GUÍAS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN

Revisión	Fecha	Descripción
0	Abril 2012	• Inclusión Capítulo 4: Lineamientos para la elaboración de estudios de ajuste y coordinación de protecciones del SIN • Se Complementa el numeral 8.2.5 Protección de respaldo contra fallas externas en generadores (51V, 21) • Inclusión del numeral 9.5 Metodología para revisión del estado de saturación de los CT´s
1	Febrero 2014	• Revisión criterios para ajustes de esquemas de recierre según reuniones del GNPyC 17 y 18 de 2012 • Inclusión del criterio del numeral 6.2.2 “Sobrecorriente temporizada de fases” para transformadores y de la metodología para la determinación de traslapes de zona 2 según lo acordado en la reunión del GNPyC 21 de 2013.
2	Diciembre 2014	• Se incluye la revisión de los criterios de recierres en líneas de transmisión (numeral 5.3.6.2), según lo acordado en la reunión No. 28 del 11 de Junio de 2014. • Se modifica el numeral correspondiente al alcance resistivo de las protecciones distancia (numeral 5.3.1.1.2), según lo acordado en la reunión No. 29 del 13 de agosto de 2014.
3	Diciembre 2015	• Se complementa el capítulo de protecciones de generadores (Capítulo 8) con lo trabajado por el GNPyC durante 2014 y en el Subcomité de Protecciones a principios de 2015.
4	Julio 2018	• Se elimina los capítulos de responsabilidades ya que este tema es regulatorio y debe ser trabajado por la CREG o como un acuerdo CNO. Actualización de criterios de la función SOTF, ANSI 78 y se depura la información de protecciones sistémicas.

Subcomité de Protecciones

CONTENIDO

1 OBJETO 11

2 INTRODUCCIÓN 11

3 TERMINOLOGÍA, SIMBOLOGÍA Y CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE..... 11

3.1 TERMINOLOGÍA 11

3.2 Simbología de dispositivos usados en sistemas de protección 19

3.2.1 Norma ANSI/IEEE 19

3.2.2 Norma IEC 21

3.2.3 Diferencia filosófica entre normas ANSI e IEC 22

3.2.4 Simbología según Norma ANSI/IEEE e IEC 22

3.3 CONSIDERACIONES SOBRE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 26

3.3.1 Selección de acuerdo con normas ANSI 26

3.3.2 Selección de acuerdo con normas IEC 28

3.3.3 Valores secundarios de los ajustes de las protecciones 28

4 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN 30

4.1 Objetivo..... 30

4.2 Antecedentes..... 30

4.3 Alcance 30

4.4 Elementos a proteger y área de impacto del estudio 30

4.5 Contenido del estudio de coordinación de protecciones..... 31

4.5.1 Objeto del estudio 32

4.5.2 Descripción del proyecto 32
4.5.3 Alcance del estudio 32
4.5.4 Estudios de flujo de carga y cortocircuito 32
4.5.5 Criterios de ajuste de protecciones: 34
4.5.6 Conclusiones y Recomendaciones 35
4.5.7 Referencias 35
4.5.8 Anexos 35
4.5.9 Validación del estudio de ajuste y coordinación de protecciones 35
4.5.10 Recomendaciones generales 35

5 PROTECCIONES DE LÍNEAS 36

5.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS 36

5.1.1 Confiabilidad 36
5.1.2 Selectividad y coordinación 37
5.1.3 Velocidad o tiempo de despeje de fallas 37
5.1.4 Sensibilidad de la protección 37
5.1.5 Simplicidad 37
5.1.6 Respaldo 38

5.2 SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA 38

5.2.1 Importancia y función de la línea 38
5.2.2 Factores del Sistema 39
5.2.3 Comunicaciones 41
5.2.4 Tecnologías nuevas vs. Tecnologías viejas 41
5.2.5 Compromisos del diseño del esquema de protección 41
5.2.6 Consideraciones de redundancia y respaldo 41

5.3 ESQUEMAS DE RELÉS 41

5.3.1 Esquemas de protección sin sistemas de telecomunicación o no completamente selectivos 41
5.3.2 Esquemas pilotos o completamente selectivos 57

5.3.3 Esquemas de Teleprotección 59
5.3.4 Funciones adicionales 67
5.3.5 Protecciones de sobre y baja tensión 73
5.3.6 Relé de recierre y verificación de sincronismo 74
5.3.7 Protección de falla interruptor 77
5.3.8 Protección de líneas compensadas en serie 80

6 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES 86

6.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR 88

6.1.1 Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores 89
6.1.2 Formas de conectar la protección diferencial en el devanado terciario 92
6.1.3 Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta 93
6.1.4 Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial 93
6.1.5 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa 95
6.1.6 Cálculo de factores de compensación 95
6.1.7 Selección de la corriente diferencial de umbral 95
6.1.8 Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna 96

6.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 96

6.2.1 Protección de fases 97
6.2.2 Sobrecorriente temporizada de fases 98
6.2.3 Protección de falla a tierra 99
6.2.4 Sobrecorriente de fases y de tierra instantánea 100
6.2.5 Protección de sobrecorriente para el devanado terciario 100
6.2.6 Protección del transformador de puesta a tierra 101

6.3 PROTECCIONES MECÁNICAS 103

6.3.1 Relé de presión súbita o válvula de sobrepresión (SPR) 104
6.3.2 Relé Buchholz 104
6.3.3 Detectores de nivel de aceite 104

6.3.4 Detectores de temperatura 104
6.3.5 Relé de imagen térmica 105
6.4 PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR.....105
6.5 RELÉ DE VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO 105
7 PROTECCIONES DE COMPENSACIONES.....105
7.1 COMPENSACIÓN REACTIVA 105
7.1.1 Configuraciones típicas 106
7.1.2 Principales tipos de fallas en reactores de terciario 107
7.1.3 Esquemas de protección asociados con reactores de terciario tipo seco 108
7.1.4 Principales tipos de fallas en reactores de línea 109
7.1.5 Esquemas de protección asociados con el reactor sumergido en aceite 110
7.2 COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN DERIVACIÓN 113
7.2.1 Configuraciones típicas 113
7.2.2 Esquemas de protección asociados con bancos de condensadores 115
7.2.3 Consideraciones del Sistema 122
8 PROTECCIONES DE GENERADORES 123
8.1 PROTECCIÓN PARA FALLAS INTERNAS DEL GENERADOR 123
8.1.1 Protección Sobreexcitación (ANSI 24) 123
8.1.2 Protección Potencia Inversa (ANSI 32) 129
8.1.3 Protección Pérdida de Campo (ANSI 40) 132
8.1.4 Protección Energización Inadvertida (ANSI 50/27) 140
8.1.5 Protección Desbalance de Voltaje (ANSI 60) 142
8.1.6 Protección Falla a Tierra Rotor (ANSI 64F) 145
8.1.7 Protección Falla a Tierra Estator (ANSI 64G) 147
8.1.8 Protección Diferencial de Generador (ANSI 87G) 161

8.1.9 Protección Corrientes en el Eje 168
8.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA FALLAS EXTERNAS DEL GENERADOR 171
8.2.1 Protección Distancia o Impedancia (ANSI 21) 171
8.2.2 Protección Baja Tensión (ANSI 27) 174
8.2.3 Protección Secuencia Negativa (ANSI 46) 176
8.2.4 Protección de Sobrecarga Térmica por medición de corriente (ANSI 49) 183
8.2.5 Protecciones de Sobrecorriente dependiente de la Tensión (ANSI 51V, 51V) 186
8.2.6 Protección Sobretensión (ANSI 59) 190
8.2.7 Protección Pérdida de Sincronismo (ANSI 78) 192
8.2.8 Protección Sobre y Baja Frecuencia (ANSI 81) 206
8.3 OTRAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR 208
8.3.1 Relé Chequeo de Condiciones de Sincronismo (ANSI 25) 208
8.3.2 Protección Falla Interruptor (ANSI 50BF) 212
8.3.3 Protecciones Mecánicas del Generador 215
8.4 FILOSOFÍA DE DISPAROS PROPUESTA 219
8.4.1 Paro de total de máquina 219
8.4.2 Paro parcial de máquina 223
8.5 TOPOLOGÍAS DE PROTECCIÓN RECOMENDADAS 225
8.5.1 Topología 1 225
8.5.2 Topología 2 226
8.5.3 Topología 3 226
8.5.4 Topología 4 228
8.5.5 Topología 5 229
8.5.6 Topología 6 230
8.5.7 Topología 7 231
8.6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 232

9 PROTECCIONES DE BARRAS 235

9.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 236

9.1.1 Corriente directa transitoria 236

9.1.2 La Impedancia de los cables del secundario del CT y sus relés asociados, medidores y CT's auxiliares 236

9.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BARRAS 237

9.2.1 Protección diferencial de barras 237

9.2.2 Protección diferencial parcial 238

9.2.3 Zonas diferenciales combinadas 238

9.2.4 Protección de barras con comparación direccional 239

9.3 CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN 239

9.3.1 Barra sencilla 240

9.3.2 Barra con secciones múltiples y acople de barras 241

9.3.3 Barra principal y barra de transferencia 241

9.3.4 Doble barra 241

9.3.5 Interruptor y medio 242

9.4 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE BARRAS 243

9.4.1 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa 243

9.4.2 Cálculo de factores de compensación 243

9.4.3 Selección de la corriente diferencial de umbral 243

9.4.4 Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna 244

9.5 METODOLOGÍA PARA REVISIÓN DEL ESTADO DE SATURACIÓN DE LOS CT´S 245

10 REFERENCIAS 247

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Nomenclatura de TC según norma IEC 13
Figura 2 – Señales en cuadratura 15
Figura 3 Curva de excitación transformador de corriente 2000:5 A 27
Figura 4 Características básicas del relé de distancia 43
Figura 5 Característica general alcance de zonas protección distancia 44
Figura 6. Alcances de zona 44
Figura 7. Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección distancia 45
Figura 8. Efecto Infeed en Zona 1 46
Figura 9 Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1 46
Figura 10 Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes 48
Figura 11 Efecto Infeed en Zona 2 49
Figura 12 Esquema de disparo directo subalcanzado 60
Figura 13 Esquema de disparo permisivo subalcanzado 61
Figura 14 Esquema de disparo permisivo sobrealcanzado 62
Figura 15 Esquema de aceleración de zona 63
Figura 16 Esquema de disparo transferido permisivo por comparación direccional 63
Figura 17 Esquema de bloqueo por comparación direccional 64
Figura 18 Esquema híbrido por comparación direccional 65
Figura 19. Lógica de inversión de corriente: preinversión 66
Figura 20. Lógica de inversión de corriente: postinversión 66
Figura 21. Ejemplo de Banda de evaluación de la oscilación de potencia 67
Figura 22. Zona de detección de carga 68
Figura 23 Lógica de eco y terminal débil 71
Figura 24 Lógica de eco 72
Figura 25 Protección tramo de línea 73
Figura 26 Conexión del relé de verificación de sincronismo 74
Figura 27. Ajuste relé de falla interruptor configuración barra sencilla 78
Figura 28 Ajuste relé de falla interruptor configuración en anillo 78
Figura 29 Ajuste relé de falla interruptor configuración interruptor y medio 79
Figura 30 Protección zona muerta relé falla interruptor 79
Figura 31 Protección convencional de condensadores con gap 82
Figura 32 Protección de un condensador con conjunto gap-resistencia 83
Figura 33 Ajuste de zonas en líneas compensadas 84
Figura 34 Protección distancia con sobrealcance permisivo 84
Figura 35 Compensación serie de líneas paralelas 85
Figura 36 Protecciones principales de un transformador 88
Figura 37 Conexión protección diferencial porcentual transformador Y- Δ 90
Figura 38 Protección diferencial porcentual autotransformador sin carga en la delta del terciario 90
Figura 39 Protección diferencial porcentual autotransformador con carga en la delta del terciario 91

Figura 40 Protección diferencial de alta impedancia para un autotransformador sin carga en el terciario 92
Figura 41 Esquemas de conexión de la protección diferencial en el devanado terciario .. 93
Figura 42 Protección diferencial de autotransformador ante falla externa 96
Figura 43 Protección diferencial de autotransformador ante falla interna 96
Figura 44 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente 101
Figura 45 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y- Δ 101
Figura 46. Esquema de protecciones de un transformador de puesta a tierra 103
Figura 47 Reactor conectado al terciario de un transformador de potencia 106
Figura 48 Reactor conectado a una barra 107
Figura 49 Reactor con o sin reactor de neutro y conectado a una línea conmutable o no 107
Figura 50. Protección de tierra restringida barra terciaria 108
Figura 51 Protecciones reactor de línea 111
Figura 52 Configuración física de un banco de condensadores 113
Figura 53 Energización “bank to bank” 117
Figura 54 Protecciones compensación capacitiva en paralelo 122
Figura 55 Protección diferencial de barras 236
Figura 56 Principio de la protección diferencial porcentual 238
Figura 57 Esquema de protección de barras con zonas diferenciales combinadas 239
Figura 58 Configuración en anillo 240
Figura 59 Protección diferencial en una barra sencilla 240
Figura 60 Protección diferencial en una barra con seccionamientos múltiples 241
Figura 61 Protección diferencial en una S/E con barra principal y barra de transferencia 241
Figura 62 Protección diferencial en una S/E con doble barra 242
Figura 63 Protección diferencial en una S/E interruptor y medio 242
Figura 64 Corrientes diferenciales ante falla externa 244
Figura 65 Corrientes diferenciales ante falla interna 244

1 OBJETO

Presentar un manual de procedimientos para la coordinación de protecciones con visión sistémica, es decir, observando la conveniencia de su actuación, bloqueo o control suplementario, en función de las necesidades del STN (Sistema de Transmisión Nacional).

Estas guías atienden los requerimientos de la Resolución 080 de 1999, emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, en el sentido de que la responsabilidad de observar una adecuada coordinación de protecciones en el STN, le corresponde al Centro Nacional de Despacho – CND.

2 INTRODUCCIÓN

El presente manual tiene como objetivo la homologación de criterios para el ajuste de las protecciones del STN, considerando las redes de alta y Extra-Alta tensión los puntos de conexión, y los generadores despachados centralmente por el CND, así como considerando las conexiones internacionales.

Este documento tiene sus orígenes en el documento de la referencia [1]: “Metodología para realizar estudios de protecciones” elaborado por la Dirección Gestión Red de Interconexión Eléctrica S.A. y que fue adaptado por la empresa Ingeniería Especializada IEB en el año 2000 a las necesidades del Centro Nacional de Despacho. Adicionalmente, este documento recoge las conclusiones y recomendaciones acordadas en el Grupo Nacional de Protecciones y Control.

La filosofía de los criterios establecidos se basa en garantizar la adecuada calidad del suministro y del transporte de la energía eléctrica, con niveles de confiabilidad óptimos para el sistema (criterios de fiabilidad y de seguridad), manteniendo las características de selectividad y velocidad con las prácticas más modernas utilizadas hoy en día sobre el tema, aplicadas al STN colombiano y considerando sus aspectos particulares tales como la radialidad de la red, la conformación de áreas globales y operativas, las condiciones de guerra, los elevados niveles ceráunicos, la composición energética hidráulica/térmica, las regulaciones existentes en materias operativas y de conexión, las características del mercado de energía mayorista, etc.

3 TERMINOLOGÍA, SIMBOLOGÍA Y CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

3.1 TERMINOLOGÍA

Se presenta una recolección de los términos más usados en los sistemas de protección, al igual que de la simbología según las normas IEC y ANSI/IEEE de los dispositivos y términos más comúnmente empleados en la protección de líneas de transmisión, generadores, transformadores y barras.

Los términos relacionados con la calidad de la medida y filosofía de la protección son definidos a continuación.

Exactitud

Este término es usado para al menos dos propósitos diferentes, uno para describir la precisión de un dispositivo y el otro para especificar la precisión de una medida.

En el primer contexto, la exactitud es el grado en el cual un dispositivo (relé, instrumento o medidor) opera conforme a una norma aceptada. La declaración de una exactitud dependerá de los métodos utilizados para expresarla considerando componentes individuales de la exactitud y la manera en la cual estos componentes individuales afectan la exactitud global del dispositivo.

En el segundo caso, la exactitud de una medida especifica la diferencia entre lo medido y el valor real de una cantidad. La desviación del valor real es la indicación de cuán exactamente fue tomada una lectura o hecho un ajuste.

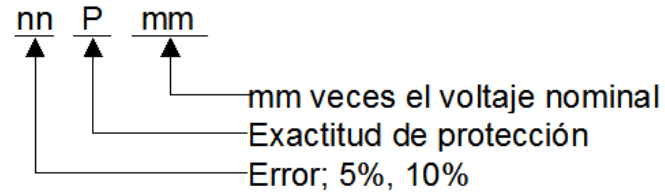
Clase de exactitud

La definición de la clase de exactitud de los transformadores de medida, difiere entre la corriente americana, representada por las normas de la organización ANSI y la corriente internacional, originada en Europa y representada por la organización IEC.

El término clase de exactitud es empleado para definir la calidad en el desempeño en estado estable de un transformador de medida.

En la norma IEEE C57.13-1993 Standard Requirements for Instrument Transformers, la clase de exactitud de un transformador de corriente usado para la conexión de protecciones está descrita por una letra la cual indica si la exactitud puede ser calculada (Clase C) o puede ser obtenida a través de pruebas físicas (Clase T). Esta letra es seguida por un 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%.

La clase de exactitud de un transformador de corriente utilizado en protecciones, según la norma IEC 60044-1 1996 Instrument Transformers - Part I: Current Transformers, se especifica por el porcentaje de exactitud, seguido de la letra P (protección) y por el número de veces la corriente nominal del transformador, al cual se garantiza la exactitud indicada.



Ejemplo:

Un CT de 30 VA, clase 5P10, de 5 A significa que éste CT tiene un error máximo del 5%, cuando el voltaje sea de 60 V (10 veces 6 voltios).
El voltaje nominal es 30 VA / 5 A

Figura 1 – Nomenclatura de TC según norma IEC

Confiabilidad

La confiabilidad expresa el atributo de un relé o sistema de protección de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

Fiabilidad o redundancia

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 falla, retirando las fuentes de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.

Seguridad

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia. 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, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de potencia.

Sensibilidad

En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.

Relé de parámetros conmutables

Consiste en la propiedad de un relé para cambiar sus ajustes y/o lógicas de operación ante la ocurrencia de alguna señal o evento externo, como por ejemplo, cuando salen líneas de servicio, o generaciones importantes el relé cambia automáticamente sus parámetros de ajuste.

Impedancia aparente

La impedancia aparente vista por un relé está determinada por la relación entre el voltaje y la corriente medidos por el relé. Esta impedancia puede variar con respecto a la impedancia real en el punto de falla, dependiendo de si existen o no fuentes de corriente intermedias en puntos entre el relé y la falla.

Resistencia de arco

Es la relación entre el voltaje y la corriente en una arco eléctrico. La impedancia de un arco eléctrico es principalmente resistiva y es una función inversamente proporcional a la magnitud de la corriente y directamente proporcional a la longitud del arco.

Señal de bloqueo

Corresponde a una señal lógica que es utilizada para impedir la acción de un dispositivo. Las señales de bloqueo son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para evitar el disparo del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra fuera de la zona protegida por el sistema coordinado.

Señal permisiva

Corresponde a una señal lógica que es utilizada para permitir la acción de un dispositivo. Las señales permisivas son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para motivar el disparo del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra dentro de la zona protegida por el sistema coordinado.

Señal de aceleración

Corresponde a una señal lógica que es utilizada para suprimir la temporización intencional de un dispositivo. Las señales de aceleración son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para motivar el disparo inmediato del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra dentro de la zona protegida por el sistema coordinado.

Falla interruptor

El fracaso de un esquema de protección para eliminar una falla detectada por un relé de protección se denomina falla interruptor. Un relé de falla interruptor mide la condición de flujo de corriente en el interruptor una vez ha transcurrido un período razonable de tiempo después de la orden de disparo de la protección principal. Una vez reconocida tal condición, el relé falla interruptor inicia la aplicación de medidas correctivas al hecho, tales como repetir la orden de disparo o posteriormente iniciar el ciclo de disparo de todos los circuitos que puedan alimentar la falla a través del interruptor que no abrió, o al cual no arribó la orden de apertura.

Coordinación de protecciones

Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de potencia como consecuencia de la falla.

Polarización cruzada

Es la polarización de un relé para brindarle direccionalidad hacia adelante o hacia atrás usando alguna proporción del voltaje de una fase(s) sana(s). Un ejemplo de esto es la polarización en cuadratura: el voltaje polarizante está en cuadratura con el voltaje de la fase fallada.

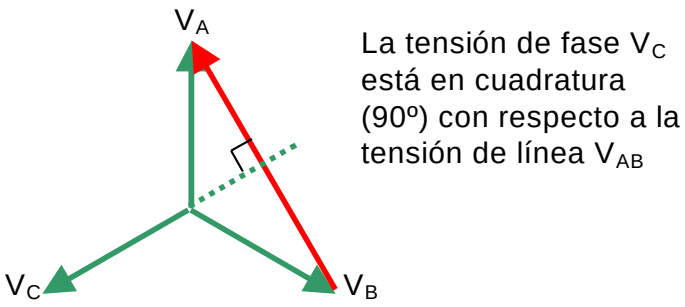


Figura 2 – Señales en cuadratura

Polarización dual

Corresponde a la polarización de un relé usando fuentes de corriente y voltaje.

Relé diferencial de corriente

Es un relé diseñado para detectar fallas a través de la medida de la magnitud y la diferencia angular entre las corrientes medidas en los extremos de la zona cubierta por el sistema de protección. En esencia su fundamento se basa en que las sumas de las corrientes que entran y salen a la zona de protección, debe ser siempre cero, excepto cuando exista una falla interna.

Relé de distancia

Es un relé cuya respuesta a las cantidades de entrada es principalmente una función de la distancia eléctrica del circuito entre la ubicación del relé y el punto de falla. Para hacerlo utiliza la relación Voltaje/Corriente en el punto de instalación del relé.

Impedancia de falla

Es la impedancia, resistiva o reactiva, entre los conductores en falla o entre el conductor en falla y tierra.

Transformador de puesta a tierra

Es un transformador, conectado en zig-zag o Estrella - Delta instalado para proveer una impedancia equivalente de Thévenin de secuencia cero en su punto de instalación, de forma tal, que en sistemas aislados de tierra, se tenga una corriente limitada de falla monofásica que permita detectarla cuando ocurra.

Corriente de Infeed

Es una fuente de corriente de cortocircuito ubicada entre el punto donde está conectado el relé y el punto de ocurrencia de la falla, de tal forma que cuando dicha falla ocurra, la impedancia de falla presente un mayor voltaje total.

Corriente de Outfeed

Es una corriente saliente en el intermedio de una línea no fallada. Solamente se presenta en líneas multiterminales o en líneas compensadas en serie.

Factor SIR (Source Impedance Ratio)

Para una línea de transmisión es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea protegida ($SIR = Z_G/Z_L$).

Multiterminal

Una línea de transmisión con más de dos extremos que incluyen fuentes de potencia.

Protección por comparación de fases

Es una protección que compara la posición relativa del ángulo de fase de corrientes específicas en los extremos de un circuito.

Esquema de comunicación piloto

Es un esquema de protección que involucra relés en dos o más subestaciones que comparten datos o estados lógicos a través de un canal de comunicaciones para mejorar la velocidad de disparos y/o coordinación.

Comparación de fase segregada

Esquema similar a la comparación de fases, excepto que los datos en cada fase y tierra son enviados separadamente al terminal remoto para su comparación con los datos locales de este terminal.

Impedancia de la fuente

Es la impedancia equivalente Thévenin de un sistema eléctrico en el extremo de una línea de transmisión. Esta impedancia puede variar dependiendo de la localización de la falla y del estado (abierto o cerrado) de otros terminales asociados con el circuito.

Fuente de corriente de falla

Es un extremo que contribuye con una cantidad significativa de corriente a una falla en el elemento protegido. Se debe tener en cuenta que no es necesario que exista generación en ese extremo para que sea fuente de corriente de falla. Algunas cargas, tales como motores, pueden contribuir a la corriente de falla durante unos pocos ciclos dentro del tiempo de despeje de la falla.

Oscilación

Consiste en un flujo de potencia transitorio debido al cambio en los ángulos de generación relativos del sistema, causado por un cambio en la configuración de la transmisión o la generación.

Disparo transferido

Es el envío de una señal de disparo a través de un canal de comunicaciones al extremo remoto de la línea.

Desbloqueo

Lógica que permite a un esquema permisivo disparar por falla interna dentro de una ventana de tiempo, aunque la señal de disparo no esté presente cuando ésta se ha perdido debido a la falla.

Esquema híbrido

Es el esquema de un relé que combina la lógica de dos o más esquemas convencionales.

Protección principal de equipos

Es el sistema de protección que está diseñado para operar antes que otros dispositivos en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.

Protección principal sistémica

Es un relé o conjunto de relés, los cuales han sido coordinados para actuar conjuntamente para evitar que ante un evento se puedan producir pérdidas importantes de la configuración de la red generación – transmisión.

Protección de respaldo

Las protecciones de respaldo tienen la misión de despejar fallas en elementos del sistema de potencia que ya tienen una protección principal de equipo, para lo cual deben esperar un tiempo a fin de establecer que dicha protección no actuó y en su defecto entran a operar.

Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.

El ejemplo clásico de protección de respaldo local es la protección falla interruptor y el de protección remota es el de las zonas 2 y 3 de los relés de distancia

Autochequeo

Es la autoprueba del relé basado en microprocesadores que chequean la operación del software del procesador.

Relé de sobrecorriente temporizado

Es un relé de sobrecorriente de tiempo inverso que opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste. El tiempo inverso significa que ante una gran magnitud de corriente, el tiempo de operación es muy pequeño y viceversa. Esto depende del tipo de curvas características tiempo-corriente que sean seleccionada, tales como:

- Inversa

- Moderadamente Inversa
- Muy Inversa
- Extremadamente Inversa
- Tiempo Definido

La calibración de un relé de sobrecorriente se hace seleccionando el valor de arranque que corresponde al mínimo valor de corriente a partir del cual la curva entra a operar y el ajuste de tiempo o selección de la curva a utilizar

Relé de sobrecorriente direccional

Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional (por lo que requiere señal de polarización). El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada (adelante o atrás). Son usados con conexión por fase en sistemas trifásicos o como protección direccional de tierra, usando la tensión y la corriente residual, de tierra o de neutro.

Discrepancia de polos

Esta es la condición en la cual los polos de un interruptor trifásico están en posiciones diferentes. Esta condición causa corrientes de secuencia negativa muy peligrosas en el equipo controlado por el interruptor, en especial en máquinas rotativas. Esta condición también puede causar corrientes de secuencia cero en el sistema que pueden llevar al disparo indeseado de relés de tierra.

La discrepancia de polos es supervisada por contactos auxiliares o por la comparación de las corrientes en las tres fases. Cuando se identifica un polo abierto, el relé de discrepancia arranca un temporizador y, si la discrepancia permanece por un período de tiempo ajustable, aparece una señal de alarma o todos los tres polos del interruptor son disparados

Relé de baja frecuencia

Estos relés son ajustados para eliminar carga del sistema automáticamente cuando la frecuencia de operación decrece a un valor específico por debajo de la frecuencia nominal o si su tasa de decrecimiento (df/dt) excede un nivel determinado. Se hace un disparo selectivo de la carga para prevenir un colapso del sistema y restaurar el balance entre la demanda y la generación.

Los relés de baja frecuencia permiten ajustes múltiples para asegurar que las cargas sean deslastradas en pequeños cantidades a medida que la frecuencia decrece.

Registrador secuencial de eventos (Sequence Of Events, SOE)

Es un sistema que vigila y registra el estado de eventos discretos tales como la posición abierta o cerrada de un interruptor o la activación o desactivación de una alarma o protección. Además de la información binaria, estos registradores indican el tiempo absoluto o relativo de la ocurrencia de los eventos observados.

Registrador de fallas

Es un dispositivo que guarda en memoria, a través de registros, las magnitudes de diferentes cantidades del sistema como tensiones y corrientes durante un tiempo determinado, luego de recibida una señal de arranque (corriente, voltaje, frecuencia). Cada registrador posee un ancho de banda y un rango dinámico que dicta la calidad de las observaciones. Las señales pueden ser registradas para vigilancia de cambios transitorios en el sistema, incluidos componentes de alta frecuencia, o para observación de fenómenos de larga duración, tales como oscilaciones de potencia.

3.2 Simbología de dispositivos usados en sistemas de protección

Dentro de los sistemas internacionales de normalización de elementos de sistemas de potencia, se encuentran las normas ANSI/IEEE e IEC. Cada una de ellas ha definido un mecanismo de representación de los diferentes relés o equipos de protección.

3.2.1 Norma ANSI/IEEE

La simbología empleada por esta norma se basa en números aplicados a los dispositivos usados en subestaciones eléctricas y plantas de generación y en instalaciones donde existan aparatos de conversión.

Un número funcional del dispositivo, con un sufijo en letras cuando es necesario, identifica la función de cada dispositivo. Estos números son usados en planos esquemáticos, en diagramas elementales y de conexión, en libros de instrucción, en publicaciones y en especificaciones, encerrados dentro de un pequeño círculo.

Letras sufijos

En algunos casos se emplean letras como sufijos (después del número) con el fin de permitir la multiplicación de una misma función para aplicarla a una gran variedad de dispositivos. Permiten también resaltar partes individuales o específicas o contactos auxiliares de estos dispositivos. Estos sufijos deben usarse de tal manera que sólo tengan un significado para un equipo en particular. Sin embargo, cada sufijo no deberá consistir de más de tres letras, procurando mantener la función tan corta y simple como sea posible.

Cuando el mismo sufijo tiene diferentes significados en el mismo equipo, dependiendo del número del dispositivo, entonces se lista como el número más la letra en cada caso, por ejemplo: 63 V, relé de vacío; 90 V, regulador de voltaje.

Dispositivos auxiliares

Estas letras indican dispositivos auxiliares independientes, tales como:

LETRA	SIGNIFICADO
C	Relé de cierre o contactor
CL	Relé auxiliar en posición cerrada
CS	Conmutador de control
O	Relé de apertura o contactor
OP	Relé auxiliar en posición abierta
X, Y, Z	Relé auxiliar o repetidor

Tabla 1 – Sufijos ANSI para dispositivos auxiliares

Cantidades actuantes

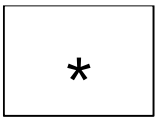
Estas letras indican la condición o cantidad eléctrica a la cual el dispositivo responde en el medio en el cual está localizado, tales como:

LETRA	SIGNIFICADO
A	Aire o amperios
C	Corriente
F	Frecuencia o flujo o falla
J	Diferencial
L	Nivel o líquido
P	Potencia o presión
PF	Factor de potencia
Q	Aceite
S	Velocidad o humo
T	Temperatura
V	Voltaje o voltios o vacío
W	Vatios o agua

Tabla 2 – Sufijos ANSI para cantidades actuantes

3.2.2 Norma IEC

El dispositivo relacionado con algún tipo de medida se representa a través de un recuadro como se muestra en la siguiente figura.



El asterisco debe ser reemplazado por una o más letras o símbolos indicando los parámetros del dispositivo, en el siguiente orden: cantidad característica y su modo de variación, dirección del flujo de energía, rango de ajuste, acción temporizada, valor del retardo de tiempo, etc.

El símbolo usado representa solamente la cantidad actuante en el mismo.

3.2.3 Diferencia filosófica entre normas ANSI e IEC

La filosofía constitutiva subyacente en los lenguajes simbólicos de ambas normas es radicalmente distinta, por lo cual es una práctica indebida mezclar ambas normas al elaborar planos.

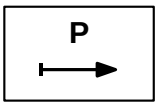
Mientras que la norma ANSI establece un número funcional que designa totalmente una función de protección y todos los elementos constitutivos de una misma función, independientemente de su naturaleza o principio de operación, recibiendo el mismo número funcional, con sufijos para diferenciarlos y haciendo la diferencia en la naturaleza del principio de funcionamiento del elemento al dibujarlo, la norma IEC está orientada a representar en el dibujo mismo el principio de funcionamiento y la cantidad actuante, utilizando la designación de los elementos con otros fines. De hecho, la designación de elementos según la norma IEC tiene cuatro posibles connotaciones: Designación por división jerárquica de la instalación (designación **"="**), designación por localización física del elemento (designación **"+"**), designación funcional (designación **"-"**) e identificación de punto de conexión (designación **":"**).

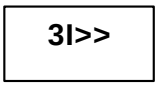
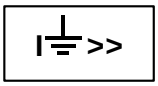
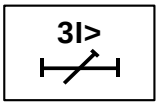
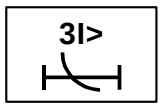
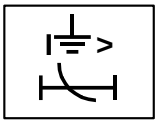
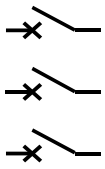
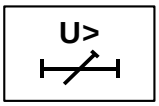
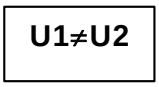
Por ejemplo, el relé de falla interruptor, designado bajo norma ANSI con el número funcional 51BF, no se distingue de un relé de sobrecorriente cualquiera bajo la norma IEC.

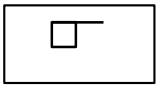
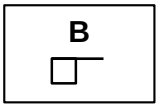
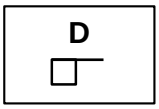
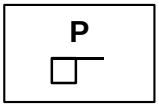
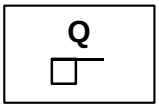
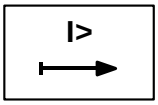
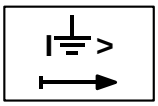
3.2.4 Simbología según Norma ANSI/IEEE e IEC

De acuerdo con lo anterior, a continuación se presenta la simbología más empleada en el campo de los sistemas de protección de líneas, transformadores, barras y generadores. En la columna izquierda está la definición de la protección o relé, en la columna central la representación ANSI/IEEE y en la columna derecha la simbología IEC.

Función	ANSI/IEEE	IEC
Protección distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando limites predeterminados.	21	**Z<**
Relé de verificación de sincronismo es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.	25	**Syn**
Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.	27	**3U<**

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.	32	
Relé de baja potencia o baja corriente es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado.	37	**P<** **I<**
Relé de campo es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anormalidad en el campo de excitación.	40	**If<** **Q>**
Relé de corriente de fase inversa o de balance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.	46	**I_2>**
Relé de secuencia de fases es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.	47	No Definido
Relé térmico de transformador o máquina es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.	49	**σ>**
Relé de sobre temperatura del aceite	49D	**σ>**

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé instantáneo de sobrecorriente es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.	50	
Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra	50N	
Relé de falla interruptor	51BF	
Relé temporizado de sobrecorriente es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.	51	
Relé temporizado de sobrecorriente de tierra	51N	
Interruptor de corriente alterna	52	
Relé de sobretensión es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.	59	
Relé de balance de corriente o tensión es un relé que opera sobre una diferencia dada en el voltaje o corriente de entrada o salida de dos circuitos.	60	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé de presión es un suiche que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma.	63	
Relé Buchholz: Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite.	63B	
Relé de flujo de aceite: Es un relé que detecta la superación del flujo de aceite en una tubería	63D	
Relé de presión súbita: Es un relé que detecta el incremento súbito de la presión en un tanque.	63P	
Dispositivo de alivio de presión: Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la salida de aceite, cuando la sobrepresión dentro del tanque supera un valor.	63Q	
Relé de tierra es un relé que funciona ante la falla en el aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato a tierra, o por el flameo de una máquina DC a tierra.	64	No Definido
Relé direccional de sobrecorriente de fases	67	
Relé direccional de sobrecorriente de tierra	67N	
Relé de desfasaje o medida de ángulo de fase es un relé que funciona en un ángulo de fase	78	No Definido

Función	ANSI/IEEE	IEC
predeterminado entre dos voltajes o entre dos corrientes o entre voltaje y corriente.		
Relé de recierre es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC.	79	**1-3 PH 0→1**
Relé de frecuencia es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma.	81	**f≷**
Relé de bloqueo es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.	86	**0→1 BLOQUEO**
Relé diferencial es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.	87	**3Id>**
Relé de protección diferencial de barras	87B	**3Id>**
Relé de protección diferencial de transformador	87T	**3Id>**

3.3 CONSIDERACIONES SOBRE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

3.3.1 Selección de acuerdo con normas ANSI

Para la selección de un transformador de corriente asociado con un relé de protección, utilizando las normas ANSI, es necesario considerar los efectos de la saturación de estos elementos. Para ello, se debe tener en cuenta la corriente de magnetización medida en los terminales secundarios del transformador de corriente (CT). La corriente de excitación tiene valores definidos para cada nivel de

voltaje como se muestra en la Figura 3. Esta curva muestra el voltaje de estado estable y la corriente de excitación para un CT con precisión C400 (2000:5), la cual puede ser usada para determinar los factores de corrección de la relación de transformación en varios niveles de excitación en estado estable. Aún cuando la curva de excitación tiene bien definido el punto de codo, no es clara la ubicación del punto de saturación del CT. Por esta razón, los rangos de precisión del relé están basados en la corrección de la relación del CT y seleccionados por la clase y el voltaje secundario. El voltaje secundario nominal es el voltaje que el CT soportará a la carga nominal cuando cruza una corriente de 20 veces la nominal sin exceder un 10% de error en la relación de transformación.

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

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

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

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

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

Figura 3 Curva de excitación transformador de corriente 2000:5 A

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

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

donde I_F es la máxima corriente de falla en por unidad

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

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

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

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

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

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

3.3.2 Selección de acuerdo con normas IEC

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

3.3.3 Valores secundarios de los ajustes de las protecciones

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

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

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

específicos del sistema, ayudarán a recomendar ajustes que coordinen con otras protecciones y ofrezcan selectividad al sistema.

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

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

$$Zs = Zp * \frac{TC}{TV}$$

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

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

TC: Relación de transformación del transformador de corriente

TV : Relación de transformación del transformador de voltaje

4 LINEAMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN

4.1 Objetivo

Definir los aspectos mínimos que se deben considerar en un estudio de ajuste y coordinación de protecciones para cumplir con las condiciones y necesidades reales del Sistema Interconectado Nacional -SIN-

4.2 Antecedentes

Según las resoluciones CREG 025 de 1995, 080 de 1999 y 070 de 1998, los agentes de generación, trasmisión y distribución del SIN, así como el Centro Nacional de Despacho (CND), tienen dentro sus responsabilidades, la realización de estudios de ajuste y coordinación de protecciones tanto para la entrada de nuevos proyectos y/o reconfiguraciones, como para la actualización de los estudios existentes (actividad semestral).

Dado lo anterior y teniendo en cuenta que actualmente estos estudios son elaborados con consideraciones y criterios de ajuste que no siempre están bajo los mismos lineamientos técnicos, el Grupo Nacional de Protecciones y Control –GNPyC- identificó que una forma de incrementar la agilidad y efectividad en la elaboración y revisión de estos estudios es la unificación de dichas consideraciones y la definición de los criterios mínimos para la elaboración de los mismos. Lo anterior se desarrollará en el presente documento que será incluido como Capítulo 1 en el documento “GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN”.

4.3 Alcance

Este documento aplica para todos los agentes del SIN que deban elaborar estudios de ajuste y coordinación de protecciones.

4.4 Elementos a proteger y área de impacto del estudio

Como punto de partida para la elaboración de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones, es preciso tener claramente definido el conjunto de elementos del sistema de potencia a proteger y a partir de ello identificar la zona o área de impacto del sistema bajo estudio.

Los parámetros eléctricos de los equipos a analizar deben ser consistentes con los reportados al CND y almacenados en el sistema Parámetros Técnicos del SIN -PARATEC-. En caso de que existan inconsistencias entre la información utilizada en el estudio y la información reportada al CND, el agente deberá enviar a este último, la correspondiente justificación y actualización de parámetros. Con lo anterior se logra mantener la misma información como dato de entrada en los diferentes estudios, tanto eléctricos como de protecciones, realizados por el operador del SIN y otros agentes.

En los proyectos de expansión del SIN, se requiere tener claramente definido y acordado con el operador del sistema, la(s) topología(s) bajo la(s) cual(es) será analizado el sistema eléctrico y el área y/o los equipos eléctricos a considerar para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones.

Una vez establecidos los elementos del sistema de potencia a proteger, se requiere definir el área de influencia o impacto del proyecto, la cual busca establecer hasta dónde la red eléctrica bajo análisis debe ser modelada o considerada, con el fin de obtener un grado de precisión adecuado frente a los fenómenos que puedan presentarse en el sistema y que deben ser considerados dentro de los estudios.

Para la definición del área de impacto, se recomienda tener en cuenta los siguientes elementos:

- Generadores ubicados en las cercanías del proyecto priorizando los de grandes capacidades, es decir superiores a 20 MVA (despachados centralmente), sus transformadores elevadores y bahías de conexión al sistema de transmisión o distribución.
- Las redes a nivel de transmisión y subtransmisión que interconecten a este nivel de tensión, las barras del STN.
- Elementos de compensación fijos y variables, incluyendo aquellos instalados en los terciarios de los transformadores de potencia y que son necesarios para el control de tensiones del área.

Además de las recomendaciones anteriores, se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el proyecto y el operador del SIN, que permita establecer los límites del sistema eléctrico a analizar, para esto, previo al proyecto, se elaborará una reunión de la cual quede el acta respectiva que respalde el desarrollo de las actividades futuras.

Una vez se defina el área de influencia entre los agentes involucrados en el estudio y el operador del sistema (CND), se deben establecer lineamientos básicos para la coordinación de funciones de respaldo acorde con los requerimientos del SIN. Para ello el operador del sistema recomendará y/o definirá con los agentes involucrados en el estudio, diversas trayectorias para la verificación de la coordinación de protecciones y la secuencia de salida de los elementos del área que son representativos para el SIN.

4.5 Contenido del estudio de coordinación de protecciones

El estudio de ajuste y coordinación de protecciones tiene por objeto establecer los ajustes de los equipos de protección empleados en el área de estudio que aseguren un alto grado de confiabilidad y seguridad del SIN. A continuación se presenta la información básica que debe contener el estudio de coordinación de protecciones considerando que pueden presentarse diversidad de alcances, múltiples parámetros de entrada, criterios de ajuste y equipos de protección de acuerdo con el objeto del estudio.

Estructura básica del informe

El Estudio debe presentarse en secciones o capítulos que permitan identificar claramente el objeto, alcance, parámetros de entrada, metodología, simulaciones y demás consideraciones realizadas para su elaboración. El documento debe contener como mínimo las siguientes secciones.

1. Objeto
2. Descripción del Proyecto
3. Alcance
4. Estudios de flujo de carga y cortocircuito

5. Criterios de ajuste de protecciones
6. Ajuste de Protecciones
7. Verificación de ajuste y coordinación de protecciones
8. Conclusiones y Recomendaciones
9. Referencias
10. Anexos

En los siguientes numerales se describe el contenido esperado para cada uno de las secciones arriba mencionadas.

4.5.1 Objeto del estudio

Descripción general del propósito del estudio de coordinación indicando el nombre del proyecto y/o área de estudio del SIN, así como las subestaciones involucradas.

4.5.2 Descripción del proyecto

Esta sección debe incluir una descripción del proyecto en estudio y debe contener la siguiente información:

- Etapas del proyecto.
- Ubicación geográfica.
- Diagrama unifilar del área de Influencia.
- Configuración de la(s) subestación(es) asociada al proyecto.
- Características de los relés a intervenir (referencia, fabricante)
- Características de los Transformadores de Corriente y Tensión.
- Unifilar de funciones de protección del proyecto bajo estudio.
- Lista de los parámetros eléctricos de líneas, transformadores y generadores utilizados para el estudio los cuales deben estar de acuerdo con lo reportado en el PARATEC.

4.5.3 Alcance del estudio

En esta sección se realiza una descripción general de los resultados esperados del estudio de coordinación presentado.

4.5.4 Estudios de flujo de carga y cortocircuito

Definidos los elementos a proteger, el área de influencia a analizar y teniendo en cuenta la información técnica descrita en el numeral 4.1, se requiere que por medio de los resultados de los flujos de carga y cortocircuito, sean determinados los escenarios bajo los cuales se desarrollará el estudio de protecciones, así como los niveles mínimos y máximos de cortocircuito trifásico y monofásico y en los casos donde se requiera ajustar ciertas funciones de protección, el cortocircuito bifásico.

Los análisis de flujos de carga y cortocircuito buscan identificar los escenarios bajo los cuales se debe evaluar el desempeño de las protecciones del sistema eléctrico considerado. Para ello se debe contar con un modelamiento de la red eléctrica, el cual deberá estar acorde con los valores reales de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito del SIN.

El CND cuenta con la red eléctrica modelada en una base de datos (DB por sus siglas en inglés) la cual está sintonizada con los valores reales de operación del SIN, a partir de 57.5 kV o superior, para niveles inferiores se debe coordinar con el OR. Esta DB puede ser obtenida en el sitio web de XM (http://www.xm.com.co/Pages/EstudiosTrimestrales.aspx) y es de libre acceso para todos los agentes del sistema.

Se recomienda que los análisis de flujos de carga y cortocircuito sean realizados mediante un software de simulación, el cual debe generar resultados en los niveles de cortocircuito similares a los valores obtenidos con los modelos del CND. Se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el proyecto y el operador del SIN, que permita establecer la respectiva sintonización de los modelos. Los valores de cortocircuito de referencia para esta sintonización, pueden ser solicitados a XM o consultados en los informes de la UPME.

Los escenarios de análisis para los estudios de flujo de carga y cortocircuito que se deben considerar en los estudios de ajuste y coordinación de protecciones, normalmente son: mínima demanda y máxima demanda. Bajo estos dos escenarios de demanda, se deben evaluar las diferentes condiciones de la red y la generación del área. A continuación, se describe la metodología empleada por XM para obtener los escenarios de análisis de protecciones.

- ✓ Determinación de los escenarios de demanda:
  - Demanda mínima: se analiza para el año en curso o de entrada del proyecto y corresponde al día y hora de este periodo de tiempo, en el cual se presentan los escenarios probables de menor demanda. Este suele encontrarse en la semana santa o el primer día del año entre las 02 y 04 horas.
  - Demanda máxima: se analiza para el año curso o de la entrada del proyecto y corresponde al día y hora de este periodo de tiempo, en el cual se presentan los escenarios probables de mayor demanda. Este suele encontrarse durante los primeros 15 días del mes de diciembre entre las 19 y 21 horas.

- ✓ Asignación de la generación en el sistema: se despachan las unidades de generación de tal forma que se cumpla con los criterios de operación establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, verificando que ante contingencias N-1 no se presenten sobrecargas por encima de los máximos valores declarados en el PARATEC para los equipos y que las tensiones en cada una de las barras estén dentro del rango de operación del sistema, que se encuentra entre 0.9 y 1.1 p.u para los niveles de tensión hasta nivel 4 y entre 0.9 y 1.05 p.u. para 500 kV en estado estacionario. Es de anotar que la mayoría de los programas modernos permiten hacer estos análisis con facilidad, ya que brindan la posibilidad de hacer contingencias múltiples (N-k) en el sistema y verificar los rangos y parámetros mencionados.

- ✓ Se ubica el nodo Slack por fuera eléctricamente del área de análisis.

- ✓ Determinación de los escenarios de cortocircuito:
  - En el escenario de mínima demanda, se busca disminuir los flujos por los circuitos a los mínimos probables y se calculan los valores de los cortocircuito en las barras.
  - En el escenario de máxima demanda, se busca incrementar los flujos por los circuitos a los máximos probables y se calculan los valores de los cortocircuitos en las barras.
  - En ambos escenarios, se analiza cómo la generación cercana al área en estudio modifica el comportamiento de los flujos y por ende de los cortocircuitos, de tal manera que puedan afectar el desempeño de las protecciones. También, se analiza el comportamiento de los flujos cuando se presenta una condición de N-1 en las

subestaciones y cómo puede impactar esta condición, el desempeño de las protecciones bajo análisis.

- ✓ Evaluación del ajuste y la coordinación de protecciones: en este punto, ya se cuenta con los escenarios de flujo de carga y cortocircuito a partir de los cuales se evalúa el desempeño de las protecciones eléctricas

4.5.5 Criterios de ajuste de protecciones:

En general, se recomienda seguir los criterios para el ajuste de las protecciones de esta guía. Sin embargo, si se requiere algún criterio diferente o adicional se debe describir en este ítem.

Ajuste de protecciones:

En esta sección se deben presentar los cálculos de cada uno de los ajustes de las funciones que se habilitarán en los equipos de protección que se encuentran dentro del alcance del estudio de coordinación de protecciones y que han sido realizados de acuerdo con los criterios mencionados en la sección anterior.

Verificación de ajuste y coordinación de protecciones

En general, este ítem busca que se muestre como está coordinando las funciones de protección que se ajustaran.

En funciones de sobrecorriente es importante presentar las curvas y los tiempos de operación para diferentes fallas en el sistema en una tabla, discriminando entre los relés de tierra y los de fases. Adicionalmente, se puede suministrar la información complementaria que el agente considere necesaria. Con esto se busca identificar claramente la coordinación existente entre estas funciones de protección.

Se recomienda determinar los ajustes de los relés de sobrecorriente (sensibilidad) en escenarios de mínima demanda y posterior a esto, validar su coordinación en máxima demanda (Sintonización de diales de tiempo) en el área de influencia del proyecto.

Para las funciones de sobrecorriente de tierra a nivel de STR, se debe presentar en los estudios los cálculos y/o medidas del máximo desbalance residual de corriente que presentan los circuitos en el punto de ubicación del relé.

En funciones distancia se recomienda presentar en el estudio, los tiempos de operación ante diferentes tipos de fallas en área de impacto del proyecto y su correcta coordinación con los relés asociados.

Adicionalmente, se recomienda realizar la coordinación en escenarios de mínima demanda y posterior a esto, validar su coordinación en máxima demanda, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 4 de esta guía.

En funciones diferenciales, de acuerdo con la metodología presentada en el capítulo "***Ajuste de las protecciones de barra"***, se recomienda presentar el análisis de saturación de sus transformadores de corriente asociados.

4.5.6 Conclusiones y Recomendaciones

En esta sección se deben incluir las conclusiones generales del Estudio de ajuste y Coordinación de protecciones y las recomendaciones correspondientes.

4.5.7 Referencias

Se debe incluir la referencia a todos los documentos, normas, etc que fueron utilizadas para la elaboración del Estudio.

4.5.8 Anexos

A continuación se presenta la información de soporte requerida en los informes de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones

- La parametrización final de los ajustes en valores secundarios de cada uno de los relés de protección que se van a implementar en el proyecto

4.5.9 Validación del estudio de ajuste y coordinación de protecciones

Considerar antes de la implementación de los ajustes de las protecciones, la validación que debe realizar el operador del sistema interconectado nacional, este, una vez realice la respectiva revisión del informe, enviará los comentarios que consideré pertinentes.

4.5.10 Recomendaciones generales

A continuación se presentan algunas recomendaciones que deben tenerse en cuenta para la elaboración del Estudio:

a) Si el área en análisis se opera bajo diferentes topologías se debe determinar la necesidad de manejar diferentes grupos de ajuste.

b) Revisar el impacto del proyecto sobre los esquemas suplementarios de protección implementados en la zona del proyecto.

c) Luego de la determinación de los valores de ajustes, la coordinación de protecciones se debe cumplir tanto para red completa como para condición de N-1 en una subestación, por lo cual, se debe validar bajo estas topologías y en caso de no lograr una coordinación adecuada, indicarlo en el informe para ser considerado en la operación del sistema interconectado nacional.

d) En estudios de ajuste y coordinación de protecciones de generadores, se requiere determinar los tiempos críticos de despeje de falla.

e) Se debe tener en cuenta que una vez se realiza la implementación de los ajustes de los relés, se debe actualizar el estudio con los valores implementados en sitio y enviar al CND la respectiva actualización.

f) Es de anotar que en caso de que los estudios sean desarrollados por empresas externas a los agentes del SIN, es responsabilidad de estas últimas velar por la confidencialidad en el suministro de información sobre el modelo eléctrico a terceros.

5 PROTECCIONES DE LÍNEAS

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones y por su longitud, son los elementos más expuestos a falla dentro del sistema de potencia; razón por la cual, deben ser protegidas de manera especial.

5.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Las características básicas de las protecciones son: la confiabilidad, la selectividad (coordinación), la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad, características que están siempre presentes en todos los esquemas de protección.

5.1.1 Confiabilidad

Ésta es una de las consideraciones más importante para el diseño de un sistema de protección. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente, por lo que es evaluado en sus dos componentes: fiabilidad y seguridad.

- La fiabilidad está definida como el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés operará correctamente cuando sea requerido; es decir, que no omita disparos cuando una falla deba ser despejada por él.

- La seguridad está definida como el grado de certeza de que un relé o sistema de relés no operará incorrectamente en ausencia de fallas; es decir, que no emita disparos erróneos.

De acuerdo con las definiciones anteriores, se puede decir que la fiabilidad es relativamente más fácil de obtener que la seguridad, dado que existen métodos para asegurarla, como por ejemplo la redundancia en los sistemas de protección y el respaldo local y remoto, mientras que para obtener seguridad sería necesario simular todas las condiciones posibles a las cuales estará sometido el relé y no se podría garantizar que todas fueron simuladas.

Una forma de lograr la seguridad podría ser la instalación en serie de los contactos de disparo de dos protecciones que protegen el mismo equipo, de modo que se requiera que ambas protecciones vean la falla para dar orden de disparo. La fiabilidad en este caso se lograría colocando los contactos de dichas protecciones en paralelo, de tal forma que cualquiera de las dos que vea la falla produzca el disparo.

En vista de todo lo anterior se puede concluir que cuando se aumenta la fiabilidad se disminuye en cierto grado la seguridad y viceversa.

5.1.2 Selectividad y coordinación

La selectividad de un sistema de protección consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes, evitando la salida de otros circuitos o porciones del sistema no fallados. La coordinación se refiere al proceso de ajuste de los relés; de tal forma que para condiciones de falla actúen inicialmente las protecciones principales (de equipos o sistémicas), aislando el elemento fallado o la porción del sistema que tiene problemas (por ejemplo la actuación de la primera zona de protección en el caso de líneas) y que se cuente con protecciones de respaldo en caso de que la protección principal no pueda cumplir su cometido (zonas temporizadas en el caso de líneas de transmisión). Para lograr una máxima continuidad en el servicio se debe alcanzar, tanto la selectividad como la coordinación.

Cada protección principal de equipos debe tener un área delimitada de operación, de acuerdo con la cual las protecciones se clasifican en:

- Protecciones coordinadas o relativamente selectivas: son aquellas que por sí solas no delimitan la zona que están protegiendo. Por ejemplo, la protección distancia, la cual tiene varias zonas de protección, la primera generalmente de operación instantánea y protege un porcentaje relativo de la línea; las demás zonas protegen toda la línea y parte de las líneas adyacentes y operan temporizadas.

- Protecciones unitarias o absolutamente selectivas: Delimitan claramente su zona de protección. Por ejemplo, la protección diferencial (de transformador 87T, de línea 87L, de generador 87G, de barras 87B), cuya zona de protección está determinada por los CT´s asociados a la protección.

5.1.3 Velocidad o tiempo de despeje de fallas

Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente, teniendo en cuenta que si la protección es muy lenta, el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales; si la protección es demasiado rápida, se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema.

5.1.4 Sensibilidad de la protección

Ésta se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte una condición anormal. Cuando se va a observar la sensibilidad de la protección, deben tenerse en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, entre otros.

5.1.5 Simplicidad

En los diseños de las protecciones de línea, es común que no se tenga en cuenta esta característica tan importante de un sistema de protección. Dado que los nuevos relés multifuncionales han creado gran cantidad de soluciones especiales para posibles problemas del sistema, es muy común que la implementación de esas soluciones se haga en forma incorrecta o incompleta y por consiguiente se pueden presentar consecuencias más graves que si no se implementaran dichas soluciones. La simplicidad de un esquema de protecciones de líneas debe enfocarse a ajustar únicamente las funciones que sean estrictamente necesarias.

5.1.6 Respaldo

En general, el proceso de coordinación de protecciones requiere que se utilice un sistema de respaldo para el caso en que falle la protección principal o el interruptor. Dicho sistema deberá ser más complejo mientras más importante sea el sistema o el elemento a proteger.

Los esquemas de respaldo local pueden constar de otros dispositivos de protección con características similares de protección (relés de sobrecorriente, relés de falla interruptor, etc.). El respaldo local actúa, normalmente, en un tiempo menor que el respaldo remoto.

Este sistema de respaldo puede ser:

Respaldo local para falla de la protección

Se utiliza un relé que protege contra anomalía de la protección principal, ajustado con un tiempo de operación mayor y conectado a otro núcleo del TC.

Respaldo local contra falla del interruptor

Se utiliza el relé de falla interruptor. Esta protección se presentará posteriormente con más detalle.

Respaldo Remoto contra fallas del interruptor y de la protección

Este respaldo lo suministran protecciones relativamente selectivas colocadas en las barras adyacentes. Por ejemplo la zona 2 de las protecciones de distancia.

5.2 SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA

La selección del esquema de protección más adecuado está influenciada por varios factores, los cuales se describen a continuación:

5.2.1 Importancia y función de la línea

Este es uno de los aspectos más relevantes en la protección de la línea de transmisión, dado que dependiendo de la importancia de la línea en el sistema, se define el nivel de confiabilidad requerido.

En general, en las líneas más críticas del sistema se justifica la redundancia en la protección, las comunicaciones y en la fuente auxiliar de DC. Las líneas menos críticas se pueden proteger adecuadamente con relés de distancia y de sobrecorriente.

La determinación de la importancia de la línea se debe basar en el nivel de voltaje, longitud de la línea, proximidad a fuentes de generación, flujos de carga, estudios de estabilidad, consideraciones de servicio al cliente y otros factores.

En Colombia el Código de Red establece que todas las líneas de 220 kV o superiores son importantes, razón por la cual recomienda doble protección principal y redundancia en CT y en PT.

5.2.2 Factores del Sistema

En la selección de la protección de la línea, se deben tener en cuenta factores relacionados con los requerimientos del sistema o con la configuración de la línea, así:

Requerimientos de tiempo de despeje de falla

La consideración del tiempo de despeje de falla no sólo influye en la selección de los relés principales sino también de la protección de respaldo local o remota, dado que el sostenimiento de una falla por un tiempo muy largo puede afectar la estabilidad del sistema.

Cuando la línea a proteger tiene incidencia en la estabilidad del sistema, se prefieren los esquemas fiables, como por ejemplo la doble protección principal y el respaldo remoto en segunda y tercera zonas.

En Colombia, donde se tiene el esquema tendiente a la fiabilidad con doble protección principal, se prefiere proteger las líneas que requieren alta fiabilidad y velocidad por problemas de estabilidad, con relés de protección de línea que tengan principio de funcionamiento diferente. Esto mejora substancialmente la fiabilidad pero afecta la seguridad, como lo ha demostrado la experiencia operativa.

Las líneas, cuya pérdida signifique racionamientos y problemas sociales, más que problemas de estabilidad, pueden tener una orientación más segura, utilizando por ejemplo dos relés de distancia de igual principio de funcionamiento.

Longitud de la línea

Las líneas de transmisión pueden ser definidas o clasificadas como cortas, medias o largas. Esta clasificación no depende únicamente de su longitud sino también de su nivel de tensión, el cual a su vez tiene un efecto muy importante en el factor SIR de la línea.

El SIR es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea ($SIR = Z_G/Z_L$).

Normalmente, para una longitud de línea dada, la impedancia en por unidad (P.U.) varía mucho más con el voltaje nominal que la impedancia en Ohm. Este factor, conjuntamente con las diferentes impedancias de cortocircuito a niveles de voltaje diferentes, muestra que el voltaje nominal de una línea tiene un efecto significativo en el SIR de la línea.

En conclusión, la línea se debe clasificar como corta, media o larga según el valor del SIR y no solamente según su longitud. De acuerdo a lo anterior, y según la norma estándar IEEE C37.113 de 1996, las líneas se clasifican así:

- Líneas Cortas: aquellas cuyo SIR es mayor o igual 4.
- Líneas Medias: aquellas cuyo SIR está entre 0.5 y 4.
- Líneas Largas: aquellas que tienen un SIR menor o igual a 0.5.

A continuación se presenta un ejemplo de clasificación de líneas de acuerdo con el SIR:

Considérese una línea de 500 kV con una reactancia de secuencia positiva de 0.332 Ω/km, la cual corresponde a una reactancia de 0.0001328 P.U. por km, sobre una base de 100 MVA a 500 kV. Si la impedancia de la fuente detrás del relé es 0.01328 P.U.(la cual corresponde a un nivel de falla de 10.000 MVA), se tendría la siguiente clasificación para las líneas:

- Líneas Cortas: las que tienen longitudes menores de 19 km

- Líneas Largas: las que tienen longitudes mayores de 150 km

La clasificación de las líneas es muy importante para la selección del esquema, dado que las líneas muy cortas o las líneas muy largas pueden requerir esquemas de protección especiales.

Para protección de líneas cortas se recomienda el uso de esquemas de protección completamente selectivos con principios de operación por corriente diferencial o comparación de fases y combinándolo con sistemas de comunicación tales como hilo piloto, fibra óptica y micro onda, dado que la diferencia en los aportes de corriente para falla cerca al relé o en el terminal remoto, es muy pequeña, dificultando identificar la variación de la impedancia con precisión a través de protecciones distancia. Adicionalmente, no se recomienda el uso de protección distancia como protección principal, dado que factores tales como la resistencia de arco o la impedancia de falla pueden causar subalcance en el relé. Para el caso Colombiano se recomienda doble protección principal y redundancia en CT´s, PT´s y sistemas de comunicación.

Para la protección de líneas de longitud media, se puede utilizar la protección distancia, dado que la discriminación del relé es más efectiva en líneas con SIR menor que cuatro (4). Para el caso Colombiano se recomienda que por lo menos una de las dos protecciones principales de líneas de transmisión sea 100% selectiva y se tenga redundancia en CT´s, PT´s y sistemas de comunicación.

Las líneas largas, conectadas entre sistemas débiles o siendo ellas mismas débiles en comparación con los sistemas que unen, generalmente requieren disparos de alta velocidad para evitar problemas de estabilidad en el sistema. Estas líneas pueden tener otros elementos incluidos, tales como condensadores en serie, lo cual hace variable la impedancia total de la línea bajo ciertas condiciones e introduce comportamientos transitorios que hacen difícil la selectividad. Los esquemas de protección que más se recomiendan para este tipo de líneas compensadas, son la comparación de fases y la comparación direccional, utilizando PLC (Power Line Carrier) o microondas.

Tamaño de la fuente de alimentación

El tamaño de la fuente que alimenta la línea determina los niveles de corriente de falla y afecta la capacidad de los sistemas de protección para proveer una adecuada selectividad. Si el tamaño de la fuente está sujeto a variaciones significativas debido a cambios en las condiciones de operación, la protección debe ser tan flexible que pueda ser fácilmente modificada o adaptada automáticamente para acomodarse a tales variaciones; como por ejemplo disponer de varios grupos de ajustes.

Configuración de la línea

El número de terminales o la influencia de condensadores en serie o reactores en paralelo, en ocasiones requiere prácticas de protección especiales.

5.2.3 Comunicaciones

La selección del sistema de comunicaciones asociado con la protección de la línea debe hacerse en forma simultánea con la selección de la protección, para garantizar que sean compatibles. La tendencia más moderna consiste en separar los canales de comunicación para cada protección principal y para cada protección de respaldo de sobrecorriente direccional a tierra.

5.2.4 Tecnologías nuevas vs. Tecnologías viejas

Las nuevas tecnologías suministran grandes ventajas, entre las que se cuentan: cargas más bajas para los CT's, mayor sensibilidad, rangos de ajuste amplios, disponibilidad de múltiples funciones, posibilidades de varios grupos de ajustes, gran flexibilidad, posibilidades para resolver problemas especiales de protección, mayor facilidad para la implementación del control y las comunicaciones etc. Adicionalmente, hoy día, las tecnologías numéricas nuevas son más económicas que las tecnologías antiguas analógicas electrónicas o electromecánicas.

5.2.5 Compromisos del diseño del esquema de protección

El diseño del sistema de protección requiere compromisos considerables y la confiabilidad es uno de ellos y resulta como una combinación entre fiabilidad y seguridad, las cuales, a menudo, son parcialmente excluyentes. Otros compromisos son: confiabilidad vs. costo, velocidad vs. seguridad, simplicidad vs. flexibilidad, independencia del diseño y fabricante vs. normalización, etc. El análisis y evaluación de todos estos compromisos es lo que permite finalmente al ingeniero de protecciones hacer la selección más apropiada del esquema de protección a utilizar.

5.2.6 Consideraciones de redundancia y respaldo

La redundancia para protecciones de líneas de transmisión se puede lograr por métodos diferentes, cada uno con niveles variados de complejidad, beneficios y costos. Esos métodos incluyen dos o más esquemas de protección duplicados, protección de respaldo local, respaldo remoto, y la duplicación de las fuentes de DC, de los CT's, PT's y bobinas de disparo del interruptor.

5.3 ESQUEMAS DE RELÉS

Los esquemas de relés pueden ser con señales piloto o sin señales pilotos

5.3.1 Esquemas sin señales piloto o no completamente selectivos

Los esquemas sin señales piloto pueden ser:

- Relés de sobrecorriente no direccional
- Relés de sobrecorriente direccional
- Relés de distancia

Esquemas de relés de distancia

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

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

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

5.3.1.1.1 Características básicas de la protección distancia

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

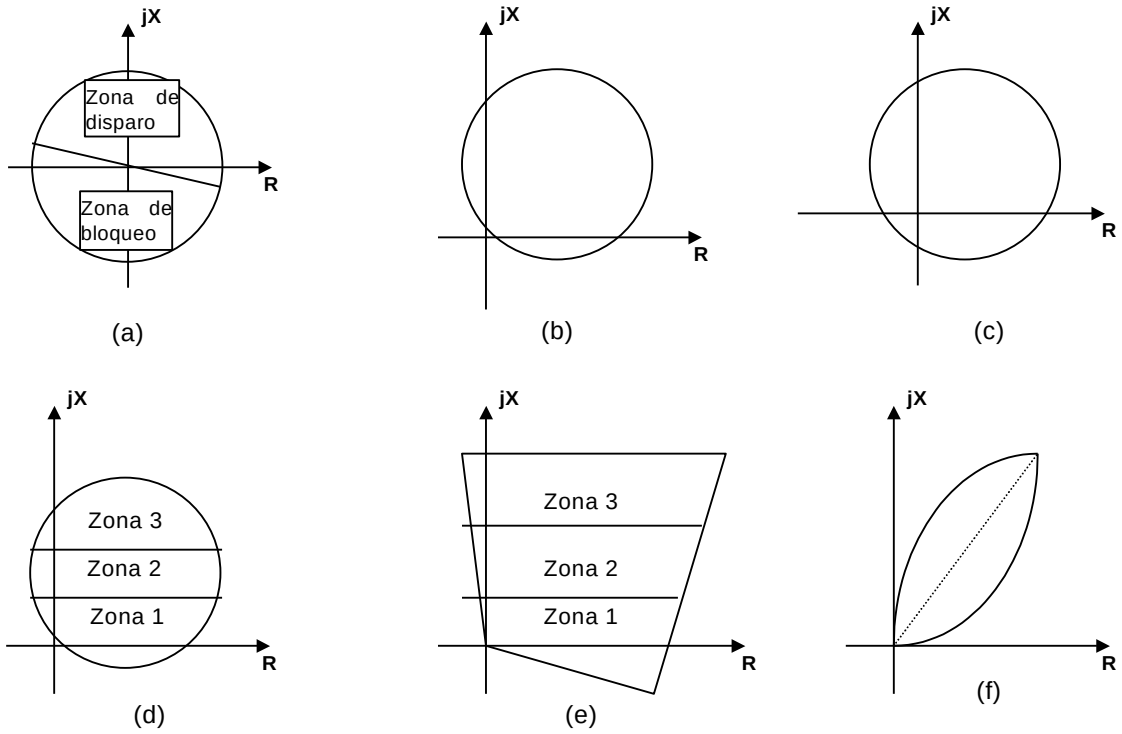


Figura 4 Características básicas del relé de distancia

- **Impedancia**: El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 4 (a). Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

- **Mho**: La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 4 (b).

