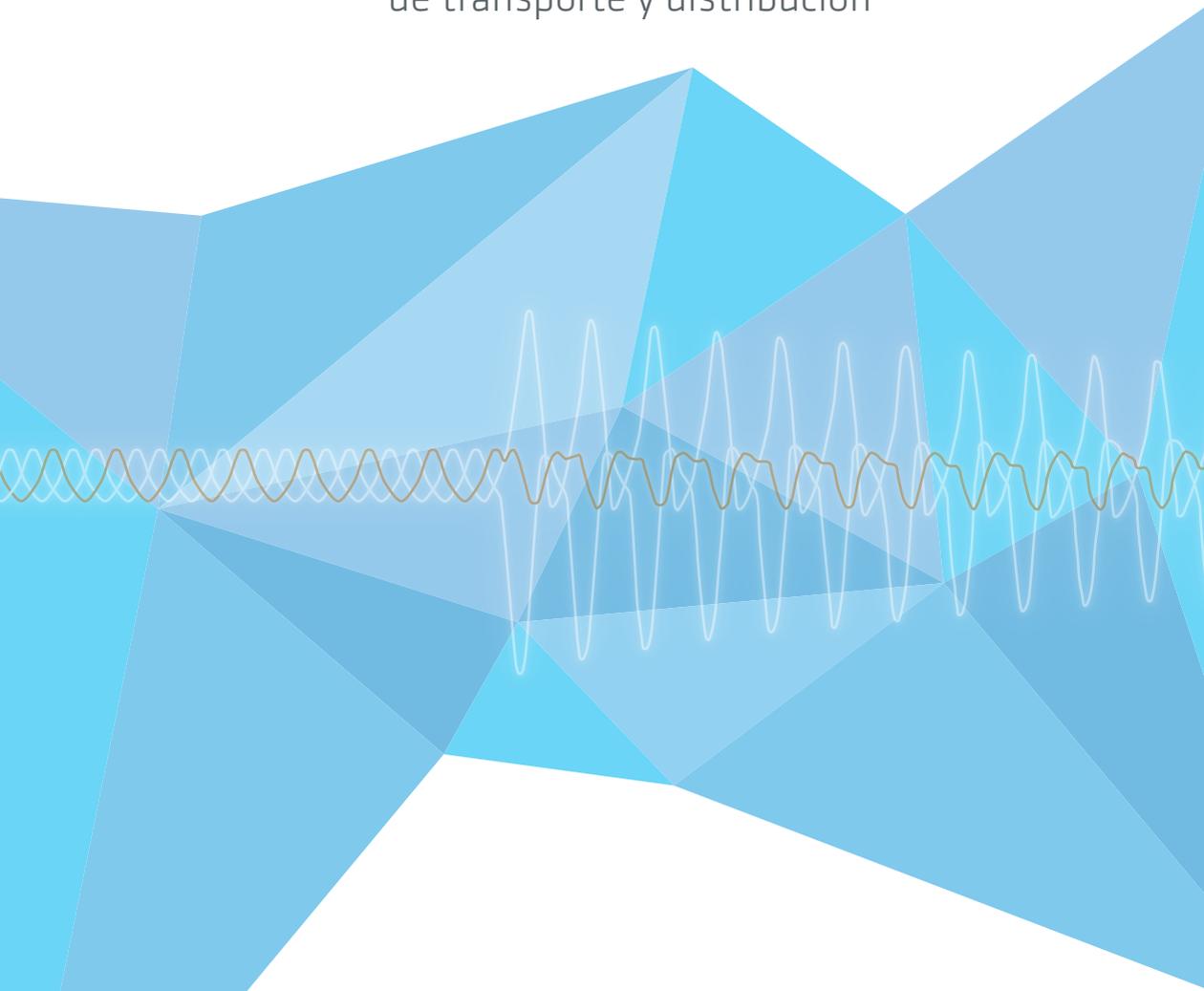


CRITERIOS DE AJUSTE
y COORDINACIÓN de

Protecciones

en la red peninsular de alta tensión
de transporte y distribución

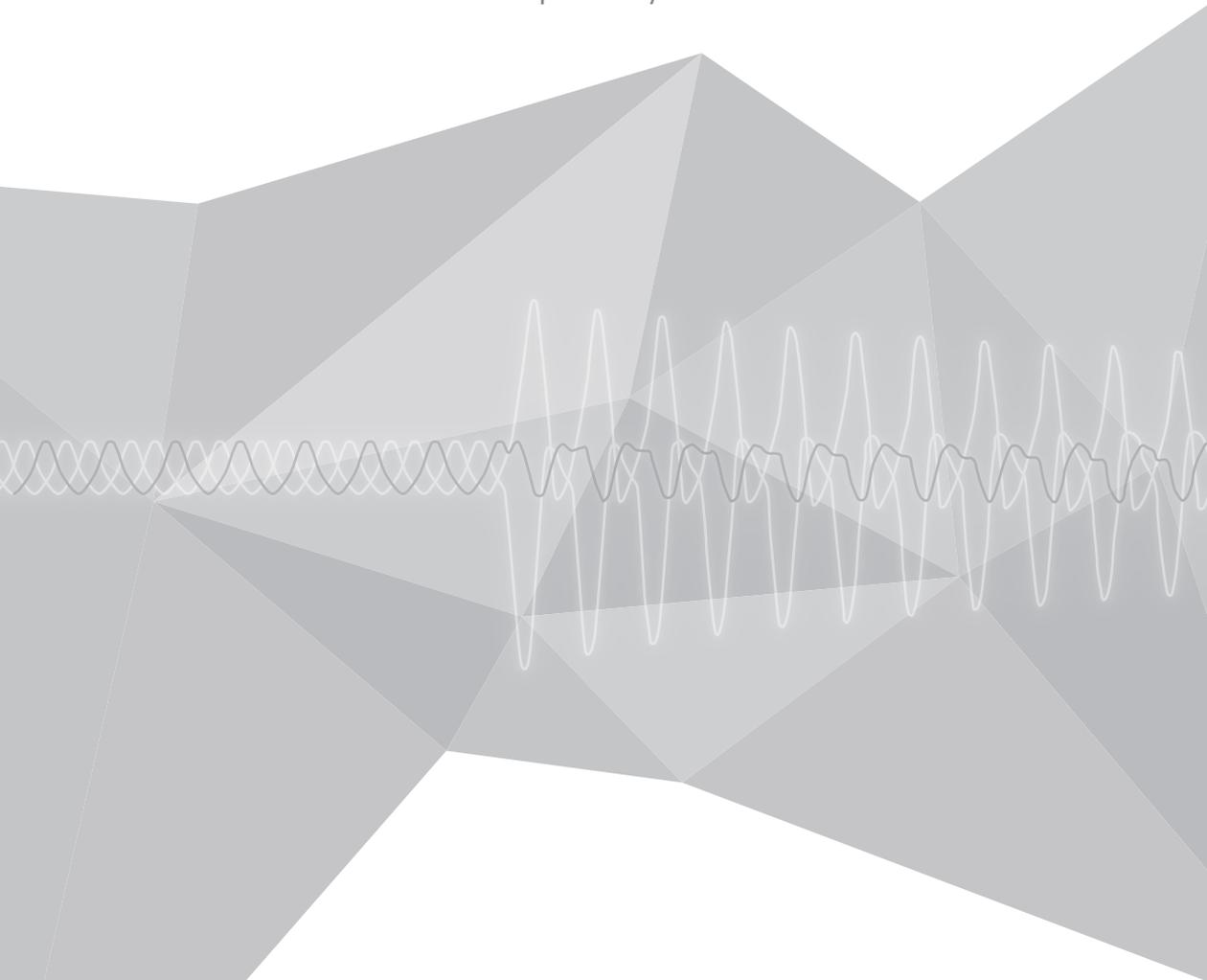


RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

CRITERIOS DE AJUSTE
y COORDINACIÓN de

Protecciones

en la red peninsular de alta tensión
de transporte y distribución



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

PRÓLOGO



El Procedimiento de Operación 11.1 – BOE 158 de julio de 1999 – indica que el OS establecerá, con la colaboración de los agentes afectados, los criterios de coordinación de ajustes de los equipos de protección de las instalaciones de la red gestionada, así como los de coordinación de éstos con las instalaciones de generación y distribución conectadas directamente a la red gestionada.

A la vista de los incidentes que se habían producido años atrás, con actuaciones descoordinadas de los sistemas de protección, en el año 2004 Red Eléctrica puso en marcha un grupo de trabajo con la participación de las principales empresas distribuidoras y transportistas de España para dar cumplimiento al citado PO en su parte de coordinación de las protecciones de la red gestionada y de éstas con las de la red de distribución.

Tras un largo camino se publica este libro que, no sólo da cumplimiento al citado requerimiento inicial del PO referido, sino que acredita un magnífico trabajo de coordinación dentro del sector eléctrico, puesto que finalmente recoge los criterios de ajustes del sistema de protección para toda la red de AT desde los 30 kV hasta los 400 kV del sistema peninsular español, independientemente del propietario de la misma.

Como no puede ser de otra manera, querría aprovechar este prólogo para agradecer el esfuerzo y la valiosa dedicación de todos los integrantes del grupo de trabajo, quienes compartiendo su conocimiento y el buen hacer de sus respectivas compañías han contribuido decisivamente a que haya sido posible el compromiso que representan los criterios de coordinación que se contemplan en este libro.

La aplicación de estos criterios habrá de redundar en la mejora de la calidad del suministro y en la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto.

Miguel R. Duvison
Director General de Operación de REE

PREFACIO

Si alguien acopiara suficiente valor o, según se prefiera, temeridad para escribir un libro, producir una película [formato serial, por supuesto] o simplemente narrar los hechos y situaciones vividos durante las sesiones del Grupo de Trabajo que ha dado a luz [nunca mejor dicho] este documento, debería repasar algunos clásicos de la literatura, filosofía, matemáticas, tauromaquia e instrucción militar; cuanto menos, para ponerse en situación.

En efecto: tras unos inicios propios de D. Alonso de Quijana, el espíritu cartesiano se apoderó del Grupo: *“in tabula veritas”*. Luego, la inecuación actuó de forma balsámica, siempre y cuando no se entrecruzaran las astas de los límites [tauromaquia pura]; y, por último, para evitar aquella paradoja *“...Los de adelante, no vayan tan deprisa; los de atrás, no empujen”* se echó mano de la voz castrense *“A cubrirse ... ¡Ar!”*, al objeto de garantizar las distancias entre soldados consecutivos.

La persona que esté leyendo estas líneas sin haber hojeado el documento caerá inevitablemente en la celeberrima frase, clásica donde las haya, del Sector: *“Ya están otra vez los de Protecciones con sus locuras”*. ¡Error fatal! Estas primeras líneas constituyen la única licencia que hemos permitido al estilo adusto que nos caracteriza, acrisolado en la brega diaria con la eterna dicotomía: ¿Disparar de más o disparar de menos? El insigne D. Pedro Muñoz Seca lo dejó diáfana-mente claro en “La venganza de Don Mendo” con las penurias ocasionadas por el juego del siete y medio; que, adaptado a nuestros quebraderos de cabeza diarios, vendría a decir así:

*Relé 21, vil y traidor,
no hay que ajustarte a ciegas.
De veces, te he ajustado mil;
y en ellas he visto febril
que te pasas, o no llegas.
Y el no llegar da dolor,
pues indica que subalcanzas,
y del O.S. eres deudor.
Más ... ¡Ay de tí, si sobrealcanzas!
si sobrealcanzas te corre tu director.*

Este es el objetivo del documento: remediar los avatares de este, nuestro “siete y medio” particular. Se han establecido las inequaciones, se han previsto los cruzados de astas, se dan soluciones a tales trances y se garantiza la distancia entre soldado y soldado. En otras palabras: ajuste y coordinación.

Un equipo de personas que empezó “aquijotado” y algo anquilosado por sus “prácticas de toda la vida”, echó mano de todas aquellas ciencias disponibles y conocidas, para terminar siendo un equipo de colegas bien avenidos, que intercambian prácticas, dudas y experiencias; que ven el sistema eléctrico de forma conjunta, con independencia de sus compañías de origen.

