

COPIA A:		CRITERIOS PARA PROTECCIONES DE TRANSMISION.
Unidad	Cantidad	
		
		Aprobado por: Alain Morales Llanos
		Revisado por: Alain Morales Llanos
		Preparado por: Pedro Durán
TOTAL		
N° de Documento: Criterios-Protecciones-01		
Revisión:		
Revisión 1: Abril de 2025		
Cliente / Mandante:		
		

ÍNDICE

1. OBJETIVO.....	7
2. FILOSOFÍA Y CRITERIOS PARA LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN	7
2.1 PROTECCIÓN PAÑO DE LÍNEA	7
2.1.1 Función diferencial de línea (87L), Relé ABB RED 670.....	7
2.1.2 Función de protección distancia (21/21N)	12
2.1.3 Función de bloqueo por oscilación de potencia (68)	21
2.1.4 Función de sobrecorriente direccional residual (67N)	28
2.1.5 Función de sobrecorriente residual de tiempo definido (50N),.....	28
2.1.6 Función de sobrecorriente direccional fases (67)	28
2.1.7 Función de sobrecorriente de tiempo definido de fases (50).....	29
2.1.8 Función cierre en falla (SOTF)	29
2.1.9 Función de sobrecorriente STUB (para configuraciones interruptor y medio).....	30
2.1.10 Reconexión Automática (79) y verificación de sincronismo (25).....	31
2.1.11 Función Discrepancia de Polos (52PD)	33
2.1.12 Sistema de teleprotección para la función distancia (85A)	33
2.1.13 Lógica por inversión de corriente.....	35
2.1.14 Esquema de eco y fuente débil (Weak Infeed)	36
2.1.15 Esquema de teleprotección – Comparación direccional (85C)	38
2.1.16 Esquema de teleprotección – Disparo directo transferido (85D)	39
2.1.17 Función de protección por baja tensión (ANSI 27).....	39
2.1.18 Función de protección por sobre tensión (ANSI 59)	40
2.2 PROTECCIÓN BARRAS.....	40
2.2.1 Protección diferencial de barras (87B) ABB RED 670	40
2.2.2 Protección diferencial de barras (87B) SIEMENS 7SS85	42

2.2.3	Falla interruptor (50BF)	45
2.3	PROTECCIÓN PAÑO DE TRANSFORMACIÓN.....	48
2.3.1	Función diferencial de transformador (87T).....	48
2.3.2	Función de protección diferencial de transformador restringida (87N)	60
2.3.3	Función distancia de transformador tipo Mho (21/21N)	66
2.3.4	Función sobrecorriente de fases (51/50).....	67
2.3.5	Función sobrecorriente de tierra (51N/50N).....	67
2.3.6	Función de pérdida de potenciales (60)	68
2.3.7	Elementos de sobrecorriente de respaldo, por pérdida de potenciales	68
2.4	FUNCIONES DE SUPERVISIÓN.....	68
2.4.1	Función de falla fusible (SDDRFUF)	69
2.4.2	Localizador de fallas (LMBRFLO)	69
2.4.3	Informe de perturbaciones.....	70
2.5	ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN.....	71
2.5.1	Función sobrecorriente de fases (51).....	71
2.5.2	Función sobrecorriente de tierra (51N).....	71
2.6	LÓGICA ADAPTATIVA EMPLEADA EN LAS SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN DE SAESA	72
3.	BIBLIOGRAFÍA.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Factor de seguridad <i>KL</i>	24
Tabla 2	: Variables de ajuste del bloque de función VNMMXU	39
Tabla 3:	Matrices para el cálculo de la corriente diferencial.....	58

ÍNDICE DE FIGURA

Figura 1.	Característica de operación función 87L relé ABB RED 670	9
Figura 2:	Característica de operación diferencial relé SIEMENS 7SL87	11
Figura 3:	Aproximación de errores de los transformadores de medida	12
Figura 4:	Característica general alcance de zonas de protección distancia.....	13
Figura 5:	Efecto “Infeed” en la medida de impedancia para falla en Zona 1	14
Figura 6:	Efecto “infeed” en la medida de impedancia para falla en Zona 2	16
Figura 7:	Ajuste zona reversa.....	17
Figura 8.	Característica de selección de fases FDPSPDIS relés ABB RED670	20
Figura 9:	Característica de operación por oscilación de potencia RED670	22
Figura 10.	Característica de operación por oscilación de potencia SEL 421.....	24
Figura 11.	Ángulos de la característica de la función 68	25
Figura 12.	Característica de operación por oscilación de potencia GE MULTILIN D60	27
Figura 13.	Lógica típica de disparo función SOTF.....	30
Figura 14.	Falla tramo de línea STUB en subestación interruptor y medio	31
Figura 15.	Corriente de extinción, líneas no compensadas.....	32
Figura 16:	Esquema de disparo permisivo subalcanzado – PUTT	34
Figura 17:	Principio de operación del esquema POTT.....	35
Figura 18.	Lógica de inversión de corriente: preinversión	36

Figura 19. Lógica de inversión de corriente: postinversión.....	36
Figura 20. Sistema eléctrico con conexión fuerte y débil.....	37
Figura 21. Sistema eléctrico con conexión fuerte y débil.....	38
Figura 22. Esquema en comparación direccional 85C.....	38
Figura 23. Bloque de función VNMMXU baja tensión, relé ABB RED 670.....	39
Figura 24. Característica de operación diferencial del relé ABB REB 670	41
Figura 25. Característica diferencial de la zona de chequeo del relé ABB REB 670.....	41
Figura 26: Curva característica estándar relé SIEMENS 7SS85	44
Figura 27. Visión general de la lógica de la función	46
Figura 28: Ejemplo de Zona muerta de una subestación barra sencilla.....	47
Figura 29: Lógica de operación para la función 50BF Etapa 0, relé ABB	48
Figura 30. Característica de operación protección diferencial RET 670.....	49
Figura 31. Característica de operación por secuencia negativa del relé ABB RET 670	50
Figura 32: Característica de operación protección diferencial 7UT85	54
Figura 33: Característica de operación función 87N, relé ABB RET 670.....	61
Figura 34: Principio básico de la función 87N relé SIEMENS 7UT85	62
Figura 35: Diagrama lógico función de protección de falla a tierra restringida (ANSI 87N) relé SIEMENS 7UT85	63
Figura 36: Curva característica de estabilización	64
Figura 37: Curva de operación dependiente del ángulo de fase entre I_0^* e I_0^{**}	65
Figura 38: Ángulo de decisión en fallas internas y externas.....	66
Figura 39. Datos requeridos para el ajuste del localizador de fallas.....	69
Figura 40. Definición tiempos de registro de perturbaciones	70
Figura 41: Lógica adaptativa en las subestaciones de media tensión de SAESA	72

Figura 42: Diagrama general subestación de media tensión.....	73
Figura 43: Curvas de sobrecorriente descripción lógica adaptativa S/E's de media tensión	73
Figura 44: Curva de sobrecorriente lógica adaptativa ante falla en uno de los alimentadores de media tensión.....	74
Figura 45: Curva de sobrecorriente lógica adaptativa ante falla en el barraje de media tensión	75
Figura 46: Curva de sobrecorriente lógica adaptativa ante falla de mayor corriente de cortocircuito en uno de los alimentadores de media tensión	75

1. OBJETIVO

Presentar la filosofía y criterios de ajuste para las funciones de protección asociadas a los relés que se instalarán en los proyectos a desarrollar con el Grupo SAESA. Lo anterior, con el fin de tener un sistema de protección confiable y seguro, que permita el óptimo desempeño de los equipos de protección ante un evento que afecte el área de influencia y demás proyectos a desarrollar para la empresa de transmisión y distribución de energía SAESA.

2. FILOSOFÍA Y CRITERIOS PARA LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN

En esta sección se presenta la filosofía y criterios recomendados para el ajuste de las funciones de protección que hacen parte de los alcances de los estudios de coordinación de protecciones de los proyectos a desarrollar por SAESA.

2.1 PROTECCIÓN PAÑO DE LÍNEA

Criterios de ajuste para las funciones de protección

Para los criterios, se tomó como base las recomendaciones dadas en el documento Filosofía de Protección del Sistema de Transmisión Eléctrica de Transelec S.A. [4], normas locales [5] e internacionales IEEE e IEC, y la experiencia adquirida por HVM en la elaboración de estudios similares.

2.1.1 Función diferencial de línea (87L), Relé ABB RED 670

El principio de funcionamiento de las protecciones diferenciales se basa en la suma de dos o más magnitudes eléctricas, que se compara con un valor ajustado en la protección.

En condiciones normales de operación, la suma vectorial de las corrientes que se inyecta a un determinado elemento es igual a las que salen de él, condición que cambia cuando existe una falla entre la zona delimitada por los transformadores de medida que informan a la protección. Esto muestra que la protección diferencial es de alcance definido contra cortocircuitos.

Poseen inconvenientes en el proceso de medida de las intensidades, los cuales se deben a magnetización, pérdidas y saturación de los transformadores de corriente. Esto provoca corrientes diferenciales de desequilibrio permanente, que aumentan cuando se provocan fallas fuera del alcance de la protección. Para solucionar este problema se introducen factores de estabilización en la protección.

Función diferencial de línea relés ABB RED 670

Los criterios a definir en la protección diferencial ABB RED 670, son aquellos recomendados por el fabricante para su correcta operación, teniendo en cuenta su principio de funcionamiento.

El modulo diferencial de línea del relé ABB RED 670 cuenta con cuatro bloques de protección disponibles: **L3CPDIF**, **L6CPDIF**, **LT3CPDIF** y **LDLPDIF**. Cada bloque se especializa para casos particulares, dependiendo del número de conjuntos de transformadores de corriente, y de los equipos protegidos (línea o línea-transformador).

El bloque **L3CPDIF** proporciona los siguientes elementos:

- Característica de función restringida. El relé calcula la corriente diferencial de cada fase a frecuencia fundamental, por tanto se dice que esta protección es de fase segregada. Además, calcula una corriente de restricción seleccionando la corriente de fase más grande de cualquier extremo de la línea, siendo este valor común para las tres fases
- Característica de función no restringida. Este valor puede ser usado para disparos rápidos de fallas internas con grandes corrientes. Cuando la corriente diferencial supera el valor ajustado, el relé envía señal de disparo instantáneo sin aplicar restricción de ningún tipo.

Las dos características de operación anteriores se aprecian en la Figura 1. La corriente diferencial por fase y la corriente de restricción son graficadas en el plano mostrado en dicha figura, en caso que el punto quede ubicado en la zona de operación condicional, se evalúan las condiciones de restricción por armónicos, si estos valores se encuentran debajo de los permitidos, el relé envía una señal de disparo, de lo contrario no, al igual que si el punto queda en la zona de restricción. En caso que el punto quede representado en la zona de operación incondicional, el relé envía disparo instantáneo sin evaluar ninguna otra condición.

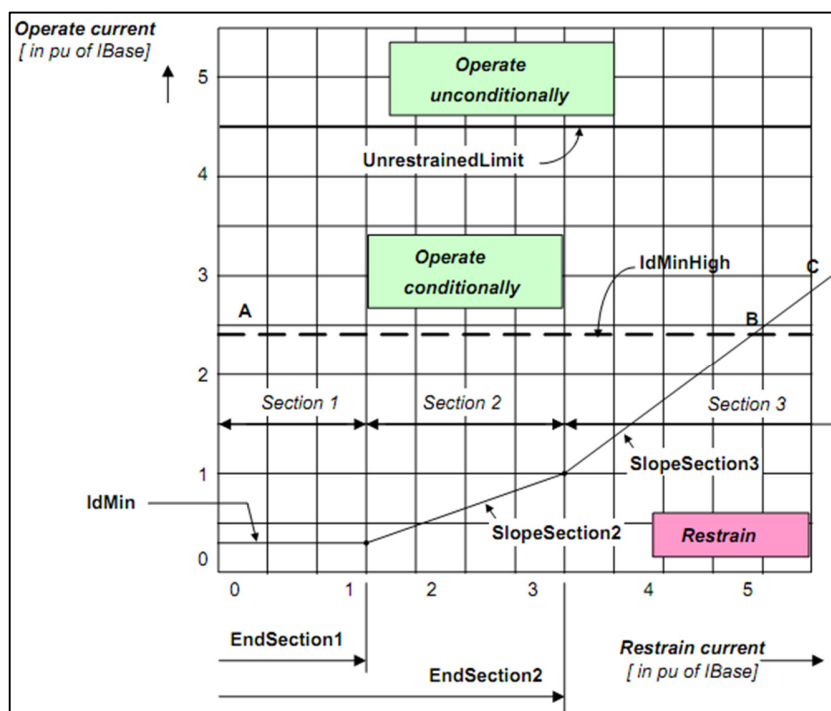


Figura 1. Característica de operación función 87L relé ABB RED 670

Para el ajuste de esta función se tendrán en cuenta las recomendaciones del fabricante del relé, los parámetros de la línea y los resultados obtenidos de los análisis realizados en la red de acuerdo con su topología:

IdMin: **0,2 x MCC** (donde MCC representa la corriente máxima de carga de la línea). La MCC se selecciona al 130% del menor valor entre la capacidad de corriente de la línea y la corriente nominal del CT.

Se debe verificar que dicho valor sea superior a 3 veces la corriente de vacío o capacitiva de la línea (I_C) y menor al 80% de la mínima corriente de falla para cortocircuitos al interior de la línea. Con este ajuste se garantiza la no operación de la función para condiciones de carga, en vacío y por errores en la medida de los CT's.

$$3,0 \times I_C < I_{pickup} \leq 0,8 \times I_{falla}$$

La máxima corriente de carga capacitiva de la línea, se puede obtener por medio de un flujo de cargas en mínima demanda y considerando abierto uno de los extremos del circuito, o empleando la siguiente expresión:

$$I_C = 181,5 \times 10^{-6} \times U_n \times C \times L$$

Donde:

U_n : Tensión nominal, expresada en kV.

C : Capacitancia, expresada en nF/km.

L: Longitud de la línea, expresada en km.

EndSection1: 1,25xMCC

SlopeSection2: 25%

EndSection2: 3xMCC, valor de ajuste validado con la saturación de los CT's.

SlopeSection3: 50%, valor de ajuste según recomendación del fabricante, teniendo en cuenta la saturación de los CT's y de acuerdo con el criterio:

$$SlopeSection3 = 2 \times SlopeSection2$$

IdUnre: 10xMCC (corriente de operación diferencial no restringida)

Este valor de ajuste será validado con la corriente Inrush causada por la energización de los transformadores de potencia en las subestaciones de SAESA objeto del proyecto.

IdMinHigh: 0,8xMCC representa un valor que es usado para disminuir temporalmente la sensibilidad de la protección cuando la línea es energizada, cuando la falla se clasifica como externa o cuando se conecta un transformador en tipo "Tap"; con lo que la característica de operación se forma por la línea A-B-C que se muestra en la Figura 1.

Función diferencial de línea relés SIEMENS 7SL87

La protección diferencial de línea SIEMENS 7SL87 está compuesta de diversas funciones parciales que son denominadas escalones o bloques funcionales, el núcleo funcional de la protección diferencial está compuesto por dos escalones:

- El escalón **Idiff**: opera con una medida de alta exactitud. Con este escalón se puede alcanzar la sensibilidad máxima.
- El escalón **Idiff rápido**: opera paralelamente al escalón **Idiff**. Un algoritmo especialmente rápido permite tomar decisiones de disparo muy rápidas en caso de fallas de alta intensidad.

Los relés de protección diferencial de línea SIEMENS 7SL87 también disponen de bloques opcionales que podrían ser ajustados en éste:

- La compensación de corriente de carga **Compensación Ic**: es una función opcional que está asignada exclusivamente al escalón **Idiff** y cuya sensibilidad máxima también está garantizada con altas corrientes de carga capacitivas.
- La función opcional **Transformador**: es necesaria su configuración cuando un transformador de potencia se encuentra en la zona de protección de la función diferencial de línea. Ésta garantiza la evaluación correcta de amplitudes y posición de fases de las corrientes medidas en los extremos de la línea.

El principio de operación del escalón **Idiff**, está basado en la comparación del fasor de corriente. Las medidas de corriente son analizadas de forma separada para cada una de las fases. Cada dispositivo de protección calcula una corriente diferencial **Idiff** como el valor absoluto de la suma de los fasores de corriente ($I_{Diff} = |\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C|$) calculados en cada extremo del elemento

protegido y posteriormente se transmite esta información al extremo opuesto para determinar si la falla se encuentra en la zona de protección.

La corriente de restricción del relé SIEMENS 7SL87 resulta de la suma de las máximas medidas de corriente de falla en los extremos del elemento protegido y es calculada por el dispositivo de protección de forma adaptativa con las corrientes medidas y el ajuste del dispositivo tal como se presenta en la siguiente ecuación:

$$I_{rest} = Threshold + \sum (errores CT's y otros errores de medida)$$

Si la medida de corriente diferencial excede el pickup Threshold (Threshold), y la máxima medida de error posible, la falla es determinada como interna (zona gris en la Figura 2).

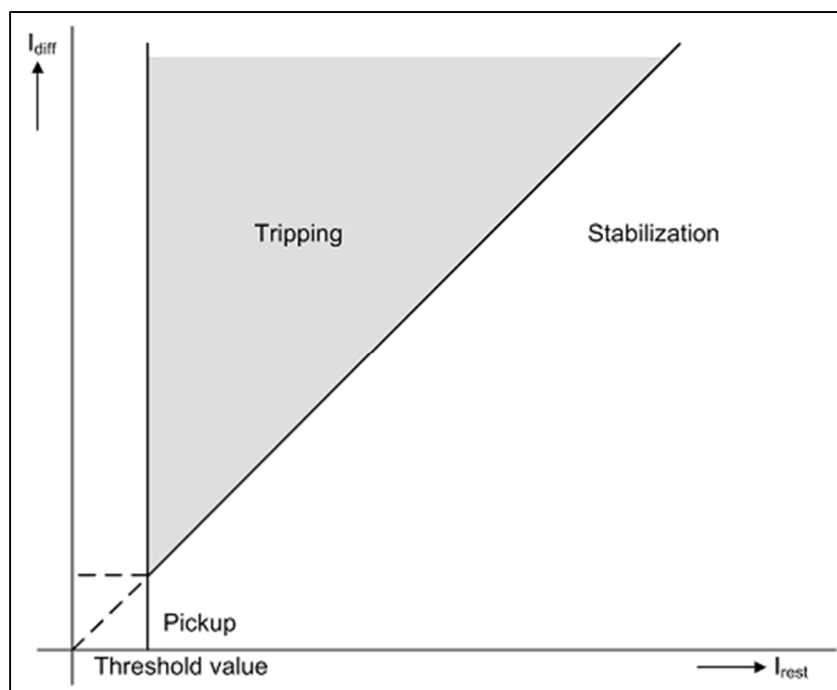


Figura 2: Característica de operación diferencial relé SIEMENS 7SL87

El relé 7SL87 cuenta con dos etapas de corriente diferencial de línea, una sensitiva (I_{diff}) y otra para altas corrientes (I_{diff} fast), las cuales operan en paralelo. Para el ajuste de esta función se tendrán en cuenta las recomendaciones dadas por el fabricante SIEMENS.

I-Diff:

Se selecciona por encima de la corriente nominal de la línea. Como criterio, se recomienda el menor valor entre el 110% de la corriente nominal de la línea y el 80% de la corriente nominal del transformador de corriente (TC).

Se debe verificar que dicho valor sea superior a 3 – 4 veces la corriente de vacío o capacitiva de la línea (I_c). Con este ajuste se garantiza la no operación de la función para condiciones de carga, en vacío y por errores en la medida de los TCs.

La máxima corriente de carga capacitiva de la línea, se obtiene por medio de un flujo de cargas en mínima demanda y considerando abierto uno de los extremos del circuito.

I-Diff fast: **$1,2 \times \text{MCC}$** (donde MCC representa la corriente máxima de carga de la línea). La MCC se selecciona al 130% del menor valor entre la capacidad de corriente de la línea y la corriente nominal del TC.

Para considerar la influencia del error en la medición de los TC's, cada dispositivo calcula una magnitud de auto estabilización I_{Error} de manera adaptativa. Ésta se obtiene por aproximación considerando los datos de los CT's locales y la magnitud de las corrientes medidas de forma local y calculando los posibles errores de los transformadores de medida. En la Figura 3, se presenta gráficamente la aproximación de errores de los transformadores de medida realizada por el relé SIEMENS 7SL87.

La base para realizar el cálculo son los datos de los transformadores de corriente conectados que se deben ajustar de forma individual para cada dispositivo. Ya que cada dispositivo transmite a los demás sus errores aproximados, cada dispositivo puede determinar también la suma de los posibles errores y con ello estabilizarlos.

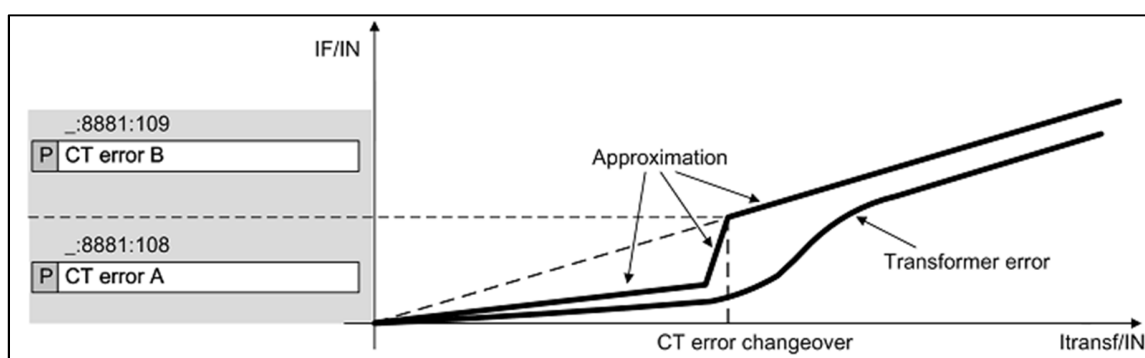


Figura 3: Aproximación de errores de los transformadores de medida

2.1.2 Función de protección distancia (21/21N)

La función distancia emplea varias zonas para la protección de las líneas de transmisión. La referencia [4] recomienda que sean ajustadas cuatro zonas: zona 1, zona 2 y zona 4 (en dirección hacia adelante) y zona 3 (en dirección reversa). En aquellos casos que no se requiera emplear una zona reversa, la zona 3 deberá tener dirección hacia adelante empleándose los mismos criterios

descritos para el ajuste de zona 4. Las características de impedancia de las protecciones de distancia se preferirán tipo Mho o Cuadrilateral para fallas entre fases y cuadrilaterales para las fallas a tierra.