- **Mho Offset**: La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo, debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 4(c).

- **Reactancia**: Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga. Ver Figura 4 (d)

- **Cuadrilateral**: La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo. Ver Figura 4 (e).

- **Lenticular**: Este relé es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 4(f).

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

5.3.1.1.2 Zonas de la protección distancia

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

En la Figura 5 se presentan los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral.

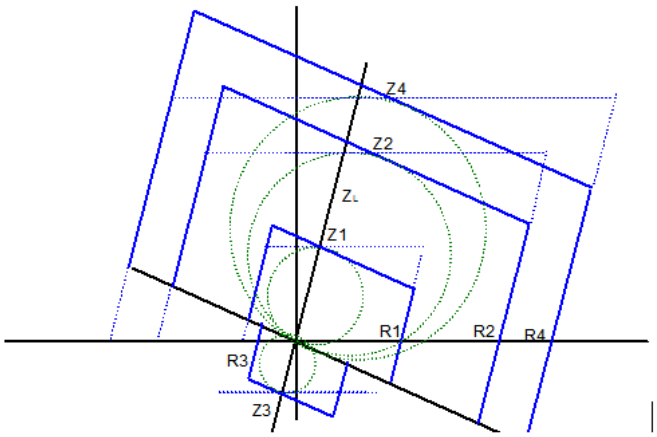


Figura 5 Característica general alcance de zonas protección distancia

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia, se debe tener en cuenta la impedancia de la línea a proteger y las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubren una parte o la totalidad de la línea adyacente.

En la Figura 6 se presentan los alcances de zona hacia adelante que se pueden encontrar en una protección distancia

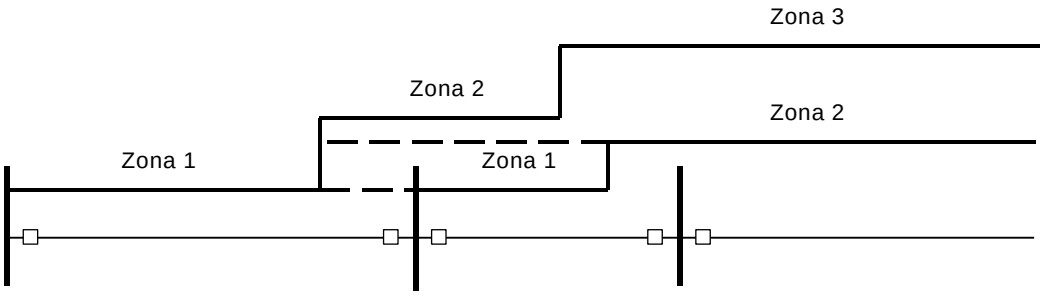


Figura 6. Alcances de zona

En la Figura 7 se presenta un diagrama unifilar sencillo que se puede utilizar como modelo para ajustar las zonas de un relé de distancia.

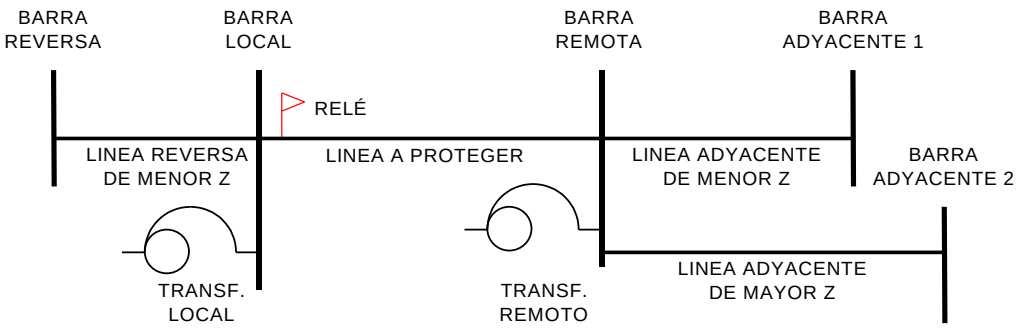


Figura 7. Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección distancia

- Ajuste de la Zona 1

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

$$Z1 = K * Z_L$$

donde:
- Z1: Ajuste de Zona 1
- K: Porcentaje de la línea a proteger con la zona 1 (70 a 90%)
- Z_L: Impedancia de secuencia positiva de la línea

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

Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

- Análisis del efecto "Infeed" en Zona 1

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

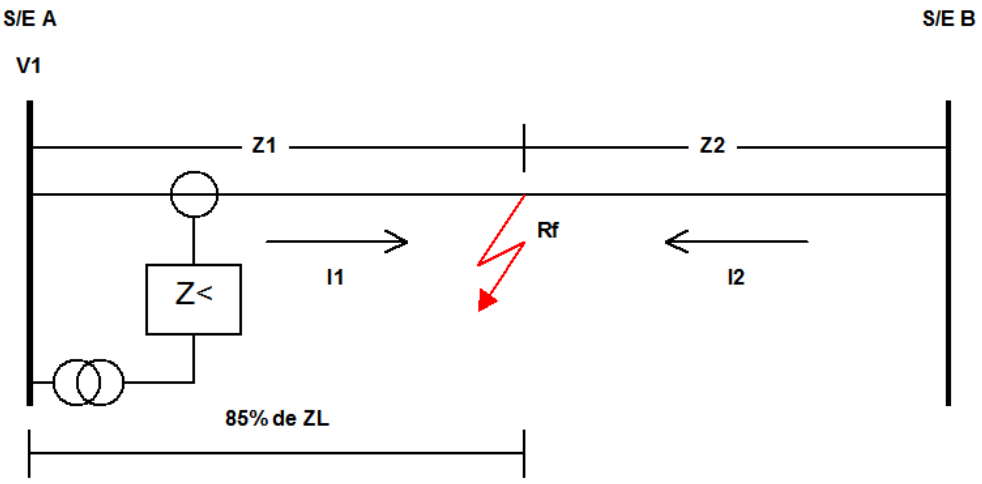


Figura 8. Efecto Infeed en Zona 1

De la Figura 8 se puede deducir la siguiente ecuación:

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

Si se divide la ecuación anterior por I_1 se obtiene:

$$\frac{V_1}{I_1} = Zaparente = Z_1 + Rf * \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right)$$

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

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

La Figura 9 muestra el efecto de variación de la impedancia aparente vista por el relé respecto a la distancia del punto de falla, teniendo en cuenta para todos los casos una resistencia de falla Rf de 5 Ohm y una impedancia de la línea a proteger de 0,5 Ohm/km.

Figura 9 Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1

De dicha figura se tienen las siguientes observaciones:

- La diferencia en la impedancia observada para cada relación de corrientes es constante, dado que las pendientes de las curvas son constantes

- El porcentaje de variación de la impedancia es mayor para líneas cortas
- El error en la impedancia vista por el relé se puede despreciar para variaciones de I_2/I_1 menores de 2 y fallas ubicadas a más de 50 km.

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

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

- Ajuste de la Zona 2

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

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

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

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

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

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

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

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

- El valor de ajuste seleccionado de Zona 2 no debe sobrepasar el alcance de Zona 2 de las líneas adyacentes. En el caso de existir condición de traslapo de zonas 2 con una o varias líneas adyacentes, se debe realizar un análisis de efecto "Infeed" y determinar, mediante el cálculo de la impedancia aparente, si a pesar del traslapo de zonas, el relé es selectivo; es decir, cuando la falla sea en Zona 2 de la línea adyacente, el relé de la línea en cuestión no vea la falla en Zona 2 sino más allá (por el efecto de la impedancia aparente).

Si con el estudio se concluye que la impedancia aparente que ve el relé para una falla en la Zona 2 de la línea adyacente traslapada, es mucho mayor que el ajuste de Zona 2 considerado (120% Z_L), se puede conservar el ajuste en ese valor y el tiempo de operación en 400 ms. Si se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de Zona 2 escogido, es necesaria la coordinación de estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de Zona 2 de la línea sobrealcanzada en la subestación remota o aumentar el tiempo de operación de Zona 2 de la línea que se está protegiendo (subestación local). Ver Figura 10.

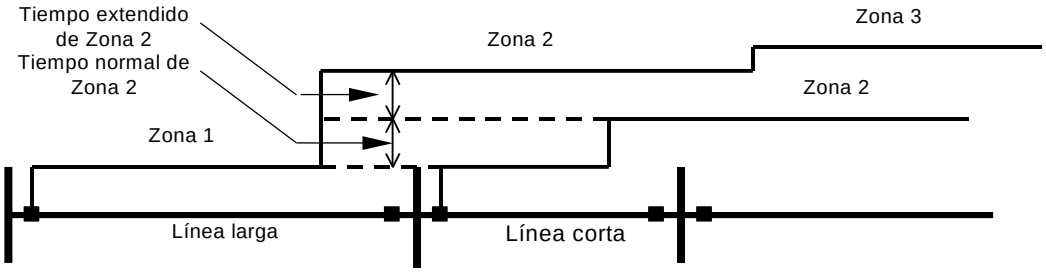


Figura 10 Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes

- Análisis del efecto "Infeed" en Zona 2

El efecto "Infeed" en Zona 2 se presenta debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla (Ver Figura 11). Cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente ($Z_{aparente}$), se calcula de la siguiente manera:

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

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

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

$$Zrelé = Z1 + K * Z2$$

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

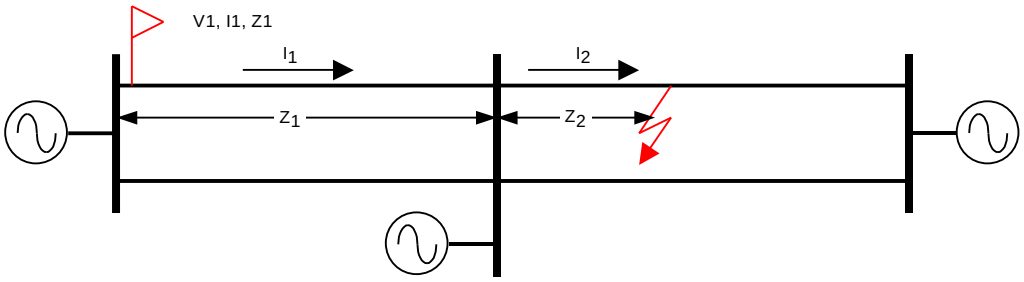


Figura 11 Efecto Infeed en Zona 2

I_2 Incluye el aporte de los demás circuitos, diferentes de la línea bajo coordinación, que aportan al cortocircuito.
El ajuste de la zona 2 se hace incluyendo el efecto "Infeed", razón por la cual en caso de que las fuentes intermedias desaparezcan, el relé queda sobrealcanzando.
Para verificar que este efecto no produzca disparos indeseados o que no se requieran tiempos extendidos de zona 2 para coordinar con la zona 2 relés inmediatamente adyacentes, se debe calcular la impedancia aparente ante una falla en el 99% de la línea adyacente más corta (u otra adyacente más crítica en el caso de que tenga bajos aportes de cortocircuito y longitudes pequeñas), observando los aportes de corrientes por todas las líneas adyacentes a la subestación donde está la línea protegida y abriendo luego la línea que más aporta a la falla, de tal forma que se obtenga la topología más crítica que acerque la impedancia aparente al valor de ajuste de Zona 2.
También, en caso de incluir impedancias de falla, se puede hacer la simulación de la misma falla (en el 99% de la línea adyacente seleccionada), pero con el extremo remoto de dicha línea abierto, para hacer más crítica la condición, dado que no se tendrían aportes de corriente desde el otro extremo de la línea. Se calcula la impedancia aparente con las ecuaciones anteriormente descritas, para diferentes condiciones de demanda (preferiblemente máxima y mínima) y se verifica en todos los casos analizados, que los valores de impedancia aparente obtenidos sean mayores que el ajuste de la Zona 2.

Es importante verificar en los estudios de protecciones la existencia de traslapes de zonas 2 entre los relés distancia de líneas adyacentes. Para esta verificación se sugiere el siguiente formato:

REVISIÓN DE RIESGOS DE TRASLAPE DE ZONAS 2 DE RELÉS DISTANCIA										
LINEA		Tensión [kV]	L [km]	ZL [Ωp]	Alcance Zona 2 - 120%ZL	Líneas adyacente más corta	L [km]	ZL [Ωp]	Diferencia alcances [Ωp]	% de Traslape
SUBESTACIÓN A	SUBESTACIÓN B									
Alfa	Omega	230,00	91,33	44,10	52,92	Omega - Delta 1 y 2	21,75	10,50	-0,42	4
Omega	Alfa	230,00	91,33	44,10	52,92	Alfa - Zeta 1	29,39	15,25	3,38	NO TRASLAPA
						Alfa - Sigma 1	35,74	17,40	5,10	NO TRASLAPA

Formula Diferencia entre los alcances: $$DA = \left[(80\% * ZL_{Adyacente}) + ZL_{Evaluada}\right] - 120\% ZL_{Evaluada}$$

Formula del % de traslape: $$\%T = \frac{\left((80\% * ZL_{Adyacente} + ZL_{Evaluada}) - 120\% ZL_{Evaluada}\right)}{ZL_{Adyacente}} * 100\%$$

En caso de contarse con traslapes de zonas 2, se recomienda analizar la coordinación por tiempos de las mismas, una vez sean realizados los análisis eléctricos para la validación de los criterios adoptados para los alcances de zona.

Tiempo de zona 2: Para la selección del tiempo de disparo de la Zona 2 se debe tener en cuenta la existencia o no de un esquema de teleprotección en la línea. Si la línea cuenta con esquema de teleprotección, se puede seleccionar un tiempo entre 300 y 400 ms para esta zona; si no se dispone de teleprotección, este tiempo se determina mediante un análisis de estabilidad del sistema ante contingencias en el circuito en consideración. Este tiempo (tiempo crítico de despeje de fallas ubicadas en Zona 2) puede oscilar entre 150 ms y 250 ms, dependiendo de las fuentes de generación cercanas al punto de falla, de la longitud de la línea y de las condiciones de estabilidad del sistema.

- Ajuste de la Zona Reversa

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

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

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

$$\frac{AjusteZona\ 3}{AjusteZona\ 4} \approx 0.1$$

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

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

Tiempo de zona reversa: Para respaldo de la protección diferencial de barras, se recomienda ajustar el tiempo de la Zona Reversa entre 1200 y 1500 ms, con el fin de permitir la actuación de las zonas de respaldo de la barra remota. Se debe verificar que este tiempo esté por encima del tiempo de operación de la función 67N de la barra remota.

- Ajuste de la Zona 3 hacia adelante

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

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

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

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

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

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

Donde:

Z3: Ajuste de zona 3

Z_L: Impedancia de la línea a proteger

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

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

Tiempo de Zona 3 adelante: Típicamente se utilizan retardos intencionales entre 800 y 1000 ms.

- Alcance resistivo

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

resistivos son calculados como el 45% de la impedancia mínima de carga o de máxima transferencia del circuito en cuestión.

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

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

Donde:

V_L: Tensión nominal mínima línea - línea.

MCC: Máxima Corriente de Carga

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

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

Consideraciones:

- Para líneas de corta longitud (ver numeral 5.2.2.2 Longitud de la línea) el criterio mencionado para la selección del alcance resistivo puede arrojar para la característica cuadrilateral una relación R/X con un valor demasiado grande, lo cual puede ocasionar sobre alcance de la zona 1. Para estos casos se debe consultar además en los manuales de los relés de protección los valores recomendados por el fabricante para la máxima relación R/X para dicha característica.

- Sí el ajuste del alcance resistivo obtenido por el criterio de la impedancia mínima de carga es limitado para la detección de fallas de impedancia moderada a lo largo de la línea (mayor a 5 ohmios), se recomienda entonces revisar mediante simulaciones y/o pruebas en laboratorio la aplicación de un ajuste resistivo mayor que permita la detección del relé de dichas fallas al 50 % en zona 1 y al 99 % en zona 2, pero que al mismo tiempo no produzca sobrealcance de la zona 1 y que el alcance resistivo final quede por debajo del 85% de la impedancia mínima de carga. En caso de no ser posible el cumplimiento de estos criterios, se debe complementar con esquemas asistidos por teleprotección como: sobrecorriente direccional a tierra en comparación direccional y/o fuente débil.
- Finalmente, tal como se menciona en el capítulo 5.2.2.2., para líneas cortas se recomienda el uso de esquemas de protección completamente selectivos, como protecciones diferenciales de línea como protección principal con funciones de distancia como respaldo.

Esquemas de relés de sobrecorriente no direccional

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

Los relés de fase operan para todo tipo de falla pero el ajuste de la corriente de arranque debe estar por encima de la máxima corriente de carga esperada. El disparo de los relés de sobrecorriente puede ser instantáneo, retardado por un tiempo fijo o retardado por un tiempo inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.

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 generalmente ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas.

Cuando las líneas se protegen con relés de sobrecorriente, es necesario buscar la coordinación con los demás dispositivos de protección, no sólo de la línea protegida sino también de los elementos adyacentes (otras líneas, transformadores, etc.). El disparo instantáneo aplica si el punto de arranque de la unidad instantánea se puede ajustar en un valor tal que la relación entre la corriente de cortocircuito del extremo del relé, sobre la corriente de cortocircuito del extremo final de la línea, sea superior a 1,5.

Los relés de sobrecorriente no direccionales no 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 y dichos relés tendrían que ser coordinados con los dispositivos de protección que están al frente y detrás del terminal de línea. Esto hace que la mayoría de las veces sea imposible la coordinación de estos relés.

En algunas líneas de transmisión largas, terminadas en cargas o fuentes débiles, se pueden utilizar relés de sobrecorriente no direccionales, dado que la contribución de corriente a la falla en dirección reversa está muy limitada por la impedancia de la línea. Así mismo, en estas líneas, la magnitud de la corriente de falla es más alta para fallas cercanas al relé que para fallas en el extremo remoto. En estos casos, la utilización de relés de sobrecorriente de fases y de tierra instantáneos pueden dar una detección rápida y segura de fallas cercanas al relé.

Es conclusión, en líneas largas, dada la variación en la magnitud de la corriente de falla conforme varía el punto de falla, es relativamente fácil coordinar los relés de sobrecorriente no direccionales tanto de fases como de tierra.

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.

5.3.1.1.3 Esquema de protecciones con dos protecciones distancia y sus funciones de sobrecorriente

Si la línea de transmisión posee como protecciones principales relés de distancia, el ajuste de relés de sobrecorriente como respaldo se hace considerando tiempos altos de actuación debido a que estos son menos selectivos ante fallas polifásicas.

5.3.1.1.4 Esquema de protecciones con protección principal de distancia y protección de respaldo por sobrecorriente

Este esquema es normalmente empleado para protección de líneas de subtransmisión.

La protección principal de distancia, incluye en algunos casos una protección de sobrecorriente direccional a tierra. La protección de respaldo es normalmente una sobrecorriente direccional de fases y de tierra o eventualmente se puede utilizar una protección de sobrecorriente con característica no direccional.

Este esquema puede contar o no con esquema de teleprotección.

Las funciones de la protección de respaldo siempre deberán operar temporizadas para permitir a la protección principal la decisión más acertada sobre la aclaración de la falla, o poseer una lógica que las deshabilite en caso de que la protección principal de línea vea la falla.

- Criterios de ajuste de la protección de respaldo

Aún cuando las protecciones de sobrecorriente son de respaldo, no es posible garantizar una selectividad absoluta, especialmente en sistemas enmallados, sin que se comprometa la protección de la línea; de igual manera, los criterios adoptados proporcionarán un alto grado de selectividad para la mayoría de los casos en que falle la protección principal de la línea.

Existe una mayor probabilidad de alcanzar la selectividad requerida, si los relés direccionales poseen canales de telecomunicación para determinar la selectividad del tramo a proteger.

Su tiempo mínimo de operación será de 400 ms para garantizar que aclare las fallas con tiempo de respaldo, permitiendo que la protección principal aclare normalmente las fallas en la línea.

- Protecciones de sobrecorriente de fases

Esta protección se ajustará para que detecte la menor corriente de falla en su área de influencia, y permita la operación normal y en contingencia. El criterio para el valor de arranque será el 125% de la Máxima Corriente de Carga ya definida ante la mayor contingencia.

De todas formas, los resultados del flujo de carga darán información sobre los casos de contingencia que superen la soportabilidad térmica de la línea o del transformador de corriente, para los cuales se consultará la acción a tomar sobre los ajustes. Igualmente, el dueño de la línea determinará y entregará al CND las capacidades de soporte de sobrecargas transitoria y los ajustes sugeridos para la protección de sobrecorriente.

Si el tipo de curva se puede seleccionar, se escoge una curva IEC normalmente inversa (NI); el dial de la curva se calcula a 0,4 s con el aporte de la subestación a la falla monofásica o trifásica local (la mayor de las dos).

En sistemas de transmisión y subtransmisión, la tendencia es utilizar curvas de tiempo definido dada su facilidad para coordinarlas con las zonas de los relés de distancia.

- Protección de sobrecorriente de tierra

Los elementos de tierra se recomienda ajustarlos con una corriente residual primaria de 120 A. Este valor se ha establecido con base en la experiencia operativa del STN, la cual ha demostrado que el máximo desbalance residual esperado en una línea no transpuesta del sistema interconectado con tensiones superiores a 220 kV , considerando una contingencia N-1, en condiciones de máxima transferencia, no supera los 100 A. Con un valor de ajuste de 120 A se logra un margen adecuado para prevenir disparos indeseados por desbalances y garantizando, a la vez, una cobertura amplia para fallas de alta impedancia.

Dada la dificultad, que presentan las protecciones de sobrecorriente a tierra en para seleccionar la fase fallada, estas protecciones de respaldo deben supeditar su actuación a que las protecciones de distancia no vean la falla; razón por la cual, algunos relés tienen su lógica interna para bloquearlas cuando se presenta arranque de la protección de distancia, o es necesario asignarles tiempos de actuación elevados para tal fin.

Cuando la curva característica es seleccionable, se escoge una IEC normalmente inversa (NI); el dial de la curva se calcula a 0,4 s con el mayor aporte de corriente residual de la subestación a la falla monofásica local.

En sistemas de transmisión y subtransmisión, la tendencia es utilizar curvas de tiempo definido por su facilidad de coordinarlas con las funciones del relé de distancia.

5.3.1.1.5 Esquema de protecciones para líneas de subtransmisión protegidas solamente con relés de sobrecorriente

5.3.1.1.5.1 Líneas en sistemas enmallados

No es posible obtener completa selectividad en un sistema enmallado con diferentes fuentes intermedias aportando (corriente, potencia) simultáneamente desde varios nodos. Es por esto que en estos sistemas se emplean protecciones relativamente selectivas como las de distancia o absolutamente selectivas como las diferenciales de hilo piloto, dejando el relé de sobrecorriente como un respaldo.

- Protecciones de sobrecorriente de fases

Los criterios son similares a los expuestos en el numeral anterior (4.4.1.2.2), pero con las siguientes consideraciones:

  - Es recomendable habilitar unidades instantáneas direccionales si el aporte a la falla máxima monofásica o trifásica en el extremo local es mayor de 1,5 veces el aporte a la falla en el extremo remoto.
  - El valor de arranque de la etapa instantánea se calcula como 1,3 veces el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica o trifásica (la mayor de las dos) en el extremo remoto. Si no es direccional se aplica la unidad instantánea siempre que el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica o trifásica hacia atrás (la mayor de las dos) sea menor del 80% del ajuste mencionado. Su ajuste no deberá ser menor a 6 veces la máxima corriente de carga ante la mayor contingencia.
- Protecciones de sobrecorriente de tierra

Los criterios son similares a los expuestos en el numeral anterior (4.4.1.2.2), pero con las siguientes consideraciones:

- Se aplican relés instantáneos direccionales si el aporte a la falla monofásica máxima en el extremo local es mayor de 1,5 veces el aporte a la falla en el extremo remoto,
- La corriente de arranque es 1,3 veces el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica en el extremo remoto. Si no es direccional, se aplica siempre que el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica hacia atrás, sea menor del 80% del ajuste mencionado.

5.3.1.1.5.2 Líneas en sistemas de subtransmisión radiales o anillos de una sola fuente

Con los mismos criterios ya mencionados se busca obtener la tradicional selectividad en cascada con las protecciones aguas abajo, con un factor de coordinación entre 150 ms y 250 ms para las máximas fallas remotas.

5.3.1.1.6 Estudios requeridos para el ajuste de protecciones de sobrecorriente

Para el ajuste del dial o multiplicador de tiempo de los relés de sobrecorriente de tierra, se requiere la simulación de fallas monofásicas francas (0.001Ω) y de alta impedancia (30Ω ó 50Ω) en varios puntos del sistema (por ejemplo, local, intermedia y remota) y el registro de las corrientes residuales vistas por cada uno de los relés a coordinar, no solo para las unidades de sobrecorriente no direccional a tierra, sino también para las direccionales a tierra.

Para el ajuste del dial de los relés de sobrecorriente de fases se simulan fallas bifásicas aisladas francas en varios puntos del sistema y se toman las mayores corrientes de falla de fase por cada uno de los relés involucrados.

El método consiste básicamente en determinar el tiempo de operación para la corriente de falla que circula por cada relé y verificar que éste opere primero y que los demás operen selectivamente.

5.3.1.1.7 Verificaciones de los ajustes obtenidos

La anterior metodología se aplica para generaciones máximas (demanda máxima) y se realizan verificaciones en demanda mínima para diversas condiciones operativas.

Se deben verificar los ajustes obtenidos empleando la curva de soportabilidad de equipos, tales como transformadores de medida y de potencia.

Esquemas de relés de sobrecorriente direccionales

El Código de Redes en Colombia, exige que las protecciones de línea del STN sean respaldadas por protecciones de sobrecorriente direccional de fases y tierra.

Este esquema consta de cuatro (4) elementos de sobrecorriente de tiempo, uno para cada fase y uno para la corriente residual.

Las unidades instantáneas y de sobrecorriente de tiempo usadas en relés direccionales son idénticas en operación y diseño a las usadas en relés de sobrecorriente no direccionales, con la diferencia que la operación de una o ambas unidades es controlada o supervisada por una unidad direccional, con lo cual los relés de sobrecorriente direccional sólo responden a fallas en una sola dirección.

La direccionalidad viene dada por una entrada que puede ser de voltaje, de corriente o ambas. 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. Las unidades direccionales que se polarizan con secuencia negativa, se prefieren en los casos donde los efectos de acoplamiento mutuo de secuencia cero hacen que las unidades direccionales de secuencia cero pierdan direccionalidad (líneas largas de doble circuito por ejemplo).

Los esquemas de relés de sobrecorriente direccional de fases se usan en sistemas enmallados, donde la corriente de falla o de carga puede fluir en ambas direcciones. El arranque de los elementos de sobrecorriente debe ser ajustado por encima de la máxima corriente de carga en la dirección hacia adelante del relé, pero por debajo de la corriente normal de carga en dirección reversa.

Los requerimientos de ajuste de la corriente de arranque del elemento instantáneo y las características de corriente-tiempo son similares a los relés de sobrecorriente no direccional, pero considerando sólo las fallas en dirección hacia delante.

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

5.3.2 Esquemas pilotos o completamente selectivos

Los esquemas pilotos utilizan canales de comunicación para enviar información desde el terminal local del relé hasta el terminal remoto. Con estos esquemas se logran disparos muy rápidos cuando ocurren fallas dentro de la línea protegida.

Los esquemas de comparación de corriente envían información relacionada con el ángulo de fase y, en algunos casos, con la magnitud de las corrientes del sistema entre los dos terminales de línea. Los esquemas de comparación direccional envían información sobre la dirección de la corriente de falla entre los terminales.

Los esquemas pilotos pueden ser:

- Esquema diferencial de corriente
- Esquemas de comparación de fase
- Protección direccional de onda viajera

Este tipo de esquemas de protección no suministran respaldo remoto a líneas adyacentes, dado que una protección absolutamente selectiva se comporta solamente como una principal, razón por la cual, normalmente se complementan con funciones de distancia en el mismo relé.

Esquema diferencial de corriente por canal piloto

En un esquema diferencial de corriente se miden las corrientes que atraviesan los dos terminales de la línea. Normalmente la corriente que sale de un extremo debe ser igual a la que entra en el otro extremo; es decir, que en condiciones normales la diferencia de corriente es aproximadamente cero, aunque hay pequeñas variaciones por el efecto capacitivo de la línea y por la absorción de reactivos inductivos por parte de los reactores de línea.

Para evitar que la protección se dispare ante fallas externas, se debe determinar el valor de corriente diferencial que puede presentarse en la línea en condiciones normales de operación (debidas a errores en CT's, corrientes reactivas en la línea, etc.) para ajustar la protección por encima de dicho valor.

Este esquema requiere un sistema de comunicación altamente confiable para la transmisión de datos, dado que la información de la corriente debe estar disponible en los dos terminales, para hacer la evaluación de la corriente diferencial y evitar el disparo de la protección ante fallas externas.

Hay dos tipos de protección diferencial de corriente. El primer tipo combina las corrientes de cada extremo en una señal compuesta y compara dichas señales a través de un canal de comunicaciones, para determinar si la falla está dentro o fuera de la línea. El segundo tipo muestrea las corrientes de fase individuales, convierte la corriente en una señal digital, y transmite esas señales entre los extremos a través de un canal de comunicaciones, para determinar si la falla está dentro o fuera de la línea.

Antiguamente, cuando la única alternativa para enviar las señales era una línea física, este esquema solamente era viable para líneas de longitudes inferiores a 15 km, con el problema adicional de la protección del cable piloto. Con el advenimiento de los sistemas de comunicación digital y la utilización de la fibra óptica como medio de transmisión de las comunicaciones, este esquema se ha extendido a toda clase de líneas.

Esquema de comparación de fases

Este esquema compara los ángulos de fase de las corrientes de falla en los dos extremos de la línea protegida. Si las corrientes en los dos extremos son prácticamente iguales y desfasadas 180°, los relés detectan que es una falla externa y no inician disparo. Si las corrientes, están en fase, los relés la ven como una falla interna e inician disparo en los interruptores de cada extremo de la línea.

El esquema de comparación de fases puede ser de dos tipos, el segregado y el no segregado. El primero utiliza una comparación por fase y requiere, por lo tanto, tres canales de comunicación, mientras el segundo utiliza un filtro para obtener una sola cantidad a comparar, requiriendo un solo canal de comunicación.

Para transmitir la corriente que se compara por el canal de comunicación, es necesario convertirla a una onda cuadrada y enviarla de un extremo de la línea a otro, en forma de pulsos.

El esquema de comparación de fases requiere un canal de comunicación seguro, el cual puede ser portadora por línea de potencia, fibra óptica o microondas. Esta protección puede ser configurada con esquema permisivo o de bloqueo.

Protección direccional de onda viajera

Este esquema es similar al anterior, pero lo que detecta es la dirección de la onda viajera producida por la falla.

Cuando ocurre una falla, en dicho punto se genera una onda viajera que recorre el sistema de potencia. Dicha onda tiene características muy definidas en el espectro de frecuencias, pudiéndose aislar y detectar por medio de filtros.

Cuando la falla está fuera de la línea protegida, la onda entra por un extremo y sale por el otro, por lo tanto el relé bloquea el sistema de disparo. Cuando la falla es interna, las ondas viajeras entrarán por los dos terminales, condición que detecta el relé y produce el disparo de los interruptores. Este sistema de protección utiliza microondas como canal de comunicación, obteniéndose un tiempo total de operación del relé de medio ciclo.

5.3.3 Esquemas de Teleprotección

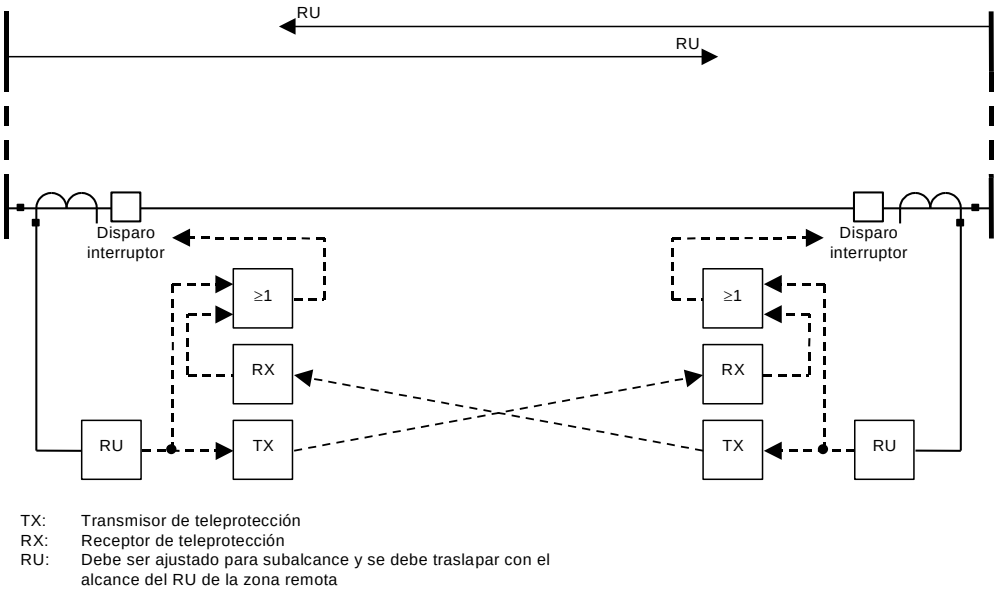
Los esquemas de teleprotección se utilizan como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo cuando hay una falla dentro de la línea. Los esquemas de teleprotección pueden ser permisivos o de bloqueo. Estos esquemas se explican a continuación, con base en las definiciones de la norma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

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

Esquema DUTT

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

Cada extremo dá orden de disparo cuando ve la falla en zona 1 o cuando recibe orden de disparo del otro extremo. La Figura 12 ilustra este esquema.



TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RU: Debe ser ajustado para subalcance y se debe traslapar con el alcance del RU de la zona remota

Figura 12 Esquema de disparo directo subalcanzado

Esquemas PUTT

Este esquema requiere tanto una función de subalcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) como de sobrealcance (zona 2 ajustada a más del 100% de la línea). Este esquema es similar al esquema DUTT ya que todo disparo piloto (visto en zona 1 de uno de los extremos) es transmitido al otro extremo y es supervisado por una unidad que tiene un alcance de zona 2 del otro extremo. La Figura 13 ilustra este esquema.

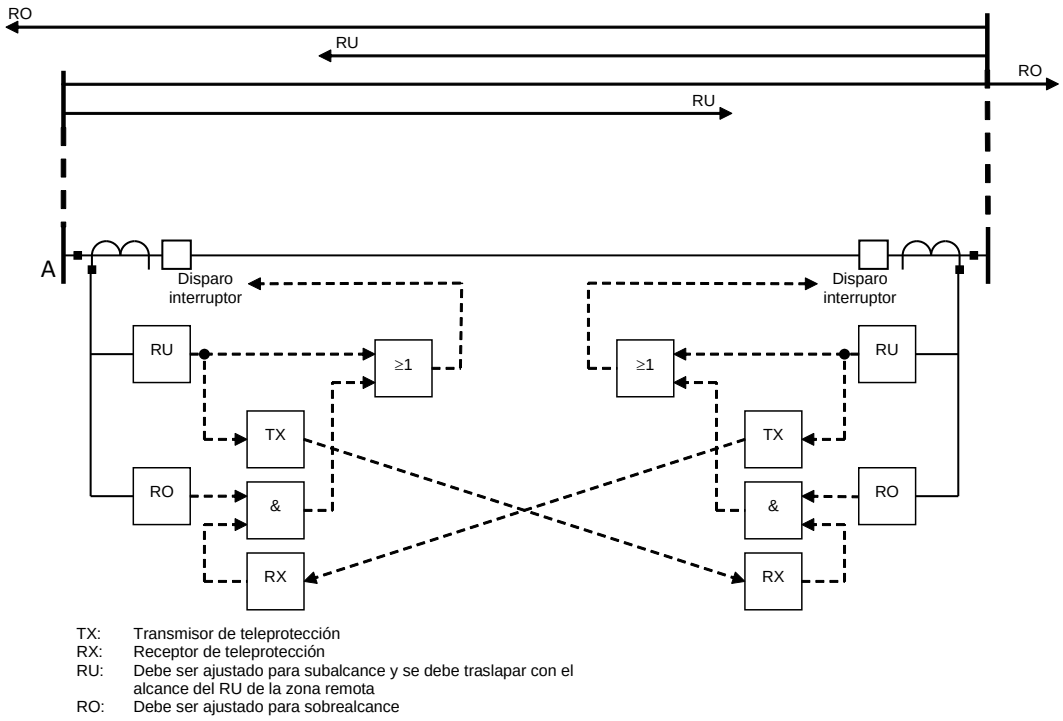


Figura 13 Esquema de disparo permisivo subalcanzado

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

Para una falla cerca del extremo A que esté cubierta por la Zona 1 del relé asociado, ver Figura 13, la protección en A opera y dispara el interruptor local y simultáneamente envía una señal de disparo permisivo al otro extremo.

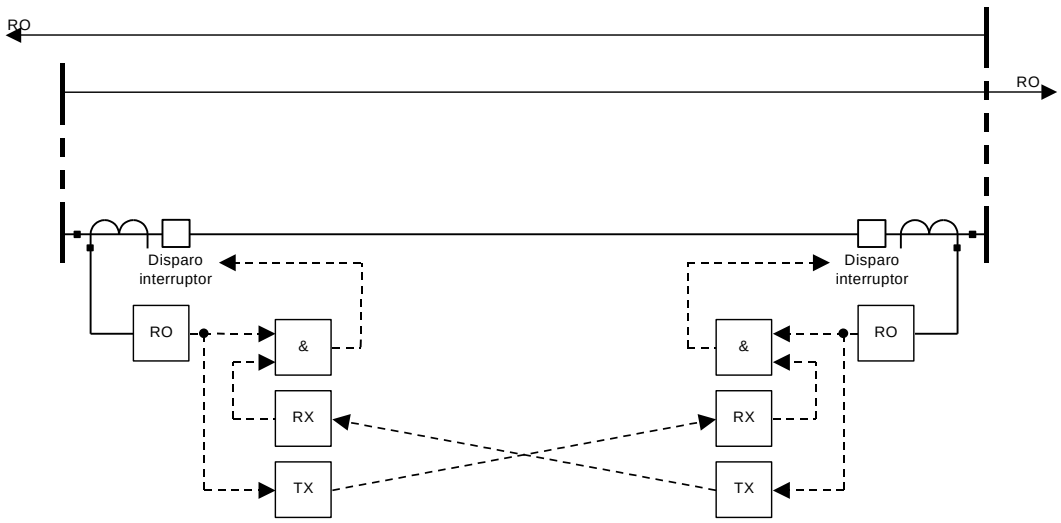
En Colombia, para dar más fiabilidad al esquema, se utiliza también el envío de la señal permisiva en zona 2 (no en zona 1 como es la definición estricta del PUTT), y se le denomina erradamente como POTT.

Esquema POTT

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

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

Con fallas externas solamente operará una de las unidades de sobrealcance y por esto, no se efectuará disparo en ninguno de los terminales. La Figura 14 ilustra este esquema.



TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RO: Debe ser ajustado para sobrealcance

Figura 14 Esquema de disparo permisivo sobrealcanzado

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

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

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

Esquema de aceleración de zona

Es un esquema muy parecido al PUTT, sólo que en este caso la señal permisiva se toma en bajo alcance (zona 1) y la acción ejecutada no corresponde a un disparo sino a una ampliación de la zona 1 a una zona extendida, que puede ser zona 2 o una zona denominada de aceleración, cuyo alcance en todo caso deberá ser mayor del 100% de la línea. La Figura 15 ilustra este esquema.

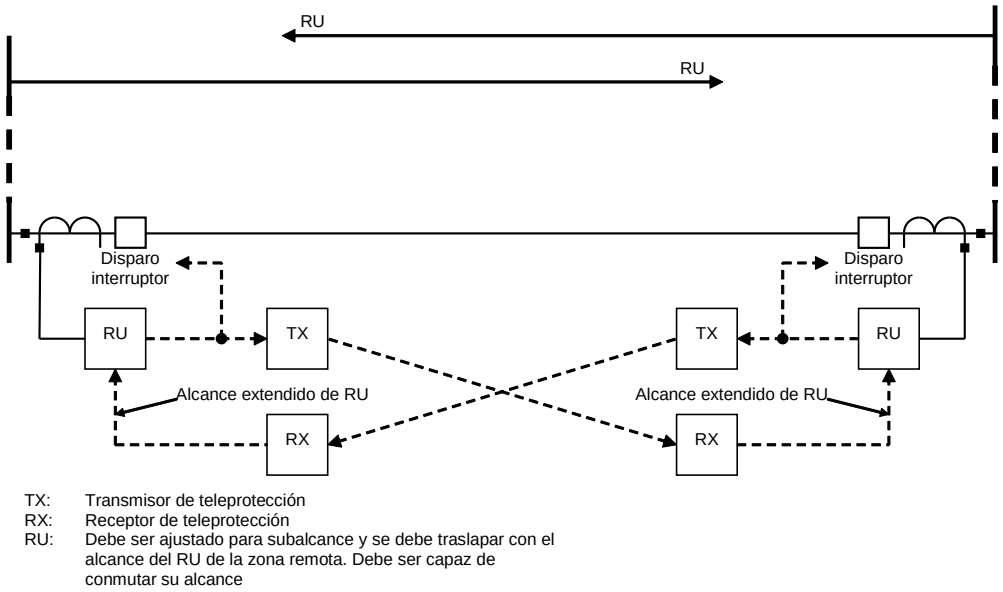


Figura 15 Esquema de aceleración de zona

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

En este esquema sólo se compara la dirección de la corriente; es decir, si hay una falla dentro de la línea, los dos relés asociados verán la falla hacia adelante. Cada relé que ve la falla hacia el frente envía una señal permisiva al otro extremo. El disparo se produce cuando cada extremo ve la falla y recibe el permiso del otro extremo. Este esquema se ilustra en la Figura 16.

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

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

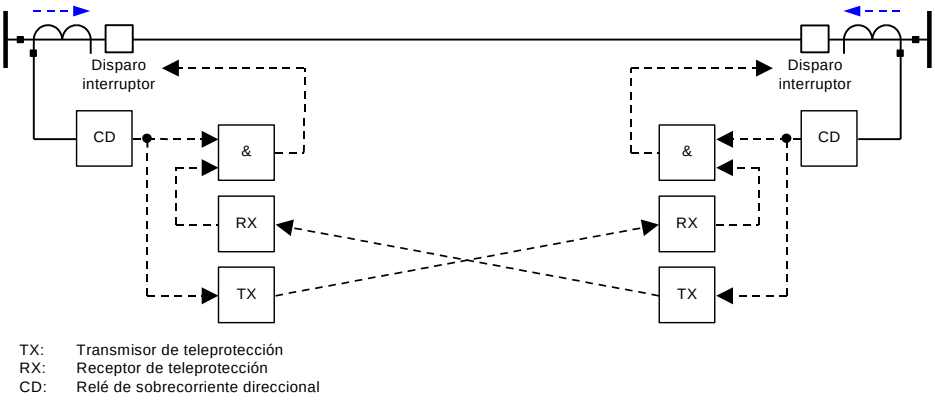


Figura 16 Esquema de disparo transferido permisivo por comparación direccional

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

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

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

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

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

La Figura 17 ilustra este esquema.

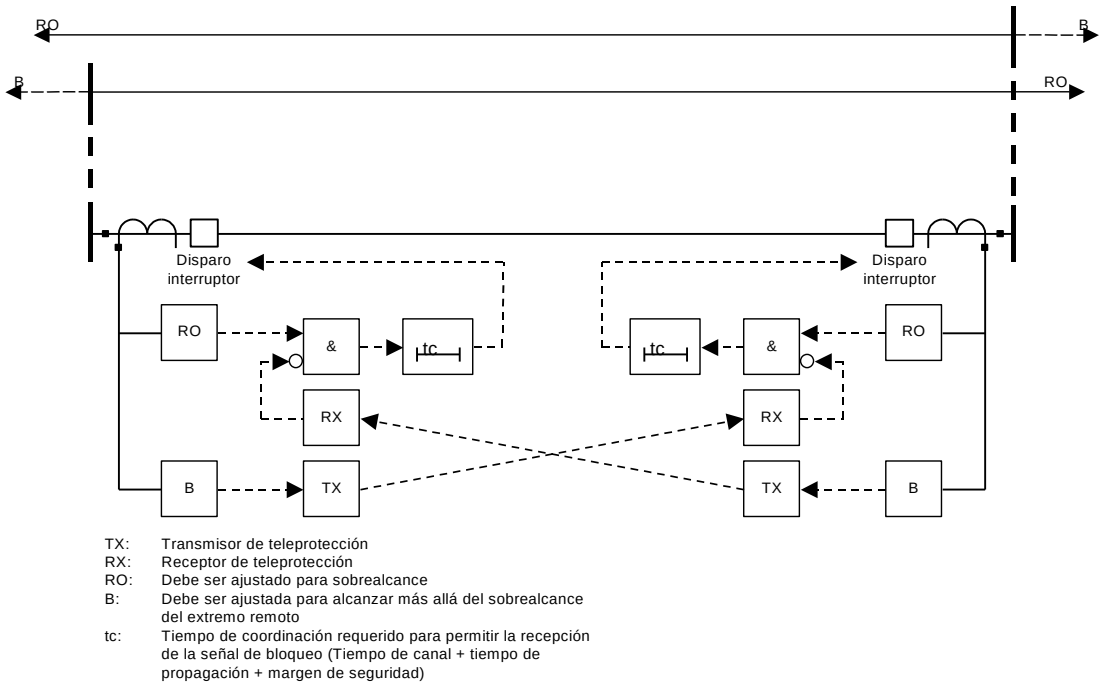


Figura 17 Esquema de bloqueo por comparación direccional

Esquema de Desbloqueo por Comparación Direccional (Directional Unblocking Comparision)

Cuando se usa la línea de transmisión para transmitir las comunicaciones con un esquema de sobrealcance permisivo por comparación direccional (CD), puede suceder que la misma falla, por rotura del cable o por baja impedancia, atenúe la señal permisiva proveniente del otro extremo, impidiendo de esta forma el disparo. Esto se reconoce porque se pierde la señal en el extremo

receptor, razón por la cual se puede dotar a este extremo de una lógica que habilite la señal permisiva durante una ventana de tiempo de 150 ms a 300 ms, cuando se pierda la señal.

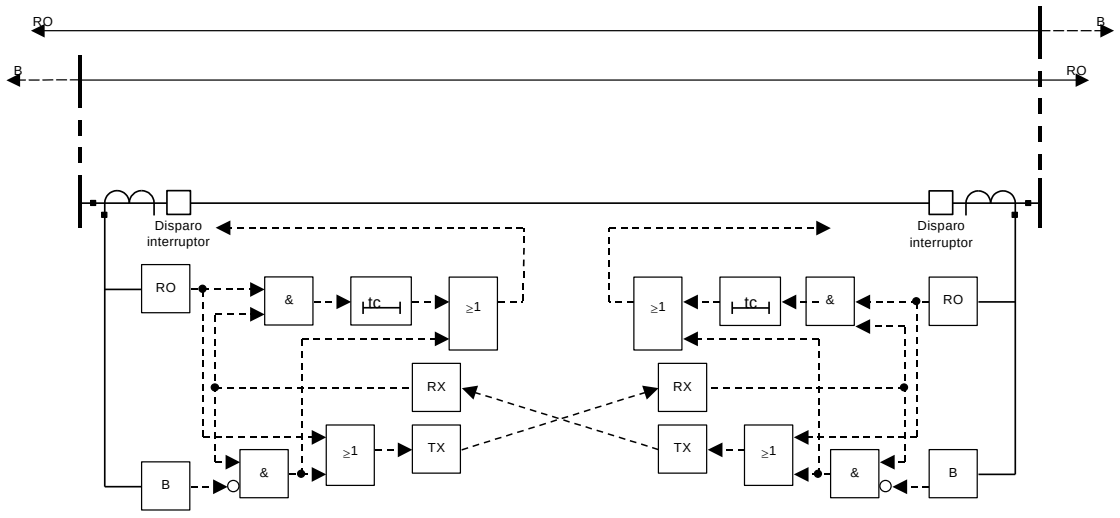
Si la señal se perdió por culpa de la falla, al menos se tendrá permiso para disparar cuando se active la función de sobrealcance y se active la lógica de desbloqueo. Posteriormente a la ocurrencia de pérdida de la señal y transcurrido el tiempo de la ventana, el relé se bloqueará hasta que retorne la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

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

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

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

La Figura 18 ilustra este esquema.



TX: Transmisor de teleprotección
RX: Receptor de teleprotección
RO: Debe ser ajustado para sobrealcance
B: Debe ser ajustada para alcanzar más allá del sobrealcance del extremo remoto
tc: Tiempo de coordinación requerido para permitir la recepción de la señal de bloqueo (Tiempo de canal + tiempo de propagación + margen de seguridad)

Figura 18 Esquema híbrido por comparación direccional

Lógica de inversión de corriente

La lógica de inversión de corriente es necesaria cuando se implementan esquemas POTT y/o CD en líneas de transmisión paralelas o de doble circuito, debido a que la señal permisiva que se envía por el canal permanece en éste por un tiempo determinado después de ser deshabilitada por el terminal emisor (tiempo de viaje más tiempo de retardo del canal) y si durante ese tiempo que persiste la señal permisiva, cambian las condiciones de direccionalidad del extremo que la recibió, por apertura de un interruptor, el cual cambia las condiciones topológicas de la red, pudiendo invertir la dirección de la corriente de falla (fenómeno de inversión de corrientes), se pueden presentar disparos erróneos.

En la Figura 19 se observa una falla dentro de la línea C - D. Suponiendo que el aporte de corrientes de falla es como se muestra en la Figura 19, se observa que inicialmente el relé A ve la falla hacia adelante y por lo tanto envía permisivo al relé B, el cual inicialmente no dispara dado que ve la falla hacia atrás (no se le cumple la segunda condición), pero la señal permisiva queda habilitada unos cuantos ms en este terminal.

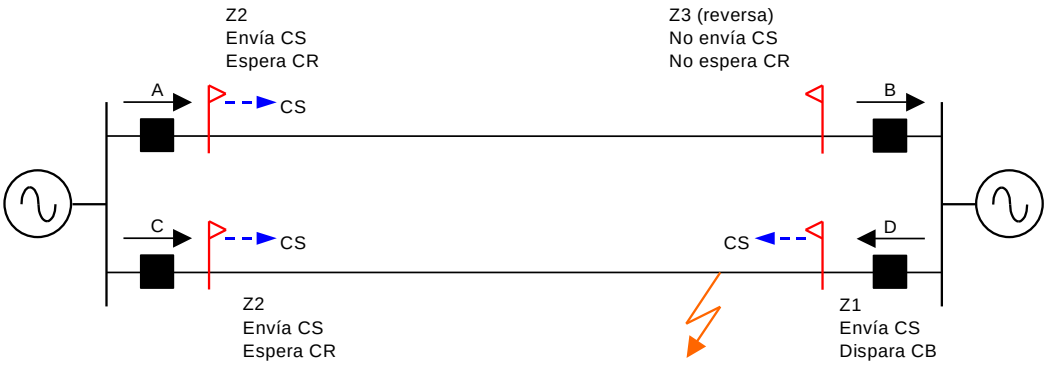


Figura 19. Lógica de inversión de corriente: preinversión

Por su parte, el relé D dispara instantáneo (falla en Zona 1) cambiando las direcciones de flujo de corriente (ver Figura 20). El relé B queda viendo la falla hacia adelante y dado que se le cumplen las dos condiciones que necesita para dar disparo (ver la falla hacia adelante y recibir señal permisiva) abre su interruptor asociado en forma no selectiva.

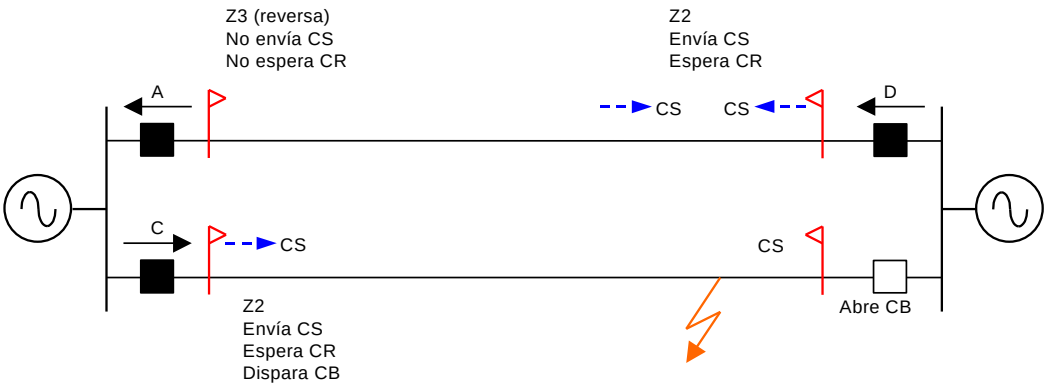


Figura 20. Lógica de inversión de corriente: postinversión

5.3.4 Funciones adicionales

En los esquemas de protección de línea, existen funciones adicionales que complementan el esquema de protección, aumentan la seguridad y fiabilidad del esquema de protección o permiten el manejo de comportamientos especiales de algunos puntos del sistema de potencia.

En este numeral se explican cada una de esas funciones adicionales, las cuales es conveniente ajustar en los esquemas de protección y se indicarán los criterios más recomendados para su ajuste.

Detección de oscilación de potencia

La oscilación de potencia es un fenómeno que se presenta en el sistema de potencia como una respuesta natural ante un cambio de punto de operación a otro o en el caso de las oscilaciones electromecánicas se presentan intercambios de potencia entre generadores de diferentes áreas.

Ante las variaciones de transferencia de potencia pos las líneas de transmisión a causa de las oscilaciones de potencia existe la posibilidad de la ocurrencia de operaciones indeseados de los sistemas de protección. En algunos casos, el disparo puede acarrear problemas mayores para la estabilidad del sistema de potencia al sacar de operación líneas sanas. Por lo anterior es necesario ajustar lógicas adicionales de detección de la oscilación de potencia existentes dentro del propio relé o fuera de él, las cuales detectan la existencia de la oscilación de potencia y si la misma es una oscilación estable, bloquean los disparos.

Esta función permite ajustar la protección distancia de una manera independiente ante las posibles oscilaciones de potencia que se presenten en el sistema, previniendo la operación de elementos trifásicos o de fase ante estas condiciones de operación, sin que ellos causen disparos indeseados. Ver Figura 21.

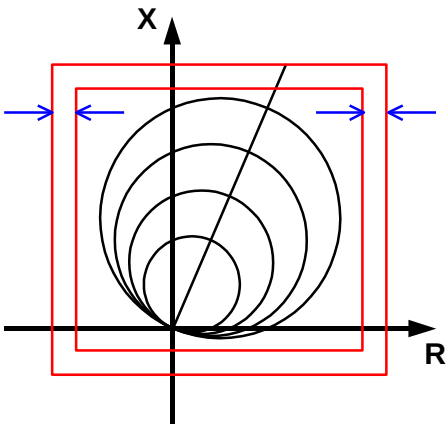


Figura 21. Ejemplo de Banda de evaluación de la oscilación de potencia

La función de oscilación de potencia mide el tiempo de permanencia de la impedancia en la característica de oscilación (banda), y logra discriminar entre falla y oscilación de potencia.

Es importante verificar el desempeño de la función de oscilación de potencia, cuando por requerimientos del sistema se deba seleccionar una zona de subimpedancia (zona de arranque), con un cubrimiento mayor que la banda de oscilación seleccionada para la detección de la oscilación.

En conclusión, cuando se habilite la función de oscilación de potencia, se debe verificar el correcto funcionamiento de ésta, es decir, que cuando se presente una oscilación de potencia el relé pueda ser bloqueado y garantizar también que tenga alguna forma de desbloqueo por corriente, en caso de una posterior falla, para que pueda actuar la protección de distancia.

En caso de existir una detección de oscilación de potencia, puede hacerse emisión de señales de bloqueo para algunas zonas de la protección de distancia durante un tiempo específico, ya que el bloqueo puede ser importante durante oscilaciones severas de potencia cuando el sistema se está recuperando de los efectos de de un evento importante (originados por fallas en el sistema) donde el disparo de una línea que está conduciendo potencia de sincronización puede originar probablemente inestabilidad.

Esta función permite ajustar la protección distancia independientemente de la cargabilidad de la línea, previniendo la operación de elementos trifásicos cuando se presentan altas condiciones de carga en cualquier dirección, evitando disparos indeseados.

Esta función vigila las condiciones de carga con dos características independientes de impedancia de secuencia positiva. Cuando la carga está en una de esas características y la lógica de detección de carga (*Load-Encroachment*) está habilitada, el elemento de distancia trifásico es bloqueado.

El ajuste de la función de detección de carga (*Load-Encroachment*) se puede basar en las condiciones de flujo de carga máximo en la línea a proteger ó en la corriente máxima del conductor, considerando eventos como pérdida de líneas paralelas o generaciones y demandas extremas.

Esta función puede bloquear erróneamente la operación de la protección ante algunas fallas trifásicas, si no se ajusta adecuadamente a partir de estudios del sistema. Ver Figura 22.

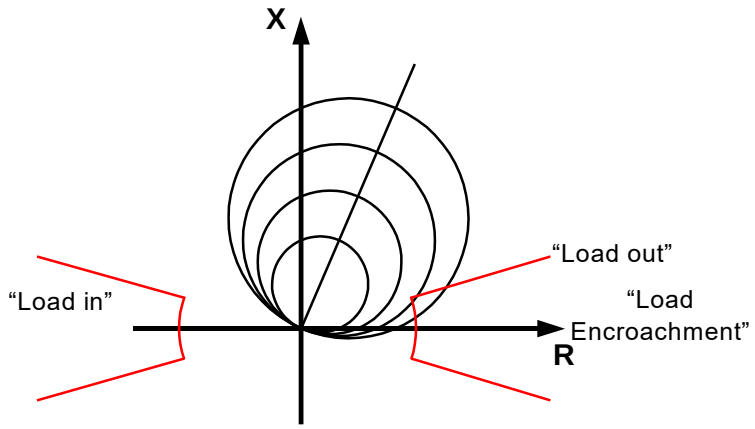


Figura 22. Zona de detección de carga

Factor de compensación residual K0

Este factor de compensación contribuye a la correcta detección de fallas monofásicas a tierra por parte de la protección distancia. El ajuste de sus elementos puede ser identificado por software como variables K01 (magnitud) y K0A (ángulo), mientras que en otros relés se ajusta en forma indirecta a través de perillas.

Para ajustar este factor se utiliza la siguiente expresión:

$$K0 = \frac{Z0 - Z1}{3Z1}$$

Donde:

Z0: Impedancia de secuencia cero de la línea a proteger

Z1: Impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger

En caso de requerirse compensación por efecto del acople mutuo en líneas paralelas que comparten la torre, se utiliza la siguiente expresión:

$$K0 = \frac{Z0 - Z1 + Z0M}{3Z1}$$

Donde:

Z0M: Impedancia mutua de secuencia cero de la línea a proteger

El resultado de ambas expresiones corresponde a un valor complejo, el cual será representado en coordenadas polares o rectangulares dependiendo de cómo es el ajuste en cada relé.

Cierre en falla (Switch On-To Fault SOTF)

Se recomienda que la lógica de cierre en falla se active con la posición física de cerrado del interruptor. La lógica debe operar incluso ante condiciones de recierres.

Es esquema SOTF debe operar por el arranque de la Zona 2 del relé distancia o por una función de sobrecorriente. Después del cierre de un interruptor el esquema SOTF debe ser activado por un tiempo corto, recomendado normalmente en un 1 segundo; en caso de encontrar falla durante este periodo de tiempo, el interruptor abriría por activación de la función.

La corriente de arranque de la función de corriente asociada al esquema debe ser ajustada por encima de la máxima corriente de carga del circuito, por lo cual se propone usar un factor entre 1.4 y 1.5 veces la corriente nominal del circuito para seleccionar esta la corriente.

Adicionalmente, se sugiere configurar el bloqueo del cierre del interruptor cuando se encuentren bloqueadas ambas protecciones (PP1 y PP2), por pérdida de potencial u otra razón.

Pérdida de potencial

La operación de uno o más fusibles (o mini-interruptores que protegen el secundario del PT) resulta en una pérdida del potencial de polarización del relé. La pérdida de una o más tensiones de fase afecta al relé en la identificación apropiada de la dirección de la falla.

La detección de esta condición es conveniente debido a que en algunas ocasiones la pérdida de potencial en el relé es inevitable. Una vez se ha detectado la condición pérdida de potencial, se puede elegir el bloqueo de la operación del elemento de distancia y emitir una alarma.

El relé discrimina entre condiciones de fallas (que puede ser la reducción de la magnitud de tensión a un valor cercano a cero) y pérdidas de potencial.

El ajuste de esta función se debe fundamentar en las condiciones eléctricas esperadas en el sistema de potencia.

Se simulan fallas externas para verificar que no se presente activación de la lógica ante esta condición. De esta manera se logran mantener activadas las funciones de respaldo del relé para estos casos de fallas externas (funciones de respaldo de distancia y sobrecorriente direccional de tierra).

Eco y Fuente Débil

En el caso de la Figura 23, se tiene un sistema donde uno de los extremos es fuerte; es decir, presenta un nivel o equivalente de corto circuito de gran magnitud (impedancia pequeña y corriente elevada de corto) y el otro es débil (impedancia grande y corriente de corto pequeña), lo cual puede presentarse debido al efecto “Weak Infeed”(Fuente débil), o por una relación elevada entre los niveles de corto de ambos extremos (efecto “Infeed”), que hace ver al relé del extremo débil una impedancia de falla más grande.

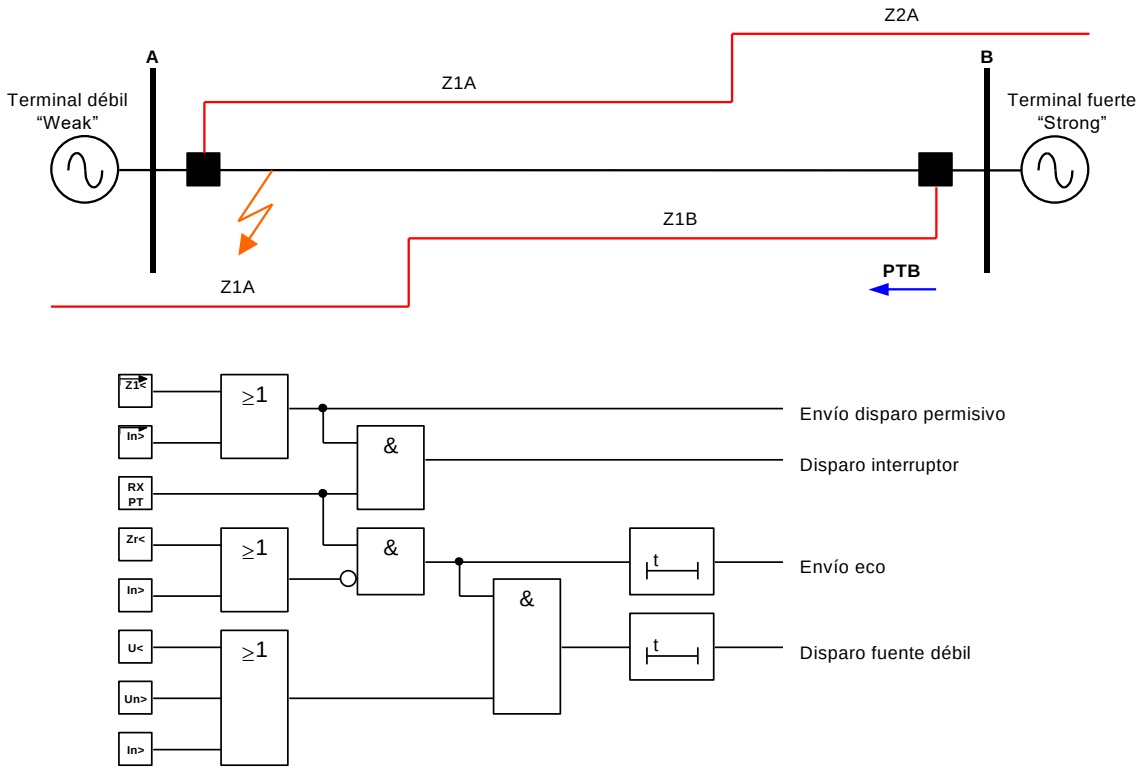


Figura 23 Lógica de eco y terminal débil

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

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

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

Cuando el terminal débil recibe una señal permisiva del terminal fuerte, devuelve la misma señal permisiva (ECO) al extremo fuerte permitiéndole dar disparo acelerado, si se cumplen las siguientes condiciones en el terminal débil (ver la Figura 24):

- Zona 1 y Zona 2 no arrancadas (opcional)
- Recepción de la señal permisiva del extremo fuerte
- Interruptor en posición cerrado en el extremo débil (opcional)
- Zona reversa no arrancada
- Tensión residual mayor al 20% de U_N ó voltaje de fase menor al 70% U_N (opcional).

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

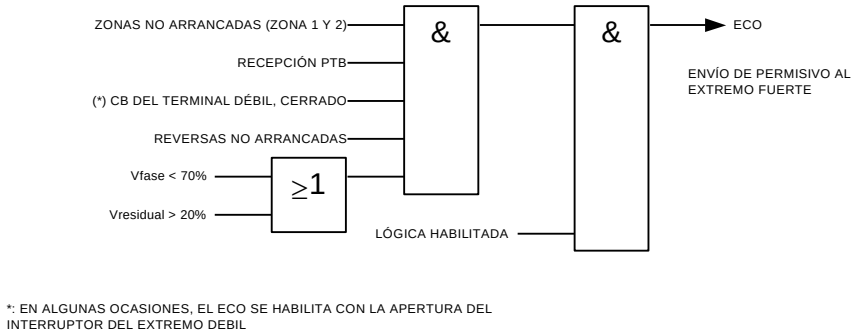


Figura 24 Lógica de eco

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

Discrepancia de polos

Es una protección que garantiza la posición coincidente de los tres polos del interruptor. Se utiliza para prevenir el disparo indeseado de relés de tierra, dado que la operación en condición de discrepancia de polos puede causar corrientes de secuencia cero y negativa.

El ajuste del tiempo para el disparo por discrepancia de polos debe ser coordinado con el tiempo del recierre, de tal modo que la temporización del recierre sea inferior a la del relé de discrepancia de polos. También se debe coordinar la temporización de la discrepancia de polos con el tiempo de operación de los relés de sobrecorriente de tierra instalados para proteger equipos ubicados en las cercanías de la línea que presenta la discrepancia de polos; de tal modo que el tiempo de operación de dichos relés, sea superior al tiempo de operación de la discrepancia de polos.