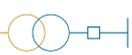
No han sido suficientes literatura, filosofía, matemáticas, tauromaquia e instrucción militar para llegar hasta aquí: el espíritu constructivo, la predisposición a aprender y la buena voluntad, actitudes que no ciencias, constituyen nuestros valores.

Los autores

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO	8
1 DEFINICIONES Y NOMENCLATURA	10
2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN: APLICACIONES Y OBJETIVOS	16
2.1 Funciones de Protección	16
2.1.1 Función de Distancia	17
2.1.2 Función de Sobreintensidad	18
2.2 Objetivos exigibles al Sistema de Protección	19
2.2.1 Objetivos Generales	19
2.2.2 Objetivos específicos para Protecciones de Circuitos	20
2.2.3 Objetivos específicos para Protecciones de Transformador	20
3 CRITERIOS DE COORDINACIÓN EN REDES DE AT	21
3.1 Criterios de Coordinación para Protecciones de Circuitos de la Red Mallada	21
3.1.1 Criterios Generales de Coordinación	21
3.1.2 Faltas entre Fases	22
3.1.3 Faltas a Tierra	29
3.1.4 Criterios para Faltas Resistivas	37
3.2 Criterios de Coordinación para Protecciones de Circuitos de Distribución Radial	38
3.2.1 Criterios Generales de Coordinación	38
3.2.2 Faltas entre Fases	38
3.2.3 Faltas a Tierra	41

3.3 Criterios de Coordinación para Protecciones de Acoplamiento en Red Mallada	44
3.3.1 Criterios Generales de Coordinación	44
3.3.2 Faltas entre Fases	44
3.3.3 Faltas a Tierra	50
3.4 Criterios de Coordinación para Protecciones de Acoplamiento en red no mallada	56
3.4.1 Criterios Generales de Coordinación	56
3.4.2 Faltas entre Fases	56
3.4.3 Faltas a Tierra	58
3.5 Criterios de coordinación para protecciones de transformador, red mallada	59
3.5.1 Criterios Generales de Coordinación	59
3.5.2 Faltas entre Fases, Devanados AT	60
3.5.3 Faltas a Tierra, Devanados AT	66
3.5.4 Faltas a Tierra, Devanado Terciario	71
3.6 Criterios de coordinación para protecciones de transformador, red no mallada	72
3.6.1 Criterios Generales de Coordinación	72
3.6.2 Devanado Primario, Faltas entre Fases	72
3.6.3 Devanado Primario, Faltas a Tierra	76
ANEXO 1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO: FACTOR DE “INFEED”	80
ANEXO 2. CONSIDERACIONES SOBRE EL FACTOR DE COMPENSACIÓN HOMOPOLAR	82



INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

ANTECEDENTES

Este documento se ha desarrollado para dar cumplimiento al punto 4.1 del procedimiento de operación PO 11.1 [BOE 158 de julio 1999]. En dicho punto se indica que el Operador del Sistema establecerá, con la colaboración de los agentes afectados, los criterios de coordinación de los sistemas de protección de la red peninsular gestionada, así como de éstos con los sistemas de protección de las instalaciones de distribución conectadas directamente a la red peninsular gestionada.

ALCANCE

La red de transporte está interconectada con la red mallada de distribución de AT en múltiples puntos, mediante transformadores transporte [220, 400 kV] – distribución mallada [30, 45, 50, 66, 110 y 132 kV, típicamente], que son el elemento frontera.

Es importante aclarar que en los casos en que existan, en la red de distribución mallada, circuitos en antena a consumidores sin generación, se aplican los criterios de coordinación que se establecen para la red mallada.

Por otra parte también hay transformadores entre la red de transporte y la red de distribución no mallada o también llamada radial [<30 kV], contemplados también en este documento.

Puesto que existen transformadores que conectan la red de transporte con todos los niveles de tensión enunciados, desde 30 kV a 132 kV, se comprueba que para mantener la selectividad en las fronteras de la red de transporte con todas estas redes se hace necesario que dichas redes de distribución, cuando son malladas dispongan de criterios de coordinación uniformes y equivalentes a los enunciados inicialmente para la red de transporte. Esta situación ha llevado a que el documento exceda lo planteado inicialmente en el PO 11.1 y crezca en contenido y ámbito de actuación, pasando de únicamente considerar las fronteras de Transporte – Distribución a tratar la red de AT [>30 kV] mallada.

Se analizan en el presente documento las faltas polifásicas y monofásicas, tanto resistivas como no resistivas.

En cuanto a los sistemas de protección, para aislar las faltas mencionadas, se pueden distinguir dos grandes grupos. En un primer grupo se encuadran aquellos sistemas de

protección unitarios o de funcionamiento “cerrado” [sensibles única y exclusivamente a faltas eléctricas ubicadas entre transformadores de intensidad] cuya naturaleza, a efectos de coordinación, les confiere independencia total respecto al resto de sistemas de protección. Tales sistemas no precisan análisis de coordinación propiamente dicho.

El segundo grupo lo constituyen los sistemas de protección de funcionamiento “abierto”, sensibles a faltas eléctricas ubicadas tanto en el propio elemento a proteger como más allá del mismo. Su característica principal es la interdependencia y, por tanto, estos sistemas requieren coordinación entre ellos para obtener la selectividad necesaria.

Existen casos en los que la actuación de protecciones de funcionamiento “abierto” se encuentran supeditadas o bloqueadas ante la presencia de señales o al intercambio de señales entre equipos de protección. En estos casos podría no ser necesario analizar la coordinación y selectividad.

OBJETIVO

El objetivo de este documento es desarrollar los criterios generales para establecer la coordinación entre los sistemas de protección con funcionamiento “abierto”:

- En redes de transporte, ante faltas en:
 - redes de transporte;
 - redes de distribución mallada;
- En redes de distribución mallada, ante faltas en:
 - redes de distribución mallada;
 - redes de transporte;

La mejora de la coordinación en los sistemas de protección para todo el conjunto Transporte – Distribución AT mediante la aplicación de estos criterios reducirá la extensión y consecuencias de las perturbaciones, mejorando la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico.

- En el capítulo 1 se establece la terminología que se utilizará en el documento.
- El capítulo 2 enumera las funciones de protección consideradas y sus aplicaciones.
- El capítulo 3 describe los criterios de coordinación para cada una de las funciones de protección definidas en el capítulo 2.

El Operador del Sistema pretende mantener este documento actualizado, a partir de las aportaciones realizadas por los agentes del sector eléctrico y en base a la experiencia adquirida en la aplicación de los criterios aquí recogidos, reeditando periódicamente las revisiones significativas.

1 DEFINICIONES Y NOMENCLATURA

Complementariamente y en línea con lo indicado en los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español (CGP) en este documento se utilizará la siguiente nomenclatura y terminología:

Ángulo de impedancia de carga (ϕ_c)

El asociado a la potencia compleja $[S = P + jQ]$ circulante por el elemento de red considerado.

AT

Alta tensión – Sistemas de $U_n \geq 30$ kV

Circuito

Línea aérea, cable subterráneo/submarino o asociación mixta de ambos.

Disparar

Dar orden de apertura a uno o varios interruptores por parte de alguna protección.

Factor de aportaciones intermedias o “factor de infeed” (k)

En funciones de distancia, error en la medida de impedancia como consecuencia de aportaciones intermedias de corriente entre la localización del relé y el punto de falta. El factor máximo de infeed $[k_{\max}]$ implica el máximo error en medida de impedancia. El valor mínimo infeed $[k_{\min}]$ implica el mínimo error. Véase el anexo 1 para el método de cálculo $[k_{\max}]$ y $[k_{\min}]$.

Para los circuitos multiterminal ha de tenerse en cuenta cada uno de los tramos del citado circuito:

$k_{\max i}$: factor de infeed máximo para el extremo i , considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo local y los extremos remotos de i .

Factor de compensación homopolar [K_0]

Valor que indica la fracción de corriente de tierra del elemento protegido que debe sumarse a la corriente de la fase en falta para obtener la impedancia del elemento hasta el punto en falta, en funciones de distancia, ante faltas monofásicas.

En el contexto del presente documento el valor de K_0 viene definido por:

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$$

Donde Z_0 y Z_1 son, respectivamente, impedancia homopolar e impedancia directa del elemento protegido.

Véase el anexo 2 para consideración sobre el K_0 .

Falta eléctrica

En el contexto del presente documento, equivale a cortocircuito.

Impedancia de barras [Z_B]

Valor de la impedancia máxima entre la posición considerada y el resto de posiciones, con todos los elementos de maniobra cerrados, de un parque de una subestación. Se refiere al área comprendida entre los T/Is de todas las posiciones conectables al parque.

En términos prácticos, se considerará el valor mínimo de impedancia a ajustar en la función distancia de una posición tal que detecte una falta en cualquier punto de las barras del parque al que pertenece.

Impedancia de carga máxima [Z_C]

En un elemento, se define como el cociente entre la mínima tensión fase - fase considerada como tolerable en condiciones de explotación del sistema y la máxima corriente admisible por el elemento en sobrecarga.

Viene dada para circuitos con la formulación siguiente:

$$|Z_c| = \frac{0,85 U_n}{\sqrt{3} \cdot 1,15 I_n}$$

Para transformadores de potencia y acoplamientos con la formulación siguiente:

$$|Z_c| = \frac{0,85 U_n}{\sqrt{3} \cdot 1,2 I_n}$$

Siendo I_n la intensidad asignada al elemento considerado y U_n es la tensión nominal del sistema

Impedancia de elemento [Z_e]

Impedancia de secuencia directa asociada a un elemento del sistema. En este documento, impedancia de circuito [Z_L] o transformador [Z_{trf}].

Impedancia medida desde un extremo del elemento con un cortocircuito trifásico en el contrario.

Para los circuitos multiterminal ha de tenerse en cuenta cada uno de los tramos del citado circuito:

Z_{LT1} : Impedancia de la línea desde el extremo local considerado hasta la primera T.

Z_{LT1-i} : Impedancia de la línea desde la primera T hasta el extremo remoto i considerado, teniendo en cuenta el factor de infeed máximo asociado.

Impedancia fuente [Z_s]

Para una localización particular de la falta, la impedancia del circuito equivalente Thévenin del resto del sistema eléctrico en el punto donde mide una protección.

Impedancia de transformador [Z_{trf}]

Valor de la impedancia del transformador vista desde el devanado considerado, para la posición principal en el conmutador de tomas.

Intensidad aportada [$I_{apor,f}$]

En escenario de falta, intensidad [de falta] circulante por un elemento determinado, independientemente de si la falta está ubicada o no en dicho elemento. El calificador “ f ” indica el tipo de falta, o bien la intensidad aportada máxima para cualquier tipo de falta. En este último caso el calificador “ f ” tomará el valor de “ max ”.

Intensidad de arranque [I_{aj}]

En funciones de sobreintensidad, valor de ajuste [arranque de la protección]. Si se indica el subíndice “ r ” se refiere a la intensidad de arranque de la función de sobreintensidad que protege otros elementos remotos.

Intensidad asignada ($I_{n<exp>}$)

Intensidad correspondiente a la capacidad máxima de transporte de un elemento, en régimen continuo. El calificador <exp> indica el elemento del sistema [puede ser T/I o trf]

Intensidad de cortocircuito ($I_{<min,max>,<punto\ de\ falta>,<línea>}$)

Intensidad que mide la protección objeto de coordinación y que circula por el elemento protegido por ella hacia la falta. I_{min} indica la intensidad de falta mínima, I_{max} la intensidad de falta máxima. Opcionalmente se indicará el punto donde se considera la corriente de falta en el caso de circuitos. Mediante el indicador 0% se indicará la corriente de falta en inicio [salida] del circuito y por el indicador 100% la corriente de falta al final del circuito.

Ej. $I_{min0\%LC}$ indica la mínima corriente de falta al inicio del circuito más corto.

En lugar de un % del circuito puede indicarse la localización de la corriente de falta también según el límite de alguna zona de una función 21.

Ej. $I_{minZ1LC}$ indica la mínima corriente de falta, al límite de zona1, del circuito más corto.

Intensidad de magnetización (I_{mag})

Intensidad transitoria, con presencia de armónicos y componente exponencial, durante el proceso de energización de un transformador.