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia, se tendrá en cuenta la impedancia característica de la línea a proteger y de las líneas y transformadores de potencia adyacentes. En la Figura 4, se presentan los alcances de las zonas para la función distancia (21), con tres zonas hacia adelante y una reversa, con característica Mho para fallas entre fases y Cuadrilateral para fallas a tierra.

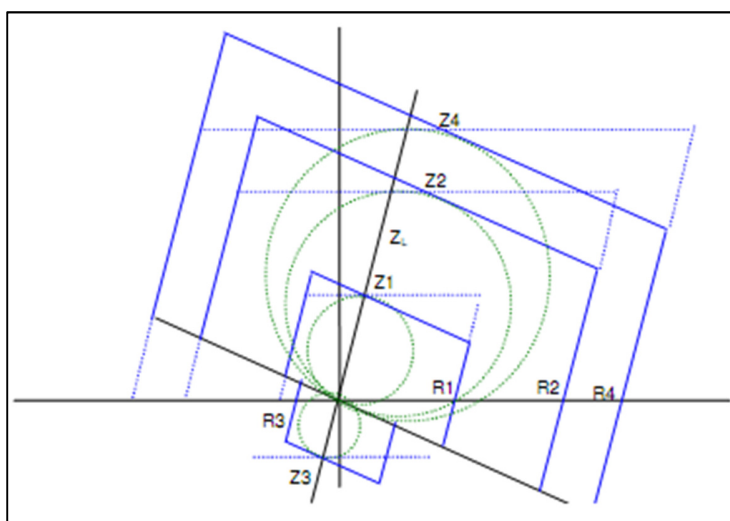


Figura 4: Característica general alcance de zonas de protección distancia

De acuerdo con lo descrito anteriormente, a continuación se presentan las recomendaciones para el ajuste de cada zona:

Ajuste zona 1 (hacia delante)

El criterio de ajuste recomendado en la referencia [4], indica que las líneas deben ser protegidas con un alcance menor al 85% del total de su longitud para mantener su selectividad, incluso, ante la pérdida de comunicaciones. Para el ajuste de la Zona 1 de la función distancia se emplea la ecuación:

$$Z_1 = k \times Z_L$$

Dónde:

Z_1 : Ajuste de zona 1 [Ω_{prim}].

k : Se recomienda un factor del 80%, para minimizar operaciones indeseadas cuando haya lugar a una falla más allá de la barra remota.

Z_L : Impedancia de secuencia positiva de la línea [Ω_{prim}].

La zona 1 deberá tener disparo directo no temporizado (0 segundos) a su propio extremo de línea.

Adicionalmente, se debe verificar el ajuste teórico ante cortocircuitos con resistencia de falla (comúnmente fallas a tierra), ya que las corrientes que aportan a la falla introducen un error en la medida de las protecciones distancia (efecto infeed).

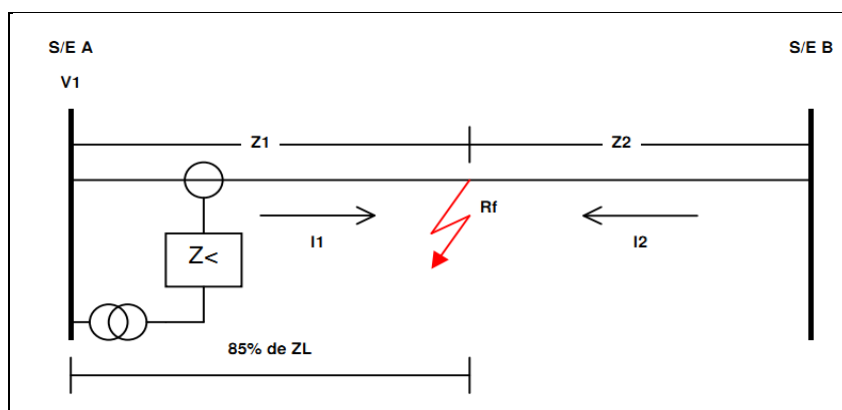


Figura 5: Efecto “Infeed” en la medida de impedancia para falla en Zona 1

En la Figura 5 se muestra el efecto “infeed” para la zona 1. De acuerdo a lo anterior, se deduce la siguiente expresión:

$$\frac{V_1}{I_1} = Z_{\text{Aparente}} = Z_1 + R_f \times \left(1 + \frac{I_2}{I_1} \right)$$

Donde;

V_1 : Tensión medida por el relé en la Subestación A.

I_1 : Corriente de aporte medida por el relé de la Subestación A ante la falla indicada.

I_2 : Corriente de aporte proveniente de la Subestación B ante la falla indicada.

Z_{aparente} : Impedancia total vista por la protección.

Z_1 : Impedancia medida por el relé de distancia hasta el punto de la falla.

R_f : Resistencia de falla.

Por consiguiente, la impedancia aparente calculada por el relé para una falla en zona 1, evaluará los siguientes casos:

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

El ajuste calculado teóricamente tendrá que corregirse considerando los efectos a los que está sometida la función distancia (acople mutuo por líneas paralelas, efecto infeed, efecto outfeed, fuente débil, entre otros fenómenos).

Ajuste zona 2 (hacia delante)

Para el ajuste de Zona 2, se considera la protección de la totalidad de la línea más la subestación y parte de la línea adyacente. Se recomienda un alcance del 120% de la línea protegida (como mínimo valor de ajuste), debido a que si se selecciona un valor inferior, los errores de los transformadores de corriente y tensión, el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla, pueden producir sobrealcance en el relé. Adicionalmente, se recomienda realizar las siguientes verificaciones:

- Que no sobrealcance el 50% de la línea adyacente más corta.
- Que no sobre alcance el 80% de la impedancia de los transformadores conectados en la subestación remota, con el fin de evitar disparos ante fallas en los niveles secundarios de los mismos.

El tiempo de actuación recomendado será entre 400 y 800 ms, dependiendo de los resultados de los estudios de estabilidad y de la coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes.

El tiempo de operación recomendado para esta zona es de 0,4 s (tiempo menor a lo estipulado en la NTS y CS - [5]).

Al igual que en la Zona 1, para la Zona 2 también se debe verificar el efecto “infeed” debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla.

En la Figura 6 se muestran los componentes del efecto “infeed” para la Zona 2.

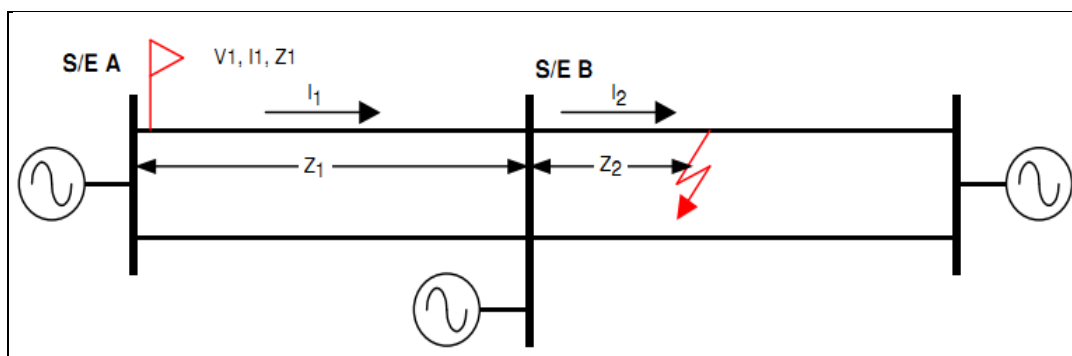


Figura 6: Efecto “infeed” en la medida de impedancia para falla en Zona 2

De acuerdo con la Figura 6, se deduce la siguiente expresión:

$$Z_{Aparente} = Z_1 + \frac{I_2}{I_1} \times Z_2$$

Donde;

I_1 :Corriente de aporte medida por el relé de la Subestación A ante la falla indicada.

I_2 :Corriente de aporte de la Subestación B ante la falla indicada.

Z_1 :Impedancia de la línea comprendida entre la Subestación A y la Subestación B.

Z_2 :Impedancia de la línea comprendida entre la Subestación B hasta el punto de la falla.

Ajuste zona 4 (hacia delante)

La zona 4 cumple la función de dar respaldo a los relés adyacentes ante cortocircuitos en el sistema. El alcance de la Zona 4 se ajusta considerando el valor más bajo entre:

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

$$Z4 = Z_L + 0,8 * Z_{TSR}$$

- Impedancia de la línea a proteger más el 110% de la impedancia de la línea adyacente más corta.

$$Z4 = Z_L + 1,1 * Z_{LAC}$$

Dónde:

Z_L : Impedancia de la línea a proteger.

Z_{LAL} : Línea adyacente más corta.

Z_{TRS} : Reactancia inductiva del transformador

Adicional a lo anterior, se debe verificar que el ajuste implementado para zona 4 sea mayor o igual al valor de ajuste recomendado para la Zona 2 (hacia adelante) y que no opere en los niveles secundarios de los transformadores existentes en las subestaciones remotas. El tiempo de operación recomendado para esta zona podrá ser entre 800 y 1200 ms.

Ajuste zona 3 (reversa)

De acuerdo con la recomendación dada en el numeral 1.3 del documento de la referencia [4], se debe ajustar la zona reversa considerando los dos cálculos siguientes:

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

Adicionalmente, para evitar los disparos indeseados en las líneas no falladas, por el fenómeno de inversión de corriente y lógica fuente débil, la zona reversa se recomienda que sea ajustada para cubrir la zona 2 de la protección del extremo remoto, es decir, el tramo de línea sobre alcanzado por la zona 2, como se muestra en la Figura 7.

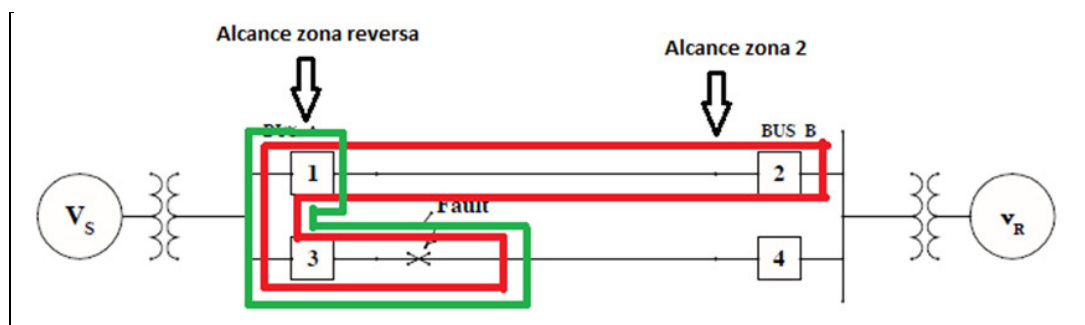


Figura 7: Ajuste zona reversa

El tiempo de operación recomendado para la zona reversa es 1,5 s, con el fin de permitir la actuación de las zonas de respaldo adyacentes a la barra remota. Se debe verificar que éste tiempo esté por encima del tiempo de operación de la función 67N de la barra remota.

Con los tiempos de operación recomendados para las zonas de la protección distancia, se garantiza el cumplimiento de tiempo de paso estipulado (300 ms) por la norma técnica SyCS artículo 5-49.

Ajuste alcance resistivo

El alcance resistivo de las zonas de protección deberá permitir detección de fallas con resistencia mínima de $20\ \Omega$, durante la validación de los ajustes recomendados se realizará un barrido de impedancia de falla entre $0\ \Omega$ y $50\ \Omega$ presentándose el comportamiento de operación del dispositivo de protección que se esté evaluando. En lo posible, este alcance resistivo será cubierto por la zona 1, pero también se admite que se utilice en las zonas de mayor alcance debido a las corrientes de carga de la línea.

Los valores típicos resistivos son calculados con base a la impedancia mínima de carga, 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, tomando el 45% de dicha impedancia de carga; 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.

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

$$Z_{MINCARGA} = \left(\frac{V_L}{\sqrt{3} \times MCC} \right)$$

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:

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

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

Una vez realizados los cálculos del alcance resistivo para cada zona de protección, de acuerdo con cada caso particular se establecerá la necesidad de realizar la verificación de la relación R/X de

acuerdo con las recomendaciones de cada fabricante para obtener los ajustes definitivos. Si es el caso que el fabricante no presenta alguna recomendación se considera para todas las zonas que el alcance resistivo no deberá ser mayor a 4 veces el alcance reactivo.

Funciones de partida o detección de fallas

ABB RED 670

Para la detección de las fallas, la protección RED 670 utiliza la función de selección de fase con delimitación de carga (FDPSPDIS). Este bloque contiene seis bucles de medición de impedancia, tres para fallas fase – tierra y tres para fallas fase – fase y trifásicas [10] .

Los parámetros de la función de selección de fase deben ser ajustados con valores superiores a los de la zona de mayor alcance, esto para evitar que las zonas ajustadas con característica direccional sean acogidas y se pierda la confiabilidad de la protección. Como criterio general, se ajustará la característica de selección de fases al 110% de la zona de mayor alcance (zona 4), garantizando el cubrimiento de todas las zonas de protección.

Para el ajuste de la mínima corriente de operación se seleccionan los valores recomendados por el fabricante de la protección, 10% IB para loops fase – fase y 5% IB para loops fase – tierra, y se corroborará mediante fallas de alta impedancia a lo largo de la longitud de la línea cuando se evalúe la protección distancia (21), para garantizar una adecuada operación de la característica FDPSPDIS del relé ABB RED 670.

Las características de medición de impedancia del bloque FDPSPDIS para los loops fase – tierra, fase – fase y trifásico se muestra en la Figura 8.

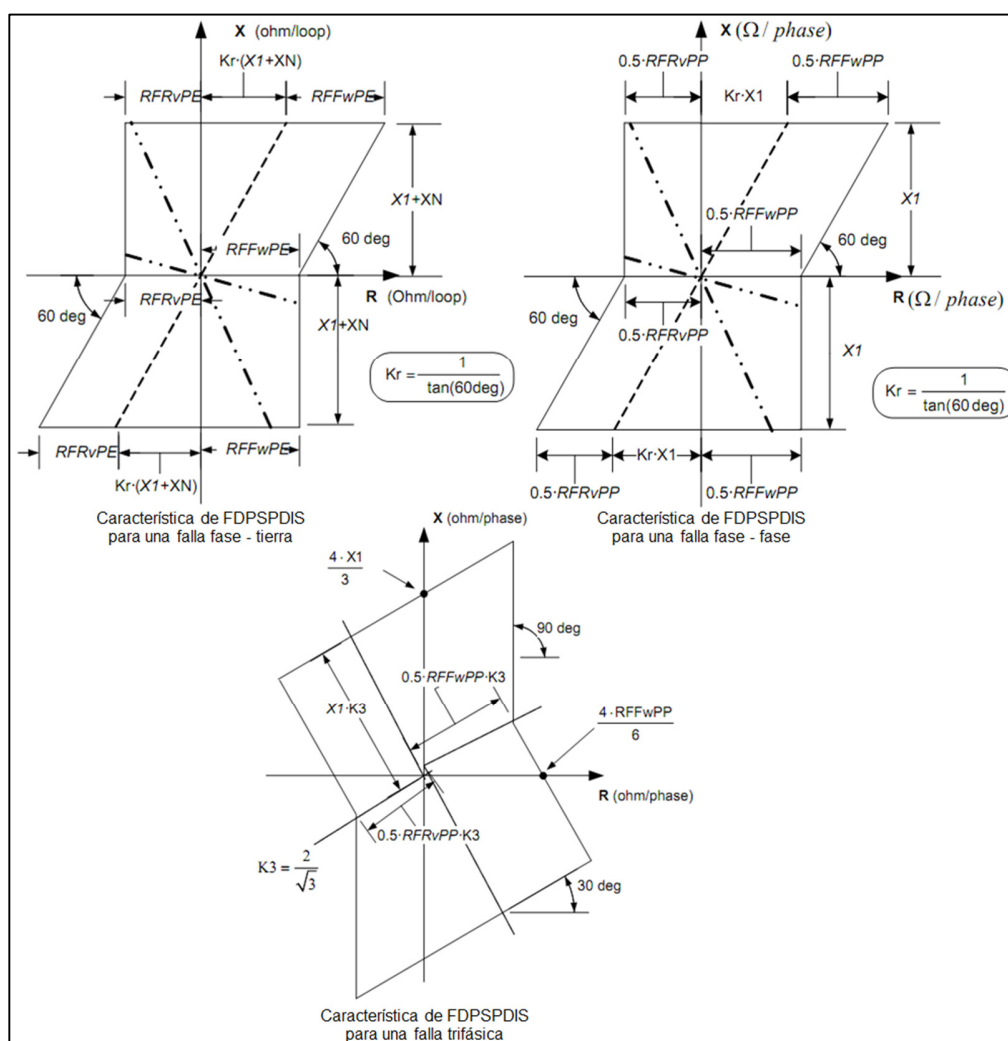


Figura 8. Característica de selección de fases FDPSPDIS relés ABB RED670

Siemens 7SL87

Los dispositivos de protección Siemens 7SL87, reconocen mediante la distribución de corrientes si existe un cortocircuito monofásico o multi fase. Para fallas monofásicas el selector de fase reconoce la fase bajo falla.

El selector de fases, por medio de un filtro, a partir de las corrientes de fase, determina el sistema de secuencia negativa y el sistema de secuencia homopolar (secuencia cero). Mediante el desplazamiento de fase entre la corriente de secuencia negativa y la corriente de secuencia cero se determina el tipo de falla, es decir, si se trata de un cortocircuito monofásico o multi fase.

El selector de fase tiene un tiempo activo de aproximadamente 40 ms, si pasado este tiempo el selector de fases no logra determinar la fase bajo falla, se señala una falla tripolar en el dispositivo.

Para el ajuste de la mínima corriente de operación se seleccionan los valores recomendados por el fabricante de la protección, 10% I_{nom} para el ajuste de Min. Phase-current thresh, si se sobrepasa el umbral de la mínima corriente de fase, la protección de distancia calcula la impedancia. El ajuste sensible permite garantizar la función de respaldo de la protección de distancia en caso de fallas en extremos remotos.

Delimitador de carga (Load Encroachment)

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) recomienda que todas las funciones de protección distancia tengan habilitado un delimitador de carga de tal manera que se permita la máxima transferencia de potencia de la línea protegida según su diseño, en caso de que los alcances resistivos de la zona de mayor alcance no entregue un margen adecuado de seguridad. Dicho margen, deberá ser como mínimo de un 25%, en caso contrario, el delimitador de carga se ajustará para una impedancia tal que cumpla con la siguiente expresión:

$$Z_C = \frac{0,90 \times V_{\min}^2}{MVA_{\max}}$$

Donde:

Z_C : Ajuste de impedancia de carga para el delimitador.

MVA_{\max} corresponde al menor valor entre:

- La potencia máxima de diseño de la línea de transmisión.
- La potencia máxima de sobrecarga permanente de los elementos serie de la línea de transmisión.

V_{\min} : Tensión mínima para estado de emergencia, según NT de SyCS.

Con ángulo Φ_C tal que:

$$25^\circ \leq \Phi_C \leq 35^\circ$$

Donde:

Φ_C : Ángulo del factor de potencia para el delimitador de carga.

2.1.3 Función de bloqueo por oscilación de potencia (68)

Relés ABB RED670

El bloque funcional de los relés RED670 para detección de oscilaciones de potencia, detecta oscilaciones en el sistema que pueden ser originadas por la desconexión de grandes cargas o de

grandes centrales de generación. Tras la detección de una oscilación de potencia, el relé inicia el bloqueo de las zonas de protección de distancia seleccionadas.

El principio de funcionamiento se basa en la medición del tiempo que tarda una impedancia transitoria de oscilaciones de potencia en atravesar el área de impedancia entre las características externa e interna. Las oscilaciones de potencia se identifican por tiempos de transición más prolongados que el tiempo de transición establecido en los temporizadores correspondientes.

En la Figura 9 se presenta la característica de operación por oscilación de potencia en los relés RED670, la cual incluye una característica de medición cuadrilateral interna y una externa con delimitación de carga.

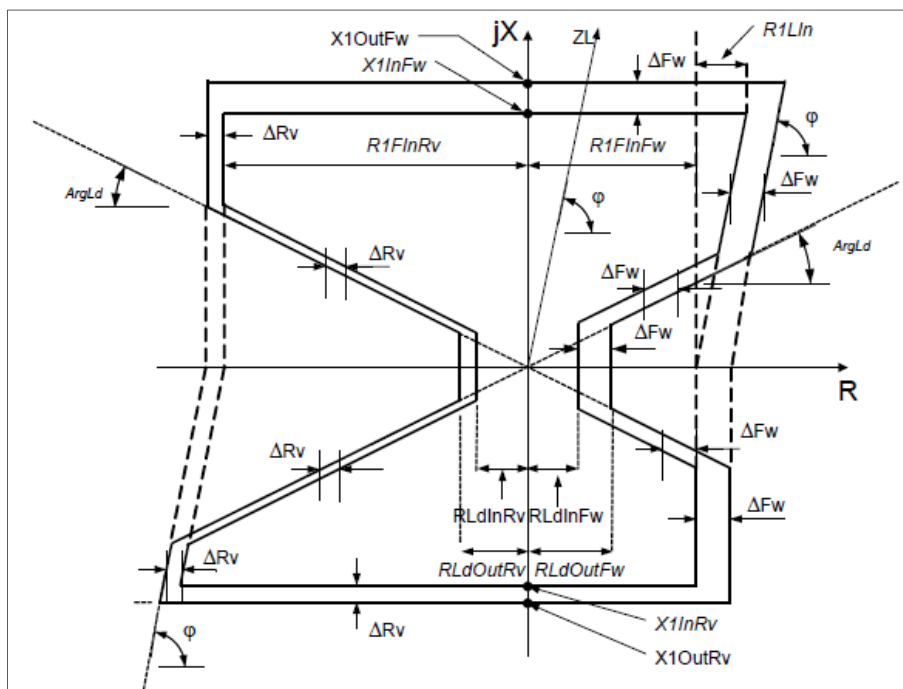


Figura 9: Característica de operación por oscilación de potencia RED670

Para el ajuste de la característica de la función de protección se seguirán los siguientes lineamientos:

La impedancia mínima de carga esperada se define como:

$$Z_{MINCARGA} = \left(\frac{V_L}{\sqrt{3} \times MCC} \right)$$

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:

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

Los alcances reactivo y resistivo para la característica interna deben cubrir la mayor zona de protección de la función distancia, con un factor de seguridad mayor a 1,05.

