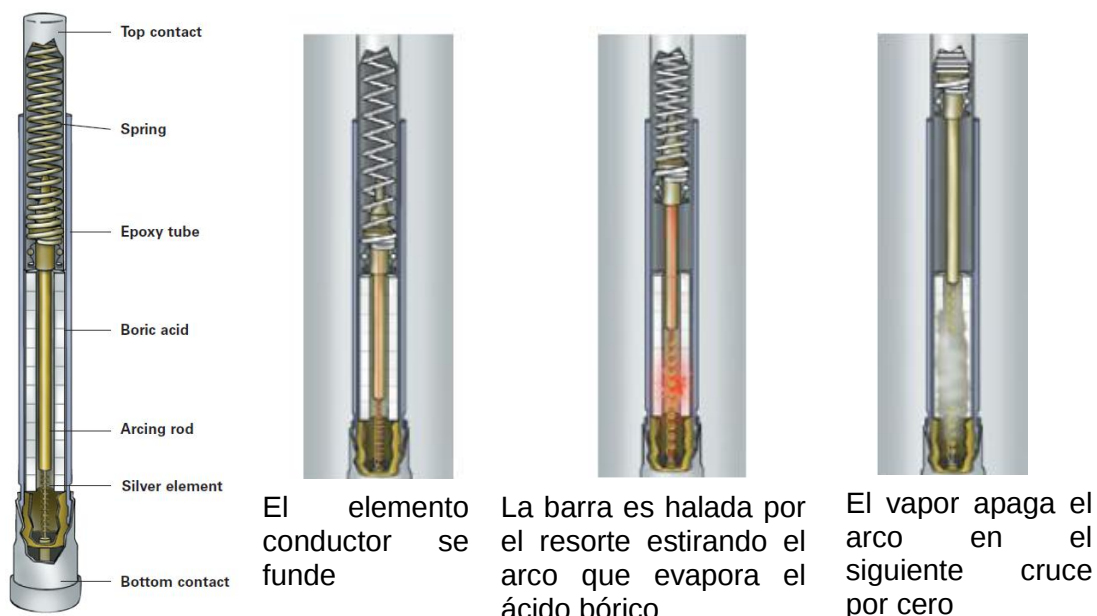


Figura 26. Fusible de expulsión

Los fusibles limitadores de corriente, limitan la corriente tanto en magnitud como en duración debido a que fuerzan un valor cero de la corriente sin requerir para la extinción del arco el cruce por cero natural de la onda de corriente, de esta forma evitan que la corriente alcance el valor pico

máximo esperado. El mecanismo de limitación está basado en la fusión de un elemento conductor bastante largo que interactúa con un medio de enfriamiento y limitante de corriente (típicamente arena), el cual rápidamente aumenta la resistencia equivalente del circuito fallado. Así, la corriente pasa rápidamente de ser altamente inductiva a altamente resistiva y como resultado se fuerza su cruce por cero. La Figura 27 muestra el fusible limitador de corriente y el principio de funcionamiento de su mecanismo de extinción del arco. Existen tres tipos de fusibles limitadores, los cuales se diferencian por el rango de corriente que pueden interrumpir (ver Figura 28):

- Respaldo: Interrumpe corrientes altas y es limitado para interrumpir bajas corrientes. Normalmente se requieren otros dispositivos para abrir el circuito cuando las corrientes de falla no son muy altas.
- Limitador de rango completo: interrumpe todas las corrientes desde la corriente mínima que causa la fusión del fusible hasta su capacidad de interrupción.
- Limitador de propósito general: interrumpe todas las corrientes desde la corriente que causa la fusión del fusible en una hora hasta su capacidad de interrupción.

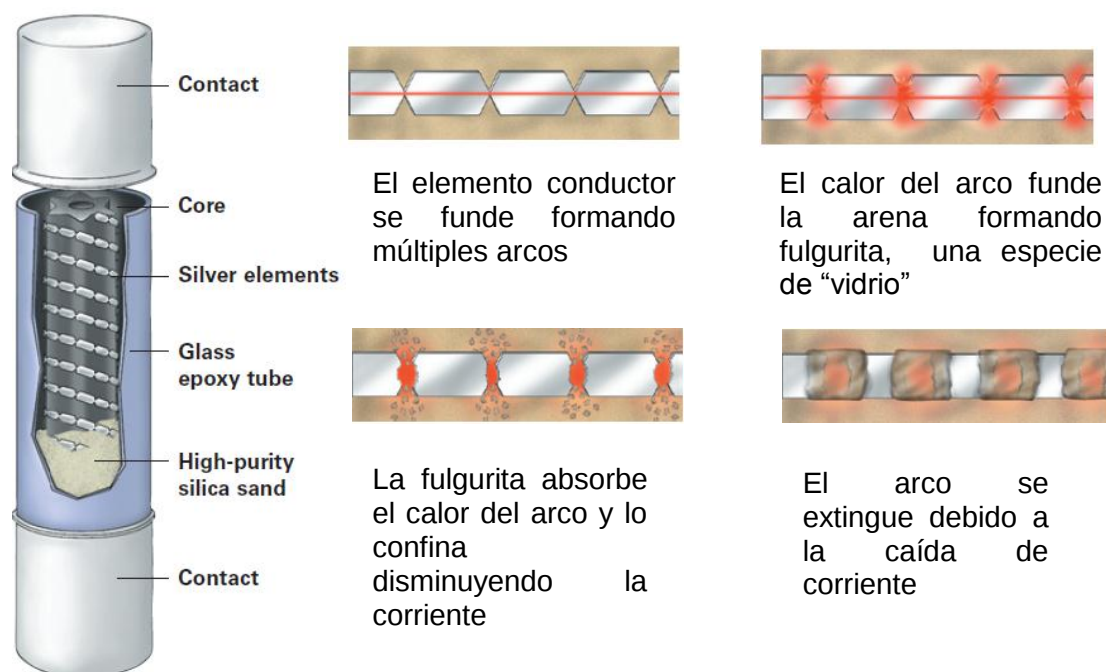
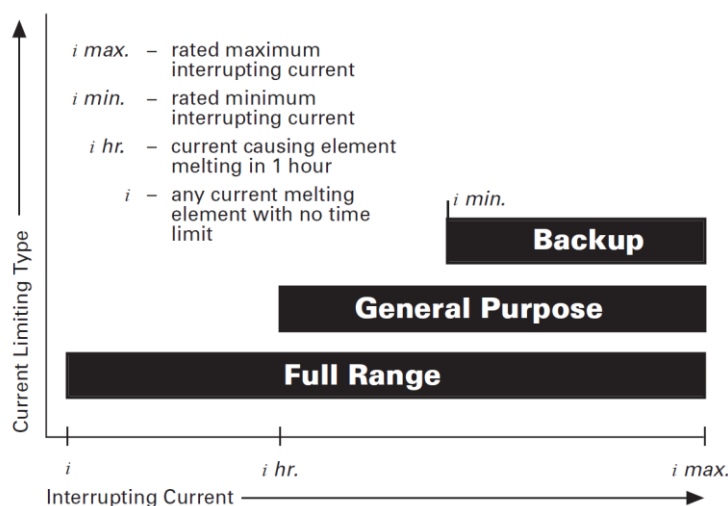
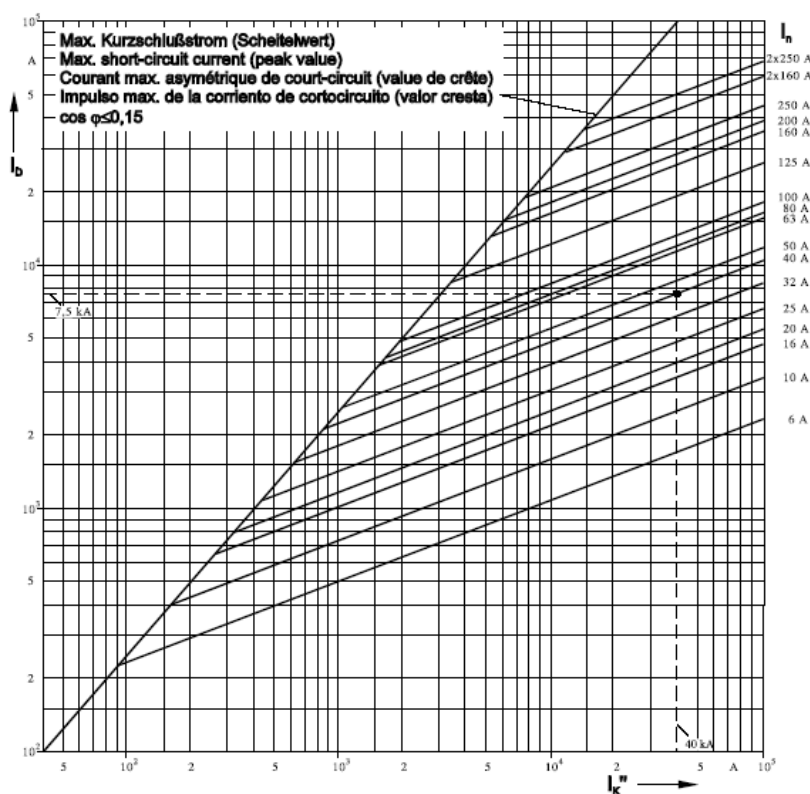


Figura 27. Fusible limitador de corriente

**Figura 28. Tipos de fusibles limitadores**

La característica de limitación de corriente del fusible se representa en una gráfica de corriente rms esperada (sin limitación) – corriente pico máxima que se obtendrá con la limitación (ver Figura 29).

**Figura 29. Característica de limitación de corriente**

7.2 Principales parámetros

Los principales parámetros que se deben tener en cuenta en la selección de fusibles son:

- Tensión nominal
- Corriente rms de operación
- Capacidad de interrupción

- Corrientes transitorias: por ejemplo, corriente inrush de transformadores
- Capacidad de corriente de los conductores
- Corriente de falla: capacidad de interrupción, poder de limitación
- Coordinación con otros fusibles y elementos de protección
- Tipo de fusible y su respuesta en tiempo
- Características de montaje: modo de instalación, servicio interior o exterior

La tensión nominal del fusible debe ser mayor o igual que la máxima tensión del sistema, debe escogerse por encima la máxima tensión línea-línea y seleccionarla de los valores normalizados (IEC o ANSI).