Intensidad máxima admisible (I_{max_adm})

La admitida permanentemente por un circuito

Intensidad residual de polo abierto ($I_{P,ab} = 3 \cdot I_{OPab}$)

El valor máximo de la suma de las tres intensidades de fase, existente en el elemento protegido, como consecuencia de la apertura monofásica en un interruptor.

Intensidad de secuencia homopolar (I_0)

Un tercio de la suma de las tres intensidades de fase.

Margen de coordinación (Δt)

Diferencia de tiempos de actuación entre relés que garantiza selectividad entre interruptores consecutivos. Se considera como margen de coordinación por defecto 200 ms, por lo que las protecciones actuarán, típicamente, en 0; 0,2; 0,4; 0,6 y 0,8 s.

En dicho margen se han considerado los tiempos de apertura de los interruptores, de arranque y recaída de las protecciones, etc. en base al estado de la tecnología actualmente disponible para cada nivel de tensión.

MT

Media tensión – Sistemas de $1\text{kV} \leq U_n < 30\text{ kV}$

Protección de apoyo celda

Aquella que, por diseño, ofrece respaldo a la protección principal estando ubicada en la misma posición, por lo que se alimenta de los mismos transformadores de intensidad y tensión que la citada protección principal, o por diferentes transformadores de medida pero asociados al mismo circuito primario que la protección principal.

Protección de apoyo remoto

Aquella que, por diseño, ofrece respaldo a protecciones principales de otra subestación o de la misma subestación en diferente nivel de tensión.

Protección de apoyo subestación

Aquella que, por diseño, ofrece respaldo a protecciones de otras posiciones del mismo nivel de tensión en la misma subestación. Se alimenta por lo tanto de transformadores de medida asociados a diferente circuito primario que la protección principal

Protección principal

Aquella que, por diseño, detecta y elimina en primera instancia una falta eléctrica en el elemento al que protege.

Resistencia de falta

La resistencia entre los conductores de fase o entre un conductor de fase y tierra en el punto de localización de una falta eléctrica.

Tiempo de actuación ($t_{act,f}$)

Tiempo de actuación de una determinada función (f) de protección, medido desde que aparece la falta hasta el cierre de los contactos de disparo del equipo de protección. En el caso de transformadores, se indicará adicionalmente el devanado donde se encuentra la función f.

Ejemplo: $t_{act,Z2dev2}$ se refiere tiempo de actuación de la función distancia, en zona 2, situada en el devanado 2

Tiempo crítico (t_{crit})

Tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito sin que se produzca a nivel regional o nacional una perturbación crítica para el sistema en su conjunto. Es por lo tanto el tiempo máximo admisible de despeje de una falta

eléctrica en un elemento del sistema. Si la falta eléctrica es monofásica será el tiempo crítico monofásico, para el resto de faltas se considerará el tiempo crítico trifásico. Ver Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular.

Tiempo de detección de oscilación de potencia [t_{osc}]

Tiempo mínimo de paso entre las características exterior e interior de la función de oscilación de potencia a partir del cual se considera que se produce ésta y no un cortocircuito.

T/I

Transformador de Intensidad

TRF

Transformador de potencia

Zonas de distancia [Z_{exp}]

Los alcances de los elementos de medida de la función de distancia. El calificador <exp> puede estar compuesto por los siguientes valores:

Valor 1: 1: Zona 1 2: Zona 2 3: Zona 3 4: Zona 4
 PT: Ajuste de zona piloto. Requiere de telecomunicación
 BL: Ajuste de zona a bloqueo. Requiere de telecomunicación
 T1, T2: Ajuste de zona tacón [de direccionalidad inversa a la de Z1 y Z2]

Valor 2: G: Ajuste para faltas a tierra. Su ausencia indica faltas entre fases

El calificador <exp> puede llevar un subíndice "r" que indica que la zona se refiere a las zonas de distancia de protecciones que equipan circuitos remotos, y cualquiera de los subíndices considerados en el concepto Impedancia de elemento [Z_e].

Ejemplo: Z1G indica la zona uno de distancia para faltas a tierra

Z1_r indica la zona uno de distancia de los circuitos remotos a la protección de distancia considerada.

2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN: APLICACIONES Y OBJETIVOS

En este capítulo se indican tanto las aplicaciones de las funciones de protección de carácter abierto como los objetivos de partida que debieran considerarse

Este capítulo establece los requisitos generales exigibles al sistema de protección a considerar ante los criterios de coordinación en redes de AT, y que deben tenerse en cuenta al ajustar los equipos de protección. Recoge también aquellas funciones de protección que son objeto de los criterios de coordinación desarrollados en este documento.

2.1 Funciones de Protección

Las funciones de protección a considerar en el ámbito de la coordinación de los sistemas de protección en redes de AT son de alcance “abierto”, ya que las funciones de carácter unitario no necesitan ser coordinadas. Las funciones que serán objeto de criterios de coordinación son las que se detallan a continuación, sin perjuicio de que no todas deban estar instaladas para dar protección a un determinado elemento de la AT.

2.1.1 FUNCIÓN DE DISTANCIA

ELEMENTO	FUNCIÓN	APLICACIÓN			
		Principal	Apoyo Celda	Apoyo Subestación	Apoyo Remoto
Circuitos AT red mallada	Z1	↑			
	Z2	↑	↑		↑
	Z3 ¹	×	×		↑
	Z4				↑
	ZPT	↑			
	ZBL	↑			
	ZT			↑	
	Z1G	↑			
	Z2G	↑	↑		↑
	Z3G ²	×	×		↑
	Z4G				↑
	ZPTG	↑			
	ZBLG	↑			
ZTG			↑		
Acoplamiento de barras red mallada	Z1 ³	×	↑		
	Z2			↑	
	Z1G ⁴	×	↑		
	Z2G			↑	
Acoplamiento de barras red no mallada	Z1	↑	↑		
	Z2			↑	
	Z1G	↑	↑		
	Z2G			↑	
Transformadores ⁵	Z1	↑	↑		
	Z2	↑	↑		
	ZT1			↑	
	ZT2				↑
	ZT1G			↑	
	ZT2G				↑
	Z1G	↑	↑		
	Z2G	↑	↑		

1 En líneas multiterminal podría darse el caso de que sea protección principal y de apoyo celda como Z2

2 En líneas multiterminal podría darse el caso de que sea protección principal y de apoyo celda como Z2G

3 Es función principal en ausencia de protección diferencial de barras

4 Es función principal en ausencia de protección diferencial de barras

5 En cada uno de los niveles de tensión, la direccionalidad de las funciones de impedancia se considera con el mismo criterio que para una línea, es decir miran hacia el transformador las zonas Z1, Z2, Z1G y Z2G y las funciones ZT, ZTG, tienen su direccionalidad de espaldas al mismo, es decir, hacia el parque de la misma tensión.

- Z1: ajuste de impedancia, primera zona, faltas entre fases.
- Z2: ajuste de impedancia, segunda zona, faltas entre fases.
- Z3: ajuste de impedancia, tercera zona, faltas entre fases.
- Z4: ajuste de impedancia, cuarta zona, faltas entre fases.
- ZPT: ajuste de impedancia zona piloto, faltas entre fases.
- ZBL: ajuste de impedancia zona bloqueo, faltas entre fases.
- ZT1: ajuste de impedancia, primera zona tacón, faltas entre fases.
- ZT2: ajuste de impedancia, segunda zona tacón, faltas entre fases.
- Z1G: ajuste de impedancia, primera zona, faltas a tierra.
- Z2G: ajuste de impedancia, segunda zona, faltas a tierra.
- Z3G: ajuste de impedancia, tercera zona, faltas a tierra.
- Z4G: ajuste de impedancia, cuarta zona, faltas a tierra.
- ZPTG: ajuste de impedancia, zona piloto, faltas a tierra.
- ZBLG: ajuste de impedancia, zona bloqueo, faltas a tierra.
- ZT1G: ajuste de impedancia, primera zona tacón, faltas a tierra.
- ZT2G: ajuste de impedancia, segunda zona tacón, faltas a tierra.

2.1.2 FUNCIÓN DE SOBREINTENSIDAD

- 50: Sobreintensidad de fases instantánea.
- 51: Sobreintensidad de fases con curva intensidad / tiempo.
- 51TD: Sobreintensidad de fases a tiempo definido.
 - 67: Sobreintensidad direccional de fases con curva intensidad / tiempo.
 - 67I: Sobreintensidad direccional de fases instantánea.
- 67TD: Sobreintensidad direccional de fases a tiempo definido.
- 50N: Sobreintensidad de neutro instantánea.
- 51N: Sobreintensidad de neutro con curva intensidad / tiempo.
- 51NTD: Sobreintensidad de neutro a tiempo definido.
 - 67N: Sobreintensidad direccional de neutro con curva intensidad / tiempo.
 - 67NI: Sobreintensidad direccional de neutro instantánea.
- 67NTD: Sobreintensidad direccional de neutro a tiempo definido.
- 50S-62: Fallo de Interruptor.

ELEMENTO	FUNCIÓN	APLICACIÓN			
		Principal	Apoyo Celda	Apoyo Subestación	Apoyo Remoto
Circuitos AT red mallada	67	↑	↑		↑
	67I, 67TD	↑	↑		
	67N ⁶	↑	↑		↑
	67NI, 67NTD	↑	↑		
	50S-62		↑	↑	
Circuitos distribución radial	51	↑	↑	↑	↑
	51TD	↑	↑		
	67N	↑	↑		↑
	67NI	↑	↑		
	51N	↑	↑	↑	↑
	50S-62		↑	↑	
Acoplamiento de barras red no mallada	51/67			↑	
	51TD/67TD ⁷	⊗	↑	↑	
	51N/67N			↑	
	51NTD/67NTD ⁸	⊗	↑	↑	
	50S-62		↑	↑	
Transformadores	50	↑	↑		
	51		↑	↑	
	51TD		↑	↑	
	51N		↑	↑	
	51N terciario		↑	↑	
	50S-62		↑	↑	

⁶ Para faltas francas no se considerará como protección principal

⁷⁻⁸ Es función principal en ausencia de protección diferencial de barras

2.2 Objetivos exigibles al Sistema de Protección

Los objetivos exigibles a los ajustes de los sistemas de protección, y que deben tenerse en cuenta a la hora de establecer la coordinación de dichos sistemas son los recogidos en los siguientes puntos.

2.2.1 OBJETIVOS GENERALES

Los objetivos generales que todo ajuste de un sistema de protección ha de cumplir, independientemente del elemento protegido, garantizando la coordinación del sistema de protección son los siguientes:

- 1.- Toda falta franca debe ser despejada.
- 2.- La falta debe despejarse en tiempo inferior o igual al crítico.
- 3.- La falta debe despejarse con selectividad, es decir, ha de garantizarse la coordinación del sistema de protección.
- 4.- El sistema de protección no debe actuar en las condiciones de carga y tensión contempladas en el P.O. 1.1.
- 5.- El sistema de protección no debe actuar intempestivamente ante el hueco de tensión recogido en el P.O. 12.3.
- 6.- El sistema de protección no debe actuar intempestivamente ante oscilaciones estables del sistema eléctrico.

2.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS PARA PROTECCIONES DE CIRCUITOS

Además de los objetivos generales, para el caso particular de protección de circuitos han de cumplirse los siguientes objetivos:

- 7.- En líneas aéreas de la red de transporte es necesario detectar faltas monofásicas resistivas de hasta 150 Ohm, según lo establecido en los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular.
- 8.- El sistema de protección no debe actuar ante una sobrecarga del 115% respecto a la capacidad nominal de la línea aérea, en condiciones de subtensión de $[85\% \cdot U_n]$, siempre que el ángulo de carga se sitúe entre $\pm 45^\circ$.
- 9.- Las faltas [internas y/o externas] en los cables subterráneos/submarinos de la red gestionada según el PO 11.1, deben despejarse en tiempos compatibles con los que soporten térmicamente los mismos.

2.2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS PARA PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR

En el caso de los transformadores los ajustes del sistema de protección de los mismos han de cumplir, garantizando en todo momento la selectividad, además con:

- 10.- El sistema de protección no debe actuar para una sobrecarga del 120% de la capacidad nominal del transformador en condiciones de subtensión de $[85\% \cdot U_n]$.
- 11.- El sistema de protección no debe actuar con la corriente transitoria de magnetización de los transformadores.
- 12.- Las funciones de sobreintensidad no deberán arrancar por debajo del 140% de la intensidad asignada del transformador.
- 13.- Las faltas externas a los transformadores deben despejarse en tiempos compatibles con las limitaciones térmicas de los mismos.