Los alcances en dirección forward se ajustan iguales a los alcances en dirección reverse y se selecciona un factor de seguridad de 1,1.

Por lo tanto se calcularán los parámetros de ajuste $X1InFw$ y $R1InFw$ como:

$$X1InFw = X1InRv = 1,1 \times X1(zona\ mayor)$$

$$R1InFw = R1InRv = 1,1 \times RFPP(zona\ mayor)$$

Para evitar el fenómeno de invasión de carga (Load encroachment), se limita el alcance resistivo en dirección hacia adelante y reversa, ajustando los parámetros $RLdOutFw$ y $RLdOutRv$ como:

$$RLdOutFw = RLdOutRv = K_L \times R_{MINCARGA}$$

La resistencia mínima de carga ($R_{MINCARGA}$) se calcula considerando un factor de potencia de 0,90.

$$R_{MINCARGA} = 0,9 \times Z_{MINCARGA}$$

El factor K_L corresponde a un margen de seguridad, cuyo valor se selecciona de acuerdo a la longitud de la línea bajo análisis, como se indica en la Tabla 1:

Tabla 1. Factor de seguridad K_L

Parámetro	Valor	Criterio
K_L	0,90	Líneas de longitud superior a 150 km.
	0,85	Líneas con longitud entre 80 y 150 km.
	0,80	Líneas de longitud inferior a 80 km.

Los factores $kLdRfW$ y $kLdRRv$, son asumidos en 0,8, según recomendación del fabricante.

El tiempo para detección de la oscilación de potencia inicial ($tP1$) se ajusta en 30 ms y el tiempo para detección de oscilaciones posteriores ($tP2$) se recomienda ajustar en 10 ms.

Relés SEL 421

Para la detección de oscilaciones de potencia, los relés SEL 421 cuentan con dos características de impedancia (externa e interna), las cuales establecen un margen utilizado para la medida del tiempo transcurrido desde el momento en que la impedancia ingresa en la característica externa hasta el momento en que ingresa en la característica interna. En la Figura 10 se presenta la característica de la función de bloqueo por oscilación de potencia correspondiente a los relés GE D60 y L90.

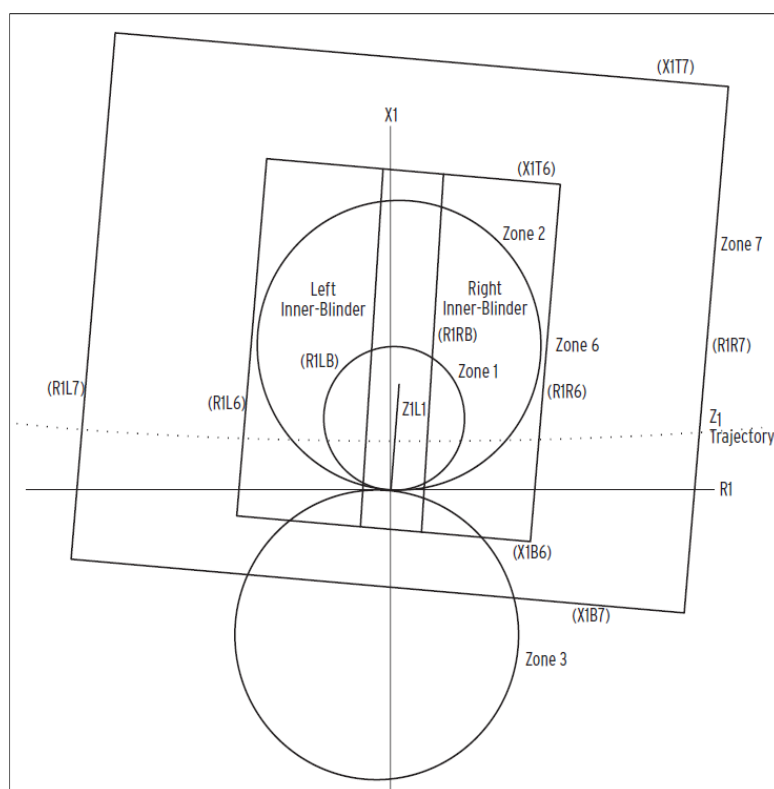


Figura 10. Característica de operación por oscilación de potencia SEL 421

Para el cálculo de ajustes se utilizó como referencia el manual del fabricante [11]. En la Figura 11 (tomada de la referencia [11]) se observan los ángulos correspondientes a los límites interno y externo de la característica de operación.

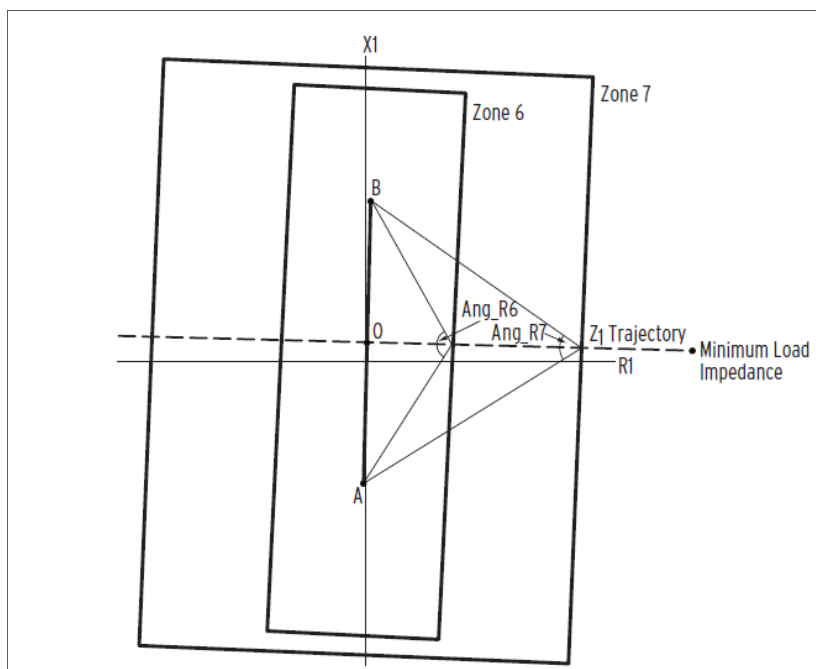


Figura 11. Ángulos de la característica de la función 68

Los alcances reactivo y resistivo para la característica interna deben cubrir la mayor zona de protección de la función distancia. De acuerdo con lo anterior se determinan los siguientes criterios:

$$R1R6 = 1,2 \times \left(\frac{AlcanceZ4}{2} \right)$$

$$X1T6 = 1,2 \times AlcanceZ4$$

$$R1L6 = -1,2 \times \left(\frac{AlcanceZ4}{2} \right)$$

$$X1B6 = -1,2 \times AlcanceZ4$$

El alcance resistivo de la característica externa debe ser menor a la impedancia mínima de carga de la línea, por lo tanto, su cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$R1R7 = 0,9 \times Z_{MINCARGA} \times \cos[(45^0 + (90^0 - Z1ANG))]$$

$$R1L7 = -0,9 \times Z_{MINCARGA} \times \cos[(45^0 + (90^0 - Z1ANG))]$$

Donde:

$Z_{MINCARGA}$: Impedancia mínima de carga

$Z1ANG$: Ángulo de la línea

El alcance reactivo externo se ajusta de tal manera que conserve un margen con el alcance reactivo interno igual al obtenido entre el alcance resistivo externo e interno:

$$X1T7 = X1T6 + (R1R7 - R1R6)$$

$$X1B7 = -X1T7$$

El tiempo de retardo del bloqueo por oscilación de potencia se calcula de acuerdo con la Figura 11 y las siguientes expresiones:

$$fslip = 4 \text{ Hz}$$

$$ANG_R6 = 2 \times ATAN\left(\frac{|Z_T|}{2 \times R1R6}\right)$$

$$ANG_R7 = 2 \times ATAN\left(\frac{|Z_T|}{2 \times R1R7}\right)$$

$$OSBD = \frac{(ANG_R6 - ANG_R7) \times fnom}{360^0 \times fslip} \text{ cycles}$$

Donde:

$fslip$: Deslizamiento de la oscilación de potencia

ANG_R6 : Ángulo del límite resistivo interno

ANG_R7 : Ángulo del límite resistivo externo

Z_T : Impedancia total del sistema

$fnom$: Frecuencia nominal del sistema

$OSBD$: Tiempo de retardo del bloqueo por oscilación de potencia

Relés GE MULTILIN D60

El principio de funcionamiento y la característica de operación para la función de bloqueo por oscilación de potencia en los relés GE MULTILIN D60, son similares a los descritos anteriormente

para los relés SEL 421. En la Figura 12 se presenta la característica de operación para la función 68 en los relés GE MULTILIN D60.

De acuerdo con lo anterior, los criterios de ajuste presentados para los relés SEL 421 aplican de igual manera para los relés GE MULTILIN D60 teniendo en cuenta las siguientes equivalencias:

X1T7 → Quad Fwd Reach Out

X1T6 → Fwd Reach

R1R7 → Outer Rgt Bld

R1R6 → Inner Rgt Bld

X1B7 → Quad Rev Reach Out

X1B6 → Rev Reach

R1L7 → Outer Lft Bld

R1L6 → Inner Lft Bld

OSBD → Pickup Delay 1

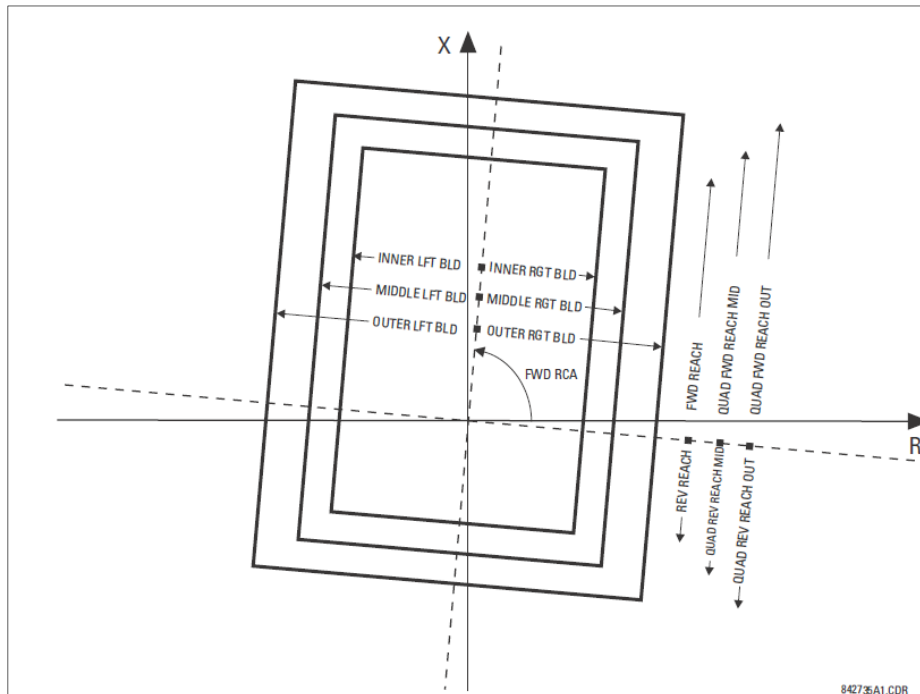


Figura 12. Característica de operación por oscilación de potencia GE MULTILIN D60

Nota: Se recomienda no habilitar la función de oscilación de potencia, toda vez que ésta bloquea zonas de la protección distancia y en algunos relés no hay una lógica que permita el desbloqueo de la función. En ese sentido, si se presenta una falla posteriormente de cualquier tipo (monofásica a tierra, bifásica aislada, etc.) y la función distancia no ha sido desbloqueada, se evita que el relé opere para esta condición y, en consecuencia, no despeje la falla.

2.1.4 Función de sobrecorriente direccional residual (67N)

La función de sobrecorriente de tierra, responde a las corrientes de desbalance de secuencia cero en el sistema. El arranque de la corriente, debe ser mayor a la corriente de desbalance de secuencia cero esperada en el sistema y menor al aporte de corriente de secuencia cero que se aportaría ante la ocurrencia de fallas a tierra.

Esta función se habilita de forma permanente para dar respaldo a la función diferencial, distancia y al esquema de disparo asistido por telecomunicaciones (POTT).

Se recomienda ajustar el arranque de corriente entre el 10% de la corriente nominal del transformador de corriente y el 80% de la mínima corriente de cortocircuito residual. Además, se recomienda ajustar un tipo de curva IEC Normal Inversa y el dial ajustarlo de tal forma que fallas cercanas a la subestación bajo estudio (1% de la línea en consideración) operen en tiempos de respaldo a la función distancia (0,6 – 1,5 s). Adicionalmente, se debe verificar que la protección de sobrecorriente de tierra opere selectivamente, con las funciones de sobrecorriente adyacentes (transformadores y líneas aledañas).

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{Tap}}\right)^{0,02} - 1} \cdot Dial$$

Curva IEC Normal Inversa

2.1.5 Función de sobrecorriente residual de tiempo definido (50N),

Para efectos de mejorar la selectividad del esquema de sobrecorriente, se podrá evaluar la implementación de una etapa de tiempo definido cuidando que la misma no actúe fuera de los márgenes definidos para la función de tiempo inverso en la sección 2.1.3, para lo cual se recomienda ajustar esta etapa de tiempo definido al 150% de la corriente máxima corriente de desbalance de secuencia cero ante la ocurrencia de cortocircuito monofásico o bifásico a tierra que mide el relé para fallas en el extremo remoto del circuito que se protege. Adicionalmente, se recomienda validar que la etapa de tiempo definido presente operación ante la ocurrencia de fallas hasta máximo el 50% de la línea protegida.

2.1.6 Función de sobrecorriente direccional fases (67)

La función sobrecorriente direccional en líneas de transmisión se empleará como función de emergencia por pérdida de potenciales de los equipos de protección de línea, sean estos del tipo

impedancia (21/21N) o sobrecorriente residual (67N). Además, para el caso de las funciones diferenciales de línea (87L) será habilitada la función sobrecorriente de emergencia frente a pérdida de comunicaciones.

Se recomienda ajustar el arranque de corriente entre el 120% de la corriente de carga máxima de la línea (mínima corriente entre la nominal del transformador de instrumentación y la máxima del conductor de la línea) y el 80% de la mínima corriente de cortocircuito entre fases. Además, ajustar un tipo de curva IEC Normal Inversa y el dial ajustarlo de tal forma que fallas cercanas a la subestación bajo estudio (1% de la línea en consideración) operen en tiempos de respaldo a la función distancia ($T_{Z2} - T_{Z4}$). Adicionalmente, se debe verificar que la protección de sobrecorriente de fases opere selectivamente, con las funciones de sobrecorriente adyacentes (transformadores y líneas aledañas).

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{Tap}}\right)^{0,02} - 1} \cdot Dial$$

Curva IEC Normal Inversa

2.1.7 Función de sobrecorriente de tiempo definido de fases (50)

En general no se recomienda el uso de sobrecorriente de tiempo definido, sin embargo, en caso de requerirse para efectos de mejorar la selectividad del esquema de sobrecorriente, se podrá evaluar la implementación de una etapa de tiempo definido cuidando que la misma no actúe fuera de los márgenes definidos para la función de tiempo inverso en la sección 2.1.6, para lo cual se recomienda ajustar esta etapa de tiempo definido al 150% de la corriente máxima de cortocircuito trifásico o bifásico aislado que mide el relé para fallas en el extremo remoto del circuito que se protege. Adicionalmente, se recomienda validar que la etapa de tiempo definido presente operación ante la ocurrencia de fallas hasta máximo el 50% de la línea protegida.

2.1.8 Función cierre en falla (SOTF)

El esquema de cierre contra falla actuará para despejar una falla que se manifieste en un tiempo máximo de 12 ciclos, después de cerrar el interruptor. La función SOTF será activada por un umbral de sobrecorriente definido exclusivamente para ello, además de los elementos de distancia de la segunda zona. El control de la lógica estará basado en el contacto de posición del interruptor.

La protección de cierre contra falla deberá ser una protección de sobrecorriente que sea capaz de detectar la apertura previa del interruptor y posterior condición de falla en toda la línea protegida. Para evitar operaciones indeseadas su ajuste de sobrecorriente no deberá cubrir más allá del 80% de la línea. El 20% restante se deberá cubrir con la zona 2 operando en tiempo instantáneo.

El ajuste del elemento de sobrecorriente instantáneo consiste en la simulación de una falla trifásica en la barra local (menor entre demanda mínima y máxima), restando a la corriente total de la falla el aporte de corriente, a través de la línea a proteger y tomando el 50% del valor obtenido. Este ajuste debe ser superior a la máxima corriente de carga de la línea. El arranque de la SOTF por zona 2 (alcances), será ajustado de acuerdo a los lineamientos dados en el numeral 2.1.2.

La lógica de cierre en falla se debe habilitar por cambios en el estado de la posición del interruptor (transición de abierto a cerrado). También, debe ser bloqueada 1 s después de dar orden de cierre sobre el interruptor.

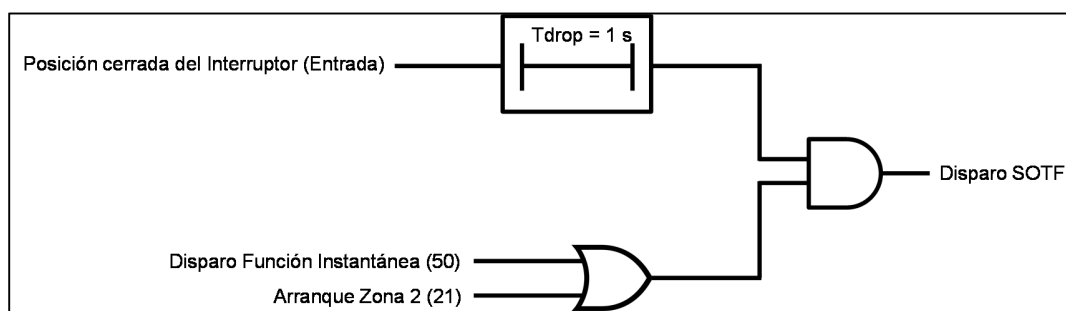


Figura 13. Lógica típica de disparo función SOTF

2.1.9 Función de sobrecorriente STUB (para configuraciones interruptor y medio)

Cuando una línea de transmisión se encuentra fuera de servicio por mantenimiento y el seccionador de línea está abierto, en disposiciones de interruptor y medio, generalmente los transformadores de tensión se localizan afuera, en la parte desconectada. La protección de distancia de la línea primaria no puede funcionar y se debe bloquear.

Si se presentan fallas en el tramo de línea entre los CT's y el seccionador de línea, cuando este último se encuentra en estado abierto, existirán corrientes de falla por los CT's asociados a la línea, estando esta fuera de servicio (ver Figura 14).

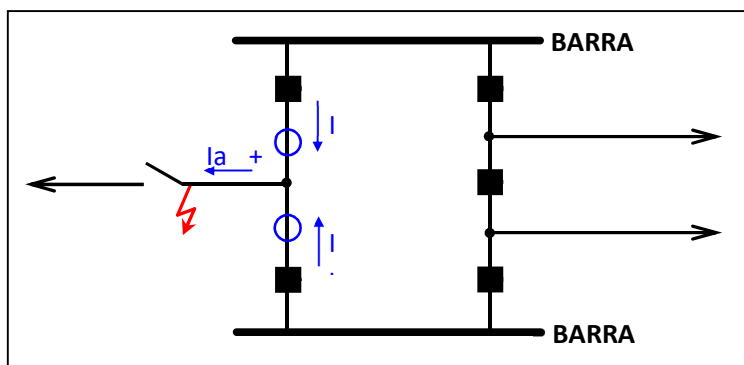


Figura 14. Falla tramo de línea STUB en subestación interruptor y medio

Los relés ABB RED670 cuentan con la función de protección STBPTOC, la cual cubre la zona entre los transformadores de corriente y el seccionador abierto. El bloque funcional de sobreintensidad instantánea trifásica, se desbloquea desde un contacto auxiliar normalmente abierto [NA (b)] en el seccionador de línea. Se recomienda un valor de arranque de la función en 1,3 veces la corriente nominal del transformador de corriente ($ISTUB = 1,3 \times INCT$) y una temporización de 50 ms. Para la validación del ajuste propuesto, se deben realizar fallas monofásicas con resistencia de 30 ohmios, verificándose que la corriente de falla sea mayor al valor de arranque de la función.

2.1.10 Reconexión Automática (79) y verificación de sincronismo (25)

- **Reconexión Automática (79)**

Se emplearán reconexiones automáticas con un solo intento de reconexión como máximo, en las líneas de la red con el objetivo de disponer de éstas en el menor tiempo posible una vez despejada la falla.

La reconexión se realiza si la apertura del interruptor se debe a un disparo instantáneo, es decir por Zona 1 o Zona 2, ante falla al interior de la línea o por una señal permisiva del esquema de teleprotección. En caso de una apertura del interruptor por alguna de las funciones temporizadas (Zonas 3, 4 y 67N), no se activará la reconexión automática. La función de reconexión automática podrá ser habilitada para actuar en forma tripolar dependiendo de las características del interruptor con un solo intento de recierre.

Si la falla ha sido despejada (recierre con éxito), el tiempo de bloqueo expira y todas las funciones regresan a su estado de reposo. Si no se ha eliminado la falla (recierre sin éxito), la protección Sistema 1 o 2, generan un disparo definitivo de las funciones de protección. También cualquier falla que ocurra durante el tiempo de bloqueo, da lugar a desconexión definitiva y se bloquea la función de recierre automático.

En caso de actuación de la función 50BF, ocurrencia de fallas trifásicas, fallas en barras o transformadores de potencia (operación de 87B y 87T) y mantenimiento de líneas vivas, deberá realizarse automáticamente el bloqueo temporal de esta función.

- **Tiempos muertos de recierre**

El criterio para recierres en el extremo que energiza establece un tiempo de espera (tiempo muerto) con el fin de que la falla sea despejada minimizando la posibilidad de tener cierres en falla, a la vez que se reduce el riesgo de tener posibles sobretensiones.

En general el tiempo muerto es de 500 ms y de acuerdo con los resultados arrojados por el estudio de arco secundario.

Se propone utilizar la Figura 15, obtenida de referencia [9], que es el resultado de una investigación experimental para predecir el tiempo de extinción del arco secundario en función de la magnitud de la corriente estacionaria del arco secundario, particularmente la curva 2 que tiene una confiabilidad del 90%. El eje horizontal va de 10 A en 10 A hasta 100 A y el eje vertical de tiempo va de 0,2 s en 0,2 s hasta 2,2 s.

En la Figura 15 se resalta el tiempo de 500 ms como referencia del tiempo muerto utilizado en varios estudios.