Protección tramo de línea

En subestaciones cuya configuración sea interruptor y medio o anillo y para la condición mostrada en la Figura 25; es decir, seccionador de línea abierto (L1_7), se presenta un tramo muerto de línea, definido así porque no estaría cubierto por ninguna de las protecciones asociadas con el campo, debido a que el transformador de tensión que lleva el voltaje a las protecciones principales está

desconectado de la subestación, porque queda del lado de la línea que está abierta. Para este tramo muerto de línea, se instala un relé de sobrecorriente trifásico independiente (3I>>TL) o se puede emplear la función “Stub protection” del relé de distancia multifuncional, que es equivalente.

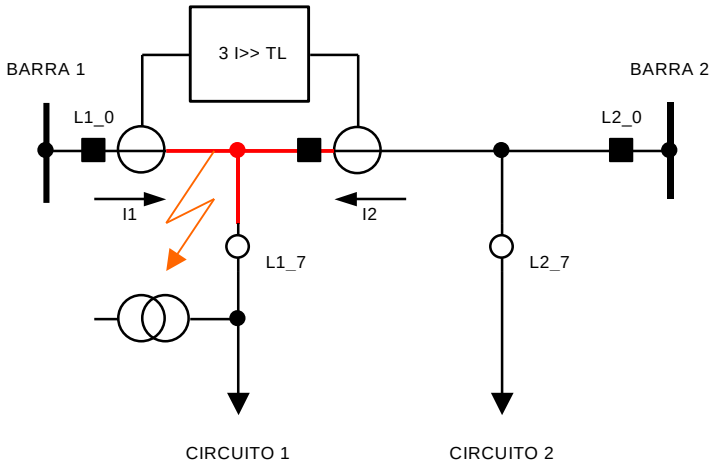


Figura 25 Protección tramo de línea

Desenganche del disparo

Los relés proveen varios métodos de desenganche o apertura del contacto de disparo, los más comunes son los siguientes:

- La salida del disparo permanece cerrada por una duración mayor a la falla o a la duración del tiempo de disparo.
- Cuando la posición de interruptor haya cambiado su estado mostrando la apertura del interruptor.
- Por detección de la mínima corriente de línea.

5.3.5 Protecciones de sobre y baja tensión

En líneas de transmisión del SIN no se recomienda ajustar disparos por funciones de baja tensión. Se puede ajustar esta función como lógica especial para dar apertura a los interruptores ante condición de ausencia tensión y para dar señal de alarma.

Las funciones de sobretensión pueden implementarse cuando se requieran para minimizar el riesgo de daño los equipos. En Colombia es práctica común ajustar dos etapas de disparo en la función de protección de sobretensión. Típicamente se ajusta:

- Etapa lenta en un valor de 1.15 p.u. de la tensión de diseño y una temporización del disparo de 1 minuto.

- Etapa rápida en un valor de 1.2 p.u. de la tensión de diseño y una temporización del disparo de 1 segundo. La anterior recomendación debe ser verificada de acuerdo con la curva de soportabilidad del equipo (Voltaje vs. Tiempo).

Para realizar el ajuste de la función de sobretensión, se deben tener en cuenta la presencia de esquemas de disparo coordinado por sobretensión en algunas áreas del sistema; así como los errores asociados a la medida de tensión.

5.3.6 Relé de recierre y verificación de sincronismo

Los sistemas de recierre automático se implementan para restaurar la parte desconectada del sistema de transmisión, una vez que la falla transitoria se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio de restaurar rápidamente elementos críticos de transmisión de potencia. Ver la Figura 26.

Métodos de recierre

Hay varios tipos de esquemas de recierre en líneas de transmisión, así:

5.3.6.1.1 No supervisado

Pueden ser sin retardo intencional (velocidad alta) o con retardo.

5.3.6.1.2 Supervisado

Puede ser con chequeo de sincronismo, bajo voltaje línea/barra o retorno de voltaje.

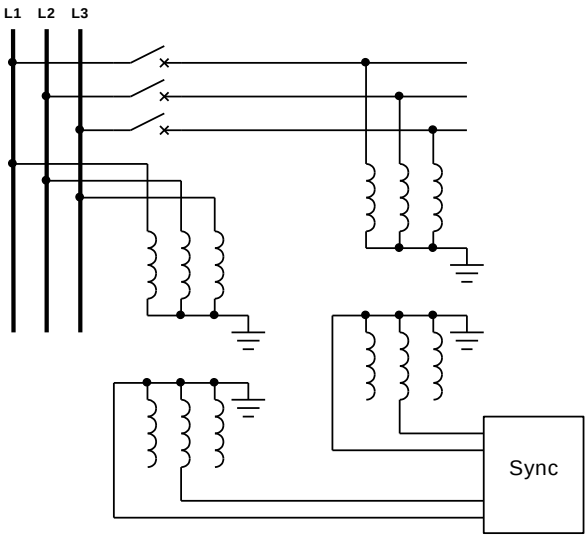


Figura 26 Conexión del relé de verificación de sincronismo

Ajuste del relé de recierre y verificación de sincronismo

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

La verificación de sincronismo es una operación necesaria posterior a disparos trifásicos de los interruptores, debido a fenómenos de estabilidad que son producidos por la dinámica del sistema.

Ante esta condición, con base en los resultados de los estudios eléctricos, se debe determinar cuál de las dos subestaciones debe recerrar primero, con esquema de recierre barra viva - línea muerta, y cuál debe realizar la verificación de sincronismo en esquema de barra viva - línea viva.

No existe un estándar general para la elección de la bahía que debe cerrar en condición de barra viva – línea muerta. Sin embargo, se tienen algunos lineamientos para esta selección:

1. Nivel de soportabilidad de cortocircuito de las subestaciones: se busca que el cierre barra viva – línea muerta se realice en la subestación con mayor nivel de cortocircuito de diseño buscando ser conservativos en caso de cierres en falla.
2. Mayor corriente de cortocircuito calculada en las barras de interés: normalmente la subestación con mayor nivel de cortocircuito calculado representa el extremo más fuerte de la línea, lo cual incrementará las probabilidades de encontrar condiciones de sincronismo favorables para el extremo que recierra después.
3. Número y tipo de bahías de la subestación: como práctica usual se busca evitar cierres en condición barra viva - línea muerta en bahías de subestaciones con generación asociada. Adicionalmente, son preferibles los cierres barra viva – línea muerta en subestaciones con mayor cantidad de bahías de línea.
4. Estabilidad del sistema: luego de definida la secuencia y los ajustes para el esquema de recierre, debe conservarse la estabilidad del sistema.
5. Niveles de tensión simulados de las barras de interés: con el fin de mejorar las condiciones de sincronismo del extremo que recierra con su verificación, es deseable cerrar barra viva – línea muerta en el extremo cuyo nivel de tensión simulado sea menor. Esto es particularmente aplicable a líneas largas debido al efecto Ferranti, el cual puede desfavorecer las condiciones de verificación de sincronismo.

Se recomienda en la medida de lo posible, habilitar la condición de cierre Barra Viva – Línea Viva, en los extremos seleccionados para cerrar Barra Viva – Línea Muerta, teniendo en cuenta la coordinación de los tiempos muertos que debe existir entre los dos extremos de la línea.

Los criterios para seleccionar el extremo más adecuado para hacer el recierre con verificación de sincronismo, se fundamentan además en el análisis de las diferencias de tensión, frecuencia y ángulo que se presentan en el extremo opuesto al que realiza el primer cierre. Los valores de ajuste máximos típicos utilizados para las diferencias de tensión, frecuencia y ángulo para el relé de verificación de sincronismo son:

- ✓ Diferencia de frecuencia [ΔF]: 100 mHz
- ✓ Diferencia de tensión [ΔV]: 10 % (basado en la tensión operativa)
- ✓ Diferencia de ángulo [$\Delta \Phi$]: 30°

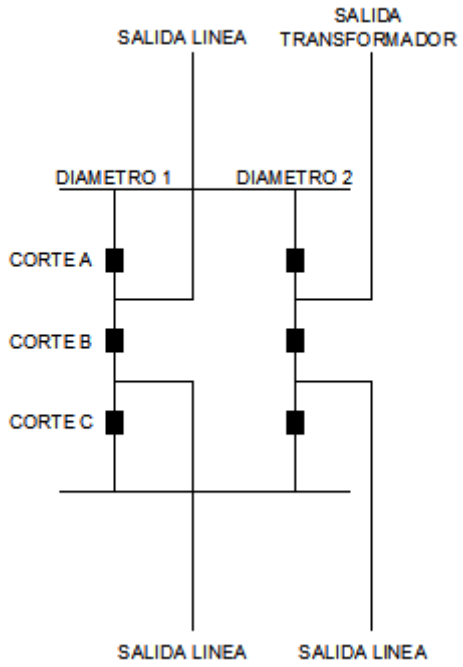
Se recomienda la verificación de las tensiones para sincronismo en más de una fase cuando los esquemas así lo permitan.
En cualquier caso, los valores anteriormente recomendados deben considerar la información de soportabilidad de los interruptores brindada por el fabricante.

El ajuste de los retardos o tiempos muertos típicos para cada una de las operaciones del esquema de recierre tripolar son 500 ms para el cierre barra viva – línea muerta y 700 ms para el extremos que cierra con verificación de sincronismo.

Para el caso de los recierres monopolares, no son requeridas verificaciones de sincronismo debido a que el sistema se mantiene sincronizado a través de las fases que permanecen energizadas. Los

tiempos muertos típicos para este esquema de recierre son 600 ms para el extremo recierra primero y 700 ms para el extremo opuesto. Para este tipo de recierres, es recomendable temporizar los relés de discrepancia de polos en 1200 ms y verificar la coordinación de los relés de sobrecorriente temporizados de tierra (67N) (según el numeral 5.3.4.7). En caso de contar con lógicas de discrepancia de polos en dispositivos instalados en el control del interruptor, éstos tiempos se deberán ajustar con un margen recomendado de 500 ms por encima del valor ajustado para estas lógicas en los relés de protección.

Para los esquemas de interruptor y medio se deberán tener las siguientes consideraciones:



- Para fallas monofásicas y trifásicas, los interruptores del Corte A y B operan de manera simultánea, recierra primero el interruptor del corte A como líder y si el recierre es exitoso 200 ms después lo hará el interruptor del corte B como seguidor. Si el recierre no es efectivo se deberá presentar disparo definitivo en los dos interruptores.
- Para Diámetros con derivaciones línea- línea, si el corte A se encuentre abierto por cuestiones de mantenimiento , el corte B deberá asumir el tiempo de líder y realizar recierre en tiempo de líder.
- Para diámetros con derivaciones línea-transformador (de generación o de carga) , si el corte A se encuentra abierto ,estando este asociado a la derivación de transformador (ver figura), si ocurre un evento en la línea, el corte C realizara apertura monofásica o trifásica según sea el caso y el corte B presentara apertura definitiva. El corte C realiza recierre en tiempo de líder. En este caso el transformador asociado quedaría desenergizada.

- Para eventos simultáneos en derivaciones línea-línea, los cortes A y C deberán realizar disparo y recierre en tiempo de líder y el corte central deberá realizar disparo tripolar definitivo.
- Se deben considerar dentro de los esquemas de recierre la correcta actuación de los esquemas ante fallas evolutivas y el comportamiento del corte central ante este tipo de fallas con las dos derivaciones cerradas o en caso de estar una de las derivaciones fuera de servicio.

Los tiempos muertos recomendados para los esquemas de recierre monopolar y tripolar están fundamentados en las experiencias operativas de los agentes transmisores del SIN Colombiano y en sus análisis para mejorar la efectividad de esta función de protección en circuitos típicos a 220 kV y a 500 kV. No obstante, con base en los análisis eléctricos de cada aplicación particular, como estudios de tiempos de extinción de arco secundario, pueden encontrarse criterios diferentes a los presentados en esta sección los cuales deben ser contrastados con los estudios de estabilidad del sistema y la soportabilidad de los equipos involucrados.

5.3.7 Protección de falla interruptor

Su ajuste se realiza con el valor de la mínima corriente de falla en el extremo remoto de la línea; esto con el fin de garantizar que el relé de falla interruptor esté arrancado para el caso de que el interruptor de la línea no opere ante orden de apertura y prevenir operaciones indeseadas ante condiciones de mantenimiento o durante la operación normal. La configuración de esta función y sus diferentes etapas depende de la configuración particular de cada subestación como se detalla a continuación:

Configuraciones

Para efectos de simulaciones, se deben considerar casos específicos de configuración de subestaciones tipo barra sencilla (Figura 27), anillo (Figura 28) e interruptor y medio (Figura 29).

Para calcular el ajuste del relé de falla interruptor, se simulan fallas 1ϕ, 2ϕ y 3ϕ en el extremo remoto, con una resistencia de falla de 10 Ω, para determinar la mínima corriente de falla vista por el relé en la subestación local; se toma el 60% del menor valor obtenido y se refiere a amperios secundarios.

En subestaciones con configuración en anillo o interruptor y medio, se debe considerar la ubicación del relé, para seleccionar el valor de corriente de arranque (ver Figura 29). En este caso se toma el 50% del resultado obtenido en el cálculo anterior.

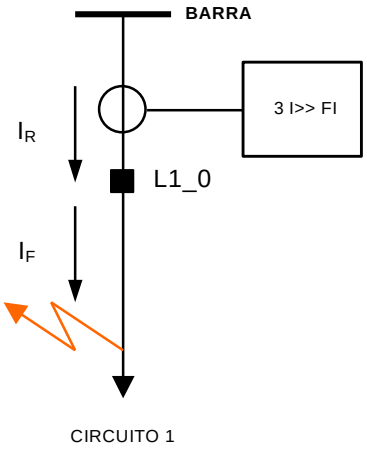


Figura 27. Ajuste relé de falla interruptor configuración barra sencilla

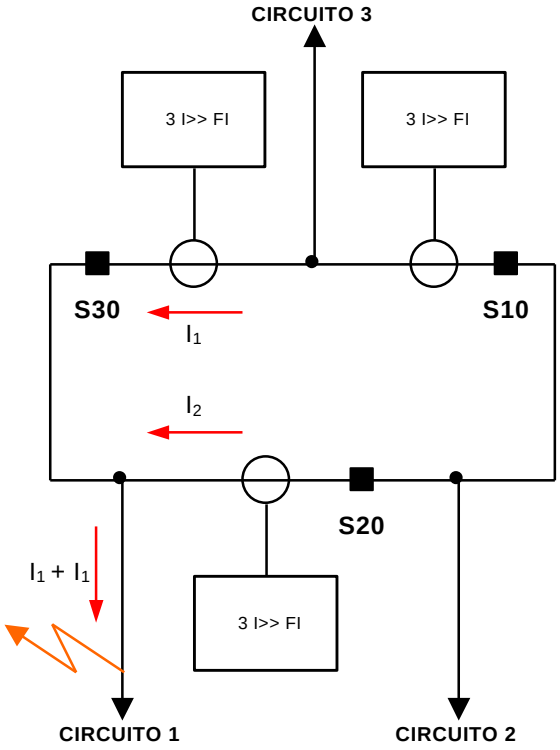


Figura 28 Ajuste relé de falla interruptor configuración en anillo

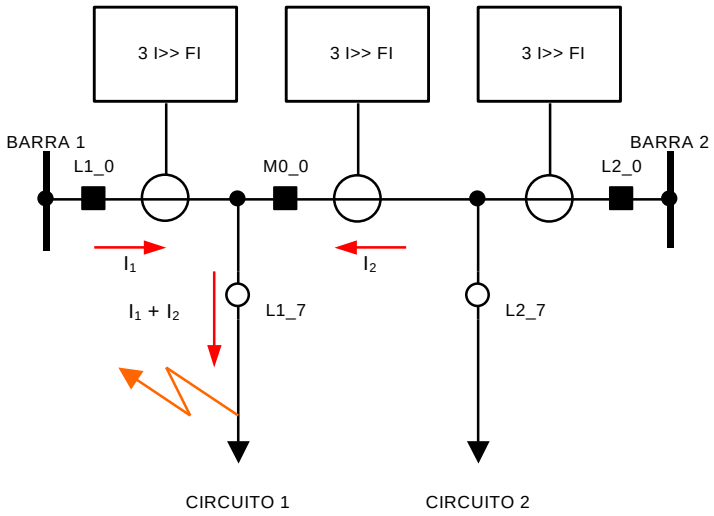


Figura 29 Ajuste relé de falla interruptor configuración interruptor y medio

Etapas y teledisparos

5.3.7.1.1 Etapa 0

En subestaciones con configuración de interruptor y medio o anillo, se realiza protección para zona muerta empleando la etapa cero y depende de la posición abierta del interruptor (L1_0 en la Figura 30):

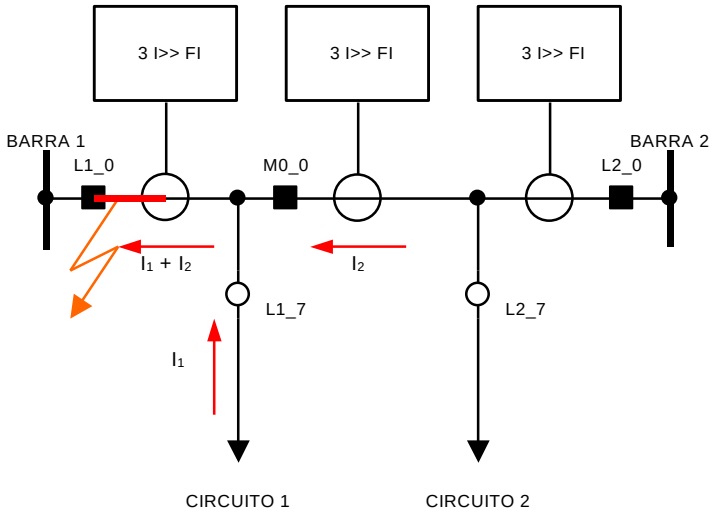


Figura 30 Protección zona muerta relé falla interruptor

La temporización asignada debe prevenir disparos indeseados ante transiciones de apertura/cierre del interruptor, se recomienda un valor de 50 ms.

- Teledisparo etapa cero

Esta etapa deberá proveer disparo al interruptor M0_0 (Ver Figura 30) y enviar disparo directo transferido al interruptor de la subestación remota.

5.3.7.1.2 Etapa 1

Su finalidad es ejecutar redisparo trifásico definitivo al propio interruptor. La temporización asignada debe permitir la apertura del propio interruptor, se recomienda un valor de 150 ms.

5.3.7.1.3 Etapa 2

Su finalidad es proveer disparo trifásico definitivo a todos los interruptores asociados con la barra. La temporización recomendada es de 250 ms.

- Teledisparo etapa dos

La etapa dos debe efectuar también un disparo directo transferido a la subestación remota.

5.3.8 Protección de líneas compensadas en serie

Ventajas y desventajas de la compensación serie

El propósito principal de la compensación serie es disminuir la reactancia equivalente de la línea de transmisión y, de esta manera, incrementar su capacidad de transmisión de energía. El costo comparado con la construcción de una nueva línea equivalente es del orden del 15% al 30%.

Resulta económica la utilización de condensadores en serie, particularmente si existe una gran distancia desde el punto de generación a los centros de consumo.

Los condensadores en serie pueden ser también usados para regular el flujo de potencia en la red, conectándolos o desconectándolos por etapas. El incremento en la capacidad de transmisión tiende a mejorar la estabilidad del sistema. Un condensador en serie también ayuda a mantener el voltaje en un buen nivel, en el extremo receptor de la línea, y puede algunas veces sustituir condensadores en paralelo o ser un complemento a una compensación en paralelo.

Un banco consta de pequeños condensadores conectados en serie y paralelo para formar un conjunto de capacitancia alta y corriente nominal de carga alta. Sus elementos son sensibles a las sobretensiones y su vida útil es corta comparada con la línea de transmisión misma. Así, comúnmente, el banco de condensadores puede ser sacado a mantenimiento más frecuentemente que la línea de transmisión.

Los condensadores en serie requieren condiciones muy particulares para los esquemas de protección, al ser comparados con las protecciones de líneas sin condensadores.

La mayoría de las veces se instala un banco de condensadores en un extremo del circuito, pero algunas veces la compensación es dividida en dos o más bancos en diferentes puntos (condensadores de mitad de línea). En otros casos existe un banco en cada extremo de la línea.

La división de la compensación en diferentes puntos de la línea, permite igualar el perfil de voltaje sobre todo el circuito. Si el banco está ubicado en la mitad o dividido en los dos extremos de la línea,

usualmente se presenta una pequeña discrepancia en el voltaje, cuando la dirección del flujo de potencia reactiva se modifica.

El banco puede ser diseñado para resistir sobrevoltajes que ocurran cuando se presente una falla en el sistema y para que una corriente de falla alta pase a través del condensador. Los condensadores son protegidos por tanto contra sobrevoltajes por un "Gap" de aire y con un descargador de ZnO. Es una ventaja localizar el banco de tal forma que el "Gap" no flamee cuando ocurra una falla fuera de la línea, particularmente en un circuito paralelo.

Grado de compensación

La relación de la reactancia del condensador a la reactancia de la línea es llamada el grado de compensación *k*. Un grado de compensación menor al 40-50% y una localización en la mitad de la línea, usualmente no da problemas para la protección de la línea.

Problemas de protección encontrados

Los condensadores serie tienen un gran impacto en la protección de la línea, como consecuencia de los siguientes fenómenos:

- Reactancia negativa del condensador conectada en serie con la reactancia positiva de la línea.
- Inversión del voltaje en la barra, cuando la reactancia negativa del condensador en serie es mayor que la reactancia positiva del tramo de línea hasta el punto de falla.
- Inversión de la corriente en la línea, cuando la reactancia negativa del condensador en serie es mayor que la suma de la reactancia de la fuente y la reactancia del tramo de línea hasta el punto de falla.
- Oscilaciones subsincrónicas en circuitos RLC compuestos del capacitor serie y las impedancias de la fuente y la línea.
- Asimetrías debidas al flameo inverso/reinserción no simétrico del "Gap" y a la reinserción y amplificación de las asimetrías existentes de líneas no traspuestas, causadas por la circulación de corrientes de secuencia negativa.
- Incremento lento en la corriente de cortocircuito en el circuito RLC, como consecuencia de un componente transitorio subsincrónico superpuesto.

Protección de condensadores con un "Gap" convencional

El elemento de protección más importante es el "Gap", éste protege al condensador ante sobrevoltajes. Aunque el condensador está diseñado para una tensión y corriente nominales, usualmente existe un porcentaje de sobrevoltaje que el equipo puede soportar por un corto tiempo. El ajuste del "Gap" depende del diseño del condensador. Un ajuste común es 2 ó 3 veces el voltaje nominal. Ver Figura 31.

En dicha figura se tiene el siguiente conjunto de protecciones:

- 1 Protección de sobrecorriente en el gap
- 2 Protección de fugas: Detecta flameos entre la plataforma y el condensador
- 3 Protección de resonancia subtransitoria
- 4 Protección de desbalance: Detecta elementos abiertos en el condensador
- 5 Control del interruptor
- 6 Protección de falla interruptor

- 7 Plataforma aislada de tierra

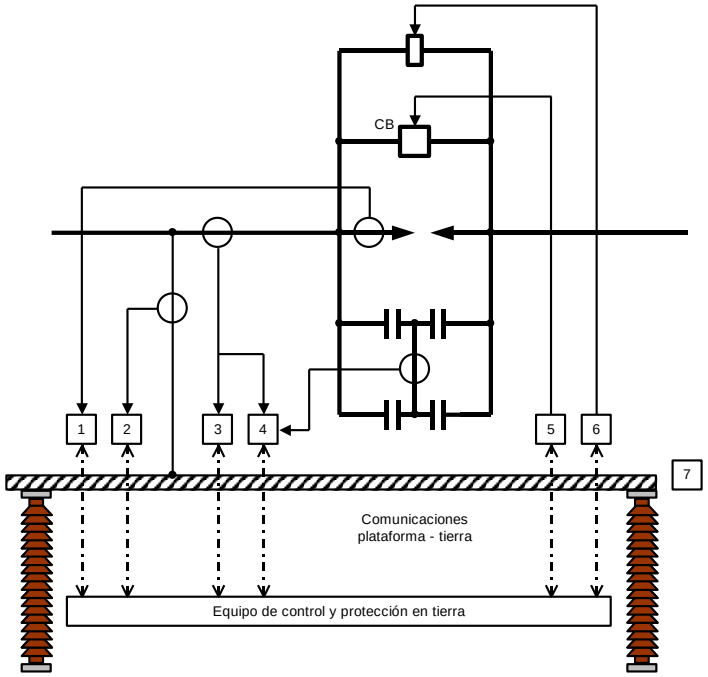


Figura 31 Protección convencional de condensadores con gap

Normalmente, el "Gap" interrumpe su corriente de falla después de 0.1 segundos cuando abre el interruptor de la línea. El "Gap" no tiene una gran capacidad de soportar la corriente de falla por grandes periodos de tiempo, por lo que existe también una protección de sobrecorriente, conectada en serie con el "Gap", que actúa en un tiempo de 0.4 s o menos, cerrando un interruptor de protección ubicado en paralelo con el banco y que actúa como respaldo. Si el "Gap" puede flamear para fallas externas, esta protección es de tipo instantáneo.

El banco de condensadores generalmente está ubicado sobre una plataforma aislada de tierra. En el evento de un flameo desde el condensador a la plataforma, la protección contra fugas operará instantáneamente y el condensador será cortocircuitado.

Con el propósito de detectar elementos fallados dentro del banco, se instala una protección de desbalance. Ésta compara el voltaje en los elementos a través de un circuito puente. Algunas veces consiste de dos etapas, una de ajuste alto y otra de ajuste bajo. La de ajuste bajo puede ser restringida por la corriente de carga, pero ambas son ligeramente temporizadas para evitar operaciones indeseadas ante transitorios durante maniobras.

Usualmente, todas las protecciones del banco operan sin ninguna comunicación con la protección de la línea en los extremos de la misma.

Protección de condensadores con un conjunto "Gap" -Descargador

Esta protección consiste de una resistencia no lineal de óxido metálico ubicada en paralelo con el "Gap" . Ver Figura 32.

Cuando el voltaje del condensador se eleva, su control se efectúa con circulación de corriente a través de la resistencia en lugar del condensador. El “Gap” se ajusta para flamear solamente para voltajes extremadamente altos, los cuales normalmente ocurren cuando las fallas son muy cercanas al condensador, de tal forma que su ajuste se hace tratando de evitar flameos ante fallas externas. La energía de la resistencia se mide también y si ésta alcanza el límite térmico de la misma, se da un comando para que se presente el flameo del “Gap”. Este esquema conserva por lo menos una parte de la compensación en servicio durante una falla en un circuito adyacente. Cuando la falla es despejada, la compensación regresa inmediatamente a la operación.

En la Figura 32 se tiene el siguiente conjunto de protecciones:

- 1 Protección de sobrecorriente en el gap
- 2 Protección de escape: Detecta flameos entre la plataforma y el condensador
- 3 Protección de resonancia subtransitoria
- 4 Protección de desbalance: Detecta elementos abiertos en el condensador
- 5 Control del interruptor
- 6 Protección de falla interruptor
- 7 Protección que detecta la energía desarrollada en la resistencia no lineal
- 8 Plataforma aislada de tierra

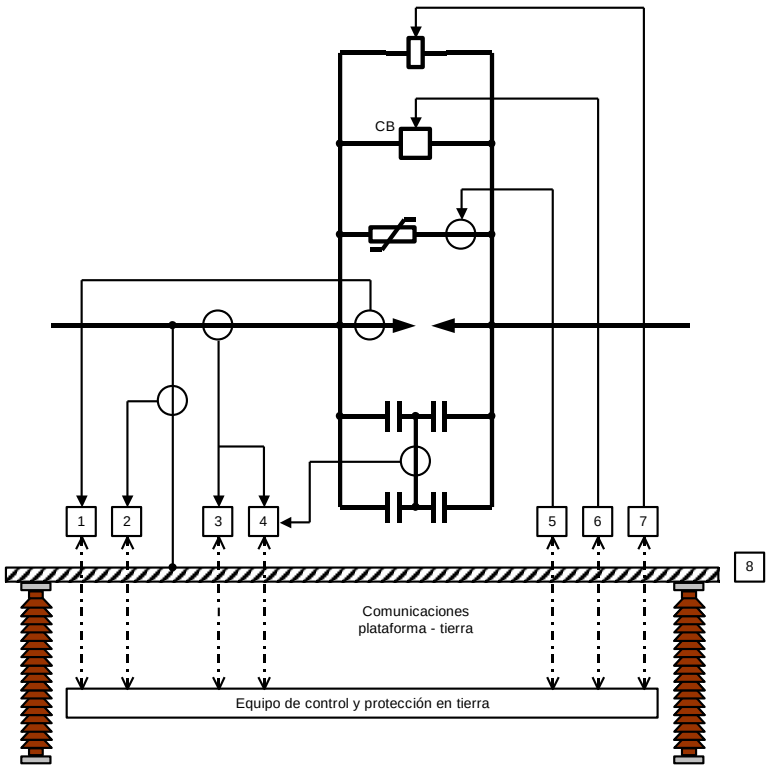


Figura 32 Protección de un condensador con conjunto gap-resistencia

5.3.8.1.1 Esquemas de subalcance y sobrealcance

Para obtener selectividad en una sección, la primera zona de la protección distancia deberá ajustarse con un alcance menor a la reactancia de la línea compensada como se indica en la Figura 33. El ajuste es generalmente el mismo si el banco es protegido con un esquema convencional o con un conjunto "Gap" - Descargador.

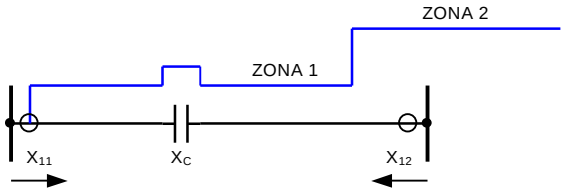


Figura 33 Ajuste de zonas en líneas compensadas

Si el condensador está en corto o fuera de servicio, el alcance de estos ajustes puede ser menor al 50% dependiendo del grado de compensación y habrá una sección de la línea donde no ocurrirán disparos instantáneos desde cada extremo. Por esta razón, los esquemas de subalcance permisivo no son usados usualmente como protección principal; prefiriendo el uso de protecciones completamente selectivas o esquemas direccionales.

El ajuste del sobrealcance debe ser tal que cuando el condensador esté fuera de servicio, la protección aún conserve dicha propiedad. En la Figura 34 se muestra el sobrealcance de la zona A. La primera zona puede conservarse en la protección, pero solamente tendrá la característica de protección respaldo para el despeje de fallas. El sobrealcance es por lo general el mismo para la zona 2. Cuando el capacitor está en servicio, la zona A y la zona 2 tendrán un alto grado de sobrealcance, el cual puede ser considerado como una desventaja desde el punto de vista de la seguridad.

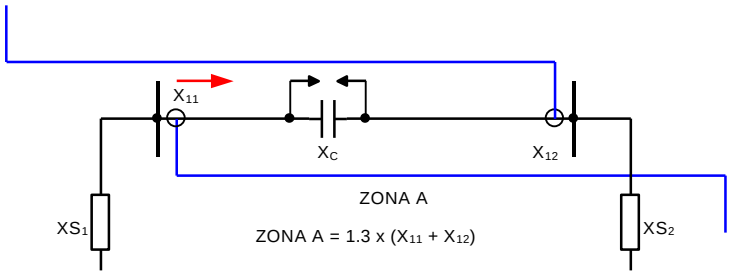


Figura 34 Protección distancia con sobrealcance permisivo

5.3.8.1.2 Líneas doble circuito compensadas en serie

Dos circuitos en paralelo terminando en la misma barra en ambos extremos, causan algunos problemas para la protección distancia, por la impedancia mutua de secuencia cero del sistema. El fenómeno de inversión de corriente traerá problemas desde el punto de vista de la protección, particularmente cuando las líneas son cortas y se utilizan esquemas de sobrealcance permisivo.

Esta problemática será más importante cuando las líneas están equipadas con condensadores en serie. El condensador compensará la impedancia en la red de secuencia positiva mientras la impedancia mutua de secuencia cero producirá un efecto más dañino que para dobles circuitos no compensados. Si coexisten impedancias negativas y corriente de falla negativas al mismo tiempo y se requiere una buena selección de fase para recierres monopolares, el número de problemas para la protección distancia se incrementa.

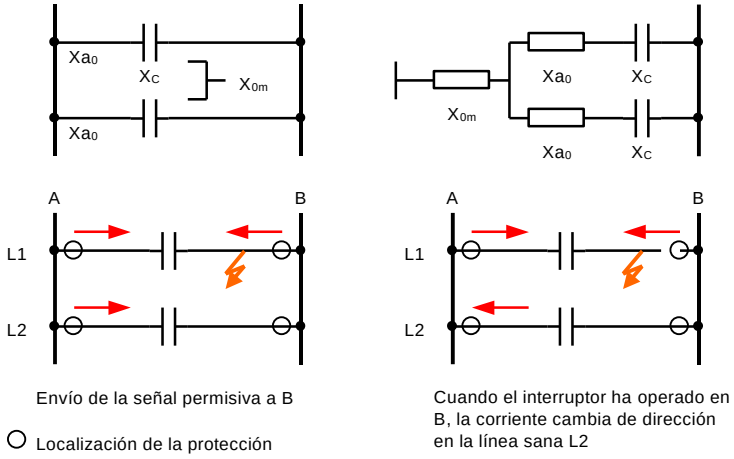


Figura 35 Compensación serie de líneas paralelas

Si se usa un esquema de sobrealcance permisivo en un sistema doble circuito, como el ilustrado en la Figura 35, y ocurre una falla en un extremo lejano de una línea, ambas protecciones en A enviarán señal permisiva a B. La protección en B de la línea fallada iniciará el disparo. Tan pronto como el interruptor ha abierto, la corriente en la línea sana cambiará de dirección y si la señal todavía está siendo recibida desde el extremo remoto, la línea sana puede disparar erróneamente (inversión de corriente). Esta corriente en dirección reversa aumenta su magnitud, debido a la impedancia mutua y a la compensación serie.

Para evitar disparos indeseados, algunas protecciones tienen lógicas que detectan si la corriente de falla ha cambiado de dirección y temporalmente bloquearán la protección. Otras, temporalmente bloquearán la señal recibida en la línea sana, tan pronto como la línea paralela fallada inicie el disparo.

El segundo método mencionado tiene la ventaja de que no toda la protección es bloqueada. La desventaja es que requiere de un canal de comunicación entre las protecciones de los campos de llegada de las líneas en paralelo.

La protección distancia usada en líneas compensadas en serie deberá tener un sobrealcance suficiente para cubrir la totalidad de la línea cuando los condensadores estén fuera de servicio, o deberá conmutar sus ajustes cuando esto ocurra. En caso contrario, el sobrealcance se incrementará permanentemente de manera amplia y todo el sistema será muy sensible ante falsas teleseñales.

En principio, una protección unitaria de fase segregada y particularmente una protección diferencial longitudinal parecen ser la mejor protección en el caso de líneas cortas compensadas, porque cubrirá el bajo alcance, la impedancia negativa y parte de los problemas de corriente de falla negativa.

Si se emplea una protección no unitaria en un modo de comparación direccional, los esquemas basados en cantidades de secuencia negativa ofrecen la ventaja de que son insensibles al acople mutuo. Sin embargo, estos pueden solamente ser usados para fallas fase-tierra y fase-fase, por lo que para fallas trifásicas debe implementarse otra protección, porque dicha fallas tienen poca o ninguna componente de secuencia negativa.

Protección de líneas compensadas con comparación direccional

5.3.8.1.3 Protección onda viajera

Esta clase de protección es muy rápida y realiza la medida solamente cuando ocurre la falla y durante un período de tiempo posterior. Mide los cambios de voltaje ΔV y de corriente ΔI. Estos valores son calculados en estado estable cuando la fuente de voltaje es asumida en el punto de localización de la falla, de acuerdo con el teorema de Thévenin. Los ajustes de ΔV y ΔI dan el alcance de la protección, mientras que la comparación de los signos de ΔV y ΔI indica la dirección. Si los signos son iguales, la dirección de la falla es hacia atrás y si son diferentes, la dirección es hacia adelante.

En principio, esta protección es mejor que la distancia; sin embargo, en líneas paralelas tiene el mismo problema como todas las protecciones sobrealcanzadas. La desventaja es que la protección está solamente activa por un corto tiempo después de la ocurrencia de la falla y luego se bloquea un cierto tiempo. Esto significa que existen algunos problemas en la detección y disparo en el caso de fallas evolutivas, por lo cual debe complementarse con otros esquemas de protección para estos eventos.

5.3.8.1.4 Protección direccional de sobrecorriente residual

Esta protección opera solamente con las componentes de secuencia cero. También opera correctamente para fallas serie monofásicas y bifásicas. El relé direccional opera con las cantidades medidas de ΔV_0 y $\Delta I_{0,}$de manera similar al caso anterior.

La protección es ajustada en un modo de sobrealcance y tiene las mismas ventajas de la protección distancia y la onda viajera, excepto que ésta solamente opera para fallas a tierra. Tiene la desventaja de que su alcance varía ligeramente con la impedancia de la fuente. La protección se dificultará si se usa con recierres monopolares, porque en situaciones de falla interna aparece corriente residual en el relé durante el tiempo muerto, cuando un polo está abierto y es difícil discriminar la fase fallada para efectuar el recierre. Por consiguiente, esta protección debe ser bloqueada durante el tiempo muerto.

Al contrario de la protección de onda viajera, este relé siempre está activo y el alcance de la zona está limitado por un relé de sobrecorriente residual, presentando buena operación para diferentes puntos de falla sobre la línea con o sin compensación.

6 PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES

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

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

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

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

Adicionalmente, los transformadores y autotransformadores pueden sufrir sobrecalentamientos y sobrecargas que se pueden detectar con resistencias detectoras de temperatura y con relés de sobrecarga, respectivamente.

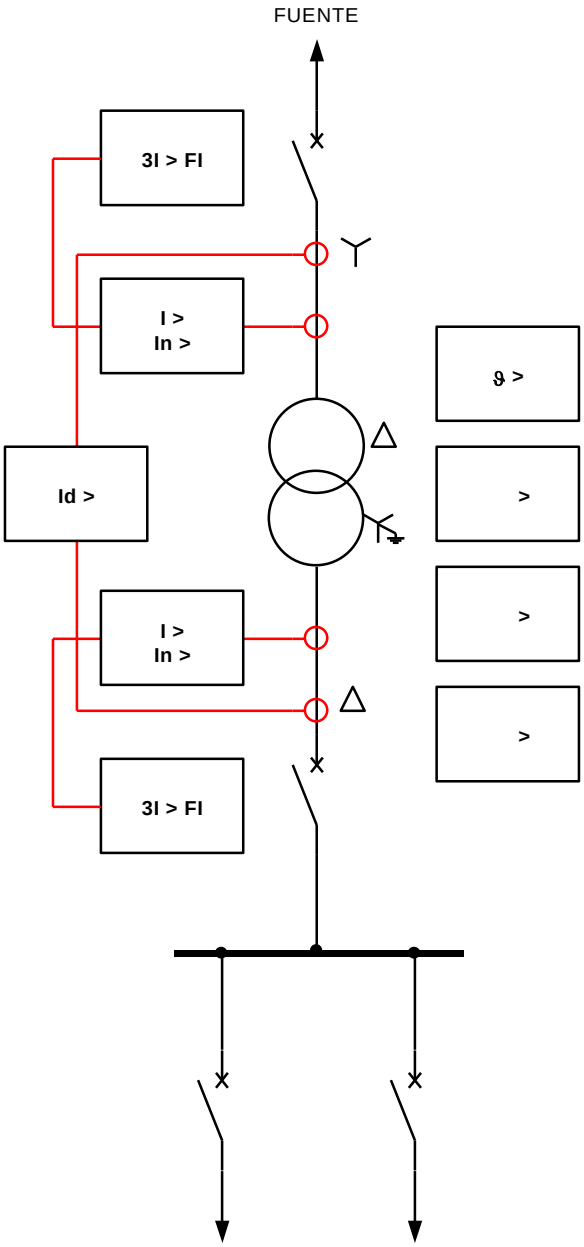


Figura 36 Protecciones principales de un transformador

6.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

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

6.1.1 Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores

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

- Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados. Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son susceptibles de operar mal por causas tales como corriente de magnetización "inrush" cuando se energiza el transformador y errores de saturación o errores de disparidad de los transformadores de corriente.
- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales. Ésta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas y al mismo tiempo, se pueden obtener beneficios en caso de errores de saturación. Estos relés son aplicables particularmente a transformadores de tamaño moderado localizados a alguna distancia de la fuente de generación mayor.

  La cantidad de restricción es establecida como un porcentaje entre la corriente de operación ($I_{diferencial}$) 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 $Y - \Delta$, se observa en la Figura 37.
  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.

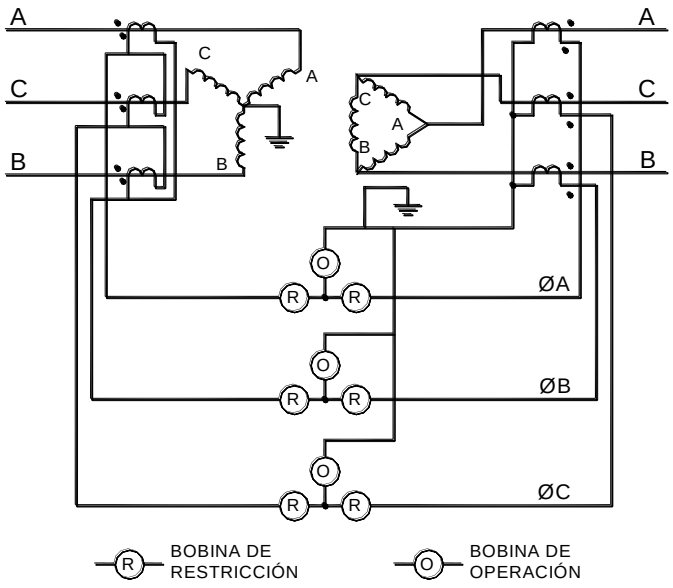


Figura 37 Conexión protección diferencial porcentual transformador Y- Δ

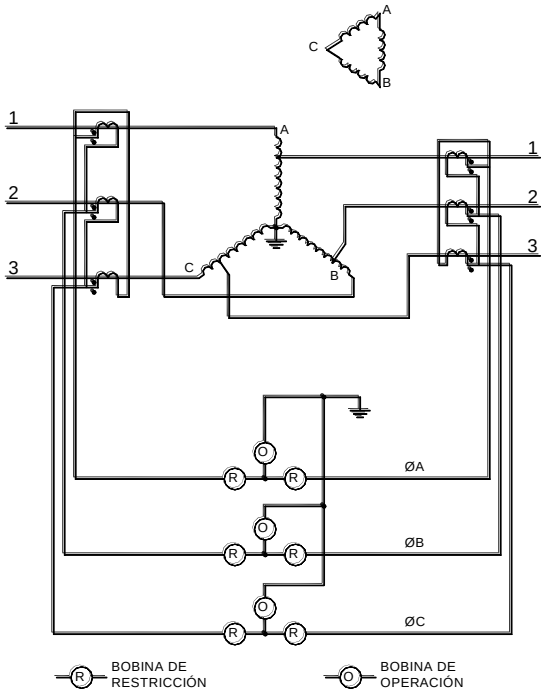


Figura 38 Protección diferencial porcentual autotransformador sin carga en la delta del terciario

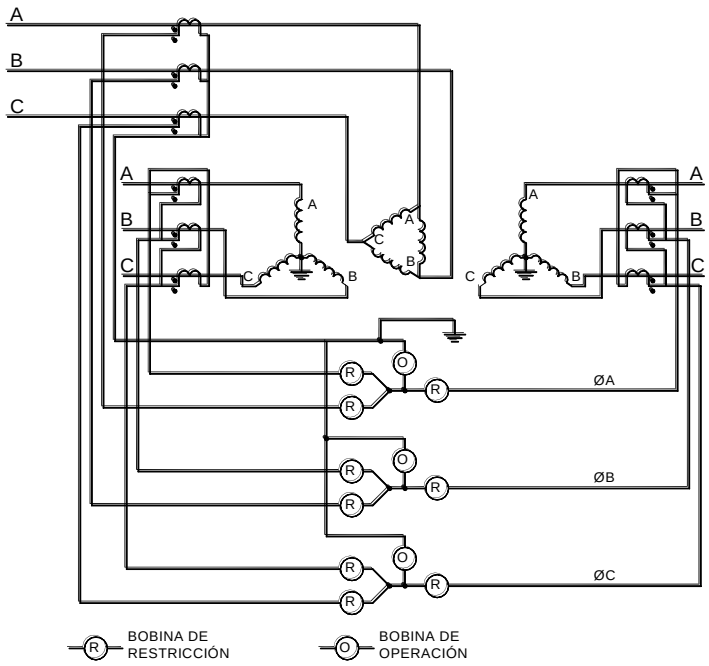


Figura 39 Protección diferencial porcentual autotransformador con carga en la delta del terciario

- Protección diferencial de autotransformadores utilizando relés de alta impedancia. En algunos países es un práctica común proteger los autotransformadores utilizando relés diferenciales de alta impedancia tipo barra, operados por voltaje. Las conexiones de este sistema de protección de autotransformadores, con el punto de neutro del devanado en Y, sólidamente aterrizado se observa en la Figura 40. Este arreglo provee protección contra todo tipo de fallas fase-fase y fallas a tierra, pero no provee protección para fallas entre espiras. En este esquema se requiere que todos los transformadores de corriente tengan igual relación de transformación e iguales características de precisión.

  Los autotransformadores están a menudo dotados con un devanado terciario en delta. En el caso de que dicho devanado no tenga conectada carga, se puede conectar una esquina de la delta como se muestra en la Figura 40 para que la protección diferencial pueda detectar las fallas a tierra en este devanado. De todas maneras, este esquema de conexión de la protección no detectará fallas entre fases o entre espiras del devanado terciario.

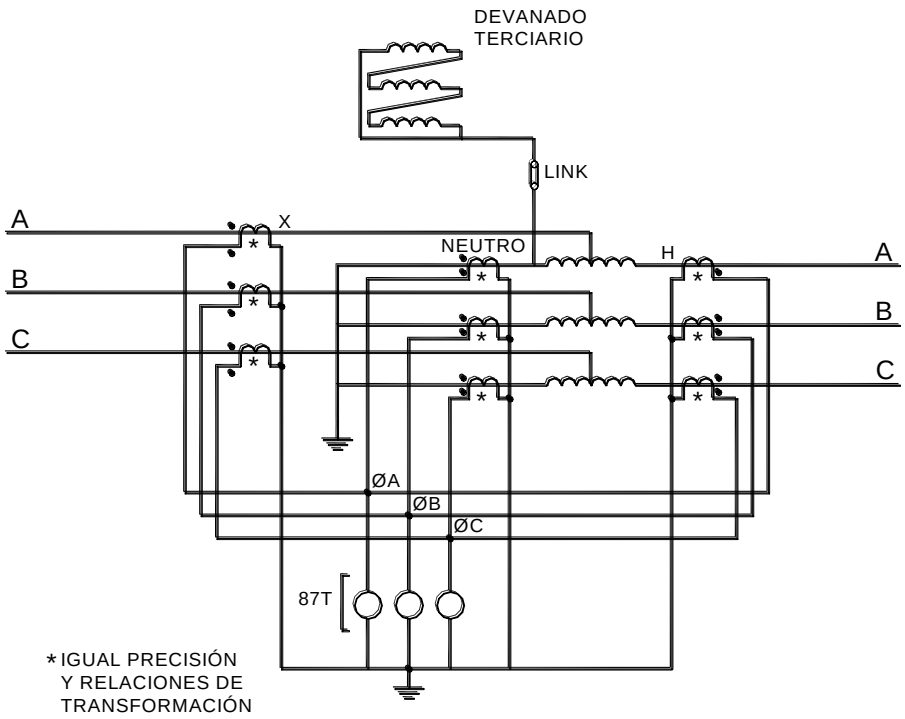


Figura 40 Protección diferencial de alta impedancia para un autotransformador sin carga en el terciario

6.1.2 Formas de conectar la protección diferencial en el devanado terciario

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

- Medida externa de corriente terciaria: En este tipo de conexión la señal de corriente se toma de un CT ubicado fuera de la delta (Ver Figura 41 (b)). Dado que este CT mide la corriente de línea de la delta y tanto el lado primario como el secundario del autotransformador están conectados en Y, es necesario compensar la diferencia angular del voltaje con la conexión del relé. La forma de hacer esto depende del tipo de relé a conectar, es decir, si el relé es numérico la compensación se hace por software escogiendo en el rango del relé la conexión indicada. En otros casos el relé dispone de unos CT's de interposición, los cuales deben ser conectados de acuerdo con la compensación requerida.

  Esta conexión es muy utilizada en autotransformadores trifásicos.

- Medida interna de corriente terciaria: En esta conexión, la señal de corriente se toma internamente a través de CT's de buje ubicados dentro del devanado de la delta. Dado que la corriente que están midiendo los relés es la propia del devanado, no hay necesidad de compensar. (Ver Figura 41(a)).

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

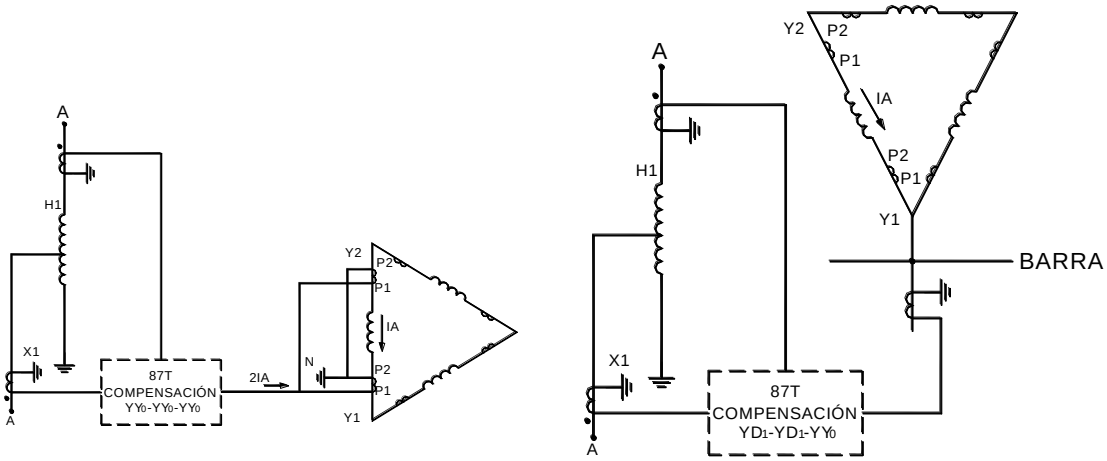


Figura 41 Esquemas de conexión de la protección diferencial en el devanado terciario

6.1.3 Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta

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

6.1.4 Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial

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

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 pasa 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.

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.

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 37.

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 Yaterrizado - Yaterrizado. Sin embargo, si este banco es del tipo trifásico la conexión en delta de los CT´s es la recomendada debido a que el flujo residual de secuencia cero genera una delta fantasma. La clave en todos los casos es que si se utiliza la conexión Y de los CT´s, la corriente en por unidad de secuencia cero debe ser igual en ambos lados ante fallas externas.

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

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

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

6.1.5 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa

En este análisis se determinan las máximas corrientes a través de los transformadores de corriente simulando fallas externas, tanto en el lado de alta como en el lado de baja del transformador y se evalúa el impacto que podrían tener sobre las protecciones en el caso que se presente saturación bajo estas condiciones. Para hacer esto se debe disponer de las curvas de saturación de los CT's y demás características de estos

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

6.1.6 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 pocentual del relé

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

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

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

MS: Margen de seguridad: Mínimo 5%.

6.1.7 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.

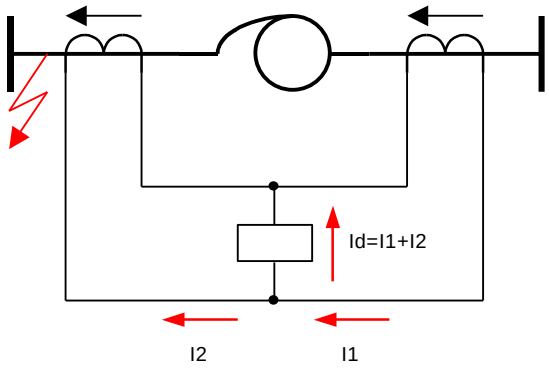


Figura 42 Protección diferencial de autotransformador ante falla externa

6.1.8 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.

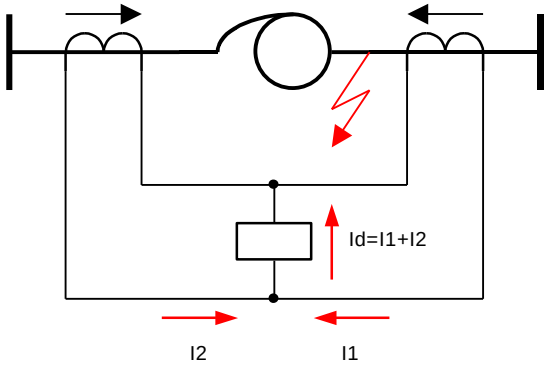


Figura 43 Protección diferencial de autotransformador ante falla interna

6.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

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

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

6.2.1 Protección de fases

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

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

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

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

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

Para facilitar el trabajo, se pueden elaborar tablas donde se resuma el estudio de cortocircuito y se puedan observar los tiempos de operación de cada relé para las diferentes fallas simuladas y de este modo verificar la operación selectiva de las protecciones.

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

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

Cuando se tienen esquemas de deslastre de carga o de generación, en los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fases se deben tener en cuenta dichos esquemas para seleccionar

las corrientes de arranque más adecuadas. Por ejemplo, si el deslastre se hace con base en la sobretemperatura del transformador y sobrecorriente, se deben considerar los siguientes aspectos:

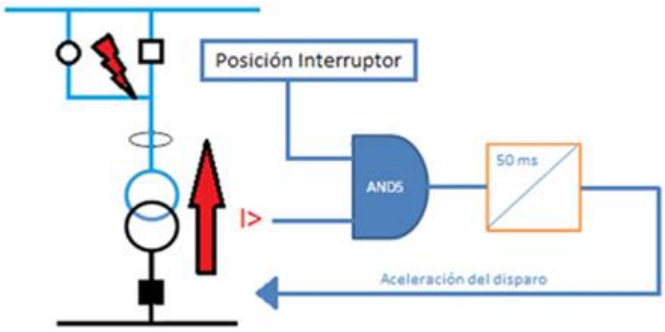
- Para un margen dado de sobrecarga, debe operar el relé de sobretemperatura enviando teledisparo a unas cargas previamente seleccionadas.
- A partir de un nivel más elevado de sobrecarga se puede implementar un deslastre por sobrecorriente que desconecte otras cargas de acuerdo con el esquema seleccionado.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

6.2.2 Sobrecorriente temporizada de fases

Esta función de protección es recomendable para cubrir zonas muertas de protección que puedan presentarse en bahías de transformadores y para coordinación de protecciones de respaldo en transformadores cuando no se cuenta con su protección principal.

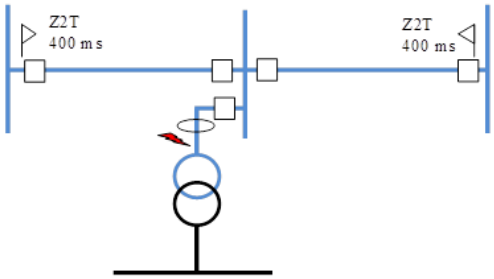
Determinación de zonas muertas entre el CT de la bahía del transformador y sus los seccionadores e interruptor asociados

Los estudios de coordinación de protecciones deben considerar la falla mostrada en la siguiente figura y establecer ajustes que permitan lograr una operación selectiva de las protecciones involucradas.



Para lograr esta operación pueden implementarse lógicas de zona muerta en las protecciones diferenciales de barra o lógicas como la mostrada en la figura anterior, para lo cual debe verificarse que ante la falla señalada se tengan aportes de corriente de cortocircuito a través del transformador. Se recomienda ajustar la corriente de arranque del elemento de sobrecorriente mostrado en la figura considerando entre el 50% y 70% de la corriente de falla que circula a través del transformador.

Validación de selectividad entre la zona 2 de protecciones distancia y el sobrecorriente de transformador en el extremo remoto



Se recomienda evaluar en las subestaciones del STN que ante una falla en entre un CT y los bujes del lado de alta tensión del transformador (ver la figura anterior), se obtenga una operación selectiva entre las protecciones de respaldo del transformador y las líneas de transmisión que ven esta falla.

Dado el caso de identificar problemas de selectividad ante la falla indicada en la figura anterior, se recomienda revisar la posibilidad de mejorar la coordinación de protecciones modificando los ajustes del relé de sobrecorriente fases de curva inversa. En caso de no lograr la selectividad requerida, se recomienda habilitar una función de sobrecorriente de fases de tiempo definido con un disparo rápido entre 150 ms y 250 ms con el fin de evitar un disparo de protecciones de distancia de los extremos remotos de la subestación. Para ajustar esta función de sobrecorriente de tiempo definido pueden utilizarse criterios como los siguientes:

- ✓ En un escenario de demanda mínima, con generación mínima en el área, tomar entre el 50% y 70% de la corriente de falla simulada.
- ✓ Verificar en un escenario de demanda máxima, con máxima generación en el área que fallas en el lado de baja del transformador no lleven al enganche de la función de tiempo definido, en caso contrario, modificar el ajuste hasta evitar el arranque de la función para esta falla.
- ✓ Verificar que no se detecte riesgo de mal operación ante la corriente inrush esperada en el transformador (Número de veces de la corriente nominal).

6.2.3 Protección de falla a tierra

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

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

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

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

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

6.2.4 Sobrecorriente de fases y de tierra instantánea

No es recomendable el uso de unidades instantáneas de fases y de tierra para protección de transformadores ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de tensión. Cuando se requiera la utilización de la unidad instantánea de fases, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador y superior a la corriente "inrush" del transformador, para evitar disparos inadecuados.

6.2.5 Protección de sobrecorriente para el devanado terciario

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

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

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres CT's, uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo al relé. Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa, por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá las fallas entre fases. Ver Figura 44.

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

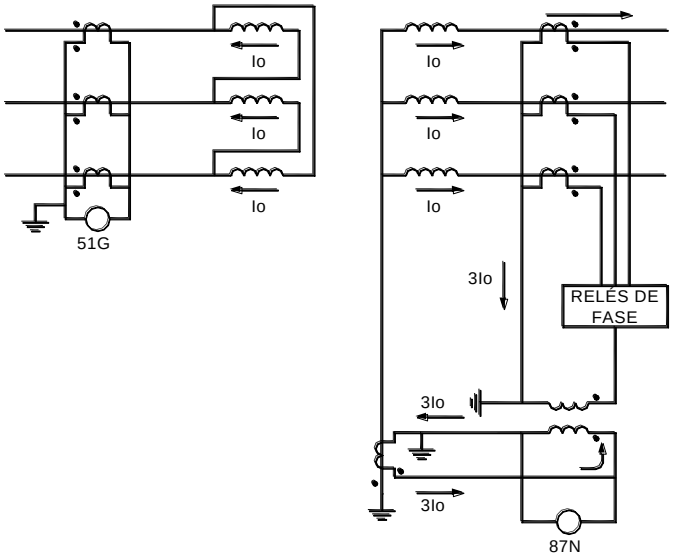
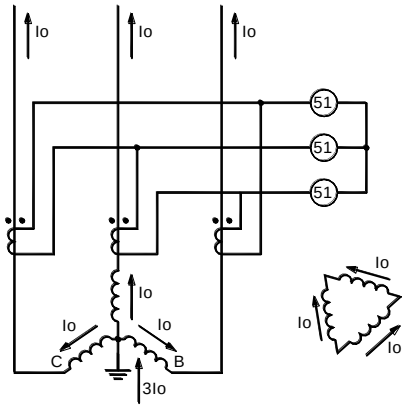


Figura 44 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente

6.2.6 Protección del transformador de puesta a tierra

Un transformador de puesta a tierra puede ser un transformador en conexión Y - Δ o en conexión zigzag. El esquema de protección consiste en relés de sobrecorriente conectados a un CT en delta, de tal manera que ante fallas a tierra, externas al transformador de puesta a tierra, la secuencia cero quede atrapada dentro de la delta evitando la operación del relé. Esto permite dar una máxima sensibilidad al relé para detección de fallas internas. Ver Figura 45.



(a) (b)

Figura 45 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y- Δ

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

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

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

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

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

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

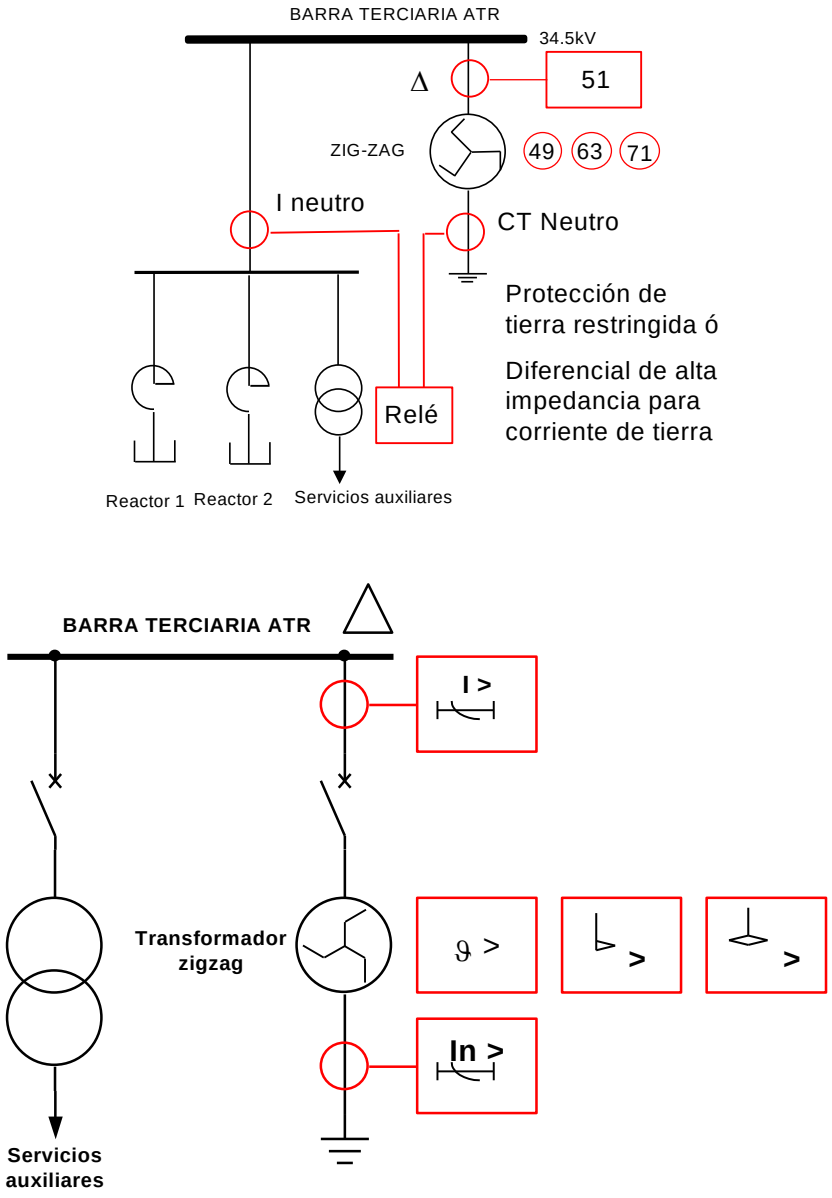


Figura 46. Esquema de protecciones de un transformador de puesta a tierra

6.3 PROTECCIONES MECÁNICAS

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

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

Estos son aplicables en transformadores inmersos en aceite. Un tipo de estos relés opera ante cambios imprevistos en el gas encima del aceite, otros operan ante cambios súbitos de presión del mismo aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

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

6.3.2 Relé Buchholz

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

Este relé posee dos dispositivos:

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

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

6.3.3 Detectores de nivel de aceite

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

6.3.4 Detectores de temperatura

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

6.3.5 Relé de imagen térmica

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

6.4 PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR

Los interruptores asociados con el transformador deben disponer de una protección de falla interruptor para garantizar el despeje de fallas en caso de mal funcionamiento de alguno de los interruptores. De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91, el esquema de falla interruptor para transformadores debe estar en capacidad de detectar pequeñas corrientes de falla (por ejemplo, aquellas corrientes que arrancan las protecciones mecánicas del transformador), de tal forma que la corriente de arranque del relé de falla interruptor se deberá basar en la mínima transferencia de carga, preferiblemente empleando la máxima sensibilidad del relé.

6.5 RELÉ DE VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO

Para determinar los ajustes más adecuados de un relé de verificación de sincronismo de un campo de transformación, se deben realizar estudios eléctricos en diferentes condiciones operativas (demandas diferentes y generaciones diferentes), teniendo siempre presente que en campos de transformación el cierre se debe hacer manual. Dicho estudio deberá definir cuál nivel de tensión presenta las condiciones más favorables para efectuar la energización y cuál para hacer la sincronización manual.

Los estudios, en el caso de líneas a 500 kV, deben tener especial énfasis en el análisis de las sobretensiones transitorias que se presentan por energización de bancos de transformadores por el lado de 500 kV.

Deben considerarse además los mandos sincronizados de interruptores como mecanismo para la reducción de corrientes magnetizantes, cuando estos son usados en transformadores.

7 PROTECCIONES DE COMPENSACIONES

7.1 COMPENSACIÓN REACTIVA

Los reactores en derivación son usados para compensar la capacitancia de líneas de transmisión, principalmente para condiciones de carga baja, en las cuales se producen más reactivos capacitivos de los que el sistema pueda absorber sin riesgo de inestabilidad o tensiones excesivamente altas en los terminales de líneas.

7.1.1 Configuraciones típicas

De acuerdo con la norma IEEE C37.109 “Guide for the Protection of Shunt Reactors” se pueden considerar dos configuraciones básicas:

- Tipo seco: Reactor conectado en estrella aislada o en delta. Estos se conectan al terciario de un transformador de potencia. Generalmente son limitados a tensiones inferiores a 34.5 kV y construidos como unidades monofásicas. Las principales ventajas de este tipo de reactor son los costos bajos de construcción, el peso bajo, las relativas pérdidas bajas, la ausencia de aceite dieléctrico y su mantenimiento. Sus desventajas radican en la limitación de kVA nominales y la intensidad de campo magnético alto que producen. (Ver Figura 47).
- Tipo sumergido en aceite, conectado a través de transformador: Diseñados para conexión al terciario de un transformador de potencia, cumplen con los requerimientos establecidos para el tipo seco, excepto que no tiene grandes limitaciones en kVA nominales.