3 CRITERIOS DE COORDINACIÓN EN REDES DE AT

En este capítulo se presentan los criterios de coordinación para cada una de las funciones de protección, conforme a las aplicaciones indicadas en el apartado 2.

Para cada elemento del sistema eléctrico analizado, líneas y cables, transformadores, barras y acoplamientos de barras, se recogen los criterios básicos de coordinación, y a continuación, para cada uno de los diferentes tipos de falta eléctrica, los intervalos de ajuste admisibles.

Para cada función se formulan los límites, inferior y superior impuestos a los ajustes en función de la ubicación de la falta, es decir, si actúa como protección principal, protección de apoyo de celda, protección de apoyo subestación y/o protección de apoyo remoto.

3.1 Criterios de Coordinación para Protecciones de Circuitos de la Red Mallada

De aplicación tanto a circuitos de transporte como de distribución mallada AT.

3.1.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Las funciones de protección aquí enumeradas actuarán como función principal cuando detecten faltas en el propio circuito considerado.

Como función de respaldo tendrán tres actuaciones diferenciadas:

Apoyo celda.- Las funciones de protección actuarán como función de respaldo de las funciones principales para faltas en el propio circuito considerado.

Apoyo subestación.- Las funciones de protección actuarán como apoyo subestación para faltas en la propia subestación en la que se encuentra la protección, es decir, actuarán para faltas a espaldas de la función principal.

Apoyo remoto.- Las funciones de protección actuarán para faltas en las barras remotas al circuito considerado, así como para faltas en el resto de elementos conectados a dichas barras.

Para las funciones de distancia se consideran típicamente tres escalones con direccionalidad hacia adelante, pudiendo considerarse un cuarto escalón si se viera comprometida la selectividad de las protecciones, y un escalón con direccionalidad a espaldas, llamado tacón, para dar apoyo a las faltas en las propias barras.

La función de sobreintensidad de neutro se considera direccional hacia adelante. Esta función podrá ser principal, con disparo instantáneo, únicamente en aquellos circuitos en los que no se disponga de disparos monofásicos. En el resto de las situaciones dicha función se considerará como función de apoyo, celda o remoto en función de la localización de la falta.

3.1.2 FALTAS ENTRE FASES

Consideraciones preliminares

Para la detección de faltas entre fases se consideran una serie de funciones de protección basadas en intensidades y tensiones, la función de distancia y la función de sobreintensidad direccional de fases. Como complemento se considera la función de fallo de interruptor, ante fallo del mismo por actuación previa de una de las funciones citadas.

Función de distancia [21]

Dentro de la protección de distancia se distinguen varios escalones o etapas en función de la direccionalidad de las mismas o la pertenencia a un esquema de comunicación. Se consideran las siguientes zonas:

- Z1.** Tradicionalmente denominada Zona 1. Primer escalón de la función de distancia con direccionalidad hacia la línea protegida. Normalmente con actuación instantánea.
- Z2.** Tradicionalmente denominada Zona 2. Segundo escalón de la función de distancia con direccionalidad hacia la línea protegida. Normalmente con actuación temporizada.

Z3. Tradicionalmente denominada Zona 3. Tercer escalón de la función de distancia con direccionalidad hacia la línea protegida. Normalmente con actuación temporizada.

ZT. Zona Tacón con direccionalidad a espaldas, es decir hacia la subestación local. Esta zona cubre por lo tanto el propio parque y da cobertura parcial a las líneas conectadas al propio parque, por lo que actúa como apoyo subestación de las líneas de la propia subestación.

Función de sobreintensidad direccional de fases [67]:

Esta función se considera únicamente de utilización excepcional y provisional hasta que se dote de las protecciones de distancia o diferenciales idóneas en la red de distribución mallada peninsular, no considerándose factible por lo tanto su utilización en la red de transporte [220 kV y 400 kV]. Esta función de sobreintensidad ha de ser direccional para poder garantizar la selectividad al tratarse de líneas de red mallada.

Se consideran dos funciones, una instantánea 67I, y otra de actuación temporizada 67 [a tiempo definido y/o a tiempo inverso]

Función de fallo de interruptor [50S-62]:

La función de fallo de interruptor estará presente siempre en la red de transporte, pudiendo encontrarse así mismo en la red de distribución. Dicha función se activará con la actuación de las funciones de protección del elemento considerado, las presentadas en este documento y aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales.

Consideraciones líneas multiterminal

Debe contemplarse la existencia en la red de líneas o circuitos de más de dos terminales, por lo que los criterios aquí establecidos cuando se refieren a funciones de apoyo subestación y apoyo remoto, deben analizarse para todos los extremos o terminales de la línea o circuito considerado en cualquier escenario de explotación posible. Dentro del escenario de explotación se consideran escenarios de punta y valle así como cualquier topología en cuanto a la situación de los interruptores extremos.

A.- Función distancia [21]

Protección principal, Zona 1

Criterio 1: Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobrealcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga

Criterio de tiempo: Aunque se considera una función instantánea, conceptualmente deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

$$65\% \cdot Z_L \leq Z1 \leq 85\% \cdot Z_L$$

$$Z1 < Z_C; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$t_{act,Z1} < t_{crit}$$

Protección principal y de apoyo celda, Zona 2

Garantizará la protección completa del circuito. Para ello se seguirá el siguiente criterio de ajuste:

Criterio 1: Sobrealcanzará todos los extremos remotos del circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, por añadidura dará apoyo remoto para faltas en las barras remotas.

Criterio 2: No sobrealcanzará en cada extremo remoto el alcance de zona 1 de cualquier circuito adyacente, ni invadirá otros niveles de tensión en el caso de transformadores, teniendo en cuenta el efecto del “infeed” que pudiera existir.

Criterio 3: No actuará en condiciones de carga del circuito protegido, o en el caso de una línea multiterminal del tramo de línea desde el extremo considerado.

Criterio de tiempo: Puesto que la zona 2 sobrealcanza el circuito protegido, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección principales o de respaldo de los circuitos adyacentes junto con la posible actuación posterior de la función de fallo de interruptor de los mismos y con la protección de acoplamiento (para subestación remota en configuración doble barra con acoplamiento) para falta en barras con fallo de la protección diferencial de barras. Por lo tanto coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

$$115\% \cdot \max[Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot K_{\max i}] \leq Z2 \leq 85\% \cdot [Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot k_{\min i} + k_{\min} \cdot \min(Z1_{Lr}, Z1_{trf})] \quad \forall i$$

Z_{LT1}: Impedancia de la línea desde el extremo considerado hasta la primera T.

Z_{LT1-i}: Impedancia de la línea desde la primera T hasta el extremo *i* considerado

K_{max i}: factor de infeed máximo para el extremo *i* considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo *i*.

k_{min i}: factor de infeed mínimo para el extremo *i* considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo *i*.

$$Z2 < Z_C; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\{ \max[t_{act,Z1ACP_r}, (t_{act,Z1r}, t_{act,67TDr}, t_{act,51TDr}) + t_{act,50S-62}] \} + \Delta t \leq t_{act,Z2} < t_{crit}$$

En caso de conflicto, si el elemento apoyado está equipado según CGP (2SP/2C ó 2SP/1C) primará el criterio de tiempos, en caso contrario el criterio 1.

Protección de apoyo remoto, zona 3

Constituirá apoyo remoto para todos los circuitos adyacentes al circuito protegido. Para ello se seguirá el siguiente criterio de ajuste:

Criterio 1: Sobrealcanzará en cada uno de los extremos remotos el circuito adyacente más largo, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto "infeed" que pudiera existir, y sin invadir otros niveles de tensión.

Criterio 2: No sobrealcanzará en cada uno de los extremos remotos el límite de zona 2 del circuito adyacente más corto y no invadirá otros niveles de tensión en el caso de transformadores ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto infeed que pudiera existir

Criterio 3: No actuará en condiciones de carga

Criterio de tiempo: puesto que la zona 3 sobrealcanza los circuitos adyacentes, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección de respaldo de éstos: típicamente, el tiempo de actuación de zona 2 o protección de sobreintensidad, más un margen de coordinación. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

$$115\% \cdot [Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot k_{\max i} + k_{\max} \cdot \max(Z_{Lr})] \leq Z3 \leq 85\% \cdot [Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot k_{\min i} + k_{\min} \cdot \min(Z2_{Lr}, Z2_{trf})]$$

$$Z3 < Z_C ; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\{\max[t_{act,Z2,ACPr}, (t_{act,Z2Lr}, t_{act,67r}, t_{act,51r}) + t_{act,50S-62}]\} + \Delta t \leq t_{act,Z3} < t_{crit}$$

En caso de conflicto, si el elemento apoyado está equipado según CGP (2SP/2C ó 2SP/1C) primará el criterio de tiempos, en caso contrario el criterio 1. Si la zona 3 invadiese otro nivel de tensión en transformadores, se reducirá el alcance de ésta en cumplimiento del criterio 2, ajustándose una zona 4 coordinada con la zona 3; típicamente, tiempos de actuación entre 1,2 - 1,4 s.

Zona piloto en esquema comunicado, zona ZPT:

Criterio 1: Sobrealcanzará todos los extremos remotos del circuito protegido en un margen del 15% respecto a la impedancia más elevada que mida el relé, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga

$$115\% \cdot \max[Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot K_{max i}] \leq ZPT < Z_C \quad \forall i \quad |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$t_{act,ZPT} < t_{crit}$$

Zona de bloqueo en un esquema comunicado

Criterio único: Detectará cualquier falta situada en la zona piloto del extremo contrario del circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema.

Protección de apoyo a subestación, zona Tacón ZT

Criterio 1: Dará respaldo, ante faltas en barras, a la protección diferencial de barras y a la protección de acoplamiento, teniendo en cuenta el efecto infeed de los diferentes terminales conectados en éstas.

Criterio 2: No sobrealcanzará el límite de zona 1 del circuito más corto conectado a barras, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto infeed que pudiera existir.

Criterio de tiempo: Coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor.

$$115\% \cdot Z_{BAR} \leq ZT \leq 85\% \cdot k_{min} \cdot \min(Z1_L, Z1_{trf})$$

Nota: en la inecuación anterior, refiere al ajuste, en primera zona, función Z1, asociada a transformador conectado (o conectable) a mismo embarrado que el circuito considerado

$$\{\max[t_{act,Z1ACP}, (t_{act,Z1L}, t_{act,Z1trf}) + t_{act,50S-62}]\} + \Delta t \leq t_{act,ZT} < t_{crit}$$

B.- Función de sobreintensidad direccional de fases [67]

Como se ha indicado esta función se considera de utilización excepcional y provisional hasta que se dote de las protecciones de distancia o diferenciales idóneas en la red de distribución mallada peninsular, no considerándose factible por lo tanto su utilización en la red de transporte

Protección principal, Instantáneo [67]

Criterio 1: Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobrealcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [Iaj] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio de tiempo: Aunque se considera una función instantánea, conceptualmente deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

$$85\% \cdot I_{\min,0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot I_{\max,100\%ZL}$$

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot I_n T/I$$

$$t_{act,67I} < t_{crit}$$

Protección de apoyo celda y apoyo remoto, Temporizado [67]

Garantizará la protección completa del circuito y dará apoyo completo al resto de elementos conectados al embarrado remoto. Para ello se seguirá el siguiente criterio de ajuste:

Criterio 1: Detectará la falta mínima en todos los extremos remotos del circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema. Por añadidura dará apoyo remoto para faltas en todas las barras remotas de cada uno de los extremos del circuito. Deberán tenerse en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta

Criterio 2: Sobrealcanzará los terminales remotos del circuito adyacente más largo, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto “infeed” que pudiera existir, y sin invadir otros niveles de tensión

Criterio 3: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio 4: En el caso de transformadores conectados a las barras remotas, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión que el acoplamiento [50, 51, 51N, 21] tanto para faltas en el mismo lado como en los otros niveles de tensión

Criterio de tiempo 1: Puesto que sobrealcanza el circuito protegido, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección principales o de respaldo de los circuitos adyacentes junto con la posible actuación posterior de la función de fallo de interruptor de los mismos y con la protección de acoplamiento [para subestación remota en configuración doble barra con acoplamiento] para falta en barras. Por lo tanto coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo

de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

Criterio de tiempo 2: Puesto que cubre los circuitos remotos, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección de respaldo de éstos: típicamente, el tiempo de actuación de zona 2 o protección de sobreintensidad, más un margen de coordinación. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico

$$85\% \cdot \min(I_{\min,100\%ZLri}) \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot k_{\max i} \cdot I_{aj67ri} \quad \forall i$$

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot I_n T/I$$

$$\max[t_{actACPr}, (t_{actZ2r}, t_{act67r}, t_{act51r}) + t_{act50S-62}] + \Delta t \leq t_{act,67} < t_{crit}$$

Kmax i: factor de infeed máximo para el extremo i considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo i.