La capacidad de interrupción debe exceder la máxima corriente de falla simétrica del sistema, no se pueden utilizar fusibles con capacidad de interrupción menor porque se corre el riesgo de que el arco eléctrico no se extinga a pesar de la fusión del fusible. Para la componente asimétrica de la corriente de cortocircuito debe tenerse en cuenta el factor de asimetría, el cual depende de la relación X/R del sistema, tal como se muestra en la Figura 30. El máximo factor de asimetría posible es de 1.73 y las normas sugieren utilizar factor de asimetría de 1.56 a 1.6

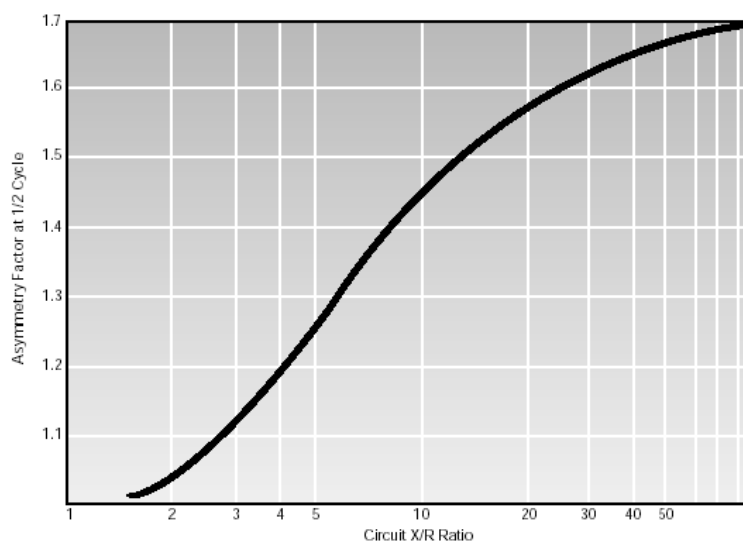


Figura 30. Factor de asimetría

La corriente nominal del fusible debe ser superior a la máxima corriente de carga esperada y se deben permitir las sobrecargas aceptables, por ejemplo sobrecarga temporal de un transformador. Los fusibles subdimensionados pueden fundirse fácilmente durante operación normal, los fusibles sobredimensionados pueden no proteger adecuadamente. Deben tenerse en cuenta los factores de reducción de capacidad por temperatura, altura sobre el nivel del mar (derating). Para estos factores deben consultarse las recomendaciones del fabricante o las normas aplicables, la Tabla 13 muestra los factores de reducción por altura sobre el nivel del mar.

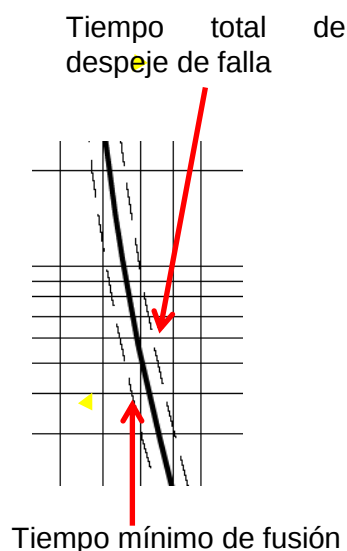
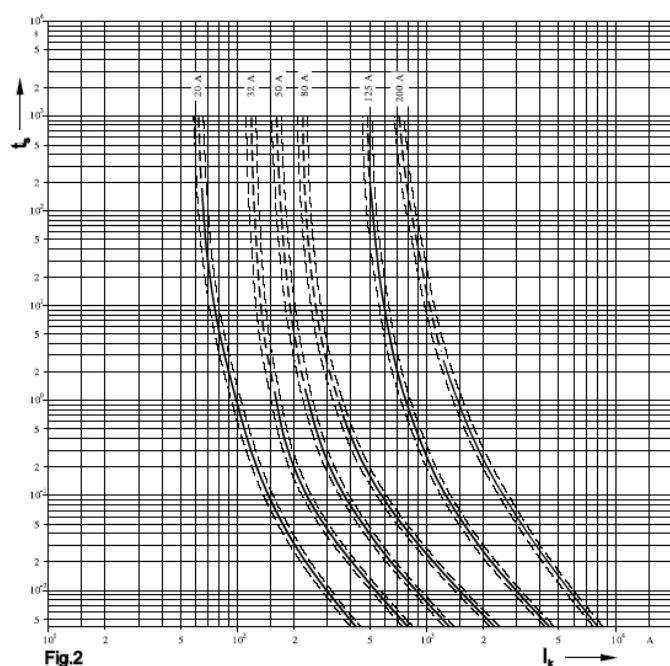
Table 4: Altitude Corrections from ANSI C37.40-1993, Section 2.3

Altitude (above sea level)		Correction Factor	
Feet	Meters	Interrupting Rating Times	Continuous Current Times
3,300	1,000	1.00	1.00
4,000	1,200	.98	.99
5,000	1,500	.95	.99
6,000	1,800	.92	.98
7,000	2,100	.89	.98
8,000	2,400	.86	.97
9,000	2,700	.83	.96
10,000	3,000	.80	.96
12,000	3,600	.75	.95
14,000	4,300	.70	.93
16,000	4,900	.65	.92
18,000	5,500	.61	.91
20,000	6,100	.56	.90

Tabla 13. Factores de corrección por altura sobre el nivel del mar

7.3 Características de operación

La característica de operación del fusible incluye dos curvas, una es la de tiempo mínimo de fusión y la otra es la de tiempo total de despeje de falla (ver Figura 31).

**Figura 31. Característica de operación de los fusibles**

7.4 Coordinación

Para la coordinación de protecciones en sistemas que utilizan fusibles es necesario definir los criterios adecuados para el esquema. Estos criterios deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- La coordinación entre fusibles debe garantizar que no se funden los fusibles que se encuentran aguas arriba.

- En circuitos de distribución con interruptores y/o reconectores, puede evitarse la fusión del fusible y su reemplazo ante fallas temporales. Los fusibles solo deben fundirse solo para fallas permanentes.
- Tener en cuenta que el efecto térmico es acumulativo, y que en el caso de presentarse recierres, los fusibles se funden más rápidamente.
- El criterio recomendado para verificar la selectividad entre fusibles es que el tiempo total de despeje de falla del fusible aguas abajo sea inferior o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible aguas arriba, en la Figura 32 se muestra un ejemplo de gráfica de coordinación entre fusibles.

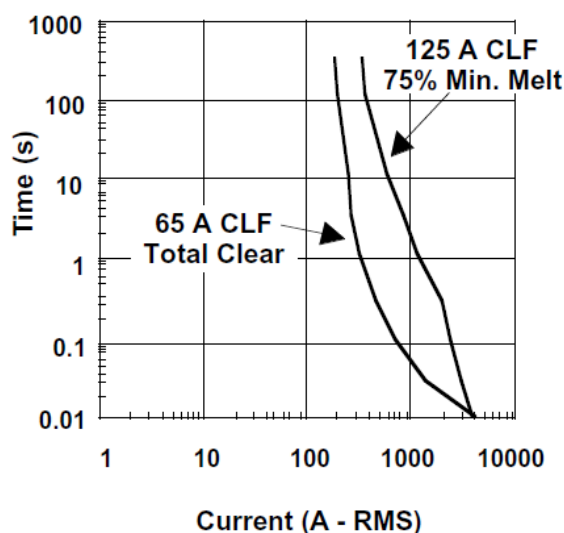


Figura 32. Selectividad en fusibles

- Deben tenerse en cuenta los tipos de fusibles, los fusibles de expulsión normalmente tienen un tiempo mínimo de despeje de falla de unos 14 ms, por lo cual es posible que se tengan problemas de selectividad si se tiene un fusible limitador aguas arriba y un fusible de expulsión aguas abajo. La Figura 33 muestra como a partir de un valor de corriente el fusible de expulsión aguas abajo es más lento que el fusible limitador aguas arriba, con lo cual se pierde la selectividad.

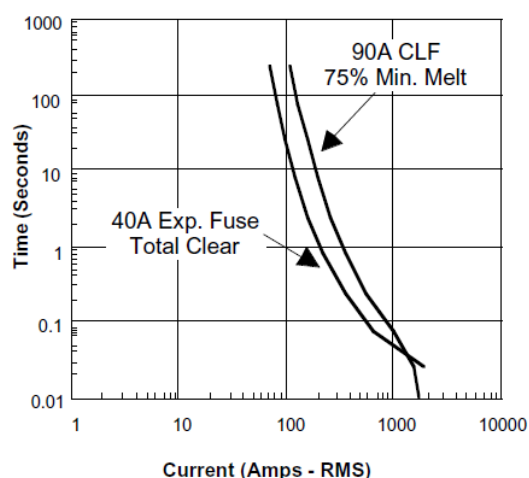


Figura 33. Coordinación entre fusible limitador y fusible de expulsión

8 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.

8.1 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 34.

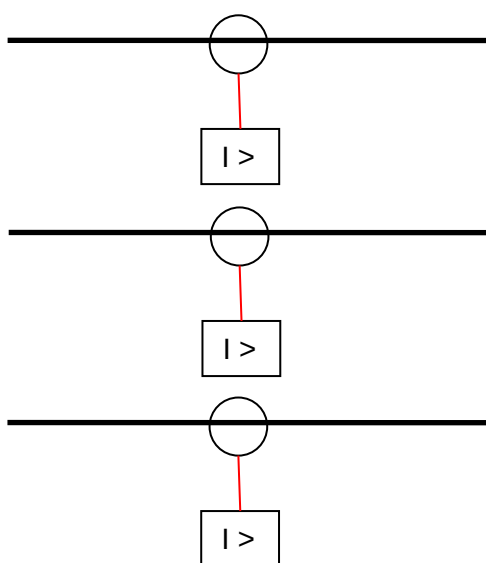


Figura 34. Conexión de los relés de sobrecorriente de fases

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 35. 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.

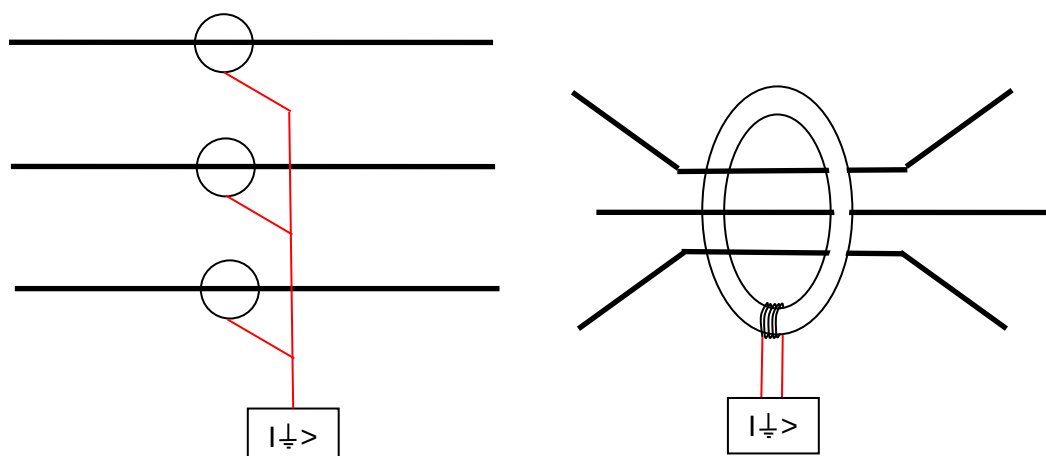


Figura 35. Conexión de los relés de sobrecorriente de tierra

8.2 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 14.

Tabla 14. 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 15.

Tabla 15. Constantes para curvas IEC

	A	B	C
k	0.14	13.5	80.0
a	0.02	1.0	2.0

8.3 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 qué 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.

8.4 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.

9 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES

En general, los conductores de circuitos alimentadores en cualquier instalación eléctrica, deben ser protegidos con dispositivos de protección de sobrecorriente de tal forma que no se superen los umbrales corriente tiempo de diseño del conductor.

Una primera protección que se realiza es por medio de la adecuada selección de acuerdo con las condiciones de carga, temperatura ambiente, condiciones de instalación (agrupamiento).

En segunda instancia se tiene la protección física, que consiste en la instalación del conductor en un medio seguro que evite el deterioro por condiciones ambientales y animales.