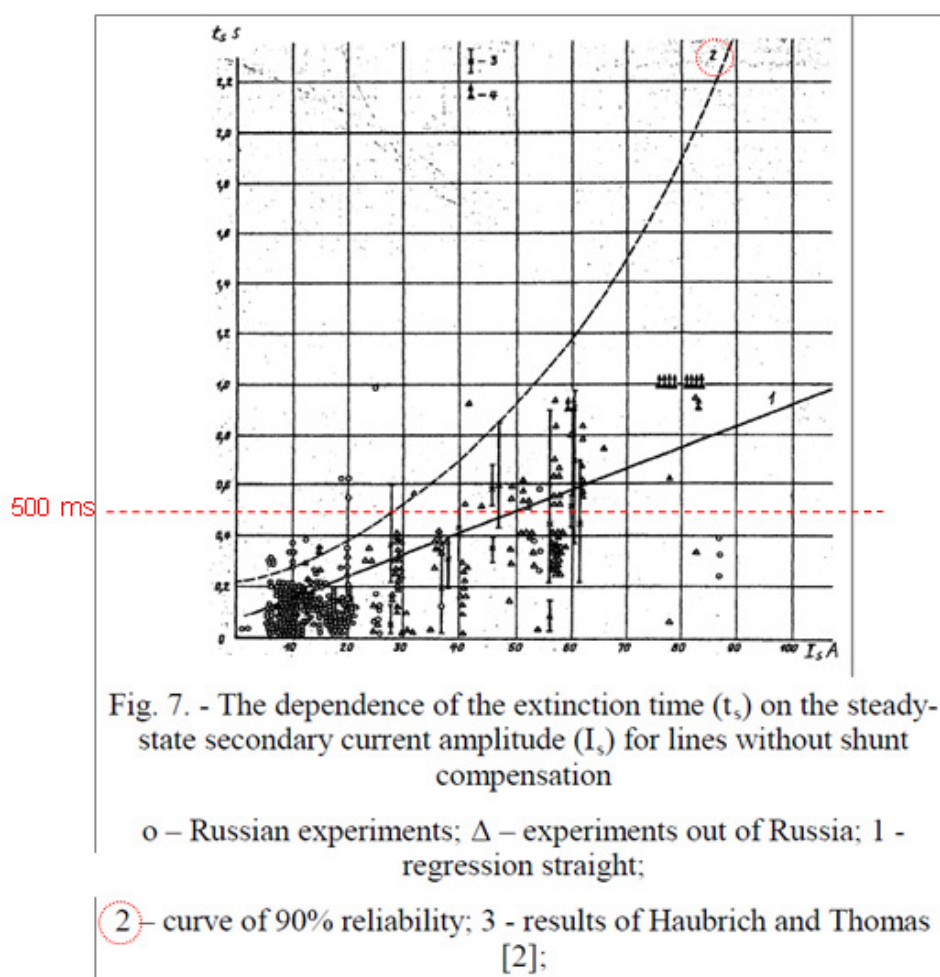


Figura 15. Corriente de extinción, líneas no compensadas

El criterio para el extremo que recierre establece un intervalo de tiempo de 100 ms, este tiempo es de coordinación con respecto al extremo que energiza, lo cual contribuye a minimizar los transitorios que se originan en la línea así como un tiempo de espera para la extinción de arco. Se

corroborar de acuerdo con análisis transitorios que el tiempo muerto garantice una alta probabilidad de extinción del arco.

Es importante mencionar que luego de un cierre manual o un recierre exitoso, el interruptor requiere de un tiempo de recuperación (que involucra recarga del resorte y el restablecimiento del nivel de la presión del gas SF₆), por lo que es necesario en el sistema de recierre ajustar un tiempo de bloqueo de esta función, denominado “Tiempo de Reclamo”, de manera que una falla durante este tiempo evite que el relé genere un nuevo recierre.

- **Verificación de Sincronismo (25)**

Como parte del ciclo de recierre automático, se verifican las condiciones de sincronismo del sistema.

La función verificación de sincronismo busca comparar la frecuencia, magnitud de la tensión y el ángulo de fase entre las barras de la subestación bajo estudio y el sistema al cual se conecta antes de dar orden de cierre al interruptor. Para esta función, se adoptarán los siguientes criterios:

- Máxima diferencia de tensión permisible: 10%
- Máxima diferencia de ángulo de fase permisible: 30°
- Máxima diferencia de frecuencia permisible: 0,1 Hz

2.1.11 Función Discrepancia de Polos (52PD)

El ajuste de tiempo para el disparo por discrepancia de polos debe ser superior a la temporización del recierre, garantizando selectividad entre ambas funciones. También se debe coordinar la temporización de la discrepancia de polos con el tiempo de operación de los relés de sobrecorriente de tierra, que protegen los equipos adyacentes a la línea que presenta la discrepancia de polos.

La función de discrepancia de polos para las líneas será ajustada con un tiempo de 1,2 s.

Los relés de discrepancias asociados con los interruptores se ajustarán en 1,5 s y estos dispositivos deben quedar en la caseta de relés.

2.1.12 Sistema de teleprotección para la función distancia (85A)

Según la naturaleza de la línea, se establecen los siguientes esquemas de teleprotección:

Permissive Underreach Transfer Trip (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). En este esquema de

Para una falla cercana del extremo A que está cubierta por la zona 1 del relé asociado (ver Figura 16), la protección en A opera y dispara el interruptor local y simultáneamente envía una señal de disparo permisivo al otro extremo.

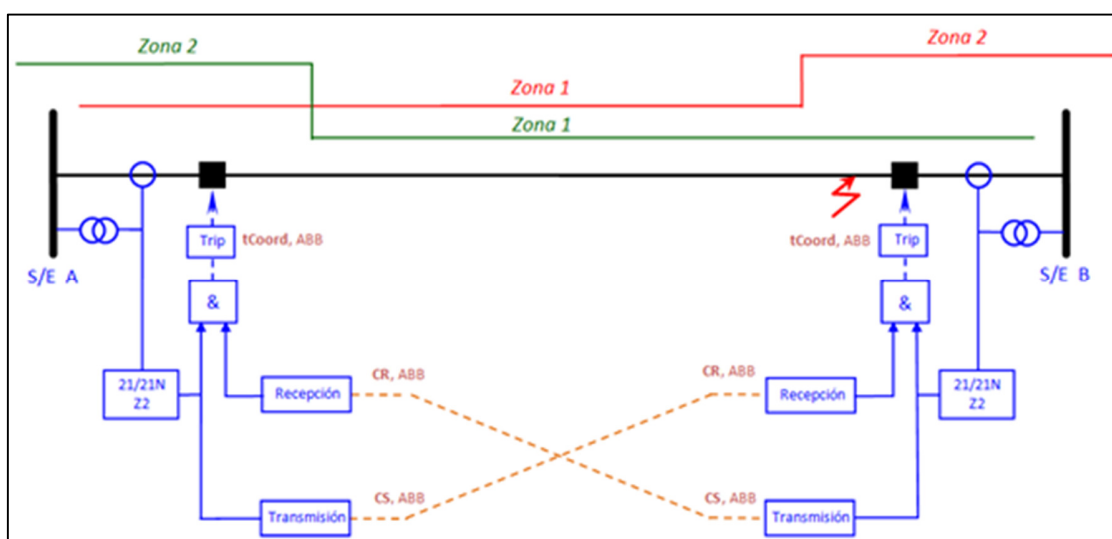


Figura 17: Principio de operación del esquema POTT

2.1.13 Lógica por inversión de corriente

La lógica de inversión de corriente es necesaria cuando se implementan esquemas POTT en líneas de transmisión paralelas o de doble circuito. Cuando la señal permisiva es enviada al extremo remoto, permanece activa 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), evitando así que se generen disparos indeseados sobre el interruptor.

En la Figura 18 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 18, 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, pero la señal permisiva queda habilitada por un corto tiempo en ese terminal.

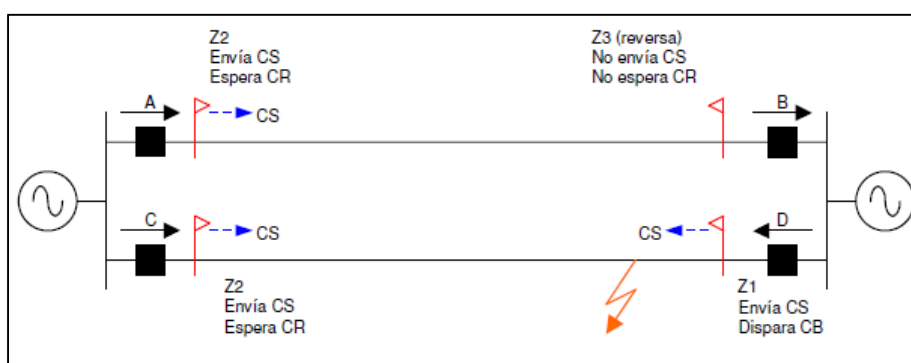
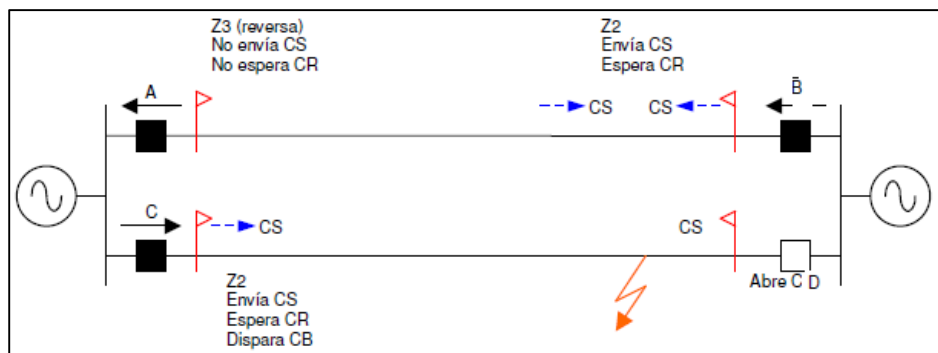


Figura 18. Lógica de inversión de corriente: preinversión

Por su parte, el relé D dispara instantáneo (falla en Zona 1) cambiando las direcciones de flujo de corriente como se muestra en la Figura 19. El relé B queda viendo la falla hacia adelante y dado que se cumplen las dos condiciones que se necesitan para dar disparo (ver la falla hacia adelante y recibir señal permisiva) abre su interruptor asociado en forma no selectiva.

**Figura 19. Lógica de inversión de corriente: postinversión**

Para evitar disparos indeseados por el esquema de teleprotección por el fenómeno de inversión de corriente, se recomienda habilitar el bloqueo por zona reversa y por un elemento de sobrecorriente en dirección reversa (elemento Z3RB – Zona/sobrecorriente).

Para asegurar una correcta operación de la lógica de inversión cuando aplique a líneas paralelas, la señal de envío no debe ser prolongada, por lo que el ajuste del *dropout* para este caso debe ser 0.

2.1.14 Esquema de eco y fuente débil (Weak Infeed)

La lógica “Weak Infeed”, permite enviar de vuelta (como un eco) la señal de disparo recibida del extremo remoto, con la condición de que no se haya detectado ninguna falla en el extremo débil.

La Figura 20 presenta un sistema con un extremo fuerte, es decir impedancia pequeña y corriente de falla elevada, y el otro extremo débil, impedancia grande y baja corriente de falla, lo cual se puede presentar debido al efecto “Weak Infeed” (Fuente débil) o por 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.

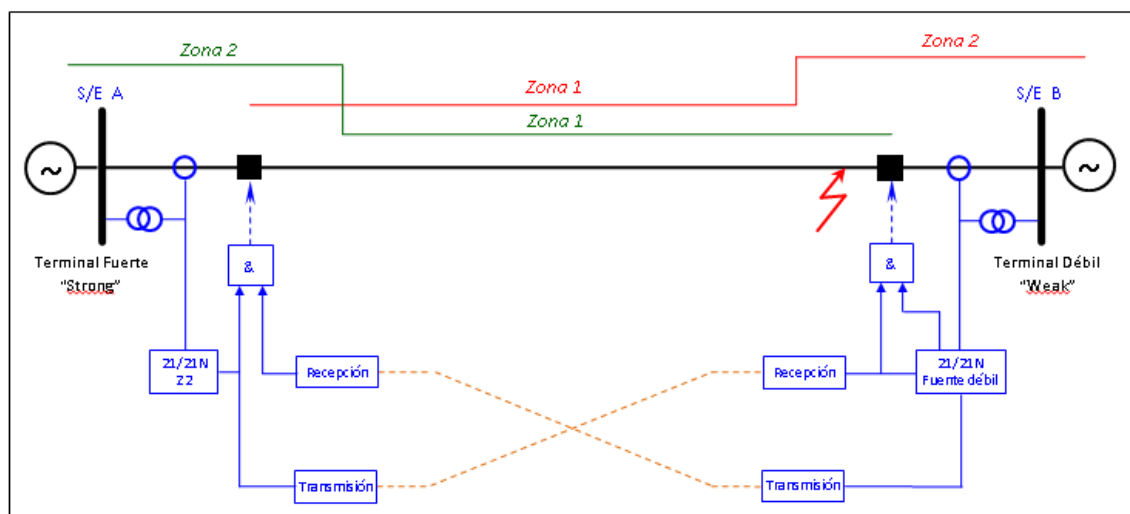


Figura 20. Sistema eléctrico con conexión fuerte y débil

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 permisivo POTT no opere correctamente. El extremo fuerte observa la falla en Zona 2 y envía una señal permisiva para dar disparo acelerado. Sin embargo, como el extremo débil no puede detectar 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 pérdidas de estabilidad o sincronismo del sistema, si se supera el tiempo crítico de despeje de 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 del extremo débil, la tensión de fase cae normalmente por debajo del 70% y la tensión residual crece por encima del 20%.
- La Zona reversa (Z3) del relé del extremo débil no ve la falla.
- La función de sobrecorriente direccional 67N (hacia atrás) del relé del extremo débil no ve la falla.

Cuando el terminal débil recibe una señal permisiva del terminal fuerte, devuelve la misma señal permisiva (ECO) al extremo fuerte permitiéndole dar disparo acelerado.

El esquema de fuente débil, se recomienda programarlo para obtener los disparos por fase. La Figura 21 muestra el esquema lógico simplificado para la función de eco y fuente débil en los relés ABB RED 670.

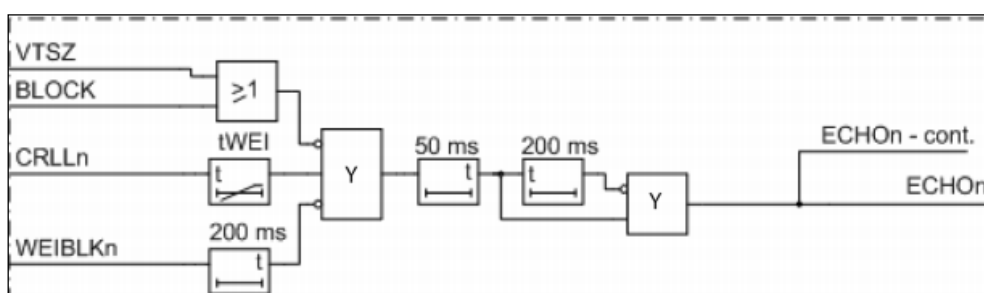


Figura 21. Sistema eléctrico con conexión fuerte y débil

2.1.15 Esquema de teleprotección – Comparación direccional (85C)

Las líneas de protección del proyecto, cuyo esquema de protección principal es el diferencial de línea (ANSI 87L), contarán con esquema de teleprotección cuyo medio de comunicación será fibra óptica.

El esquema de comparación direccional, 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 adelante, envía una señal permisiva al otro extremo. El disparo se produce cuando cada extremo ve la falla y recibe el permisivo del otro extremo. Este esquema se ilustra en la Figura 22.

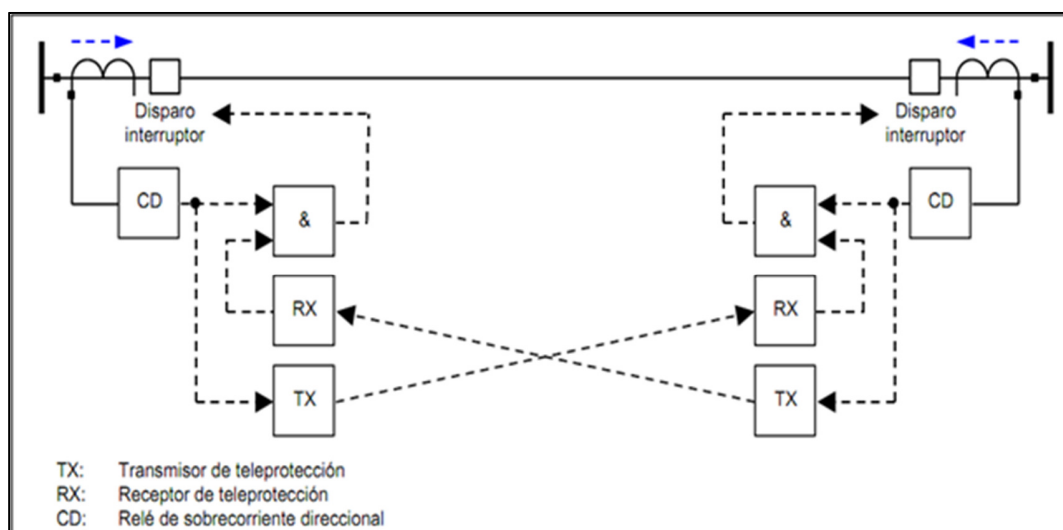


Figura 22. Esquema en comparación direccional 85C

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.

Para el ajuste de esta función se selecciona un umbral de detección de corriente residual igual a 120 amperios primarios.

2.1.16 Esquema de teleprotección – Disparo directo transferido (85D)

Se enviará una señal de Disparo Directo Transferido al extremo remoto de las líneas asociadas al proyecto, por la actuación de las etapas 0 y 2 de la función falla interruptor.

2.1.17 Función de protección por baja tensión (ANSI 27)

El propósito de esta función en las líneas de transmisión del proyecto es el de enviar el permisivo de ausencia de tensión para el enclavamiento asociado con la operación de la cuchilla de puesta a tierra ubicada en uno de los seccionadores de cada paño de las diagonales.

En los relés ABB RED 670 del proyecto se utilizará la combinación del bloque de medida VNMMXU y el bloque auxiliar RANGE_XP. El bloque VNMMXU permite detectar el umbral de baja tensión de línea requerido en cada fase según el ajuste asignado, luego su señal de salida es llevada al bloque RANGE_XP el cual de acuerdo con los ajustes del bloque VNMMXU determina en cuál de sus salidas asignar un uno lógico. La salida que se utilizara del bloque RANGE_XP será la LOWLOW la cual será la señal permisiva para la lógica de la cuchilla de puesta a tierra. Se debe utilizar un bloque por cada fase y además la señal resultante de cada bloque debe conectarse a una compuerta AND para garantizar el umbral de bajo voltaje en todas las fases.

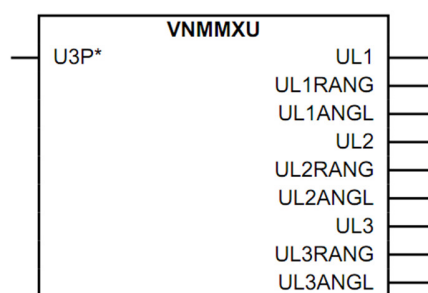


Figura 23. Bloque de función VNMMXU baja tensión, relé ABB RED 670

Tabla 2 : Variables de ajuste del bloque de función VNMMXU

Nombre	Descripción
U3P	Grupo de conexión
UL12	Valor de amplitud reportado - Magnitud
UL12RANG	Rango de amplitud

Nombre	Descripción
UL12ANGL	Valor de Angulo reportado - Magnitud
UL23	Valor de amplitud reportado - Magnitud
UL23RANG	Rango de amplitud
UL23ANGL	Valor de Angulo reportado - Magnitud
UL31	Valor de amplitud reportado - Magnitud
UL31RANG	Rango de amplitud
UL31ANGL	Valor de Angulo reportado - Magnitud

2.1.18 Función de protección por sobre tensión (ANSI 59)

La función de sobretensión será implementada en las protecciones de línea 1 y 2 de los proyectos a ejecutar con SAESA, con dos etapas de disparo. La primera etapa (lenta) ajustada al 110% de la tensión nominal y una temporización de 60 segundos, la segunda etapa (rápida) se recomienda ajustarla al 120% de la tensión nominal de la línea y una temporización de 0,5 segundos.

Esta protección será condicionada a la detección de sobretensión en las tres fases (fase-tierra) y no debe generar disparos indeseados debido a sobretensiones monofásicas transitorias o debido a condiciones desbalanceadas en el sistema.

2.2 PROTECCIÓN BARRAS

2.2.1 Protección diferencial de barras (87B) ABB REB 670

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 falla es alta.

La barra de un sistema de potencia debe estar prevista de una protección de alta velocidad (disparo instantáneo) que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema, ante condiciones de falla.

Esta protección diferencial opera con corriente de estabilización que permite prevenir disparos indebidos que pueden generarse por error en la relación de transformación o por saturación de los transformadores de corriente ante altas corrientes de falla.