Si no fuese posible garantizar la selectividad como protección principal y como apoyo remoto se utilizará una curva mixta. Con el tramo a tiempo definido para proteger la línea y la curva inversa para el apoyo remoto

C.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

La función debe activarse con la actuación de todas las funciones de protección del elemento considerado, en este caso un circuito. Ello implica que no sólo ha de hacerlo con las presentadas en este documento si no también con aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales. La función de fallo de interruptor arrancará por actuación de cualquiera de las funciones anteriores previstas para dar disparo en caso de fallo de su propio interruptor.

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que la activen.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del propio circuito.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el

tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$85\% \cdot \min(I_{\min Z3}, I_{aj67}, I_{\min 87B}, I_{\min 87L}) \geq I_{aj} \geq 120\% \cdot I_{nT/I}$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act87L}, t_{actZ1L}, t_{act67I}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} <^9 t_{crit}$$

3.1.3 FALTAS A TIERRA

Consideraciones preliminares

Para la detección de faltas a tierra se consideran una serie de funciones de protección basadas en intensidades y tensiones, la función de distancia y la función de sobreintensidad direccional de neutro. Como complemento se considera la función de fallo de interruptor, ante fallo del mismo por actuación previa de una de las funciones citadas.

Función de distancia [21]

Dentro de la protección de distancia se distinguen varios escalones o etapas en función de la direccionalidad de las mismas o la pertenencia a un esquema de comunicación. Se consideran las siguientes zonas de actuación para faltas monofásicas a tierra exclusivamente:

- Z1G.** Tradicionalmente denominada Zona 1. Primer escalón de la función de distancia con direccionalidad hacia la línea protegida. Normalmente con actuación instantánea.
- Z2G.** Tradicionalmente denominada Zona 2. Segundo escalón de la función de distancia con direccionalidad hacia la línea protegida. Normalmente con actuación temporizada.
- Z3G.** Tradicionalmente denominada Zona 3. Tercer escalón de la función de distancia con direccionalidad hacia la línea protegida. Normalmente con actuación temporizada.
- ZTG.** Zona Tacón con direccionalidad a espaldas, es decir hacia la subestación local. Esta zona cubre por lo tanto el propio parque y da cobertura parcial a las líneas conectadas al propio parque, por lo que actúa como apoyo subestación de las líneas de la propia subestación.

Función de sobreintensidad direccional de neutro [67N]:

Esta función de sobreintensidad ha de ser direccional para poder garantizar la selectividad al tratarse de líneas de red mallada.

Se consideran dos funciones, una instantánea 67NI, y otra de actuación temporizada 67N [a tiempo definido y/o a tiempo inverso].

⁹ Esta condición ha de cumplirse si el tiempo crítico es superior al margen de coordinación considerado.

Función de fallo de interruptor [50S-62]:

La función de fallo de interruptor estará presente siempre en la red de transporte, pudiendo encontrarse así mismo en la red de distribución. Dicha función se activará con la actuación de las funciones de protección del elemento considerado, las presentadas en este documento y aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales.

Consideraciones líneas multiterminal

Debe contemplarse la existencia en la red de líneas o circuitos de más de dos terminales, por lo que los criterios aquí establecidos cuando se refieren a funciones de apoyo subestación y apoyo remoto, deben analizarse para todos los extremos o terminales de la línea o circuito considerado en cualquier escenario de explotación posible. Dentro del escenario de explotación se consideran escenarios de punta y valle así como cualquier topología en cuanto a la situación de los interruptores extremos.

A.- Función distancia [21]***Protección principal, Zona 1***

Criterio 1: Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobrealcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga.

Criterio de tiempo: Aunque se considera una función instantánea, conceptualmente deberá actuar por debajo del tiempo crítico del sistema para falta a tierra monofásica o bifásica.

$$65\% \cdot Z_L \leq Z_{1G} \leq 85\% \cdot Z_L$$

$$Z_{1G} <^{10} Z_C ; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$t_{act,Z1G} < t_{crit}$$

Protección principal y de apoyo celda, Zona 2

Garantizará la protección completa del circuito. Para ello se seguirá el siguiente criterio de ajuste:

Criterio 1: Sobrealcanzará todos los extremos remotos del circuito protegido, ante cualquier condición de falta a tierra y modo de operación del sistema. Por añadidura dará apoyo remoto para faltas a tierra en las barras remotas.

10 Si la Z1G del relé de protección puede actuar con la carga se limitará el alcance del mismo con el mismo criterio de las faltas entre fases, en caso contrario no será necesario aplicar esta condición.

Criterio 2: No sobrealcanzará en cada extremo remoto el alcance de zona 1 de cualquier circuito adyacente, ni invadirá otros niveles de tensión en el caso de transformadores, teniendo en cuenta el efecto del “infeed” que pudiera existir.

Criterio 3: No actuará en condiciones de carga del circuito protegido, o en el caso de una línea multiterminal del tramo de línea desde el extremo considerado.

Criterio de tiempo: Puesto que la zona 2 sobrealcanza el circuito protegido, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección principales o de respaldo de los circuitos adyacentes para faltas a tierra junto con la posible actuación posterior de la función de fallo de interruptor de los mismos y con la protección de acoplamiento [para subestación remota en configuración doble barra con acoplamiento] para falta en barras con fallo de la protección diferencial de barras. Por lo tanto coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra con doble interruptor, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y barra simple. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico del sistema para falta a tierra monofásica o bifásica.

$$115\% \cdot \max[Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot K_{\max i}] \leq Z2G \leq 85\% \cdot [Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot k_{\min i} + k_{\min} \cdot \min(Z1G_{Lr}, Z1G_{trf})] \quad \forall i$$

Z_{LT1}: Impedancia de la línea desde el extremo considerado hasta la primera T.

Z_{LT1-i}: Impedancia de la línea desde la primera T hasta el extremo *i* considerado

K_{max i}: factor de infeed máximo para el extremo *i* considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo *i*.

k_{min i}: factor de infeed mínimo para el extremo *i* considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo *i*.

$$Z2G <^{11} Z_C ; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\max\{t_{act,Z1GACPr}, (t_{act,Z1Gr}, t_{act,67NTDr}, t_{act,51NTDr}) + t_{act,50S-62}\} + \Delta t \leq t_{act,Z2G} < t_{crit}$$

En caso de conflicto, si el elemento apoyado está equipado según CGP [2SP/2C ó 2SP/1C] primará el criterio de tiempos, en caso contrario el criterio 1.

Protección de apoyo remoto, zona 3

Constituirá apoyo remoto para todos los circuitos adyacentes al circuito protegido. Para ello se seguirán los siguientes criterios de ajuste:

Criterio 1: Sobrealcanzará en cada uno de los extremos remotos el circuito adyacente más largo, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto “infeed” que pudiera existir, y sin invadir otros niveles de tensión..

Criterio 2: No sobrealcanzará en cada uno de los extremos remotos el límite de zona 2 del

¹¹ Si la Z2G del relé de protección puede actuar con la carga se limitará el alcance del mismo con el mismo criterio de las faltas entre fases, en caso contrario no será necesario aplicar esta condición.

circuito adyacente más corto y no invadirá otros niveles de tensión en el caso de transformadores ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto infeed que pudiera existir.

Criterio 3: No actuará en condiciones de carga.

Criterio de tiempo: Puesto que la zona 3 sobrealcanza los circuitos adyacentes, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección de respaldo de éstos en faltas a tierra: típicamente, el tiempo de actuación de zona 2 o protección de sobreintensidad de neutro, más un margen de coordinación. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico del sistema para falta a tierra monofásica o bifásica.

$$115\% \cdot [Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot k_{\max i} + k_{\max} \cdot \max(Z_{Lr})] \leq Z3G \leq 85\% \cdot [Z_L + k_{\min} \cdot \min(Z2G_{Lr}, Z2G_{trf})]$$

$$Z3G <^{12} Z_C ; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\{\max[t_{act,Z2G,ACPr}, (t_{act,Z2GLr}, t_{act,67Nr}, t_{act,51Nr}) + t_{act,50S-6Z},]\} + \Delta t \leq t_{act,Z3G} < t_{crit}$$

En caso de conflicto, si el elemento apoyado está equipado según CGP [2SP/2C ó 2SP/1C] primará el criterio de tiempos, en caso contrario el criterio 1. Si la zona 3 invadiese otro nivel de tensión en transformadores, se reducirá el alcance de ésta en cumplimiento del criterio 2, ajustándose una zona 4 coordinada con la zona 3; típicamente, tiempos de actuación entre 1,2 - 1,4 s.

Zona piloto en esquema comunicado, zona ZPTG:

Criterio 1: Sobrealcanzará todos los extremos remotos del circuito protegido en un margen del 15% respecto a la impedancia más elevada que mida el relé, ante cualquier condición de falta a tierra y modo de operación del sistema.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga

$$115\% \cdot \max[Z_{LT1} + Z_{LT1-i} \cdot K_{\max i}] \leq ZPTG <^{13} Z_C \quad \forall i \quad |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$t_{act,ZPTG} < t_{crit}$$

Zona de bloqueo en un esquema comunicado

Criterio único: Detectará cualquier falta a tierra situada en la zona piloto del extremo contrario en circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema.

Protección apoyo a subestación, zona Tacón ZTG

Criterio 1: Dará respaldo, ante faltas a tierra en barras, a la protección diferencial de barras y a la protección de acoplamiento, teniendo en cuenta el efecto infeed de los diferentes terminales conectados en éstas.

12 Si la Z3G del relé de protección puede actuar con la carga se limitará el alcance del mismo con el mismo criterio de las faltas entre fases, en caso contrario no será necesario aplicar esta condición.

Criterio 2: No sobrealcanzará el límite de zona 1 del circuito más corto conectado a barras, ante cualquier condición de falta a tierra y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto infeed que pudiera existir.

Criterio de tiempo: Coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor.

$$115\% \cdot Z_{BAR} \leq ZTG \leq 85\% \cdot k_{\min} \cdot \min(Z1G_L, Z1G_{trf})$$

Nota: en la inecuación anterior, Z1G subíndice trf se refiere al ajuste, en primera zona, función Z1, asociada a transformador conectado (o conectable) a mismo embarrado que el circuito considerado

$$\{ \max[t_{act,Z1GACP}, (t_{act,Z1GL}, t_{act,Z1Gtrf}) + t_{act,50S-62}] + \Delta t \leq t_{act,ZTG} < t_{crit}$$

B.- Función de sobreintensidad direccional de neutro [67N]

La función detectará cualquier falta franca a tierra en la totalidad del circuito. En redes de transporte, se ajustará el arranque por debajo del valor mínimo de 3I0 ante falta monofásica a tierra, al final del circuito protegido, con resistencia de falta $R_F = 150 \text{ Ohm}$.

En la red de transporte y en la de distribución que pudiera tener disparos monopulares no disparará en escenario de polo abierto para permitir el reenganche monofásico, ni ante desequilibrios propios del sistema en cualquier situación de explotación del mismo.

El tiempo de actuación superará al de las funciones principales en, al menos, el margen de coordinación considerado para faltas en el circuito protegido que admitan reconexión automática, al objeto de no inhibir esta última.

Protección principal, Instantáneo [67NI]

Esta función con disparo tripolar se podrá habilitar, excepcionalmente, en aquellos circuitos dónde no hubiera protecciones de distancia y que no dispongan de funciones con capacidad de dar disparos monofásicos para posterior reenganche. De existir los disparos monopulares se habrá de temporizar, pasando a considerarse 67N a tiempo definido y por lo tanto efectuará función de apoyo celda.