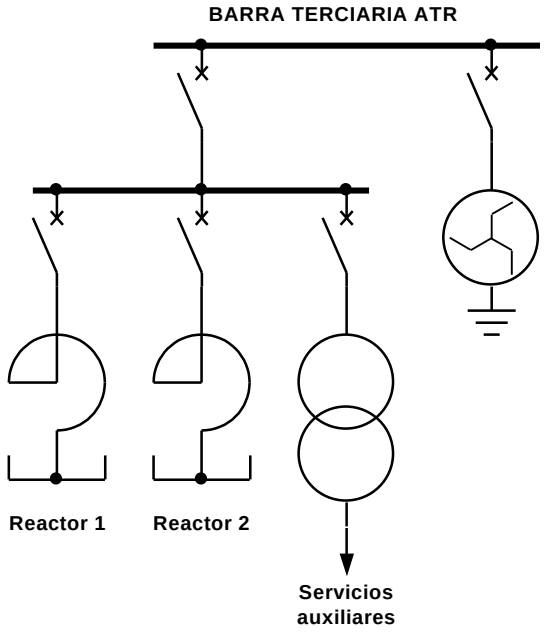


Figura 47 Reactor conectado al terciario de un transformador de potencia

- Tipo sumergido en aceite para conexión directa: Reactor conectado en estrella sólidamente aterrizado o aterrizado a través de una impedancia (reactor) de neutro. Estos se conectan directamente al sistema de transmisión a través de una barra o una línea. Su nivel de aislamiento es generalmente de tipo gradual y pueden ser conmutados o ser fijos.

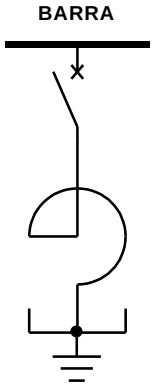


Figura 48 Reactor conectado a una barra

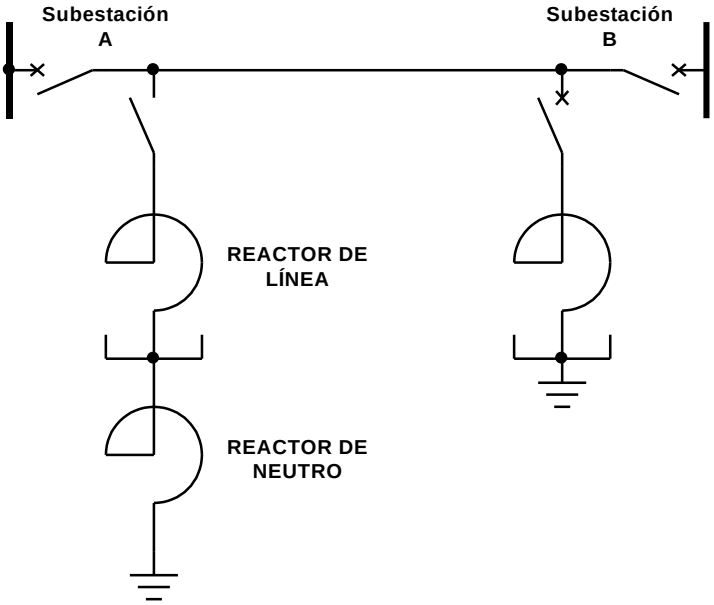


Figura 49 Reactor con o sin reactor de neutro y conectado a una línea conmutable o no

7.1.2 Principales tipos de fallas en reactores de terciario

Las fallas más comunes en reactores de terciario son:

- Fallas fase - fase en la barra terciaria: Resulta una magnitud alta de la corriente de fase. Cuando los reactores de terciario se componen de unidades monofásicas este tipo de falla no es de mucha ocurrencia debido a la gran separación entre fases. En el caso colombiano, estos reactores son unidades trifásicas y por consiguiente es muy factible la ocurrencia de este tipo de falla.
- Fallas a tierra en la barra del terciario: El resultado es una magnitud baja de la corriente de tierra, dependiendo del dimensionamiento del transformador de puesta a tierra.

- Fallas entre espiras del reactor: Da como resultado un pequeño cambio en la corriente de fase. La no detección oportuna de falla entre espiras, debido a la interacción con el campo magnético del reactor puede derivar en una falla fase - neutro con incremento de la corriente en las fases no falladas a un máximo de √3 veces la corriente de fase normal; este incremento si no es detectado puede ocasionar daños térmicos en las fases sanas del reactor.

7.1.3 Esquemas de protección asociados con reactores de terciario tipo seco

La protección de los reactores de terciario para corrientes altas de falla se realiza través de relés de sobrecorriente, protección diferencial, relé de secuencia negativa o una combinación de estos esquemas. Para niveles bajos de falla la protección se debe hacer con relés de desbalance de tensión con compensación al desbalance inherente del sistema.

El banco de reactores puede ser conmutado (a través de interruptor) individualmente en la alimentación del reactor o en el neutro. Se debe proveer además un transformador de puesta a tierra (con o sin impedancia de neutro y devanado auxiliar) dimensionado para la corriente de secuencia cero (corriente de duración corta) que fluye por el terciario bajo condiciones de falla a tierra. El esquema de puesta a tierra para el terciario es esencialmente un método de alta impedancia.

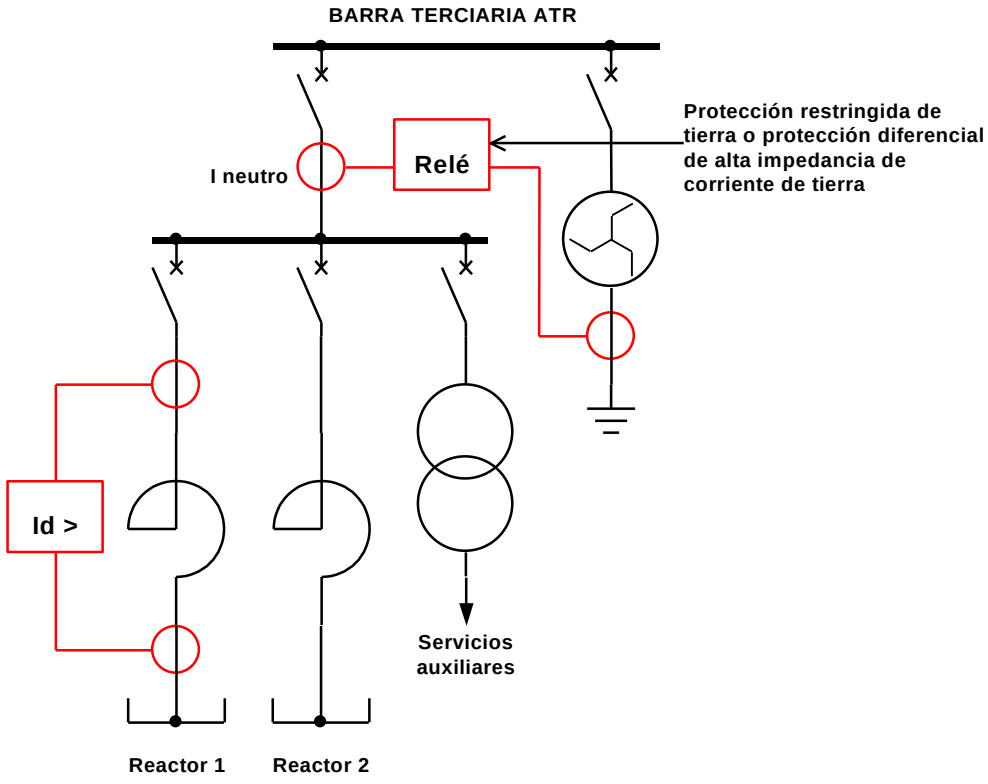


Figura 50. Protección de tierra restringida barra terciaria

Protección de sobrecorriente en reactores

Brinda protección principalmente contra fallas fase-fase y dependiendo de la sensibilidad, para fallas fase - tierra.

Protección diferencial de reactor

Es una protección apropiada contra fallas fase - fase. En el caso de fallas fase - tierra se emplea una protección de tierra restringida, con su respectiva resistencia estabilizadora.

Protecciones de desbalance de tensión

Para proveer protección ante fallas entre espiras se puede emplear el desbalance de tensión entre la conexión de neutro del reactor y tierra. Para esta protección debe tenerse presente que el desbalance puede ser ocasionado por:

- Desbalance debido a una falla en el reactor.
- Desbalance producido por fabricación del reactor. De acuerdo con la norma IEEE C57.21 en el caso de bancos de reactores en derivación, la máxima desviación de impedancia en al menos una fase, debe estar dentro del 2% del promedio de la impedancia en Ohm de las tres fases.
- Desbalance de las tensiones fase – tierra de la barra.

Protección de falla interruptor

Esta protección aplica cuando el reactor es maniobrable y previene la no apertura del interruptor ante el arranque de protecciones.

Su ajuste se debe hacer de acuerdo con los criterios establecidos para este tipo de funciones en las líneas de transmisión, teniendo en cuenta que el ajuste del arranque se haga para un valor cercano a la corriente calculada al 90% de la tensión nominal.

Efectos sobre el sistema, por las fallas de reactores de terciario

El sistema de transmisión no es generalmente muy afectado por una falla en un reactor de terciario. Cuando un reactor fallado es aislado desde el circuito terciario, la tensión en la línea de transmisión se incrementa. Deben realizarse estudios del sistema para estar seguros de que la pérdida del reactor no cause una significativa sobretensión en el sistema. Con los resultados de dichos estudios se pueden implementar estrategias adicionales o consignas operativas tales como realizar una energización automática de los bancos de reserva cuando se dispare el reactor u operar otros elementos de compensación en esos casos.

7.1.4 Principales tipos de fallas en reactores de línea

Las fallas más comunes en reactores de línea son:

- Fallas que dan como resultado grandes cambios de la magnitud de la corriente tales como fallas en bujes, fallas del aislamiento, etc. Debido a la proximidad entre el devanado y el núcleo y el devanado y el tanque pueden presentarse también fallas devanado - tierra. Las fallas de buje internas o externas al tanque, así como fallas en la conexión entre el banco de reactores y la línea de transmisión dan como resultado corrientes de fase mucho mayores

- Fallas entre espiras en el devanado que producen pequeños cambios en la corriente de fase. Estos niveles bajos de falla pueden derivar en un cambio de la impedancia del reactor, incrementando la temperatura y la presión internas con acumulación de gas, que de no ser detectadas pueden producir una falla mayor.

7.1.5 Esquemas de protección asociados con el reactor sumergido en aceite

La protección de los reactores sumergidos en aceite para corrientes de falla altas se hace a través de relés de sobrecorriente, protección diferencial o por combinación de estos esquemas. Para niveles de falla bajos se debe brindar por medio de relés de impedancia, térmicos, de acumulación de gas, de sobrepresión o por una combinación de estos relés.

En el caso de los reactores de línea estos bancos pueden ser maniobrables o conectados permanentemente a la línea de transmisión en uno o ambos extremos. En el caso de que se tenga implementado el recierre monofásico, se debe conectar un cuarto reactor (los reactores de línea están conformados normalmente por tres (3) unidades monofásicas) entre el neutro del banco y tierra, para disminuir el efecto del arco secundario que se presenta durante la interrupción de una falla monofásica, debido al acople capacitivo de secuencia cero de la línea.

Protecciones de sobrecorriente y diferencial de reactor

Los relés de protección para fallas que producen incrementos elevados en la magnitud de la corriente de fase es generalmente una combinación de sobrecorrientes, diferenciales y eventualmente relés de distancia.

Una de las principales dificultades que se le presenta al ingeniero de protecciones radica en la falsa operación de los relés ante la energización o desenergización de reactores con núcleo de hierro. Durante estos períodos, los mayores problemas los causan un nivel “offset” DC con constante de tiempo alta (factor de calidad alto) y las componentes de frecuencia relativa baja en la corriente de energización del reactor. Por esta razón los relés diferenciales de alta impedancia son generalmente más recomendados que los relés de baja impedancia. Si se utilizan relés de baja impedancia, es recomendable que éstos sean suficientemente insensibilizados para prevenir operaciones indeseadas o utilizar los filtros adecuados que supriman este tipo de componentes.

Los relés de sobrecorriente de fases no son lo suficientemente sensibles para brindar una adecuada operación ante fallas entre espiras y los esquemas diferenciales generalmente no las detectan tampoco. Los relés de distancia o los relés de sobrecorriente de tierra ofrecen alguna probabilidad de protección pero requieren tiempos de retardo para la coordinación ante fallas externas y por corrientes de saturación del transformador. El uso de protecciones de distancia para este tipo de sensibilidad es posible dada la significativa reducción en la impedancia a 60Hz de un reactor en derivación, bajo condiciones de falla entre espiras.

La sensibilidad para falla entre espiras es limitada por la impedancia aparente vista por el relé durante la energización del reactor por la corriente “Inrush”. El alcance dado al relé debe estar por debajo de la impedancia vista en el periodo magnetizante (“Inrush”).

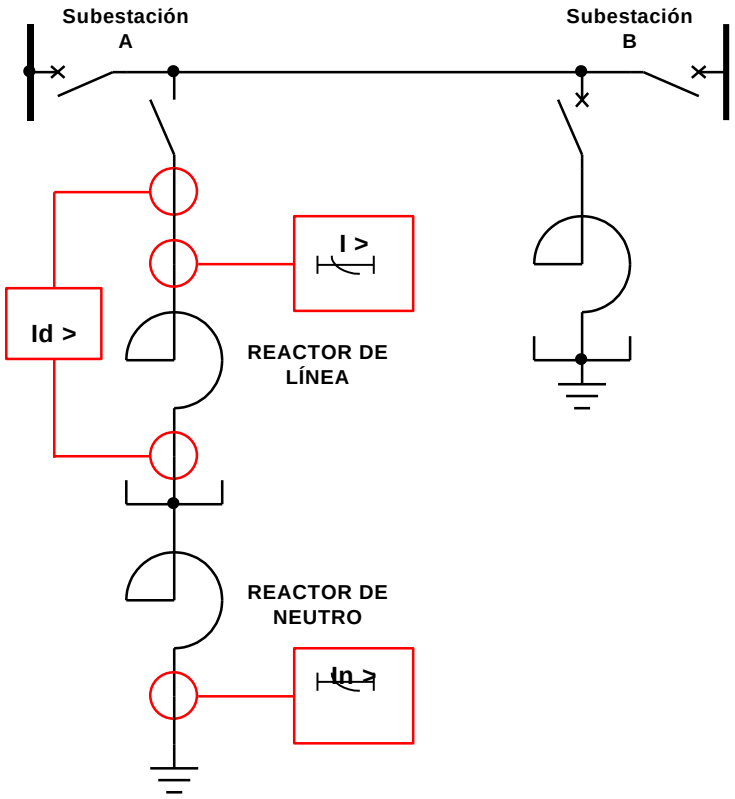


Figura 51 Protecciones reactor de línea

Los criterios que se recomiendan para el ajuste de estas protecciones son:

7.1.5.1.1 Selección de la corriente de arranque de los relés de sobrecorriente

La corriente de arranque se selecciona como 1,5 In para el relé de sobrecorriente de fases con la finalidad de evitar la desconexión del reactor ante tensiones elevadas del sistema.

Dicha función debe ser complementada con un relé de sobrecarga o de sobretemperatura que proteja el reactor ante sobrecargas que no sean cubiertas por esta función. Este ajuste normalmente depende del fabricante, quien establece la soportabilidad del equipo.

Para el relé de sobrecorriente de tierra se selecciona el 40% In.

El ajuste del relé de sobrecorriente para un reactor de neutro puede ser tan sensible como se desee, ya que ésta no es de operación estacionaria. La coordinación de tiempo debe ser mayor a 1 segundo (normalmente 2 s) que es el tiempo muerto del recierre, logrando de esta manera mantener en operación el equipo durante el ciclo de recierre, con la corriente de arco secundario presente.

7.1.5.1.2 Selección del ajuste de la protección diferencial:

El ajuste de la protección diferencial se debe seleccionar con la máxima sensibilidad del relé pero realizando la verificación de estabilidad de la protección ante falla externa con el ajuste recomendado de acuerdo con los valores de saturación de los CTs. Adicionalmente se sugiere verificar la

inmunidad de la protección ante componentes ajenas a la componente fundamental de la corriente (armónicos).

Relés mecánicos: Buchholz, presión súbita y sobretemperatura

Normalmente estos ajustes son responsabilidad del fabricante y de ellos depende la garantía del equipo. Adicionalmente es el único que conoce adecuadamente la soportabilidad del equipo ya que para estos ajustes requieren datos de diseño que el fabricante no suministra normalmente (información técnica confidencial).

Los relés de presión súbita o acumulador de gas (Buchholz) o ambos brindan el mejor medio de detección de fallas entre espiras en reactores sumergidos en aceite. Las descargas parciales de baja energía y la sobretemperatura causada por cortocircuitos entre espiras producen gases. El incremento de gas que atraviesa el aceite es acumulado en el relé Buchholz (Ubicado en el ducto del flujo entre los tanques de expansión del aceite y el tanque principal).

El relé de presión súbita es montado en la parte superior del tanque del reactor y consiste de un sensor de presión, un conmutador operado por presión y un orificio igualador de presiones para evitar operaciones indeseadas asociadas con la variación de presión por cambios de temperatura. El relé opera ante la diferencia momentánea entre las presiones en el espacio de gas del reactor y la presión incidente en el relé.

Los reactores sumergidos en aceite son sometidos a refrigeración forzada para reducir costos y tamaño. La pérdida de refrigeración puede ser detectada con monitoreo de flujo de aceite mediante indicadores de flujo y monitoreo de temperatura con relés de temperatura. El indicador de flujo de aceite generalmente produce una alarma y los relés de temperatura son conectados al disparo.

Protecciones de sobre/baja tensión

Estos relés pueden ser usados para desconectar el reactor ante condiciones extremas de sobretensión, pero en este caso, la línea de transmisión asociada debe ser desenergizada al mismo tiempo ya que la desconexión de los reactores agravaría las condiciones de sobretensión del sistema.

Los disparos por baja tensión, por el contrario, pretenden permitirle al sistema recuperar sus niveles de tensión en eventos relacionados con colapsos de tensión y oscilaciones graves de potencia.

Efectos sobre el sistema de las fallas de reactores de línea

Al presentarse una falla de reactores de línea, pueden generarse los siguientes efectos:

- Sobretensiones: La pérdida de un banco de reactores de línea produce un incremento de la tensión a 60 Hz en su punto de instalación, produciendo a veces el disparo de relés de sobretensión con el consecuente aumento del problema inicial.
- Teledisparos: Para reactores conectados directamente a una línea se despeja la falla mediante el disparo del interruptor local y se da el envío de disparo directo transferido al interruptor remoto. Ambos interruptores son usualmente bloqueados para el cierre.
- Saturación: Cuando una línea compensada es desenergizada, el circuito resonante paralelo puede producir una onda de tensión sinusoidal amortiguada a una frecuencia generalmente inferior a 60Hz con una tensión inicial que puede acercarse a la tensión nominal del sistema. Este valor de tensión a una frecuencia reducida puede causar mal funcionamiento de transformadores

de potencial tipo capacitivo por saturación de la etapa inductiva de baja tensión, lo cual a su vez afecta a los relés de impedancia empleados para la protección de reactores en derivación y de línea, y al mismo transformador de potencial que puede presentar sobretensiones inaceptables en su lado secundario.

7.2 COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN DERIVACIÓN

Los condensadores en derivación son usados para mejorar el perfil de tensiones del sistema dado que suministran los reactivos necesarios en el punto de conexión de la compensación.

7.2.1 Configuraciones típicas

Hay cinco (5) conexiones comunes en bancos de condensadores. La conexión seleccionada depende de la mejor utilización de las franjas de voltaje de los condensadores, fusibles y relés de protección. Normalmente todos los bancos de condensadores son conectados en estrella, sin embargo, los bancos de condensadores en distribución pueden ser conectados en estrella o en delta.

Los tipos de conexiones son:

- Delta
- Estrella aterrizada
- Doble estrella aterrizada
- Estrella aislada
- Doble estrella aislada

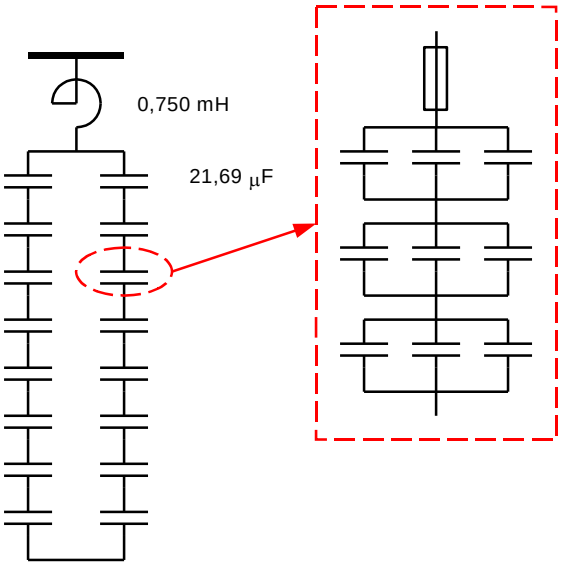


Figura 52 Configuración física de un banco de condensadores

Banco de condensadores conectado en delta

Esta conexión es generalmente utilizada para tensiones de distribución y son configurados con un solo grupo de condensadores en serie especificados para una tensión línea a línea. Los mayores usos de los bancos conectados en delta se da a niveles de 2400 V, mientras que la conexión en estrella para este nivel de tensión no está normalizada.

Banco de condensadores conectado en estrella aterrizada

Estos bancos son utilizados generalmente para voltajes iguales o superiores a 34.5 kV y están compuestos de dos o más grupos en serie de condensadores conectadas en paralelo, por fase.

Los bancos aterrizados suministran una baja impedancia a tierra para corrientes transitorias y proporcionan cierta protección para voltajes transitorios, por lo cual en algunos casos, se pueden operar sin pararrayos.

De igual manera, los bancos de condensadores aterrizados brindan una baja impedancia a tierra para corrientes armónicas de alta frecuencia, las cuales pueden causar interferencia en las comunicaciones si tales circuitos van paralelos a las líneas de potencia o sobrecarga en los condensadores, cuando en el sistema existen corrientes de secuencia cero tales como desbalances o armónicos múltiplos de tres. Adicionalmente, una fase abierta produce corrientes de secuencia cero que pueden causar operaciones del relé de tierra, razón por la cual su ajuste debe hacerse teniendo en cuenta esa condición para máxima transferencia de carga.

Cuando el neutro se aterriza, el voltaje de recuperación que se encuentra durante la conmutación es reducido, sin embargo, se debe tener cuidado con el efecto de las corrientes “Inrush” en el funcionamiento de los relés de protección, cuando se tienen operaciones “Bank to Bank”

La conexión en estrella aterrizada puede estar configurada así:

- Un grupo serie por fase: Con un solo grupo de unidades en serie, no se presentan sobrevoltajes en otros condensadores de la fase por aislamiento de un condensador fallado (no hay unidades en paralelo por fase), por lo tanto, la protección de detección de desbalance no se requiere, aunque se puede usar para detectar el aislamiento de unidades dentro del banco. Igualmente, los fusibles de cada condensador deben ser capaces de interrumpir la corriente de falla monofásica que viene del sistema.
- Múltiples grupos series por fase - Una sola Estrella: Los bancos de condensadores conectados en estrella aterrizada en niveles de tensión superiores a 34.5 kV, están compuestos, comúnmente, por dos o más grupos series de condensadores conectados en paralelo, por fase. Con esta configuración de grupos múltiples de condensadores en serie se limita la corriente máxima de falla a tal punto que los fusibles limitadores de corriente capacitiva no se requieren, a menos que los kvar en paralelo excedan unos 4650 kvar.
- Múltiples grupos series por fase - Doble Estrella: Las características de la doble estrella aterrizada, son similares a las de una sola estrella aterrizada, los dos neutros deben ser conectados directamente con una conexión única a tierra.

Banco de condensadores conectado en estrella aislada:

Estos bancos no permiten corrientes de tercer armónico o grandes descargas de corrientes capacitivas durante las fallas a tierra. El neutro, sin embargo, debe ser aislado para el máximo voltaje de línea dado que éste puede quedar momentáneamente sometido al potencial de fase cuando el

banco es maniobrado, o cuando dos condensadores de fases diferentes fallan, en un banco configurado con un solo grupo de unidades.

La conexión en estrella aislada puede estar configurada así:

- Un grupo serie por fase: En este caso se dispondrá de una protección de sobrecorriente exterior al banco y de los fusibles individuales de cada una de los condensadores que conforman el banco.
- Múltiples grupos series por fase - Una sola Estrella: Para esta configuración, todo el banco, inclusive el neutro debe ser aislado para la tensión de línea.
- Múltiples grupos series por fase - Doble estrella aislada: Los neutros de las dos estrellas pueden ser conectados o no entre sí. Cualquier banco de condensadores en estrella aislada debe estar aislado al voltaje máximo de línea.

7.2.2 Esquemas de protección asociados con bancos de condensadores

Para asegurar la disponibilidad de un banco de condensadores se requiere de un sistema de protección confiable, para asegurar el daño mínimo al banco en el evento de una falla. Cuando un condensador falla dentro del banco, la falla debe ser aislada sin causar problemas a las unidades adyacentes.

El diseño del sistema de protección de un banco de condensadores debe considerar los siguientes aspectos, como mínimo:

- Sobrecorrientes debidas a fallas en la barra del banco de condensadores
- Voltajes transitorios del sistema
- Sobrecorrientes ocasionadas por fallas en condensadores individuales
- Sobrevoltajes continuos en el condensador
- Corriente de descarga de unidades capacitivas en paralelo
- Corriente ”Inrush” debida a maniobras
- Arco dentro de la carcaza (rack) del condensador

A continuación se describen las protecciones convencionales de un banco de condensadores en paralelo localizado en tensiones inferiores a 34.5 kV:

Fusibles de los condensadores

La primera línea de protección del banco de condensadores es el fusible. La función del fusible es operar ante la falla de un solo condensador en el menor tiempo posible para prevenir el daño de unidades adyacentes. La propia operación del fusible es indispensable para minimizar la posibilidad de una falla en cascada de otros condensadores, lo cual puede conducir a un evento más grave.

La operación de los fusibles de los condensadores depende de la configuración del banco. Las características de operación de los fusibles deben ser seleccionadas por el fabricante de los bancos de condensadores dado que involucran consideraciones de diseño propias del banco.

Protección de sobrecorriente del banco

La protección contra una falla mayor, tal como una falla línea-línea o una falla línea-tierra, debe ser externa al banco de condensadores, y puede ser lograda con un relé de sobrecorriente. Para bancos

de condensadores conectados en estrella aterrizada la protección de respaldo debe responder a fallas de magnitud alta. Sin embargo, en un banco conectado en estrella aislada una falla línea - neutro causará un incremento en la corriente de línea en la fase fallada, de solamente unas tres (3) veces la corriente de fase nominal.

Aunque los bancos de condensadores pueden operar indefinidamente con corriente por encima de la nominal, la protección de respaldo debe permitir entre un 125% o 135% de la corriente nominal continua. De igual manera, la protección de respaldo debe aislar el banco en el evento de que se presente una corriente mayor a tres(3) veces la corriente de fase del banco.

Si la compensación en estrella aislada está compuesta de varios pasos, lo más recomendable es instalar un relé de desbalance para cada paso, de tal manera que esta protección detecte las fallas línea - neutro (de magnitudes muy pequeñas) y la protección de sobrecorriente de respaldo se encargaría de cubrir las fallas con valores de corriente muy altos.

Los relés de sobrecorriente de tiempo se pueden utilizar con ajustes normales teniendo cuidado que no operen ante corrientes de "Inrush" (las que se presentan en la energización del banco). No se recomienda implementar unidades instantáneas, a no ser que su ajuste sea tan alto que evite operaciones indeseadas para los transitorios de energización o que dispongan de circuitos que filtren las señales de alta frecuencia. Este fenómeno es muy importante en conexiones paralelas de bancos de condensadores cuando se presentan energizaciones "bank to bank[1]" ó "back to back[2]". Ver Figura 53.

[1] Electrical Transients in Power Systems. Allan Greenwood. Transients associated with bank to bank capacitor switching. Pag.579

[2] Norma IEEE C37.99-1990. IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. Pag 30.

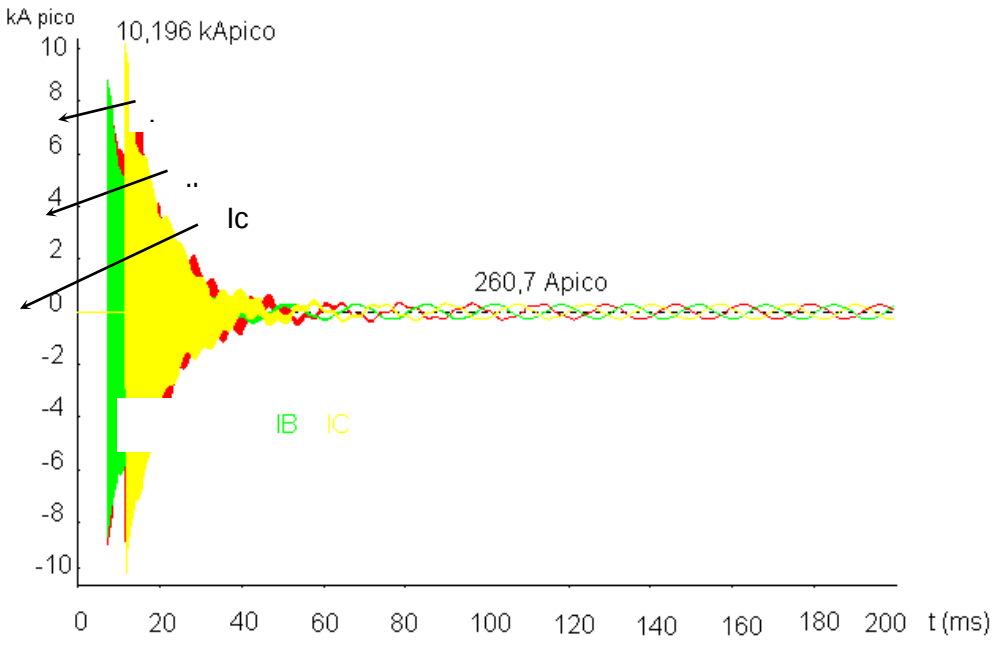


Figura 53 Energización "bank to bank"

NOTA: Para efectos de modelamiento de la compensación capacitiva se deben considerar las pérdidas que se presentan en los bancos de condensadores, para determinar resistencias amortiguadores del fenómeno de energización. A continuación se presenta un ejemplo:

Pérdidas: 0.20 W / kVAR

Tang δ = 0.20W / 1000VAR = 0.0002

Xc = $1/\omega C$

$0.0002 = 377 R_{Equivalente} C_{Equivalente}$

$R_{Equivalente}$ = 0.147 Ohmios / fase

Criterios de ajuste para el relé de sobrecorriente:

- Corriente de Arranque: dado que los bancos de condensadores son más vulnerables a las sobretensiones que a las sobrecorrientes y considerando la relación: V / I = Xc = Constante, se tiene que para un incremento de 1.1 p.u. en la tensión se obtiene un incremento de 1.1 p.u. en la corriente. Por lo tanto, un valor de 1.1*In es el valor más adecuado para la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente del banco.
- La curva y el dial se debe seleccionar de acuerdo con el estudio de cortocircuito tratando de coordinar los relés propios del banco con los del sistema, de tal forma que un cortocircuito externo no haga operar la protección del banco.

- Se recomienda ajustar una etapa de tiempo definido a una corriente de 3*In y un tiempo de operación de 100 ms, de acuerdo con los requerimientos de protección del banco antes mencionados.

Protección para fallas en la carcaza ("rack")

Un arco dentro de un banco de condensadores se inicia en una sección serie; esta falla produce una corriente de fase muy pequeña, pero si no se dispone de una protección de desbalance, más grupos serie de la misma fase se ven involucrados en la misma falla hasta producir el disparo del relé instantáneo del banco o la operación de los fusibles. Aunque el tiempo total del arco puede ser del orden de unos pocos segundos éste puede causar grandes daños al banco, incluyendo explosión de fusibles y ruptura de condensadores.

La naturaleza de la ruptura de los condensadores, bajo estas condiciones, se debe más a fenómenos de almacenamiento de gran cantidad de energía que a las corrientes de falla a 60 hertz. Esta energía almacenada proviene de las otras unidades de los mismos grupos paralelos que están sujetos a un alto sobrevoltaje como resultado del cortocircuito de otros grupos. Por todo lo anterior, se concluye que los relés de sobrecorriente no son efectivos para fallas en el "Rack" del banco de condensadores.

La principal protección contra arcos dentro del banco de condensadores es una protección de desbalance, cuyo tiempo de retardo nunca debe ser menor que el máximo tiempo de despeje del fusible. Dicha protección se ajusta normalmente de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, para que se coordine con los fusibles propios del banco. Adicionalmente, la sensibilidad para el disparo del relé de desbalance se determina sobre la base de proteger los condensadores contra sobrevoltajes continuos, como resultado de una falla individual que hace operar el fusible.

Protección de sobretensión del banco

Los sobrevoltajes transitorios por maniobras y descargas pueden ser disminuidas con equipos de protección contra sobretensiones tales como pararrayos. Un banco de condensadores generalmente absorbe sobrevoltajes ya que él actúa temporalmente como un cortocircuito para cambios de tensión, por lo tanto, el sobrevoltaje en un banco de condensadores se ve reducido por su característica de absorción de sobrevoltajes, pero no se asegura una protección completa.

El sobrevoltaje en un banco de condensadores depende de la longitud entre la línea del banco de condensadores en paralelo y el punto donde se genera el voltaje transitorio, así como de la duración del fenómeno. Si se concluye, a través de estudios, que la sobretensión puede ser tan alta que dañe el banco, se deben considerar relés de sobretensión.

En el ajuste del relé de sobretensión se deberá considerar las tensiones máximas operativas bajo las cuales trabajará la compensación para evitar que se desconecte en una condición operativa normal, en la cual se requiere que el banco esté conectado (Por ejemplo en demanda máxima). Obviamente se debe ajustar el relé a una tensión inferior a su curva de soporte, la cual se inicia normalmente en el 110% de su tensión nominal.

Protección diferencial de la barra a la cual está conectada el banco

Se pueden presentar dos casos:

- Compensación capacitiva conectada a una barra existente a través de un campo de la subestación. En este caso, se debe verificar que el ajuste de la diferencial de barras existente no se vea afectado con la entrada del nuevo campo.
- Compensación capacitiva conectada a una barra exclusiva para ésta. En este caso se debe ajustar la diferencial de barras de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 8 (Protección de Barras).

Protección de desbalance

La pérdida de capacitancia en la unidad se verá reflejada como un desbalance en el banco y podrá ser detectada por un esquema de protección de desbalance. Sin embargo, existen desbalances inherentes al banco de condensadores que son debidos a desbalance de la tensión del sistema y a desbalance en la tolerancia de fabricación de los condensadores. El fabricante determina el valor del desbalance inherente al banco, para recomendar un ajuste adecuado para la protección de desbalance.

7.2.2.1.1 Consideraciones generales sobre la protección de desbalance

Las consideraciones que se deben tener en cuenta para una protección de desbalance son las siguientes:

- El relé de desbalance debe coordinar con los fusibles de los condensadores, de tal manera que el fusible opere aislando una unidad defectuosa, antes que todo el banco salga de servicio.
- Donde sea posible el relé de desbalance debe ser lo suficientemente sensible para dar alarma por la pérdida de una unidad dentro de un grupo, dar disparo y dejar por fuera el banco, ante la pérdida de suficientes condensadores que causen una condición de sobrevoltaje en el grupo de hasta un 110% Un.
- El relé de desbalance debe tener un retardo de tiempo corto, suficiente para minimizar el daño debido a una falla por arco dentro de la estructura del banco y prevenir la exposición de los condensadores restantes a condiciones de sobrevoltaje por encima de los límites permisibles. Igualmente para evitar el daño de transformadores de corriente y de voltaje o relés del sistema.
- El relé de desbalance debe tener el tiempo suficiente para evitar operaciones falsas debidas a “Inrush”, fallas a tierra en la línea, descargas, maniobras de equipos cercanos y operación no simultánea de polos. Para la mayoría de aplicaciones, el tiempo más adecuado es de 0.5 s.
- El relé de desbalance debe ser protegido contra voltajes transitorios que aparecen en alambrado de control.
- El relé de desbalance puede requerir un filtro para minimizar el efecto de las tensiones armónicas. Este relé no debe operar para corrientes armónicas excesivas.
- El esquema de protección de desbalance debe producir un disparo definitivo de tal manera que no permita el recierre automático del dispositivo de maniobra del banco de condensadores.
- Donde no es despreciable el desbalance de neutro debido a variaciones del sistema o a tolerancia en la fabricación de los condensadores, se debe tener un medio para compensar el efecto de este desbalance.
- Como la mayoría de los esquemas de detección de desbalance no miden sobretensiones en el sistema, el relé de desbalance se debe ajustar con base en la tensión máxima continua de operación del sistema.
- Todos los esquemas de desbalance detectan un desbalance en las tres fases. El sobrevoltaje causado por la pérdida de un número igual de condensadores en uno o más grupos en cada fase, no será detectada.

- Para compensaciones capacitivas aterrizadas, se deben coordinar las protecciones del banco de condensadores con los relés de tierra del sistema.

7.2.2.1.2 Esquemas de protección de desbalance

Los métodos utilizados más comúnmente para protección de desbalance en bancos de condensadores son:

7.2.2.1.2.1 Método de protección de desbalance por corriente de neutro

Este método se utiliza para bancos en configuración estrella aterrizada, donde un desbalance en el banco de condensadores causará el flujo de corriente por el neutro.

Este esquema de protección de desbalance consta de un CT conectado al neutro del banco de condensadores, el cual a su vez, está conectado a tierra. Al secundario del CT se conecta un relé de sobretensión residual temporizado, con filtro de tercer armónico para reducir su sensibilidad ante frecuencias armónicas.

Se debe verificar que no opere ante fallas externas por circulación de corrientes de secuencia cero, criterio con el cual se elige el valor de corriente de arranque del relé.

7.2.2.1.2.2 Método de protección por suma de tensiones en el punto medio de la compensación

Este método se utiliza en bancos en estrella aterrizada. Un desbalance en el banco de condensadores causará un desbalance en las tensiones de las tres fases en el punto medio.

Este esquema de protección de desbalance consta de un PT conectado entre el punto intermedio de cada fase del condensador y tierra y de un relé de voltaje temporizado con filtro de tercer armónico, conectado a los secundarios (que están conectados en serie) del PT.

7.2.2.1.2.3 Método de protección de desbalance de neutro

Se utiliza para bancos en estrella aislada. El desbalance se mide a través de un PT conectado entre el neutro del banco y tierra. Este desbalance que se presenta en el condensador causa una tensión neutro - tierra.

Este esquema consta de un relé de voltaje temporizado con filtro de tercer armónico, conectado al secundario del PT.

El PT se debe seleccionar con la más baja relación de transformación que se pueda conseguir para obtener la máxima sensibilidad en la detección del desbalance, pero garantizando que soporte transitorios y condiciones de sobretensión continuas.

7.2.2.1.2.4 Método de protección de desbalance para una configuración en doble estrella

Para una configuración en doble estrella aislada el esquema se puede implementar de tres formas:

- Transformador de corriente y un relé de sobrecorriente
- Transformador de tensión y relé de sobretensión

- Para estos dos esquemas el CT o PT va conectado entre los dos neutros de las estrellas. Estos esquemas no se ven afectados por corrientes o tensiones de tercer armónico ni por los desbalances de tensiones del sistema.
- Los neutros de las dos secciones del banco están aislados de tierra pero unidos entre sí. Se utiliza un PT para medir la tensión entre el neutro del banco y tierra. El relé deberá tener filtro de armónicos.

Para una conexión en doble estrella aterrizada la forma de implementar el esquema de desbalance consiste en que los neutros de las dos secciones sean aterrizados a través de transformadores de corriente que tienen un punto común el cual está conectado a tierra. Los secundarios de los CT's están conectados a un relé de sobrecorriente en conexión diferencial, de tal forma que el relé es insensible a los fenómenos externos que afecten a las dos secciones del banco de condensadores. Dicho relé no requiere un filtro de armónicos.

Protección de baja tensión

Los relés de baja tensión conectados al PT de barras detectan la pérdida de alimentación de tensión de la barra disparando el banco de condensadores. El disparo del relé de baja tensión es retardado para prevenir la desenergización del banco ante condiciones transitorias de baja tensión. El relé de baja tensión se ajusta para que no opere ante tensiones para las cuales se requiere el banco en servicio. El ajuste más indicado para el relé corresponde al 40% de la tensión operativa.

Protección de falla interruptor

Si el banco de condensadores es conectado a la barra por un interruptor o circuito de maniobra, debe estar provisto de un esquema de falla interruptor para aislar el banco del sistema en el evento que falle el dispositivo de maniobra del banco para una falla dentro del banco de condensadores. Se recomienda un valor de arranque en corriente seleccionado de acuerdo con las mínimas tensiones operativas del sistema (estas se pueden hallar para diferentes condiciones operativas: demanda máxima, media y mínima) con el banco conectado para asegurar que este relé arranque para fallas de corrientes de fase bajas (tales como las que originan la operación de la protección de desbalance). Las etapas 1 y 2 de disparo se recomienda ajustarlas para que operen en 150 ms y 250 ms respectivamente.

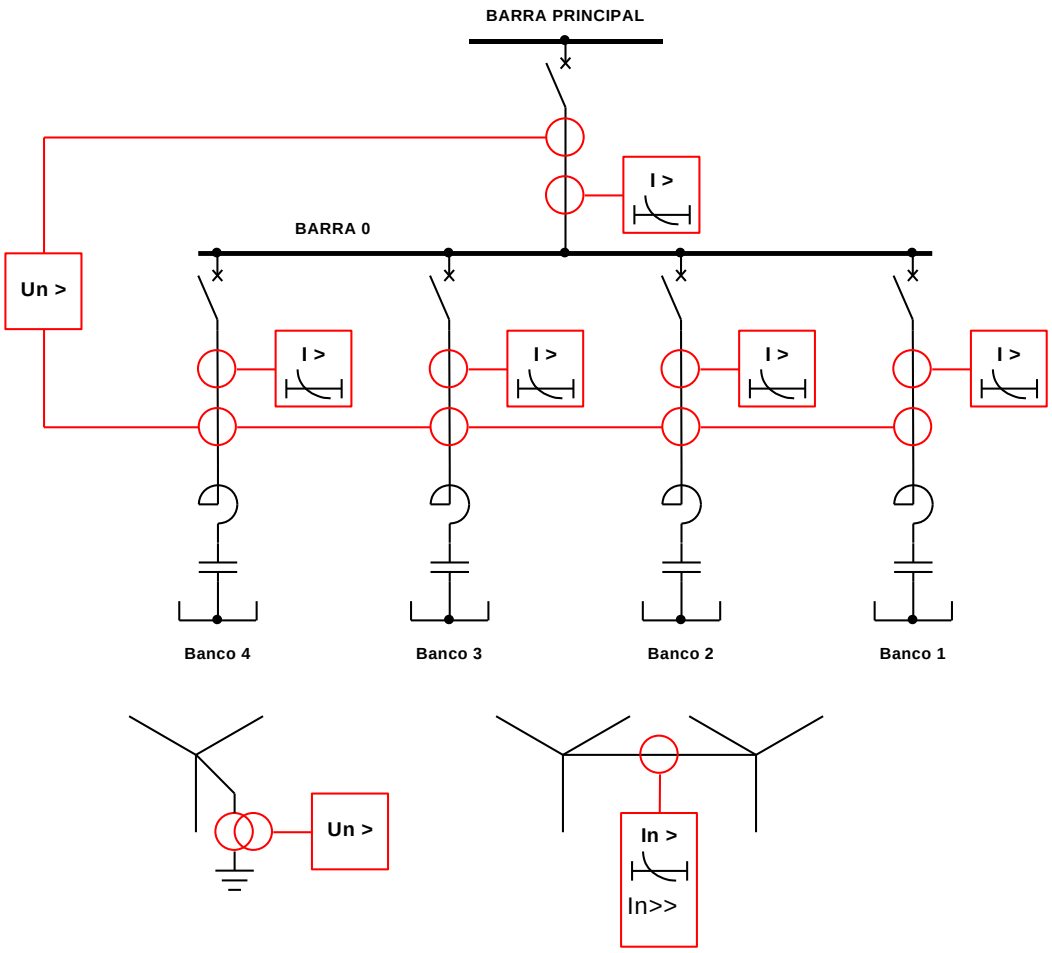


Figura 54 Protecciones compensación capacitiva en paralelo

7.2.3 Consideraciones del Sistema

Es importante considerar algunos fenómenos que se pueden presentar con la conexión de compensaciones capacitivas en derivación a un sistema.

Resonancia

Un banco de condensadores en paralelo forma un circuito resonante con los elementos inductivos del sistema. Las frecuencias de resonancia pueden ser excitadas durante la maniobra de bancos de condensadores remotos produciendo aumentos excesivos de tensiones o corrientes y la posible falla de equipos tales como: otros bancos de condensadores, pararrayos, transformadores de instrumentación y fusibles. Esos efectos resonantes no deseables tienen más probabilidad de ocurrencia si el dispositivo de maniobra del banco tiene un tiempo de arco largo y características restrictivas múltiples.

Armónicos

El banco de condensadores puede resonar con corrientes armónicas producidas externamente, como por ejemplo, con cargas remotas no lineales. Actualmente, en la industria se utilizan mucho los tiristores para obtener potencial DC variable desde una fuente de AC. Cada fase controlada por tiristores genera armónicos, particularmente del orden tercero, quinto, séptimo y décimo primero. Otros tipos de cargas como hornos de arco, producen también algunos serios problemas de armónicos y componentes de secuencia negativa importantes.

Interferencia producida en circuitos de comunicación

Otros problemas de armónicos en el sistema de potencia es el ruido de interferencia producido en los circuitos de comunicaciones. La interferencia de ruido a frecuencias vocales provienen principalmente de las corrientes de secuencia cero o residuales las cuales son los múltiplos impares del tercer armónico (el noveno y quinceavo armónico de la frecuencia fundamental). Los bancos de condensadores aterrizados proveen un camino de baja impedancia para estas corrientes.

Antes de intentar la aplicación de medidas correctivas a bancos de condensadores que se sospecha están causando interferencia, estaría bien localizar la fuente del ruido. La mejor medida correctiva es la que se aplica en la fuente. En caso de que las medidas correctivas se deban aplicar al banco de condensadores, se prefiere cambiar la frecuencia de resonancia utilizando reactores en serie con el condensador o alterando su tamaño.

8 PROTECCIONES DE GENERADORES

8.1 PROTECCIÓN PARA FALLAS INTERNAS DEL GENERADOR

Generalmente se utiliza dos alternativas; relé de distancia o un relé de sobrecorriente controlado por voltaje. Éste último se utiliza normalmente cuando las líneas del sistema de potencia se encuentran protegidas sólo con relés de sobrecorriente:

8.1.1 Protección Sobreexcitación (ANSI 24)

La condición de sobreexcitación está asociada con el principio básico de funcionamiento de los generadores y los transformadores, ambos basados en la ley de inducción de Faraday. La corriente induce flujo magnético, y la variación de flujo magnético induce la tensión en bornes del generador. El flujo variable se crea por la corriente directa que fluye en el devanado de campo del rotor del generador.

Durante condiciones normales de operación, todo el flujo magnético se limita al núcleo, debido a que su permeabilidad es mucho más alta que la de las estructuras adyacentes.

La sobreexcitación es una relación directamente proporcional con la sobre inducción que se define como la alta densidad de flujo magnético en el generador, el núcleo se satura y el exceso de flujo se conduce por el entrehierro y en las estructuras metálicas no laminadas que rodean el núcleo, las cuales no están diseñadas para conducir flujo magnético, lo cual termina aumentando las pérdidas y generando un sobrecalentamiento severo que pueden causar daños irreparables.

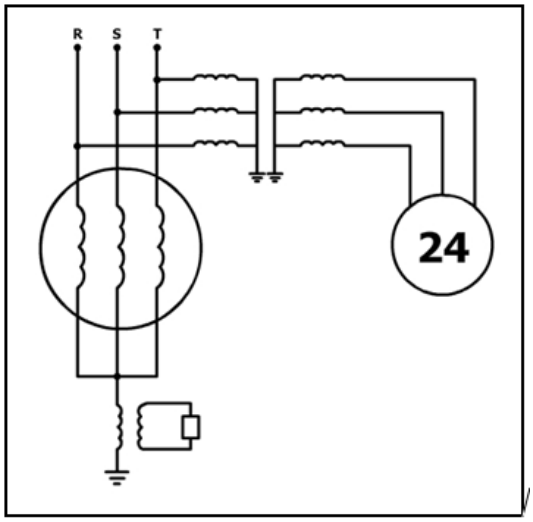
Los límites de sobreexcitación para los generadores no se especifican o definen en las normas. Sólo las normas ANSI / IEEE C50.121 y C37.1062 definen que los generadores deben tener la capacidad térmica, de operar de forma continua dentro de sus curvas de cargabilidad con variaciones máximas de tensión entre ± 5 % del voltaje nominal y variaciones de frecuencia máximas entre el ±2 % de la frecuencia nominal.

Es necesario contar con un sistema de protección que permita aislar, sacar de sincronismo y desexcitar la unidad de generación cuando se presente la condición operativa de sobreexcitación, para ello existe un esquema el cual se presenta a continuación:

Esquemas de protección contra sobre excitación (ANSI 24)

Evitando eventos donde se presente sobrexcitación del generador, en el primer nivel se encuentran los reguladores de velocidad y tensión que garantizan la operación de la máquina dentro de los límites nominales de tensión y frecuencia. En el segundo nivel se encuentra el limitador V/Hz del regulador de tensión, el cual busca mantener a la máquina operando dentro de los límites de sobreexcitación permisibles. En el último nivel se encuentra la protección de sobreexcitación (ANSI 24), que asegura que la máquina saldrá de sincronismo e incluso enviará orden total de paro de la máquina cuando una condición anormal sea detectada, así el resto de niveles fallen.

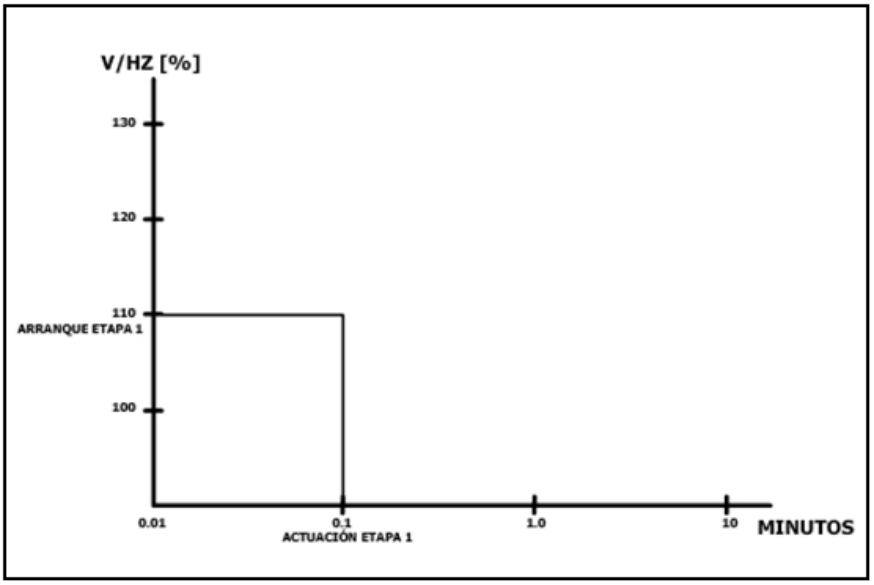
La magnitud de flujo magnético en el núcleo del estator de la máquina es difícil de medir, por lo tanto, el relé de protección de sobreexcitación utiliza un método indirecto de medida para su funcionamiento. Como el flujo magnético es inversamente proporcional a la frecuencia y directamente proporcional a la tensión de la máquina, monitorear la frecuencia y el voltaje del generador, usando para ello PT's que deben ser instalados en la máquina como lo ilustra la siguiente figura permite la adecuada detección de condiciones de sobreexcitación:



Esquema de protección sobrexcitación

[1] IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above
[2] IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants

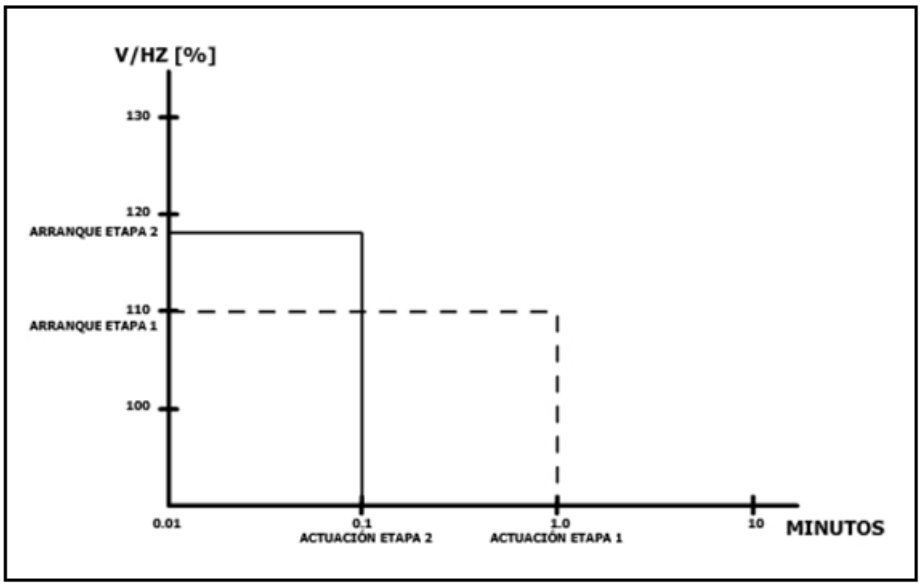
Esquema de protección relé de sobre excitación con relé de 1 etapa: Este cuenta con una sola etapa de actuación, la cual solo puede ser usada como disparo.



Esquema de protección sobrexcitación con relé de 1 etapa

Criterio de ajuste esquema de protección 1: Siempre es recomendable seguir los límites máximos de sobrexcitación sugeridos por el fabricante de la máquina. El ajuste del valor de arranque se recomienda no mayor al 110% de la relación V/Hz del generador y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente en 6 seg.

Esquema de protección relé de sobre excitación con relé de 2 etapas: Este cuenta con dos etapas de actuación, la cuales pueden ser usadas como alarma y disparo, o ambas como disparo.



Esquema de protección sobrexcitación con relé de 2 etapas

Criterio de ajuste esquema de protección 2:

Etapa 1

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda no menor al 110% de la relación V/Hz del generador y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 45 seg y 60 seg. Se recomienda ajustar esta primera etapa como alarma.

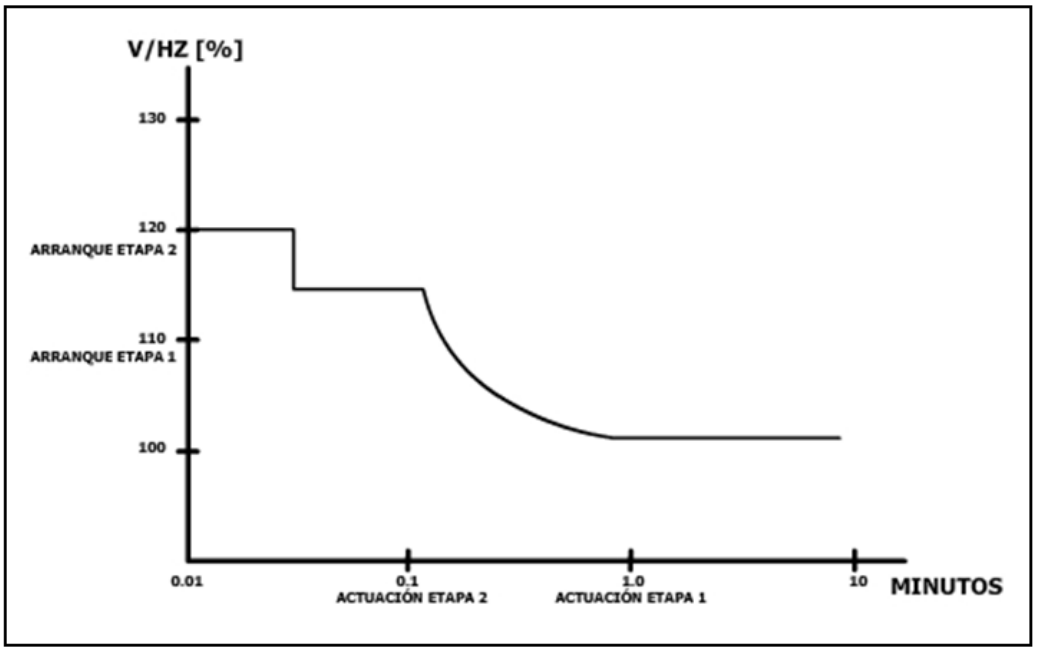
$24 - 1 = 110\%V_n$ $t_1 = 45s - 60s$

Etapa 2

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda no mayor al 118% de la relación V/Hz del generador y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 2 seg y 6 seg.

$24 - 2 = 118\%\ V_n$ $t_1 = 2s - 6s$

Esquema de protección relé de sobre excitación con relé de tiempo inverso: Este cuenta con una característica de tiempo inverso parecida a los relés de sobre corriente, con ello el tiempo de disparo de la unidad varía con respecto al valor de la relación de V/HZ.



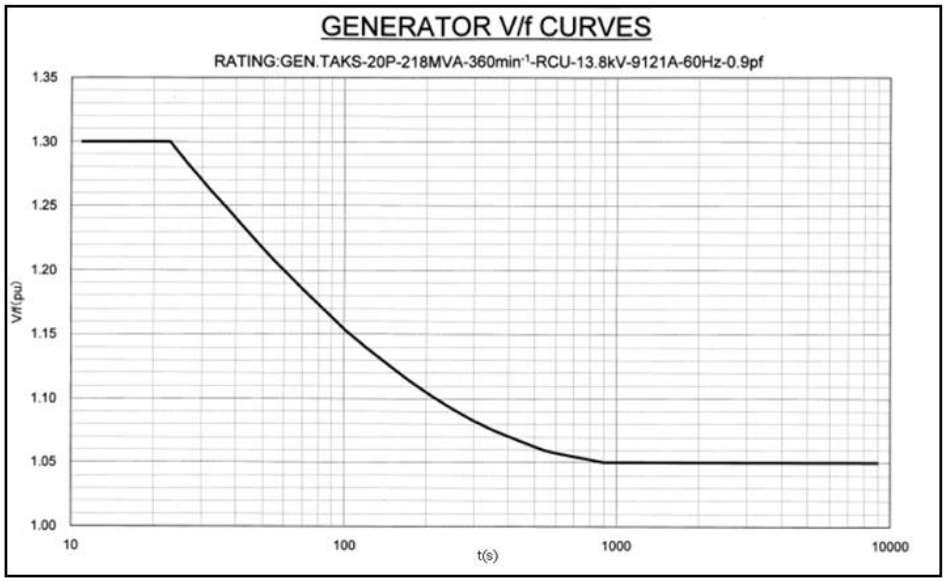
Esquema de protección sobrexcitación con relé de tiempo inverso

Criterio de ajuste esquema de protección 3:

Para ajustar la curva de tiempo inverso, se deben seguir las recomendaciones y curva de soportabilidad de sobrexcitación dadas por el fabricante del generador

Ejemplo de aplicación:

Siguiendo las recomendaciones descritas en la norma IEEE-C37-102[3], se ajustan dos etapas para la protección, el primer ajuste corresponde a la etapa de alarma y el segundo a la etapa de disparo, pero dentro de estas dos etapas se ajusta una curva de tiempo inverso. La curva V/Hz entregada por el fabricante de la máquina es la siguiente:



Observando la curva es posible que la máquina trabaje de manera continua en sobrexcitación hasta del 105% de la relación V/Hz (Cumple la norma IEEE Std C50.12 -2005). Por encima de este valor empieza se tiene una curva de tiempo inverso de soportabilidad, la cual alcanza un valor máximo de 130% V/Hz. Teniendo en cuenta lo anterior las dos primeras etapas se ajustan así:

Etapa 1

$$24 - 1 = 105\%$$

$$t_1 = 10\ s\ (\text{Alarma})$$

Etapa 2

$$24 - 2 = 130\%$$

$$t_2 = 1\ s$$

Etapas de tiempo inverso:

[3] IEEE Guide for AC Generator Protection

Etapa	V/Hz	Retardo
24-3	110%	180 s
24-4	115%	90 s
24-5	120%	50 s
24-6	125%	25 s

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de determinar el ajuste de esta función de protección son los siguientes:

- En algunos casos especiales o de contingencia el sistema eléctrico de potencia requiere que los generadores trabajen por un corto de tiempo por encima de sus valores nominales, para mantener la integridad del sistema y de la máquina en estos casos, es de vital importancia asegurar que el regulador de tensión trabaje correctamente y que el ajuste del limitador de V/Hz esté coordinado con la protección de sobreexcitación (ANSI 24) del generador, respetando siempre los límites operacionales máximos de los equipos, esto con el fin de no afectar la vida útil de la máquina, así como con el fin de evitar disparos indeseados de la máquina.

- La correcta aplicación de relés de protección requiere conocer los rangos de operación segura de las unidades de generación de una planta, así como también entender muy bien las interacciones que se pueden presentar en las máquinas y el sistema eléctrico de potencia.

- Hay otros equipos asociados con el generador, como el transformador elevador, el transformador de servicios auxiliares y el transformador de excitación, que hacen que el ajuste de esta función de protección se deba basar en el equipo que imponga la condición más restrictiva. Por esto, en la etapa de diseño de una planta de generación es importante analizar en detalle la tensión nominal a la que trabajarán estos equipos. Por lo general los equipos de servicios auxiliares y el transformador de excitación son diseñados para funcionar de forma continua con desviaciones máximas de frecuencia del ± 5% y desviaciones máximas de tensión del ±10%.

- Es posible que durante un rechazo de carga la máquina se dispare por operación del relé de protección de sobrexcitación, debido a la sobre velocidad temporal que se alcanza en los primeros segundos del rechazo.

- Incluir importancia de la curva del fabricante

8.1.2 Protección Potencia Inversa (ANSI 32)

La motorización es una condición en la que el generador obtiene la energía necesaria para su funcionamiento del barraje de conexión al sistema de potencia; es decir, el generador deja de cumplir su función, la cual es generar electricidad, y su comportamiento se asemeja al de un motor eléctrico. Con la motorización del generador el flujo de potencia se da en dirección inversa esto es del sistema de potencia hacia el generador. Para la detección de esta condición operativa se usa el relé ANSI 32 protección contra motorización o potencia inversa.

Existen múltiples causas por las cuales esta condición, motorización, puede darse por ejemplo fallas en el regulador de velocidad de la máquina, fallas en el suministro de combustible de la turbina (gas, vapor, agua, etc.), durante el proceso de sincronización del generador. Si la frecuencia de la máquina que se está sincronizando es ligeramente menor que la frecuencia del sistema de potencia, en el momento del cierre del interruptor, la energía fluirá desde la barra a la máquina.

Por lo anterior es necesario contar con un sistema de protección que permita aislar y retirar de sincronismo la unidad de generación cuando se presente una condición de motorización del generador o de potencia inversa. A continuación se presenta el esquema de protección que detecta tal situación.

El daño que puede ocurrir en tales condiciones se relaciona con la turbina y no con el generador o el sistema eléctrico, así:

- **En turbinas a vapor:** La reducción del flujo de vapor reduce el efecto de refrigeración de los álabes de la turbina, presentándose sobrecalentamiento.

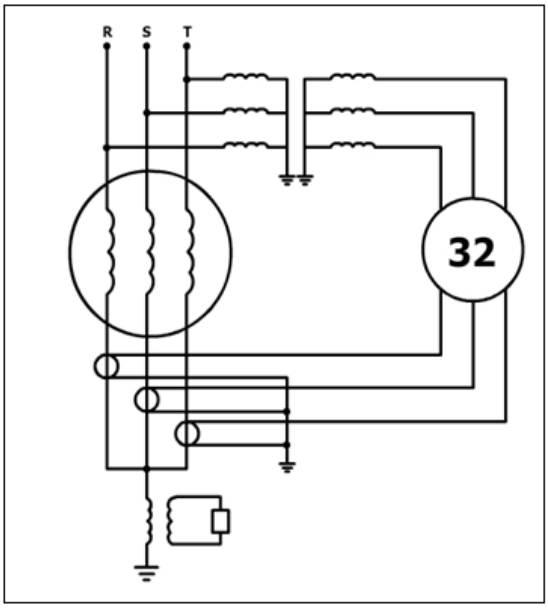
- **En turbinas a gas:** Se requiere una gran potencia para que se produzca la motorización, por lo tanto, la sensibilidad de la protección contra potencia inversa no es muy importante.

- **En turbinas hidráulicas:** La motorización del generador puede producir la cavitación de los álabes, especialmente en aquellas que trabajan sumergidas o por debajo del nivel de la descarga.

- **En máquinas Diesel:** Durante la motorización se producen grandes esfuerzos en el eje que pueden producir deformaciones permanentes. Además, existe el peligro de incendio o explosión del combustible no quemado.

Esquema de protección relé de potencia inversa (ANSI 32)

La función de protección de potencia inversa o el relé de potencia inversa es un sistema de protección direccional que se utiliza para monitorear la dirección del flujo de potencia eléctrico del generador a través de los transformadores de medida (CT's y PT's) que son instalados en la máquina tal como lo ilustra la siguiente figura. La función principal de este relé es el de evitar una condición donde la potencia eléctrica fluya del sistema de potencia hacia el generador (180° de desfase). Aunque esta condición no es tan peligrosa para el generador, si puede ocasionar daños a la turbina, específicamente a los álabes y en algunas partes mecánicas.



Esquema de protección potencia inversa

Criterio de ajuste:

Típicamente los generadores, dependiendo del tipo de turbina, se diseñan para soportar unos porcentajes de potencia inversa, así:

- Turbina a vapor: 0.5% - 3% de la Potencia Nominal;
- Turbina a gas: 10% - 50% de la Potencia Nominal;
- Turbina Hidráulica: 0.2% - 3% de la Potencia Nominal;
- Diesel: 25% de la Potencia Nominal.

No obstante a lo anterior, se deben considerar las características propias de cada generador para ajustar el porcentaje de potencia inversa donde el relé ANSI 32 deberá arrancar.

Se recomienda ajustar dos etapas de actuación para esta función de protección, cada una con un retardo de tiempo definido. El propósito del retardo es prevenir disparos indeseados de la unidad por oscilaciones de potencia amortiguadas. El daño que puede ocurrir en tales condiciones se relaciona con la turbina y no con el generador o el sistema eléctrico, así:

- En las turbinas a vapor, la reducción del flujo de vapor produce un efecto de sobrecalentamiento en los álabes de la turbina.
- En las turbinas a gas se requiere una gran potencia para que se produzca la motorización, por tanto, la sensibilidad de la protección contra potencia inversa no es muy importante.
- En las máquinas Diesel, durante la motorización se producen grandes esfuerzos en el eje que pueden producir deformaciones permanentes. Además, existe el peligro de incendio o explosión del combustible no quemado.

- En las turbinas hidráulicas, la motorización del generador puede producir la cavitación en los álabes, especialmente en aquellas que trabajan sumergidas o por debajo del nivel de la descarga.

Etapa 1 (Generador con turbina hidráulica)

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda entre el 3% y el 5% de la potencia nominal de la turbina y el tiempo de retardo que se utilizar para evitar disparos indeseados puede estar entre 5 seg y 10 seg.