Los disturbios eléctricos que se pueden presentar son:

- **Sobrecarga:** La primera protección es el adecuado dimensionamiento de los conductores de acuerdo con los factores de disminución de capacidad y los niveles de tensión, cuando se presenta la condición de sobrecarga se utilizan normalmente relés de sobrecarga (tiempo inverso), relés térmicos o dispositivos térmicos bimetálicos.
- **Cortocircuitos y fallas a tierra:** cuando se presentan estas fallas deben ser aclaradas por medio de relés de sobrecorriente que garanticen velocidad en la actuación.

1.1.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE – (51/50).

a) Función de Protección de Sobrecorriente de Fases Temporizada – (51).

El ajuste de la protección de sobrecorriente se selecciona del menor valor entre:

- El 90% del valor máximo de corriente soportado por el conductor después de haber aplicado los factores de corrección necesarios, por ejemplo el de temperatura o por el número de conductores en paralelo.
- La corriente nominal del transformador de corriente asociado al circuito multiplicado por el factor de sobrecarga permitido (Normalmente puede ser 20%).
- El 125% de la corriente nominal del transformador (si existe).

Para el caso de equipos de protección de sobrecorriente con dial y curvas seleccionables, estos se determinan de acuerdo a la curva de daño de los conductores, buscando la selectividad entre las protecciones aguas arriba y aguas abajo del dispositivo y debe tener márgenes de tiempos de coordinación entre 200 ms y 300 ms.

Además se debe verificar que:

- El arranque de la función sea al menos de 2 veces la corriente de carga máxima normal y nunca menor de 1.5 veces, ó de 1.25 veces la corriente de carga de corto tiempo (arranque de carga simultánea), como por ejemplo durante la reaceleración de los motores al ocurrir una transferencia automática.
- La falla mínima mas alejada debe hacer operar el relé con, al menos, el doble de su pick-up.

b) Función de Protección de Sobrecorriente de Fases de Tiempo Definido – (50).

El ajuste de la protección de sobrecorriente de fases instantáneo se ajusta buscando una buena coordinación con los elementos aguas arriba y aguas abajo de la protección, con un valor normalmente entre 5 y 10 veces la corriente nominal del circuito. Este ajuste se debe verificar con la mínima corriente de falla para verificar que la protección actúe dentro de la característica magnética ante cortocircuitos. Para obtener una adecuada coordinación entre las funciones ANSI 50 de las protecciones de los elementos como motores y transformadores, se debe garantizar que el tiempo de retraso (Delay), garantice un margen de coordinación entre 200 ms y 300 ms entre ambas funciones.

Además se debe verificar que el ajuste obtenido de la protección de sobrecorriente de fases (temporizada e instantánea) se ubique por debajo de la curva de soportabilidad del conductor asociado, para garantizar que este no sufrirá daño.

En la Figura 36, se muestran las curvas de daño de los diferentes conductores.

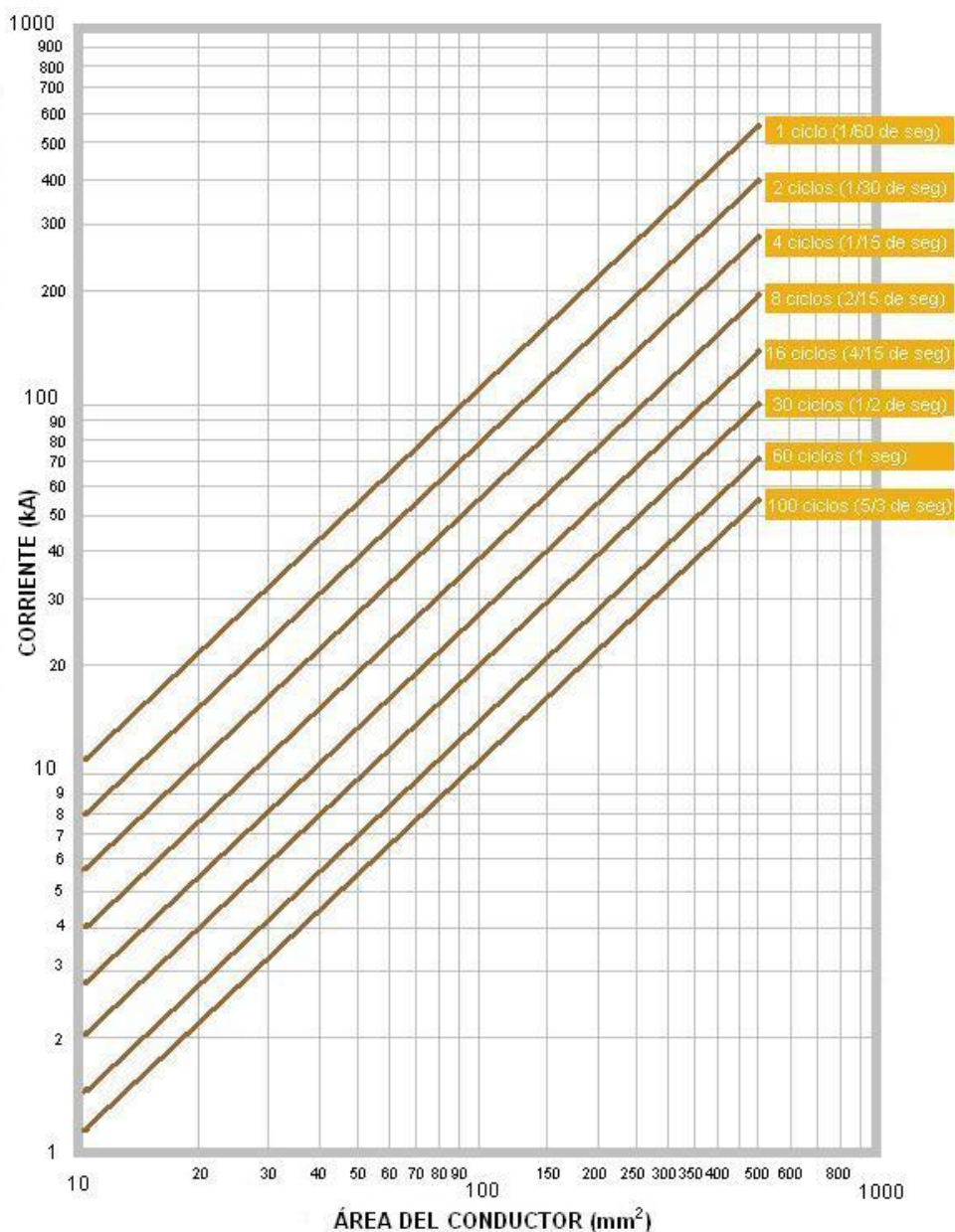
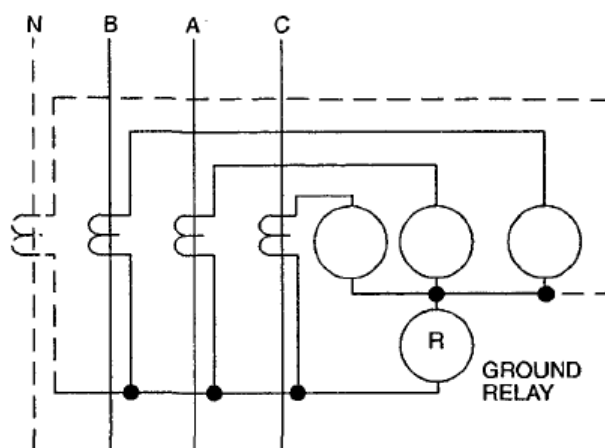
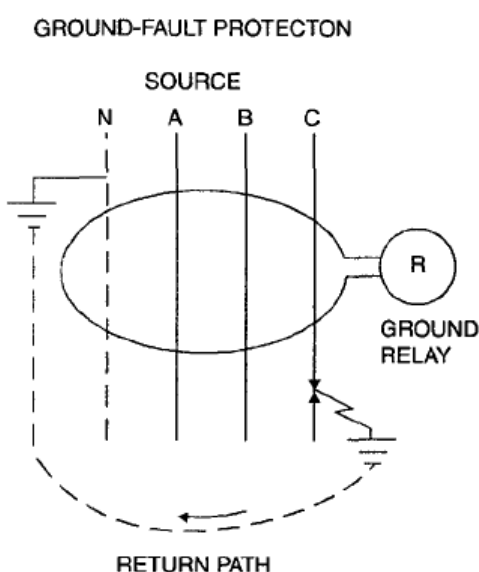


Figura 36: Curvas de daño de los conductores

c) Función de Protección de Sobrecorriente de Tierra Temporizada – (51N).

El valor de arranque de los relés de sobrecorrientes de tierra se recomienda ajustar en entre un 10% y 30% de la corriente nominal del alimentador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. Cuando se tiene una conexión residual de los transformadores de corriente para censar la corriente primaria (Figura 37) es recomendable ajustar el valor de arranque de la función en un 30% de la corriente nominal del alimentador para evitar disparos indeseados por la suma de los errores inherentes a los transformadores de corriente; si para censar la corriente primaria se emplea un transformador de corriente toroidal (Figura 38), el valor de arranque de la función se puede disminuir hasta 10% de la corriente nominal del alimentador.

**Figura 37. Conexión Residual del Relé****Figura 38. Conexión del Relé mediante un CT Toroidal**

Se debe seleccionar una curva tipo adecuado y el dial se ajusta para garantizar coordinación con las protecciones de aguas abajo. Los valores de arranque de la función ANSI 51N entre un 10% y un 30% aplican cuando no hay desbalance de cargas en el sistema. En caso de desbalances de carga considerables será necesario aumentar el ajuste. Además, para evitar la saturación no uniforme en los 3 transformadores de corriente (CT), se debe limitar el burden de estos para que la tensión desarrollada, durante el arranque, sea menor del 75% de su tensión nominal.

d) Función de Protección de Sobrecorriente de Tierra de Tiempo Definido – (50N).

El ajuste de la protección de sobrecorriente de fases de tiempo definido se ajusta buscando una buena coordinación con los elementos aguas abajo de la protección. Se recomienda un ajuste de 3 veces la corriente nominal del circuito y con un tiempo de actuación de entre 200 ms y 300 ms.

La forma típica de protección de alimentadores se muestra en la Figura 39.

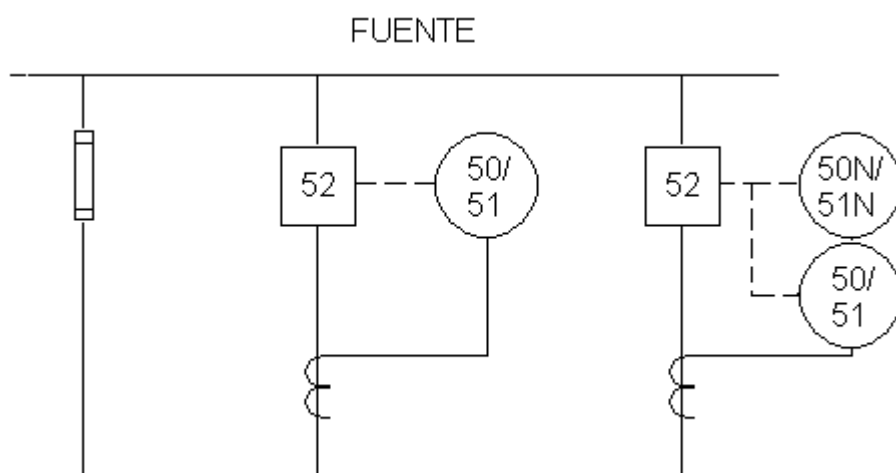


Figura 39. Esquemas típicos para protección de alimentadores

10 PROTECCIONES DE MOTORES

Para la protección de motores se deben tener en cuenta los siguientes elementos:

- Características del motor: incluye las diferentes características eléctricas y mecánicas de diseño del motor (voltaje, potencia, factor de servicio, corriente de arranque, velocidad y capacidad térmica entre otras). La característica de daño térmico se presenta normalmente como una curva corriente-tiempo, sin embargo en muchos de los casos es importante la medición directa de la temperatura en el motor. Las protecciones deben actuar antes de superar el límite térmico.
- Condiciones de arranque: utilización de arranque directo o con tensión reducida, frecuencia de arranques, caída de tensión admisible para arranque, En la Tabla 16 se muestran los valores típicos de corriente de arranque. Las protecciones no deben bloquear el arranque del motor, por lo cual las funciones de sobrecorriente se ajustan de tal manera que no actúen dentro del área cubierta por la curva de arranque del motor, tanto para la protección de cortocircuito, sobrecorriente temporizada, sobrecarga y rotor bloqueado.