Si la función 67N se usa en una posición con disparo monopolar debe asegurarse que no se produce actuación durante la pausa de reenganche en caso de faltas monofásicas, salvando por tanto la corriente de polo abierto.

13 Si la ZPTG del relé de protección puede actuar con la carga se limitará el alcance del mismo con el mismo criterio de las faltas entre fases, en caso contrario no será necesario aplicar esta condición.

Criterio 1: Se detectará toda falta franca a tierra en la salida del circuito. Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobrealcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

Criterio de tiempo 1: Aunque se considera una función instantánea, conceptualmente deberá actuar por debajo del tiempo crítico del sistema para falta a tierra.

$$85\% \cdot 3I_{0\min,0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot 3I_{0\max,100\%ZL}$$

$$I_{aj} \geq^{14} 115\% \cdot 3I_{0Pab}$$

$$t_{act,67NI} < t_{crít}$$

Protección de apoyo celda y apoyo remoto, Temporizado [67N]

Garantizará la protección completa del circuito y dará apoyo completo al resto de elementos conectados al embarrado remoto. Para ello se seguirán los siguientes criterios de ajuste:

Criterio 1: Detectará la falta mínima a tierra en todos los extremos remotos del circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema. Por añadidura dará apoyo remoto para faltas a tierra en todas las barras remotas. Deberán tenerse en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta

Criterio 2: Sobrealcanzará los terminales remotos del circuito adyacente más largo, ante cualquier condición de falta a tierra y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto "infeed" que pudiera existir, y sin invadir otros niveles de tensión.

Criterio 3: En el caso de transformadores conectados a las barras remotas, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador [50, 51, 51N, 21] del mismo nivel de tensión que la función [67N] para faltas a tierra tanto en el mismo lado como en los otros niveles de tensión.

Criterio 4: El valor de la intensidad de arranque de neutro [I_{aj}] y/o la curva seleccionada serán tales que no deberá actuar la función durante el tiempo muerto del reenganche monopolar tras falta monofásica a tierra en todo el circuito protegido. Para cortocircuito monofásico en el resto de los circuitos del embarrado remoto no deberá actuar, además de durante el tiempo muerto de reenganche del circuito afectado, con el cierre sobre falta tras la orden de reenganche monopolar considerando falta permanente.

¹⁴ Si tanto el circuito como la función 67NI disponen de disparos monopolares

Criterio de tiempo 1: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en salida de línea: excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado, en cuyo caso primará la selectividad.

Criterio de tiempo 2: Puesto que sobrealcanza el circuito protegido, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección principales o de respaldo de los circuitos adyacentes junto con la posible actuación posterior de la función de fallo de interruptor de los mismos y con la protección de acoplamiento (para subestación remota en configuración doble barra con acoplamiento) para falta en barras. Por lo tanto coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

Criterio de tiempo 3: Puesto que cubre los circuitos remotos, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección de respaldo de éstos: típicamente, el tiempo de actuación de zona 2 o protección de sobreintensidad de neutro, más un margen de coordinación. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico

$$85\% \cdot \min(3I_{0min}, 100\%ZLr_i) \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot k_{max\ i} \cdot I_{aj67Nr} \quad \forall i$$

$$I_{aj}^{15} \geq 115\% \cdot 3I_{0Pab}$$

$$\max[t_{actACPr}, (t_{actZ2Gr}, t_{act67Nr}, t_{act51Nr}) + t_{act50S-62}] + \Delta t \leq t_{act,67N} < t_{crít}$$

k_{max i}: factor de infeed máximo para el extremo i considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo i.

Si no fuese posible garantizar la selectividad como protección de apoyo celda y como apoyo remoto se utilizará una curva mixta con el tramo a tiempo definido para proteger la línea y la curva inversa para el apoyo remoto

C.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

La función de fallo de interruptor de neutro debe activarse con la actuación de todas las funciones de protección de tierra o de neutro del elemento considerado, en este caso un circuito. Ello implica que no sólo ha de hacerlo con las presentadas en este documento si no también con aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales. La función de fallo de interruptor arrancará por actuación de cualquiera de las funciones anteriores previstas para dar disparo en caso de fallo de su propio interruptor.

15 En el caso de tener curva mixta valor de arranque para la función a tiempo definido

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que lo activen.

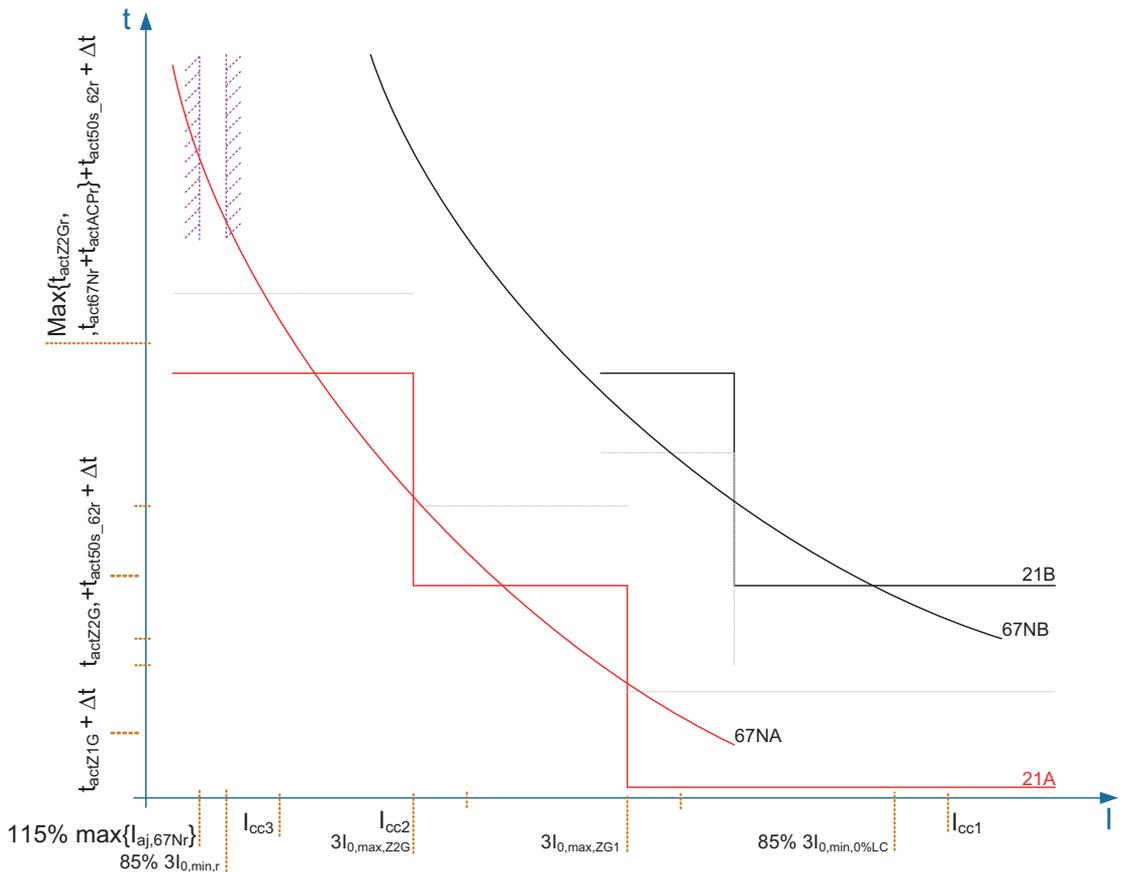
Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del propio circuito.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$I_{aj} \leq 85\% \cdot \min(3I_{0 \text{ min}Z3G}, 3I_{0 \text{ aj}67N}, 3I_{0 \text{ min}87B}, 3I_{0 \text{ min}87L,})$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act87L}, t_{actZ1GL}, +t_{act67NI}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} <^{16} t_{crit}$$

FIGURA 1.
DIAGRAMA DE COORDINACIÓN PARA FALTAS A TIERRA PARA LA FUNCIÓN 67N.



3.1.4 CRITERIOS PARA FALTAS RESISTIVAS

El alcance resistivo, en funciones de distancia, debe cubrir la resistencia del circuito protegido más la máxima resistencia de falta que deba detectarse según la normativa vigente en cada momento, manteniéndose los criterios de coordinación del punto 3.1.3

De utilizarse características poligonales, éstas no invadirán el lugar geométrico de la carga para cualquier aplicación y zona de ajuste [véase requisito 8, punto 2.2.2], teniendo en cuenta lo establecido a continuación:

Criterios de ajuste del alcance resistivo [R] de la característica poligonal

Para zonas 1 y 2 el alcance resistivo será inferior o igual al ajuste del alcance reactivo, para la zona correspondiente, multiplicado por un factor K que incluye los errores de los transformadores de tensión, de intensidad y del relé proporcionados por los fabricantes de los equipos.

Para zona 3 el alcance resistivo será el menor que resulte entre:

- el criterio anterior para las zonas 1 y 2, y
- el de la mínima impedancia de carga del circuito hasta un factor de potencia de 0,71, correspondiente a un ángulo de 45 grados si la función de tierra Z3G puede activarse en situaciones de carga.

Adicionalmente, se asegurará que no interfiera con la zona de oscilación de potencia

NOTA.- Para aquellos relés equipados con lógica de no interacción con la carga del circuito protegido, ["Load Encroachment"], no aplicarán los criterios de ajuste resistivos mencionados.

3.2 Criterios de Coordinación para Protecciones de Circuitos de Distribución Radial

Esta sección será de aplicación excepcional, y restringida a posiciones de distribución radial de AT no interconectadas con generación, o conectadas con generación débil, es decir: con un balance de aportación en intensidades de cortocircuito muy favorable a las cabeceras

3.2.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

En caso de existir las funciones de protección expuestas en el punto 3.1 se seguirán los criterios de ajuste y coordinación establecidos en dicho apartado.

En distribución radial se puede hacer uso además de funciones de sobreintensidad no direccional, de fases o de neutro para las cuales se exponen los criterios en este apartado 3.2.

3.2.2 FALTAS ENTRE FASES

Para la detección de faltas entre fases se consideran una serie de funciones de protección basadas en intensidades, tales como la función de sobreintensidad de fases. Como complemento se considera la función de fallo de interruptor, ante fallo del mismo por actuación previa de una de las funciones existentes.

A.- Función de sobreintensidad [51]

Con carácter general, deberán ajustarse, siempre que sea posible, con el mismo tipo de curva de las funciones de sobreintensidad con las que deba coordinar.

Se consideran dos funciones, una instantánea 50, y otra de actuación temporizada 51 [a tiempo definido y/o a tiempo inverso]

Protección principal, Instantáneo [50]

Criterio 1: Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobrealcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio de tiempo: Aunque se considera una función instantánea, conceptualmente deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

$$85\% \cdot I_{\min,0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot I_{\max,100\%ZL}$$

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot I_n T/I$$

$$t_{act,50} < t_{crit}$$

Protección de apoyo celda y apoyo remoto, Temporizado [51]

Garantizará la protección completa del circuito y dará apoyo completo al resto de elementos conectados al embarrado remoto. Para ello se seguirá el siguiente criterio de ajuste:

Criterio 1: Detectará la falta mínima en todos los extremos remotos del circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema. Por añadidura dará apoyo remoto para faltas en todas las barras remotas. Deberán tenerse en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta

Criterio 2: Sobrealcanzará los terminales remotos del circuito adyacente más largo, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema.