$32 - 1 = -10\%\ P_n \qquad t_1 = 10s$

Etapa 2 (Generador con turbina hidráulica)

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda no mayor al 10% de la potencia nominal de la turbina y el tiempo de retardo recomendado debe ser igual o menor a 5 seg.

$32 - 2 = -3\%\ \text{al} - 5\%P_n \qquad t_1 = 5s$

Ecuación para la conversión del ajuste primario a secundario

$$\frac{P_{sec}}{S_{n\ sec}} = \frac{P_{prim}}{S_{n\ prim}} \times \frac{V_{n\ prim}}{V_{n\ prim\ PT}} \times \frac{I_{n\ prim}}{I_{n\ prim\ CT}}$$

Donde:

$\mathbf{P_{sec}}$ = Potencia secundaria correspondiente al valor de ajuste

$\mathbf{S_{n\ sec}}$ = Potencia aparente nominal secundaria del generador

$\mathbf{P_{prim}}$ = Potencia primaria correspondiente al valor de ajuste

$\mathbf{S_{n\ prim}}$ = Potencia aparente nominal primaria del generador

$\mathbf{V_{n\ prim}}$ = Voltaje nominal primario del generador

$\mathbf{V_{n\ prim\ PT}}$ = Voltaje nominal primario del PT

$\mathbf{I_{n\ prim}}$ = Corriente nominal primaria del generador

$\mathbf{I_{n\ prim\ CT}}$ = Corriente nominal primaria del CT

Ejemplo de aplicación:

Protección 32 (Potencia Inversa)

$$\mathbf{V_{n\,prim}} = 13800\ \text{V}$$

$$\mathbf{V_{n\,prim\,PT}} = 14400\ \text{V}$$

$$\mathbf{S_{n\,prim}} = 109\ \text{MVA}$$

$$\mathbf{I_{n\,prim}} = \frac{109000\ \text{KVA}}{\sqrt{3} \times 13{,}8\text{KV}} = 4560\ \text{A}$$

$$\mathbf{I_{n\,prim\,CT}} = 5000\text{A}$$

$$\mathbf{P_{prim\ etapa\ 1}} = 10\%\mathbf{S_{n\,prim}} = (109\ \text{MVA} \times 0.1) = 10.9\ \text{MVA}$$

$$\mathbf{P_{prim\ etapa\ 2}} = 5\%\mathbf{S_{n\,prim}} = (109\ \text{MVA} \times 0.05) = 5.45\ \text{MVA}$$

$$\frac{P_{sec\ etapa\ 1}}{S_{n\,sec}} = \frac{5.45\ \text{MVA}}{109\text{MVA}} \times \frac{13800}{14400} \times \frac{4560\ \text{A}}{5000\text{A}} = 4.37\%$$

$$t_1 = 10s$$

$$\frac{P_{sec\ etapa\ 2}}{S_{n\,sec}} = \frac{10.9\ \text{MVA}}{109\text{MVA}} \times \frac{13800}{14400} \times \frac{4560\ \text{A}}{5000\text{A}} = 8.74\%$$

$$t_2 = 5s$$

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de determinar el ajuste de esta función de protección son los siguientes:

- Durante el proceso de sincronización del generador, es necesario que la frecuencia de la máquina entrante se mantenga ligeramente mayor a la frecuencia de la barra del sistema de potencia, con el fin de asegurar que la máquina tome carga tan pronto como el interruptor pase a posición cerrado.

- Durante la presencia de pequeñas oscilaciones de potencia, el relé de potencia inversa puede generar disparos erróneos a la unidad, por ello es importante definir muy bien el retardo de tiempo que se ajustara en cada una de las etapas ajustadas de esta protección.

8.1.3 Protección Pérdida de Campo (ANSI 40)

El sincronismo entre un generador y un sistema de potencia se mantiene debido a la interacción entre los flujos magnéticos producidos por los devanados de campo y estator. En el evento de una falla en la excitación, el sincronismo se perderá momentáneamente y la velocidad del rotor se incrementará. El rotor experimentará la diferencia de frecuencias entre la de su cuerpo y la del sistema de potencia (deslizamiento), el efecto será que se inducirá una FEM en el cuerpo del rotor, el cual a su vez

producirá un flujo magnético que permitirá a la máquina continuar operando como un generador de inducción, tomando potencia reactiva del sistema. Como consecuencia de este modo de operación, gran cantidad de calor será producido debido al fenómeno de las corrientes de Eddy por la penetración del flujo en el cuerpo del rotor.

El exceso de calor producido podrá afectar la integridad de los devanados de campo y el aislamiento y las cuñas y los anillos de retención en unidades térmicas. Los daños en el generador se pueden producir en escalas de tiempo que pueden variar entre 110 segundos y varios minutos.

Las causas más comunes son las siguientes:

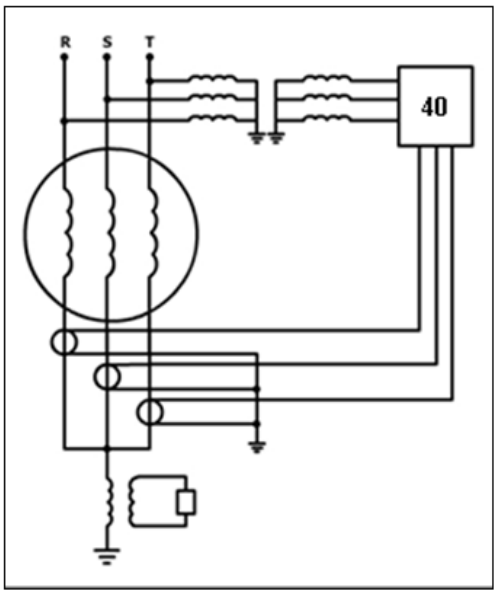
- Apertura accidental del interruptor de campo
- Corto circuito en el campo
- Deficiente contacto de las escobillas
- Pérdida de la alimentación AC al sistema de excitación.
- Fallas en el regulador de tensión
- Descarga en los anillos deslizantes.
- Falla en el regulador de Tensión (AVR).
- Contacto insuficiente en las escobillas.

No obstante, en el caso de apertura del interruptor de campo se debe abrir el interruptor de generador por la condición de enclavamiento que existe entre ambos. En caso de no detectarse esta condición el sistema de potencia sufre un impacto al producirse un drenaje de potencia reactiva y por lo tanto causando una inestabilidad del sistema (colapso de la tensión y oscilaciones de potencia).

La severidad de una pérdida de excitación depende de la construcción del generador (Polos salientes o rotor cilíndrico), la naturaleza del circuito de excitación, tipo de gobernador de turbina, las condiciones del sistema de potencia, cantidad de potencia suministrada en el momento del evento, influencia de los reguladores de tensión y potencia.

Conexión del relé de protección

Como puede verse en el siguiente diagrama el relé se conecta usualmente a los transformadores de corriente del lado neutro del generador (aunque en algunos esquemas se les ve en los TC’s del lado borne) y a los transformadores de potencial en bornes del mismo.



Esquema de protección pérdida de campo

Esquemas para la protección para por pérdida de campo

A continuación se presentan tres esquemas de protección que detectan tal situación:

Esquema de protección usando relés de impedancia con característica MHO con offset negativo en zona 2.

Los relés de admitancia son descentrados del origen en una magnitud (Xd'/2) para prevenir falsos operaciones durante fallas o perturbaciones de la red. El diámetro del círculo se ajusta a la magnitud de Xd. Una temporización típica es de 0.5 a 1.0 segundos y da un cierto margen de seguridad ante las oscilaciones de potencia. Estos ajustes dan protección al generador tanto en baja carga como a plena carga, suponiendo una reactancia de eje directo de 1.0 a 1.2 p.u. Para las máquinas modernas que tienen una reactancia de eje directo entre 1.5 y 2.0 p.u se suele utilizar un relé con dos zonas, pues puede producirse una operación errónea ante condiciones de baja excitación y/o oscilaciones de potencia estables.

El primer círculo se ajusta con un diámetro igual a 1.0 p.u (según la base del generador) en lugar de Xd. Con este ajuste se detectan pérdidas de excitación entre la plena carga del generador y un 30% de esta. La temporización típica para esta zona es de 0.1 segundos.

El segundo círculo tiene el ajuste típico de los relés de una sola zona. Y provee una protección del generador desde cero carga hasta plena carga.

Esta característica da una seguridad ante oscilaciones de potencia pero siempre debe de verificarse con un estudio de estabilidad transitoria.

Esquema de protección usando característica MHO con offset negativo en zona 2.

Cuando se trabaja con esta característica el diámetro de la impedancia de zona 1 es igual a 1.0 p.u.

Criterio de ajuste:

Zona 1.

$$40_{Z1} = \frac{\mu_n}{1{,}73 * I_{Nmáquina}}[\Omega] = 1.0p.u.$$

$$40_{XD1} = \frac{-X'_d}{2}[\Omega] \qquad t_{XD1} = Instantáneo.$$

Zona 2.

$$40_{Z2} = X_d[\Omega]$$

$$40_{XD2} = \frac{-X'_d}{2}[\Omega] \qquad t_{XD1} = 0{,}5s.$$

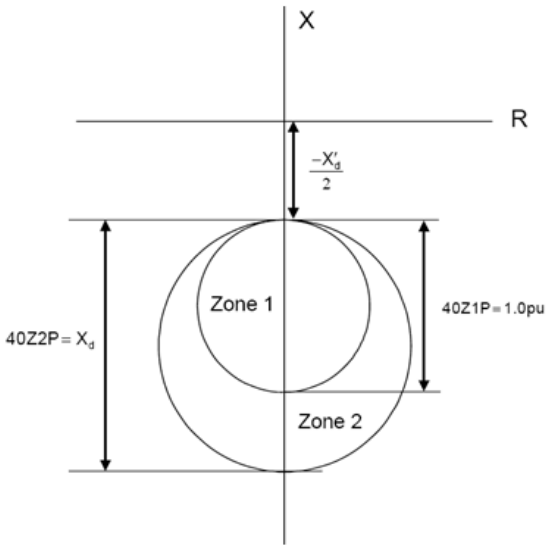
Donde:

Z_1= Impedancia de la zona 1.

Z_2= Impedancia de la zona 2.

X'_d= Reactancia transitoria de la máquina.

$40_{XD1-XD2}$= Ajustes de offset.



Esquema de protección usando característica MHO con offset positivo en zona 2.

Este esquema nació del descubrimiento de un punto ciego cerca del límite estático de estabilidad. La zona 1 se ajusta en un rango de tiempo de 0.1 a 0.2 segundos, la zona 2 se ajusta entre 0.2 y 1.0 segundos. Para este método también es necesario realizar los ajustes de impedancias y offset para ambas zonas de los algoritmos de impedancia.

Criterio de ajuste:

Zona 1.

$$40_{Z1} = 1{,}1 * X_d + \frac{-X_d}{2}[\Omega]$$

$$40_{XD1} = \frac{-X'_d}{2}[\Omega] \qquad t_{XD1} = 0{,}25s.$$

Zona 2.

$$40_{Z2} = 1{,}1 * X_d + XS[\Omega]$$

$$40_{XD2} = XS[\Omega] \qquad t_{XD1} = 1s.$$

$$27_{V1} = 0{,}8 * \mu_n$$

Donde:

Z_1= Impedancia de la zona 1.

Z_2= Impedancia de la zona 2.

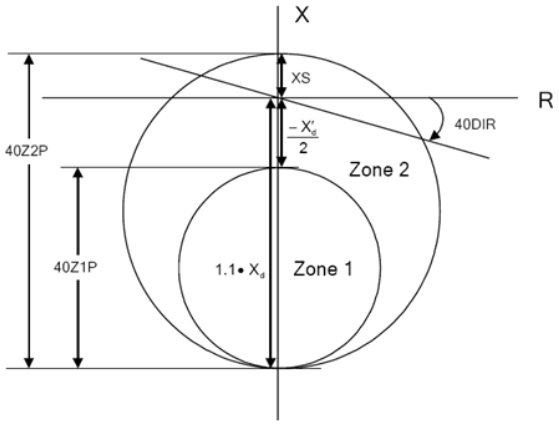
X'_d= Reactancia transitoria de la máquina.

X_d= Reactancia sincrónica de la máquina.

XS= Offset positivo en zona 2.

$40_{XD1-XD2}$= Ajustes del offset.

27_{V1}= Ajuste de la protección de baja tensión en caso de falla.

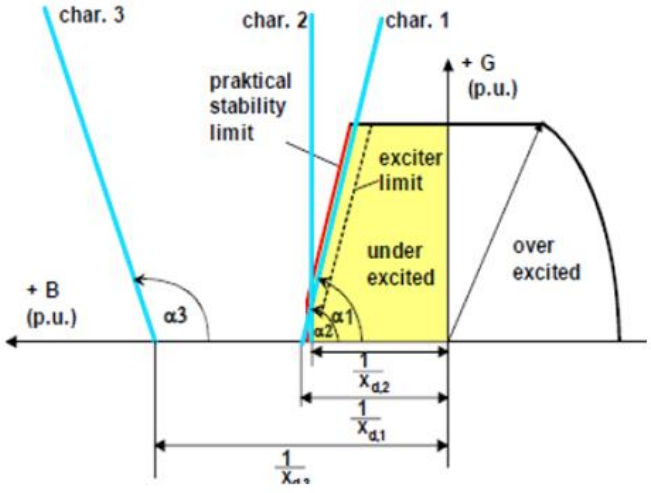


Esquema de protección usando el diagrama de admitancias de la máquina.

Este esquema es adaptado a la curva de cargabilidad del generador donde se tienen en cuenta los límites estáticos y dinámicos de estabilidad del generador. Esquema que cuenta con tres características así:

- La característica 1 normalmente se usa como alarma, puede implementarse una orden de disparo con un tiempo entre 5 y 10 segundos, la cual es necesaria para permitir la actuación del regulador de tensión y recuperar la tensión de excitación.

- La característica 2 se usa comúnmente con un arranque de un sensor de baja tensión de excitación, cuando se logran las dos condiciones se obtiene un disparo entre 0.5 y 1.5 segundos. Cuando se alcanza la característica 3 se produce un disparo del rango entre 0.0 y 0.3 segundos.



Criterio de ajuste:

Los ajustes de esta protección son realizados con base en la reactancia sincrónica de eje directo de generador, con tres ajustes en ángulo y en tiempo. Cada elemento es ajustado individualmente. El ajuste de las características 1 y 2 debe ser tal que queden por dentro de la curva de cargabilidad de la máquina y por debajo del limitador UEL del regulador de tensión, para permitir que este actué primero. La característica 3 debe quedar por fuera de la curva de cargabilidad de la máquina, para asegurar que solo bajo una inestabilidad dinámica real, se alcance este valor. Se recomiendan los siguientes ajustes:

$40 - 1 = 1{,}05X_{dsec}$ $\theta_1 = 78°$ $t_1 = 5s$

$40 - 2 = 90\% \times (40 - 1)$ $\theta_2 = 90°$ $t_2 = 5s$

$40 - 3 = 110\% \times (40 - 1)$ $\theta_3 = 90°$ $t_3 = 0{,}3s$

Donde:

X_d =Reactancia de eje directo.

X'_d = Reactancia transitoria.

$\emptyset_{1-2-3}$= Ángulos de ajuste.

t_{1-2-3}= Tiempos de disparo

Ejemplo de aplicación:

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{1}{X_{d\ maq}} \times \frac{I_n}{V_n} \times \frac{V_{n\ prim\ PT}}{I_{n\ prim\ CT}}$$

$$\frac{1}{X_{d\ sec}} = \frac{1}{1.0799} \times \frac{4560\ A}{13800\ V} \times \frac{14400\ V}{5000\ A} = 0.86\ p.u$$

Determinación de las características de protección

$$40 - 1 = \frac{1}{X_{d\ sec}} = 0.88\ p.u$$

$\theta_1 = 78°$

$t_1 = 5s$

$40 - 2 = 90\% \times C1 = 0.79\ p.u$

$\theta_2 = 90°$

$t_2 = 5s$

$40 - 3 = 110\% \times C1 = 0.97\ p.u$

$\theta_3 = 90°$

$t_3 = 0.3s$

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de determinar el ajuste de esta función de protección son los siguientes:

- Ante la pérdida de la excitación, un generador sincrónico absorbe potencia reactiva del sistema, esta condición puede generar un aumento de la carga de la máquina y generar inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia, razón por la cual es necesario realizar validación del ajuste y coordinación de esta función de protección con los limitadores del regulador de tensión de la máquina, así como también realizando análisis eléctricos que permitan comprobar que la unidad es estable ante oscilaciones y cortocircuitos.

- El disparo de la protección debe ser temporizada para evitar desconexiones innecesarias causadas por oscilaciones de potencia

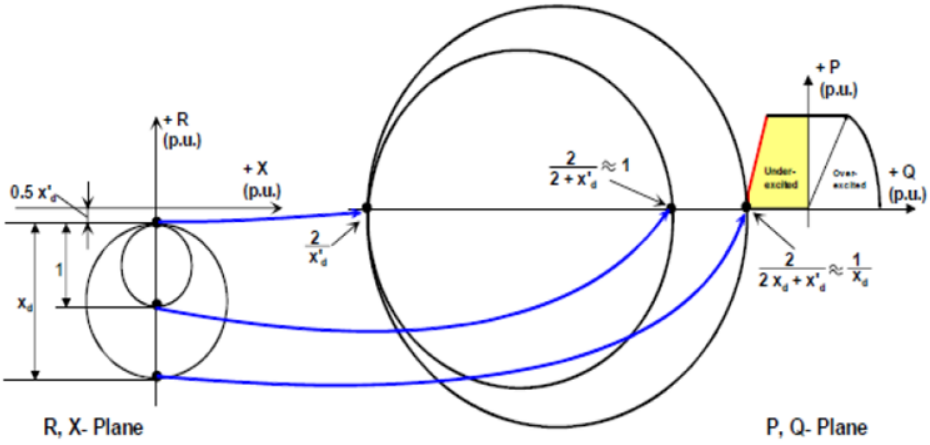
- El grado de severidad de una pérdida de excitación depende de muchas condiciones lo que traduce en que las hay severas, ligeras, recuperables y no recuperables. Por lo tanto, el disparo de una protección de este tipo no debe ser instantáneo sino temporizado. Esta temporización es importante pues un disparo innecesario con la consiguiente pérdida de la potencia activa puede precipitar al sistema a una caída irreversible

- Se puede transformar la curva de cargabilidad en el diagrama de impedancia usando las siguientes formulas:

$$P = \frac{E\,V}{x_d}\sin\vartheta + \frac{V^2}{2}\frac{x_d - x_q}{x_d\,x_q}\sin 2\vartheta$$

$$Q = \frac{E\,V}{x_d}\cos\vartheta - \frac{V^2}{x_d}\left(1 + \frac{x_d - x_q}{x_q}\sin^2\vartheta\right)$$

Se observa que los relés con la tendencia europea reflejan mejor los límites de sub excitación de la característica de carga del generador sin dejar puntos ciegos en la protección.



8.1.4 Protección Energización Inadvertida (ANSI 50/27)

Cuando un generador se energiza accidentalmente con la tensión trifásica del sistema de potencia al cual se sincroniza, se comporta como un motor de inducción. Durante la energización, un flujo giratorio a la frecuencia sincrónica se induce en el rotor del generador.

La corriente resultante del rotor se ve obligada a circular por caminos no diseñados para esto del cuerpo del rotor y por los devanados de amortiguamiento(si es que existen), similar a lo que ocurre cuando se presentan corrientes de secuencia negativa en el estator de la máquina. La impedancia de la máquina durante este intervalo se puede representar mediante la impedancia de secuencia negativa de la misma. La tensión en bornes y la corriente de la máquina presentes durante esta condición serán función de las impedancias del generador, del transformador elevador y del sistema de potencia.

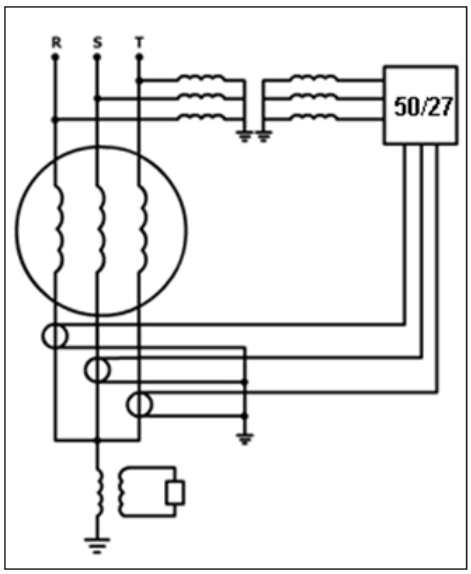
Cuando un generador se energiza de forma inadvertida, la corriente del estator induce altas corrientes en el de rotor, produciendo un rápido calentamiento en los caminos de hierro cerca de la superficie del rotor. Estos caminos son principalmente las cuñas, el hierro y los anillos. Los contactos entre estos componentes son puntos donde ocurre el más rápido aumento de temperatura, principalmente debido al arco eléctrico. La magnitud de la corriente en el estator durante esta condición esta generalmente dentro de su capacidad térmica de corto tiempo, sin embargo, si el calentamiento continuo ocurre, las cuñas o otras partes del rotor pueden desprenderse y dañar el estator.

Esta función de protección está compuesta por un función de sobre-corriente instantánea (50) y una de baja tensión (27).

A continuación se presenta el esquema de protección usado para esta protección:

Esquema de protección de la protección de energización inadvertida

La energización accidental de un generador cuando se encuentra parado o fuera de sincronismo equivale a la conexión a una resistencia de baja resistencia, por lo anterior para detectar esta condición es necesario monitorear variables eléctricas como la tensión y la corriente de la máquina. La siguiente figura muestra el esquema de trabajo de esta función de protección:



Esquema de protección por energización inadvertida

Criterio de ajuste:

Si la unidad está conectada a un sistema fuerte, las corrientes del estator de la máquina estarán en el rango de 3 a 4 veces la corriente nominal y el voltaje en terminales estará entre el 50 y el 70% del voltaje nominal de la máquina. Si la unidad se conecta a un sistema, la corriente del estator de la máquina puede alcanzar 1 o 2 veces su valor nominal y el voltaje en terminales estará entre el 20 y el 40% del voltaje nominal. Por lo anterior los ajustes de actuación de esta función de protección se recomiendan ajustar así:

$$\text{Vpickup} = \quad 40 - 60\%\text{V}_\text{n}$$

$$\text{Ipickup} = \quad 100 - 120\%\text{I}_\text{n}$$

$$\text{t}_1 = 0 - 0.5\text{s}$$

Ejemplo de aplicación:

$$\text{I}_{\text{pickup}} = 120\%\text{I}_\text{n}$$

$$\text{V}_{\text{pickup}} = 60\%\text{V}_\text{n}$$

$$\text{t} = 0.5\text{s}$$

$$\text{I}_{\text{pickup}} = 1.2 \times 4.65 = 5{,}5\ \text{A}$$

$$\text{V}_{\text{pickup}} = 0.6 \times 115 = 69\text{V}$$

Donde:

Ipickup = Corriente de arranque de la función de protección

Vpickup = Voltaje de arranque de la función de protección

In = Corriente nominal secundaria del generador

Vn = Voltaje nominal secundario del generador

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de determinar el ajuste de esta función de protección son los siguientes:

Es necesario verificar que en condiciones de mantenimiento, donde algunos disparos a los interruptores son deshabilitados (por ejemplo configuraciones de subestación en interruptor y medio), esta función si llegue a aislar la maquina sí se presenta su actuación.

8.1.5 Protección Desbalance de Voltaje (ANSI 60)

La pérdida de la señal de tensión puede darse por múltiples causas. La causa principal de esta anomalía es la perdida de algún fusible en el circuito de los PT's. Otras causas pueden ser un error de cableado, falla de algún PT, una bornera o contacto abierto del circuito de tensión, o una mala operación durante el mantenimiento de la máquina, etc.

Puesto que el propósito de los PT's es proporcionar la señal de voltaje a los relés de protección, al regulador de tensión, al regulador de velocidad y a los medidores, el efecto inmediato de la pérdida de la señal de voltaje es la operación errónea de equipos de protección y del regulador de tensión, llevando la maquina a la zona de sobreexcitación.

Algunas de las funciones de protección que se ven afectadas por la pérdida de tensión son:

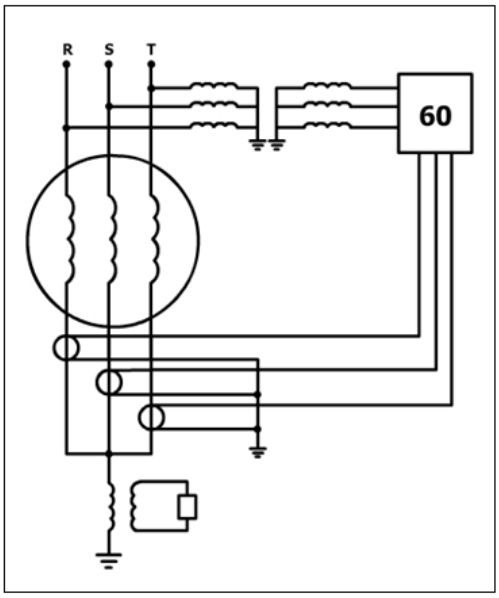
- Protección distancia (ANSI 21).
- Protección sobreexcitación (ANSI 24)
- Protección baja tensión (ANSI 27).
- Protección contra motorización o potencia inversa (ANSI 32).
- Protección contra pérdida de campo (ANSI 40).
- Protección sobrecorriente restringido por voltaje (ANSI 51V).
- Protección sobrecorriente controlado por voltaje (ANSI 51C).

Normalmente, estas funciones deben ser bloqueadas si se detecta una condición de pérdida de la medida de tensión. A continuación se presentan dos esquemas de protección que detectan tal situación:

Esquema de protección 1

La protección de desbalance de tensión detecta esta condición cuando se presenta una caída del 10% en la medida del voltaje de secuencia positiva y no se producen cambios en las magnitudes de las corrientes de secuencia positiva negativa y cero, si esta condición persiste durante aproximadamente 60 ciclos, se activa la salida del relé y se bloquean las funciones de protección que dependen de la medida de tensión para su correcto funcionamiento.

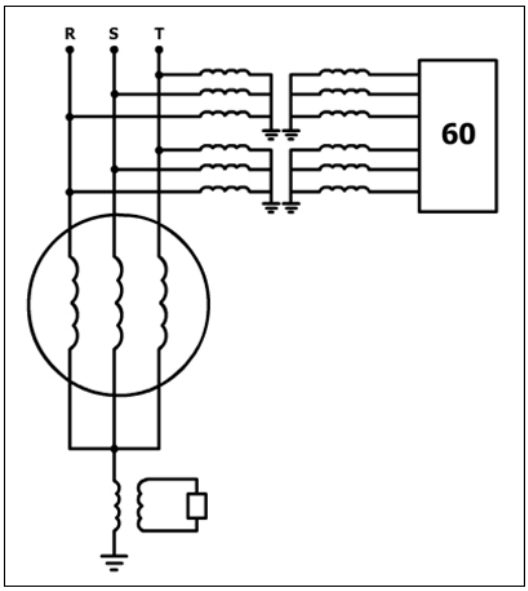
La condición desaparece y el relé se desengancha habilitando nuevamente las funciones de protección que dependan del voltaje, cuando el voltaje de secuencia positiva supera un hombre y los voltajes de secuencia negativa y cero caen por debajo de un valor.



Esquema de protección desbalance de tensión

Esquema de protección 2

Es una práctica común usar dos juegos de PT’s para protección, regulador de voltaje, regulador de velocidad y medición. Por lo tanto, el esquema de protección más recomendado es el uso de un relé de equilibrio de tensión, al cual se le conectan las tensiones secundarias de ambos juegos de PT’s, como se muestra en la siguiente figura:



Esquema de protección desbalance de tensión

Criterio de ajuste:

Cuando se pierde la medida de tensión en el relé, la medida de tensión se desequilibra y el relé opera Por lo general, el desequilibrio de voltaje se establece entre 10% y 15% el voltaje de secuencia positiva.

Ejemplo de aplicación:

$$\text{PTR} = \frac{14400\ \text{V}}{120\text{V}} = 120$$

$$\text{Vn} = 13800\text{V}$$

$$\text{V}_{\text{n sec}} = \frac{\text{Vn}}{\text{PTR}} = \frac{13800\ \text{V}}{120\text{V}} = 115\text{V}$$

$$60 - 1 = 0.15 \times \text{V}_{\text{n sec}} = 17.25\text{V}$$

$$\text{Retardo recomendado} = 60\ \text{ciclos}$$

Donde:

PTR = Relación de transformacíon de los PT′s del generador

Vn = Voltaje nominal primario del generador

$\mathbf{V_{n\,sec}}$ = Voltage nominal secundario de secuencia positiva

VGsec = Voltage maximo lado secundario del trafo de puesta a tierra

60 – 1 = Arranque proteccion desblance de tensión

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de determinar el ajuste de esta función de protección son los siguientes:

- Cuando se presente perdida en el medida de tensión, habrá una caída en la tensión de secuencia positiva acompañada de un incremento en la magnitud de tensión secuencia negativa leída por el relé de protección, además, la magnitud de la caída dependerá del número de fases afectadas.

- Si la condición de pérdida de PT's se da sin presentarse ningún tipo de falla en la maquina o en el sistema, no deberá haber ningún cambio de fases ni de magnitudes de las corrientes del generador.

- Una condición de falla puede distinguirse de una condición de pérdida PT's, debido a que en condiciones de falla los niveles de las corrientes de secuencia cero, positiva y negativa variaran con respecto a los valores normales.

8.1.6 Protección Falla a Tierra Rotor (ANSI 64F)

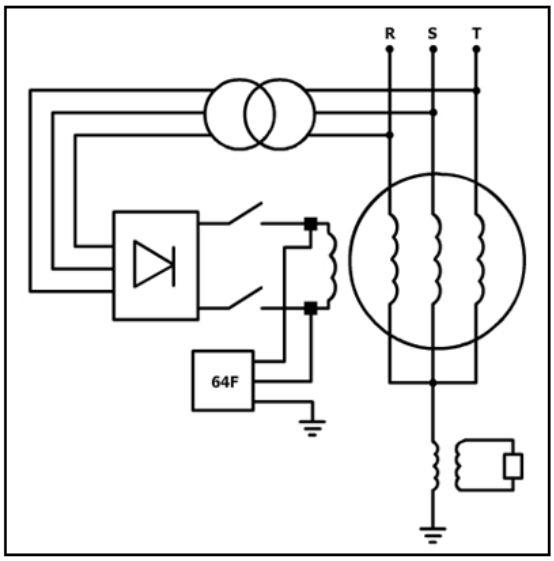
Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un primer cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador, ya que no habrá circulación de corriente en este caso. No obstante, la ocurrencia de un segundo cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del enrollado de campo y circulara una alta corriente que generada daños en el campo y en el generador.

Además, si una gran sección del devanado de campo es cortocircuitado, esto generará un fuerte desequilibrio debido a los flujos anormales en el entrehierro que podrían resultar en sobreesfuerzos actuando sobre el rotor con gran posibilidad de fallas graves mecánicas. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico.

Por lo anterior, se requiere de un sistema de protección que permita aislar y sacar de sincronismo a la unidad de generación cuando se presente algún tipo de falla a tierra en los devanados del rotor de la máquina.

Esquema de protección falla tierra rotor (ANSI 64F)

El esquema de protección que usa la inyección de tensión de baja frecuencia (1Hz -3Hz) para calcular la resistencia de aislamiento a tierra del rotor, es el más utilizado para la detección de fallas a tierra en el devanado de campo del generador. La medición puede ser realizada sin necesidad de que el generador este energizado.



Esquema de protección falla tierra rotor

La protección cubre una rango de alta resistencia, así como fallas a tierra de baja resistencia (0,5 a 200 KΩ).

Criterio de ajuste:

Se recomienda ajustar dos etapas de actuación para esta función de protección, cada una con un retardo definido. El propósito del retardo es evitar que el relé de envío de una señal de disparo falso durante transitorios o condiciones de falla temporales.

Etapa 1

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda no mayor a 50KΩ de resistencia a tierra del rotor y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 10 seg y 20 seg. Se recomienda ajustar esta etapa como alarma.

$64F - 1 = 50K\Omega \qquad t_1 = 10s$

Etapa 2

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda no mayor a 5KΩ de resistencia a tierra del rotor y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 3 seg y 5 seg.

$64F - 2 = 5K\Omega \qquad t_1 = 3s - 5s$

Ejemplo de aplicación:

Los ajustes recomendados para esta función son los siguientes:

$64 - 1 = 40\ k\Omega$

$t_1 = 10s$

$64 - 2 = 5\ k\Omega$

$t_2 = 5s$

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de elegir un esquema y definir su correcto ajuste son los siguientes:

En el momento del cierre del interruptor de campo de la maquina es posible que momentáneamente se alcancen los valores ajustados de alarma y de disparo de la protección, para evitar el disparo indeseado de la maquina es necesario definir muy bien el tiempo de retardo de cada etapa.

Si bien muchos fabricantes de reguladores de tensión ofrecen integrar la protección tierra rotor dentro del sistema de excitación, es importante tener en cuenta que los ajustes de esta protección sean adecuados con las necesidades de la máquina, si se definen etapas de alarma cercanas a los 40 KΩ es posible detectar a tiempo fallas a tierras en el rotor y poder tomar las medidas tempranas que eviten el degradamiento del aislamiento.

8.1.7 Protección Falla a Tierra Estator (ANSI 64G)

Las fallas a tierra en los generadores sincrónicos se presentan, generalmente, debido al degradamiento paulatino del aislamiento de los devanados de la máquina durante su vida útil. Estas fallas se materializan por el contacto directo entre las fases y la tierra del generador, conllevando a la circulación de grandes corrientes de cortocircuito en el estator que terminan agravando el problema del aislamiento del generador así como la aparición de otros problemas en los devanados de la máquina y destrucción de las láminas del estator en el punto del cortocircuito.

El núcleo del estator se encuentra altamente comprometido cuando se presenta un cortocircuito entre fase y tierra del estator de un generador porque independiente de la conexión del neutro de éste, la carcasa se encuentra conectada, en algún punto, con la tierra. En este tipo de fallas la cantidad de corriente de cortocircuito que circula entre el devanado y la tierra dependerá del tipo de conexión que tiene el neutro del generador. Si la puesta a tierra del generador es a través de una impedancia, la cantidad de corriente de cortocircuito será mínima pero si el aterrizamiento del generador es sólidamente conectado a tierra la intensidad de corriente de cortocircuito será máxima.

En generadores de más de 20 MVA se acostumbra limitar la circulación de corriente de cortocircuito a tierra, durante este tipo de fallas. El tipo de aterrizamiento del neutro del generador presenta dos tendencias para la instalación de la impedancia de puesta a tierra del generador, la americana y la europea.

Tendencia Americana: Consiste en colocar un transformador de distribución entre el neutro y la tierra con una resistencia en su secundario. La tensión nominal primaria del transformador de puesta a tierra es normalmente la tensión nominal fase-neutro del generador, para evitar la saturación del transformador durante las sobretensiones transitorias producidas por las fallas. La tensión nominal secundaria del transformador de puesta a tierra puede ser 120, 240 o 480 V, dependiendo de la tensión nominal del relé de tensión que se conecta en el secundario.

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

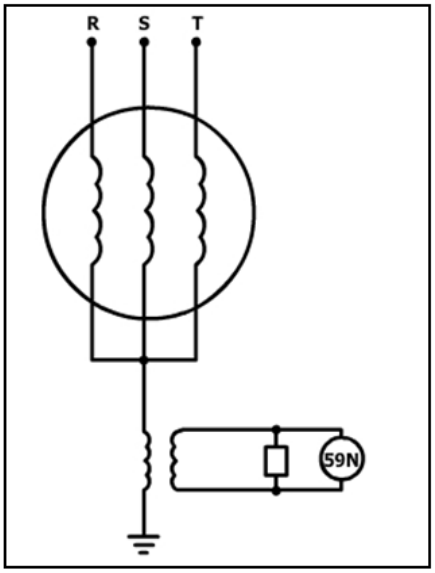
Adicional a lo anterior, se requiere de un sistema de protección que permita aislar y retirar de servicio la unidad de generación cuando se presente algún tipo de falla a tierra en los devanados del estator de la máquina, para ello existen varios esquemas los cuales son presentados a continuación:

Esquema de protección por sobre voltaje de neutro (ANSI 59GN)

Cuando se utiliza el método de aterrizaje del neutro del generador con alta impedancia, la corriente de falla a tierra es limitada entre 3 y 25 amperios primarios, la cual puede no ser vista por el relé diferencial del generador o del grupo generador-transformador elevador.

Este esquema de protección implica el uso de sólo un relé de sobretensión temporizado (59N) en el neutro del generador conectado a través de la impedancia de tierra, este relé 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.

Existe una relación lineal entre la tensión medida por el relé y el lugar de la falla dentro del devanado del estator de la máquina. 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.



Esquema de protección tierra estator con relé de sobre voltaje

Criterio de ajuste:

Típicamente este relé tiene un valor de ajuste mínimo de 5 V (está entre el 5% y el 10% de la tensión nominal secundaria del transformador de puesta a tierra) medidos en el secundario del transformador

de puesta a tierra[4]. Con este ajuste el relé es capaz de proteger al devanado del estator entre el 95% y el 98% medido desde las terminales de salida, por lo cual es un esquema que no permite detectar fallas a tierra muy cercanas al neutro.

En este tipo de esquema no se requieren altas velocidades de operación, debido a los bajos valores de la corriente de falla. Un tiempo de operación de 2 a 10 segundos típicamente es adecuado y provee coordinación con los demás elementos de protección del sistema.

Ejemplo de aplicación:

Protección 59N (Sobretensión de neutro)

$$V_G = \frac{Vn}{\sqrt{3}}$$

$$V_G = \frac{13800\ V}{\sqrt{3}} = 7967\ V$$

$$PTRN = \frac{13800\ V}{240V} = 57.5$$

$$V_{Gsec} = \frac{7967\ V}{57.5} = 138.55\ V$$

$$59GN = 5\% \times V_{Gsec} = 6.93\ V$$

$$\text{Retardo recomendado} = 5\ segs$$

Donde:

Vn = Voltaje nominal primario del generador

VG = Voltage nominal de fase del generador

VGsec = Voltage maximo lado secundario del trafo de puesta a tierra

PTRN = Relación de transformacíon PT′s de neutro de generador

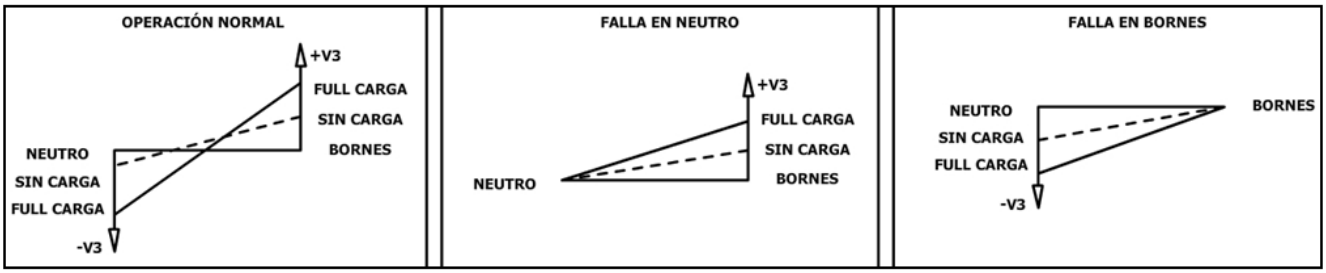
59GN = Arranque proteccion falla a tierra estator del 95%

Esquema de tercer armónico (ANSI 27TN3)

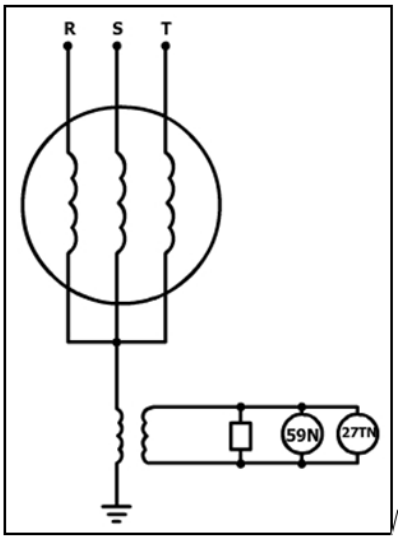
[4] El transformador de distribución debe ser típico, por ejemplo con una relación de 14400/120 V

El esquema de protección por baja tensión de tercer armónico es utilizado con el fin de extender la protección de falla a tierra estator del generador al 100% del bobinado, permitiendo la detección de fallas muy cercanas al neutro. Este esquema complementa el esquema de protección por sobre voltaje de neutro (ANSI 59GN). Se ajustan ambas funciones de protección, la función de sobre voltaje de neutro 59GN, que cubre del el 0% hasta aproximadamente el 95% del estator y el porcentaje restante lo cubre la función de baja tensión de tercer armónico en el neutro (180Hz) 27TN3.

Para el adecuado funcionamiento de este esquema se debe asegurar que en el neutro de la máquina está presente la suficiente tensión de tercer armónico. Los valores típicos de esta componente son aproximadamente 1 % de la tensión nominal. El relé opera cuando decrece la tensión de tercer armónico de neutro lo cual ocurre cuando hay fallas entre fase y tierra del estator. Es decir el voltaje de tercer armónico se acerca a cero en el lugar donde ocurre la falla. El comportamiento del voltaje de tercer armónico en un generador se muestra en la siguiente figura:



Comportamiento del voltaje de tercer armónico en un generador



Esquema de protección tierra estator con relé de sobre voltaje y bajo voltaje de tercer armónico

Criterio de ajuste:

Es necesario tomar una serie de medidas del voltaje de tercer armónico de la máquina con variaciones de MW y MVAR, con el fin de determinar un ajuste adecuado y confiable.

Cuando en la práctica no se pueden tomar medidas en todas las posibles condiciones operativas de las máquinas, un opción que no entrega el ajuste más adecuado y confiable pero se establece como válido, es dar un factor multiplicativo al menor valor de tensión de tercer armónico medida en el neutro durante las pruebas, por lo general entre 0,5 y 0,7.

Ejemplo de aplicación:

Protección 27TN (Baja tensión de tercer armónico en el neutro)

La producción de voltaje de tercer armónico en el neutro de las máquinas sincrónicas depende de su construcción y geometría, por tanto para ajustar esta función de protección se deben realizar las pruebas y mediciones pertinentes.

Medidas tomadas en campo:

POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	VOLTAJE TERCER ARMÓNICO NEUTRO	VOLTAJE TERCER ARMÓNICO BORNES
MW	MVAR	VN3	VP3
0	0	2,8	3
7	0	2,5	3,7
35	5	2,7	3,8
105	5	4,2	5
175	25	5,5	6,2
210	0	8	8

$$VN3\ \min = 2.5\ V$$

$$27TN3 = 0.7 \times VN3\ \min = 1.75V$$

Retardo recomendado: menor a 1 seg

Donde:

VN3 min = Minimo Voltaje Tercer Armonico medido en el neutro

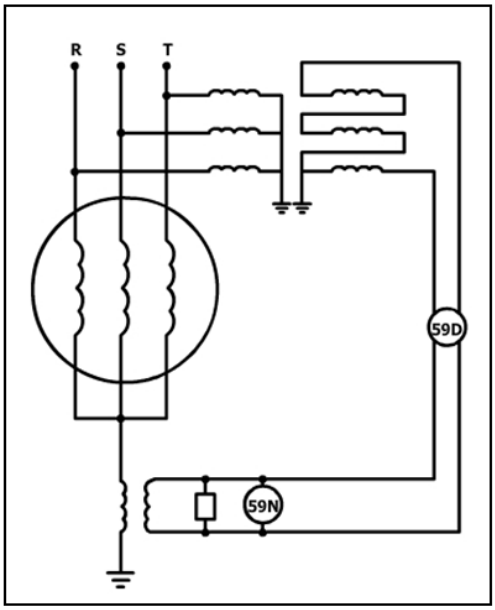
27TN3 = Arranque proteccion falla a tierra estator del 100% por medicion de tercer armonico

Esquema diferencial de tercer armónico (ANSI 59D)

Este esquema compara la tensión de tercer armónico en el neutro y bornes del generador. Este esquema es más seguro que el simple uso de la protección por bajo voltaje de tercer armónico en el neutro del generador. En la mayoría de los casos la relación de la tensión de tercer armónico es relativamente constante para todas las condiciones operativas de la máquina. Una falla fase - tierra en el estator cambia la relación, lo cual causa la operación del relé.

Se requiere una conexión en Y-Delta abierta de los PT's de bornes del generador para medir el valor de la tensión de tercer armónico, algunos relés de protección tienen la capacidad de calcular el voltaje de tercer armónico de bornes del generador a pesar de contar con PT's conectados en Y-Y. Este relé detecta fallas en o cerca al neutro del generador pero no detectara fallas cercanas al punto medio del devanado del estator o cercanas a bornes, es por eso que este esquema debe ser complementado con un relé de sobre voltaje de neutro, el cual fue descrito en el primer esquema, lo cual proveerá una cobertura del 100% del devanado estatórico.

Vale la pena recordar que es necesario que la máquina tenga niveles de tensión de tercer armónico suficientes para que este esquema trabaje correctamente, así como tomar las suficientes medidas de campo para obtener un ajuste confiable.



Esquema de protección tierra estator con relé de sobre voltaje diferencial de tercer armónico

Criterio de ajuste:

Es necesario tomar una serie de medidas del voltaje de tercer armónico en bornes y neutro de la maquina con variaciones de MW y MVAR, con el fin de determinar un ajuste adecuado y confiable, una vez se hayan tomado los registros necesarios se sigue un procedimiento especial para calcular

los arranques y coberturas de protección, en algunos casos los procedimientos pueden variar de acuerdo al fabricante y a los algoritmos de cada relé de protección.

Ejemplo de aplicación:

Medidas tomadas en campo:

REGISTRO	VOLTAJE TERCER ARMÓNICO BORNES	VOLTAJE TERCER ARMÓNICO NEUTRO
	VN3	VP3
1	0,256	0,196
2	0,316	0,907
3	0,327	0,925
4	0,333	0,961
5	0,666	1,673
6	0,780	1,940
7	0,895	2,171
8	0,840	2,046
9	0,813	1,993
10	1,075	2,509

$$\mathbf{RTA} = \frac{\text{Promedio VN3}}{\text{Promedio VP3}} = 2.4$$

$$\mathbf{VD} = \left| |\text{VP3}| \times \text{RTA} - |\text{VN3}| \right|$$

REGISTRO	VD
1	0,42
2	0,15
3	0,14
4	0,16
5	0,07
6	0,07
7	0,02
8	0,03
9	0,04
10	0,07

Donde:

RTA = Relación Voltaje Tercer Armonico

VN3 = Voltaje Tercer Armonico medido en el neutro

VP3 = Voltaje Tercer Armonico medido en terminales

VD = Voltaje Diferencial entre bornes y neutro del generador

Después de realizar el cálculo del (VD) para todos los registros medidos, se escoge el mayor valor obtenido (HVD), a partir de este valor se calcula el pickup de la función diferencial (59DP) a partir de la siguiente ecuación:

$$HVD = \max(VD)$$

$$59DP = 1.1 \times (0.1 + HVD)$$

$$59DP = 1.1 \times (0.1 + 0.418) = 0.57$$

Donde:

HVD = Mayor Valor Calculado de Voltaje Diferencial

59DP = Arranque de la funcion diferencial de voltaje de tercer armónico

A partir de los valores anteriormente calculados se procede a calcular el porcentaje de cobertura de protección para cada medida registrada, para lo cual se usa la siguiente ecuación:

$$Cpmin = \frac{RTA}{RTA + \frac{PTR}{PTRN}} - \frac{59DP}{\left(RTA + \frac{PTR}{PTRN}\right) \times \left(VP3 + VN3 \times \frac{PTR}{PTRN}\right)}$$

$$PTR = \frac{13800\ V}{120V} = 115$$

$$PTRN = \frac{13800\ V}{240V} = 57.5$$

REGISTRO	CP %
1	16,02%
2	36,82%
3	37,27%
4	37,78%
5	45,47%
6	46,75%
7	47,66%

8	47,23%
9	47,01%
10	48,69%

Una vez se determina el porcentaje de cobertura de la protección para cada uno de los registros medidos, se determina cuál de estos valores es el menor.

$$\mathrm{MCP} = \min(\mathrm{CP}) = 16.02\%$$

En este caso la maquina tendrá una protección mínima del 16.02% y máxima de 48.69%, es por eso que se debe complementar este esquema con un relé de sobrevoltaje de secuencia cero (Esquema 1), el cual tendría un porcentaje de cobertura igual o menor al 95%, para determinar un ajuste seguro y confiable para esta función se usa la siguiente ecuación:

$$59\mathrm{GN} \leq 5\% \times \left(\frac{\mathrm{Vn}}{1.73 \times \mathrm{PTRN}}\right)$$

$$\mathrm{Vn} = 13800\ \mathrm{V}$$

$$59\mathrm{GN} \leq 5\% \times \left(\frac{13800}{1.73 \times 57.5}\right)$$

$$59\mathrm{GN} \leq 6.94\mathrm{V}$$

Retardo recomendado: 5 segs

PTR = Relación de transformacíon PT′s de bornes de generador

PTRN = Relación de transformacíon PT′s de neutro de generador

CP = Porcentaje de cobertura de la proteccion

MCP = Porcentaje minimo de cobertura de la proteccion

Vn = Voltaje nominal Primario del generador

PTR = Relación de transformacíon PT′s de bornes de generador

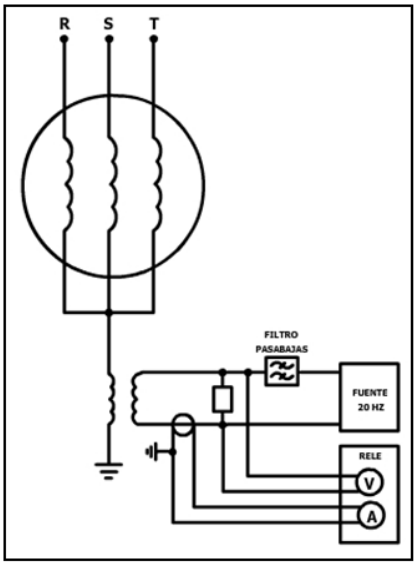
59GN = Arranque proteccion falla a tierra estator del 95%

Esquema de protección por inyección de baja frecuencia

Este sistema inyecta una tensión de baja frecuencia (sub armónica) en los bobinados del estator del generador. La frecuencia inyectada es por lo general de 15 a 20 Hz. La inyección se hace a través del transformador de puesta a tierra de la máquina. En condiciones normales, un pequeño cambio de nivel de corriente fluirá a la frecuencia subarmónica.

Cuando se produce un fallo a tierra en cualquier lugar en el devanado del generador o de su trabajo de bus asociado, la capacitancia está en cortocircuito en esa fase y un mayor flujo de corriente que es detectada por un relé de sobre corriente. El esquema de inyección subarmónico proporciona una alternativa a los sistemas de tercer armónico ya que puede aplicarse en casi cualquier generador, es capaz de detectar fallas cuando el generador está parado o desenergizado y da una cobertura de protección al 100% del devanado.

Es necesario tener en cuenta que se deben realizar algunas pruebas y mediciones especiales para el correcto ajuste de este sistema de protección.



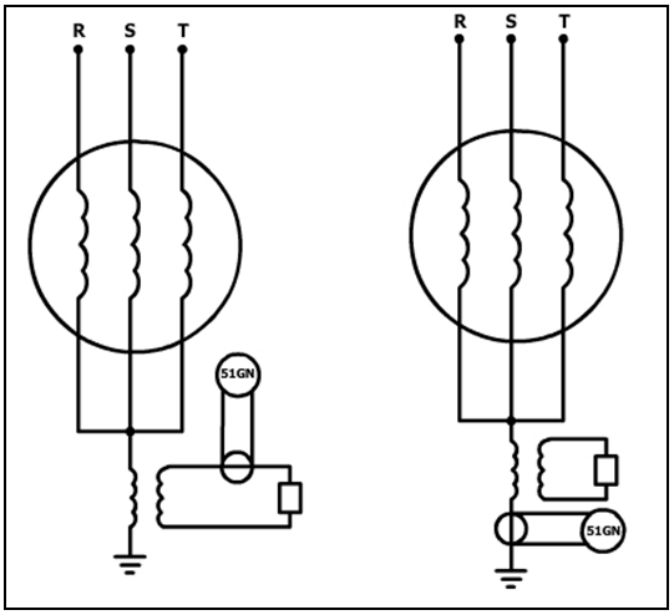
Esquema de protección tierra estator con sistema de inyección de baja frecuencia

Sobrecorriente temporizada de tierra (ANSI 51GN)

Cuando un generador es aterrizado a través de un transformador de distribución con una resistencia secundaria, normalmente se utiliza como protección de respaldo un relé temporizado de sobrecorriente. El valor de ajuste de la función de sobrecorriente no puede ser menor que el 135% del valor máximo de corriente medida en el neutro bajo condiciones normales de operación. El relé de sobrecorriente debe estar coordinado con los fusibles del transformador de voltaje y el sistema de protección 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. Cuando el transformador de corriente es conectado directamente en el neutro, se emplea una relación de corriente 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 la

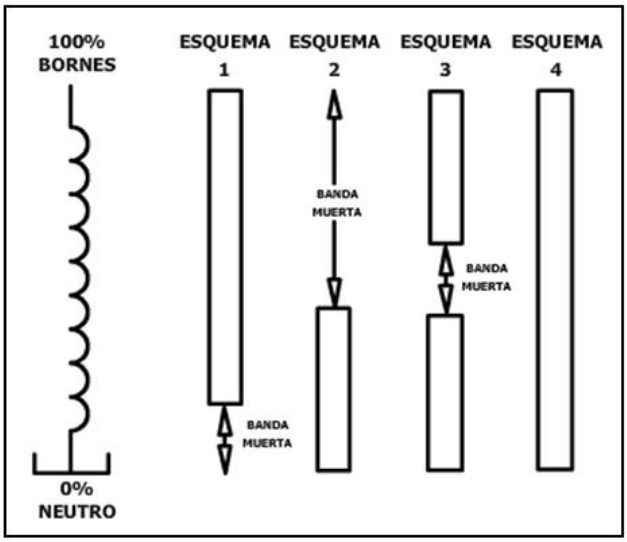
corriente medida por el relé es aproximadamente igual a la corriente máxima primaria del neutro del generador.



Protección de sobrecorriente de neutro de generador

Ejemplo de aplicación.

Cada uno de los esquemas anteriormente descritos tienen una cobertura de protección distinta, es por eso que algunos se complementan entre sí, el traslape entre estos 4 esquemas se muestra en la siguiente figura:



Traslape en la cobertura de protección entre esquemas de protección tierra estator

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de elegir un esquema y definir su correcto ajuste son los siguientes:

- El relé 59G debe coordinarse de modo que no opere erróneamente ante fallas a tierra externas a la máquina.

- En un algunos casos, los esquemas de medición de tercer armónico no son aplicables, debido a la poca cantidad de voltaje de este tipo presente en los generadores.

- El nivel de voltaje de tercer armónico que está presente en un generador dado depende de una serie de factores, algunos de ellos son:

    - **Sistema constructivo de la máquina**: La ubicación de los bobinados del estator en el núcleo del generador es un factor clave para determinar la cantidad de voltaje de tercer armónico. Un aumento en la capacitancia en los terminales del generador tiene una influencia positiva en el voltaje de tercer armónico de la máquina.

    - **La potencia aparente nominal de la maquina:** El voltaje de tercer armónico generalmente aumenta con el aumento de la carga del generador tanto en MW como en MVAR, aunque la relación con los MVAR de la maquina presenta un comportamiento más impredecible

- Cuando una unidad hidráulica se pone en servicio es necesario realizar varios tipos de prueba para ajustar adecuadamente los equipos de control, tal es el caso de las pruebas de rechazo de carga al 100% de la carga de la maquina rechazado. Durante este período, la frecuencia de bornes del generador se incrementa en 180-200 %. Por lo tanto, el tercer armónico que aparece en el neutro del generador no es el valor normal de 180 Hz , lo cual puede ocasionar un falso disparo por la operación del relé de protección de falla a tierra estator.

- Es necesario tener en cuenta que cuando un generador opere como condensador sincrónico, es posible que los niveles de tensión de tercer armónico en el neutro decaigan sustancialmente que conlleven a un falso disparo de la protección, es por eso que se deben realizar mediciones del voltaje de tercer armónico en la mayoría de las zonas de sobre y subexcitacion durante el comisionamiento de esta función de protección.

- Por último, cuando dos generadores operan en paralelo, conectados a un mismo barraje y comparten el mismo transformador elevador, el tercer armónico pueden circular entre las dos unidades. El punto de operación de la primera unidad afecta el voltaje de tercer armónico de neutro en la segunda máquina y viceversa. Para estas topologías es más recomendable optar por el esquema de protección de inyección de baja frecuencia, debido a la dificultad que presenta determinar un ajuste seguro y confiable, cuando se implementan esquemas de protección por medición del tercer armónico.

C**riterios para determinar las impedancias de aterrizamiento del neutro del generador**

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

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

Donde:

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

N: Relación de transformación del transformador de puesta a tierra.

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

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

Donde:

Vg Valor nominal de la tensión fase-fase del generador en voltios.

La relación de la capacidad en kVA del transformador de puesta de tierra y de la resistencia dependerá de sí el relé de sobretensión dispara directamente el interruptor principal del generador y el del campo, o de si sólo hace operar una alarma. Si sólo se quiere que suene una alarma, el transformador se debe diseñar para una operación continua, como mínimo de:

$$KVA = \frac{Vg * Vt}{\sqrt{3} * N^2 * R * 10^3}$$

Donde:

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

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

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

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

Criterios Tendencia Europea: La resistencia debe cumplir la siguiente expresión:

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

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

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

La capacidad continua de la resistencia será entonces:

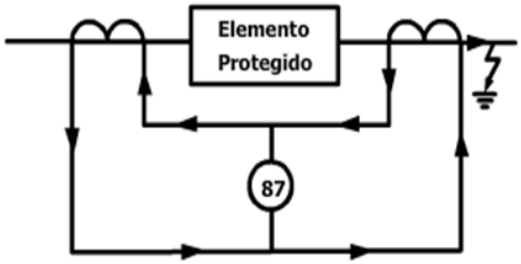
$$kW = \frac{(Vg)^2}{3 * R}$$

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

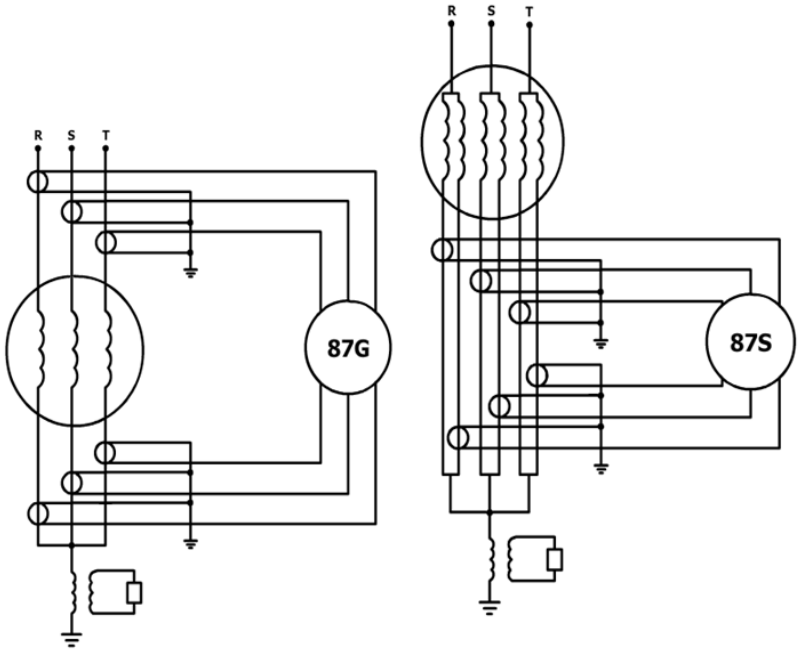
8.1.8 Protección Diferencial de Generador (ANSI 87G)

La falla de los devanados del estator o del aislamiento de las conexiones, puede provocar graves daños en los devanados y en el núcleo del estator. La magnitud de los daños dependerá del nivel de la intensidad y de la duración de la falta. Se debe aplicar la protección para limitar el grado de los daños y así limitar los costos de reparación. En el caso de las centrales eléctricas primarias, también puede ser necesaria una desconexión de alta velocidad de la red eléctrica para mantener la estabilidad de la red.

La protección diferencial de corriente circulante se basa en el principio en que la corriente que entra a la zona protegida es igual a la que sale. Cualquier diferencia entre las dos corrientes indica la presencia de una falla. Los Cts de protección están ubicados como se muestra en la Ilustración donde se muestra que la corriente dada en el lado primario circula también por el lado secundario. Si se los TCs poseen la misma relación de transformación y características de magnetización similares, producirán corrientes idénticas y por tanto, no circulara ninguna corriente por el relé de protección.



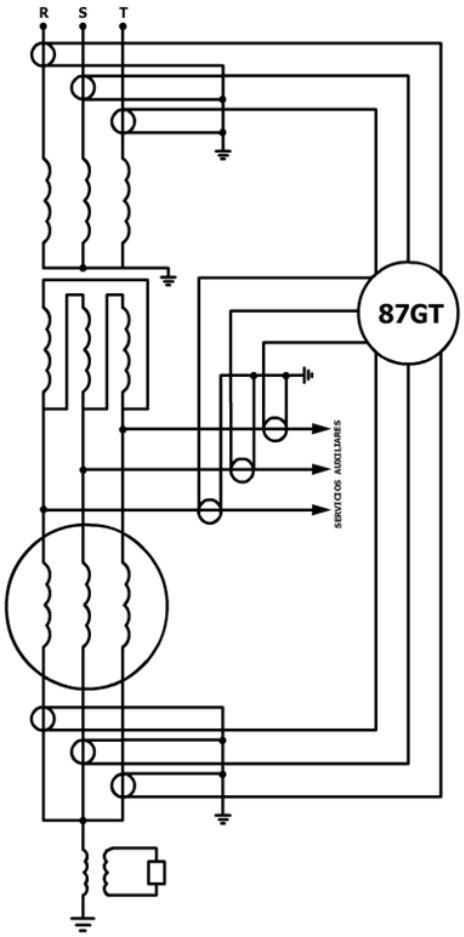
La función 87G normalmente es utilizada para indentificar fallas en el generador verificando las corrientes provenientes del neutro y las corrientes de salida del generador. Esta función se puede utilizar para verificar y proteger al generador por diferencias de corriente entre espiras. Para diferenciar una de la otra, en los esquemas de protección que lo requieran, se conoce la primera como protección diferencial Longitudinal y la segunda como protección diferencial Transversal (87GS).



Incuir nombre de la gráfica

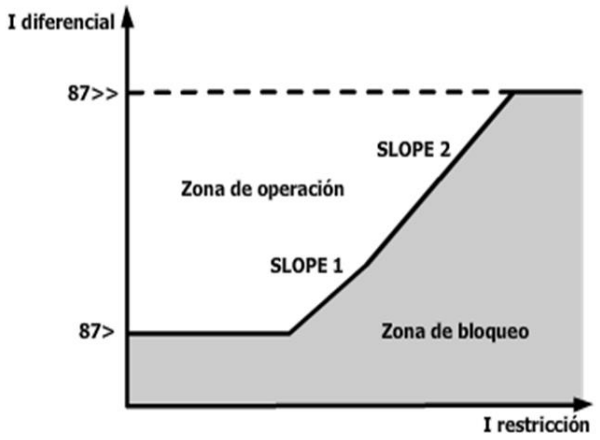
Bajo el mismo principio de la función 87G en los generadores se utiliza la función 87T para los transformadores. Para tener un esquema de protección más completo se configura la función 87GT conocida como diferencial global la cual protege en conjunto al generador y su transformador asociado.

Las funciones de protección 87GT y 87T a menudo se les vincula un TC de medida más, adicional a los dos principales, el cual verifica desbalances de corrientes con los servicios auxiliares propios de la unidad generadora, como se muestra en la siguiente Ilustración.



Incuir nombre de la gráfica

Criterio de ajuste esquema de protección



- El ajuste de la corriente diferencial, "Is1", debe fijarse en un ajuste bajo para proteger, lo más posible, el devanado de la máquina. Generalmente se considera adecuado un ajuste del por encima de la precisión del TC.

- El umbral por encima del cual se aplica el segundo ajuste de restricción, "Is2", debe ajustarse cercanos al 150% de la intensidad nominal de la máquina.

- El valor de ajuste de la primera pendiente K1 deberá ser superior a la precisión de los TC en caso de falla circulante (≤ 5%).

- La segunda pendiente de restricción,K2 o frenado, puede fijarse normalmente en 150% para dar la estabilidad adecuada frente a faltas externas.

Ejemplo de aplicación:

$S_{n\ trafo} = 92{,}7\ MVA$

$V_{n\ alta} = 13.8\ kV$

$V_{n\ baja} = 13.8\ kV$

La información de los CT's asociados a esta función de protección son:

Tabla 3 Datos de los CT's usados por la protección 87G

	Prim	**Sec**	**Precisión**	**RTC**
CT HV	6000	5	5P20	1200
CT LV	6000	5	5P20	1200

Como los valores de alta y baja son iguales asumimos una única corriente como la corriente nominal.$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_{n\ alta}}$

Teniendo en cuenta los criterios de ajuste de la protección:

$Is1 > I_{nTC} \times PresiciónTC > 6000 \times 0{,}05 = 300$

Por tanto, podemos asumir un valor del 10% de la corriente nominal del TC que para este caso es el 15% de la corriente nominal del Generador.

Is1= 600A

Para Is2 podemos asumir un ajuste del 150% de In

Is2= 5820A

Los valores de pendiente serían:

K1= 10%

K2= 150%

Las fallas entre fases del devanado del estator, se pueden presentan debido perdidas de aislamiento, conllevando a corrientes muy grandes que pueden producir graves daños al bobinado. Esta función de protección está diseñada para detectar fallas a través de la medida de la magnitud y la diferencia angular entre las corrientes medidas en los extremos de la zona cubierta. En esencia su fundamento se basa en que las sumas de las corrientes que entran y salen a la zona de protección, debe ser siempre cero, excepto cuando exista una falla interna.