Tabla 16. Valores típicos de la corriente de arranque en motores de inducción

características	Corriente de rotor bloqueado (veces la corriente nominal)
Diseño A	No definida
Diseño B	6 - 8
Diseño C	6 - 8
Diseño D	6 - 8
IEC Diseño H	8 - 10
IEC Diseño N	8 - 10

- Condiciones ambientales: límites de temperatura, fuentes de calor cercanas, nivel de ventilación, exposición al agua o elementos químicos y presencia de roedores entre otros.
- Equipo manejado: características que pueden dar oportunidad a bloqueo del rotor, no alcance de la velocidad nominal, excesivo calentamiento en aceleración o atascamiento.
- Sistema de potencia: Modos de puesta a tierra, nivel de falla, exposición a impulsos transitorios, recierres y transferencias automáticas, apertura de un conductor (cuando se protege con fusibles).
- Importancia del motor: costo del motor, costo de una salida no planeada, facilidad y costo de mantenimiento y reparación.
- Funcionalidad del motor, ya que en motores para atención de emergencias como bombas contra incendio no se utiliza la protección de sobrecarga.
- En la Figura 40 se muestra un esquema de las curvas de arranque, límite térmico y las respectivas protecciones.

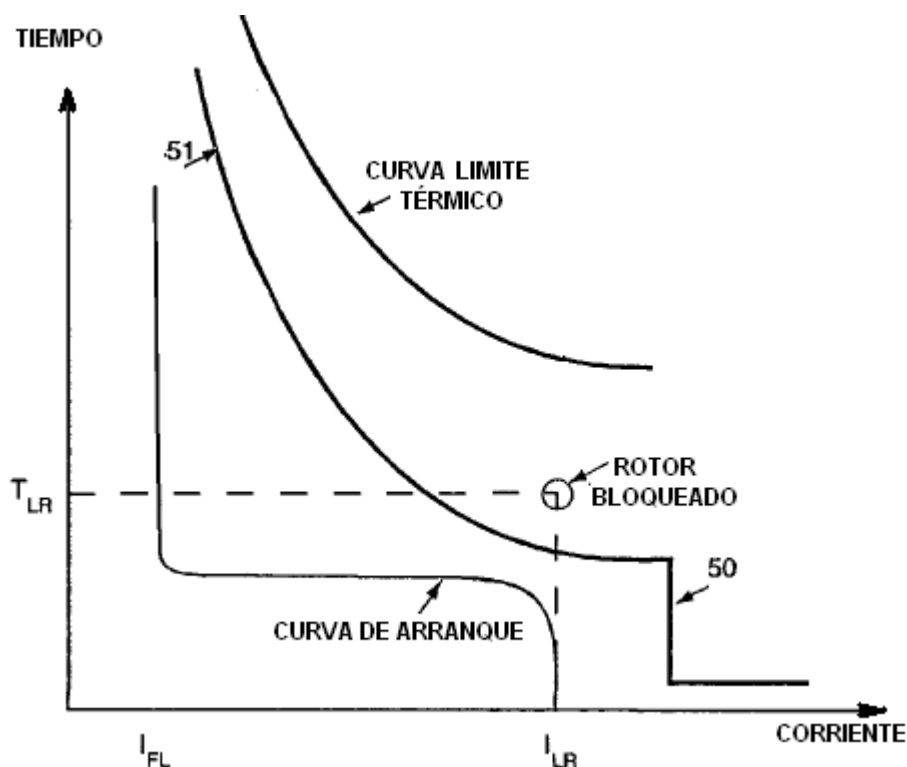


Figura 40. Protección de sobre corriente de motores

Los dispositivos de protección para los motores permiten enviar un disparo al circuito de control del motor, cuando se presenten situaciones corriente excesiva, sobrecalentamiento, vibración excesiva, u otros síntomas de operación inapropiada. La detección de las fallas se realiza a través de las medidas de voltaje, corriente, temperatura, frecuencia, armónicos, vibración, y velocidad. Sin embargo, para la mayoría de los motores pequeños, el medio más utilizado es la protección de sobrecorriente (sobrecarga y cortocircuito).

1.1.2 PROTECCIÓN DE MOTORES PEQUEÑOS

El tipo de protección del motor depende de su tamaño y voltaje de operación.

a) Protección de Sobrecarga

El relé térmico, proporciona una protección de sobrecorriente y consiste en un elemento de calentamiento operado por un interruptor bimetálico. El exceso del flujo de corriente hará que el interruptor se abra, y por consiguiente se interrumpa el suministro de energía a la bobina del contactor. El relé no debe operar para sobrecargas permisibles de bajo nivel, por lo que su ajuste debe coincidir con la curva de límite térmico, u operar en el área comprendida entre la curva de límite térmico y la curva de arranque. Ver Figura 41.

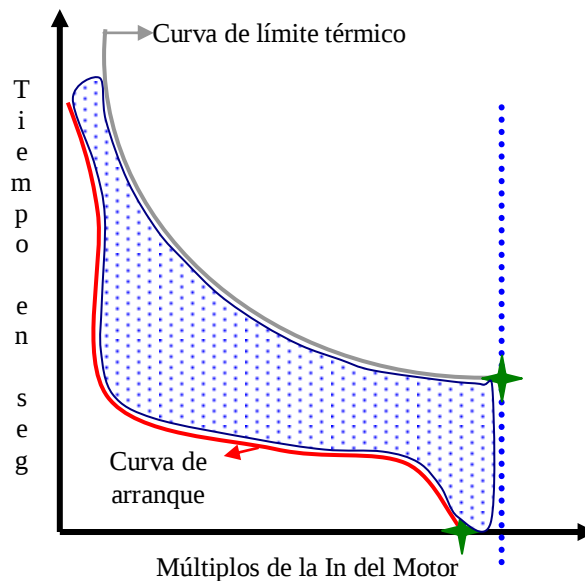


Figura 41. Ajuste del relé de protección contra sobrecarga

El relé se ajusta de manera que su curva esté cercana a la curva de calentamiento para prevenir una desconexión inadvertida. Sin embargo, es difícil que estas curvas coincidan y para un aumento de corriente la curva del interruptor bimetalico puede ser demasiado lenta. Por lo tanto, en ocasiones se agrega un relé de tiempo de sobrecorriente; ó se hace una combinación de los dos tipos de relés:

- Relé bimetalico para valores bajos de sobrecorriente.
- Relé de tiempo de sobrecorriente para proteger contra altos valores de corriente (arranque en $Factor * I_n$). El factor multiplicador dependerá del factor de servicio del motor, de acuerdo al aparte 430-32 del NEC.

b) Curva de Daño para Motores

Para determinar la curva de daño de los motores se debe tener en cuenta el tipo de diseño según la norma NEMA. El Tipo de diseño del motor determina el rango de los kVA por HP que puede desarrollar el motor cuando tiene el rotor bloqueado, Figura 42.

Letter Designation	KVA per Hp*
A	0 - 3.15
B	3.15 - 3.55
C	3.55 - 4.0
D	4.0 - 4.5
E	4.5 - 5.0
F	5.0 - 5.6
G	5.6 - 6.3
H	6.3 - 7.1
J	7.1 - 8.0
K	8.0 - 9.0
L	9.0 - 10.0
M	10.0 - 11.2
N	11.2 - 12.5
P	12.5 - 14.0
R	14.0 - 16.0
S	16.0 - 18.0
T	18.0 - 20.0
U	20.0 - 22.4
V	22.4 and up

Figura 42. kVA por HP de Rotor Bloqueado de acuerdo al Código de Letras de Diseño

Con los valores de los kVA por HP de rotor bloqueado, de la Figura 42, es posible determinar los Locked Rotor Amperes (LRA) o amperios de rotor bloqueado en español, mediante la siguiente expresión:

$$LRA = \frac{1000 \cdot HP \cdot \text{Locked - Rotor } kVA/HP}{\sqrt{3} \cdot Volts}$$

Con los amperios de rotor bloqueado (LRA) y los amperios de plena carga o Full Load Amperes (FLA), se puede determinar la corriente de rotor bloqueado en por unidad del motor.

$$LRA_{pu} = \frac{LRA}{FLA}$$

Con esta relación y la curva de la Figura 43, se pueden determinar los tiempos de atascamiento en caliente (HOT Stall Time) y en frío (Cold Stall Time). Estos valores son los máximos tiempos que el motor puede permanecer con el rotor bloqueado tanto para el motor en operación (caliente) o para el motor desde la temperatura ambiente (frío).

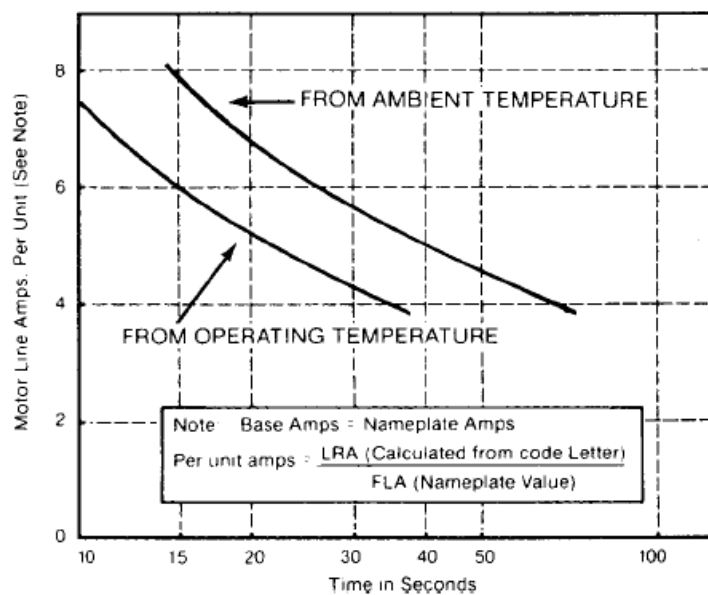


Figura 43. Tiempos de atascamiento típicos para motores de inducción

Con los puntos de atascamiento para el motor tanto en caliente como en frío se puede construir la curva de daño del motor, dado que ésta es del tipo corriente al cuadrado por el tiempo igual a una constante:

$$I^2 \cdot t = C$$

La constante se determina para cada caso con los valores de corriente y tiempo del paso anterior, construyendo la curva de daño del motor como se presenta en la Figura 44.