Cuenta con una zona selectiva conocida como “Zona de barra”, que toma en cuenta las posiciones de los seccionadores para determinar la barra fallada y una zona no selectiva conocida como “Zona de chequeo” en el que simplemente se tiene una suma total de las corrientes que entran a la subestación. La Figura 24, muestra la característica de operación del relé diferencial de barras (REB 670) y la Figura 25 presenta la característica diferencial de la zona de chequeo (referencia [3])

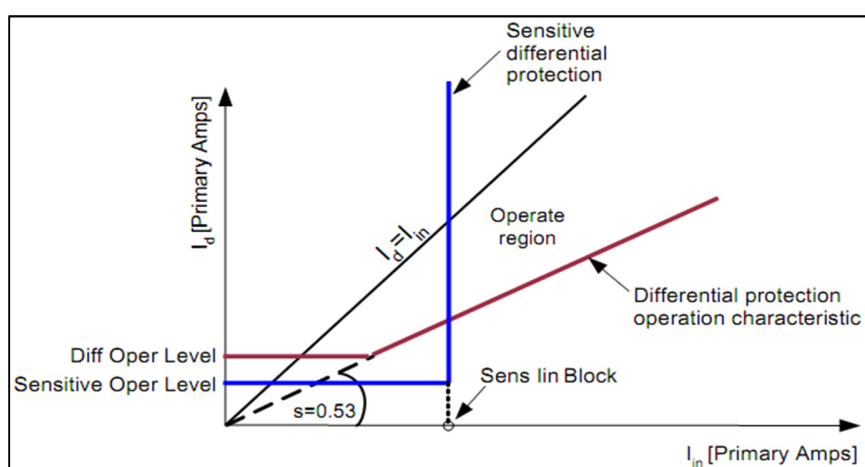


Figura 24. Característica de operación diferencial del relé ABB REB 670

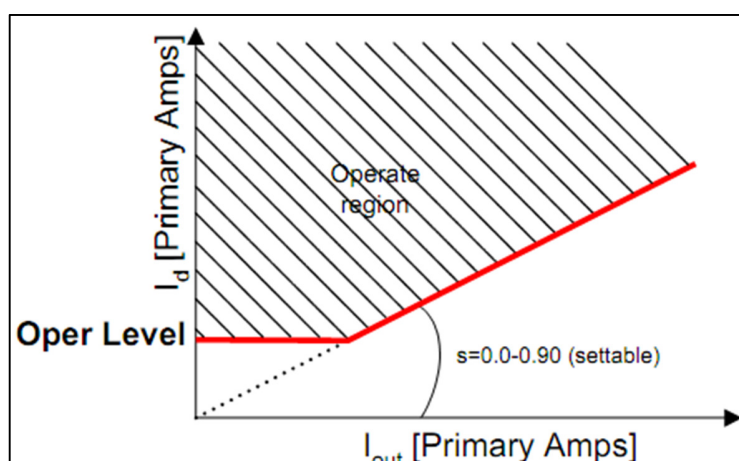


Figura 25. Característica diferencial de la zona de chequeo del relé ABB REB 670

El cálculo de la corriente diferencial corresponde a la sumatoria en valor absoluto de todas las corrientes conectadas a la zona de protección. La expresión para su cálculo es la siguiente:

$$I_d = \left| \sum_{j=1}^N I_j \right|$$

Donde:

I_d : Corriente diferencial instantánea

N : Número total de campos conectadas la zona de protección

I_j : Valor instantáneo de corriente del campo j

La corriente de restricción se calcula con la siguiente expresión:

$$I_{in} = \text{Max}\{SP, SN\}$$

Donde:

I_{in} : Corriente de restricción instantánea que ingresa a la zona de protección del relé

SP : Sumatoria de todas las corrientes positivas que entran a la zona de protección

SN : Sumatoria de todas las corrientes negativas que salen de la zona de protección

El umbral de corriente diferencial se ajusta a un valor mayor a la máxima corriente de carga de los circuitos conectados a la barra y menor a la mínima corriente de cortocircuito obtenida en las simulaciones en la barra con impedancia de falla de hasta 50 Ohm.

Adicionalmente, a estos valores de máxima corriente de carga y mínima corriente de cortocircuito, se les aplica un factor de seguridad, con lo cual el criterio utilizado en el desarrollo de los estudios de coordinación de protecciones de SAESA será:

$$1,25 \times I_{\text{Carga máxima}} \leq I_d \leq 0,8 \times I_{\text{CC M\u00ednimo}}$$

La pendiente S es fija, tiene un valor predeterminado en 0,53 y no puede ser modificado por el usuario.

2.2.2 Protección diferencial de barras (87B) SIEMENS 7SS85

La curva característica estándar del relé de protección SIEMENS 7SS85, es determinada por 2 variables de ajuste, **Stabilization factor k** y el **Threshold I_{diff}** . La Figura 26, muestra la característica de operación de la protección diferencial de barra. El eje horizontal representa la suma de los valores absolutos de todas las corrientes que fluyen a través de la barra I_{rest} . El eje vertical está asignado a la suma vectorial de corrientes que fluyen a través de la barra I_{diff} [6].

Los factores de estabilización pueden ser seleccionados para la protección de barra en un rango de $k = 0,10$ hasta 0,80.

Fundamentalmente, el factor de estabilización se determina considerando los errores de medida que influyen en la transformación de los TC's en caso de cortocircuito. Los TC sin transformación ideal (con pérdidas en el núcleo) producen una corriente diferencial cuando se producen cortocircuitos fuera de la zona de protección. Para estos casos el factor de estabilización se debe ajustar en un valor alto.

El cálculo del factor de estabilización se obtiene de la siguiente ecuación:

$$k = \frac{I_{diff}}{I_{rest}}$$

Además de esto, a partir de los datos del transformador de corriente, de la carga y de la red, se determina el factor de corriente de cortocircuito simétrico real K'_{ssc} y el factor necesario K''_{ssc} .

- Cálculo factor de corriente de cortocircuito simétrico real K'_{ssc} : dicho factor puede ser calculado a partir de los valores nominales y eficaces del transformador de corriente.

$$K'_{ssc} = K_{ssc} \frac{(R_b + R_{ct})}{(R'_b + R_{ct})}$$

Dónde:

K'_{ssc} = factor de corriente de cortocircuito simétrico real

K_{ssc} = factor de corriente de cortocircuito simétrico nominal

R_b = Resistencia nominal de la carga

R_{ct} = Resistencia del devanado secundario

$R'_b = R_l + R_{Equipo}$ (carga conectada=resistencia de la línea + carga de protección)

- Cálculo factor de corriente de cortocircuito necesario K''_{ssc} : dicho factor puede ser determinado mediante la siguiente ecuación.

$$K''_{ssc} \geq K_{td} \frac{I_{sscmáx}}{I_{pn}}$$

Dónde:

K_{td} = factor de dimensionamiento

$I_{sscmáx}$ = corriente de cortocircuito máxima permanente

I_{pn} = corriente nominal primaria

Para el transformador de corriente es válido K'_{ssc} (real) > K''_{ssc} (necesario)

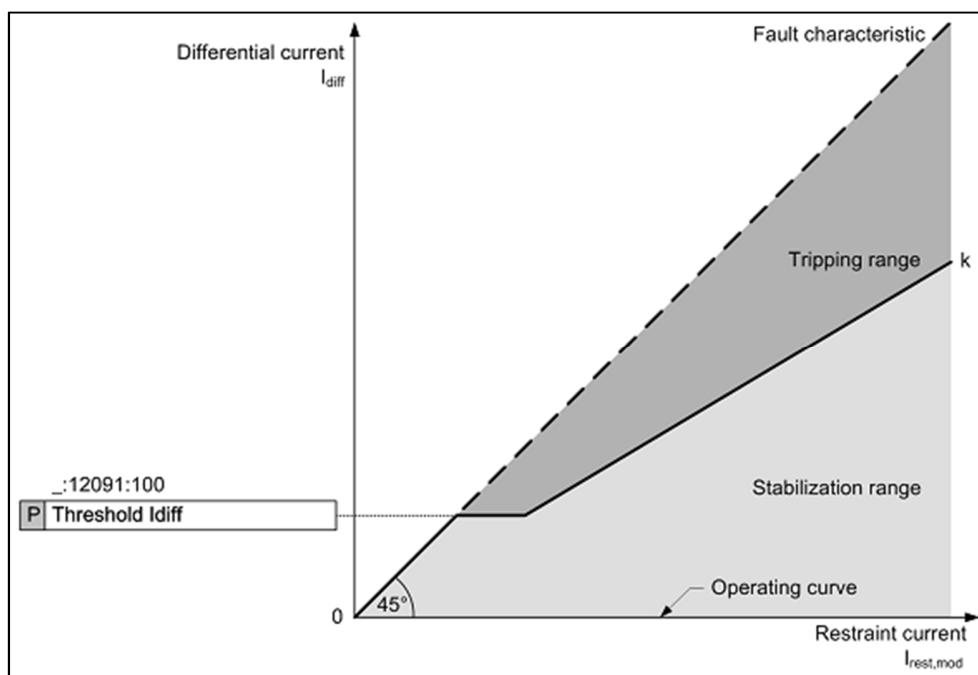


Figura 26: Curva característica estándar relé SIEMENS 7SS85

El cálculo de la corriente diferencial corresponde a la suma vectorial en valor absoluto de todas las corrientes conectadas a la zona de protección:

$$I_{diff} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \dots + \vec{I}_n|$$

La corriente de restricción es la suma aritmética de las magnitudes de todas las corrientes conectadas a la zona de protección.

$$I_{rest} = |\vec{I}_1| + |\vec{I}_2| + \dots + |\vec{I}_n|$$

Una falla interna se detecta cuando se cumple la condición:

$$I_{diff} = k \times I_{rest}$$

Cuando un cortocircuito ocurre en el barraje se aplica la misma relación de fases a todas las corrientes conectadas a la zona de protección, por lo cual I_{diff} es igual a I_{rest} . La característica de falla será entonces una línea recta inclinada a 45°.

Cualquier diferencia en ángulo de fase para las corrientes de falla conduce a una reducción en la característica de falla. Así, ante fallas externas, la corriente de operación I_{diff} es aproximadamente cero.

El umbral de corriente diferencial se ajusta a un valor mayor a la máxima corriente de carga de los circuitos conectados a la barra y menor a la mínima corriente de cortocircuito obtenida en las simulaciones en la barra.

Adicionalmente, a estos valores de máxima corriente de carga y mínima corriente de cortocircuito, se les aplica un factor de seguridad, con lo cual el criterio a emplear en los estudios de coordinación de los proyectos de SAESA será:

$$1,2 \times I_{Carga\ Máxima} \leq I_d \leq 0,8 \times I_{CC\ Mínimo}$$

El factor de estabilización (k) se recomienda ajustarlo en 0,15 y se corrobora su correcta operación mediante simulaciones de fallas internas y externas, francas y de alta impedancia (hasta 100 Ohmios)

De acuerdo a la referencia [6] numeral 6.2.10 del manual del fabricante, se recomienda que la inobj sea deducida, para tal caso se recomienda que inobj sea considerada con la RTC del transformador de corriente más alto.

2.2.3 Falla interruptor (50BF)

La lógica del relé para la función 50BF se basa en las órdenes de disparo enviadas por las protecciones de los paños al interruptor. Cuando una de las protecciones emite una orden de disparo al interruptor, esta se repite a la protección de falla interruptor, con lo cual arranca un temporizador en la misma. Dicho temporizador cuenta en cuanto continúe circulando corriente por los contactos principales del interruptor, es decir, mientras haya un comando de disparo activo y exista circulación de corriente por el relé 50BF. En condiciones normales, el interruptor se abrirá para interrumpir la corriente de falla, con lo cual se detendrá el temporizador de la función. En caso de que el temporizador llegue hasta el límite de tiempo ajustado, tras lo cual la protección de falla interruptor emite orden de disparo a los interruptores adyacentes (etapa 2), interrumpiendo de esta forma la corriente de falla.

El inicio de la función falla interruptor precede de una protección externa. Con el inicio se comprueba mediante el criterio de corriente o mediante el criterio de contactos auxiliares si el interruptor se encuentra cerrado. Con el interruptor cerrado, la función produce un arranque e inicia una temporización. Durante la temporización se comprueba continuamente si el interruptor se ha abierto. Si esto ocurre, la función se repone. Si el interruptor no ha abierto, la función produce un disparo después de transcurrir la temporización.

La Figura 27 muestra la visión general de la lógica de la función.

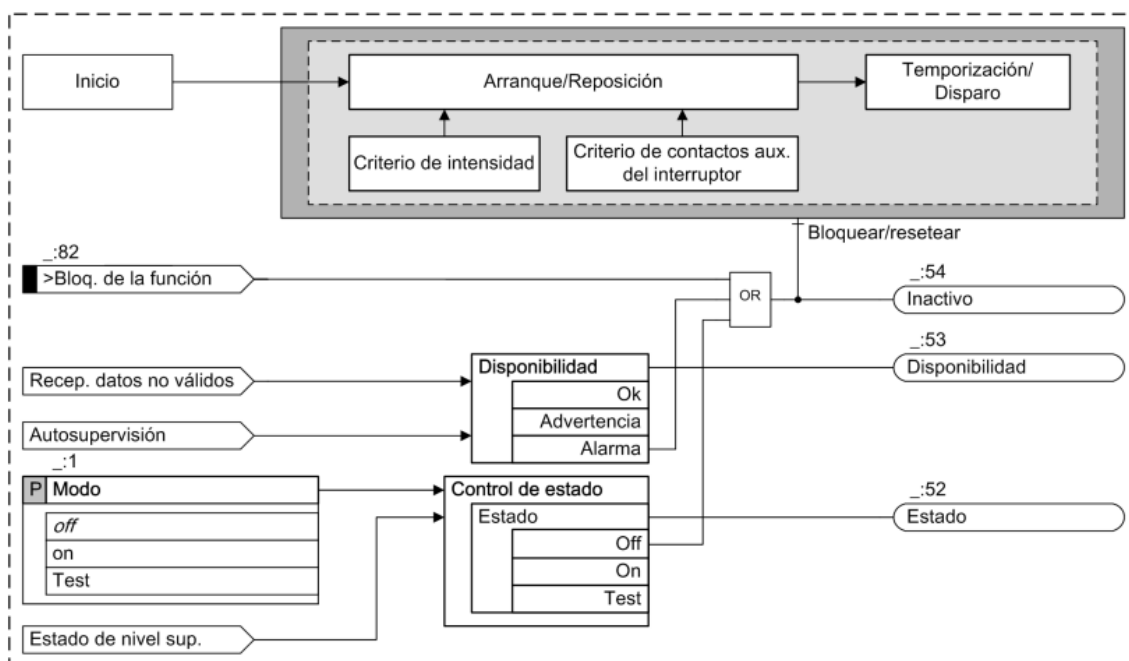


Figura 27. Visión general de la lógica de la función

Ajuste falla interruptor líneas de transmisión

Para las líneas operadas por SAESA se tendrá una sola etapa de falla interruptor. El siguiente, es el criterio recomendado para su ajuste: la corriente de arranque de la función falla interruptor se calcula, inicialmente simulando fallas 1 ϕ , 2 ϕ y 3 ϕ en los extremos remotos de las líneas con una impedancia de falla de 10 Ω (menor entre demanda mínima y máxima), con el objetivo de establecer el mínimo aporte de corriente de falla vista por el relé en la subestación local. Al valor obtenido, se le aplica un factor del 60%. Sin embargo, se debe verificar que el ajuste calculado esté por encima de la corriente nominal de la línea (superior 110% de la corriente nominal de la línea).

El retardo de tiempo definido para la única etapa es de 0,2 s, contabilizados una vez se emite algún disparo inicial por las protecciones.

Ajuste falla interruptor para los transformadores de potencia

Para transformadores de potencia se selecciona el mínimo ajuste de corriente permitido por el relé de protección, con el fin de detectar pequeñas corrientes de falla (corrientes que arrancan las protecciones mecánicas del transformador), se recomienda una temporización de 0,2 s.

Función falla interruptor – Etapa 0

Frente al estado de posición abierto de los interruptores en las bahías de línea, y la ocurrencia de una falla en la zonas muertas presentadas en la Figura 28 (zona en color rojo), las protecciones de las líneas ubicadas en la subestación del proyecto, enviarán una señal de disparo directo transferido al interruptor del extremo remoto correspondiente para despejar adecuadamente la falla.

Para calcular el umbral de ajuste de la etapa 0 se simulan fallas 1 ϕ , 2 ϕ y 3 ϕ en las respectivas zonas muertas, con una resistencia de falla de 50 Ω para determinar la mínima corriente de falla. Se toma un ajuste del 50% del menor valor obtenido, el cual debe ser mayor a la máxima corriente nominal de los elementos conectados a la subestación, de lo contrario se ajusta al 110% de la máxima corriente nominal. El tiempo de operación será de 50 ms.

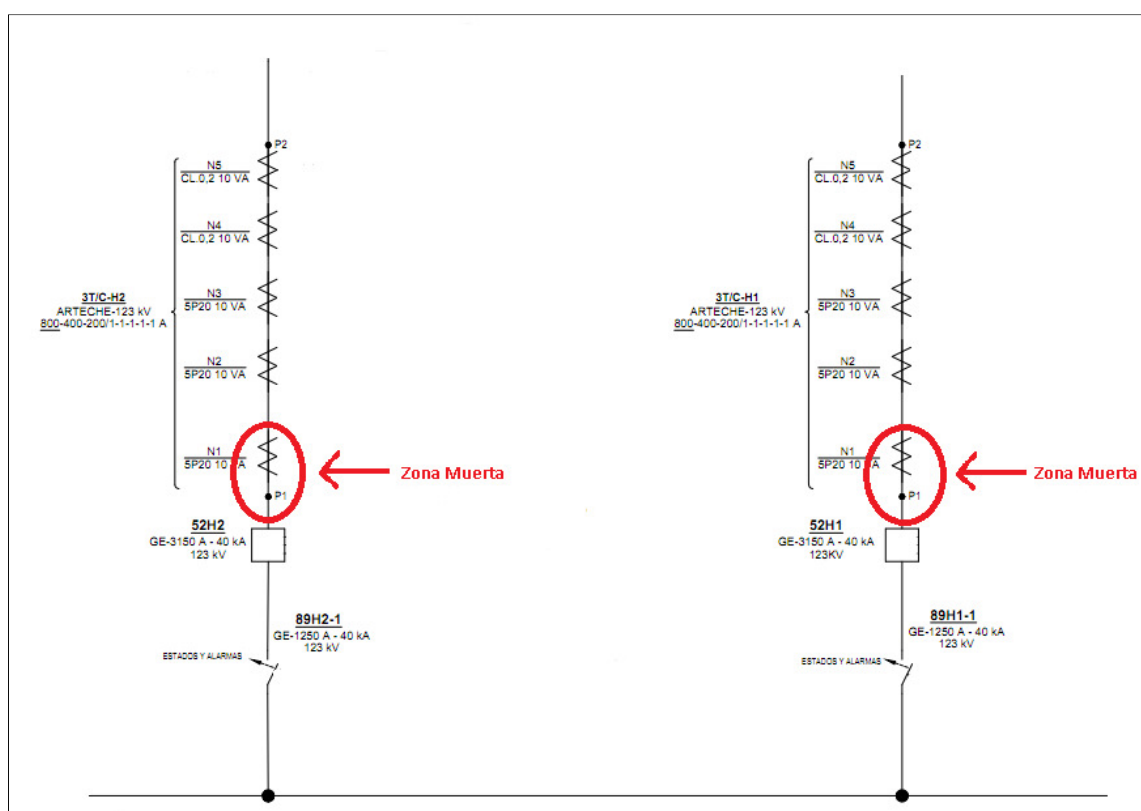


Figura 28: Ejemplo de Zona muerta de una subestación barra sencilla

Para la implementación de la función 50BF etapa 0 por ejemplo en un relé marca ABB, es necesaria la programación de una lógica que permita la implementación del ajuste del umbral y el tiempo de operación especificado para la función, teniendo en cuenta la posición abierta del interruptor respectivo para cada zona muerta. En la Figura 29 se presenta la lógica de operación necesaria para la implementación de la etapa 0.

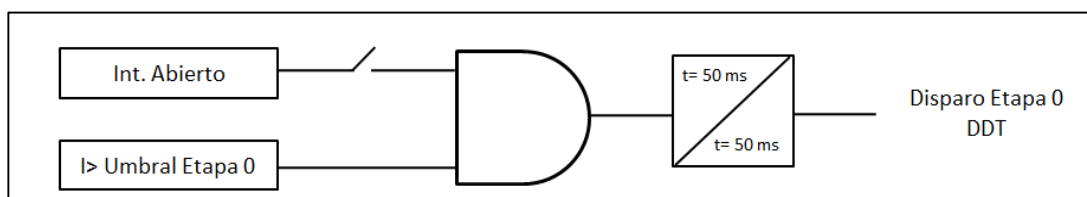


Figura 29: Lógica de operación para la función 50BF Etapa 0, relé ABB

2.3 PROTECCIÓN PAÑO DE TRANSFORMACIÓN

2.3.1 Función diferencial de transformador (87T)

La función diferencial es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante, de acuerdo con la norma IEEE Std C37.91-2008 [2]. La protección diferencial es muy apropiada para detectar las fallas que se producen tanto al interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

Función diferencial de transformador (87T), Relé ABB RET 670

De acuerdo al grupo de conexión y relación de transformación del equipo a proteger, el relé ABB RET 670 compensa y refleja el lado primario (generalmente el lado de Alta Tensión) la corriente medida de todos los devanados, con estos valores calcula la corriente de operación y la corriente restrictiva. Para calcular la corriente de operación, el relé suma vectorialmente las corrientes de todos sus devanados. La corriente restrictiva es el máximo valor de las corrientes reflejadas y compensadas de los devanados. La característica de operación de la protección diferencial del relé RET 670 se muestra en la Figura 30 (referencia [1]).

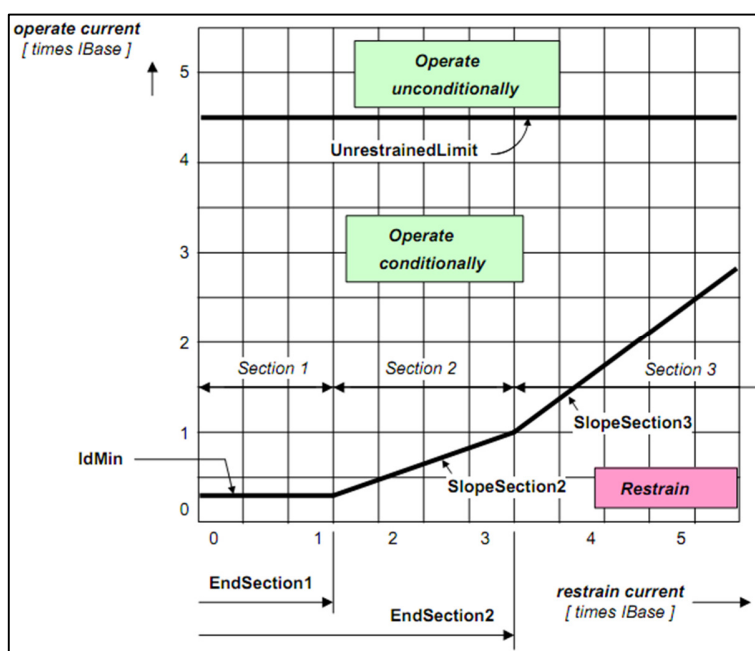


Figura 30. Característica de operación protección diferencial RET 670

Adicionalmente, el relé RET 670 cuenta con un algoritmo de protección diferencial por corrientes de secuencia negativa, que calcula la corriente diferencial de manera similar al criterio de corriente fundamental, con la diferencia que se toma la corriente de secuencia negativa para determinar si la falla es interna o externa. Al habilitar este algoritmo se disminuye el tiempo de detección de falla interna comparado con el método tradicional. La Figura 31 muestra la característica de operación por corriente de secuencia negativa.