Ejemplo de aplicación:

$S_{n\ trafo} = 109\ MVA$

$V_{n\ alta} = 13.8\ kV$

$V_{n\ baja} = 13.8\ kV$

$X_d' = 0.24\ p.u$

La información de los CT's asociados a esta función de protección son:

Tabla 4 Datos de los CT's usados por la protección 87G

	Prim	Sec	Precisión	RTC
CT HV	5000	5	10P20	1000
CT LV	5000	5	10P20	1000

Para determinar los ajustes de esta protección se usan las siguientes ecuaciones:

$$I_{HV\ Prim} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_{n\ alta}}$$

$$I_{LV\ Prim} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_{n\ baja}}$$

$$I_{HV\ Sec} = \left(\frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_{n\ alta} \times RTC_{HV}}\right) \times 0.9$$

$$I_{LV\ sec} = \left(\frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_{n\ baja} \times RTC_{LV}}\right) \times 1.01$$

$$K_{HV} = \frac{RTC_{HV}}{I_{HV\ Prim}}$$

$$K_{LV} = \frac{RTC_{LV}}{I_{LV\ Prim}}$$

$$I_{mH} = K_{HV} \times I_{HV\ sec}$$

$$I_{mL} = K_{LV} \times I_{LV\ sec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{res} = |I_{mH}| + |I_{mL}|$$

$$\%SLOPE = \frac{I_{diff}}{I_{res}} \times 100$$

Aplicando las ecuaciones anteriores se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5 Cálculos ajuste de la protección 87G SLOPE 1

Condición	Vnbaja	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec	ILV sec	ImH	ImL	Idiff	Ires
Normal	13800	4560,230	4560,230	0,219	0,219	4,104	5,016	0,900	1,100	0,200	2,000

$$Idiff >= 0.2\ p.u$$

$$SLOPE\ 1 = \frac{0.2}{2.0} \times 100 = 10\%, se\ ajusta\ en\ 25\%$$

Tabla 6 Corrientes de falla para ajuste de la protección 87G

	Falla trifásica	**Falla monofásica**

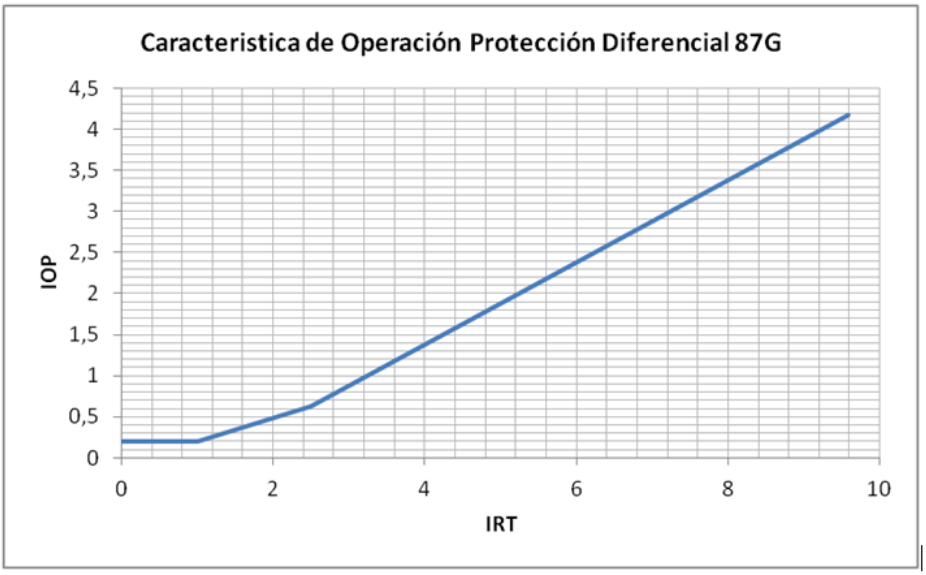
APORTE VISTO POR HV	28102 A	4471 A
APORTE VISTO POR LV	28102 A	4471 A

Tabla 7 Cálculos ajuste de la protección 87G SLOPE 2

IHV Prim	**ILV Prim**	**KHV**	**KLV**	**IHV sec**	**ILV sec**	**ImH**	**ImL**	**Idiff**	**Ires**
28102	28102	0,21	0,22	25,29	30,91	5,28	6,78	1,50	12,06

$$\text{SLOPE } 2 = \frac{1.5}{12.06} \times 100 = 12.44\%, \text{se ajusta en } 50\%$$

$$\text{Idiff} \gg = \frac{1}{X_d'} = \frac{1}{0.24} = 4.17$$



Característica de operación protección diferencial de generador

8.1.9 Protección Corrientes en el Eje

Si el aislamiento del cojinete de la maquina se rompe, se induce un voltaje entre los extremos del eje, debido a asimetrías de la máquina, lo cual genera una corriente que circula a lo largo del eje, que puede dañar los cojinetes. El daño depende de la magnitud y duración de la corriente circulante por el eje. Por tanto, es deseable proporcionar una protección sensitiva que pueda detectar corrientes por el eje de menos de 1 amperio.

Un campo electromagnético se induce en el eje de los generadores debido a las “asimetrías” del campo magnético en la armadura de la máquina. La fem contiene normalmente una gran cantidad de armónicos. Tanto la forma de onda y la magnitud de la tensión inducida depende del tipo y el tamaño de la máquina y de su variación con la carga. Normalmente, la tensión inducida estará en el rango de 0,5 a 2 voltios para turbogeneradores y de 10 a 30 voltios para hidrogeneradores.

Para prevenir que el rotor se cargue eléctricamente, el eje de los turbogeneradores es por lo general aterrizado a través de un anillo deslizante en el lado de la turbina. Para los hidrogeneradores, el agua de la turbina proporciona una conexión a tierra. Debido a la baja impedancia del bucle formado por el eje, el cojinete y la estructura del suelo, con una ruptura del aislamiento de la película de aceite del cojinete puede dar lugar a una alta corriente la cual conducirá a la destrucción del cojinete.

A continuación se presentan dos esquemas de protección usados para esta protección:

Esquema de protección por medición de frecuencia fundamental

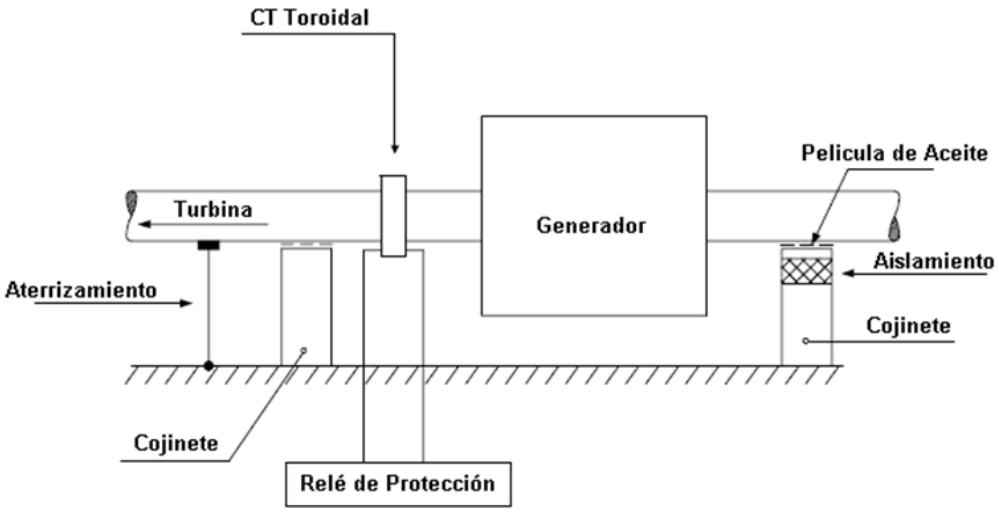
Es el esquema comúnmente usado, tiene una característica lineal de frecuencia y opera a la frecuencia fundamental de la corriente en el eje. Puede detectar en corrientes primarias mayores a 0.4 A. Las maquina debe tener un diámetro del eje de 160 a 2960 mm.

Esquema de protección por medición de armónicos

Es usado cuando el transformador de corriente de eje está expuesto a todo el flujo de fuga de la máquina a frecuencia fundamental. Esta versión mide la componente del tercer armónico de la corriente del eje. Puede detectar en corrientes primarias mayores a 0.4 A a 150Hz. Para poder usar este esquema la tensión en el eje debe contener componente de tercer armónico suficiente.

Conexión del relé de protección

El tipo de transformador de corriente (CT) requerido para la medición de esta corriente es de fabricación y diseño especial debido a su diámetro y características técnicas. Tiene forma de anillo y es montado abrazando el eje. Dependiendo del tamaño de su diámetro se divide en dos o cuatro secciones (> 2000 mm). Estos CT’s cuentan con dos devanados uno de medida y otro de prueba, el de medida es conectado al relé de protección y el de medida es usado para inyectar una señal de corriente y probar el correcto funcionamiento del circuito de medida y de la operación del relé de protección.



Incluir Título

Criterio de ajuste:

No se espera daño severo en los cojinetes si la corriente que fluye por el eje es menor de 1 amperio. Por lo anterior los ajustes de alarma y disparo de esta función de protección se recomiendan ajustar por encima de 1 A así:

Etapa 1

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda mayor a 0.5 A primarios y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 5 seg y 10 seg.

$50GN - 1 = 0.5A$ $\qquad$ $t_1 = 5s - 10s$

Etapa 2

El ajuste del valor de arranque de esta etapa se recomienda mayor a 1 A primarios y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 1 seg y 3 seg.

$50GN - 1 = 1A$ $\qquad$ $t_1 = 1s - 3s$

Ejemplo de aplicación:

$$PTR = \frac{14400\ V}{120V} = 120$$

$$Vn = 13800V$$

$$V_{n\,sec} = \frac{Vn}{PTR} = \frac{13800\ V}{120V} = 115V$$

$$60 - 1 = 0.15 \times V_{n\,sec} = 17.25V$$

$$\text{Retardo recomendado} = 60 \text{ ciclos}$$

Donde:

PTR = Relación de transformacíon de los PT´s del generador

Vn = Voltaje nominal primario del generador

$\mathbf{V_{n\,sec}}$ = Voltage nominal secundario de secuencia positiva

VGsec = Voltage maximo lado secundario del trafo de puesta a tierra

60 − 1 = Arranque proteccion desblance de tensión

Consideraciones importantes

Algunos aspectos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de determinar el ajuste de esta función de protección son los siguientes:

- Para evitar perturbaciones en el CT de medida toroidal, este debe ser instalado en el lado donde esté más alejado de las barras de salida de la máquina.

- El principio de medición de las corrientes en el eje es más sensitivo que las mediciones de voltaje en el eje o el monitoreo de vibraciones. El sistema de vibración solo opera después de que el cojinete está dañado. Aplicando el sistema de protección de corrientes en el eje, se puede disparar la máquina y causa de la ruptura del aislamiento del cojinete puede ser eliminada antes de que este se dañe. Por lo anterior es importante tener en cuenta que ambos sistemas son complementarios y ninguno reemplaza al otro.

- Con el fin de determinar cuál de los dos esquemas de protección debe ser usado se hace necesario verificar cual componente armónica predomina en la corriente en el eje, si la componente fundamental o la de tercer armónico.

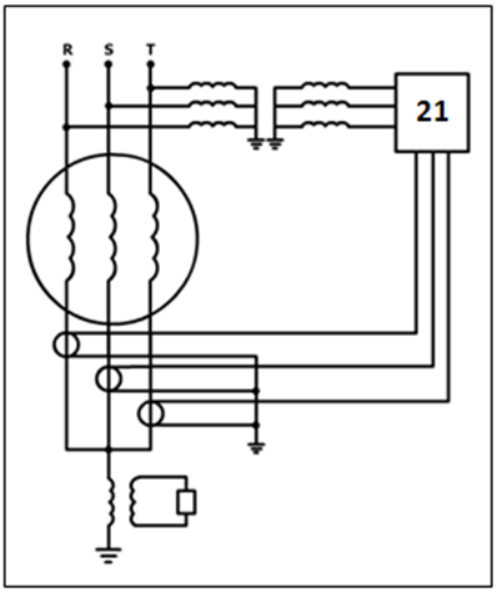
- El número de vueltas de los devanados secundarios del CT poco varían con su diámetro. Comercialmente se encuentran CT's de 400 y 1000 vueltas. CT's con menos vueltas (por ejemplo 600) son usados para proporcionar mayor precisión en la medida de corriente.

8.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA FALLAS EXTERNAS DEL GENERADOR

8.2.1 Protección Distancia o Impedancia (ANSI 21)

Generalmente esta función es usada para proteger el generador ante fallas en el sistema de potencia y que sean cercanas a la unidad de generación. El relé típicamente es conectado para recibir corrientes del transformador de corriente (CT,s) del neutro y tensión de los terminales del generador, aunque también puede tomar la corriente y tensión de los terminales del generador.

La característica de disparo de esta protección generalmente es de dos tipos: Mho o poligonal, simétrica y maneja dos zonas (zona 1 y zona 2). Normalmente, este relé no tiene posibilidad de ver fallas en una zona de reversa y los CT's usados para tomar la medida están ubicados en el punto estrella del generador, ver Figura.



Esquema de protección distancia

Criterio de ajuste esquema de protección:

La zona 1 se determina para proteger los devanados del generador y el devanado de baja tensión del transformador de potencia, la zona 2 protege todo el conjunto (generador, transformador y cable de alta tensión) y la subestación asociada al lado de alta del transformador elevador, esta zona puede ser acelerada teniendo en cuenta la posición abierta del interruptor de la unidad; por lo tanto, si se da el arranque en esta zona bajo estas condiciones, es seguro que la falla se encuentra en la zona generador-transformador.

El umbral de tensión mínima de arranque se ajusta entre el 75% y el 80% del voltaje nominal de la máquina.

En la selección del alcance de zonas, el relé se ajusta con un alcance que cubre parte de las líneas asociadas a la subestación donde se conecta el generador y usualmente el tiempo del disparo del relé se ajusta cercano a un segundo.

El criterio de ajuste recomendados para la zona 1 es:

$$Z_1 = (70\% - 80\%)Z_T \qquad t_1 = (100\text{ms} - 300\text{ms})$$

El criterio de ajuste recomendados para la zona 2 es:

$$Z_2 = (Z_T + Z_{LG}) * 1{,}05 \qquad t_2 = (800\text{ms} - 1{,}00\text{s})$$

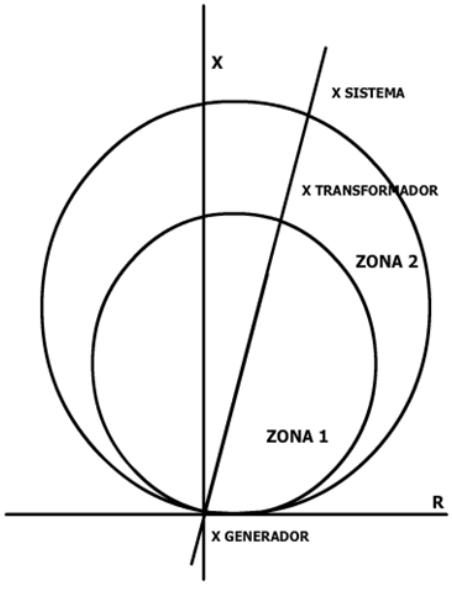
Donde:

Z_T= Impedancia del transformador de potencia.

Z_{LG}= Impedancia de la línea o cable que sale de terminales del lado de alta del transformador elevador y va hasta la S/E.

Zona 1B

Debido a la topología de la central de generación, donde el interruptor de máquina se encuentra en el lado de alta del transformador de potencia, esta zona se ajusta con un valor de impedancia igual al de zona 2, con tiempo de disparo instantáneo, vigilando la posición abierta del interruptor.



Característica de operación de la protección 21 del tipo Mho

Ejemplo de aplicación:

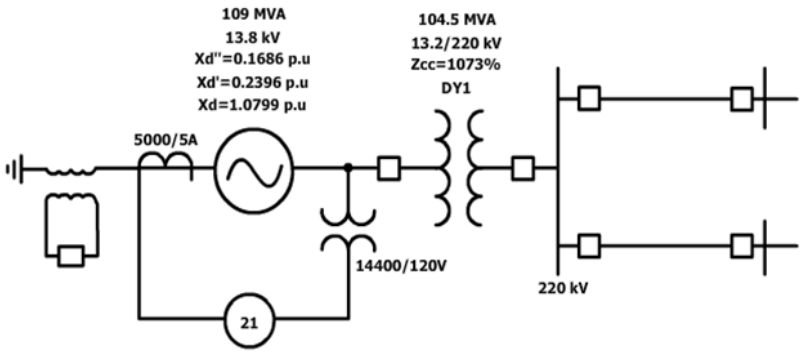


Figura Parámetros de un generador de 109 MVA conectado a un sistema a 220 kV

Los cálculos realizados para el ajuste de esta protección se muestran a continuación:

$$\text{CTR} = \frac{5000\ \text{A}}{5\ \text{A}} = 1000$$

$$\text{PTR} = \frac{14400\ \text{V}}{120\text{V}} = 120$$

$$Z_{\text{cc trafo}} = 10.73\ \%\ (13.2\ \text{kV})$$

$$X_d = 1.0799\ \text{p.u}$$

$$X_d{}' = 0.2396\ \text{p.u}$$

$$Z_{\text{b gen prim}} = \frac{(13800\ \text{V})^2}{109\ \text{MVA}} = 1.747\Omega$$

$$Z_{\text{b gen sec}} = 1.747 \times \frac{1000}{120} = 14.56\Omega$$

Cambio de base impedancia del trafo de potencia:

$$Z_{\text{pu 2}} = Z_{\text{pu 1}} \times \frac{V_{b1}{}^2 \times \text{MVA}_2}{V_{b2}{}^2 \times \text{MVA}_1}$$

$$Z_{\text{pu 2}} = 0.1073 \times \frac{(13.2\text{kV})^2 \times 109\ \text{MVA}}{(13.8\ \text{kV})^2 \times 104.5\ \text{MVA}} = 0.1024\ \text{p.u}$$

Pasando todas las reactancias a la misma base:

$$X_d = 1.0799 \times 14.56\Omega = 15.72\ \Omega$$

$$X_d{}' = 0.2396 \times 14.56\Omega = 3.488\ \Omega$$

$X_{trafo} = 0.1073 \times 14.56\Omega = 1.49\ \Omega$

Calculo de las zonas de protección:

$Z_1 = 0.7 \times X_{trafo} = 0.7 \times 1.4854 = 1.044\ \Omega$

$t_1 = 100\ ms$

$Z_2 = 1.05 \times X_{trafo} = 1.05 \times 1.4854 = 1.57\Omega$

$t_2 = 800\ ms$

$Z_{1B} = \text{Zona 2} = 1.57\Omega$

$t_{1B} = 0\ s$

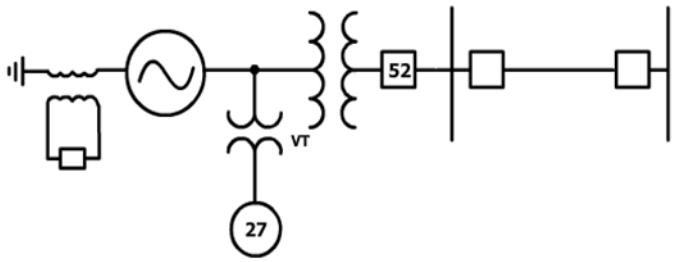
Consideraciones importantes

Para verificar la adecuada coordinación de esta función con las protecciones del sistema de potencia, se recomienda simular fallas monofásicas y trifásicas de al menos 5 ohmios en la subestación asociada al lado de alta del transformador elevador de la planta, estas fallas deberán ser despejadas en tiempo de zona 2 de esta función.

El alcance de esta función y su coordinación con las protecciones de las líneas del sistema de potencia debe ser verificado mediante la simulación de fallas sólidas y de alta impedancia, en los circuitos conectados a la subestación asociada al lado de alta del transformador elevador de la planta.

8.2.2 Protección Baja Tensión (ANSI 27)

La protección de baja tensión usa la señal de tensión de terminales del generador.



Titulo de la figura

En los sistemas de generación los niveles de tensión no deben estar por debajo de un límite establecido para lo cual los reguladores de tensión tienen un limitador que evita llevar la máquina a puntos críticos de operación. Sin embargo, el regulador puede fallar en cualquier momento y debido a esto es necesario ajustar una protección que saque la máquina de sincronismo ante una condición de bajo voltaje prolongado.

Se debe evitar la pérdida de unidades de generación por disparos por baja tensión durante fallas en el sistema de transmisión, o durante procesos de restablecimiento del sistema después de un apagón general del área o sub-área.

Para este último caso, las protecciones de baja tensión no deben afectar el proceso de restablecimiento, es decir, deben permitir la operación del sistema con tensiones hasta del 85%. Para lo anterior también se debe evitar el disparo de los sistemas de servicios auxiliares de los generadores por actuación de protecciones de baja tensión. Estas deben ajustarse por debajo del mínimo voltaje permitido para su operación (voltajes mínimos para motores y equipos electrónicos de potencia).

En general, los tiempos de actuación de las protecciones de baja tensión de generadores deben estar por encima de las protecciones de respaldo de los elementos conectados en el sistema de transmisión.

Criterio de ajustes. Para esta protección se recomienda ajustar dos etapas así:

$27-1 = 80\ \%V_n \qquad t_1 = 10 - 15\ s$

$27-2 = 60\ \%V_n \qquad t_2 = 5\ s$

Ejemplo de aplicación:

$V_{n\,prim} = 13800\ V$

$PTR = \frac{14400\ V}{120V} = 120$

$V_{n\,sec} = \frac{13800\ V}{120V} = 115V$

$27-1 = 0.8 \times V_n = 92\ V$

$t_1 = 10\ s$

$27-2 = 0.6 \times V_n = 69\ V$

$t_2 = 5\ s$

Consideraciones importantes.

- La IEEE Standard C37.102-2006 no recomienda ajustar esta función de baja tensión con disparo sino como alarma para que el operador tome las medidas necesarias para restablecer la anomalía si es posible. Los generadores usualmente son diseñados para operar continuamente con tensiones mínimas hasta del 95% con valores de frecuencia y potencia nominales, y si éste opera por debajo del 95% de la tensión nominal, se puede presentar

inestabilidad en la operación del generador, consumo excesivo de potencia reactiva de la red y malfuncionamiento de equipos y dispositivos sensibles a la tensión.

- La función de baja tensión no debe operar ante una condición de falla en el sistema de transmisión si esta es debidamente aclarada. Esta función debe considerar los máximos tiempos de aclaración de fallas y tiempos muertos de recierre de circuitos de línea conectados a la barra.

- La NERC System Protection and Control Subcommittee, en la guía "Power Plant and Transmission System Protection Coordination" recomienda, si la función de baja tensión se programa con disparo, un ajuste máximo de 0,9 p.u. con un tiempo de operación mínimo de 10 segundos.

- En caso de activar disparos por baja tensión, estos deben estar coordinados con los esquemas suplementarios de separación de áreas que operen con criterios de sub-tensión (Undervoltage Load Shedding: UVLS), y en general con las diferentes protecciones del sistema de transmisión cercanas al punto de conexión del generador.

- También se debe verificar que los ajustes de arranque de los umbrales de sub-tensión no presenten solapamientos con el limitador de sub-excitación (UEL). Esto con el fin de que la función 27 no recorte la zona de sub-excitación permitida.

- Se recomienda implementar lógicas de activación de la función 27 para que esta se active con la posición "Cerrado" del interruptor de la máquina.

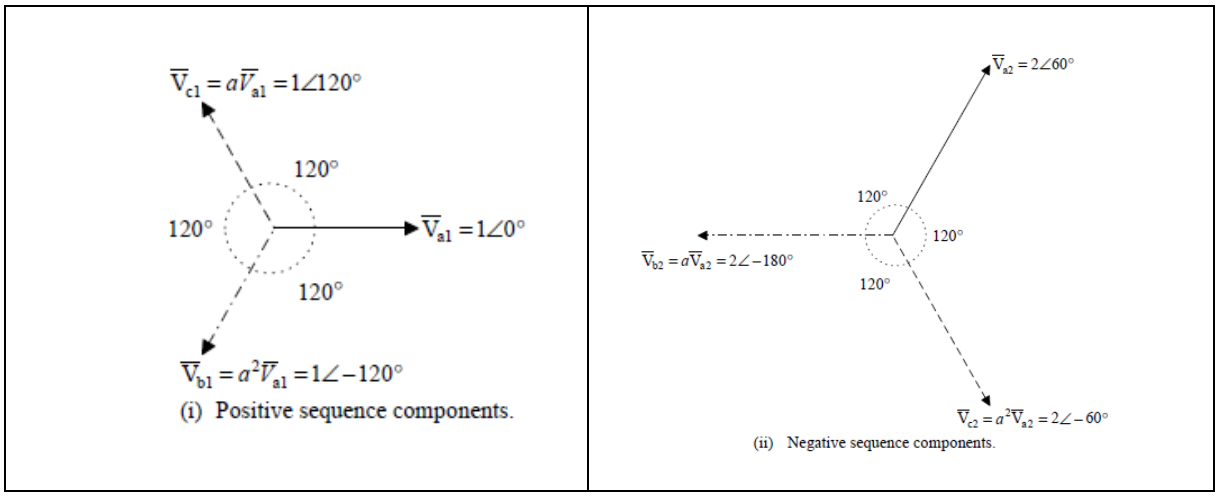
- Para casos de restablecimiento del sistema con la máquina operando a valores de tensión por debajo de los operativos, para controlar y evitar condiciones de sobre-tensión en la red, se debe implementar un sistema de bloqueo de la función de sub-tensión que permita operar la máquina en condiciones de sub-tensión mientras se normaliza el sistema local y nacional.

8.2.3 Protección Secuencia Negativa (ANSI 46)

Esta función es usada para desconectar el generador antes de que una temperatura excesiva sea alcanzada por causa de corrientes desbalanceadas, es decir, cuando se detecta una magnitud de corriente de secuencia negativa tal que se puede comprometer la seguridad de la máquina.

Las corrientes de secuencia negativa se presentan en generadores debido a desbalances de corriente de carga en la red, conductores abiertos, recierres monopolares, inducción electromagnética debido a líneas no transpuestas o por los cortocircuitos asimétricos (monofásicos o bifásicos). Esta corriente de secuencia negativa es permisible para el generador si se encuentra dentro de ciertos límites de acuerdo con la capacidad térmica de la máquina.

Aunque estos desbalances o desequilibrios de corriente ocurren en el estator, la corriente de secuencia negativa (I2) produce un flujo magnético en el estator que tiene la misma velocidad de rotación con respecto al flujo del rotor, pero en la dirección opuesta, ver siguiente figura**.** Lo anterior causa que el flujo magnético del estator gire al doble de la frecuencia del sistema e induzca corrientes parásitas en el rotor; entonces, el rotor se pone en riesgo debido a que esta corriente agrega una carga extra al bobinado e induce corrientes de "Eddy" que generan calor excesivo en el hierro del rotor y los devanados y pueden dañar severamente la estructura metálica por sobrecalentamiento.



Componentes de secuencia positiva y negativa

La norma IEEE Std C50.12 del 2005 para generadores de Polo Saliente menciona el calentamiento en la superficie del rotor por causa de corrientes desbalanceadas y argumenta que un generador debe ser capaz de soportar, sin daños, los efectos de una corriente **permanente** de secuencia negativa en los rangos indicados en la siguiente Tabla (desbalance normal esperado en la red). Siempre que no se supere los MVAs nominales de la máquina y la corriente máxima por fase no supere el 105% de la corriente nominal.

Tipo de generador	**(%) de corriente I2 permisible**
Sin conexión de devanado de amortiguamiento	5
Con devanado de amortiguamiento conectado	10

Incuir título de la tabla

La norma IEEE Std C50.13 del 2014 para generadores de rotor cilíndrico de dos o cuatro polos, también menciona el calentamiento en la superficie del rotor por causa de corrientes desbalanceadas y argumenta que un generador debe ser capaz de soportar, sin daños, los efectos de una corriente **permanente** de secuencia negativa en los rangos indicados en la siguiente Tabla (desbalance normal esperado en la red). Siempre que no se supere el 105% de la corriente nominal por fase.

Tipo de generador	**(%) de corriente I2 permisible**
Con refrigeración indirecta	10

Con refrigeración directa	
Máquinas hasta 350 MVA	8
Máquinas de 351 hasta 1250 MVA	8-(MVA-350)/300
Máquinas de 1251 hasta 1600 MVA	5

Incluir título de la tabla

La corriente de secuencia negativa es expresada como un porcentaje (%) de la corriente nominal del estator.

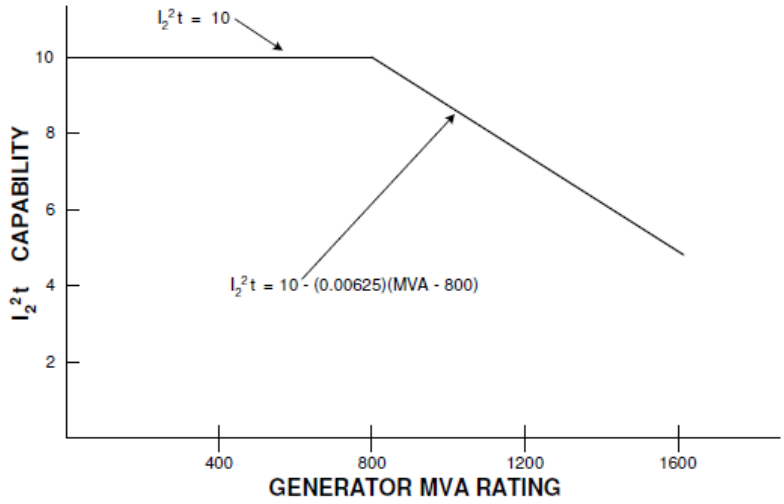
Adicionalmente, el rotor de un generador debe estar en capacidad de soportar mayor nivel de corrientes de secuencia negativa de corta duración, causadas por fallas desbalanceadas en el sistema de potencia. La norma IEEE Std C50.13 del 2014 menciona los requerimientos de soportabilidad térmica del rotor ante fallas desbalanceadas de corta duración, la cual se obtiene en términos de valores de $\mathrm{I}_2^2\mathrm{t}$ en terminales del estator, como se muestra en la siguiente tabla.

Tipo de refrigeración del rotor del generador	**Mínima capacidad de corriente de secuencia negativa de corta duración expresada en términos de I_2^2t**
Con refrigeración indirecta	30
Con refrigeración directa	
Máquinas hasta 800 MVA	10
Máquinas de 800 hasta 1600 MVA	10-(0.00625)(MVA-800)

Incluir título de la tabla

En la expresión I_2^2t, I_2 es la corriente de secuencia negativa del generador, expresada en valores en p.u. de la corriente nominal del estator y la duración de la falla en valores de segundos (t).

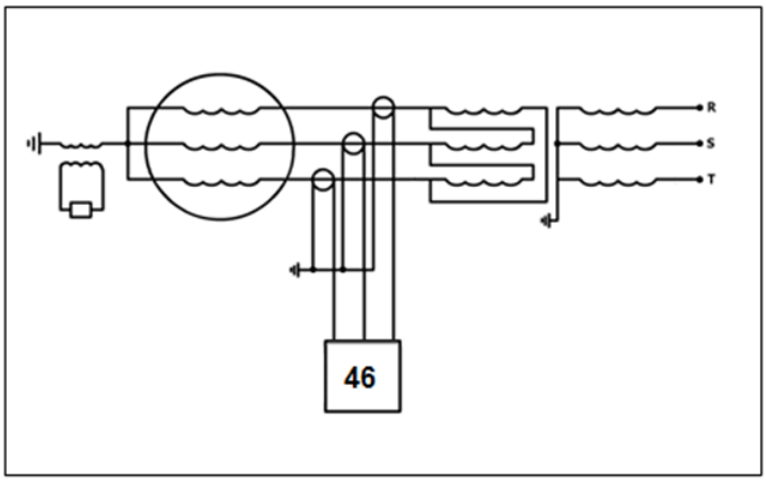
Además, la norma IEEE Std C37.102 del 2006 ilustra a través de la siguiente curva, los requerimientos de soportabilidad térmica del rotor con respecto a la capacidad en MVA del generador, tanto ante desbalances continuos como ante fallas desbalanceadas de corta duración.



Fuente: IEEE Std C37.102 del 2006.

Curva de soportabilidad de corriente de secuencia negativa del generador

Un relé de secuencia negativa típicamente es conectado para recibir corrientes del transformador de corriente (CTs) de terminales del generador, ver figura.



Esquema de protección de desbalance de corriente

Consideración para el ajuste de una función de secuencia negativa [*]

Como el generador está sujeto a los esfuerzos térmicos causados por la corriente de secuencia negativa, el calor soportado por éste se puede expresar de la siguiente forma:

$$Heat\ Energy = {}_0\int^T (i_2)^2\ dt$$

Para prevenir un daño, la energía calorífica debe ser menor que el valor K suministrado por el fabricante. Este valor K (varía de 4 a 40) es una constante de máquina y representa el máximo calor permisible por el generador. Este valor varía según el diseño del generador como se observa en las tablas 1 y 2. La cantidad permisible de energía se expresa de la siguiente manera:

$$Heat\ Energy = {}_0\int^T (i_2)^2\ dt < K$$

Dicho de otro modo el valor instantáneo de corriente de secuencia negativa es igual a una constante I2 que se expresa en p.u (por unidad) de la corriente nominal del estator. La fórmula se puede expresar de la siguiente manera:

$$Heat\ Energy < (i_2)^2 T$$

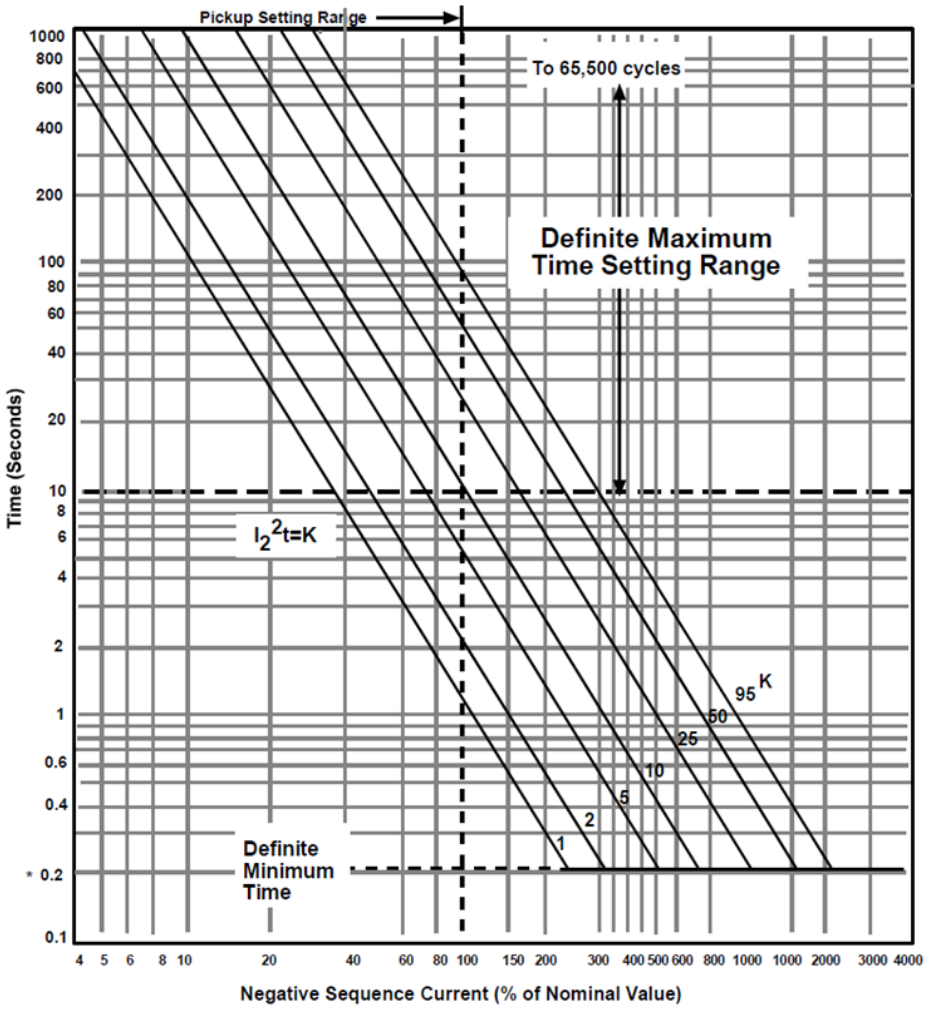
Donde:

K: Constante de máquina suministrada por el fabricante, representa la máxima capacidad térmica permisible del rotor del generador.

T: Tiempo en segundos.

I2: Valor instantáneo dela corriente de secuencia negativa.

La curva de esta característica se observa en la siguiente figura:



Criterio de ajuste de una protección de desbalance de corriente

Teniendo en cuenta que una corriente desbalanceada es permisible dentro de ciertos límites de acuerdo con la capacidad térmica del generador. Para prevenir disparos indeseados y proteger adecuadamente el generador, se aconseja ajustar un relé con característica de curva inversa que pueda seguir la curva de soportabilidad de la máquina, y la característica de disparo del relé se debe ajustar de acuerdo con la característica térmica del generador dada por el fabricante y no exceder los valores permisibles del generador.

La **NERC** (*Power Plant and Transmission System Protection Coordination*, Revisión 1 de julio de 2010) recomienda ajustar una unidad por debajo del valor K para asegurarse que el disparo del generador ocurra antes del inicio del daño térmico por causa de la secuencia negativa. La alarma se recomienda ajustarla al 50% de la capacidad permanente de I2 a un tiempo de 30 segundos.

Ejemplo de aplicación 1 (NERC)

Capacidad permanente ante secuencias negativas: 10%

Factor K ($I_2^2t = K$): 30

El ajuste típico de un relé de secuencia negativa de característica de curva inversa para un generador con las características indicadas es:

- Función de tiempo Inverso:
    - Ajuste del “Pickup”, K = 29 => (K gen – 1)
    - Dial: El dial se puede determinar con la expresión: $(t = \frac{K}{I_2^2})$ e I_2 se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$I_2 = \frac{1\ p.u.}{X_d'' + 2X_T + X_{g2}}$$

La cual es obtenida a partir del siguiente diagrama, donde $X_d'' = X_{g1}''$.

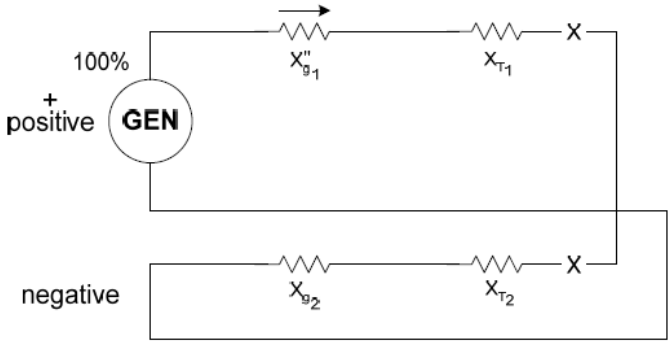


Diagrama de secuencias de una falla fase - fase

Entonces, si $I_1 = I_2 = 1.92\ p.u.$, $t = \frac{K}{I_2^2} = \frac{29}{1.92^2} = 7.866\ s$.

Con este retardo o dial, la coordinación de protecciones no debe ser una preocupación, ya que este tiempo normalmente es mucho más largo que los tiempos de actuación de las protecciones de línea.

- Etapa de Alarma (Función de Tiempo definido)
    - Ajuste del “Pickup”: 5%
    - Temporizador: 30 segundos

Ejemplo de aplicación 2 (IEEE Std C37.102 de 2006)

Capacidad permanente ante secuencias negativas (I_2): 8%

Capacidad permanente ante corrientes desbalanceadas de corta duración ($I_2^2t = K$) = 10

El ajuste típico de un relé de secuencia negativa de característica de curva inversa para un generador con las características indicadas es:

- Función de tiempo Inverso:
    - Ajuste del “Pickup”: 7%
    - Dial ($\mathrm{K} = I_2^2t$) = 9
- Etapa de Alarma (Función de Tiempo definido)
    - Ajuste del “Pickup”: 5%
    - Temporizador: 30 segundos

Consideraciones importantes

- En lo posible, se recomienda ajustar esta función de protección con característica de curva inversa (no de tiempo definido). Lo anterior permite seguir la curva de soportabilidad de la máquina.
- La capacidad de soportabilidad de corriente de secuencia negativa de corta duración ante fallas desbalanceadas, expresada en términos de I_2^2t aplica solo para tiempos menores o iguales a 120 segundos (Ver curva característica de $I_2^2t = KI_2^2t = K$).
- Se recomienda validar los niveles de corriente de secuencia negativa medidos en bornes del generador ante fallas fase – fase en las líneas cercanas a la planta, además, revisar con esta corriente los tiempos de operación de la protección de secuencia negativa del generador con respecto a los tiempos de operación de las protecciones o funciones de respaldo de las líneas adyacentes a la central de generación. Además, también puede ser recomendable validar los tiempos de actuación de las protecciones ante fallas bifásicas a tierra y monofásicas

8.2.4 Protección de Sobrecarga Térmica por medición de corriente (ANSI 49)

Se produce una sobrecarga del generador al superar la capacidad nominal de la máquina por encima de los valores y tiempos de diseño. Esta capacidad se expresa por el fabricante como capacidad nominal en voltios-amperios (VA) a la frecuencia y tensión especificados. Para los generadores refrigerados por hidrógeno, la potencia de salida depende de la presión del refrigerante. Para Generadores de Turbinas de Combustión, esta capacidad está dada por la temperatura del aire de entrada el cual tiene un rango de -20 ° C a 50 ° C. En general, los generadores pueden operar correctamente a su potencia, frecuencia, y el factor de potencia nominales con una variación de tensión de 5% por encima o por debajo de la nominal.

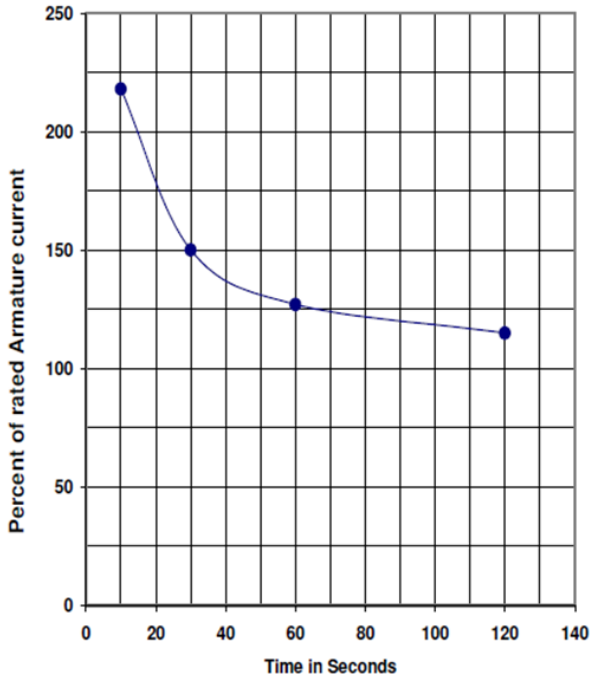
En condiciones de emergencia, se permite sobrepasar la capacidad de salida por un tiempo corto. En conformidad con la norma IEEE C50.13 la capacidad térmica del devanado está dada por el tiempo de sobrecarga al cual se encuentra expuesto de acuerdo a lo siguiente:

Tiempo en segundos	10	30	60	120
Porcentaje de Corriente de inducido	218%	150%	127%	115%

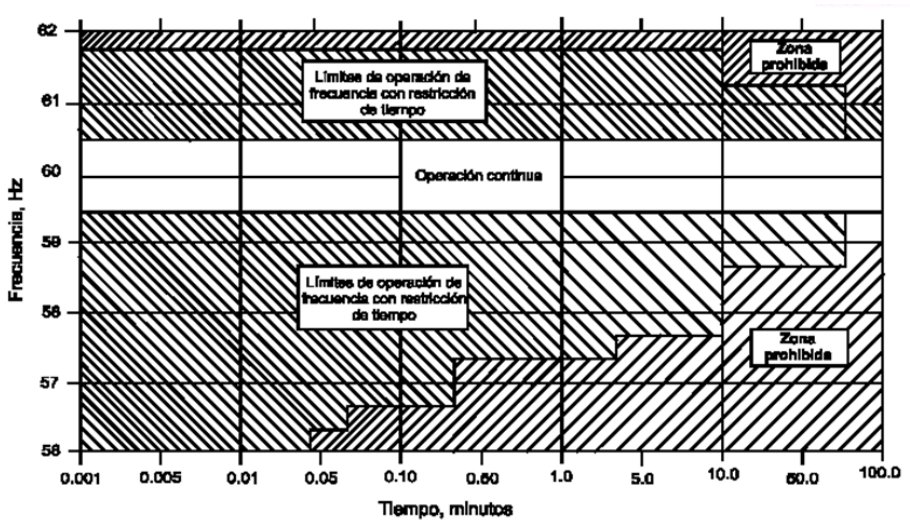
Incluir título de la gráfica

Donde 100% representa la corriente nominal de la máquina a la presión máxima de hidrógeno.

Una gráfica que ejemplifica esta capacidad de sobrecarga por corto tiempo se muestra en la figura a continuación. Los esquemas para prevenir el daño térmico a los devanados del estator utilizan detectores o relés de temperatura que cuentan con características corriente – tiempo que conforman la curva de capacidad presentada (IEEE Std C50.13).



Curva de capacidad de sobrecarga de un generador según IEEE Std C50.13



Curva de capacidad de trabajo de un generador según varíe la frecuencia del sistema

En algunos casos, la protección de sobrecarga del generador puede ser provista por medio de un relé de sobrecorriente de torque controlado, el cual está parametrizado de acuerdo a la curva de capacidad descrita en la figura 1, curva IEEE Std C50.13.

En los generadores se pueden presentar sobrecalentamientos o aumentos de temperatura de los devanados del estator por varias razones puntos calientes en las conexiones debido a las fallas de aislamiento, sobrecargas o fallas en el sistema de refrigeración. Para el ajuste de la protección se configuran dos etapas una de alarma y otra de disparo.

Para ajustar esta función de protección se deben conocer los ajustes de las funciones de protección del sistema de transmisión al cual se conecta la máquina, con el fin de garantizar coordinación con las mismas. Para determinar su ajuste, se parte de calcular la corriente máxima permisible de la máquina, así:

$$I_{máx.prim} = k * I_{Nmáquina}$$

Después se determina el factor de reajuste secundario así:

$$\text{Valor de ajuste: FACTOR K} = \frac{I_{máx.prim}}{I_{Nmáquina}} * \frac{I_{Nmáquina}}{I_{Ntrans.prim}}$$

La etapa de alarma se determina así:

$$Ea = \frac{1}{k^2}$$

Ejemplo de aplicación:

$$I_n = 4560\ A$$

$$\text{Factor K} = \frac{I_{max\,prim}}{I_n} \times \frac{I_n}{I_{n\,prim\,CT}}$$

$$I_{max\,prim} = 1.15\ I_n$$

$$\text{Factor K} = 1.15 \times \frac{4560\ A}{5000\ A} = 1.05$$

$$\text{Acumulador termico} = \frac{1}{1.15^2} = 0.75$$

$$\text{Etapa de alarma} = 90\%$$

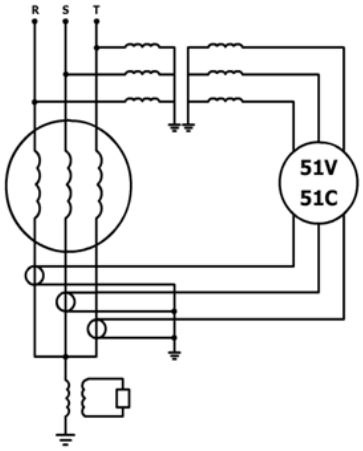
$$\text{Tiempode enfriamiento} = 4000\ s$$

$$\text{Constante de tiempo } \tau = 1600\ s$$

8.2.5 Protecciones de Sobrecorriente dependiente de la Tensión (ANSI 51V, 51V)

Los relés de sobrecorriente dependientes de la tensión son normalmente implementados como una protección de respaldo ante fallas externas al generador, en caso que éstas no sean despejadas correctamente por las protecciones del sistema de potencia.

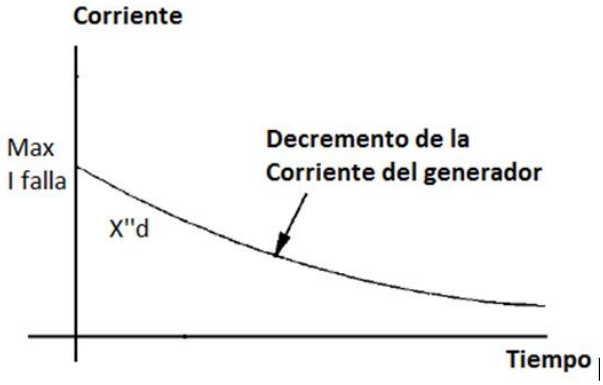
Esta protección también puede actuar ante condiciones de sobrecarga del generador donde su corriente de operación se aproxime a la curva de daño del generador, normalmente toman las medidas de corriente y tensión según se muestra en la siguiente figura.



Esquema de sobrecorriente temporizado con restricción o control de tensión

Existen dos tipos de estos relés: un relé de sobrecorriente temporizado con restricción de tensión ANSI 51V y un relé de sobrecorriente temporizado con control de tensión ANSI 51C. Ambos están diseñados para evitar la operación de la protección bajo condiciones de sobrecarga y dar sensibilidad durante la ocurrencia de fallas.

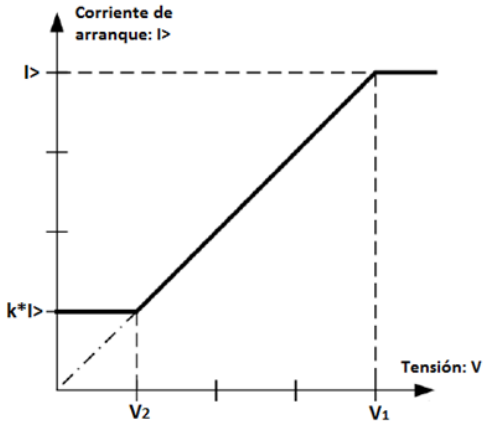
En ambos tipos de relés la corriente de arranque no se debe activar en condiciones normales de operación, en cambio debe detectar el menor nivel de corriente de falla del generador, el cual, como se muestra en la siguiente figura, presenta un decrecimiento en el tiempo, cayendo incluso a valores por debajo de la corriente nominal del generador, dependiendo de la reactancia sincrónica del mismo.



Corriente de falla medida en terminales del generador

Protección de sobrecorriente temporizado con restricción de tensión ANSI 51V

La característica que diferencia esta protección de un relé de sobrecorriente común es su capacidad de cambiar la corriente de arranque, es decir, la corriente de arranque ajustada se disminuye automáticamente en proporción a la caída de voltaje, cuando este último está por debajo de un ajuste seleccionado. Como se muestra en la siguiente figura, a una tensión V1 la corriente de arranque se encuentra en el valor máximo ajustado, cuando la tensión disminuye por debajo de un valor (V1), la corriente de arranque también disminuye, con la posibilidad de alcanzar un valor mínimo k*I>.



Característica típica de un relé de sobrecorriente con restricción de tensión

Criterios de ajuste:

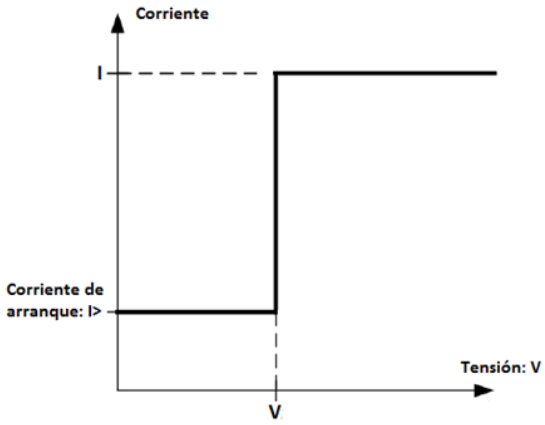
Para esta función, normalmente cuando la tensión de restricción es cero, la corriente de arranque normalmente es el 25% (k del 25% en la figura anterior) del valor de arranque con tensión de restricción del 100%.

Para el ajuste de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente con restricción de tensión, se usa como referencia la norma IEEE C37.102 del 2006, la cual indica que a tensión nominal se debe ajustar la corriente de arranque a 1.5 veces la corriente nominal del generador y un factor k del 25% de la corriente de arranque (pickup) a tensión cero.

Con el tiempo de operación de este relé se debe asegurar que la función no opere en forma descoordinada con las protecciones del sistema, por lo cual se recomienda que el ajuste del tiempo de retardo considere un margen de operación de mínimo 500 ms sobre el caso de coordinación con menores tiempos de respuesta de las protecciones del sistema.

Protección de sobrecorriente temporizado con control de tensión ANSI 51C

En este relé la activación de la función de sobrecorriente es controlada por un nivel mínimo de tensión. Entonces, como el arranque de la función de sobrecorriente debe ser ajustada por debajo de la corriente nominal del generador para que pueda operar en condiciones de falla, un relé de bajo voltaje restringe su operación hasta que la tensión caiga por debajo del valor ajustado.



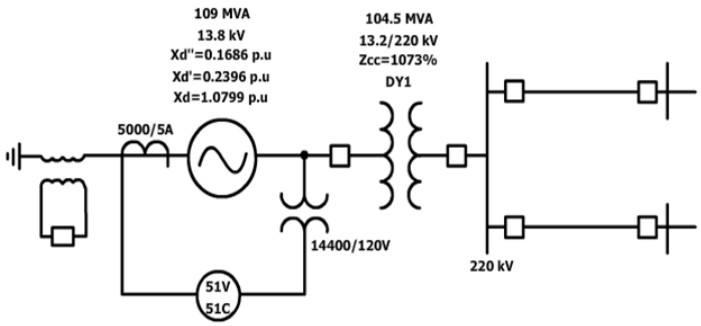
Característica de operación de un relé de sobrecorriente controlado por tensión

Criterios de ajuste:

Para el ajuste de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente controlado por tensión, se usa como referencia la norma IEEE C37.102 del 2006, la cual indica que la función no debe enganchar con tensiones por encima del 0.75 p.u. de la tensión nominal y la corriente de arranque (pickup) para el relé se recomienda a 0.5 veces la corriente nominal del generador.

Con el tiempo de operación de este relé se debe asegurar que la función no opere en forma descoordinada con las protecciones del sistema, por lo cual se recomienda que el ajuste del tiempo de retardo considere un margen de operación de mínimo 500 ms sobre el caso de coordinación con menores tiempos de respuesta de las protecciones del sistema.

Ejemplo de aplicación:



Parámetros de un generador de 109 MVA conectado a un sistema a 220 kV

Los cálculos realizados para el ajuste de esta protección se muestran a continuación:

$$\text{CTR} = \frac{5000\ \text{A}}{5\ \text{A}} = 1000$$

$$\text{PTR} = \frac{14400\ \text{V}}{120\text{V}} = 120$$

$$\text{V}_{\text{LL}-\text{sec}} = \frac{\text{V}_{primaria}}{PTR} = \frac{13.8\ kV}{120} = 115\ V$$

$$\text{V}_{\text{LN}-\text{sec}} = \frac{\text{V}_{primaria/\sqrt{3}}}{PTR} = \frac{7.967\ kV}{120} = 66.39\ V$$

$$\text{I}_{\text{B}-\text{sec}} = \frac{MVA/(\sqrt{3} * V_{LL})}{CTR} = \frac{109MVA/(\sqrt{3} * 13.8\ kV)}{1000} = 4.56\ A$$

Ajuste de la función de sobrecorriente con restricción de tensión:

- Ajuste de la corriente de arranque:
  - $\text{I}_{\text{pickup}-\text{sec}} = 1.5\ \times \text{I}_{\text{B}-\text{sec}} = 1.5\ \times 4.56\ A = 6.84\ A_{sec}$

Ajuste de la función de sobrecorriente controlada por tensión:

- Ajuste de la corriente de arranque:
  - $\text{I}_{\text{pickup}-\text{sec}} = 0.5\ \times \text{I}_{\text{B}-\text{sec}} = 0.5\ \times 4.56\ A = 2.28\ A_{sec}$
- Ajuste de la función de baja tensión:
  - $\text{V}_{\text{pickup}-\text{sec}} = 0.75\ \times \text{V}_{\text{LN}-\text{sec}} = 0.75\ \times 66.39\ V = 49.79\ V_{sec}$

Nota: El dial de la curva inversa o el tiempo de operación de estas protecciones se calcula a partir de los análisis de coordinación de protecciones con los relés del sistema de potencia.

Consideraciones importantes

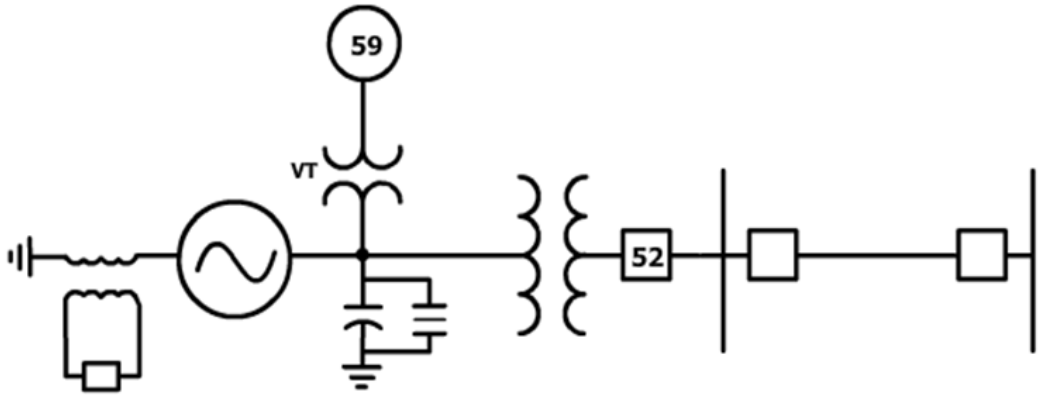
- Cuando se cuenta con protección distancia disponible en el generador y en las líneas de transmisión, se considera que la habilitación de la función ANSI 51V o 51C no representa incrementos de confiabilidad en el esquema de protecciones de la máquina y por el contrario, podría representar pérdidas de selectividad ante condiciones de falla externa no evaluadas en las verificaciones del estudio. Por tanto, se recomienda dejar habilitada sólo la función distancia.

- En caso de instalar la protección de sobrecorriente ANSI 51V o 51C en unidades de generación a nivel de STN, el tiempo de operación debe ser tal, que coordine con los relés de sobrecorriente direccionales de las líneas (ANSI 67N), con un margen de coordinación hasta 500 ms y con las demás protecciones aguas abajo del generador teniendo en cuenta verificar con la curva de daño del generador (capacidad térmica del estator).

- Relés de sobrecorriente ANSI 51/51N en generadores: los relés típicos de sobrecorriente de tiempo inverso en los generadores no se utilizan y coordinarlos con las protecciones adyacentes requieren de una amplia temporización, debido a que la corriente de cortocircuito sostenida en un generador decrece con el tiempo, llegando a valores por debajo de la corriente nominal del generador, entonces estos relés no operarían.

8.2.6 Protección Sobretensión (ANSI 59)

La protección de sobretensión usa la señal de tensión de terminales del generador.



Incluir el título de la grafica

Una condición de sobretensión del generador no necesariamente puede ocurrir al sobrepasar los límites de sobre-excitación (V/Hz). Esta condición de sobretensión ocurre con mayor frecuencia en hidro-generadores cuando no se tiene el regulador de tensión en automático y se presenta un rechazo de carga, y ante esta situación el generador puede alcanzar hasta un 200% de la velocidad nominal, lo cual a su vez causa un aumento de la tensión proporcional al incremento de la velocidad. En este caso la relación V/Hz no sobrepasa los rangos admisibles y las protecciones de sobre-excitación no detectan la condición de sobretensión. Sin embargo, la magnitud de voltaje puede sobrepasar los límites permitidos para las partes activas del generador y en este caso la protección de sobretensión previene el deterioro del aislamiento.

En general este problema de sobretensión por causa de sobre-velocidad no es común en generadores con turbinas a vapor y gas debido a la rápida respuesta de los sistemas de regulación de velocidad.

Otras causas que pueden generar condiciones de sobretensión son: defecto en el regulador automático de tensión (AVR) y operación manual con el regulador automático de tensión fuera de servicio.

En condiciones normales, los reguladores de tensión asociados con los generadores evitan que se presenten sobretensiones. Por lo tanto y muy a menudo, esta protección se suministra junto con el equipo de regulación de tensión. Si no es así, se dispone de un relé de sobretensión independiente o incluida como función en relés de protección multifuncional de generador.

Ante sobretensiones de naturaleza transitoria causadas por maniobras (suicheos) ó descargas atmosféricas, los generadores se protegen mediante descargadores de sobretensión y condensadores en terminales del generador.

Criterio de ajustes. Se recomienda ajustar dos etapas de sobretensión así:

$$59-1 = 110 - 120\ \%\ V_n$$

$$t_1\ 59 = 5 - 10\ s$$

$$59-2 = 130\ \%\ V_n$$

$$t_2\ 59 = 0{,}5\ s$$

Se deben considerar las máximas tensiones presentes al momento de sincronizar la máquina para evitar que esta función afecte su operación normal.

La selección del ajuste de la etapa 1 (59-1) se puede ajustar por encima del rango recomendando según las características particulares del generador y de las condiciones operativas de la misma.

Ejemplo de aplicación:

$$V_n = 13800\ V$$

$$PTR = \frac{14400\ V}{120V} = 120$$

$$V_{n\,sec} = \frac{13800\ V}{120V} = 115V$$

$$59-1 = 1.15 \times V_n = 132\ V$$

$$t_1 = 10\ s$$

$$59-2 = 1.3 \times V_n = 149.0\ V$$

$t_2 = 0.5s$

Consideraciones importantes

- Ante sobretensiones de naturaleza transitoria causadas por maniobras (suicheos) ó descargas atmosféricas, los generadores se protegen mediante descargadores de sobretensión y condensadores en terminales del generador.

- La selección de ajustes para la función de sobretensión no requiere coordinación con protecciones del sistema de transmisión ya que esta está orientada a proteger el aislamiento del devanado del generador.

8.2.7 Protección Pérdida de Sincronismo (ANSI 78)

Esta función es usada para desconectar el generador cuando es detectada una oscilación de potencia inestable, la cual causa elevadas corrientes y estrés en los devanados del generador[5], así como grandes esfuerzos mecánicos (torsionales) en el eje de la máquina que pueden ser perjudiciales[6] En efecto, cuando un generador pierde sincronismo, los altos picos de corriente resultantes y su operación fuera de frecuencia puede causar estrés en los devanados, altas corrientes en el hierro del rotor, torques pulsantes y resonancias mecánicas que son potencialmente perjudiciales para las máquinas[7].

La mejor forma de visualizar y detectar el fenómeno de pérdida de sincronismo es analizar las variaciones en el tiempo de la impedancia aparente como es vista en las terminales del generador o del lado de alta del transformador elevador. Esta trayectoria de la impedancia aparente depende de del tipo de perturbación que inicia la oscilación, así como el tipo de gobernador y sistema de excitación de la unidad de generación.

La protección de pérdida de excitación (ANSI 40), la cual emplea un esquema basado en relés de detección de impedancia en las terminales del generador para la detección de fallas en el campo de la unidad de generación, puede proporcionar cierto grado protección ante una pérdida de sincronismo de un generador, pero sólo en algunas condiciones particulares del sistema. Lo anterior, debido a que la característica mho usada en este esquema solo mide la impedancia hacia el generador y su *"offset"* no cubre sus terminales, por lo que no se detectarían oscilaciones que pasen a través de transformador elevador o cerca de las terminales del generador[8].Por lo tanto, es conveniente implementar en el generador una protección ANSI 78 que permita durante una pérdida de sincronismo del sistema, identificar si el centro eléctrico del sistema está localizado en la región entre los terminales de alta tensión del transformador elevador y el generador. Esta protección puede también ser necesaria si el centro eléctrico se encuentra fuera del generador, es decir, en el sistema de potencia.

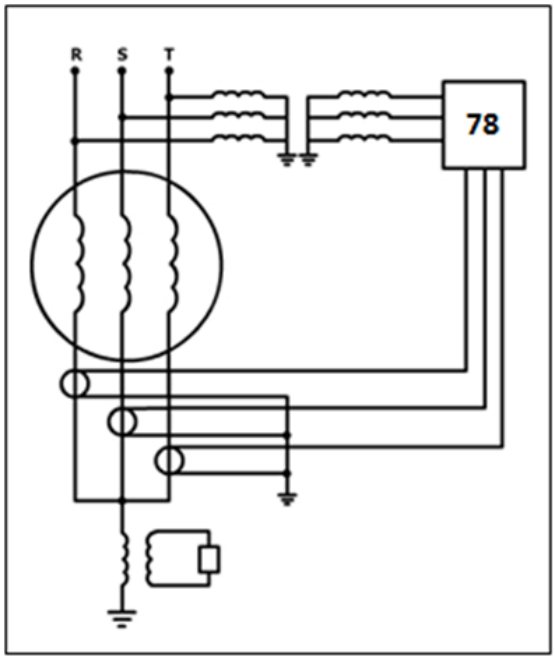
---

[5] IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Piscataway: IEEE Power System Relaying Committee (PSRC), 2011. Print

[6] IEEE Guide for AC Generator Protection Std C37.102-2006

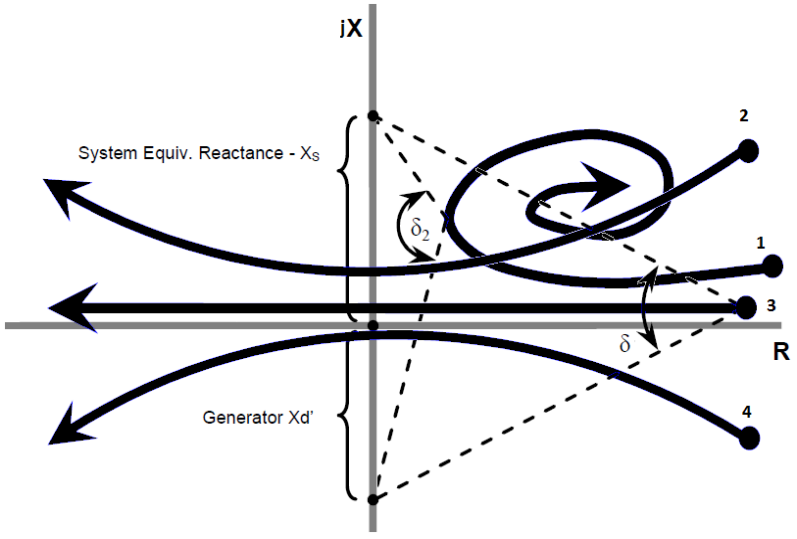
[7] Kumar, P., Fredrickson, D., & Chanda, K. (2011). Stability Studies For System Dependent Generator Protection Functions. In Western Protective Relay Conference. Chicago.

El relé típicamente es conectado para recibir corrientes del transformador de corriente (CTs) del neutro y tensión de los terminales del generador, aunque también puede tomar la corriente y tensión de los terminales del generador, ver figura.



Esquema de protección de pérdida de sincronismo

Existen muchos tipos de dispositivos de protección contra pérdida de sincronismo, sin embargo, la característica típica de funcionamiento de esta protección sigue el desplazamiento de la impedancia aparente del sistema en un plano o característica R-X. Cuando la impedancia aparente se mueve por causa de una oscilación de potencia, la protección debe determinar si la oscilación de potencia es estable o inestable y aislar la máquina del sistema en caso de ser necesario, lo cual se logra a través de los ajustes determinados por el usuario. Ver figura:



Fuente: George J. Bartok, Using Dynamic Simulation to Verify Generator Out-of-Step Relay Settings, 2006.