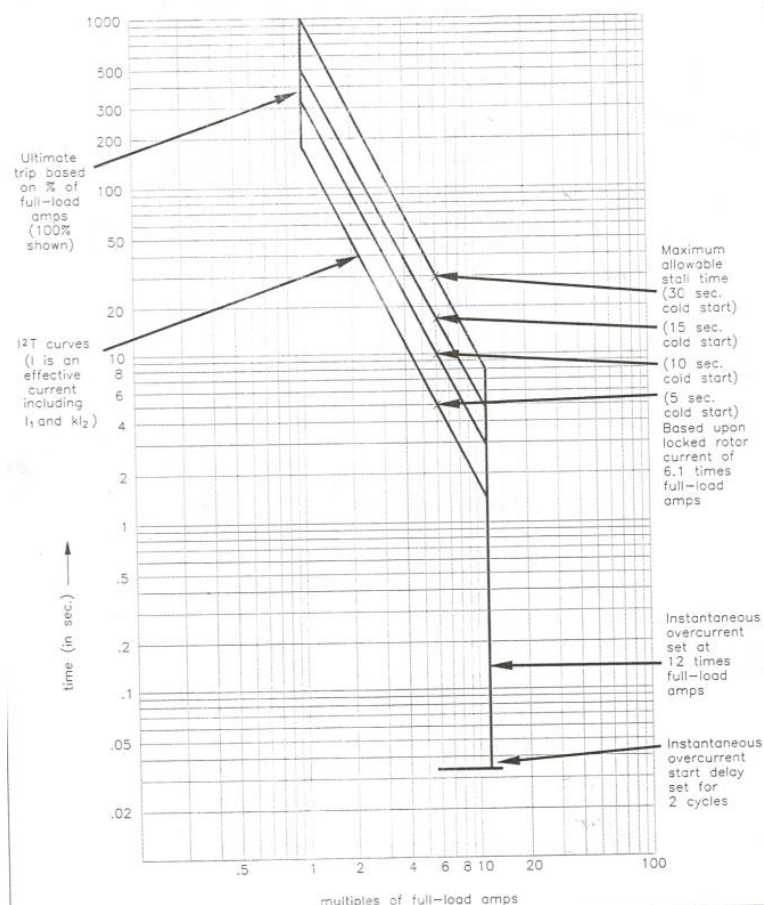
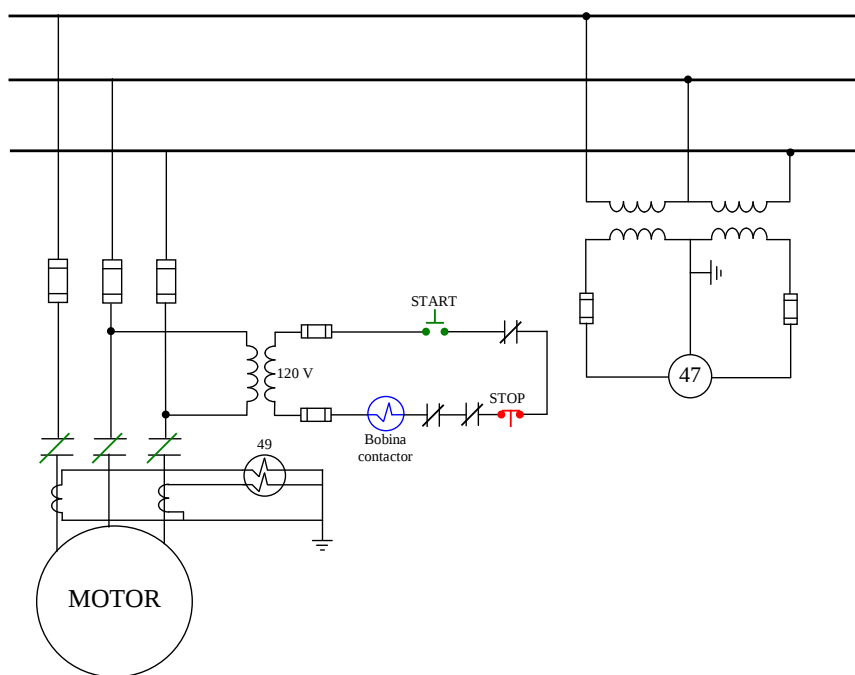


Figura 44. Curva de Daño Típica para Motores de inducción

c) Protección contra Desbalance de Fases ó Secuencia Negativa de Sobrevoltaje

El relé de desbalance de fases o relé de secuencia negativa de sobrevoltaje, se conecta a la barra para medir las condiciones de la fuente de energía. El voltaje de secuencia negativa será muy pequeño, bajo condiciones de balance. El relé se ajusta para que opere a un voltaje muy bajo cuando el voltaje de secuencia negativa se eleva a 4% del voltaje nominal en los terminales. Cuando el relé opera desconecta a todos los motores de la barra. Este relé también protege contra una inversión de fases en la fuente de energía, la cual puede ocurrir cuando los cables del transformador de alimentación han sido invertidos durante el período de mantenimiento. La protección previene que cualquiera de los contactos se cierre, evitando daños en algunos equipos mecánicos, si el motor funciona en reversa (Ver Figura 45).

**Figura 45. Relé de desbalance de fases****d) Protección contra cortocircuito**

Para proteger al motor de una falla de alta corriente de varias veces la corriente nominal, se tiene que el relé térmico, es muy lento y tarda mucho para operar. Para esta condición, el motor se protege mediante un dispositivo llamado MCP (Motor Circuit Protector), ubicado aguas arriba del contactor, también es posible usar fusibles (típicamente si la corriente del motor es de 120 A, el valor del fusible sería de 200 A). El ajuste de la característica de tiempo corriente del dispositivo termomagnético se hace de tal forma que coordine con la curva de daño del motor.

1.1.3 PROTECCIÓN DE MOTORES GRANDES

Los grandes motores se protegen con el mismo tipo de protecciones que los motores pequeños complementadas con algunas funciones adicionales.

a) Protección de Sobrecarga del Estator – (49)

La protección de sobrecarga se realiza con un relé térmico de sobrecarga, y para grandes motores, éste debe ser del tipo RTD que mide la temperatura del devanado del estator. Se utiliza principalmente en motores mayores a 1500 HP. Con la RTD, el relé puede detectar de forma precisa la temperatura dentro del rotor. Cuando la elevación de la temperatura medida sobre la temperatura ambiente (40°C) es mayor que la elevación de temperatura máxima de placa del motor, el relé opera y desconecta el motor. Este ajuste de la función ANSI 49 se hace con el 90% de la corriente nominal del motor cuando su factor de servicio es de 1.00 y del 100% cuando el factor de servicio es de 1.15. Para ajustar el dial, debe tenerse en cuenta la constante térmica del

motor y no superar su curva de daño térmico.

b) Protección de Sobrecorriente – (51/50)

Adicionalmente, para proteger al motor de corrientes del estator de alto nivel, se utilizan relés de sobrecorriente instantáneos por fase – (50), ajustándose a un valor que es aproximadamente 1,6 veces la corriente de rotor bloqueado. Adicionalmente se utiliza un relé de sobrecorriente temporizado – (51) para proteger al motor contra sobrecalentamiento debido a sobrecargas, cuyo ajuste de corriente puede ser entre 1.2 y 1.3 veces la corriente nominal del motor, ajustes superiores a este rango no permiten la adecuada protección del motor.

c) Protección de Desbalance de carga – (46)

En los motores grandes se instala un relé adicional para medir el desbalance de corriente, el cual lee la corriente de secuencia negativa de las fases y se ajusta para producir disparo cuando el desbalance de corrientes se encuentra por encima de un valor normal, típicamente cuando el desbalance de corrientes alcanza un valor entre un 5%, 10% o más. El retraso de tiempo de esta función debe ser tal que al aplicar la ecuación del cuadrado de la corriente de secuencia negativa (en por unidad) multiplicado por el tiempo sea menor a 40.

$$I_2^2 \cdot t = 40$$

d) Protección de Baja Tensión – (27)

La operación de motores a tensión reducida causa sobrecalentamiento en los devanados del estator y consecuentemente la disminución de la vida útil del motor. Normalmente este relé se ajusta para dar disparo temporizado de 1 a 2 segundos al 80% de la tensión nominal y puede tener una etapa de alarma que puede ajustarse entre el 90% y 95% de la tensión nominal con una temporización de 2 a 5 segundos.

e) Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra – (50G)

Usualmente, una falla en el aislamiento conduce a una falla a tierra, y para detectarla, se utiliza un transformador de corriente toroidal, el cual se conecta al relé instantáneo de tierra (Ver Figura 46), los relés numéricos también puede medir mediante algoritmos internos la corriente de secuencia cero, sin el uso de transformadores de corriente toroidales.

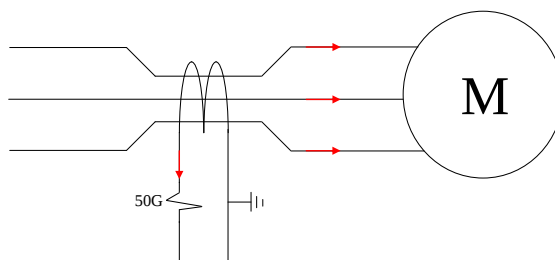


Figura 46. Conexión del relé 50G

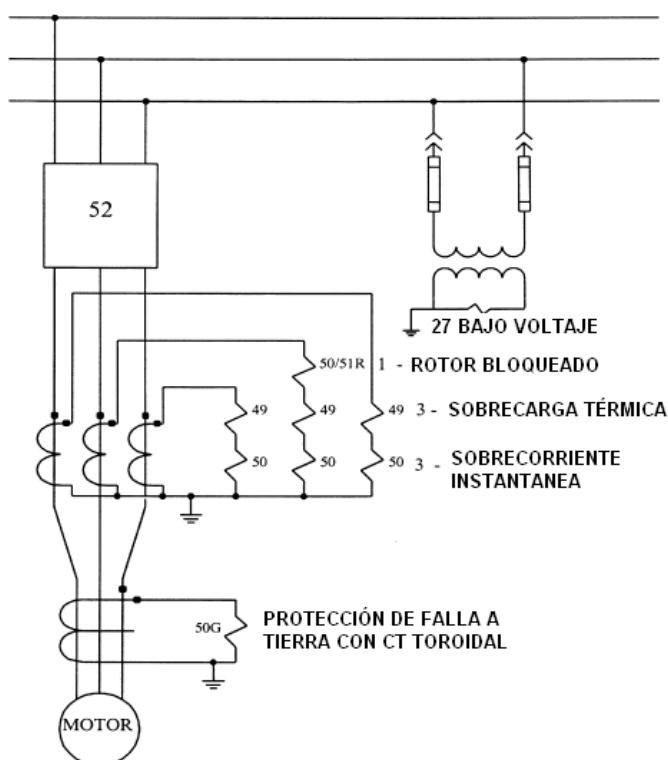
Mientras las 3 corrientes están balanceadas, el valor de corriente de secuencia cero será cercano a cero. Sin embargo, si ocurre una falla a tierra en el devanado del estator, se generará un desbalance significativo y fluirá en el secundario del CT una corriente de desbalance suficiente para hacer operar el relé. La corriente de arranque se selecciona entre 50% y el 200% de la corriente nominal de fases. Además, el tiempo de operación no debe ser inferior al tiempo de operación del relé de tiempo definido del circuito o alimentador principal, se busca que exista una diferencia de tiempos de entre 200 – 300 ms para garantizar coordinación.