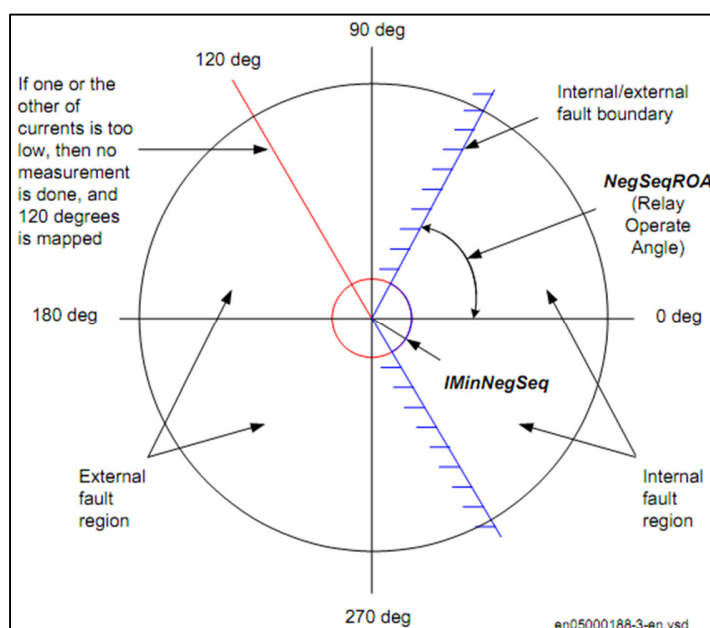


Figura 31. Característica de operación por secuencia negativa del relé ABB RET 670

Corriente diferencial mínima de operación

Para el umbral de corriente diferencial (I_{dmin}) se recomienda un ajuste estimado de acuerdo con la posición del TAP del transformador y errores de los transformadores de corriente (recomendado por el fabricante del relé), verificando que el valor seleccionado sea superior a la máxima corriente diferencial esperada en condiciones normales de operación, la cual puede originarse debido a la variación de relación por conmutación de los taps, errores en los transformadores de corriente, errores en la relación de transformación del transformador de potencia, etc.

La mínima corriente diferencial se ajusta para garantizar que la protección diferencial no opere ante condiciones normales de carga y sobrecarga, teniendo en cuenta el error de los transformadores de corriente.

Corriente sin restricción

Para los casos de fallas internas que generen altas corrientes diferenciales, se ajusta un umbral de corriente de disparo rápido que no toma en cuenta las corrientes de estabilización y las restricciones por armónicos. El ajuste debe considerar el mayor valor entre la corriente de energización del transformador (corriente de I_{rush}) y la corriente diferencial debido a la saturación ocasionada por una falla en el devanado de baja o media tensión del transformador de potencia.

El límite sin restricción para la característica de operación se recomienda ajustar en $20I_{BASE}$.

$$IdUnre = 20 \times I_{BASE}$$

Restricciones por segundo y quinto armónico

La corriente producida por la energización del transformador de potencia contiene un alto porcentaje de corriente de 2do armónico, que puede originar falsos disparos de la protección diferencial. Para evitar dicha situación, se recomienda habilitar la función de restricción por 2do armónico al 15% de la corriente fundamental. Sin embargo, este ajuste se debe validar mediante estudios de energización de transformadores

Para evitar falsos disparos por sobreexcitación del transformador, se recomienda habilitar la función de restricción por 5to armónico al 15% de la corriente fundamental.

Ajuste de IdMin

Para el cálculo del ajuste del umbral de corriente diferencial (IdMin), se considerarán tres posiciones para el cambiador de tomas, los cuales emularán el comportamiento de los perfiles de tensión en la red: la posición central, que generalmente corresponde a la tensión nominal del transformador de potencia; la posición mínima y la posición máxima. Se considerará además la máxima capacidad del equipo y se tendrán en cuenta los errores máximos de acuerdo con la precisión de los CT's ($\pm 5\%$) para los devanados primario y secundario.

Para determinar el ajuste de la variable IdMin, se realizarán cálculos de flujo de potencia nominal para las posiciones mínimas y máximas del cambiador de taps del transformador de potencia, considerando la máxima capacidad del equipo y teniendo en cuenta además los errores máximos de acuerdo a la precisión de los TCs ($\pm 5\%$).

Para determinar la corriente diferencial se realizarán los siguientes cálculos:

$$I_{HVprim} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \times V_{HV}}$$

$$I_{MVprim} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \times V_{MVtap}}$$

$$I_{LVprim} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \times V_{LV}}$$

Para el cálculo de las corrientes secundarias se involucrará el error en la transformación de los CT's. Los máximos errores asociados con los transformadores de corriente se asumirá del 5% por encima para el lado de alta tensión y del 5% por debajo para el lado de media y baja tensión.

La corriente diferencial para el relé ABB RET 670 es el valor absoluto de la suma fasorial de las corrientes por los tres devanados:

$$I_{Diff} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3|$$

La corriente de restricción es el valor máximo de las magnitudes de corrientes de los tres devanados, es decir:

$$I_{rest} = \text{MÁX} (I_1; I_2; I_3)$$

La mínima corriente diferencial se ajusta para garantizar que la protección diferencial no opere ante condiciones normales de carga y sobrecarga, teniendo en cuenta el error de los transformadores de corriente.

Ajuste de la segunda pendiente de estabilización (SlopeSection2)

La segunda pendiente de estabilización en los relés de protección ABB RET 670 se define por la siguiente ecuación:

$$Slope = \frac{\Delta I_{operate}}{\Delta I_{restrain}} * 100\%$$

El punto de intersección 1 (EndSection1) entre el umbral mínimo de operación (IdMin) y la segunda pendiente de estabilización (SlopeSection2), se recomienda ajustar al mínimo valor de corriente de restricción obtenido bajo condición de sobrecarga y considerando la saturación de los transformadores de corriente.

Ajuste de la tercera pendiente de estabilización (SlopeSection3)

La tercera pendiente de estabilización se encuentra diseñada para dar una mayor tolerancia ante una saturación de los CT's ante corrientes de falla de alta intensidad. Siguiendo la recomendación del fabricante y cumpliendo con el criterio abajo señalado, se establece el ajuste con un valor mínimo de 50%:

$$SlopeSection3 = 2 \times SlopeSection2$$

La tercera pendiente de estabilización (SlopeSection3) es constante y su valor es del 100%, lo que significa que el aumento de la corriente diferencial es igual al aumento correspondiente de la corriente de restricción. El punto de intersección entre la pendiente de estabilización 2 (SlopeSection2) y la pendiente de estabilización 3 (SlopeSection3), denominado como punto de intersección 2 (EndSection2), se obtiene para el 50% del aporte ante una falla externa máxima en el secundario del transformador, que se asume como la corriente que corresponde a la impedancia de cortocircuito del transformador, con base a la potencia ONAF.

Diferencial por secuencia negativa

Se recomienda habilitar la función NegSeqDiff (algoritmo de protección diferencial por secuencia negativa) con la finalidad de aumentar la sensibilidad para fallas en el transformador de potencia. Los siguientes ajustes propuestos corresponden a los recomendados por el fabricante:

Se propone ajustar el umbral de arranque al 10% de la corriente base.

$$NegSeqDiff = ON$$

$$I_{minNegSeq} = 0,1 \times I_{BASE}$$

$$NegSeqROA = 60 \text{ deg}$$

Bloqueo cruzado entre fases

Se recomienda habilitar la función CrossBlocEn con la finalidad de que alguna de las fases pueda bloquear la operación (efectuar disparo) de las otras dos, debido a la existencia de armónicos en la corriente diferencial en dicha fase (forma de onda, 2do o 5to armónico), por lo tanto, la fase que posea un punto de funcionamiento por encima de la característica de polarización ajustada, será capaz de bloquear las otras dos fases. Una vez que el punto de funcionamiento para ésta fase se encuentre por debajo de la característica de polarización ajustada, el bloqueo cruzado será inhibido.

Función diferencial de transformador (87T), Relé SIEMENS 7UT85

De acuerdo al grupo de conexión y relación de transformación del equipo a proteger, el relé 7UT85 compensa y refleja al lado primario (generalmente el lado de Alta Tensión) la corriente medida de todos los devanados, con estos valores calcula la corriente de operación y la corriente restrictiva. Para calcular la corriente de operación, el relé suma vectorialmente las corrientes de todos sus devanados. La corriente restrictiva es el máximo valor de las corrientes reflejadas y compensadas de los devanados. La característica de la operación de la protección diferencial del relé 7UT85 se muestra en la Figura 32 (referencia [7]).

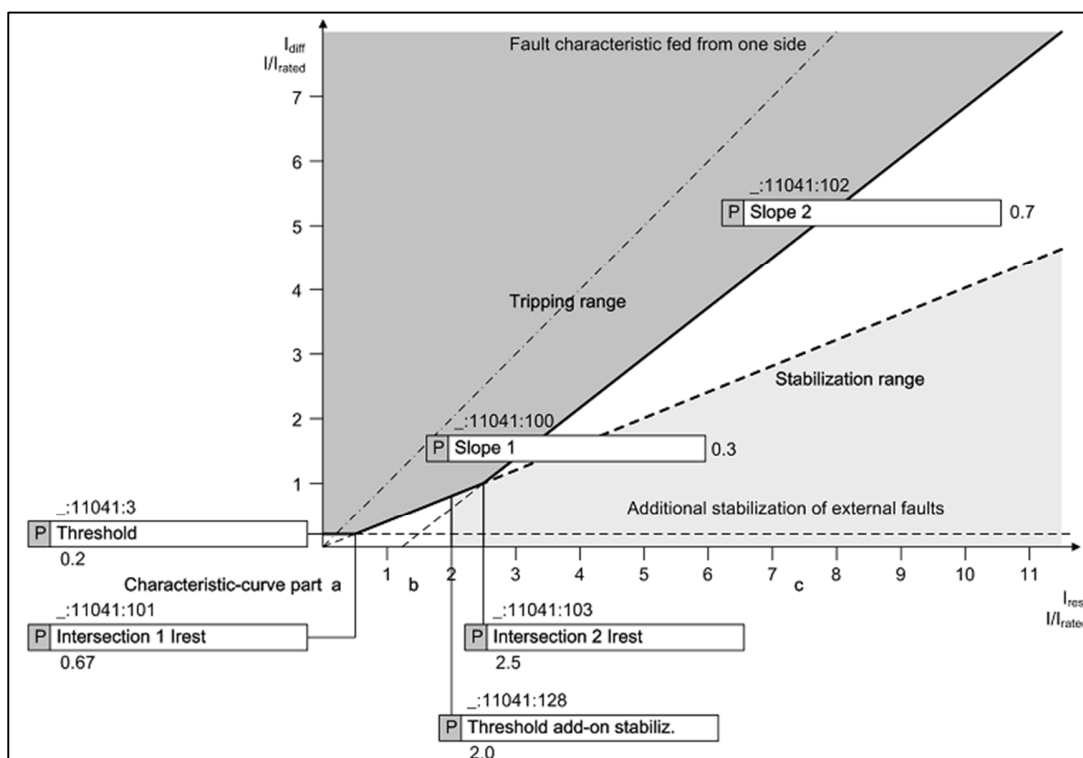


Figura 32: Característica de operación protección diferencial 7UT85

Corriente diferencial mínima de operación

Para el umbral de corriente diferencial (Valor umbral), el fabricante del relé recomienda un ajuste del 20% (0,2 p.u.), verificando que el valor seleccionado sea superior a la máxima corriente diferencial esperada en condiciones normales de operación, la cual puede originarse debido a la variación de relación por conmutación de los taps, errores en los transformadores de corriente, errores en la relación de transformación del transformador de potencia, etc.

Para determinar el ajuste de la variable I_{diff} , se realizan cálculos de flujo de potencia nominal para las posiciones mínimas y máximas del cambiador de taps del autotransformador, considerando la máxima capacidad del equipo y teniendo en cuenta además los errores máximos de acuerdo a la precisión de los TCs ($\pm 5\%$).

Para determinar la corriente diferencial se realizan los siguientes cálculos:

$$I_{HVprim} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \times V_{HV}}$$

$$I_{MVprim} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \times V_{MVtap}}$$

$$I_{LVprim} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \times V_{LV}}$$

Para el cálculo de las corrientes secundarias se involucra el error en la transformación de los CT's. Los máximos errores asociados a los transformadores de corriente se asumen del 5% por encima para el lado de alta tensión y del 5% por debajo para los lados de media y baja tensión.

$$I_{HV sec} = I_{HV prim} \times \frac{1}{R_{CT HV}} \times 1,05$$

$$I_{MV sec} = I_{MV prim} \times \frac{1}{R_{CT MV}} \times 0,95$$

$$I_{LV sec} = I_{LV prim} \times \frac{1}{R_{CT LV}} \times 0,95$$

Para realizar el cálculo de la corriente diferencial para el relé SIEMENS 7UT85, se tienen las siguientes ecuaciones:

$$I_{mH} = I_{HV sec} \times k_{HV}$$

$$I_{mM} = I_{MV sec} \times k_{MV}$$

$$I_{mL} = I_{LV sec} \times k_{LV}$$

Donde:

$$\text{Matching 1} \quad k_{HV} = \frac{RCT_{HV}}{I_{HV}}$$

$$\text{Matching 2} \quad k_{MV} = \frac{RCT_{MV}}{I_{MV}}$$

$$\text{Matching 3} \quad k_{LV} = \frac{RCT_{LV}}{I_{LV}}$$

La corriente diferencial para el relé SIEMENS 7UT85 se calcula como el valor absoluto de la suma vectorial de corrientes de los tres devanados, es decir:

$$I_{Diff} = |\vec{I}_{mH} + \vec{I}_{mV} + \vec{I}_{mL}|$$

La corriente de restricción es el valor máximo de las magnitudes de corrientes de los tres devanados, es decir:

$$I_{Rest} = \text{MÁX} (I_{mH}; I_{mV}; I_{mL})$$

Pendientes de estabilización

La característica de operación de la función diferencial del relé 7UT85 cuenta con dos pendientes de estabilización. El ajuste de la primera pendiente debe garantizar la sensibilidad ante fallas internas del transformador de potencia. El fabricante recomienda un ajuste del 30%. La pendiente de estabilización 1 (Slope 1) se verifica con las corrientes diferenciales y de restricción esperadas ante condiciones normales de operación y de sobrecarga, la pendiente de estabilización 1 (Slope 1) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\%Slope\ 1 = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100\%$$

Luego el parámetro Intersection 1 I_{Rest} , es decir, la intersección de la recta b (Slope 1) con el eje horizontal (I_{rest}) se obtiene aplicando la ecuación de la recta con una pendiente igual al Slope 1 seleccionado.

$$Intersection\ 1\ I_{Rest} = \frac{I_{Diff}}{\%Slope\ 1}$$

La segunda pendiente se ajusta para evitar falsos disparos ante la posibilidad de que el transformador de corriente asociado llegue a la saturación, debido a fallas externas a la zona de protección. La recomendación por parte el fabricante del relé es ajustar esta pendiente al 70%.

Luego el parámetro Intersection 2 I_{rest} , es decir la intersección de la recta con pendiente 2 (Slope 2) con el eje horizontal (I_{rest}) se obtiene aplicando la ecuación de la recta con una pendiente del 70%.

$$Intersection\ 2\ I_{Rest} = \frac{I_{Diff}}{\%Slope\ 2}$$

Si la corriente diferencial excede el valor de ajuste de la pendiente *slope1* como resultado de la saturación del transformador, el bloqueo está limitado por el parámetro *Time of add-on stabiliz*.

Función en el devanado de compensación

En transformadores sanos, las corrientes generalmente no son iguales cuando fluyen a través de él. Esto se debe a la relación entre el número de vueltas de los devanados y el grupo de conexión del transformador protegido. Por lo tanto la protección diferencial debe primero correlacionar todas las corrientes entre sí antes de que cualquier cálculo pueda ser realizado.

Primero la compensación por la relación del transformador protegido, que se realiza por el grupo de conexión y solo se compara las corrientes por fases. La conversión de todas las corrientes al lado de referencia común del transformador de potencia, se realiza mediante matrices de coeficientes programados que dependen de la relación de transformación del transformador de potencia protegido y del grupo de conexión.

Antes de realizar el cálculo de la corriente diferencial, se debe tener en cuenta el cambio de fase del transformador de potencia y su relación de transformación. La conversión de todas las corrientes a una referencia común, se realiza en dos pasos:

- Todos los fasores actuales, se encuentran referidos al lado de referencia de fase, (siempre que sea posible el primer devanado conectado en estrella).
- Todas las magnitudes de corriente se referencian al primer devanado del transformador de potencia (típicamente el lado de alto voltaje del transformador).

ABB RET 670

Los dos pasos mencionados anteriormente, se realizan simultáneamente por las matrices de coeficientes preprogramados, como se muestra en las siguientes ecuaciones, para un transformador de potencia bidevanado y para un transformador de potencia tridevanados, respectivamente.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} IDL1 \\ IDL2 \\ IDL3 \end{bmatrix}}_1 = A \times \underbrace{\begin{bmatrix} IL1 W1 \\ IL2 W1 \\ IL3 W1 \end{bmatrix}}_2 + \underbrace{\frac{U_n W2}{U_n W1} \times B \begin{bmatrix} IL1 W2 \\ IL2 W2 \\ IL3 W2 \end{bmatrix}}_3$$

Dónde:

1 es el resultado de las corrientes diferencial.

2 es la contribución de la corriente desde el lado W1.

3 es la contribución de la corriente desde el lado W2.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} IDL1 \\ IDL2 \\ IDL3 \end{bmatrix}}_1 = A \times \underbrace{\begin{bmatrix} IL1 W1 \\ IL2 W1 \\ IL3 W1 \end{bmatrix}}_2 + \underbrace{\frac{U_n W2}{U_n W1} \times B \begin{bmatrix} IL1 W2 \\ IL2 W2 \\ IL3 W2 \end{bmatrix}}_3 + \underbrace{\frac{U_n W3}{U_n W1} \times C \begin{bmatrix} IL1 W3 \\ IL2 W3 \\ IL3 W3 \end{bmatrix}}_4$$

Dónde:

1 es el resultado de las corrientes diferencial.

2 es la contribución de la corriente desde el lado W1.

3 es la contribución de la corriente desde el lado W2.

4 es la contribución de la corriente desde el lado W3.

Siendo para las dos ecuaciones:

IDL1: Es la frecuencia fundamental de la corriente diferencial en la fase L1 (en W1 lado primario en amperios)

IDL2: Es la frecuencia fundamental de la corriente diferencial en la fase L2 (en W1 lado primario en amperios)

IDL3: Es la frecuencia fundamental de la corriente diferencial en la fase L3 (en W1 lado primario en amperios)

IL1 W_N : Es la frecuencia fundamental de la corriente L1 ($N=1, 2, 3$).

IL2 W_N : Es la frecuencia fundamental de la corriente L2 ($N=1, 2, 3$).

IL3 W_N : Es la frecuencia fundamental de la corriente L3 ($N=1, 2, 3$).

$U_n W1$: Es el voltaje nominal fase a fase del transformador en el lado W1.

$U_n W2$: Es el voltaje nominal fase a fase del transformador en el lado W2.

$U_n W3$: Es el voltaje nominal fase a fase del transformador en el lado W3.

A, B y C: son matrices de 3x3 con coeficientes numéricos.

Los valores de los coeficientes de la matriz A, B y C dependen de:

- El tipo de conexión del transformador de potencia, ya sea estrella o delta.
- El grupo del vector de conexión Yd1, Dy11, entre otros, que introducen desplazamiento de fase entre corriente de bobinas individuales.
- Ajustes para la eliminación de las corrientes de secuencia cero para cada devanado.

Dentro de la función de protección diferencial, todas las corrientes diferenciales y la corriente de polarización siempre se expresan en amperios primarios del devanado de alta tensión. Los valores de los coeficientes de las matrices A, B y C se pueden calcular, según el desplazamiento de fase entre el devanado de referencia y otros devanados del transformador de potencia.

La Tabla 3 resume los valores de las matrices para todos los desplazamientos de fase entre devanados.

Tabla 3: Matrices para el cálculo de la corriente diferencial

	Matriz con reducción de secuencia cero activada	Matriz con reducción de secuencia cero desactivada
Matriz para devanado de referencia	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$
Matriz con desfase 30°	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	No aplica

Matriz con desfase 60°	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
Matriz con desfase 90°	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$	No aplica
Matriz con desfase 120°	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ 1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$
Matriz con desfase 150°	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$	No aplica
Matriz de bobina que se encuentra en fase opuesta	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$
Matriz con desfase 150°	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	No aplica
Matriz con desfase 120°	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
Matriz con desfase 90°	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$	No aplica
Matriz con desfase 60°	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$
Matriz con desfase 30°	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	No aplica

SIEMENS 7UT85

Los grupos vectoriales de los devanados del transformador, se deben debido al acople de cada devanado. Por lo tanto, las corrientes medidas no pueden ser utilizadas directamente para la suma vectorial. La corrección del grupo vectorial replica el acoplamiento magnético de las bobinas del transformador, y por lo tanto, hace comparables las corrientes medidas. La corrección se efectúa de manera que cada lado es convertido al grupo vectorial 0. Ya que se opera en la red trifásica, se

efectúa la conversión mediante matrices que están disponibles para cada tipo del grupo vectorial. La conversión general viene dada por la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} IL1^* \\ IL2^* \\ IL3^* \end{bmatrix} = cc \times M_{GV} \begin{bmatrix} IL1 \\ IL2 \\ IL3 \end{bmatrix}$$

Dónde:

ILx^* : Valor instantáneo adaptado por fase ($x=1, 2, 3$).

ILx : Valor instantáneo por fase ($x=1, 2, 3$).

cc : Factor de corrección para el punto de medida.

M_{GV} : Matriz de corrección.

2.3.2 Función de protección diferencial de transformador restringida (87N)

Función de protección diferencial de transformador restringida (87N), relé ABB RET 670

En los relés de protección ABB RET 670, la protección restringida de falla a tierra está representada por el bloque funcional REFx, y de tiempo diferencial. El bloque REFx calcula la corriente diferencial y la corriente de restricción. En caso de fallas internas a tierra, la corriente diferencial es teóricamente igual al total de la corriente de falla a tierra. La corriente de restricción es empleada para darle estabilidad a la protección REFx. La corriente de restricción es una medida de cuan altas son las corrientes, o mejor, una medida de la dificultad de las condiciones bajo las cuales operan los transformadores de corriente. Cuanto mayor es el error, se puede sospechar que los CT's operan con mayor dificultad, y es más probable que la corriente diferencial calculada tenga una componente de una "falsa corriente", principalmente por la saturación de los CT's. Esta "ley" se formula por la característica de operación de la protección, la cual divide el plano ($I_{diff} - I_{res}$) en dos partes. En la Figura 33 se puede apreciar el área de operación y el área de restricción o bloqueo de la característica, la cual es fija y el único parámetro variable y ajustable es la corriente mínima diferencial I_{dMin} .