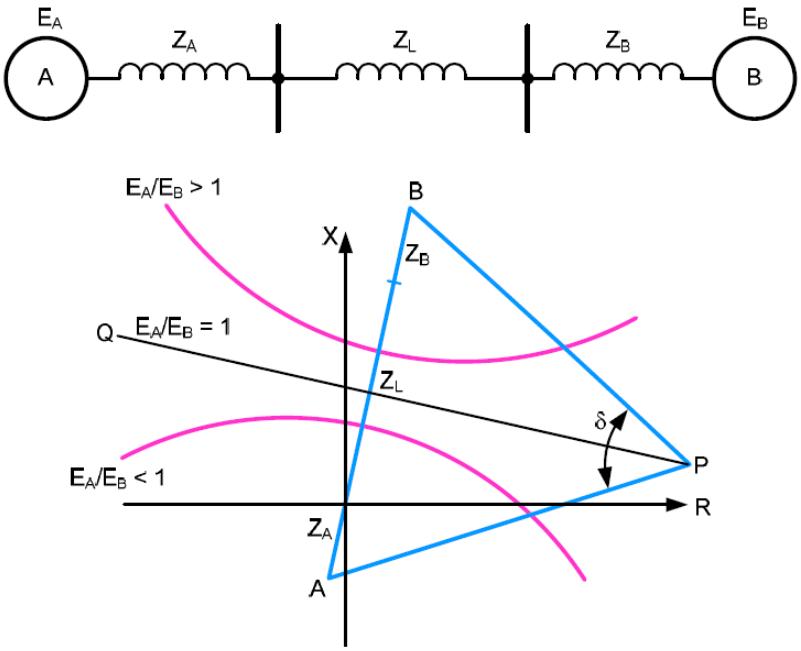
Desplazamiento de la impedancia aparente en una característica R-X en presencia de una oscilación de potencia estable e inestable

En la figura anterior se ilustra el comportamiento de la impedancia aparente durante una oscilación de potencia estable descrita en la trayectoria 1 y tres trayectorias inestables. El relé de pérdida de sincronismo sigue la trayectoria y cuando ésta se acerca a las reactancias del generador, transformador elevador y la reactancia equivalente del sistema, mostradas en el eje "jX", el relé debe evaluar si la oscilación de potencia puede ser inestable, lo cual hace según la distancia que haya entre el eje "jX" y la incursión de impedancia aparente. En caso que la impedancia aparente cruce el eje "jX", esto representa la confirmación que hay una condición inestable. Por tanto, en la mayoría de relés se debe indicar esa distancia, ya sea a través del ángulo δ mostrado en la figura o a través de fronteras (*Blinder*) que se activan cuando la impedancia aparente las cruza.

Además, algunos esquemas de oscilación de potencia evalúan la velocidad con que varía la impedancia aparente medida por el equipo de protección, junto con la trayectoria y ubicación de la oscilación de la potencia, lo que les permite determinar si la oscilación es inestable y si es necesario separar el generador de la red del sistema.

Para las tres condiciones de oscilación inestable descritas, la siguiente figura presenta la evolución de la impedancia aparente, en función de la relación entre la tensión del sistema equivalente A y la unidad de generación (sistema equivalente B). Cuando esta relación es igual a 1, la trayectoria de la impedancia es una línea recta; el punto en que la trayectoria intercepta la impedancia total (la suma de la $Z_{equivalente}$ A, la Z de la línea de conexión y la $Z_{equivalente}$ B) es el centro eléctrico del sistema y los sistemas equivalentes están 180 grados fuera sincronismo. En este punto la tensión se aproxima a cero y la corriente es alta, lo cual corresponde al comportamiento ente una fallas trifásica aparente en la ubicación de la impedancia[8].

[8] IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Piscataway: IEEE Power System Relaying Committee (PSRC), 2011. Print



Fuente: IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Piscataway: IEEE Power System Relaying Committee (PSRC), 2011. Print

Desplazamiento de la impedancia aparente en una característica R-X en presencia de oscilaciones inestables

Cuando la relación de tensiones es mayor a 1 el centro eléctrico se ubicará por encima del centro eléctrico del sistema, mientras si es menor a 1 el centro de impedancia estará por debajo de centro eléctrico. Se puede concluir entonces que los centros eléctricos varían en función de la relación entre las tensiones del equivalente del sistema y el generador; mientras la velocidad de deslizamiento entre los sistemas depende de los torques acelerante y las inercias del sistema. Teniendo en cuenta lo anterior, los estudios de estabilidad transitoria proporcionan el mejor medio para determinar las velocidades de deslizamiento y las localizaciones de las trayectorias de oscilación con respecto a las terminales del generador o del lado del alta del transformador elevador.

Consideraciones Importantes de ajuste

Desde el punto de vista regulatorio, se recomienda tener en cuenta que en el capítulo 8 de la resolución CREG 025 de 1995 se indican algunos requisitos particulares para la conexión de generadores al STN, dentro de los cuales en el numeral 8.1.2 se menciona el requerimiento de protección de deslizamiento de polos.

En cuanto a los requisitos de confiabilidad y seguridad en la operación de la protección, es importante considerar que eventos en el sistema de potencia tales como fallas, pérdida súbita de una gran unidad de generación o un enlace de transmisión causan perturbaciones severas que podrían ocasionar la operación indeseada de la función de protección de pérdida de sincronismo, lo cual en algunos casos conduce a que un evento del que el sistema de potencia se recuperaría, evolucione a un apagón mayor por la desconexión innecesaria de una unidad de generación.

Considerando lo anterior y aunque idealmente la protección por pérdida de sincronismo debería comandar disparo al interruptor de la unidad de generación en el primer ciclo de deslizamiento, antes que la separación completa de los sistemas produzca el pico máximo de corriente; la necesidad de prevenir el disparo ante una condición de oscilación estable, implica que algunos de los esquemas de pérdida de sincronismo están diseñados para operar solo después que se produzca el primer ciclo de deslizamiento[9], permitiendo de esta forma mitigar el riesgo de operación indeseada de esta función.

Otra razón para operar después de que se complete el primer ciclo de deslizamiento, está relacionada con la capacidad de los interruptores asociados a las unidades de generación. Las normas IEEE consideran la conmutación de interruptores en condiciones de pérdida de sincronismo, como una condición inusual de servicio, por lo que no se requiere que los interruptores estén especificados para esta[10]. No obstante, la norma IEEE C37.04-1999 recomienda considerar para los interruptores de uso general un 25% de su capacidad de corriente de interrupción cuando la separación entre sistemas llega a 180°[10]; mientras, la norma IEEE C37.013-1997, considera un 50% de la capacidad de corriente de interrupción asimétrica para interruptores asociados a unidades de generación cuando la separación alcanza los 90°[11].

Lo anterior implica que aunque la mayoría de interruptores no se clasifican específicamente para condiciones de pérdida de sincronismo, los rangos identificados son los aplicados a interruptores típicos. Bajo este supuesto y debido a que las corrientes asociadas a una condición de separación de cercanas a los 180°, usualmente exceden el 25% de la capacidad de un interruptor típico, el disparo debe ser retrasado hasta que la separación sea menor a 90° o mayor a 270°, con el propósito de limitar estas corrientes y disponer de por lo menos el 50% de la capacidad de interruptor[11]. Se recomienda que esta limitación sea considerada en el diseño y ajuste de la protección ante pérdida de sincronismo (ANSI 78).

Adicional a las consideraciones anteriores y teniendo en cuenta que el mejor medio para caracterizar los deslizamientos son los estudios de estabilidad transitoria, se sugiere para el ajuste de la protección ante pérdida de sincronismo emplear un programa de simulación de estabilidad dinámica, luego de calcular y ajustar el relé según las recomendaciones dadas por cada fabricante y finalmente evaluar lo siguiente:

- Como la oscilación de potencia se debe generalmente a un cambio brusco de la impedancia de la red por fallas (y su aclaración) o modificaciones de la carga. Se sugiere explorar fallas trifásicas cercanas a los generadores; considerando tiempos de despeje de fallas de los equipos de protección largos, en este caso las unidades de generación pueden perder sincronismo con respecto al sistema de potencia.

- Analizar condiciones de falla trifásica sólidas sin recierre en el circuito de salida de la subestación de conexión del generador y en el extremo remoto del circuito más corto (en tiempo de zona 2 para el relé distancia de la línea), verificando si luego de la apertura de interruptores de la línea, según la actuación de las protecciones, el generador es capaz de recuperar sus condiciones de sincronismo y la protección de pérdida de sincronismo opera según lo esperado.

---

[9] IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Piscataway: IEEE Power System Relaying Committee (PSRC), 2011. Print

[10] IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers," in IEEE Std C37.04-1999 , vol., no., pp.1-36, Dec. 30 1999

[11] IEEE Guide for AC Generator Protection Std C37.102-2006

- Además, se sugiere verificar el desempeño de esta función de protección por medio de la realización de pruebas funcionales al relé.

En lo posible, se recomienda que los estudios de estabilidad incluyan los reguladores de velocidad y frecuencia, así como los equivalentes dinámicos del sistema (o preferiblemente todo el sistema). Lo anterior, teniendo en cuenta que la parametrización de estos reguladores depende de las condiciones de instalación particulares del sitio.

Criterio de ajuste de una protección contra pérdida de sincronismo

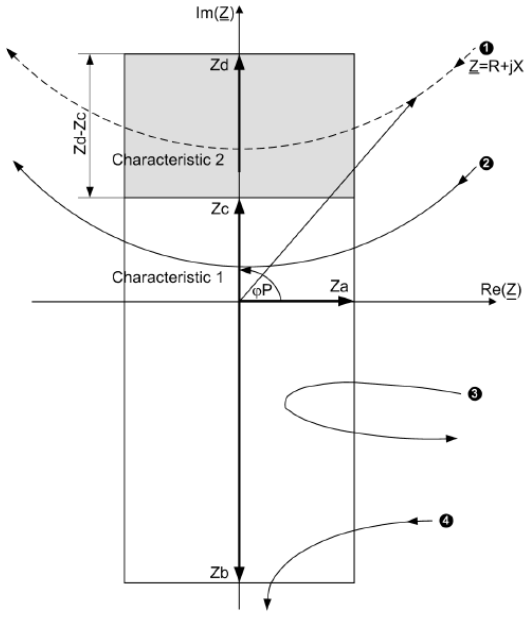
Existen varios tipos de protección contra pérdida de sincronismo, con sus propias características según sea el fabricante de la protección. Por tanto, el ajuste particular de cada relé se debe hacer considerando las instrucciones propias dadas en el manual de los mismos y confirmar los ajustes a través de estudios de estabilidad y pruebas funcionales al relé de protección.

Por ejemplo, la NERC menciona que los ajustes de estos relés, luego de ser calculados, deben ser refinados necesariamente basándose en simulaciones de estabilidad transitoria para asegurar el disparo fiable en presencia de una oscilación de potencia inestable y la operación segura en oscilaciones estables[12].

Ejemplos de aplicación:

1. Ejemplo de aplicación 1: Relé de característica poligonal [13]

La característica de este relé se muestra en la siguiente figura.



[12] NERC System Protection and Control Subcommittee, “Power Plant and Transmission System Protection Coordination.” Jul-2010.
[13] SIEMENS SIPROTEC, Multifuncional Machine Protection 7UM6 V4.6, Manual. 2010

Fuente: SIEMENS SIPROTEC, Multifuncional Machine Protection 7UM6 V4.6, Manual. 2010.

Relé contra pérdida de sincronismo de característica poligonal

El polígono usado para la detección de oscilaciones de potencia se divide en dos características, dependiendo de dónde se encuentre el centro eléctrico de la trayectoria de la oscilación, cerca del generador o en el sistema, se espera que la trayectoria de la impedancia aparente cruce la característica 1 o 2.

La detección de la condición de perdida de sincronismo requiere que el vector de impedancia ingrese a la característica, pase el eje, salga del polígono por el lado opuesto y se cumplan el número de conteos ajustados. Considerando la necesidad de desconectar el generador cuando se identifique una pérdida de sincronismo con centro eléctrico en el conjunto generador-transformador elevador (característica 1), se recomienda ajustar un solo conteo.

Las características se ajustan según como se muestra a continuación:

Característica 1.

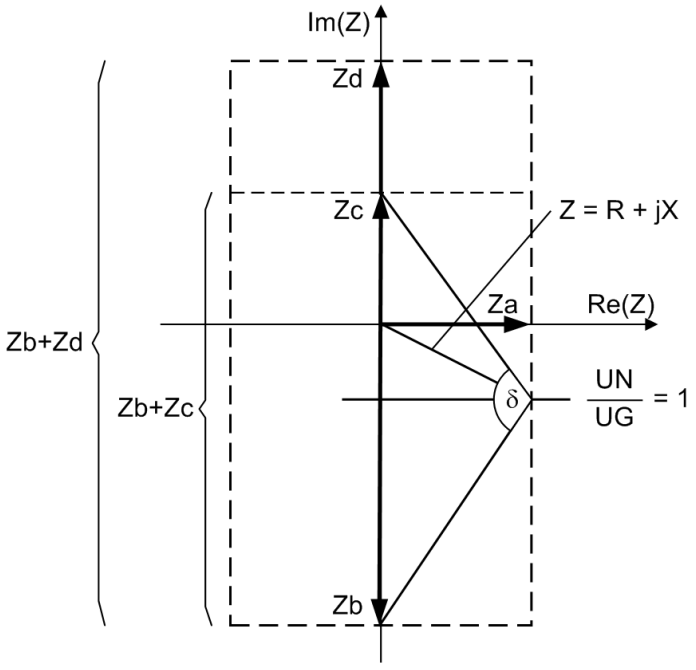
$$Z_b \approx X_d'$$

$$Z_c = (70\% - 90\%) * X_{TRF}$$

Característica 2.

$$Z_{c2} = Z_d - Z_c$$

$$Z_{total} = Z_b + Z_c$$



Fuente: SIEMENS SIPROTEC, Multifuncional Machine Protection 7UM6 V4.6, Manual. 2010.

Característica polinomial y vectores de impedancia con ángulo δ

El parámetro Za afecta el ancho de la característica polinomial

$$Za = \frac{Ztotal/2}{\tan(\delta/2)}$$

El ángulo crítico no es fijo y pueden variar con las condiciones del sistema y la perturbación, por lo que la mejor manera de determinarlo es usando un programa de simulación de estabilidad transitoria; sin embargo, en ausencia de datos obtenidos a partir de este tipo de simulaciones, una aproximación típica es considerar que un desplazamiento mayor a 120° es una condición de la cual es sistema no se recuperaría y la inestabilidad es inminente[14].

$$\text{con } \delta = 120°$$

Considerando esta aproximación se obtiene que:

$$Za = \frac{Ztotal/2}{\tan(120°/2)}$$

$$Za \approx 0{,}289 \cdot Ztotal$$

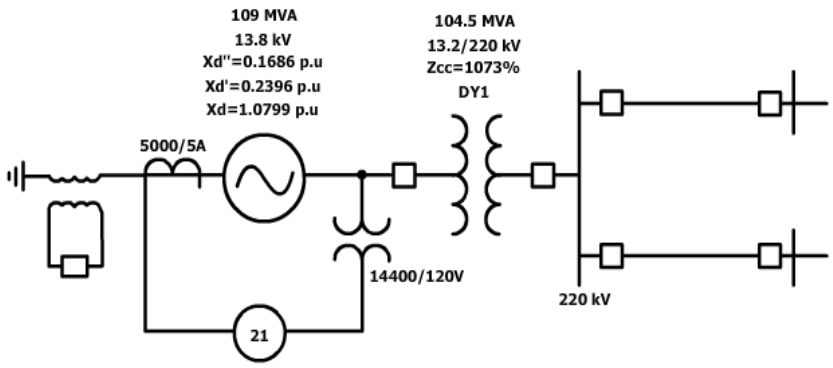
La frecuencia máxima de oscilación detectable está relacionada con el ancho de la característica Za, la cual a su vez es un factor de la impedancia total Ztotal.

$$f_p = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{1}{T} \cdot \frac{Z_a}{Z_{total}}$$

La mínima frecuencia de oscilación se ajusta usando el parámetro *"Holding Time"*, el cual corresponde a tiempo antes de olvidar el conteo y debe ser mayor que el periodo de oscilación más largo o lo que equivale a la frecuencia de oscilación mínima a ser detectada. Según recomendación del fabricante se recomienda ajustar este parámetro entre 20 s – 30 s, es decir 0.03 Hz – 0.05 Hz.

Entonces, para el generador con las siguientes características, los ajustes del relé se pueden determinar según se muestra a continuación.

[14] Reimert, Donald. Protective relaying for power generation systems. CRC press, 2005.



Parámetros de un generador de 109 MVA conectado a un sistema a 220 kV

$$\text{CTR} = \frac{5000\ \text{A}}{5\ \text{A}} = 1000$$

$$\text{PTR} = \frac{14400\ \text{V}}{120\text{V}} = 120$$

$$\text{Z}_{\text{cc trafo}} = 10.73\ \%\ (13.2\ \text{kV})$$

$$\text{X}_{\text{d}}{}' = 0.2396\ \text{p.u}$$

$$\text{Z}_{\text{b gen prim}} = \frac{(13800\ \text{V})^2}{109\ \text{MVA}} = 1.747\Omega$$

$$\text{Z}_{\text{b gen sec}} = 1.747 \times \frac{1000}{120} = 14.56\Omega$$

Cambio de base impedancia del transformador de potencia:

$$\text{Z}_{\text{pu 2}} = \text{Z}_{\text{pu 1}} \times \frac{\text{V}_{\text{b1}}{}^2 \times \text{MVA}_2}{\text{V}_{\text{b2}}{}^2 \times \text{MVA}_1}$$

$$\text{Z}_{\text{pu 2}} = 0.1073 \times \frac{(13.2\text{kV})^2 \times 109\ \text{MVA}}{(13.8\ \text{kV})^2 \times 104.5\ \text{MVA}} = 0.1024\ \text{p.u}$$

Pasando todas las reactancias a la misma base:

$$\text{X}_{\text{d}}{}' = 0.2396 \times 14.56\Omega = 3.49\ \Omega$$

$$\text{X}_{\text{trafo}} = 0.1073 \times 14.56\Omega = 1.49\ \Omega$$

Calculo de las impedancias:

$$\text{Z}_{\text{b}} = \text{X}_{\text{d}}{}' = 3.49\ \Omega$$

$$\text{Z}_{\text{c}} = 0.8 \times \text{X}_{\text{trafo}} = 1.193\ \Omega$$

Angulo de inclinación del poligono = 90° (**recomendación fabricante**)

$Z_{c\ residual} = 0.2 \times X_{trafo} = 0.3\ \Omega$

$Z_d - Z_C = 0.3\Omega + Xcable$

$Z_d - Z_C = 1.1\Omega$

Con un angulo pendular = 120°

$Z_{total} = 3.49\ \Omega + 1.193\Omega = 4.683\Omega$

$Z_a = 0.289 \times Z_{total} = 1.35\ \Omega$

$I_1 >= 1.20 \times\ I_n = 1.2 \times 4.56A = 5.5\ A$

$I_2 <= 0.20 \times\ I_n = 0.2 \times 4.56A = 0.912\ A$

fp = 29.63Hz

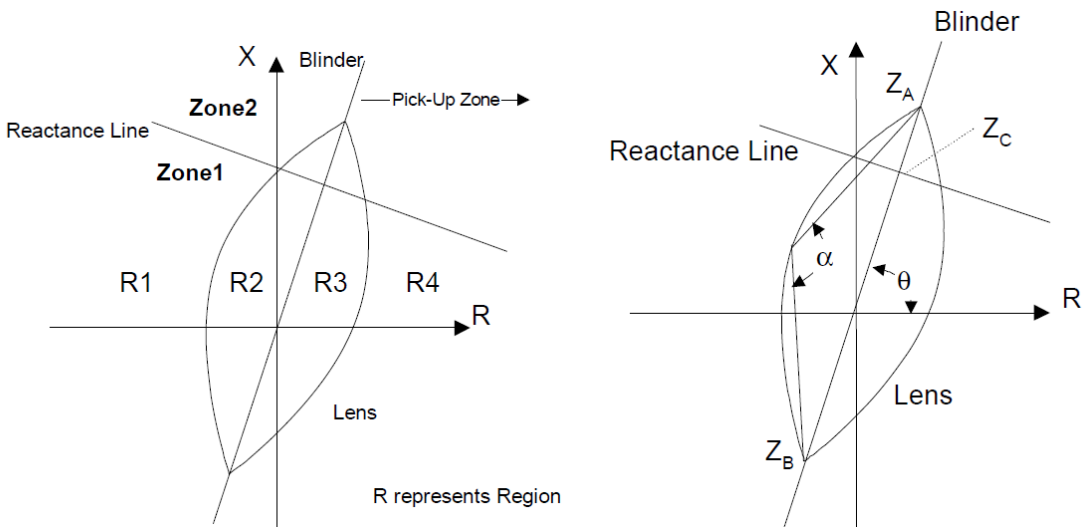
Numero de penduleos por caracteristica 1 = 2

Numero de penduleos por caracteristica 2 = 4

Tiempo de retencion = 20s

Ejemplo de aplicación 2: Relé de característica lenticular[15]

La característica de este relé se muestra en la siguiente figura.



Fuente: AREVA MICOM P342, P343, P344, P345, Generator Protection Relays, Technical Manual. 2007.

Relé contra pérdida de sincronismo de característica lenticular

Esta característica está formada por tres partes, la primera es el lente, la segunda es una línea recta conocida como "*Blinder*" que corta en dos el lente dividiendo el plano R-X en dos mitades. La tercera parte corresponde a la línea de reactancia o *"Reactance line"* que es perpendicular al *"blinder".*

La inclinación de la característica lenticular y del "*Blinder*" está determinada por el ángulo de inclinación de la impedancia del sistema θ. La impedancia equivalente del sistema y la impedancia del transformador elevador determina el alcance hacia adelante del lente o Z_A; mientras la reactancia transitoria del generador determina el alcance en revesa o Z_B. Por lo que la distancia entre Z_A y Z_B debe coincidir con la suma de la impedancia del transformador, la impedancia equivalente del sistema y la reactancia del transformador $X_G = 2X'_d$.

El ancho del lente se determina mediante el ajuste del ángulo α. Para su ajuste se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Bajo todas las condiciones la impedancia de la carga debe permanecer por fuera del lente. Por esta razón, el cálculo del mínimo α, depende de la mínima resistencia de carga, de forma tal que R_{Lmin} sea al menos 1.3 Zr (donde Zr es el ancho máximo de la mitad del lente).

- El punto donde el relé dispara que se ubica en la zona izquierda del lente debe ser el punto donde la separación angular entre el sistema y el generador sea pequeño. Esta consideración tiene que ver con la capacidad de los interruptores [16], porque cuando se tiene un

[15] AREVA MICOM P342, P343, P344, P345, Generator Protection Relays, Technical Manual. 2007
[16] Reimert, Donald. Protective relaying for power generation systems. CRC press, 2005.

deslizamiento de 180°, es decir que la máquina y el sistema se encuentran en contrafase, se recomienda comandar disparo en condición del menor deslizamiento posible. Por esta razón, se recomienda elegir un ángulo entre 90° y 150°[17].

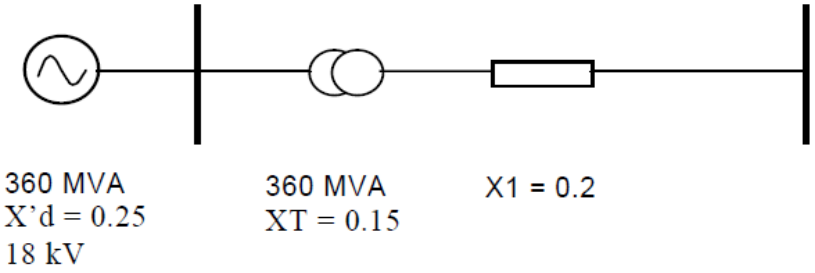
$$\alpha_{min} = 180° - 2 * tan^{-1}\left(\frac{1.54 * RL_{min}}{Z_A + Z_B}\right)$$

La *"Reactance line"* ubicada en forma perpendicular al eje del lente se utiliza como frontera para distinguir si la oscilación está en el sistema o en el generador. El valor de Z_C que determina la distancia de la *"Reactance line"* desde el origen se ajusta incluyendo con suficiente margen las reactancias del generador y transformador elevador.

El lente se divide dos secciones, la R2 y R3, a cada una de estas secciones se le asigna un tiempo de cruce T1 y T2, respectivamente. De acuerdo a lo indicado por los fabricantes, considerando un $\alpha = 120°$ se pueden detectar oscilaciones hasta de 10 Hz[18] con un tiempo para T1 y T2 = 15 ms.

Para que se produzca un disparo la impedancia aparente debe atravesar completamente las dos caras del lente y se cumplan el número de conteos ajustado. Considerando la necesidad de desconectar el generador cuando se identifique una pérdida de sincronismo con centro eléctrico en el conjunto generador-transformador elevador (zona 1), se recomienda ajustar un solo conteo.

Entonces, si tenemos un generador con las siguientes características, los ajustes de este relé se pueden determinar según se muestra a continuación[18].



Parámetros de un generador de 360 MVA

Fuente: AREVA MICOM P342, P343, P344, P345, Generator Protection Relays, Technical Manual. 2007.

Pn = 360 MVA

Vn = 18 kV

Resistencia mínima de carga = 0.77 Ω

Ángulo de impedancia del sistema ≥ 80°

[17] AREVA MICOM P342, P343, P344, P345, Generator Protection Relays, Technical Manual. 2007

Impedancia del generador 0.25 pu

Impedancia del transformador elevador 0.15 pu

Impedancia del sistema 0.2 pu

$$Z_{b\,gen\,prim} = \frac{(18000\ V)^2}{360\ MVA} = 0.9\Omega$$

$$Z_A = (X_T + X_1) \times Z_b = (0.15 + 0.2) \times 0.9 = 0.315\ \Omega$$

$$Z_B = (2X'_d + Z_b) = (2 \times 0.25 \times 0.9) = 0.45\ \Omega$$

Z_C normalmente se ajusta al 90% de la reactancia del transformador

$$Z_C = 0.9 \times (X_T \times Z_b) = (0.9 \times 0.15 \times 0.9) = 0.122\ \Omega$$

El mínimo ajuste de α debe estar limitado por el por la resistencia mínima de carga:

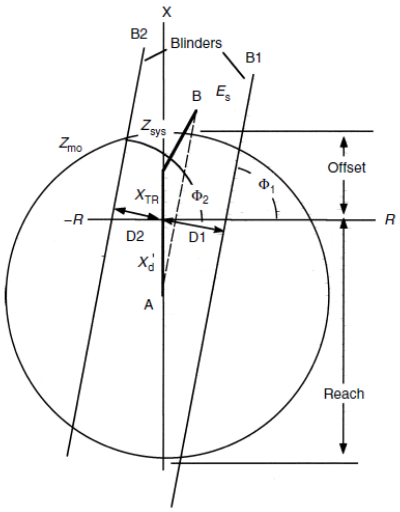
$$\alpha_{min} = 180° - 2 \times \tan^{-1}(1.54 \times \frac{R_{min}}{(Z_A + Z_B)} = 180° - 2 \times \tan^{-1}\left(1.54 \times \frac{0.77}{0.315 + 0.45}\right) = 65.7°$$

Entonces α se puede ajustar a partir de 90°

T1 y T2 se ajustan en 15 ms para un ángulo de impedancia del sistema de 80°

Relé con característica de *"blinder"* sencillo[18]

La característica de este relé se muestra en la siguiente figura.



Fuente: 4. Reimert, Donald. Protective relaying for power generation systems. CRC press, 2005.

Relé contra pérdida de sincronismo de *"blinder"* sencillo

Este esquema de protección emplea un juego de *"Blinders"* en conjunto con un elemento mho. Un *"blinder"* es un elemento detector de impedancia con una característica de línea recta cuando se representa en el plano R-X. La protección diferencia entre una falla y una oscilación midiendo el tiempo de detección de los dos *"blinders"*.

Adicionalmente, la lógica distingue entre una oscilación estable e inestable, monitoreando la trayectoria de entrada y salida de la impedancia. Para que se produzca el disparo, la impedancia aparente debe ingresar primero al elemento mho desde afuera y atravesar ambos *"Blinders"* en secuencia. La orden de apertura del interruptor de la unidad de generación puede ocurrir después que el segundo *"blinder"* actúa, pero muchos esquemas, lo retrasan hasta que la oscilación salga de la característica mho, con el propósito de lograr un ángulo más favorable para el interruptor.

La inclinación de los "*Blinders*", Φ_1 y Φ_2 están determinados por el ángulo de inclinación de la impedancia del sistema θ. Con respecto al elemento mho se recomienda, considerar lo siguiente:

- un alcance hacia delante

  $$2 - 3X_d{}'$$

- Offset

  $$1.5 - 2X_{TR}$$

[18] Reimert, Donald. Protective relaying for power generation systems. CRC press, 2005.

El alcance hacia adelante es amplio para permitir la variación de la impedancia causada por deslizamiento.

Por otro lado, el ajuste de los *"Blinders",* se realiza en función de ángulo critico de despeje obtenido a partir de simulaciones de estabilidad transitoria usando la siguiente expresión:

$$d = \left[\left(\frac{X'_d + X_{TG} + X_{max\,SG1}}{2} \right) \bullet \tan\left(90 - \frac{\delta}{2} \right) \right]$$

Al igual que para el esquema con característica en ausencia de datos obtenidos a partir de este tipo de simulaciones, una aproximación típica es considerar que un desplazamiento mayor a 120° es una condición de la cual es sistema no se recuperaría y la inestabilidad es inminente[19].

Adicionalmente, para los esquemas en que se requiera ajustar un temporizador en la zona de detección de oscilación, este tiempo debe ser ajustado por debajo del tiempo máximo obtenido entre los *"blinders"* a partir de las simulaciones transitorias realizadas. En ausencia del tal estudio la norma C37.102[20] recomienda un rango entre 40 y 100 ms , lo cual corresponde a una frecuencia máxima de oscilación entre 25 y 10 Hz.

8.2.8 Protección Sobre y Baja Frecuencia (ANSI 81)

Las desviaciones de la frecuencia fuera de su valor nominal (60 Hz) se evidencian normalmente por desbalances entre la generación y la demanda. Entonces, el aumento de frecuencia en la máquina se puede generar con la ocurrencia de eventos que llevan a la desconexión de un importante bloque de demanda (MVA); mientras una disminución de la frecuencia puede darse con el disparo de alguna unidad de generación en el sistema eléctrico de potencia.

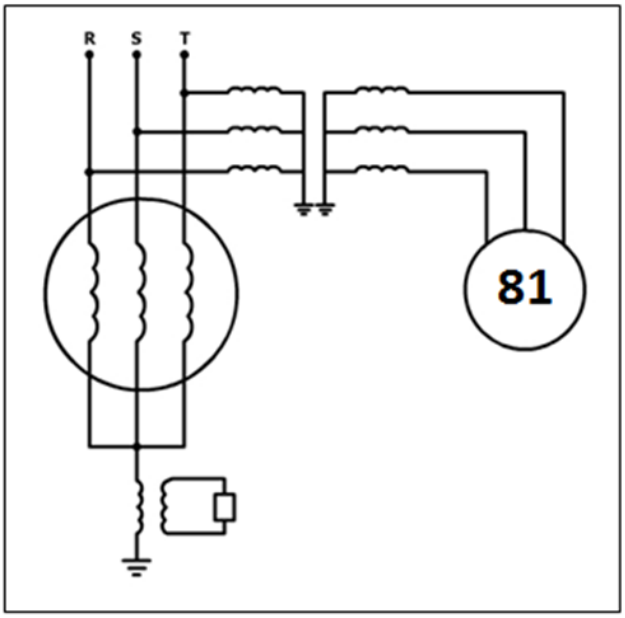
Generalmente las turbinas de máquinas tipo vapor y gas son más limitadas o restrictivas a operar en frecuencias anormales, en comparación con los generadores hidráulicos, principalmente en frecuencias por debajo de la nominal, y los efectos de operar a estas frecuencias anormales son acumulativos. Por lo tanto, si la turbina opera 50% del tiempo permisible en una banda de frecuencia específica, ésta deja sólo 50% del tiempo permisible de la banda de frecuencia para el resto de la vida de la unidad.

En estos generadores tipo vapor o gas, una condición de baja frecuencia puede llevar a resonancias mecánicas en los álabes de la turbina y por tanto, esfuerzos vibratorios que pueden llevar a la fractura de alguna parte en la estructura de los álabes. Por lo anterior, el generador o la turbina es limitada a operar en unos rangos de frecuencia anormal que puede ser tolerada por determinado tiempo. Entonces, normalmente los fabricantes de generadores suministran las curvas de frecuencia de operación y sus límites, este dato es usualmente dado como un tiempo de operación permisible para una banda de frecuencias especifica.

El relé ANSI 81 usa las medidas de voltaje según se muestra en la siguiente figura:

---

[19] Reimert, Donald. Protective relaying for power generation systems. CRC press, 2005.
[20] IEEE Guide for AC Generator Protection Std C37.102-2006



Esquema de protección de sobre y baja frecuencia

Criterio de ajuste:

En Colombia, los umbrales en los ajustes de esta protección se encuentran alineados a lo indicado en la resolución CREG 025 de 1995, *numeral 2.2.2 Ajustes de los relés de frecuencia en las unidades de generación del SIN*. La cuan indica los siguientes requisitos para el ajuste de los reles de sobre y baja frecuencia:

- No se deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.
- En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad.

Sin embargo, no todos los tipos de unidades requieren la programación de estos límites en los ajustes de los relés de sobre y baja frecuencia, esto depende de las recomendaciones del fabracante de la unidad y además, las restricciones mencionadas no aplican para generadores hidráulicos.

Ejemplo de aplicación:

Cumpliendo con las recomendaciones dadas en el código de redes, los ajustes recomendados para esta función de protección son los siguientes:

Funciones de sobre frecuencia (81O):

- $81-1=63\ \text{Hz} \quad t_1=0.5\ \text{segs}$
- $81-2=62\ \text{Hz} \quad t_2=15\ \text{segs}$

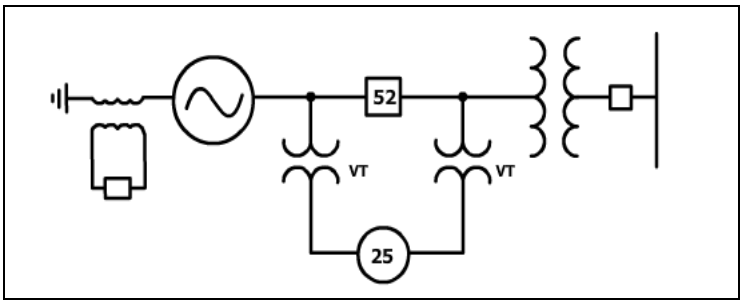
Funciones de baja frecuencia (81U):

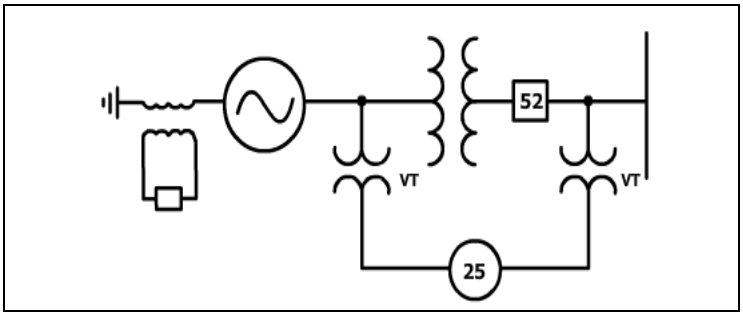
- $81-3=58.5\ \text{Hz} \quad t_3=15\ \text{segs}$
- $81-4=57.5\ \text{Hz} \quad t_4=0.5\ \text{segs}$

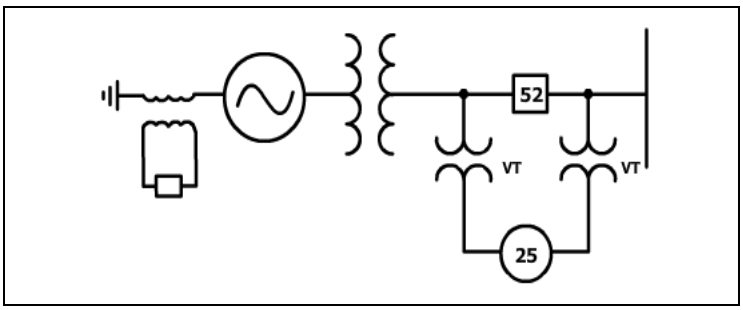
8.3 OTRAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR

8.3.1 Relé Chequeo de Condiciones de Sincronismo (ANSI 25)

La sincronización inadecuada o el cierre asincrónico de un generador a la red eléctrica puede generar severos daños a la máquina. Por esta razón se implementa un esquema que permite sincronizar la máquina con el sistema de potencia, el cual debe permitir verificar las condiciones de diferencia angular, de tensión y de frecuencia entre las medidas tomadas antes y después del interruptor de conexión.







Esquema de chequeo de condiciones de sincronismo de generadores

Existen tres tipos de esquemas que normalmente se usan para sincronizar el generador y reducir al mínimo cualquier posibilidad de generar daños en la máquina:

Sistema de sincronización automática

La sincronización automática normalmente se hace a través de un relé de sincronismo ANSI 25 y se incluyen elementos para supervisar y controlar la frecuencia, el voltaje y el ángulo de desfase entre la tensión del generador y la del sistema de potencia.

Este sistema tiene en cuenta el tiempo que tarda el interruptor en cerrar para predecir cuándo debe darse la orden de cierre, asegurándose que se haga en condiciones de sincronismo seguras y deseadas, es decir, que las diferencias de ángulo, voltaje y frecuencia entre el generador y el sistema estén dentro de los rangos establecidos ($\Delta\theta$, ΔV, Δf), para asegurar que los polos del interruptor se cierren cuando la máquina y el sistema están en fase. Para lograrlo, el relé de sincronismo automático envía pulsos (ordenes) de subir/bajar velocidad al regulador de velocidad y ordenes de subir/bajar tensión al regulador de tensión de la unidad de generación, permitiendo asi ajustar las variables eléctricas en la franja de sincronismo seguro, para posteriormente generar la orden de cierre del interruptor de la máquina, la cual sólo se permitirá cuando la diferencia de frecuencia esté dentro de un límite establecido.

Para evitar inconvenientes con la función de potencia inversa, generalmente la velocidad del generador se ajusta para que sea ligeramente superior a la frecuencia del sistema.

Sistema de sincronización manual

En un sistema de sincronización manual el operador de la central es el encargado de ejecutar el cierre del interruptor, usando para ello los mandos de subir/bajar tensión del regulador de tensión, los mandos de subir/bajar frecuencia del regulador de velocidad del generador y la información que le proporcionan los equipos de instrumentación (voltímetro, frecuencímetro y sincronoscopio).

La sincronización manual requiere de entrenamiento, experiencia y de mucha atención del operador de la central. Se han dañado generadores como resultado de errores del operador, por lo tanto, no se recomienda la sincronización manual a menos que sea supervisado con un relé que lleve a cabo una verificación de sincronismo. [11]

Sistema de sincronización semi-manual

En este sistema el operador puede supervisar el dispositivo automático y controlar directamente la velocidad y la tensión del generador, como se describió en el numeral anterior. La supervisión

generalmente se hace en un relé de verificación de sincronismo. Tanto la diferencia de voltaje, de frecuencia y de ángulo son ajustadas en este relé.

La supervisión del relé de sincronismo se lleva a cabo de la siguiente manera: El operador realiza todas las funciones normales de sincronización manual, pero no puede completar el cierre del interruptor hasta que el relé detecte que los sistemas están en sincronismo. Cuando el operador se asegure que el ángulo de fase, la diferencia de frecuencia y la diferencia de tensión entre los dos sistemas se encuentran dentro de los valores preestablecidos, el relé permite el cierre del interruptor.

El ajuste del relé de verificación de sincronismo se debe establecer de tal forma que el cierre del interruptor se dé cuando las diferencias entre máquina y sistema estén muy cerca a cero.

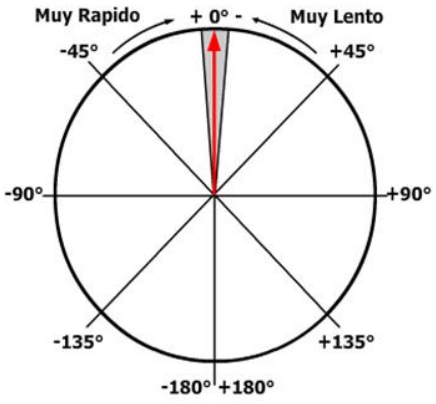
Tener en cuenta que la utilización de un retardo de tiempo intencional en un relé de comprobación de sincronización no siempre permite tener una coincidencia de fases y puede resultar en el cierre indeseado.

Criterios para ajustar las condiciones de chequeo de sincronismo:

El fabricante del generador normalmente proporciona los límites de las diferencia en las variables mencionadas, generalmente en términos de ángulo de cierre del interruptor, diferencia de tensión y deslizamiento de frecuencia. Los límites típicos recomendados se describen a continuación:

Ángulo de cierre del interruptor: la diferencia angular debe estar dentro del rango de +/- 10° [-10° a 10°].

El cierre del interruptor debería ser idealmente cuando la diferencia angular entre las fases del generador y la red estén en cero grados. Buscando esto, el interruptor es programado para cerrar antes del ángulo de coincidencia de las fases, para considerar el tiempo que le toma cerrar al interruptor. Algunos relés de sincronización automática pueden anticipar un ángulo de avance y calcular el instante donde debe hacer el cierre del interruptor, de forma que cuando el interruptor vaya a cerrar, se tengan condiciones lo más cercanas posibles al sincronismo.



Ángulo mostrado en un sincronoscopio

Un relé normalmente tiene dos configuraciones ajustables que se pueden programar. Un ajuste permite que el relé acomode el tiempo de cierre del interruptor, por ejemplo 0,05 s a 0,4 s, y el otro ajuste establece el máximo avance de ángulo de fase, de 0° a 30-40°. El ángulo de cierre adelantado

se calcula con la siguiente expresión matemática que busca la coincidencia angular entre los dos sistemas:

$$\theta = 360 \times F_S \times T_S$$

Donde:

θ representa el avance angular en grados.

F_S representa el deslizamiento de frecuencia en (ciclos/s).

T_S es el tiempo en segundos que el interruptor tarda en cerrar (s).

Ejemplo: cuando dos sistemas van a entrar en sincronización, si Fs = 0.1 ciclos/s, el cierre del interruptor debe darse con suficiente antelación para lograr el sincronismo. Entonces, si el interruptor tiene un tiempo de cierre de 0,15 s, el ángulo de avance requerido sería 5.4°.

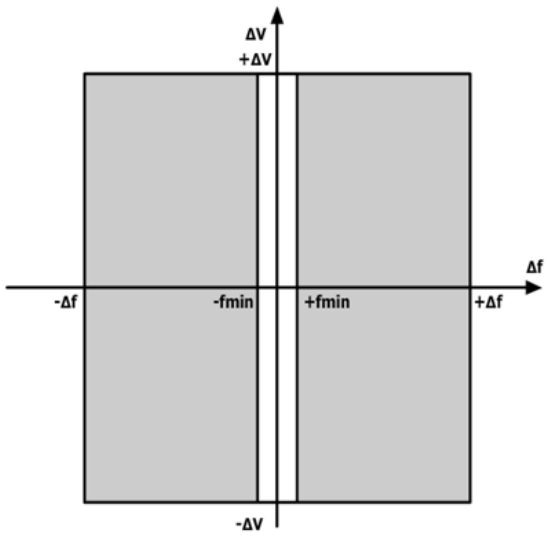
$$\theta = 360 \times 0.1 \frac{\text{cilos}}{\text{s}} \times 0.15\ \text{s} = 5.4^{o}$$

Si el tiempo de cierre del interruptor o el deslizamiento de frecuencia es más bajo, entonces el ángulo de avance es mucho más pequeño. Para un tiempo de cierre de 0,08 s, el ángulo de cierre es ahora 2,884 º. Por lo tanto, un control preciso del punto de sincronismo se puede conseguir. [11]

- Igualación de la tensión: la diferencia de tensión debe ser la mínima posible y no superar el 5% del voltaje nominal [0% a 5%].

- Diferencia de frecuencia: se recomienda que esta diferencia sea menor a 0.067 Hz.

El límite de deslizamiento de frecuencia es aplicable a ciertos tipos de máquinas y está basado en la robustez de la turbina del generador, su sistema de control y la capacidad en MVA.



Incluir titulo de la Figura

8.3.2 Protección Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Ante la ocurrencia de una falla eléctrica en las zonas de protección de un generador, una o más funciones de protección se activan generando una orden de apertura al interruptor o interruptores asociados al equipo protegido. La apertura del interruptor es primordial para aislar la falla y proteger tanto la máquina como el sistema eléctrico al cual se conecta. La extinción lenta de una falla puede afectar la vida útil de la máquina y la estabilidad de la red.

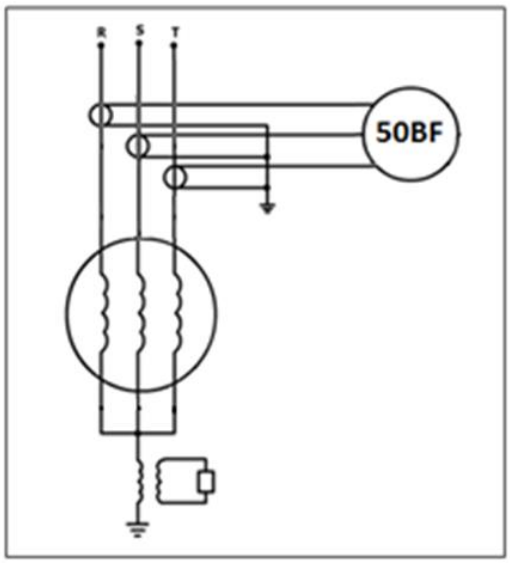
La protección falla interruptor (50BF) se encarga de supervisar la apertura correcta del interruptor dentro de los tiempos establecidos, verificando la presencia de corriente en el circuito asociado y en caso de cumplirse las condiciones de la protección, ésta dispara los interruptores de los elementos del sistema de potencia que aportan corriente a la falla, a fin de aislarla completamente.

Es habitual utilizar un elemento de mínima corriente (I>) con un ajuste de corriente bajo en el relé de protección de falla interruptor para indicar que los polos del interruptor han abierto el camino de la corriente de falla o de carga cuando se requiera. El elemento de mínima corriente es requerido en las siguientes situaciones:

- Cuando los contactos auxiliares del interruptor están averiados, o no puede confiarse en que realmente estén indicando la posición abierta del interruptor.

- Cuando un interruptor ha comenzado a abrirse pero se ha atascado. Esto puede provocar un arco eléctrico continuo en los contactos primarios. Si la resistencia del arco limita considerablemente la corriente de falla, el elemento de protección por falla interruptor podrá no arrancar y sería necesario sensibilizar el ajuste de corriente..

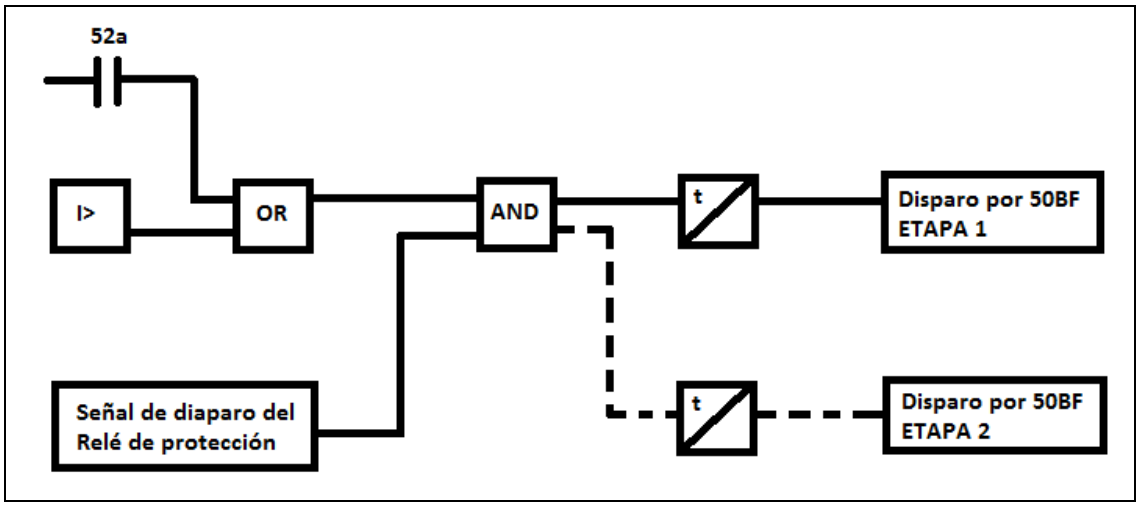
La medida de corriente (I>) normalmente es tomada de los TC´s del lado de terminales del generador, según se muestra en la siguiente figura de conexión.



Esquema de conexión de la función de falla interruptor

Además, típicamente la lógica de la función 50BF es relacionada con la activación de cualquiera de las protecciones asociadas al campo de generación y normalmente permite programar dos etapas de operación. Cuando se configuran las dos etapas, la primera se usa para dar una orden de re-disparo

al interruptor de la máquina y si el interruptor permanece cerrado luego del re-disparo, la segunda envía orden de apertura a los interruptores adyacentes a éste (todos aquellos que permitan la eliminación de los aportes de corriente a la falla).



Lógica de actuación del 50BF (Falla interruptor)

Criterios de ajuste 50BF

Los criterios de ajuste citados a continuación aplican tanto para configuraciones en las cuales el transformador elevador de la unidad de generación dispone de interruptores en sus dos niveles de tensión, como para configuraciones en las que se tiene sólo un interruptor en el lado de alta del transformador elevador.

Criterio de ajuste del tiempo

En el caso que se usen dos etapas de operación para la función de Falla Interruptor, considerando la importancia de aislar rápidamente una falla cuando se presentan las condiciones de activación del relé falla interruptor, se recomienda que la etapa 1 encargada de emitir orden de re-disparo al interruptor de la máquina se ajuste entre 0 y 50 ms.

Para la etapa 2 de la función Falla Interruptor o en los casos donde se ajuste una sola etapa en esta función, la cual se encarga de despejar la falla enviando orden de apertura a los interruptores adyacentes, se recomienda usar una temporización entre 160 ms y 200 ms. Este tiempo es recomendado considerando los tiempos mostrados en la siguiente tabla:

Mecanismo de re-inicialización fallo interruptor	**Temporización tBF**	**EJEMPLO: Temporización típica para un interruptor de 2½ ciclos**
Inicializando elemento de reinicio	Tiemp interrupción INT+ tiemp reinicio elemento (máx.) + error en tINT tempo + margen seguridad	50 + 50 + 10 + 50 = 160 ms

INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx.) + error en el temporizador tINT + margen de seguridad	50 +10 + 50 = 110 ms
Elementos de mínima corriente	Tiempo interrupción INT+ elemento mín. intensidad (máx.) + tiempo funcionamiento margen seguridad	50 +12 + 50 = 112 ms

Título de la tabla

Cuando se utilizan relés de disparo auxiliares, se debe añadir 10 a 15 ms adicionales para permitir el funcionamiento del relé de disparo.

Criterios de ajuste mínima corriente

Los ajustes de mínima corriente de fase deben ser menores que la corriente de carga para asegurar que la protección de falla interruptor indique la apertura del interruptor ante las mínimas corrientes de falla. Un ajuste típico del 5% In del generador es común para el interruptor de máquina.

Consideraciones importantes

- Los elementos de mínima corriente deben tomar la medida los TCs del lado del terminal del generador. Esto se hace porque, para una falla interna del generador, después de que ha disparado el interruptor, el generador aún estará alimentando parte de la corriente de falla, lo cual será percibido por las protecciones que tomen las corrientes de los TCs ubicados en el lado de neutro del generador, lo que podría dar una indicación falsa de una condición de fallo interruptor.

- Por seguridad, en la lógica de la protección de Falla Interruptor, se debe cablear la posición de cada una de las 3 fases del interruptor, para detectar que las tres fases del interruptor abrieron exitosamente.

- La operación de una función de falla interruptor debe estar señalizada, es decir, debe enviar una alarma al centro de control de la subestación y no debe permitir el cierre del interruptor sin una adecuada inspección del mismo.

- En el esquema de conexión del generador que cuenta con interruptor entre el transformador elevador y bornes la máquina, la actuación de la función de Falla Interruptor asociado al mismo, debe enviar una señal de disparo al interruptor del dado de alta tensión de transformador elevador asociado a la unidad de generación.

- Se recomienda implementar el relé de falla interruptor asociado al lado de alta tensión del transformador elevador según los criterios indicados en este numeral y la activación de la etapa 2 de esta función debe enviar orden de disparo a todos los interruptores adyacentes que corresponda para aislar la falla, es decir, se deben abrir todos los interruptores asociados a la barra o fracción de barra donde se encuentra conectada la máquina, así como el interruptor en bornes de la máquina.

8.3.3 Protecciones Mecánicas del Generador

Las protecciones mecánicas típicas incluyen el monitoreo de parámetros como velocidad, temperatura, presión y flujo. Las principales fallas mecánicas dinámicas, inherentes al movimiento del generador se evidencian en incrementos de velocidad, temperatura o vibración.

Protección de sobre temperatura

La protección térmica para núcleo y devanados del estator puede ser provista para operar en las siguientes situaciones:

- Sobrecarga del generador
- Fallas en los sistemas de refrigeración
- Puntos calientes localizados, causados por fallas en el aislamiento o el laminado en el núcleo.

A continuación una descripción de cada caso, incluyendo la protección empleada:

Sobrecarga del generador por medición de temperatura

La mayoría de los generadores se suministran con un número de sensores de temperatura para vigilar los devanados del estator. Estos sensores son generalmente RTD y termocuplas, los cuales se integran a otros equipos para registrar la temperatura y producir alarmas y disparos de acuerdo a los niveles establecidos por el fabricante de la máquina y que están relacionados directamente con la clase de aislamiento. Las señales se complementan con la medición de temperatura a la descarga del refrigerante, lo que garantiza que se está dando el intercambio de calor. El fabricante del generador debe ser consultado para el seguimiento de estos sensores y límites de temperatura para propósitos de alarma y disparo.

Los devanados tanto del estator como del rotor del generador tienen una resistencia limitada a la temperatura, especialmente el tipo de aislamiento nos informa sobre la temperatura máxima de trabajo a la cual puede ser operado, si se exceden estos valores la vida útil de la máquina puede reducirse. La medición de temperatura en el rotor no se realiza en forma directa, esta se calcula con la corriente y voltaje de excitación, a continuación se presenta la ecuación utilizada para ello:

$$t = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} * \frac{234,5+T}{R(T)} - 234,5 \text{ [°C]}$$

Donde:

V_{cc}: Voltaje de excitación [V]

I_{cc}: Corriente de excitación [A]

T: Temperatura a la cual se hizo la medición de R(T) [°C] (información suministrada por el fabricante)

$R(T)$: Resistencia conocida a la temperatura T [Ω] (información suministrada por el fabricante)

Falla en los sistemas de refrigeración

Dependiendo de la clase y el diseño de los núcleos y bobinados del estator, estos pueden ser refrigerados por aire, aceite, hidrógeno o agua. En generadores con refrigeración directa, el refrigerante disminuye la temperatura del generador realizando la transferencia de calor por medio del aislamiento. Para cualquier tipo de generador, una falla en el sistema de refrigeración puede resultar en un rápido deterioro del aislamiento, tanto de los núcleos como del bobinado.

Generalmente el fabricante provee toda la protección necesaria para el sistema de refrigeración. Esta protección se logra por medio de instrumentos de medida de temperatura, flujo y presión. Estos equipos se conectan a alarmas para reducir la carga a niveles seguros o a disparo dependiendo su valor.

Puntos calientes en el núcleo

Puntos calientes localizados en los núcleos del estator pueden ser producidos por fallas en el aislamiento, causadas por mala operación, alta vibración, objetos extraños dejados en la máquina o daño en el núcleo durante la instalación o mantenimiento.

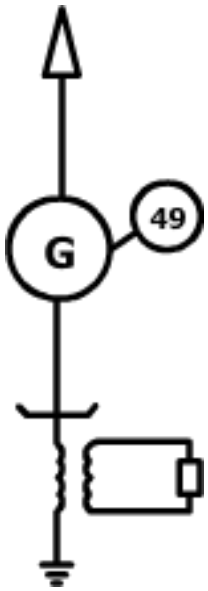
Los puntos calientes son el resultado de corrientes de Eddy, producidos a partir de flujo en el núcleo, que encuentran caminos conductores a través del aislamiento entre laminaciones. En algunos diseños, laminaciones del estator están cortocircuitados eléctricamente entre sí en el diámetro exterior del núcleo donde se une a la carcasa del estator. Cualquier contacto entre laminaciones en el orificio interior dará lugar a un circuito para corrientes de Foucault. El cortocircuito de las laminaciones puede provocar la fusión de acero de núcleo que pueden ser costosos de reparar.

Para detectar puntos calientes en generadores refrigerados por aire, se usa un arreglo de sensores de temperatura (RTD o Termocuplas) las cuales se encuentran instaladas en ubicaciones estratégicas. Dado que no es posible cubrir la totalidad del núcleo con estos detectores esta solución solo permitirá una detección parcial de puntos calientes.

En generadores refrigerados por hidrógeno, puede ser detectada la presencia de puntos calientes, sin embargo no es posible detectar la localización exacta, esto es posible usando un monitor del núcleo del generador. Este monitor es un detector de partículas de iones, el cual es instalado en un generador de tal manera que permita un flujo constante de gas a través de él. Bajo condiciones normales, el gas refrigerante no contiene partículas que puedan ser captadas por el monitor. Sin embargo, cuando hay sobrecalentamiento, la descomposición del material orgánico, pintura epóxica y aislamiento, produce un gran número de partículas que son detectadas por el monitor.

La localización de puntos calientes puede ser determinada por un análisis de las partículas por medio del uso selectivo de esmaltes en diferentes partes de la máquina.

Actualmente este tipo de protección es suministrada normalmente en grandes generadores de turbina a vapor y se encuentra conectada a una alarma sonora.



Esquema de Protección 49 con RTD conectadas al devanado del estator.

Protección de sobre velocidad

Una sobre velocidad en la máquina rotatoria puede ocasionar daños severos en turbina, carcasa y cojinetes. Este evento se puede presentar como consecuencia de fallas en el regulador de velocidad o de los actuadores que gobiernan la turbina. El caso más crítico se encuentra en el rechazo a plena carga, el regulador de velocidad debe cerrar las válvulas, sin embargo en caso de que esto no ocurra a la velocidad requerida, la protección de sobre velocidad evitará el daño de la máquina cerrando las válvulas principales (válvulas de admisión de vapor o válvula de admisión de agua).

Las protecciones de velocidad se pueden clasificar en protecciones mecánicas y protecciones electrónicas.

Las protecciones mecánicas cuentan con dispositivos que aprovechan la fuerza centrípeta en cercanía del eje de la máquina, la cual se incrementa en una sobre velocidad para generar un cierre de las válvulas que impulsan la turbina. En turbinas hidráulicas se pueden encontrar péndulos que con el incremento de la velocidad acercan el peso al punto de disparo. En turbinas térmicas se cuenta con trinquetes que vencen la fuerza de un resorte en sobre velocidad, disparando una válvula que genera la pérdida de presión en el aceite de control con el cierre de las válvulas de admisión de vapor. El fabricante establece los valores de ajuste de estas protecciones de sobre velocidad mecánica, basados en su diseño.

Las protecciones electrónicas de sobre velocidad cuentan con sensores tipo pickup, que miden la velocidad con el conteo de los muescas de una rueda dentada acoplada al eje. La precisión en la medición de velocidad para este equipo depende del número de dientes. El valor de ajuste de las protecciones de sobre velocidad electrónica se encuentran al 2% por debajo del valor al cual se encuentra ajustada la protección por sobre velocidad mecánica.

Un criterio de ajuste de las protecciones de sobre velocidad se basa en ajustar los valores justo por encima de los valores de velocidad obtenidos en las pruebas de rechazo a plena carga, durante la puesta en servicio de la unidad.

Protección de sobre temperatura en cojinetes

Los cojinetes de la unidad son los apoyos de la máquina, la supervisión de temperaturas de aceite de lubricación y metal se realizan para detectar fallas y generar disparos en caso de sobrepasar los valores de diseño, causados por problemas en el sistema de lubricación o deficiencias en desbalance o alineación. Este tipo de fallas normalmente requiere paradas de emergencia, evitando daños catastróficos en estos y demás componentes físicos que pueden indisponer la unidad por un tiempo prolongado y con costos elevados.

Expansión diferencial

Especialmente para las turbinas a vapor se cuenta con instrumentación que indica la expansión diferencial entre la carcasa y la turbina, se acostumbra el uso de proximitores y LVDTs para medir esta distancia, una expansión diferencial alta puede ser ocasionada por un arranque rápido que no ha permitido la expansión de la carcasa, generando un riesgo que se pueda estrellar la turbina con esta. Una alta expansión diferencial por rotor largo o corto debe generar alarma y disparo de acuerdo con los parámetros establecidos por el fabricante.

Vibraciones

Incrementos en vibraciones se pueden presentar por desbalance eléctrico o problemas mecánicos como pérdida de alineación, balanceo o daño en alguno de los cojinetes de la unidad. Las vibraciones se miden utilizando acelerómetros o proximitores, sus señales se envían a monitores que comparan los valores medidos con alarmas y puntos de disparo que dependen del fabricante pero que se basan en normas como la ISO 10816. Esta norma cuenta con varios capítulos dependiendo el tipo de máquina, los cuales se presentan a continuación:

ISO 10816 – 2: Generadores con turbina a vapor de más de 50 MW

ISO 10816 – 3: Máquinas industriales con potencia nominal superior a 15 kW y velocidades nominales entre 120 rpm y 15 000 rpm.

ISO 10816 – 5: Generadores hidráulicos.

Los valores de alarma y disparo pueden variar para cada máquina en particular, los detalles para selección de sus valores pueden encontrarse en las normas anteriormente descritas.

La medición de vibración en las unidades se puede realizar por medio de sensores sísmicos (acelerómetros), estos son utilizados para medición de vibraciones a altas frecuencias. Para bajas frecuencias los sensores de desplazamiento son los indicados, en ambos casos los instrumentos pueden operar como switches que alarman en caso de sobrepasar un umbral o entregan una señal eléctrica la cual es interpretada por un equipo con funciones adicionales entre las que se encuentran análisis de espectro, y detección temprana de fallas que permiten realizar un mantenimiento por condición, además de alarmar y proteger el equipo en presencia de condiciones fuera de rango.

Los transductores para medición de vibraciones deberán estar montados en una parte rígida de la estructura, de tal forma que proporcionen sensibilidad adecuada a las fuerzas dinámicas de la

máquina. Por lo general, esto requerirá la medición en dos direcciones ortogonales radiales en cada cojinete y una medición axial general.

Otras variables medidas

Para sistemas refrigerados por agua, se monitorea además de la temperatura de los devanados, el flujo del refrigerante, de tal forma que se garantice un intercambio de calor.

En los generadores refrigerados por hidrógeno es muy importante garantizar la presión y pureza de este gas, razón por la que se proveen instrumentos que verifican el cumplimiento de estos parámetros.

8.4 FILOSOFÍA DE DISPAROS PROPUESTA

A continuación se describe la filosofía de disparos de la planta y la clasificación de disparos de acuerdo a cada una de las funciones de protección mencionadas en los capítulos anteriores.

8.4.1 Paro de total de máquina

Este paro detiene la máquina ya sea por rechazo de carga o ejecutando una secuencia de control de descarga de potencia, envía orden de disparo al interruptor de máquina y de excitación, enviando orden de paro total de la turbina y bloqueando la unidad de generación debido a la gravedad de la falla que activan este tipo de paro. Las funciones de protección eléctricas que activan este paro son:

Protección de generador :(21,50/27,64F,64G,87G, 87S, Corrientes en el eje, 50BF, 50/27, 21, 51V, 51C)

Protección de transformador principal 1: (87GT, 87T, 51, 51N)

Protección de cable de alta tensión: (87L, 51,51N)

8.4.2 Paro parcial de máquina

Si una máquina se desconecta del sistema puede ser por medio de un rechazo de carga o por medio de la activación de la secuencia de descarga, queda girando en vacío a su velocidad nominal, puede hacerlo con tensión o sin tensión. Las funciones de protección eléctricas que activan este paro son:

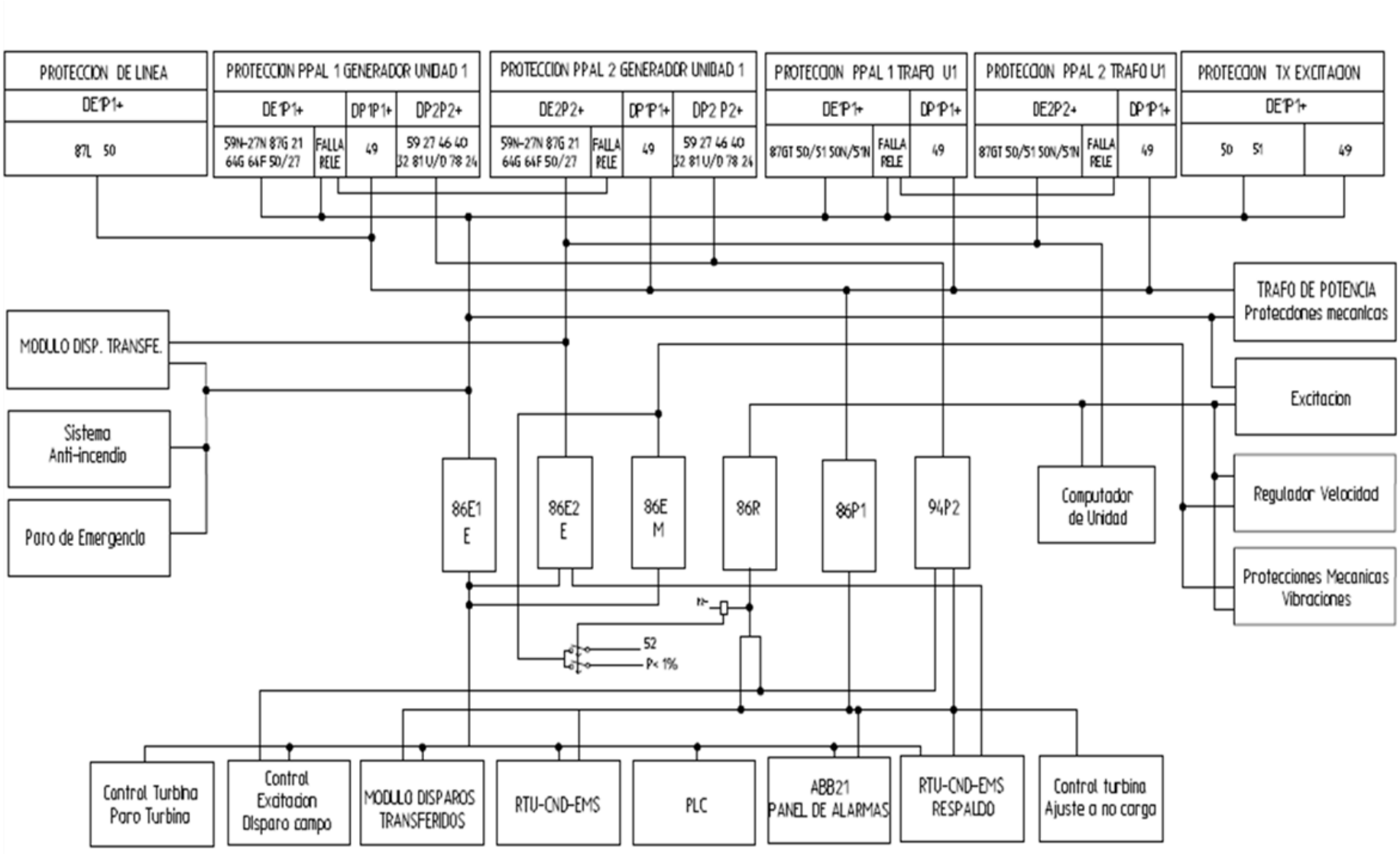
- Máquina desenergizada:
    - Protección de generador:(32)
- Maquina energizada:
    - Protección de generador: (24 ,40,46,59,78,81)

Consideraciones adicionales

- Es recomendable que los relés de disparo y bloqueo (86) que activan los disparos anteriormente mencionados, sean redundantes y que el circuito de disparo sea supervisado.