f) Protección contra Rotor Bloqueado – (48)

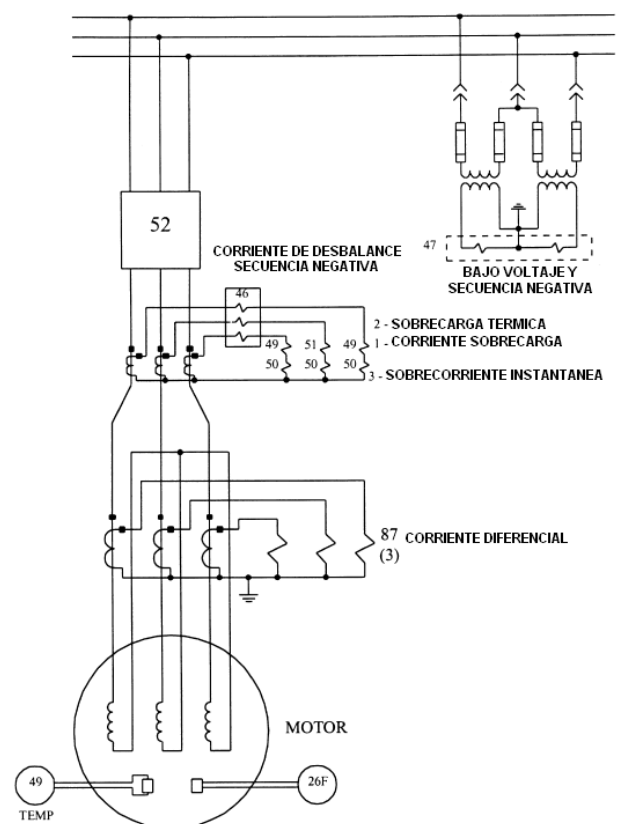
Cuando se presenta un bloqueo del rotor o enclavamiento del rotor, o no puede arrancar, una excesiva corriente fluirá en los devanados del rotor, la cual produce un gran daño en un período corto de tiempo.

El valor de la corriente de estator bajo estas condiciones es similar a la corriente de arranque, esto es, casi 5 veces la corriente nominal. Si el motor no arranca, este valor alto de corriente permanece por un período de tiempo más largo. El período de tiempo permisible se encuentra en la parte inferior de la curva de límite térmico del motor (curva de daño). El relé instantáneo de sobrecorriente se ajusta de tal forma que coordine con la curva de daño del motor y lo proteja contra los efectos de la corriente de rotor bloqueado. En algunas instalaciones se instala un relé de sobrecorriente instantáneo – (50), para que arranque cuando sense una corriente que esté por debajo de la corriente de rotor bloqueado. Esto se supervisa con un temporizador para detener la operación durante el período normal de arranque. Si la corriente permanece alta después de que se realice la temporización, el relé se activará. El tiempo de ajuste de este temporizador debe ser inferior al tiempo permisible por la curva de daño del motor.

La protección de los motores se puede clasificar de acuerdo con el nivel de tensión de alimentación. Los esquemas típicos se presentan en las Figura 47 y Figura 48.



Protección típica de motores en media tensión



Protección de motores grandes en media tensión.

Figura 47. Esquemas típicos para protección de motores en media tensión

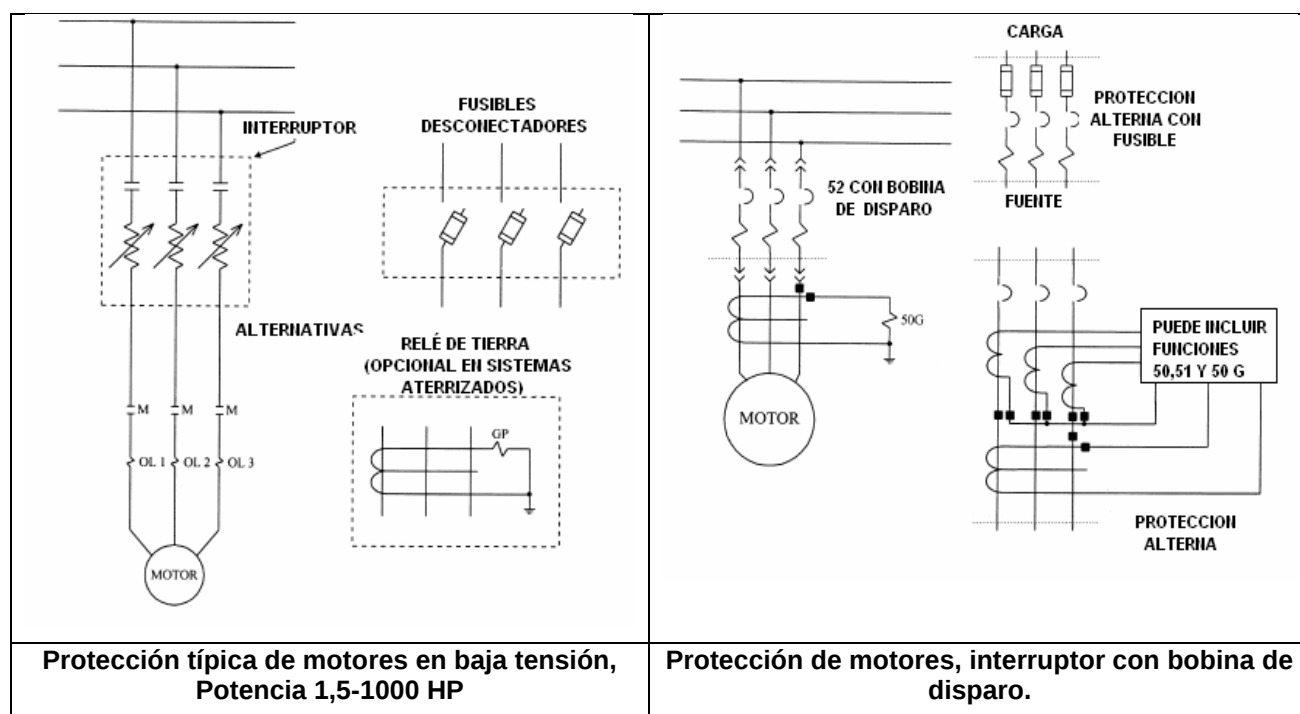


Figura 48. Esquemas típicos para protección de motores en baja tensión

1.1.4 PROTECCIÓN DE MOTORES SINCRÓNICOS

La característica principal de un motor sincrónico es que el devanado del rotor se alimenta con corriente directa, de manera que se puede ajustar su consumo o entrega de reactivos a la red.

Los motores sincrónicos se utilizan cuando se necesita una velocidad constante precisa. Por supuesto la frecuencia del sistema se debe mantener constante.

En general, los motores sincrónicos se protegen de manera similar a los motores de inducción, sólo que se deben considerar unas protecciones adicionales.

a) Protección de Sobrecarga del Rotor – (49R)

El control automático de tensión del campo, puede producir un exceso de corriente directa fluyendo a través de los devanados del campo del rotor, conduciendo al sobrecalentamiento del rotor. La protección para esta eventualidad la ofrece tanto un relé de tiempo de sobrecorriente – (51), como un relé térmico bimetálico, conectados dentro del circuito del devanado de campo.

El sobrecalentamiento de los devanados del rotor se evita con relés de sobrecorriente cuya corriente de arranque se ajusta al 125% de la corriente nominal del estator con una característica de tiempo inversa que simule su calentamiento.

b) Protección contra Pérdida de Excitación – (40)

Cuando un motor sincrónico sufre la pérdida de la excitación, debido a diferentes causas como la apertura del interruptor de campo por mala operación de interruptor, falla en el circuito del campo, falla en el suministro de tensión del sistema de excitación, etc., el motor cae en la zona de pérdida de sincronismo donde disminuye el torque sincronizante y se ocasiona la pérdida de sincronismo además del calentamiento del rotor que puede ocasionar serios daños en su aislamiento y disminución de la vida útil de la máquina. Existen varias técnicas para detectar la caída de la excitación del motor, entre las cuales son comunes las que utilizan mediciones en terminales de la máquina, como un relé de impedancia mirando hacia el interior del motor, el cual detecta cuando la impedancia cae dentro de una zona circular cuyo diámetro se ajusta igual a la X_d del motor y un off-set de $X_d'/2$, para producir el disparo del motor con un retardo de 2 a 3 segundos para evitar disparos indeseados por oscilaciones. También se puede utilizar un relé de factor de potencia el

cual se ajusta típicamente para producir el disparo cuando el factor de potencia es menor de 0.5 en atraso. Otra opción es utilizar un relé de potencia reactiva que se ajusta un 10% por debajo de la máxima capacidad de absorción de reactivos del motor y que produzca disparo con un retardo de 2 a 3 segundos para tener en cuenta oscilaciones amortiguadas por causa de eventos en el sistema.

11 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 49 muestra el esquema típico de protección de un transformador de potencia.

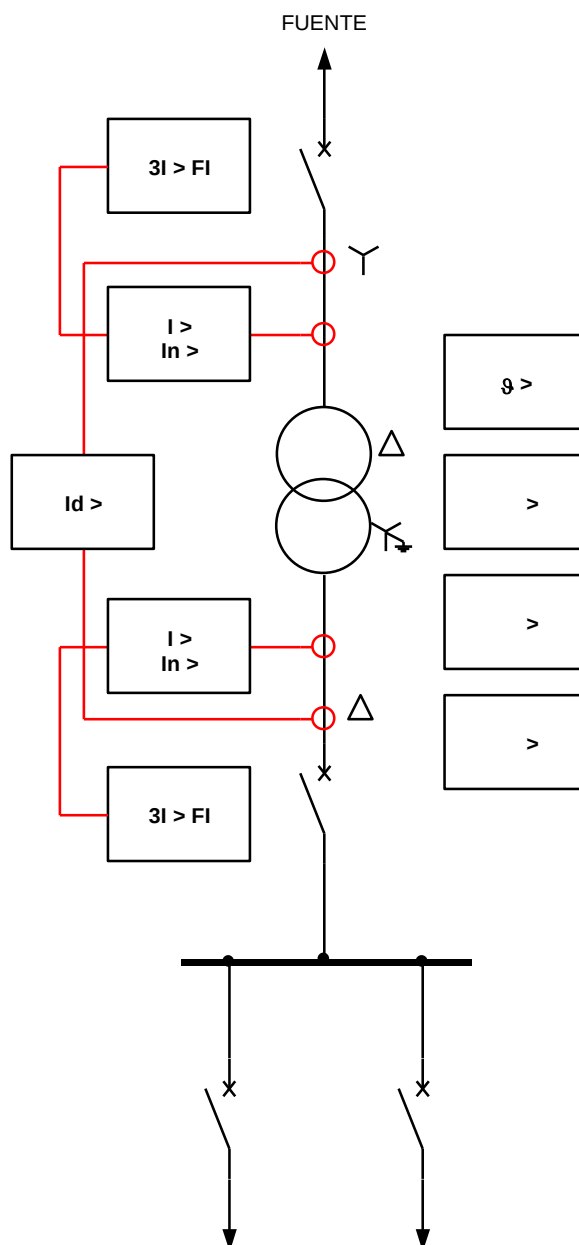


Figura 49. Protecciones principales de un transformador

11.1 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.