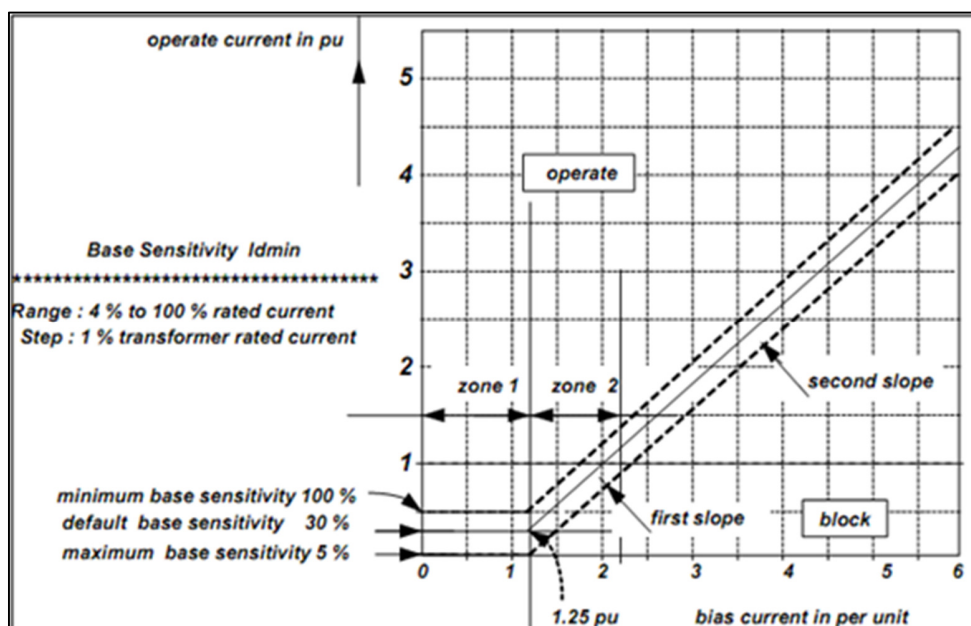


Figura 33: Característica de operación función 87N, relé ABB RET 670

Corriente diferencial y corriente de restricción

La corriente diferencial o corriente de operación, como un fasor a frecuencia fundamental, es calculada a través de la siguiente ecuación:

$$I_{diff} = IN + 3I_0$$

Donde:

IN: Corriente de neutro por el transformador a proteger, como fasor a frecuencia fundamental.

3I₀: Corriente residual calculada con las corrientes de fase del transformador a proteger, como un fasor.

Para el tipo de señal medida en los autotransformadores de una subestación, solo se requiere el ajuste de la corriente mínima diferencial, la cual se recomienda ajustar al 30% de la corriente nominal del devanado conectado a tierra.

Para la implementación de la función 87N se utilizarán los devanados primario y secundario ya que el neutro en un autotransformador es común a éstos devanados.

Función de protección diferencial de transformador restringida (87N), Relé SIEMENS 7UT85

La función de protección adquiere la magnitud de corriente del punto de neutro I_0^* (exactamente $3I_0$) y la corriente homopolar calculada I_0^{**} (exactamente $3I_0$) a partir de las corrientes de fase (ver la Figura 34). La zona de protección abarca exclusivamente el devanado del transformador incluyendo los transformadores de corriente. Las corrientes I_0^* e I_0^{**} son normalizadas a la corriente nominal del transformador en el lado respectivo.

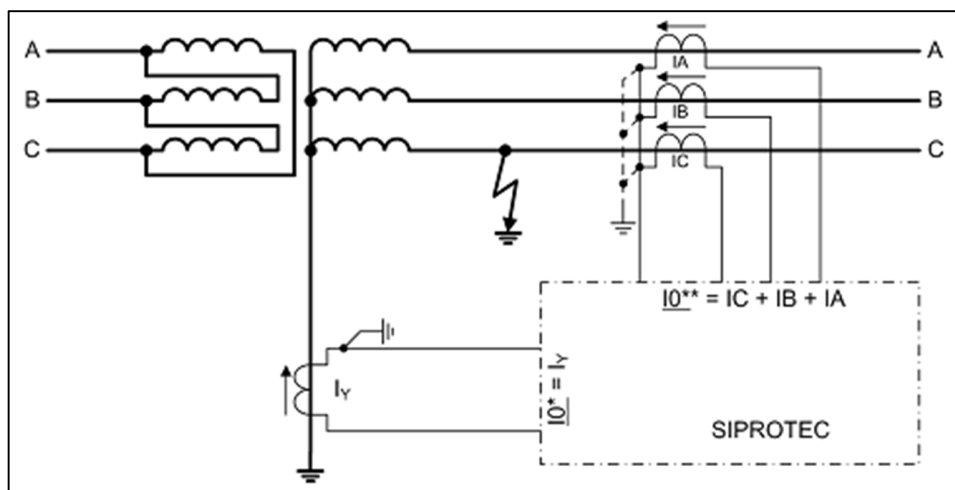


Figura 34: Principio básico de la función 87N relé SIEMENS 7UT85

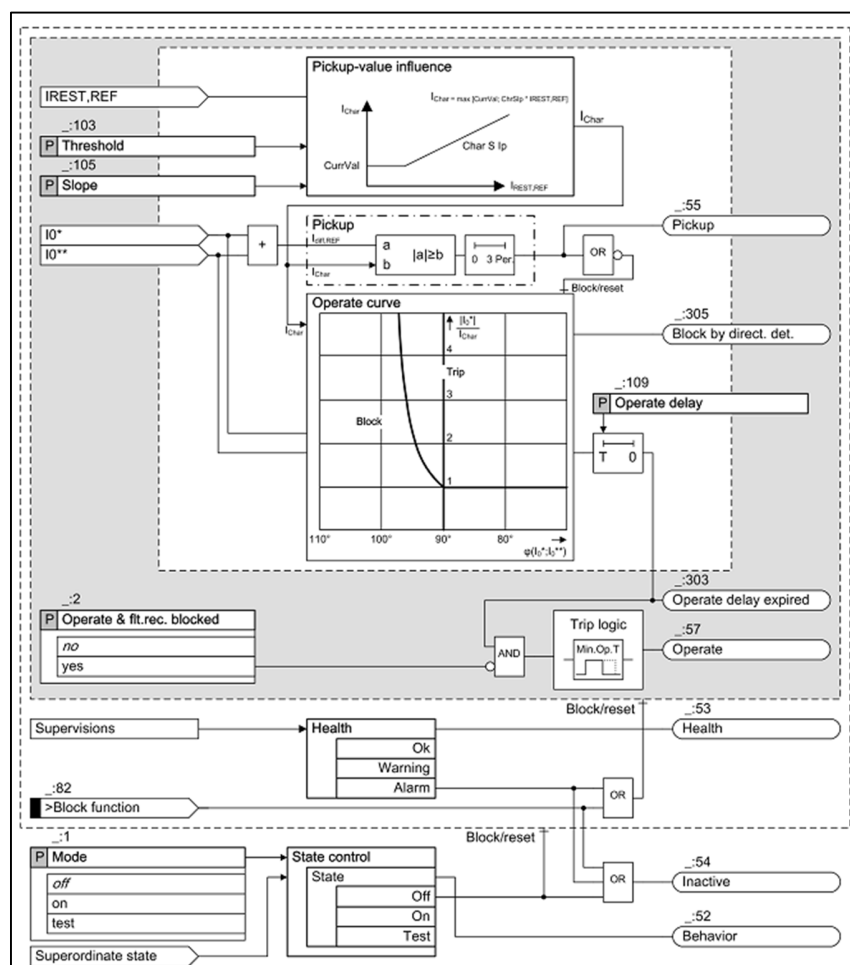


Figura 35: Diagrama lógico función de protección de falla a tierra restringida (ANSI 87N) relé SIEMENS 7UT85

La Figura 35 muestra el diagrama lógico del relé SIEMENS 7UT85 del cual podemos observar que la función 87N consiste de tres partes:

- **Efecto del valor de Pickup:** la corriente de restricción y la corriente diferencial son calculadas a partir de la corriente residual. El dispositivo de protección 7UT85 considera como positivas las corrientes que fluyen a tierra desde el elemento protegido. La corriente diferencial y de restricción quedan definidas entonces por las siguientes ecuaciones:

$$I_0^* = k_m \times 3I_0'$$

$$I_0^{**} = k_m \times 3I_0'' \quad \rightarrow \quad 3I_0'' = I_A + I_B + I_C$$

$$k_m = \frac{I_{N,transformador}}{I_{N,lado}}$$

$$I_{Diff,REF} = |I_0^* + I_0^{**}|$$

$$I_{Rest,REF} = |I_0^*| + |I_A| + |I_B| + |I_C|$$

Donde:

$3I_0'$: Medida de corriente de secuencia cero en el punto de neutro.

$3I_0''$: Corriente de secuencia cero calculada con los fasores de corriente.

k_m : Factor para la adaptación del valor de medida.

$I_{N, transformador}$: Corriente nominal primaria del transformador

$I_{N, lado}$: Corriente nominal primaria del lado del transformador

$I_{Diff, REF}$: Corriente diferencial

$I_{Rest, REF}$: Corriente de restricción

Con el valor de corriente de estabilización se determina mediante la curva característica (ver Figura 36) una corriente característica $I_{Char, curve}$ que representa el valor de pickup del disparo. Con este valor de corriente la función de protección se estabiliza en caso de fallas a tierra externas que involucren más de una fase. Si el Slope se ajusta en cero el valor de pickup para la operación *Threshold value* tendrá el mismo valor independientemente del valor de la corriente de restricción.

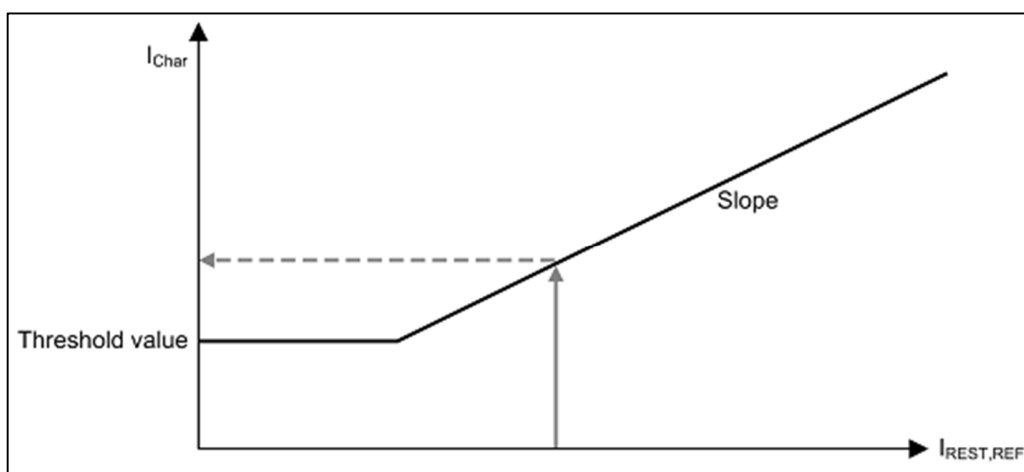


Figura 36: Curva característica de estabilización

- **Pickup:** si la corriente diferencial calculada $I_{Diff, REST}$ es mayor que la corriente característica $I_{Char, curve}$, se inicia en el relé el proceso de arranque de la función.

- **Operate curve:** la curva de operación representada en la Figura 37 consta de dos partes, en el lado derecho de la curva característica, se ubicaran los casos en que ocurra una falla a tierra interna. Bajo condiciones ideales el ángulo entre las corrientes residuales ($\angle(I_0^*, I_0^{**})$) es aproximadamente cero. El lado derecho de la curva característica es válido para ángulos $\leq 90^\circ$. La corriente de operación corresponde a la corriente que circula por el punto de neutro (I_0^*), la cual es comparada con el valor de umbral ajustado.

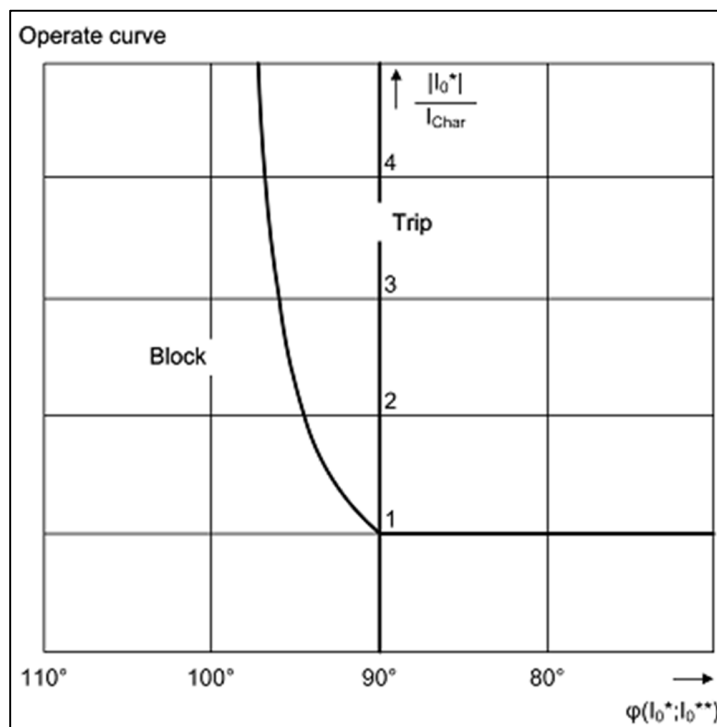


Figura 37: Curva de operación dependiente del ángulo de fase entre I_0^* e I_0^{**}

En caso de falla a tierra externa, la corriente residual calculada a partir de las corrientes de fase gira 180° . De esta manera, el ángulo de fase entre las corrientes residuales ($\angle(I_0^*, I_0^{**})$) es igual o mayor a 180° . Éstas se encuentran en el lado izquierdo de la característica de operación y presentan un valor de pickup notablemente elevado.

La corriente $I_{Angle, REF}$ para la decisión del ángulo, se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$I_{Angle, REF} = |I_0^* - I_0^{**}| - |I_0^* + I_0^{**}|$$

La corriente resultante $I_{Angle, REF}$ se presenta debido a las condiciones de falla correspondientes representadas en la Figura 38. En caso de una falla interna (ángulo = 0°) resulta una corriente con signo matemático negativo. Si ocurren errores angulares, el signo matemático permanece negativo.

En caso de cortocircuito externo (ángulo = 180°), la corriente cambia de negativa a positiva.

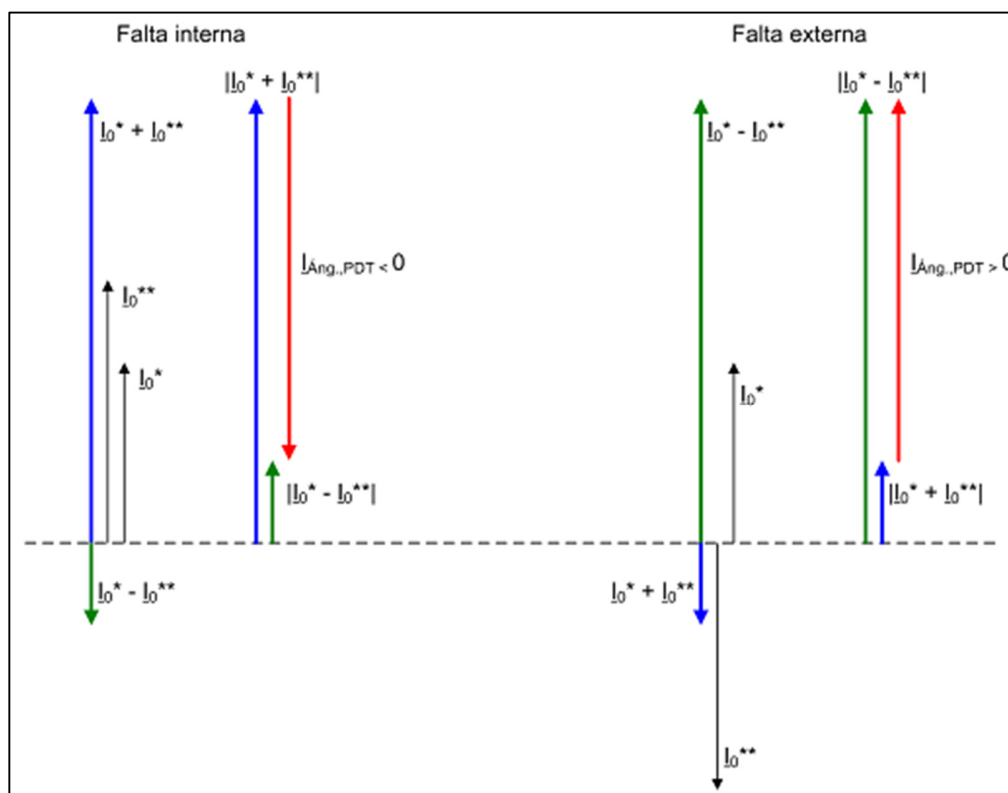


Figura 38: Ángulo de decisión en fallas internas y externas

Para que pueda efectuarse el disparo, la corriente del punto de neutro I_0^* debe alcanzar el valor $I_{REF, off}$. La curva característica en el lado izquierdo de la Figura 38 puede ser determinada mediante la ecuación:

$$I_{REF, off} = I_{Char, curve} + k \times I_{Angle, REF}$$

Donde:

$I_{Char, curve}$: valor de arranque determinado mediante curva característica

k : factor (valor fijo de 4,05657. Con este valor, el ángulo límite entre $|I_0^*| = |I_0^{**}|$ es exactamente 100° . A partir de este ángulo no se puede efectuar ningún disparo).

2.3.3 Función distancia de transformador tipo Mho (21/21N)

- **Alcance de Zona 1**

Se define un alcance entre el 70% y el 80% de la impedancia de secuencia positiva del transformador de potencia a proteger, con el fin de despejar la mayoría de las fallas que se produzcan en este de forma instantánea.

- **Alcance de Zona 2**

El alcance de la zona 2 se ajustará entre el 110% y el 120% de la impedancia de secuencia positiva del transformador de potencia a proteger, con el fin de asegurar que cualquier falla que se produzca en este último transformador sea despejada convenientemente. Además brinda respaldo a las protecciones asociadas a los interruptores ubicados en el lado de baja tensión del transformador de potencia. El tiempo de operación de la segunda zona debe permitir una adecuada coordinación con los elementos de protección ubicados en los niveles de baja tensión del transformador de potencia.

2.3.4 Función sobrecorriente de fases (51/50)

Esta función tiene como objetivo brindar respaldo a la protección diferencial del transformador. Se ha encontrado como buena práctica de ingeniería ajustar la protección de sobrecorriente de fases al menor valor entre el 120% de la corriente nominal del transformador de potencia y el 120% del transformador de corriente asociado con este. Se sugiere seleccionar una curva de operación tipo IEC Muy Inversa y calcular el dial para que exista un factor de coordinación de 0,25 s con respecto a las protecciones adyacentes, además quedar por debajo de la curva de daño del transformador de potencia. Para permitir despejes rápidos durante fallas internas en el transformador, se recomienda ajustar un elemento de tiempo definido (entre 0,1 s y 0,4 s) solo en el lado de alta tensión, considerando una falla en barras de media tensión del equipo y tomando el aporte de corriente por el lado de alta tensión del transformador (se recomienda además considerar un factor de seguridad del 150%).

2.3.5 Función sobrecorriente de tierra (51N/50N)

Esta función tiene como objetivo brindar respaldo a la protección diferencial del transformador. Se ha encontrado como buena práctica de ingeniería ajustar la protección de sobrecorriente residual al 20% de la corriente nominal del transformador. Se sugiere seleccionar una curva de operación tipo IEC Muy Inversa y calcular el dial para que exista un factor de coordinación de 0,25 s con respecto a las protecciones adyacentes. Cuando se trata de un transformador de potencia con conexión YNyn, para permitir despejes rápidos durante fallas internas en el transformador, se recomienda ajustar un elemento de tiempo definido (entre 0,1 s y 0,4 s) solo en el lado de alta tensión, considerando una falla en barras de media tensión de equipo y tomando el aporte de corriente por el lado de alta tensión del transformador (se recomienda además considerar un factor de seguridad del 150%). Adicionalmente, se debe garantizar que la función 50N/51N opere siempre más rápido que el tiempo de actuación de las protecciones distancia y sobrecorriente direccional en los extremos remotos de la subestación.

2.3.6 Función de pérdida de potenciales (60)

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 de pérdida de potencial, se puede elegir el bloqueo de la operación de las funciones 21/21N y 67N, emitir una alarma y habilitar en forma simultánea las funciones de sobrecorriente de emergencia de fases y residual.

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 y las recomendaciones del fabricante del dispositivo de protección. En ese sentido, los relés ABB del proyecto por ejemplo hacen referencia a considerar el valor UBase, para el ajuste de los parámetros de la función VDSPVC (ANSI 60), como el voltaje de línea nominal primario del transformador de potencial. Los ajustes Udif Main block, Udif Pilot alarm y USealln son dados en porcentaje de este valor, es decir, UBase.

Los parámetros Vdif Main block y Vdif Pilot alarm deberían ser ajustados aproximadamente en 30% del UBase siguiendo las recomendaciones del fabricante. Se sugiere ajustar estos valores en 20%UBase y 30%UBase, respectivamente.

Se recomienda habilitar el parámetro Sealln ya que si la función de pérdida de potenciales se mantiene más de 5 segundos, las funciones de protección bloqueadas permanecerán así hasta que haya condiciones normales de tensión, es decir, cuando la tensión sea superior al valor VSealln. Se recomienda ajustar éste en 70%UBase.

2.3.7 Elementos de sobrecorriente de respaldo, por pérdida de potenciales

Se implementará lógica de habilitación automática de elementos de sobrecorriente de emergencia, frente a la condición de pérdida de potenciales de polarización.

La pérdida de potenciales deshabilitará los elementos direccionales polarizados por voltaje. Sin embargo, los elementos de sobrecorriente direccionados hacia adelante quedarán como elementos no direccionales brindando protección durante la condición de pérdida de potenciales.

2.4 FUNCIONES DE SUPERVISIÓN

En este capítulo se presenta una breve descripción de las funciones de supervisión que manejan las mediciones, eventos y perturbaciones del sistema y que serán habilitadas en los relés de los proyectos siempre y cuando se cuente con estas.