- Se recomienda que la falla simultanea de relés de protección de un mismo elemento (generador, transformador, cable de alta tensión, etc) envíe una señal de alarma a los sistemas de control y monitoreo de la planta, en vez de enviar orden de disparo.

- Las funciones de protección recomendadas para activar señal de alarma en vez de señal de disparo son: ANSI 27, ANSI 49, ANSI 60.



Matriz de disparos de ejemplo

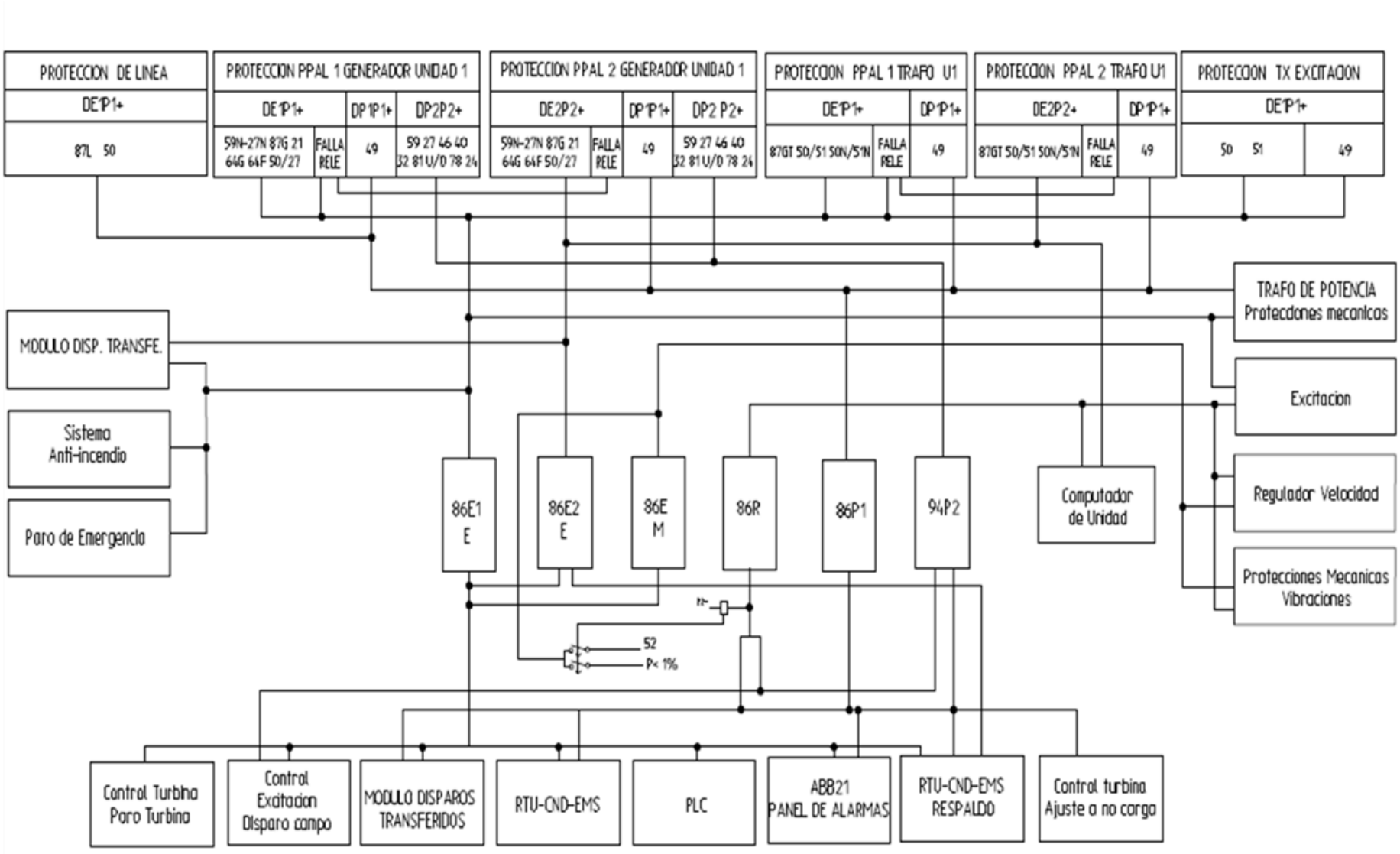
8.4.3 Paro parcial de máquina

Si una máquina se desconecta del sistema puede ser por medio de un rechazo de carga o por medio de la activación de la secuencia de descarga, queda girando en vacío a su velocidad nominal, puede hacerlo con tensión o sin tensión. Las funciones de protección eléctricas que activan este paro son:

- Máquina desenergizada:
    - Protección de generador:(32)
- Maquina energizada:
    - Protección de generador: (24 ,40,46,59,78,81)

Consideraciones adicionales

- Es recomendable que los relés de disparo y bloqueo (86) que activan los disparos anteriormente mencionados, sean redundantes y que el circuito de disparo sea supervisado.
- Se recomienda que la falla simultanea de relés de protección de un mismo elemento (generador, transformador, cable de alta tensión, etc) envíe una señal de alarma a los sistemas de control y monitoreo de la planta, en vez de enviar orden de disparo.
- Las funciones de protección recomendadas para activar señal de alarma en vez de señal de disparo son: ANSI 27, ANSI 49, ANSI 60.

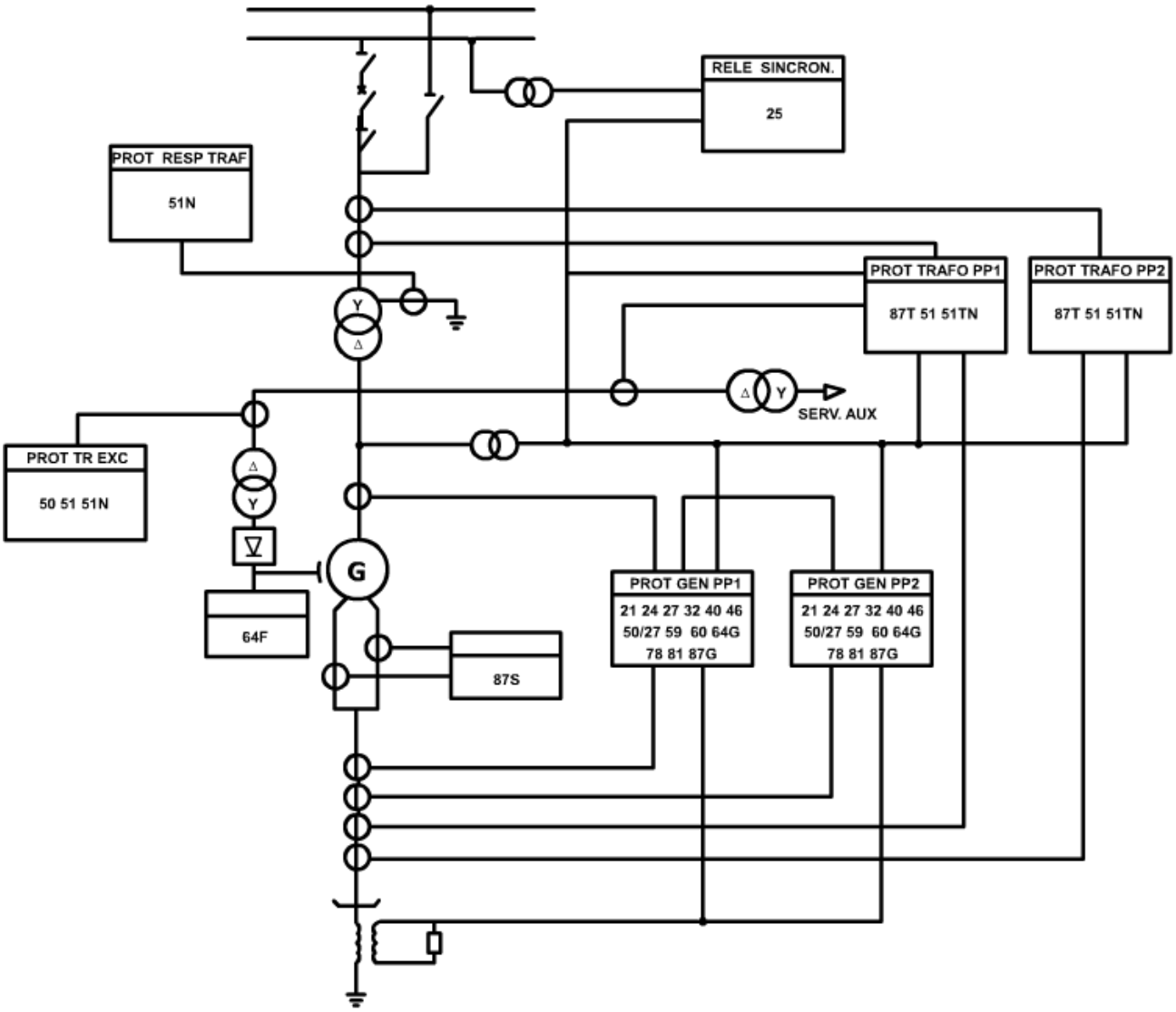


Matriz de disparos de ejemplo

8.5 TOPOLOGÍAS DE PROTECCIÓN RECOMENDADAS

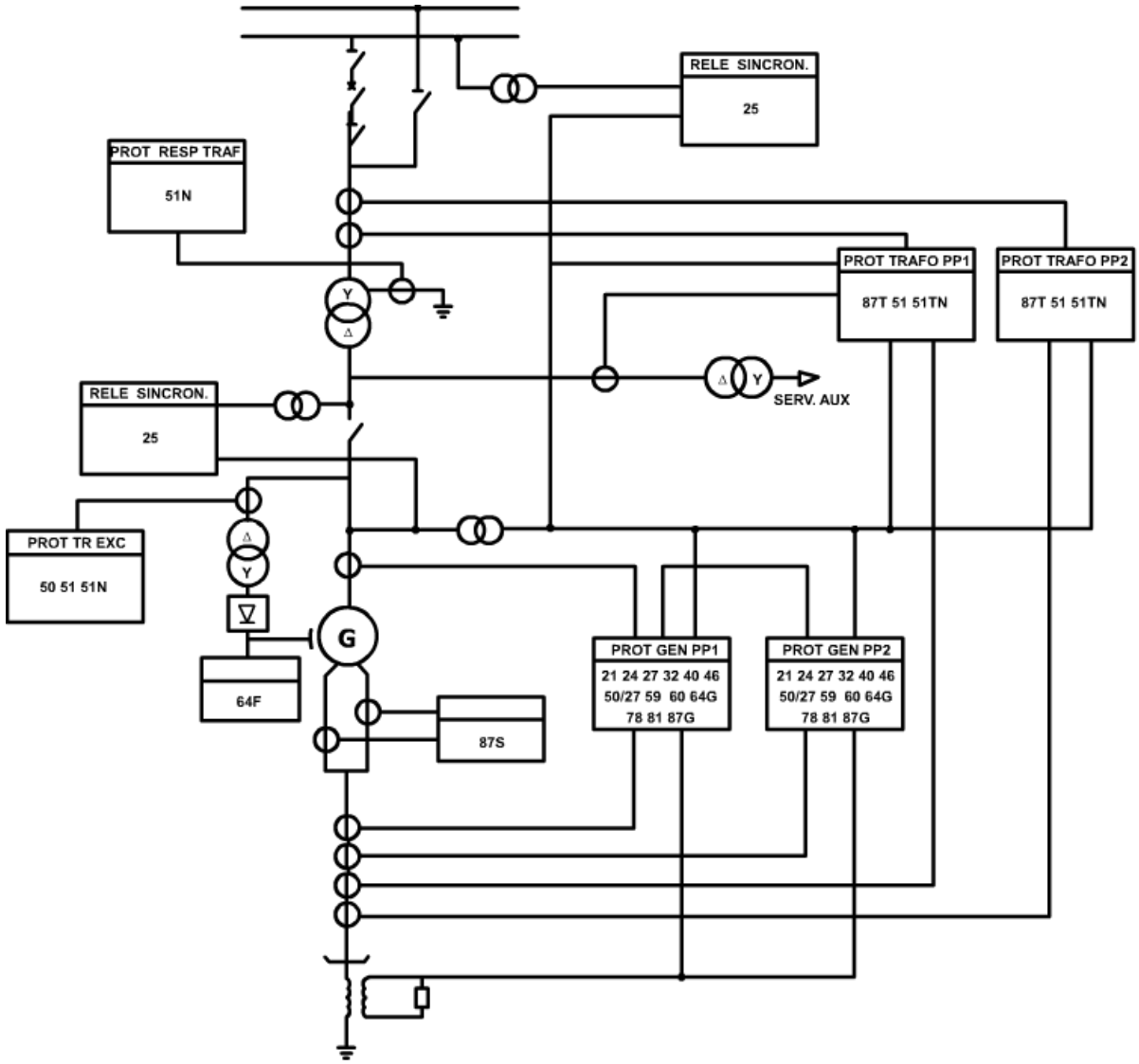
8.5.1 Topología 1

Una unidad de generación con transformador elevador propio, con interruptor de máquina por el lado de alta del transformador elevador.



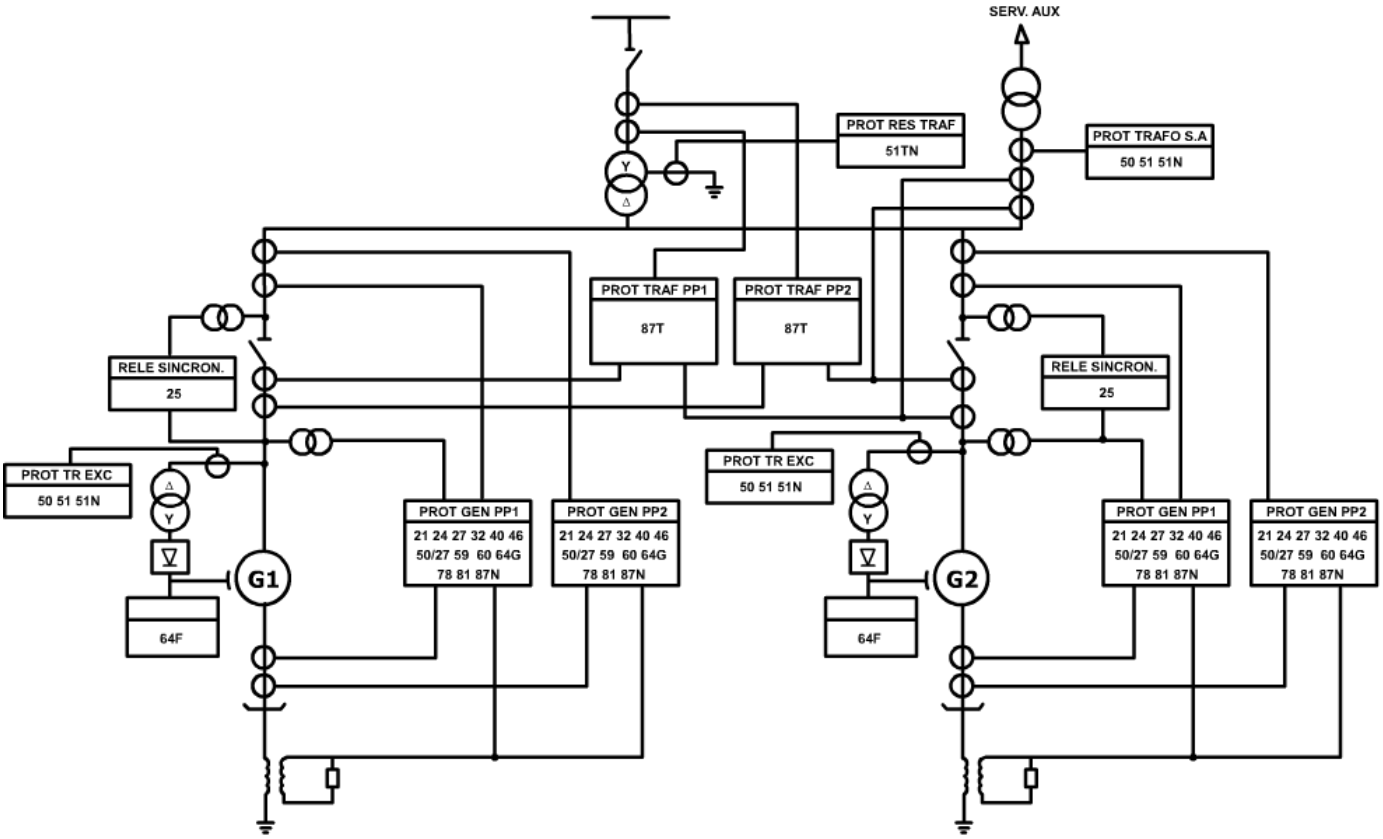
8.5.2 Topología 2

Una unidad de generación con transformador elevador propio, con interruptor de máquina por el lado de alta del transformador elevador.



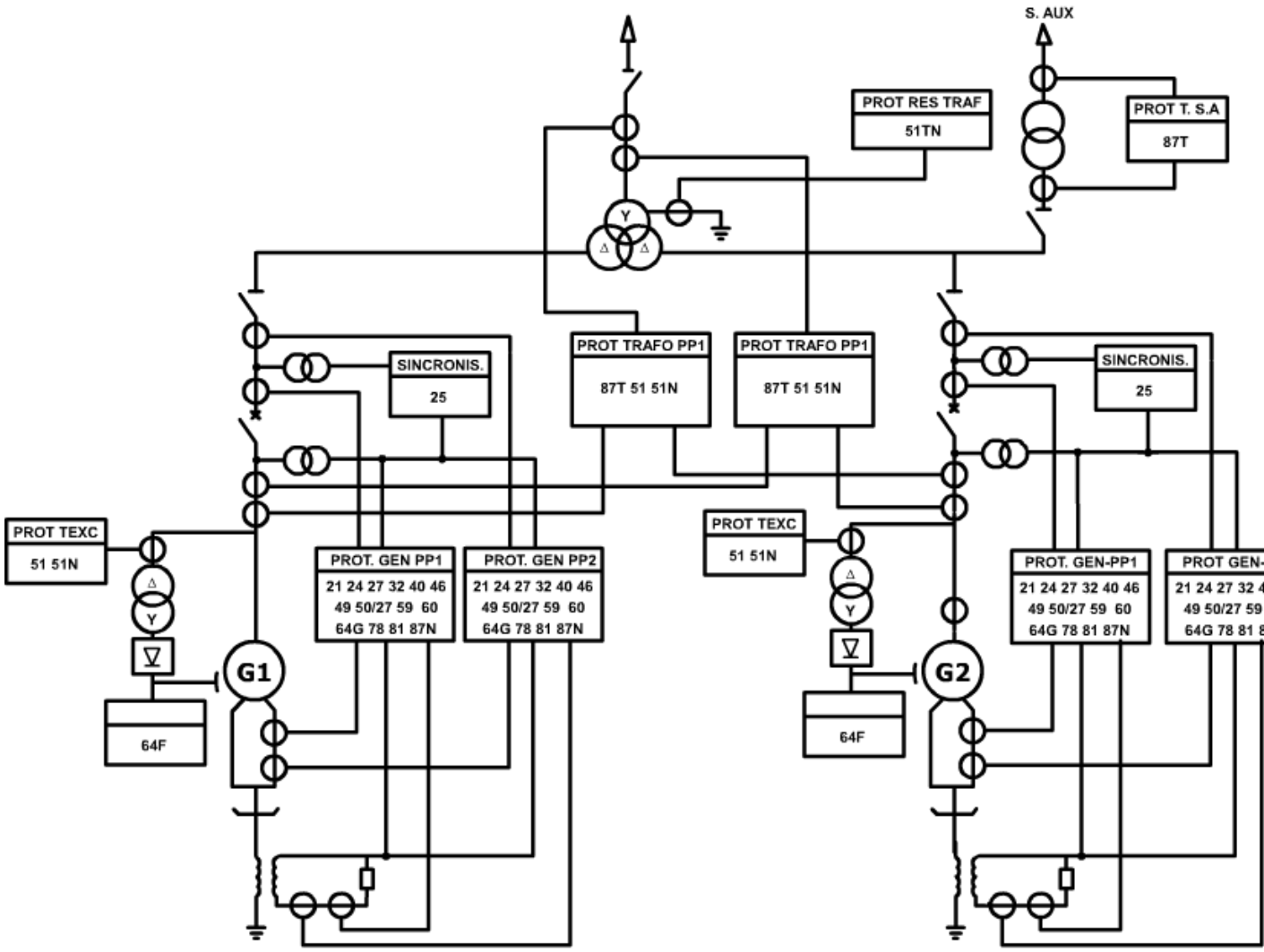
8.5.3 Topología 3

Dos unidades de generación que comparte transformador elevador bidevanado.


SERV. AUX
PROT RES TRAF
51TN
PROT TRAFO S.A
50 51 51N
PROT TRAF PP1
87T
PROT TRAF PP2
87T
RELE SINCRON.
25
RELE SINCRON.
25
PROT TR EXC
50 51 51N
PROT TR EXC
50 51 51N
PROT GEN PP1
21 24 27 32 40 46
50/27 59 60 64G
78 81 87N
PROT GEN PP2
21 24 27 32 40 46
50/27 59 60 64G
78 81 87N
PROT GEN PP1
21 24 27 32 40 46
50/27 59 60 64G
78 81 87N
PROT GEN PP2
21 24 27 32 40 46
50/27 59 60 64G
78 81 87N
G1
G2
64F
64F

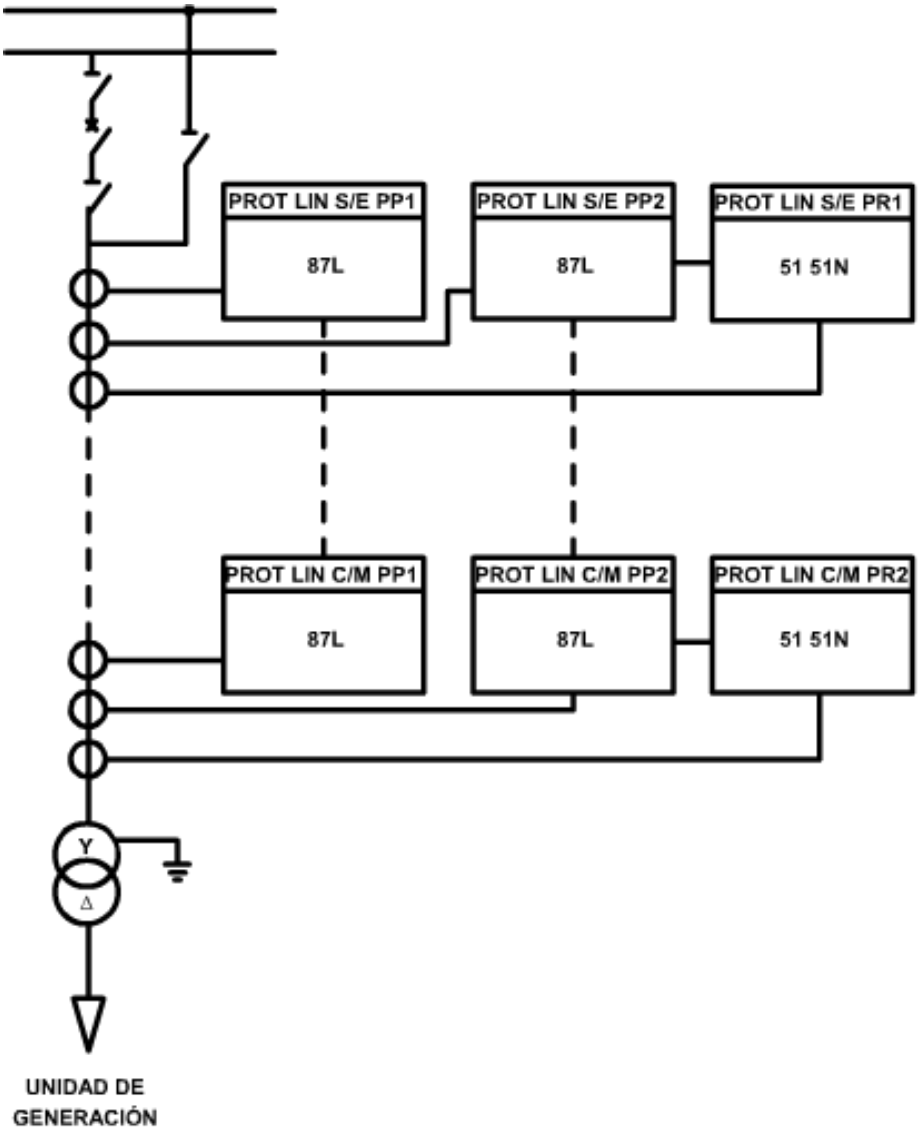
8.5.4 Topología 4

Dos unidades de generación que comparte transformador elevador tridevanado.



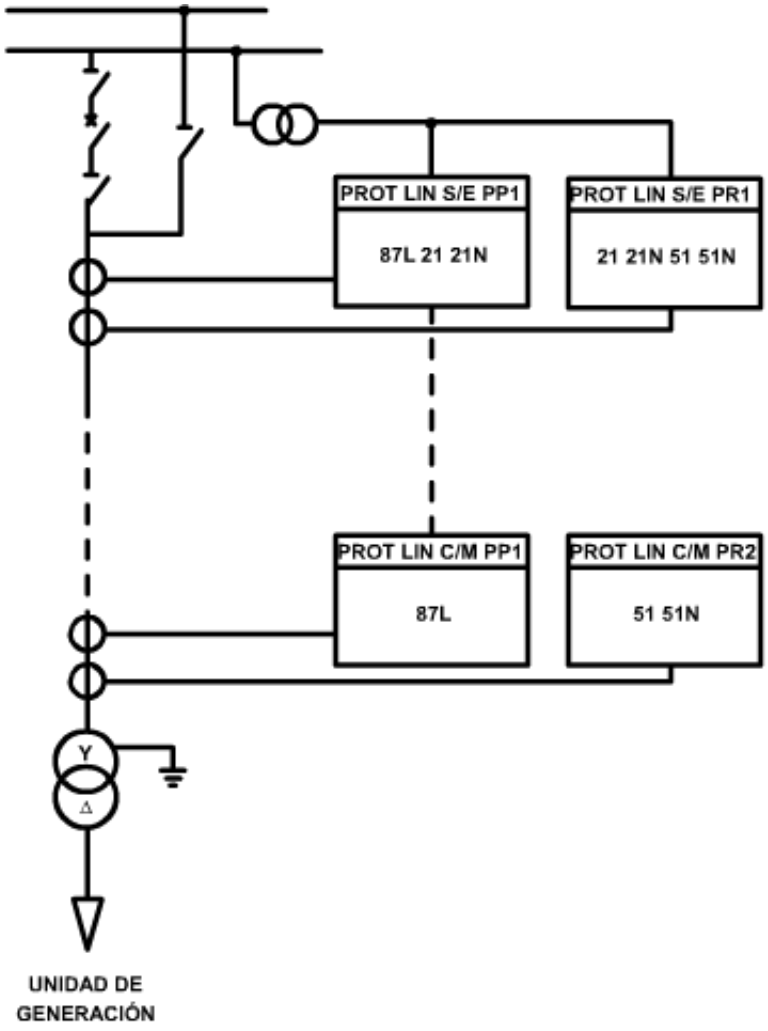
8.5.5 Topología 5

Tramo de cable de alta tensión o de línea que conecta la casa de máquinas con la subestación.



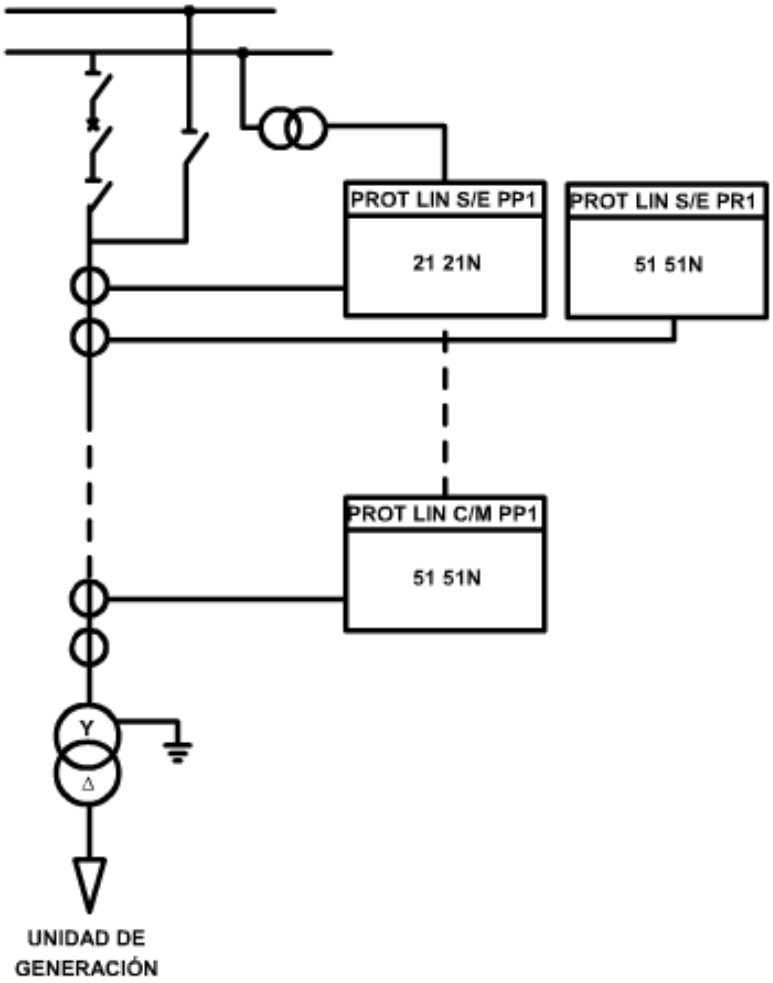
8.5.6 Topología 6

Tramo de cable de alta tensión o de línea que conecta la casa de máquinas con la subestación.



8.5.7 Topología 7

Tramo de cable de alta tensión o de línea que conecta la casa de máquinas con la subestación.



8.6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] "IEEE Guide for AC Generator Protection," *IEEE Std C37102-1987*, p. 0_1–, 1987.

[2] "IEEE Guide for Generator Ground Protection," *IEEE Std C37101-2006 Revis. IEEE Std C37101-1993Incorporates IEEE Std C37101-2006Cor12007*, pp. 1–70, Nov. 2007.

[3] NERC System Protection and Control Subcommittee, "Power Plant and Transmission System Protection Coordination." Jul-2010.

[4] "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants," ANSIIEEE Std C37106-1987, p. 0_1–, 1987.

[5] "IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above," IEEE Std C5012-2005 Previously Des. ANSI C5012-1982, pp. 1–45, Feb. 2006.

[6] G. Q. Lu, M. Long, J. H. Li, X. F. Tang, J. Zou, X. G. Yin, and Z. Zhang, "Application analysis of large hydro-generator loss of excitation protection and its improvement," in *2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2014, pp. 733–739.

[7] C. J. Mozina, M. Reichard, Z. Bukhala, S. Conrad, T. Crawley, J. Gardell, R. Hamilton, I. Hasenwinkle, D. Herbst, L. Henriksen, G. Johnson, P. Kerrigan, S. Khan, G. Kobet, P. Kumar, S. Patel, B. Nelson, D. Sevcik, M. Thompson, J. Uchiyama, S. Usman, P. Waudby, and M. Yalla, "Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability," in *Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2008. ICPS 2008. IEEE/IAS*, 2008, pp. 1–17.

[8] J. Berdy, "Loss of excitation protection for modern synchronous generators," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 94, no. 5, pp. 1457–1463, Sep. 1975.

[9] A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero, and P. M. Silveira, "Loss-of-excitation protection and underexcitation controls correlation for synchronous generators in a real time digital simulator," in *2014 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2014, pp. 1–10.

[10] A. L. M. Coelho, C. E. B. Carrer, C. A. V. Guerrero, and P. M. Silveira, "Loss-of-excitation Protection and Underexcitation Controls Correlation for Synchronous Generators in a Real Time Digital Simulator," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2015.

[11] W. C. Morris and L. E. Goff, "A Negative-Phase-Sequence-Overcurrent Relay for Generator Protection [includes discussion]," *Power Appar. Syst. Part III Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 72, no. 2, p. -, Jan. 1953.

[12] D. J. Graham, P. G. Brown, and R. L. Winchester, "Generator protection with a new static negative sequence relay," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 94, no. 4, pp. 1208–1213, Jul. 1975.

[13] F. Andrade Mourinho, J. R. Pesente, R. Bueno Otto, and R. Andrade Ramos, "Modeling and evaluation of the protection of distributed synchronous generators connected

to unbalanced systems," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 2014, pp. 1–5.

[14] C. J. Mozina, R. F. Arehart, J. Berdy, J. J. Bonk, S. P. Conrad, A. N. Darlington, W. A. Elmore, H. G. Farley, D. C. Mikell, G. R. Nail, H. O. Ohmstedt, A. C. Pierce, E. T. Sage, D. E. Sanford, L. J. Schulze, W. M. Strang, G. Stranne, F. Tajaddodi, and T. E. Wiedman, "Inadvertant energizing protection of synchronous generators," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 2, pp. 965–977, Apr. 1989.

[15] D. K. Neitzel, "Protection Against Hazards," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 16, no. 3, pp. 23–29, May 2010.

[16] W. Pengyue, W. TuanJie, H. WeiWei, and C. Chen, "Analysis on the false action and operation criteria for the generator circuit breaker failure protection," in *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, 2011, vol. 1, pp. 215–218.

[17] E. P. Dick, H. Dhirani, B. K. Gupta, P. W. Powell, R. A. Shinn, A. Greenwood, and J. W. Porter, "Review of generator surge coordination including generator breakers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 2, pp. 599–606, Apr. 1988.

[18] Y. Xue, M. Thakhar, J. C. Theron, and D. P. Erwin, "Review of the Breaker Failure Protection practices in Utilities," in *Protective Relay Engineers, 2012 65th Annual Conference for*, 2012, pp. 260–268.

[19] Z. Jiajie, T. Nengling, and C. Chen, "A Novel Differential Protection Scheme for the Generator," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007, pp. 1–6.

[20] F. R. Blanquez, E. Rebollo, R. Granizo, and C. A. Platero, "Consideration of multi-phase criterion in the differential protection algorithm for high-impedance grounded synchronous generators," in *2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2013, pp. 135–139.

[21] R. Hunt, "Dimensioning CTs for small generator differential protection," in *Protective Relay Engineers, 2010 63rd Annual Conference for*, 2010, pp. 1–14.

[22] R. Hunt and S. Patel, "Dimensioning CTs for small generator differential protection," in *2011 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I CPS)*, 2011, pp. 1–8.

[23] T. Silva Stein Salles, M. Trindade Malafaia, and T. Villaca Vianna Ferreira, "Generator protection: Differential and split phase for machines with three windings per phase," in *Protective Relay Engineers, 2013 66th Annual Conference for*, 2013, pp. 557–560.

[24] N. Fischer, D. Finney, and D. Taylor, "How to determine the effectiveness of generator differential protection," in *Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for*, 2014, pp. 408–420.

[25] S. Shiwen and S. Binhua, "Analysis of ground protection of unit connected generators using third harmonics," in *, Fourth International Conference on Developments in Power Protection, 1989*, 1989, pp. 254–258.

[26] C. H. Griffin and J. W. Pope, “Generator Ground Fault Protection Using Overcurrent, Overvoltage, and Undervoltage Relays,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 12, pp. 4490–4501, Dec. 1982.

[27] D. J. Graham, P. G. Brown, and R. L. Winchester, “Generator protection with a new static negative sequence relay,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 94, no. 4, pp. 1208–1213, Jul. 1975.

[28] J. Simms and S. Pavavicharn, “Generator stator protection,” in *Protective Relay Engineers, 2013 66th Annual Conference for*, 2013, pp. 505–528.

[29] M. Zielichowski and T. Szlezak, “Ground-Fault Protection of Four-Pole Generators With Two Parallel Branches in Phase Winding,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 2, pp. 813–819, Apr. 2007.

[30] L. Bey, “Grounding and ground fault protection considerations specific to emergency/standby generator sets,” in *Telecommunications Energy Conference, 1994. INTELEC ’94., 16th International*, 1994, pp. 392–399.

[31] F. Andrade Mourinho, J. R. Pesente, R. Bueno Otto, and R. Andrade Ramos, “Modeling and evaluation of the protection of distributed synchronous generators connected to unbalanced systems,” in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 2014, pp. 1–5.

[32] L. N. Crichton, “A System Out of Step and Its Relay Requirements,” *Am. Inst. Electr. Eng. Trans. Of*, vol. 56, no. 10, pp. 1261–1267, Oct. 1937.

[33] N. V. Kosterev, V. P. Yanovsky, and D. N. Kosterev, “Modeling of out-of-step conditions in power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 839–844, May 1996.

[34] D. Hou and D. A. Tziouvaras, “Out-of-step protection enhancements,” presented at the Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection, 2004, 2004, vol. 1, pp. 5–10 Vol.1.

[35] D. A. Tziouvaras and D. Hou, “Out-of-step protection fundamentals and advancements,” presented at the Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference for, 2004, pp. 282–307.

[36] X. Lin and Z. Bo, “A novel CT saturation identification scheme for differential protection of generators,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–4.

[37] Z. Jiajie, T. Nengling, and C. Chen, “A Novel Differential Protection Scheme for the Generator,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007, pp. 1–6.

[38] F. R. Blanquez, E. Rebollo, R. Granizo, and C. A. Platero, “Consideration of multi-phase criterion in the differential protection algorithm for high-impedance grounded synchronous generators,” in *2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2013, pp. 135–139.[39] R. Hunt, “Dimensioning CTs for

small generator differential protection," in *Protective Relay Engineers, 2010 63rd Annual Conference for*, 2010, pp. 1–14.

[39] T. Silva Stein Salles, M. Trindade Malafaia, and T. Villaca Vianna Ferreira, "Generator protection: Differential and split phase for machines with three windings per phase," in *Protective Relay Engineers, 2013 66th Annual Conference for*, 2013, pp. 557–560.

[40] N. Fischer, D. Finney, and D. Taylor, "How to determine the effectiveness of generator differential protection," in *Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for*, 2014, pp. 408–420.

[41] A. M. Jenkins, J. Duncan, and C. A. Lynch, "Impact of steam turbine valve closure on a synchronous machine and its reverse power protection," in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 2014, pp. 1–6.

[42] D. N. Kumar, R. Nagaraja, and H. P. Khincha, "A comprehensive protection scheme for generator loss of excitation," in *Power Systems Conference (NPSC), 2014 Eighteenth National*, 2014, pp. 1–6.

[43] D. C. Lee, P. Kundur, and R. D. Brown, "A High Speed, Discriminating Generator Loss of Excitation Protection," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 1895–1899, Nov. 1979.

[44] D. Tziouvaras, "Relay Performance During Major System Disturbances," in *Protective Relay Engineers, 2007. 60th Annual Conference for*, 2007, pp. 251–270.

[45] *Multifunctional Machine Protection 7UM62 V4.6 Manual*.C53000-G1176-C149-5; Release Date 06/2010.

[46] *Generator Protection Coordination*. Charles J. Mozina, USA, PACWORLD, march 2013.

[48] AREVA MICOM P342, P343, P344, P345, Generator Protection Relays, Technical Manual. 2007.

[49] SIEMENS SIPROTEC, Multifuncional Machine Protection 7UM6 V4.6, Manual. 2010.

[50] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, "SEL-300G Multifunction Generator Relay Instruction Manual." SEL, 30-Jan-2015.

9 PROTECCIONES DE BARRAS

La barra es un elemento crítico en un sistema de potencia ya que es el punto de convergencia de muchos circuitos tales como: transmisión, generación o carga.

El efecto de una falla en barras es equivalente a muchas fallas simultáneas y debido a la concentración de varios alimentadores, la magnitud de las corrientes de fallas es alta.

La barra de un sistema de potencia debe estar provista de una protección de alta velocidad que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema, ante condiciones de falla.

El método de protección de barras más comúnmente empleado es el principio diferencial en el cual la suma de las corrientes que entran y salen de la barra debe ser igual a cero.

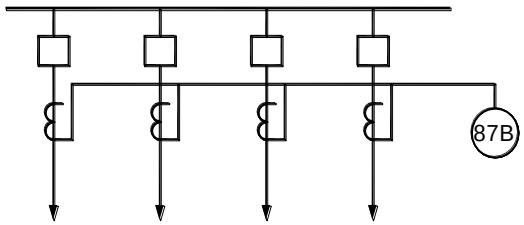


Figura 55 Protección diferencial de barras

9.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Generalmente, el mayor problema para hacer funcionar correctamente una protección diferencial de barras se debe a la diferencia en la saturación de los núcleos de los transformadores de corriente asociados con cada uno de los campos conectados a la barra, debido a la conducción de corrientes significativamente diferentes a través de ellos durante fallas externas cercanas a la barra.

Los factores que afectan el fenómeno de saturación son los siguientes:

9.1.1 Corriente directa transitoria

La componente transitoria de DC de la corriente de cortocircuito es una causa de saturación del CT produciendo operación indeseada de sistemas de protección diferencial. La saturación por corriente directa es importante en los relés diferenciales de barras, dada las corrientes diferenciales altas que fluyen a una falla externa a través de transformadores de corriente de varios circuitos. Una saturación desigual en cualquier esquema diferencial producirá una corriente diferencial que puede hacer operar el relé.

La densidad máxima de flujo en el núcleo del CT atribuible a la componente de DC de la corriente de falla varia con la constante de tiempo de ésta. La relación L/R de la impedancia del sistema influye sobre el tipo de protección de barra que se debe seleccionar.

9.1.2 La Impedancia de los cables del secundario del CT y sus relés asociados, medidores y CT's auxiliares

Tanto la resistencia del conductor como la resistencia de los devanados del CT, contribuyen a la saturación del núcleo. Para disminuir ese efecto se minimiza la longitud del cable secundario del CT.

En la etapa de diseño, se debe asegurar que las características de los CT´s y su localización, estén acordes con el esquema de protección de barras que se va a implementar, para evitar posteriores problemas que obliguen a adoptar soluciones poco prácticas, tales como aumento del diámetro del conductor secundario del CT ó el uso de conductores paralelos como medios para disminuir la resistencia secundaria del circuito.

Se recomienda usar núcleos de CT's para uso exclusivo de la protección diferencial de barras, es decir, no aumentar el "Burden" del circuito del CT con la conexión de cargas adicionales tales como: otros relés, CT's auxiliares, etc.

9.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BARRAS

En la protección de barras se usan varios esquemas, así:

- Protección diferencial
- Protección diferencial parcial
- Zonas diferenciales combinadas
- Comparación direccional

9.2.1 Protección diferencial de barras

El relé diferencial es el sistema de protección preferido en las instalaciones nuevas cuando todos los factores para obtener una buena protección de barras pueden ser planeados. La protección diferencial detecta tanto las fallas de fase como las de tierra.

Hay muchas variedades de protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características, las cuales deben ser examinadas cuidadosamente antes de seleccionar una de ellas.

Protección diferencial de alta impedancia

Este sistema discrimina entre fallas internas y externas por las magnitudes relativas de voltaje que aparecen a través de los puntos de la unión diferencial. En este tipo de protección diferencial todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria despreciable.

Protección diferencial porcentual

Los relés diferenciales porcentuales tienen circuitos de restricción y circuitos de operación. La corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción. La máxima seguridad para fallas externas se obtiene cuando todos los CT's tienen la misma relación de transformación, en caso contrario, se deberán utilizar CT's auxiliares (para compensar los desequilibrios de corrientes por diferencias en las relaciones de transformación) de alta calidad y exactitud para asegurar estabilidad de la protección diferencial ante una falla externa, a menos que la protección misma sea capaz de considerar las diferencias en relación de transformación.

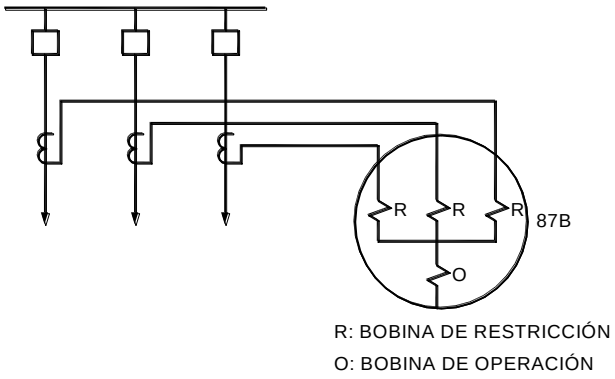


Figura 56 Principio de la protección diferencial porcentual

Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada

La característica de restricción porcentual de este tipo de relés hace posible el uso del relé de manera independiente de la condición de falla externa máxima. El circuito diferencial de impedancia moderadamente alta en conjunto con la acción de la restricción, hace que el relé sea insensible a los efectos de saturación del CT ante una falla externa. El relé responde a fallas internas haciendo caso omiso de la saturación de cualquiera de los CT's asociados con la protección.

9.2.2 Protección diferencial parcial

Otra esquema de protección diferencial utilizado es el de protección diferencial parcial, el cual se conoce también como protección de "barra sobrecargada" o de "respaldo selectivo". Esta es una variación del principio diferencial, dado que no se incluyen todos los campos de la barra en la protección diferencial de barras. Este método puede ser usado como un respaldo a un esquema de protección diferencial completo.

Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobrecorriente. Dichos relés deben coordinarse con los relés de los circuitos de carga. El ajuste de la corriente de arranque debe ser alto y el tiempo de retardo largo. La sensibilidad y velocidad de la protección diferencial parcial no es tan buena como la de la protección diferencial completa.

9.2.3 Zonas diferenciales combinadas

La protección diferencial de barras de un sistema de potencia se puede extender para incluir equipos que normalmente no se consideran parte de la barra, tales como: el transformador de potencia y la barra de bajo voltaje de éste, una línea de interconexión con otra subestación, bancos de condensadores, reactores o reguladores. Un ejemplo típico es una subestación donde dos líneas de transmisión alimentan un transformador reductor, tal como se muestra en la Figura 57.

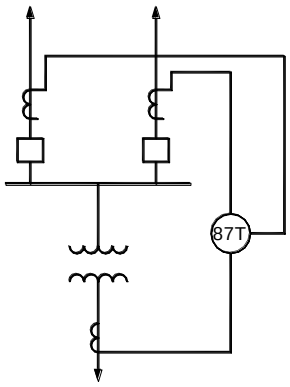


Figura 57 Esquema de protección de barras con zonas diferenciales combinadas

Las desventajas de las zonas diferenciales combinadas son:

- la localización del punto de la falla puede ser muy difícil.
- La sensibilidad es menor que la de un esquema diferencial separado para cada zona.

9.2.4 Protección de barras con comparación direccional

Este esquema se utiliza en subestaciones viejas donde se vuelve muy costoso adicionar CT's y cables de control, dado que para implementarlo se pueden usar circuitos de CT's existentes.

Este esquema compara la dirección del flujo de corriente en cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos confluyen en la barra es porque hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos fluye afuera de la barra, es porque la falla es externa. Este sistema puede ser usado tanto para protección de fallas de fase como de tierra.

Para implementar dicho esquema se requieren relés direccionales en cada uno de los circuitos conectados a la barra, detectores de falla (relés de sobrecorriente instantáneos) y un temporizador. Los contactos de los relés direccionales son conectados en serie con el contacto del temporizador, para iniciar una señal de disparo.

No se requieren CT's de relación de transformación igual y estos pueden ser usados para otras protecciones y medidas.

Este esquema de protección requiere mantenimiento riguroso debido al número de contactos de relés. El temporizador debe ajustarse al menos en cuatro ciclos para asegurar coordinación. Tanto los relé como los ajustes de los relés deben ser revisados cuando se presentan cambios en el sistema que involucren la barra protegida.

9.3 CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

El esquema de protección diferencial de barras varía de acuerdo con la configuración que tenga la subestación. En aquellas configuraciones en donde hay conmutación de circuitos

de una barra a otra (Doble barra, doble barra más acople y doble barra más barra de transferencia) se utiliza un relé de comparación direccional o dos relés diferenciales de alta impedancia porcentuales para el esquema diferencial de barras. No se recomienda utilizar relés diferenciales de alta impedancia clásicos para proteger estas configuraciones, dado que después de hacer una conmutación del campo de una barra a la otra, podrían quedar abiertos los secundarios de los CT's trayendo como consecuencia el daño permanente del núcleo o del CT mismo.

En configuraciones en donde no se conmutan los campos de una barra a otra (Barra sencilla, barra principal más barra de transferencia e interruptor y medio), las barras se protegen con relés diferenciales de alta impedancia de cualquier tipo.

Las configuraciones en anillo no requieren protección diferencial de barras dado que no hay un sistema de barras propiamente dicho.

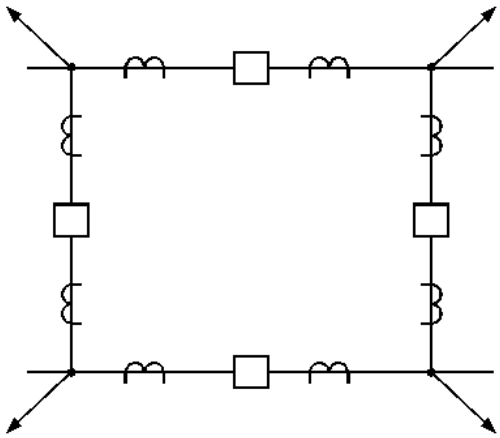


Figura 58 Configuración en anillo

A continuación se presentan las conexiones de la protección diferencial de barras de acuerdo a la configuración de la subestación.

9.3.1 Barra sencilla

Dado que es una configuración muy simple y con el mínimo número de equipos, el sistema diferencial de barras es también muy simple y económico.

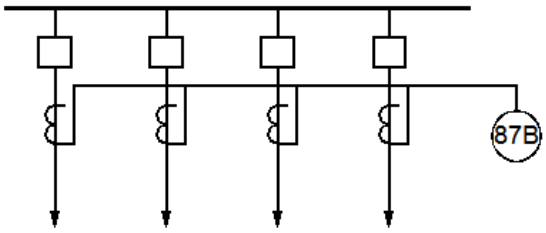


Figura 59 Protección diferencial en una barra sencilla

9.3.2 Barra con secciones múltiples y acople de barras

Este arreglo consiste en barras sencillas conectadas por medio de interruptores de acople. Las zonas de los relés diferenciales pueden ser establecidas traslapando los interruptores de acople de barras.

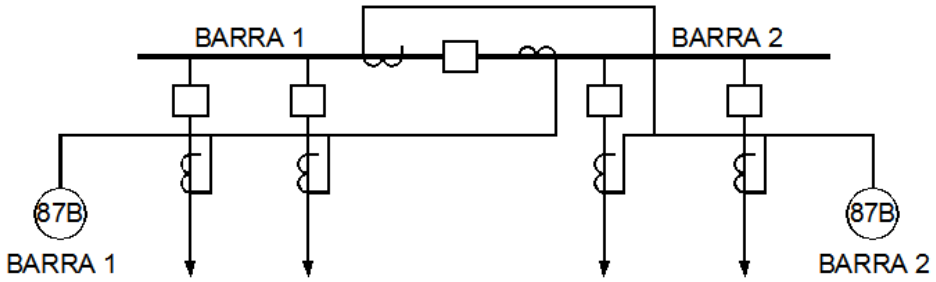


Figura 60 Protección diferencial en una barra con seccionamientos múltiples

9.3.3 Barra principal y barra de transferencia

El propósito de esta configuración es proveer un medio para sacar de servicio un interruptor sin tener que desconectar el circuito. El interruptor de transferencia está incluido en el esquema diferencial de barras.

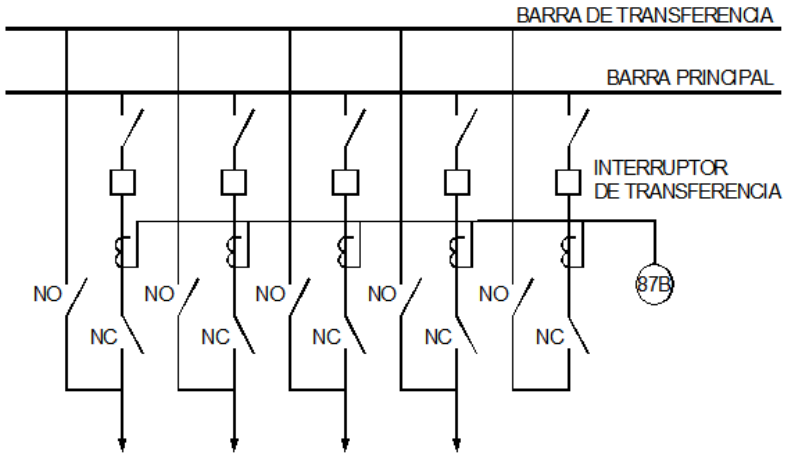


Figura 61 Protección diferencial en una S/E con barra principal y barra de transferencia

9.3.4 Doble barra

En una configuración en doble barra cada una de las barras tendrá su protección diferencial de barras, pero dado que en cualquier momento se puede transferir un campo de una barra a la otra en las dos protecciones diferenciales de barras, se incluyen todos los campos de la subestación, pero el circuito de conexión a la protección sólo se cierra cuando el campo sea conectado efectivamente en la barra. Ver la Figura 62.

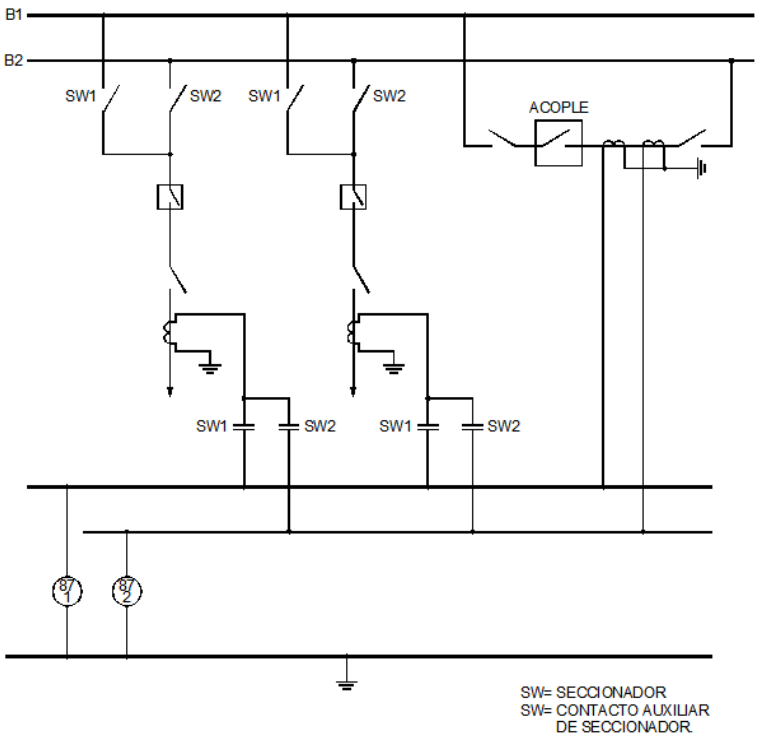


Figura 62 Protección diferencial en una S/E con doble barra

9.3.5 Interruptor y medio

En esta configuración, cada una de las barras tendrá una protección diferencial de barras independiente. Ver Figura 63.

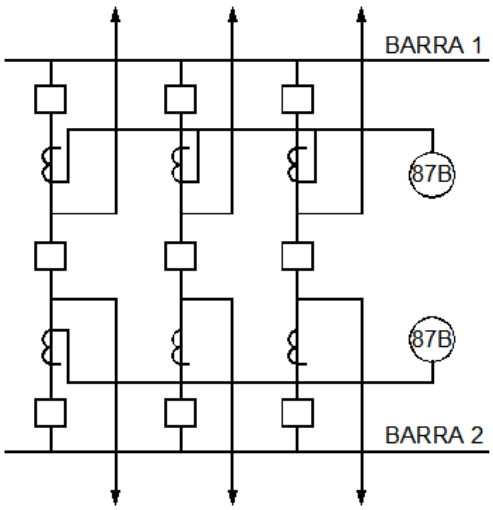


Figura 63 Protección diferencial en una S/E interruptor y medio

9.4 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE BARRAS

Dado que generalmente la protección de barras es una protección diferencial, ésta se ajusta en forma similar a cualquier protección diferencial.

9.4.1 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, es decir, fallas en cada uno de los campos asociados a la barra y se determina la corriente diferencial que circula por el relé, la cual debe ser muy baja. Adicionalmente se evalúa el impacto que podrían tener dichas fallas sobre las protecciones en el caso en que se presente saturación de alguno de los CT's bajo estas condiciones. Para hacer esto se debe disponer de las curvas de saturación de los CT's y demás características de éste.

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

9.4.2 Cálculo de factores de compensación

En 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 de tal manera que en estado estable la corriente diferencial que circula por la bobina del relé, aún sin falla interna, sea minimizada.

9.4.3 Selección de la corriente diferencial de umbral

Para elegir el umbral de ajuste más adecuado para la protección diferencial de barras, se realizan fallas externas monofásicas en cada uno de los campos asociados a la barra y se determinan las corrientes diferenciales que circularán por el relé para cada tipo de falla.

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.

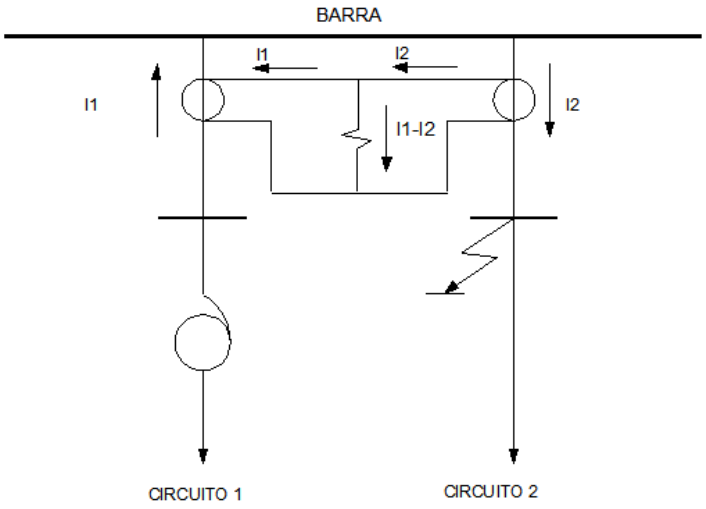


Figura 64 Corrientes diferenciales ante falla externa

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

Se simulan fallas internas en la barra y el valor de corriente obtenida debe ser mucho mayor que la corriente de umbral seleccionada, para garantizar que el relé quede con una alta sensibilidad.

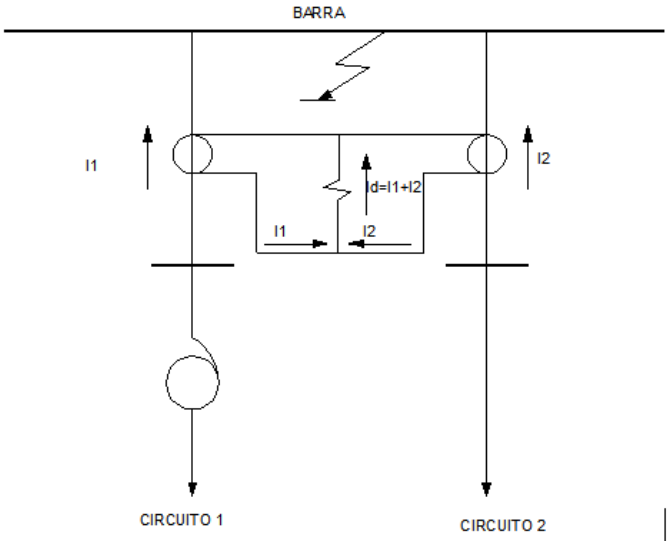


Figura 65 Corrientes diferenciales ante falla interna

9.5 METODOLOGÍA PARA REVISIÓN DEL ESTADO DE SATURACIÓN DE LOS CT´S

Para el análisis del fenómeno de saturación en transformadores de corriente, se requiere la revisión de los siguientes aspectos:

1. Nivel de cortocircuito (Relación X/R).
2. Relación de transformación.
3. Corriente secundaria nominal
4. Burden o carga en el CT.
5. Característica de saturación.

En la siguiente Figura se presenta el circuito equivalente del CT

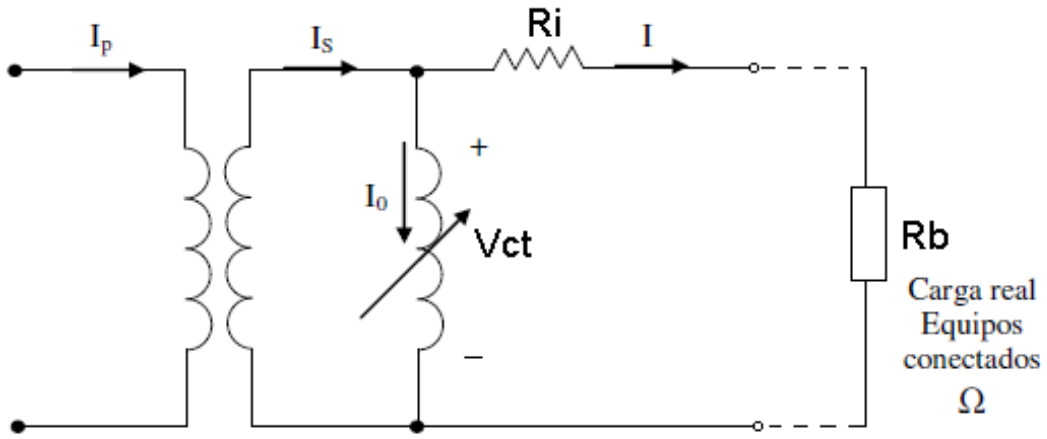


Figura. Circuito Equivalente del CT

Siendo:

If:	Corriente de falla monofásica en A
RCT:	Relación de transformación del CT
Ri:	Resistencia interna del CT
Rb:	Carga resistiva conectada a los bornes del CT
K:	Factor dependiente de X/R.
X/R:	Relación del equivalente de falla del circuito primario.

Ki: Factor de operación del CT.

V sat-CT: Tensión de saturación del CT.

De la Figura anterior y basados en la norma IEC60909 se plantean las siguientes ecuaciones para la revisión de la respuesta del CT:

$$V_{ct} = \frac{I_f}{RCT} \times k \times \left(R_i + Rb\right)$$

Donde:

$$k = 1{,}02 + 0{,}98 \times e^{-3R/X}$$

Este criterio considera el efecto de la componente asimétrica (c.c.) de la corriente de cortocircuito.

La propuesta para la revisión del estado de saturación del CT es la siguiente:

$V_{ct} \leq k_i \times V_{sat-ct}$, Considerando $k_i \approx 50\%$

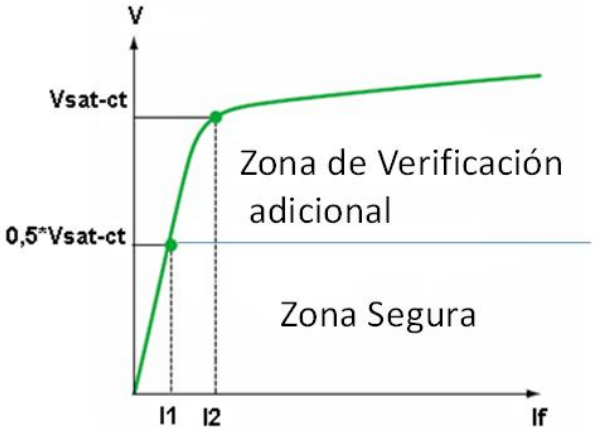


Figura Criterio para revisión del estado de saturación del CT

REFERENCIAS

[1] METODOLOGÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE PROTECCIONES. Documento GP-GR 016 (Preliminar). Dirección Gestión Red – Interconexión Eléctrica S.A. Junio 25 de 1999.

[2] GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN, Contrato de Prestación de Servicios No. 4500012147, Doc. IEB-0350-00-01, Ingeniería Especializada IEB, ISA, Julio del año 2000.

[3] MODERN PROTECTION PRACTICES FOR RESTRUCTURED POWER SYSTEMS. Functional Organization in Centro Nacional de Despacho Related to Protections. Professor Arun G. Phadke: Consulting Electrical Engineer. Blacksburg, Virginia, USA.

[4] IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITEE - POWER ENGINEERING SOCIETY (PES). Terms used by Power System Protection Engineers. 1997-July-31.

[5] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER TRANSFORMERS. ANSI/IEEE C37.91 - 1985

[6] IEEE GUIDE FOR GENERATOR GROUND PROTECTION. ANSI/IEEE C37.91 - 1985

[7] IEEE GUIDE FOR THE PROTECTION OF SHUNT REACTORS. ANSI/IEEE C37.109 - 1988.

[8] IEEE GUIDE FOR PROTECTION OF SHUNT CAPACITORS BANKS. ANSI/IEEE C37.99 - 1990.

[9] IEEE GUIDE FOR AC GENERATOR PROTECTION. ANSI/IEEE C37.102 - 1985

[10] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS BUSES. ANSI/IEEE C37.97 - 1985.

[11] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO TRANSMISSION LINES. ANSI/IEEE C37.113 - 1999.

[12] IEEE STANDARD ELECTRICAL POWER SYSTEM DEVICE FUNTION NUMBERS. ANSI/IEEE C37.2-1979.

[13] IEC STANDARD PUBLICATION 60617-7 GRAPHICAL SYMBOLS FOR DIAGRAMS: Switchgear, Controlgear and Protective Devices. 1983.

[14] PROTECTIVE RELAYING, THEORY AND APPLICATIONS. ABB Power T&D Company Inc. Coral Springs, Florida. 1982.

[15] PROTECTIVE RELAYS, APPLICATION GUIDE. GEC Measurement. Third Edition, june 1987. London, England.

[16] APPLIED PROTECTIVE RELAYING. Westinghouse Electric Corporation, Relay - Instrument Division. Coral Springs, Florida 33060. Second Printing, 1979.

[17] RELIABLE FAULT CLEARANCE AND BACK-UP PROTECTION. Working Group 34.01- CIGRE, Final Report, October 1997.

[18] CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL. Red Eléctrica de España. Noviembre de 1995.

[19] METODOLOGÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE PROTECCIONES. Documento GP-GR 016 (Preliminar). Dirección Gestión Red – Interconexión Eléctrica S.A.. Junio 25 de 1999.

[20] INTRODUCCIÓN A LOS RELÉS DE PROTECCIÓN. Carlos Felipe Ramírez. Mejía Villegas S.A. - Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, enero de 1987.