11.1.1 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 50.

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.

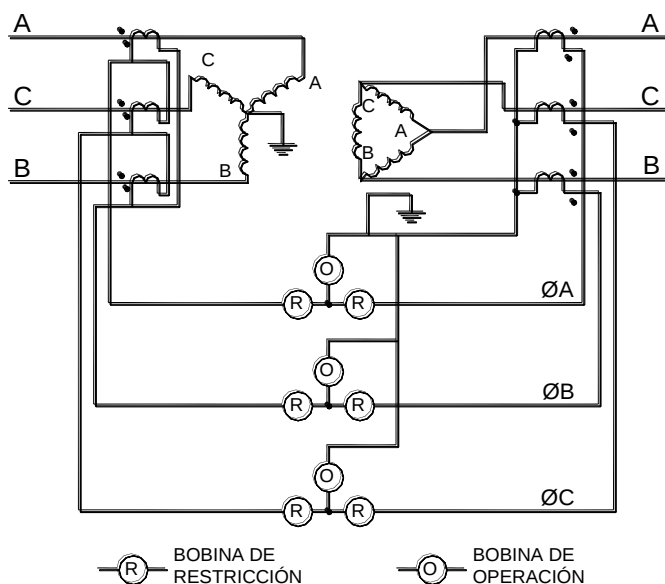


Figura 50 Conexión protección diferencial porcentual transformador Y- Δ

11.1.2 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.

11.1.3 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.

11.1.4 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.

11.1.5 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 50.

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.

11.1.6 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.

11.1.7 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%.

11.1.8 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.

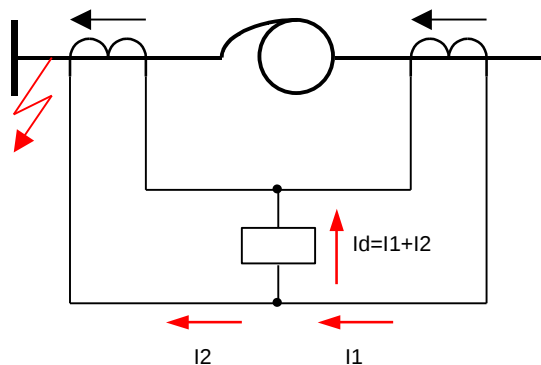


Figura 51 Protección diferencial de autotransformador ante falla externa

11.1.9 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.

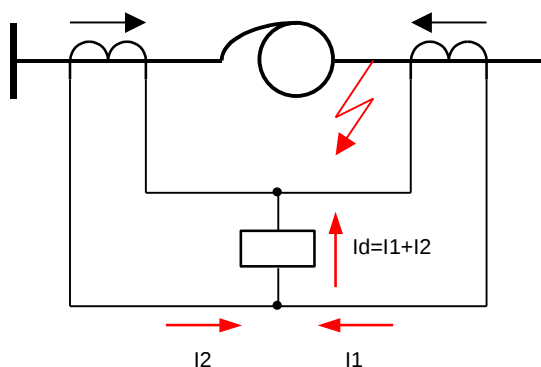


Figura 52 Protección diferencial de autotransformador ante falla interna

11.2 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.

11.2.1 Relé de presión súbita y 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.

11.2.2 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).

11.2.3 Detectores de nivel de aceite

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

11.2.4 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.

11.2.5 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.

12 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.

12.1 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:

12.1.1 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 53.

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 53 Característica del relé diferencial porcentual

12.1.2 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 54 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.

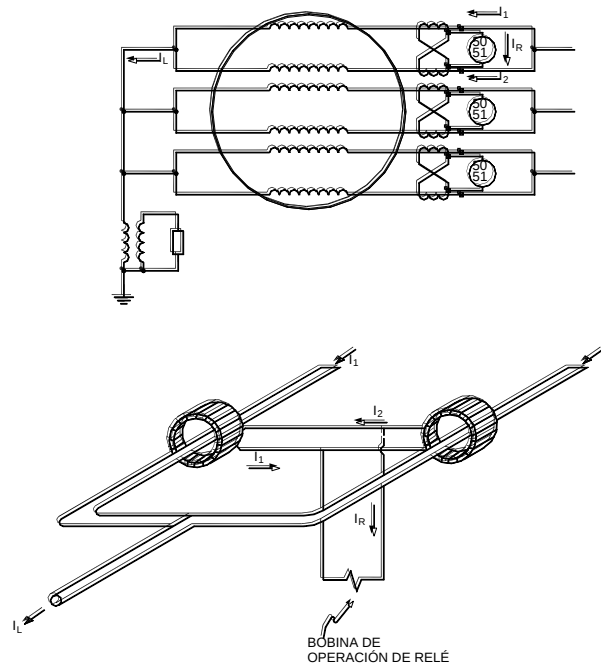


Figura 54 Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados

12.1.3 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 55.

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.

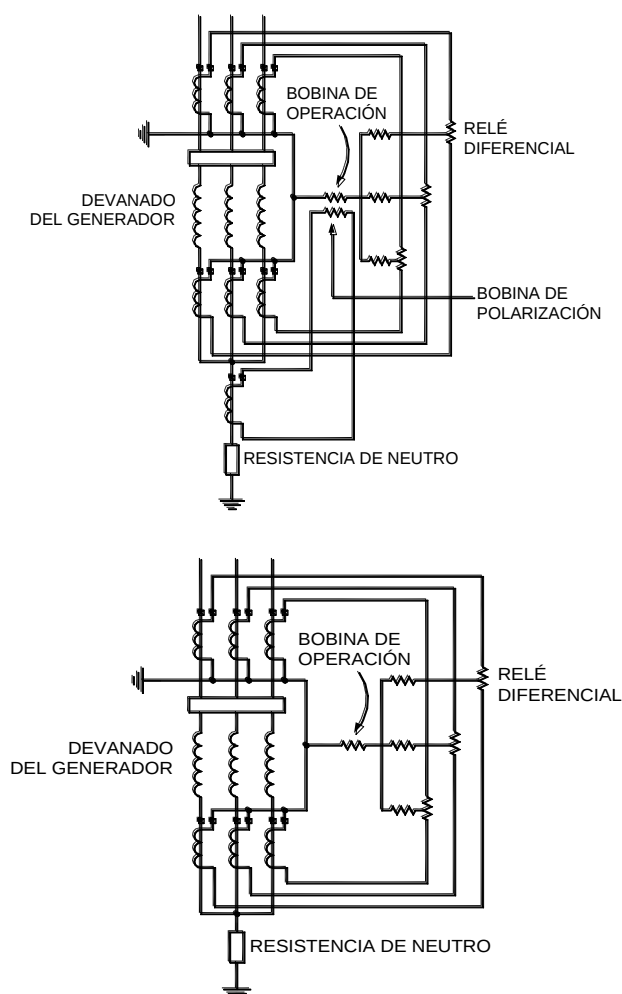


Figura 55 Protección de falla a tierra sensible

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 56.

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.

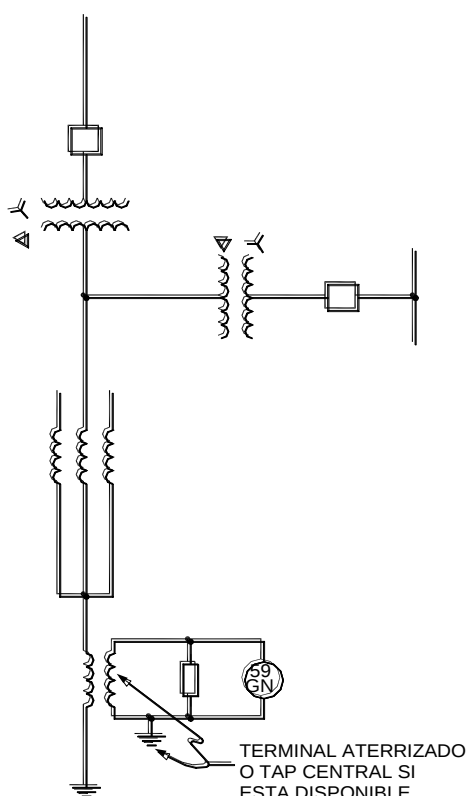


Figura 56 Protección de falla a tierra del generador con aterrizaje de alta impedancia

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.

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 57 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.

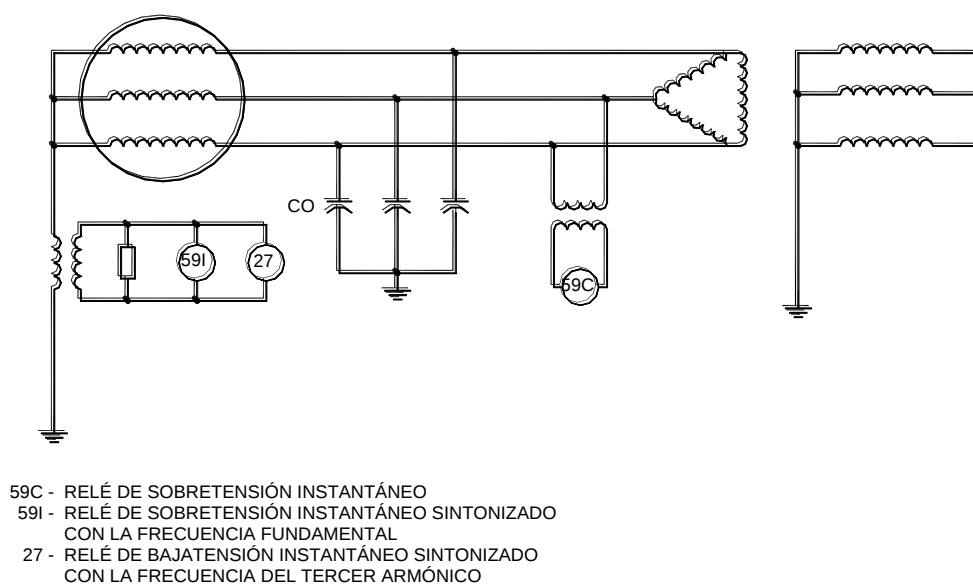


Figura 57 Esquema de baja tensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador.

En la Figura 58 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 59 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 60 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.