2.4.1 Función de falla fusible (SDDRFUF)

El objetivo de esta función es bloquear las funciones de medición de tensión ante fallas en los circuitos secundarios, entre el transformador de tensión y el relé, con el fin de evitar operaciones indeseadas.

La función de falla fusible cuenta con dos algoritmos diferentes: un algoritmo de secuencia cero ($3U0>$, $3I0<$) utilizado principalmente en redes con neutro sólido a tierra o de baja impedancia y un algoritmo de secuencia negativa ($3U2>$, $3I2<$) utilizado en redes con neutro aislado o de alta impedancia.

En los relés de los proyectos que posean esta función se ajustará la función fuse failure en el modo de operación de secuencia cero, con un nivel de sobretensión residual ($3U0>$) al 30% de la tensión base UB y un nivel de sobrecorriente residual ($3I0<$) al 10% de la corriente base IB.

2.4.2 Localizador de fallas (LMBRFLO)

El localizador de fallas es una función de medición de impedancia para líneas de transmisión, que proporciona la distancia al punto de falla, en kilómetros o en porcentaje de la longitud total de la línea.

El algoritmo de cálculo de esta función en los relés ABB por ejemplo utiliza las impedancias de las fuentes remota y local, la impedancia de la línea y la impedancia mutua para líneas acopladas. La Figura 39 muestra una configuración de red típica con los datos requeridos para el ajuste de la función de localización de fallas.

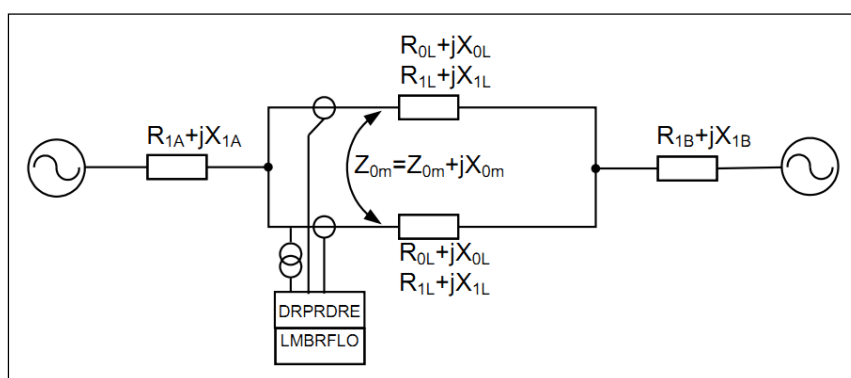


Figura 39. Datos requeridos para el ajuste del localizador de fallas

Para el ajuste de esta función en las líneas del proyecto, se deben llevar a cabo simulaciones de fallas monofásicas en las subestaciones para determinar las impedancias de las fuentes local y remota en cada línea.

2.4.3 Informe de perturbaciones

Citando como ejemplo el bloque funcional de relés ABB llamado DRPRDRE agrupa varias funciones que permiten obtener la información sobre perturbaciones en el sistema, así como tener un registro continuo de los eventos. Mediante estas funciones es posible obtener datos de muestra de todas las señales binarias (máximo 96) y entradas analógicas (máximo 40). Las funciones que hacen parte de este bloque funcional son:

- **Lista de eventos (EL)**: la lista de eventos puede contener hasta 1000 eventos con indicador de cronología. La información se actualiza de manera continua cuando cambia el estado de las señales binarias
- **Indicaciones (IND)**: es una lista de señales activadas durante el tiempo total de registro de la perturbación (sin indicador de cronología)
- **Registrador de eventos (ER)**: puede contener una lista de hasta 150 eventos con indicador de cronología, que se hayan producido durante la perturbación
- **Registrador de valores de disparo (TVR)**: los valores de disparo registrados incluyen fasores de las señales analógicas seleccionadas antes de la falla y mientras se produce
- **Registrador de perturbaciones (DR)**: esta función registra datos de las señales binarias y analógicas (oscilografías) antes de la falla y mientras se produce

El bloque DRPRDRE registra la información sobre las perturbaciones durante un lapso de tiempo ajustable ($t_{\text{Recording}}$), el cual es válido para todo el informe y se define de acuerdo a la Figura 40:

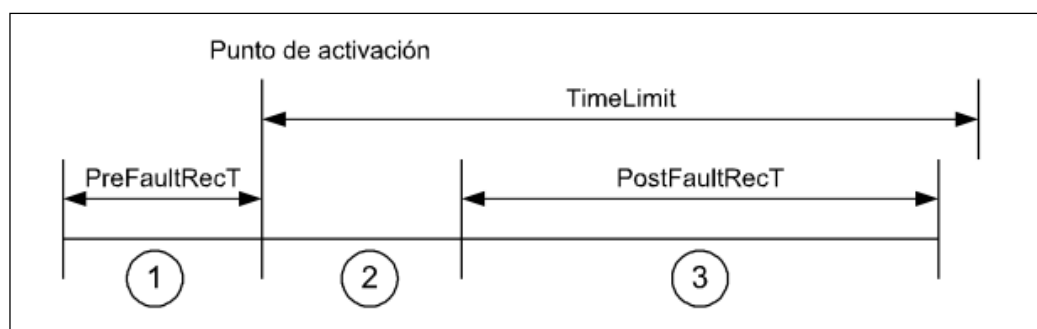


Figura 40. Definición tiempos de registro de perturbaciones

PreFaultRecT: Tiempo de registro previo a la falla, se ajusta en 100 ms

t_{Fault}: Tiempo de falla. Este tiempo no puede ser ajustado y dura mientras persista cualquier condición de activación válida, binaria o analógica

PostFaultRecT: Tiempo de registro posterior a la falla, durante el cual continúa el registro de perturbaciones después de la reposición de todos los activadores. Se ajusta en 500 ms

TimeLimit: Tiempo límite. El máximo tiempo de registro permitido después de la activación del registro de perturbaciones. Este tiempo evita la sobrescritura de perturbaciones ya guardadas. Se ajusta en 1200 ms

2.5 ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN

Se debe garantizar que las protecciones más cercanas a la falla, operen en un tiempo que permita aislar rápidamente del sistema la zona donde se presenta la falla, garantizando así que las protecciones adyacentes no operen y asegurando la continuidad del servicio. Para esto se recomienda utilizar la función de sobrecorriente direccional, aplicando los siguientes criterios:

2.5.1 Función sobrecorriente de fases (51)

Se recomienda ajustar el arranque de la función de sobrecorriente en el menor valor entre el 125% de la corriente nominal del transformador de potencia, el 130% de la capacidad de corriente de la línea o circuito a proteger y el 120% de la corriente nominal del transformador de corriente.

La característica de operación, se debe seleccionar dependiendo de la curva de protección implementada en el relé adyacente.

Con el ajuste de la función de sobrecorriente de fases en dirección hacia adelante, el dial se calcula para obtener un margen de coordinación mínimo de 0,2 s con la protección adyacente del alimentador, con el fin de garantizar la selectividad ante una falla al 1% del alimentador conectado a la subestación remota.

Se debe verificar de igual forma, que los diales recomendados puedan ser implementados en el dispositivo de protección, según los rangos de ajustes definidos por cada fabricante.

2.5.2 Función sobrecorriente de tierra (51N)

La corriente de arranque de la función de falla a tierra, se ajusta entre el 10% y 40% de la menor corriente entre: la corriente nominal del circuito y la corriente del transformador de corriente.

La característica de operación se debe seleccionar dependiendo de la curva de protección ubicada en las cargas conectadas aguas abajo.

Con el ajuste de la función de sobrecorriente de tierra en dirección hacia adelante, el dial se calcula para obtener un margen de coordinación mínimo de 0,2 s, con la protección adyacente al alimentador, con el fin de garantizar la selectividad ante una falla al 1% del alimentador conectado a la subestación remota.

Se debe verificar de igual forma, que los diales recomendados puedan ser implementados en el dispositivo de protección, según los rangos de ajustes definidos por cada fabricante.

En caso de emplear relés que no posean funciones de sobrecorriente direccional (67/67N), se ajustan las funciones de sobrecorriente no direccional (51/51N), verificando un margen de coordinación mínimo de 0,2 s ante aportes de corriente de cortocircuito en ambas direcciones.

2.6 LÓGICA ADAPTATIVA EMPLEADA EN LAS SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN DE SAESA

SAESA emplea en sus subestaciones de media tensión para coordinación de las funciones de sobrecorriente de tiempo inverso y tiempo definido, entre los sistemas de protección asociados a los paños generales de barra y los paños de los alimentadores, una lógica adaptativa que permite diferenciar las fallas ocurridas en la barra de la subestación de media tensión de aquellas fallas ocurridas aguas abajo en los alimentadores.

Acorde con los criterios de ajuste empleados por SAESA, las fallas en barras de media tensión son despejadas mediante una curva de tiempo definido (generalmente 150 ms), mientras que si la falla ocurre en el alimentador, la protección del general de barra actuará como respaldo del alimentador, empleando una curva de tiempo inverso.

La lógica adaptativa presentada en la referencia [8] consiste en el bloqueo del trip proveniente desde la función de sobrecorriente del relé asociado al paño general de la barra (relé ET en la Figura 42) tal como se presenta en la Figura 41.

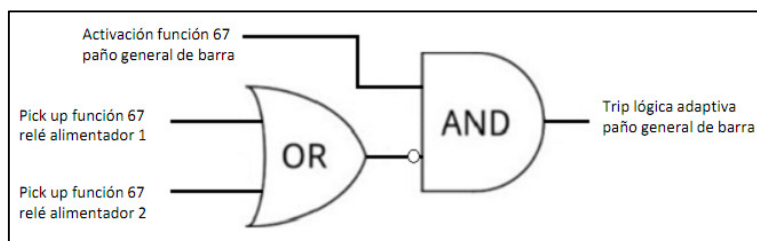


Figura 41: Lógica adaptativa en las subestaciones de media tensión de SAESA

En la Figura 43 se observan las curvas correspondientes a las funciones de sobrecorriente del relé del paño general de barra (color rojo) y de uno de los paños de los alimentadores (color verde), se destacan dos “zonas” de protección, en la zona 1 permite proteger a las instalaciones frente a fallas mayormente ubicadas aguas debajo de los interruptores asociados a los alimentadores, en donde la curva verde debiera operar primero y la curva roja debiera dar respaldo. La “zona” 2 permite despejar fallas mayormente ubicadas en la barra de media tensión, en este caso opera la etapa de tiempo definido de la función de sobrecorriente del relé asociado al paño general de barra.

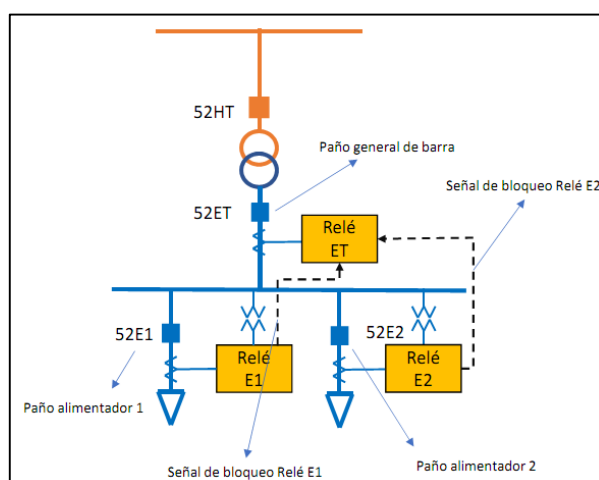


Figura 42: Diagrama general subestación de media tensión

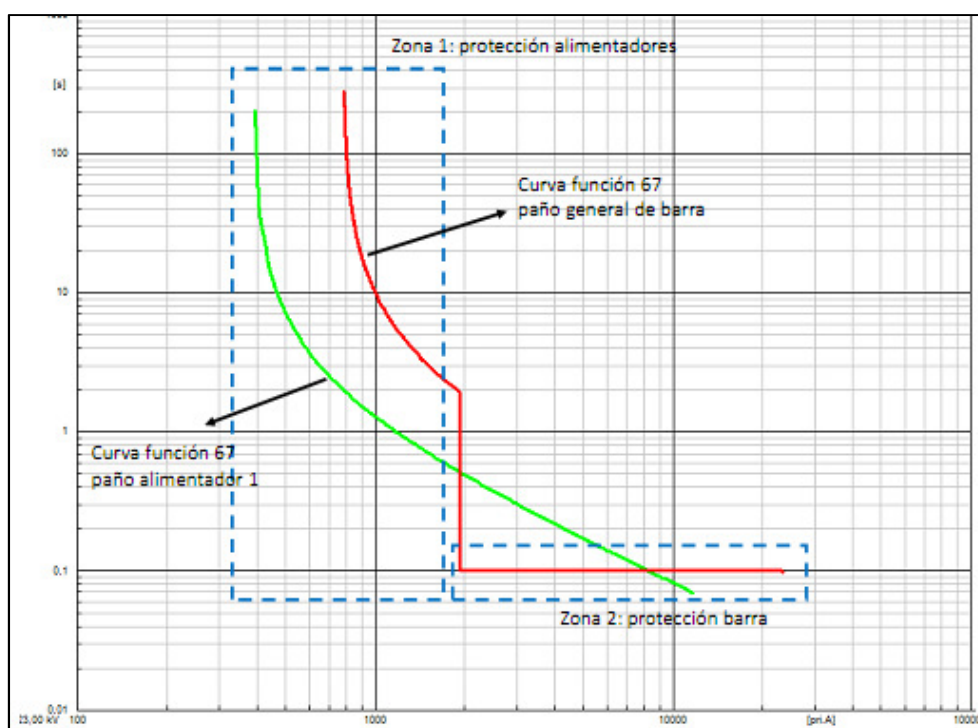


Figura 43: Curvas de sobrecorriente descripción lógica adaptativa S/E's de media tensión

En caso de falla en uno de los alimentadores opera la función de sobrecorriente asociado al relé del paño del alimentador (curva verde) y en respaldo operaría la función de sobrecorriente del paño general de barra (curva roja) tal como se presenta en la Figura 44. Para el caso de ocurrencia de falla en la barra opera la función de sobrecorriente asociado al relé del paño general de barra en su etapa de tiempo definido como se muestra en la Figura 45. Finalmente, puede ocurrir el caso

de falla en uno de los alimentadores con un mayor nivel de corriente de cortocircuito, generándose el bloqueo de la operación de la de tiempo definido de la función sobrecorriente del relé asociado al paño general de barra (relé ET en la Figura 42), permitiendo la operación de la función sobrecorriente del relé del paño alimentador (curva verde) tal como se presenta en la Figura 46.

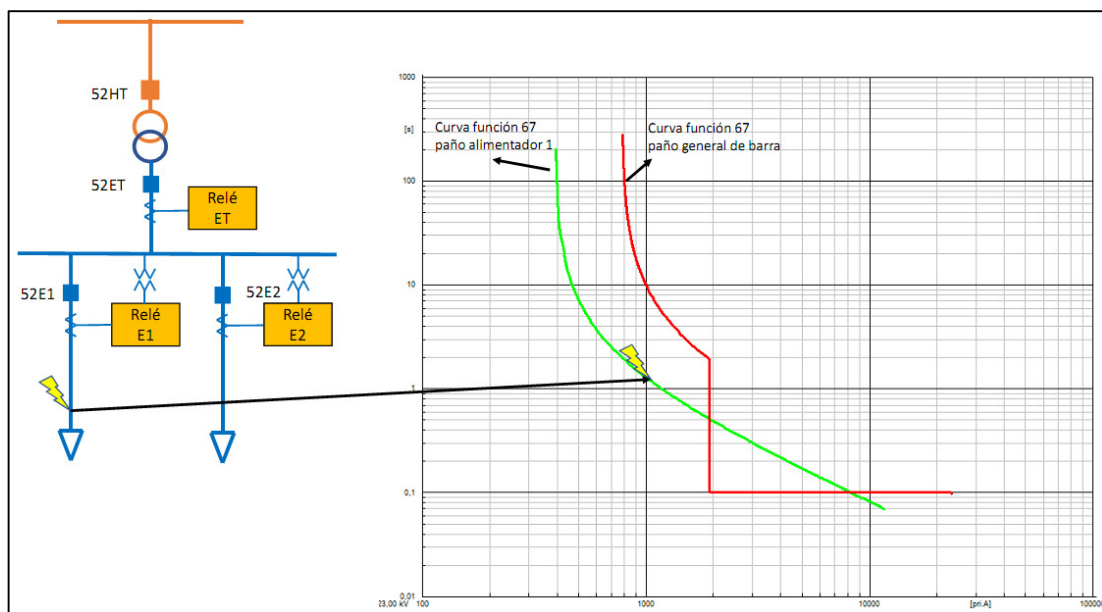


Figura 44: Curva de sobrecorriente lógica adaptativa ante falla en uno de los alimentadores de media tensión

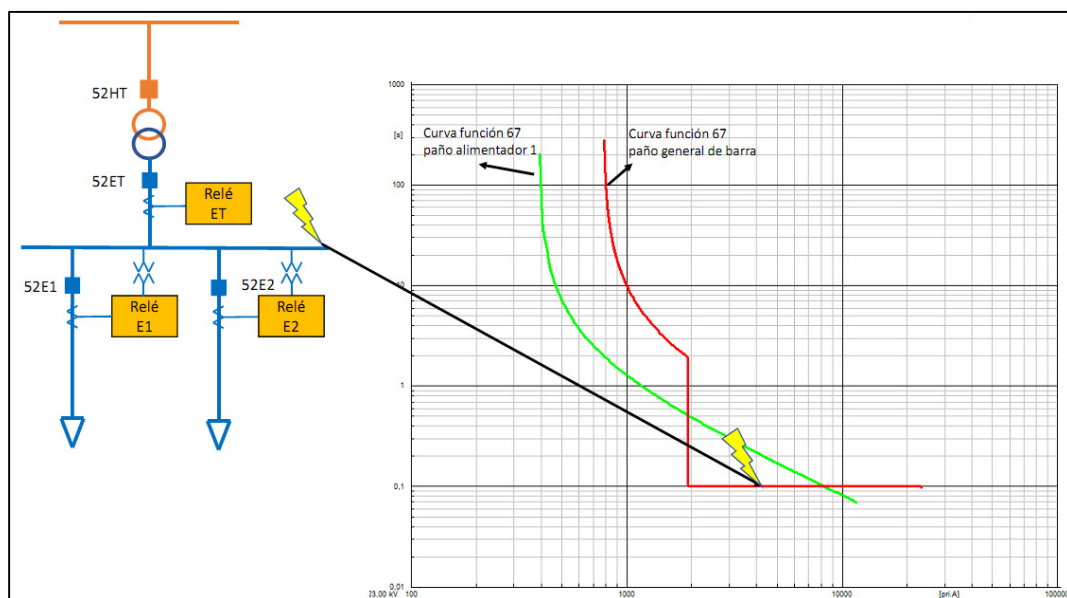


Figura 45: Curva de sobrecorriente lógica adaptativa ante falla en el barraje de media tensión

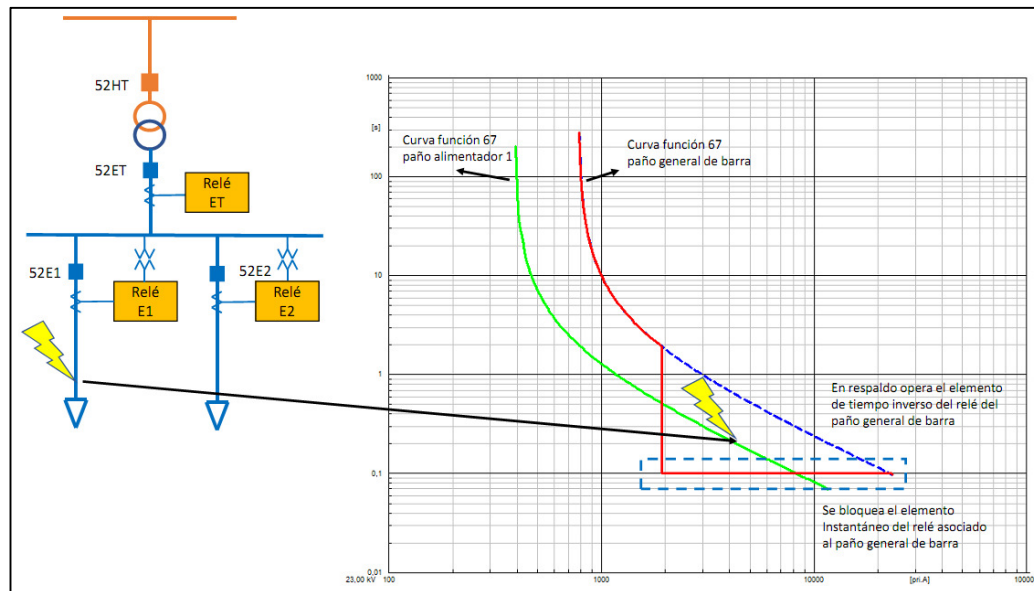


Figura 46: Curva de sobrecorriente lógica adaptativa ante falla de mayor corriente de cortocircuito en uno de los alimentadores de media tensión

3. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ABB, Transformer protection RET 670 2.1 IEC Technical manual, Relion 670 series, February 2016
- [2] IEEE Guide for protecting Power Transformers, IEEE Std. C37.91 – 2008.
- [3] ABB, Busbar protection REB 670 2.1 IEC Technical Manual, Relion 670 series,
- [4] TRANSELEC, Filosofía Protección del Sistema de Transmisión Eléctrica de Transelec S.A – Versión G, Chile 2010.
- [5] COMISION NACIONAL DE ENERGIA, Norma técnica de seguridad y calidad del servicio, Octubre del 2009, Resolución del 2010. Chile.
- [6] SIEMENS, Siprotec 5 Low-Impedance Busbar Protection 7SS85, V07.30, June 2016
- [7] SIEMENS, Siprotec 5 Transformer Differential Protection 7UT82, 7UT85, 7UT86, 7UT87, V7.50 and higher, July 2017
- [8] Presentación Sistema Trasmisión del Sur, Descripción de lógica adaptativa en S/E Quellón, Agosto 2018
- [9] Experimental Investigation to Predict the Expectable Extinction Time of Secondary Arcing. Budapest University of Technology and Economics Budapest, Hungary. Miklós Danyek, Péter HANDL, Gábor BÁN
- [10] ABB, Line differential Protection RED670 2.1 IEC Technical manual, Relion 670 series, February 2016.
- [11] Schweitzer Engineering Laboratories, SEL-421-4, 5 Protection, Automation, and Control System Instruction Manual, December 2018.