Criterio 3: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio 4: En el caso de transformadores conectados a las barras remotas, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador [50, 51, 50N, 51N] del mismo nivel de tensión que la función [51] tanto para faltas en el mismo lado como en los otros niveles de tensión

Criterio de tiempo 1: Puesto que sobrealcanza el circuito protegido, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección principales o de respaldo de los circuitos adyacentes junto con la posible actuación posterior de la función de fallo de interruptor de los mismos y con la protección de acoplamiento [para subestación remota en configuración doble barra con acoplamiento] para falta en barras. Por lo tanto coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

Criterio de tiempo 2: Puesto que cubre los circuitos remotos, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección de respaldo de éstos: típicamente, el tiempo de actuación de zona 2 en caso de existir o protección de sobreintensidad, más un margen de coordinación. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

$$85\% \cdot \min(I_{\min,100\%ZLr}) \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot k_{\max i} \cdot I_{aj51ri} \quad \forall i$$

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot \ln T/I$$

$$\max[t_{actACPr}, (t_{actZ2r}, t_{act67r}, t_{act51r}) + t_{act50S-62}] + \Delta t \leq t_{act,51}$$

Si no fuese posible garantizar la selectividad como protección de apoyo celda y como apoyo remoto se utilizará una curva mixta con el tramo a tiempo definido para proteger la línea y la curva inversa para el apoyo remoto

B.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

La función, de existir en redes radiales de distribución, debe activarse con la actuación de todas las funciones de protección del elemento considerado, en este caso un circuito. Ello implica que no sólo ha de hacerlo con las presentadas en este documento si no también con aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas y que pudieran existir. La función de fallo de interruptor arrancará por actuación de cualquiera de las funciones anteriores previstas para dar disparo en caso de fallo de su propio interruptor.

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que lo activen.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del propio circuito.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$85\% \cdot \min(I_{\min Z3}, I_{aj67}, I_{aj51}, I_{\min 87L}) \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot \ln T/I$$

$$\max[t_{act67L}, t_{actZ1L}, t_{act50}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} <^{17} t_{crit}$$

¹⁷ Esta condición ha de cumplirse si el tiempo crítico es superior al margen de coordinación considerado

3.2.3 FALTAS A TIERRA

Para la detección de faltas a tierra se consideran una serie de funciones de protección basadas en intensidades y tensiones, la función de sobreintensidad direccional de neutro y la función de sobreintensidad de neutro. Como complemento se considera la función de fallo de interruptor, ante fallo del mismo por actuación previa de una de las funciones citadas.

Función de sobreintensidad direccional de neutro [67N] y no direccional [51N]:

Al tratarse de líneas radiales la función podrá ser direccional, función 67N, o no direccional, función 51N. Al tratarse de redes radiales los criterios son semejantes por lo que se unificarán por sencillez de exposición.

Se consideran dos funciones, una instantánea 50N, y otra de actuación temporizada ó 51N [a tiempo definido y/o a tiempo inverso], siendo los criterios trasladables para funciones 67Ni y 67N respectivamente.

Se asumen intensidades de falta ante faltas monofásicas o polifásicas francas a tierra.

Función de fallo de interruptor [50S-62]:

La función de fallo de interruptor estará presente siempre en la red de transporte, pudiendo encontrarse así mismo en la red de distribución. Dicha función se activará con la actuación de las funciones de protección del elemento considerado, las presentadas en este documento y aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales.

A.- Función de sobreintensidad de neutro [51N]

La función detectará cualquier falta franca a tierra en la totalidad del circuito. En redes de transporte, se ajustará el arranque por debajo del valor mínimo de 3I0 ante falta monofásica a tierra, al final del circuito protegido, con resistencia de falta $R_F = 150 \text{ Ohm}$.

En la red de transporte y en la de distribución que pudiera tener disparos monopolares no disparará en escenario de polo abierto para permitir el reenganche monofásico, ni ante desequilibrios propios del sistema en cualquier situación de explotación del mismo.

El tiempo de actuación superará al de las funciones principales en, al menos, el margen de coordinación considerado para faltas en el circuito protegido que admitan reconexión automática, al objeto de no inhibir esta última.

Protección principal, Instantáneo [50N]

Criterio 1: Se detectará toda falta franca a tierra en la salida del circuito. Cubrirá la mayor porción posible del circuito protegido, no sobrealcanzando en ningún caso subestación remota alguna, es decir, no actuará para faltas externas al circuito.

Criterio de tiempo 1: Aunque se considera una función instantánea, conceptualmente deberá actuar por debajo del tiempo crítico del sistema para falta a tierra.

$$85\% \cdot 3I_{0 \min, 0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot 3I_{0 \max, 100\%ZL}$$

$$t_{act, 50NI} < t_{crit}$$

Protección de apoyo celda y apoyo remoto, Temporizado [51N]

Garantizará la protección completa del circuito y dará apoyo completo al resto de elementos conectados al embarrado remoto. Para ello se seguirá el siguiente criterio de ajuste:

Criterio 1: Detectará la falta mínima a tierra en todos los extremos remotos del circuito protegido, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema. Por añadidura dará apoyo remoto para faltas a tierra en todas las barras remotas. Deberán tenerse en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta

Criterio 2: Sobrealcanzará los terminales remotos del circuito adyacente más largo, ante cualquier condición de falta a tierra y modo de operación del sistema, teniendo en cuenta el efecto "infeed" que pudiera existir.

Criterio 3: En el caso de transformadores conectados a las barras remotas, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador [50, 51, 50N, 51N] del mismo nivel de tensión que la función [51N] para faltas a tierra tanto en el mismo lado como en los otros niveles de tensión.

Criterio de tiempo 1: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en salida de línea: excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado, en cuyo caso primará la selectividad

Criterio de tiempo 2: Puesto que sobrealcanza el circuito protegido, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección principales o de respaldo de los circuitos adyacentes junto con la posible actuación posterior de la función de fallo de interruptor de los mismos y con la protección de acoplamiento (para subestación remota en configuración

doble barra con acoplamiento] para falta en barras. Por lo tanto coordinará con la protección de acoplamiento o con la función fallo de interruptor en caso de existir en función de las configuraciones de las subestaciones remotas. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico.

Criterio de tiempo 3: Puesto que cubre los circuitos remotos, se temporizará para coordinar con los sistemas de protección de respaldo de éstos: típicamente, el tiempo de actuación de zona 2 de existir ésta, o protección de sobreintensidad de neutro, más un margen de coordinación. Deberá actuar por debajo del tiempo crítico

$$85\% \cdot \min(3I_{0\min,100\%ZLri}) \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot k_{maxi} \cdot I_{aj51Nri} \quad \forall i$$

$$\max[t_{actACPr}, (t_{actZ2Gr}, t_{act67Nr}, t_{act51Nr}) + t_{act50S-62}] + \Delta t \leq t_{act,51N} < t_{crit}$$

Kmax i: factor de infeed máximo para el extremo i considerando todas las aportaciones intermedias entre el extremo considerado y el extremo i.

Si no fuese posible garantizar la selectividad como protección de apoyo celda y como apoyo remoto se utilizarán una curva mixta con el tramo a tiempo definido para proteger la línea y la curva inversa para el apoyo remoto

B.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

La función de fallo de interruptor de neutro, en caso de existir, debe activarse con la actuación de todas las funciones de protección de tierra o de neutro del elemento considerado, en este caso un circuito. Ello implica que no sólo ha de hacerlo con las presentadas en este documento si no también con aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales. La función de fallo de interruptor arrancará por actuación de cualquiera de las funciones anteriores previstas para dar disparo en caso de fallo de su propio interruptor.

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que lo activen.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras, en el caso de que existiera, y con las protecciones instantáneas del propio circuito.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$I_{aj} \leq 85\% \cdot \min(3I_{0\min Z3G}, 3I_{0\ aj67N}, 3I_{0\ aj51N}, 3I_{0\ \min 87B}, 3I_{0\ \min 87L}, \dots)$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act87L}, t_{actZ1GL}, t_{act67NI}, t_{act50N}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} <^{18} t_{crit}$$

18 Esta condición ha de cumplirse si el tiempo crítico es superior al margen de coordinación considerado

3.3 Criterios de Coordinación para Protecciones de Acoplamiento en Red Mallada

Los acoplamientos constituyen una importante defensa en la propagación de incidentes al tener la capacidad de separar barras de una subestación de doble barra y con ello salvaguardar la mitad del parque ante un incidente en las propias barras o en alguno de los elementos conectados al mismo.

3.3.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Ante faltas en barras, la protección del acoplamiento constituye protección de apoyo parcial de celda respecto a la protección diferencial de barras, ya que no elimina la falta en barras aunque sí elimina la aportación a la misma desde la otra barra.

En aquellas subestaciones en que no exista protección diferencial de barras, la función de protección existente en el acoplamiento se considerará **protección principal**.

Ante faltas en los elementos conectados a barras, la protección del acoplamiento constituye protección de apoyo de subestación.

Protección de apoyo de celda : Detectará la falta en barras

Protección de apoyo de subestación: Dará cobertura de protección a los elementos conectados a las barras. Para ello se seguirán los siguientes criterios de ajuste:

Criterio 1: Dará respaldo a las protecciones de los circuitos conectados a las barras, coordinando en tiempo con las protecciones principales de los mismos, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema. Además se tendrán en cuenta las aportaciones intermedias que pudieran existir.

Criterio 2: Coordinará con las protecciones de transformadores conectados a sus barras, teniendo en cuenta las aportaciones intermedias que pudieran existir.

3.3.2 FALTAS ENTRE FASES

Consideraciones preliminares

Para la detección de faltas entre fases se consideran una serie de funciones de protección basadas en intensidades y tensiones, la función de distancia y la función de sobreintensidad direccional de fases. Como complemento se considera la función de fallo de interruptor, ante fallo del mismo por actuación previa de una de las funciones citadas.

Función de distancia [21]

Dentro de la protección de distancia se distinguen dos escalones no direccionales. Se consideran las siguientes zonas:

- Z1.** Tradicionalmente denominada Zona 1. Primer escalón de la función de distancia
- Z2.** Tradicionalmente denominada Zona 2. Segundo escalón de la función de distancia

Función de sobreintensidad de fases direccional [67] y no direccional [51]:

Esta función de sobreintensidad podrá ser direccional o no direccional, siendo normalmente no direccional al poder tener la posibilidad de intercambiar los elementos de una subestación entre ambas barras.

Se consideran dos funciones, una temporizada a tiempo definido 51TD, 67TD, y otra de actuación temporizada a tiempo inverso 51, 67

Función de fallo de interruptor [50S-62]:

La función de fallo de interruptor estará presente siempre en la red de transporte, pudiendo encontrarse así mismo en la red de distribución. Dicha función se activará con la actuación de las funciones de protección del elemento considerado, las presentadas en este documento y aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales.

A.- Función distancia [21]***Protección principal¹⁹, apoyo celda y apoyo subestación. Zona 1***

Criterio 1: Se detectará toda falta franca en barras, y no sobrealcanzará la zona 1, ni la zona cubierta por la función 67I de los circuitos conectados a las barras, ni invadirá otros niveles de tensión.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas de los elementos conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea, excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación, donde primará la selectividad

$$115\% \cdot Z_B \leq Z1 \leq 85\% \cdot \min(Z1_L \cdot k_{min}, Z_{L67I} \cdot k_{min}, Z1_{trf} \cdot k_{min})$$

$$Z1 < Z_c \quad \forall i \quad |\varphi_c| \leq 45^\circ$$

$$\max(t_{act87B}, t_{actZ1L}, t_{act67IL}, t_{act50/87\ trf}) + \Delta t \leq t_{act,Z1} < t_{crit}$$

¹⁹ Si no se dispone de protección diferencial de barras

Protección apoyo subestación y apoyo remoto. Zona 2

Criterio 1: Se detectará toda falta franca en los elementos conectados a las barras, teniendo en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad, sin alcanzar otros niveles de tensión.
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta, sin alcanzar otros niveles de tensión.

Criterio 2: En el caso de transformadores conectados a las barras, el alcance de la zona 2 del acoplamiento será tal que no se detecte la falta en barras de los otros niveles de tensión.