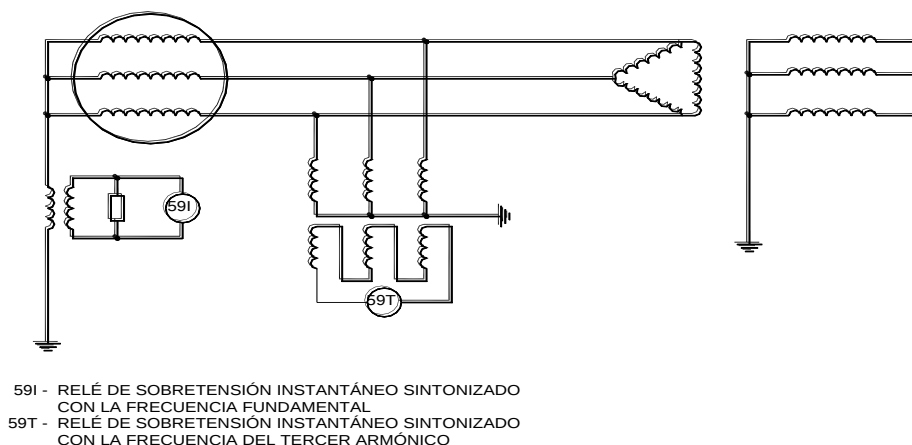


Figura 58 Esquema de sobretensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador

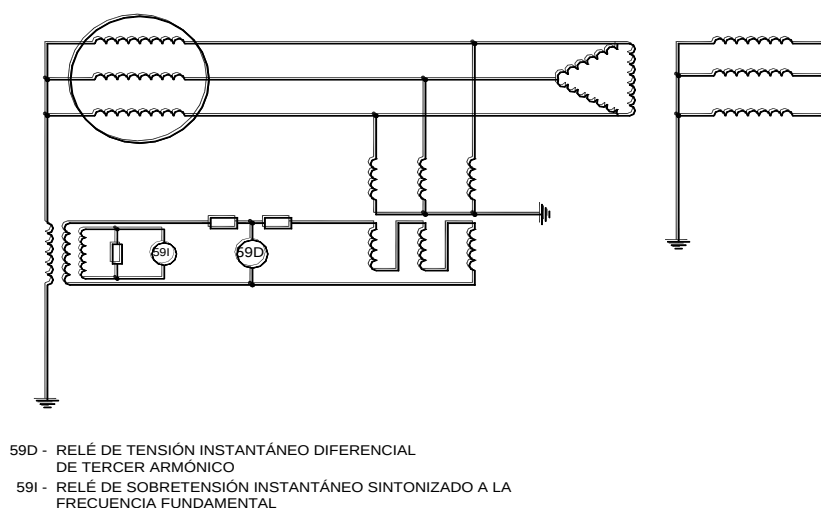


Figura 59 Esquema diferencial de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador

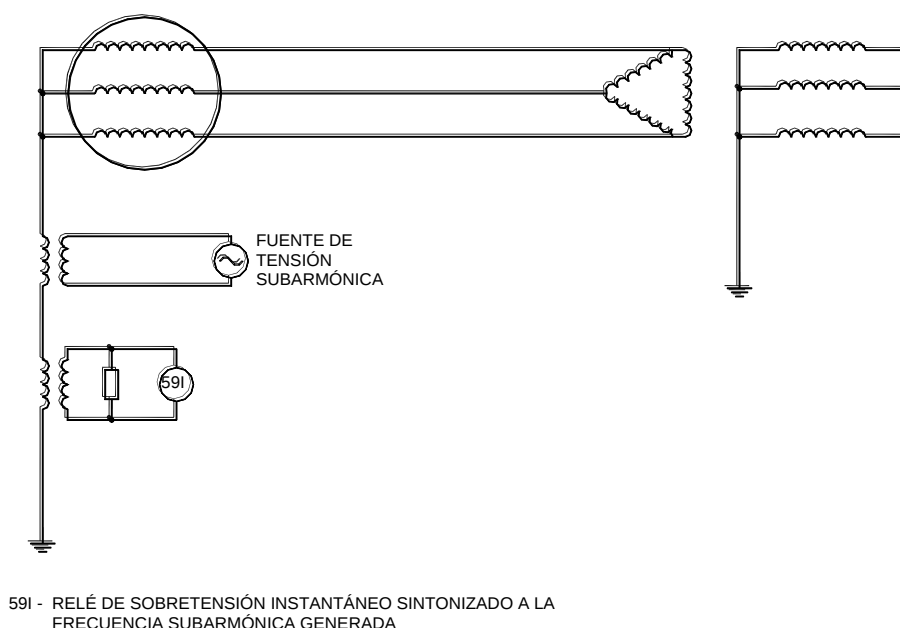


Figura 60 Esquema de inyección de tensión subarmónica para protección de falla a tierra del generador

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 61.

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.

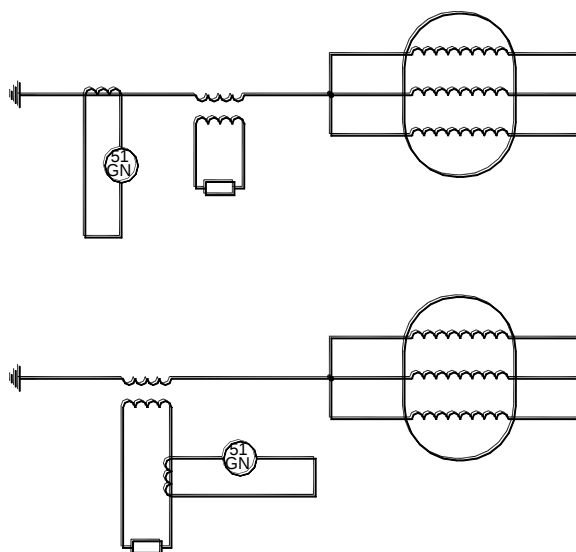


Figura 61 Protección de respaldo con sobrecorriente

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 56.

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 62. 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.

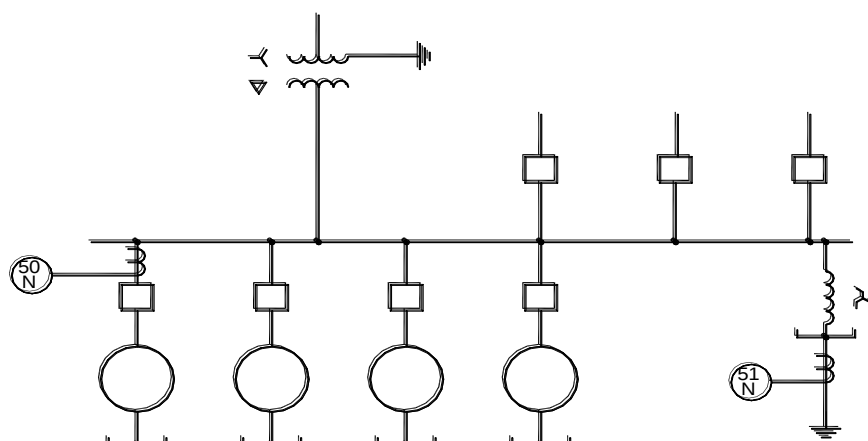


Figura 62 Protección para falla a tierra con puesta a tierra a través de un transformador zigzag

12.1.4 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 63.

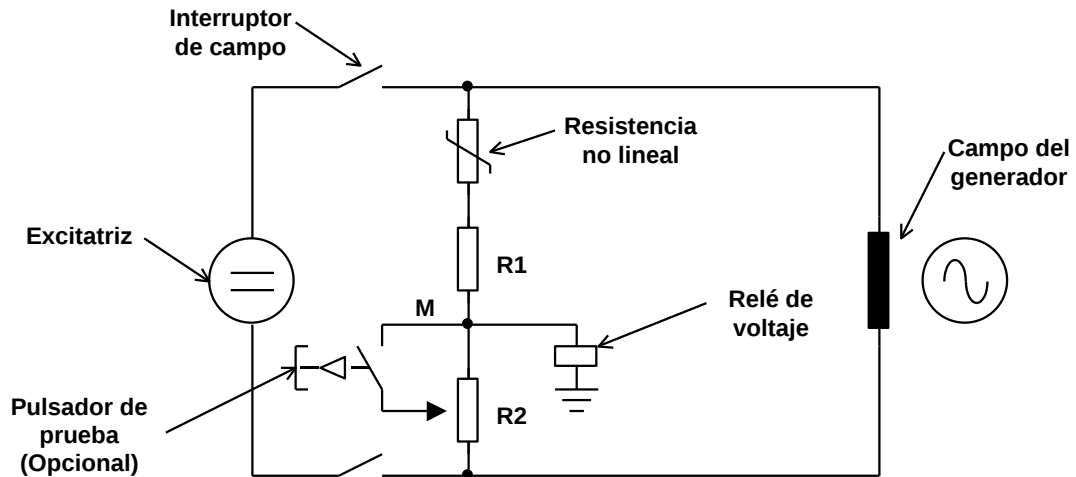


Figura 63 Circuito de detección de tierra

12.1.5 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

12.1.6 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 64.

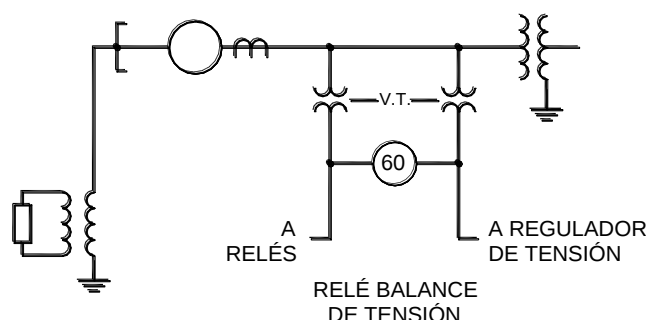


Figura 64 Aplicación de relé de balance de tensión

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.

12.1.7 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 65.

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.

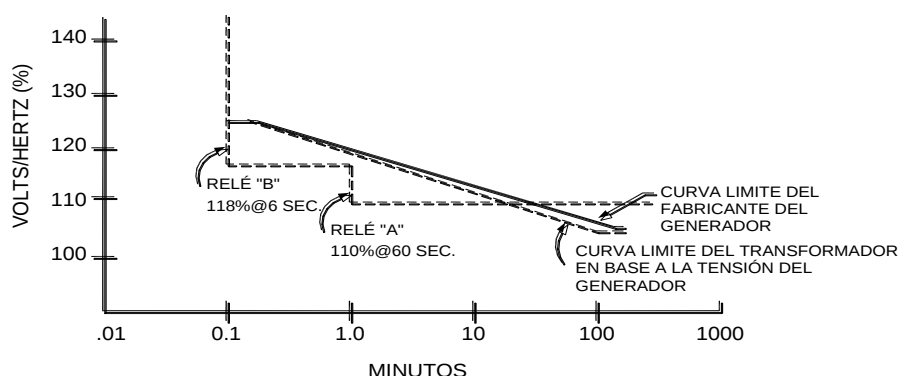


Figura 65 Ejemplo ajuste de nivel dual volts / Hz

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 66.

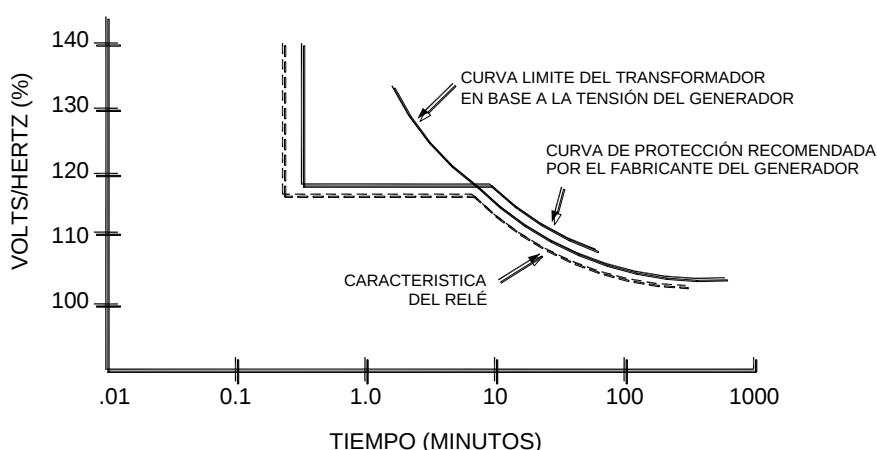


Figura 66 Ejemplo de ajuste inverso volts /Hz

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.