Criterio 3: No actuará en condiciones de carga

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con el temporizado de la zona 2, de la función 67TD y de la función 67 [para falta máxima en barras remotas] de los circuitos conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en barras remotas cubiertas por su alcance: excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al tiempo de actuación de las protecciones de apoyo celda de los circuitos para falta en barras remotas más el margen de coordinación, donde primará la selectividad

$$115\% \cdot \max(Z_L \cdot k_{max}) \leq Z2 \leq 85\% \cdot \min(Z2_L \cdot k_{min}, Z_{L67/67TD} \cdot k_{min}, Z_{trf} \cdot k_{min})$$

$$Z2 < Z_C \quad \forall i \quad |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\max(t_{actZ2L}, t_{act67L/67TDL}, t_{act51 \text{ trf}}) + \Delta t \leq t_{act,Z2} < t_{crit Br}$$

B.- Funciones de sobreintensidad [51, 67]**Protección principal²⁰, apoyo celda y subestación. Sobreintensidad tiempo definido 51TD y 67TD**

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar las faltas en barras y coordinadamente para faltas en salidas de transformadores y de circuitos hasta el límite de la zona 1 o de la zona cubierta por las funciones de sobreintensidad direccionales instantáneas:

Criterio 1: Se detectará toda falta franca en barras, en salida de transformadores y en salida de circuitos. Además el valor de arranque [I_{aj}] debe superar la intensidad máxima

20 Si no se dispone de protección diferencial de barras

de cortocircuito pasando por el acoplamiento en todo escenario, al final de la zona 1 y/o de la zona cubierta por la función 67I, de todas las líneas conectadas a la subestación.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito de acoplamiento.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas de los elementos [circuitos y transformadores] conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea o de transformador, excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación donde primará la selectividad.

$$85\% \cdot I_{\min,0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot \max(I_{Z1L}, I_{67I})$$

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot I_n T/I$$

$$\max(t_{act87B}, t_{actZ1L}, t_{act67I}, t_{act50/87\ trf}) + \Delta t \leq t_{act,51TD} \leq t_{crit}$$

Protección apoyo celda, subestación y remoto. Sobreintensidad 51 y 67

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar coordinadamente las faltas en barras y en los elementos conectados a la subestación.

Criterio 1: Se detectará toda falta franca en barras.

Criterio 2: Se detectarán las faltas francas en todo punto de cualquier circuito conectado a la subestación. Esta última condición es equivalente a detectar la falta mínima en barras remotas. Deberán tenerse en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad.
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta

Criterio 3: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito de acoplamiento.

Criterio 4: En el caso de transformadores conectados a las barras, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión que el acoplamiento [50, 51, 51N, 21] tanto para faltas en el mismo lado como en los otros niveles de tensión.

Criterio de tiempo 1: Su tiempo de actuación será tal que coordine con la protección di-

ferencial de barras y con las zonas 2, la función 67TD y la función 67 de todos los circuitos que se conectan a las barras para el valor de la intensidad que circula por el acoplamiento para la falta máxima polifásica al límite de la zona 1 o de la función 67I.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea.

Criterio de tiempo 3: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en las barras remotas a las que se alcance; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al tiempo de actuación de las protecciones de apoyo celda de los circuitos para falta en barras remotas más el margen de coordinación, donde primará la selectividad

$$85\% \cdot \min(I_{min,B}, I_{min,100\%ZL}) \geq I_{aj} \geq 120\% \cdot In T/I$$

$$\max(t_{act87B}, t_{actZ1L}, t_{act67I}, t_{act50/87 trf}) + \Delta t \leq t_{act,51} < t_{crit}$$

$$\max(t_{actZ2L}, t_{act67L}, t_{act51 trf}, t_{act21 trf},) + \Delta t \leq t_{act,51} < t_{crit Br}$$

Es aconsejable utilizar para las funciones 51/67 del acoplamiento de barras el mismo tipo de curva a tiempo inverso que para las funciones 67 de circuitos y 51 de transformadores.

C.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que lo activen.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del acoplamiento, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas de los elementos conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$85\% \cdot \min(I_{minZ2}, I_{aj67}, I_{aj51}, I_{min87B}, I_{aj67TD}, I_{aj51TD}) \geq I_{aj} \geq 120\% \cdot In T/I$$

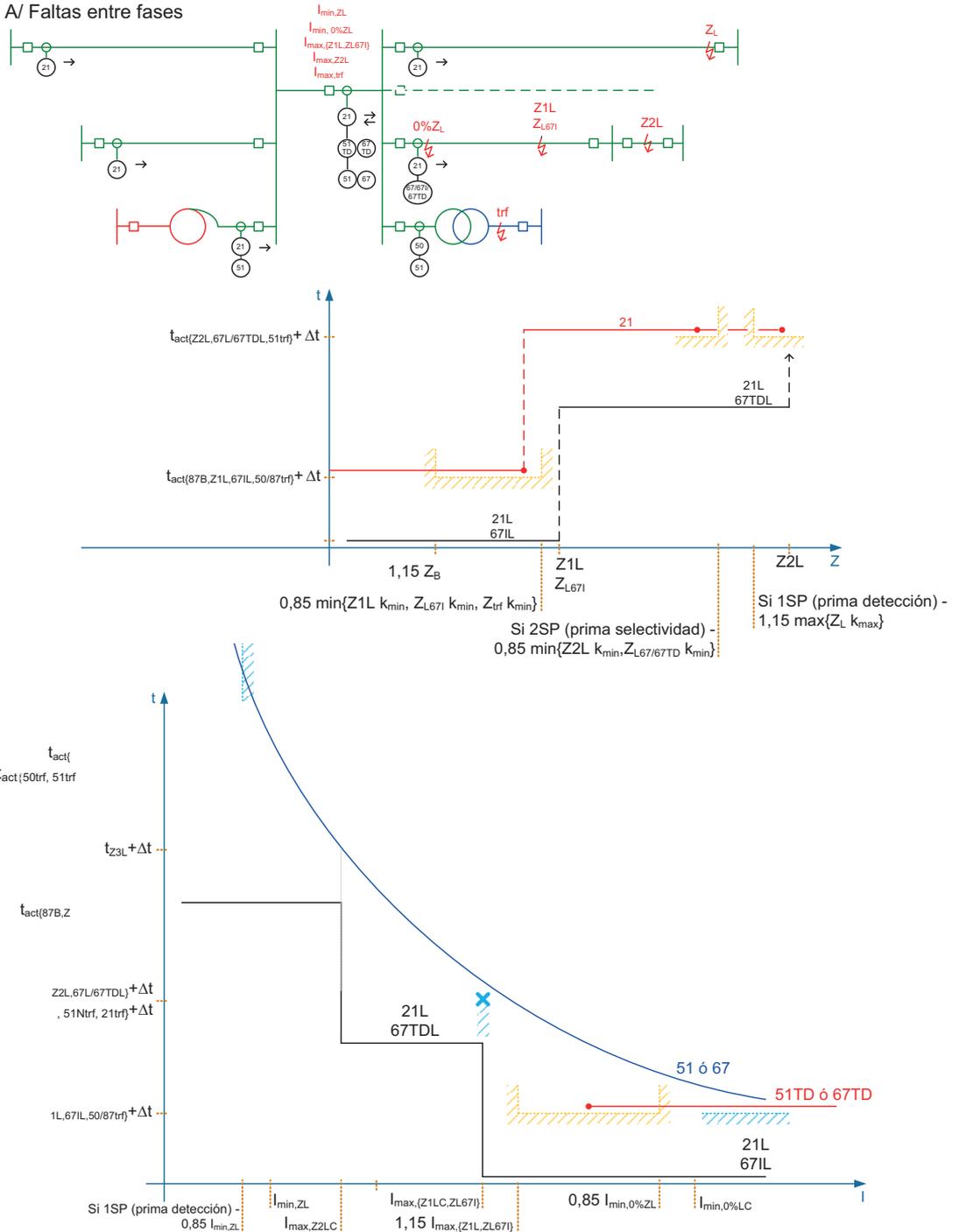
$$\max[t_{act87B}, t_{act67IL}, t_{actZ1L}, t_{act50/87 trf}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} <^{21} t_{crit}$$

21 Esta condición ha de cumplirse si el tiempo crítico es superior al margen de coordinación considerado

FIGURA 2. DIAGRAMA DE COORDINACIÓN PARA FALTAS ENTRE FASES DE ACOPLAMIENTOS EN RED MALLADA.

ACOPLAMIENTO DE BARRAS DE TRANSPORTE

A/ Faltas entre fases



3.3.3 FALTAS A TIERRA

Consideraciones preliminares

De carácter general, en aquellas situaciones en las que no se puedan coordinar las funciones 51, 67, 51N, 67N ó 21G del acoplamiento para faltas a tierra con las funciones de sobreintensidad de neutro de los circuitos / transformadores, dependiendo del equipamiento de éstos y teniendo en cuenta los CGPs, se seguirá el siguiente criterio:

Circuitos / transformadores equipados con 2SP [además de funciones de sobreintensidad de neutro como respaldo]:

Fallo simple en el sistema de protección principal: debe despejarse con selectividad. Para cumplir con este criterio no es necesario incrementar el temporizado de la protección de acoplamiento para coordinar por tiempos con las funciones de sobreintensidad de neutro, ya que esta última es selectiva con la protección que no ha fallado.

Doble fallo en el sistema de protección principal: no es obligatorio ser selectivo en estas circunstancias, por lo que es posible asumir la descoordinación entre la protección de acoplamiento y las funciones de sobreintensidad de neutro, dada la escasa probabilidad de ocurrencia del doble fallo.

Circuitos / transformadores equipados con 1SP [además de funciones de sobreintensidad de neutro como respaldo]: En este caso primará la detección de la falta sobre la selectividad; no obstante si se quiere cumplir con la selectividad en caso de fallo simple de la protección principal del elemento, deberá seguirse el siguiente criterio:

Coordinar la protección del acoplamiento con la función de sobreintensidad de neutro de circuitos / transformadores, lo que obligará a incrementar la temporización en segundas zonas de circuitos y en 51 ó 51N en transformadores.

Si existiesen funciones 67, 67I, 67TD / 51, 51TD, en circuitos / transformadores respectivamente, se aplicarán los criterios establecidos en el punto anterior para éstas, considerando intensidades de falta monofásica a tierra para el cálculo de ajustes.

Función de distancia [21]

Dentro de la protección de distancia se distinguen dos escalones no direccionales. Se consideran las siguientes zonas:

Z1G. Tradicionalmente denominada Zona 1. Primer escalón de la función de distancia

Z2G. Tradicionalmente denominada Zona 2. Segundo escalón de la función de distancia

Función de sobreintensidad de neutro direccional [67N] y no direccional [51N]:

Esta función de sobreintensidad podrá ser direccional o no direccional, siendo normalmente no direccional al poder tener la posibilidad de intercambiar los elementos de una subestación entre ambas barras.

Se consideran dos funciones, una temporizada a tiempo definido 51NTD, 67NTD, y otra de actuación temporizada a tiempo inverso 51N, 67N

Función de fallo de interruptor [50S-62]:

La función de fallo de interruptor estará presente siempre en la red de transporte, pudiendo encontrarse así mismo en la red de distribución. Dicha función se activará con la actuación de las funciones de protección del elemento considerado, las presentadas en este documento y aquellas unitarias o de ámbito cerrado que no son susceptibles de ser coordinadas, por ejemplo las protecciones diferenciales.

A.- Función distancia [21]**Protección principal ²², apoyo celda y apoyo subestación. Zona 1 [Z1G]**

Criterio 1: Se detectará toda falta franca monofásica a tierra en barras, y no sobrealcanzará la zona 1, ni la zona cubierta por la función 67I y 67NI de los circuitos conectados a las barras, ni invadirá otros niveles de tensión.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas de los elementos conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea, excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación, donde primará la selectividad.

$$115\% \cdot Z_B \leq Z1G \leq 85\% \cdot \min(Z1G_L \cdot k_{min}, Z_{L67I} \cdot k_{min}, Z_{L67NI} \cdot k_{min}, Z_{trf} \cdot k_{min})$$

$$Z1G < {}^{23}Z_C \quad \forall i \quad |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\max(t_{act87B}, t_{actZ1GL}, t_{act67IL}, t_{act67NIL}, t_{act50/87 \ trf}) + \Delta t \leq t_{act,Z1G} < t_{crit}$$

Protección apoyo subestación y apoyo remoto. Zona 2

Criterio 1: Se detectará toda falta franca a tierra en los elementos conectados a las barras, teniendo en cuenta las consideraciones siguientes:

²² Si no se dispone de protección diferencial de barras

²³ Si la Z1G del relé de protección puede actuar con la carga se limitará el alcance del mismo con el mismo criterio de las faltas entre fases, en caso contrario no será necesario aplicar esta condición.

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad, sin alcanzar otros niveles de tensión.
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta sin alcanzar otros niveles de tensión.

Criterio 2: En el caso de transformadores conectados a las barras, el alcance de la zona 2 del acoplamiento será tal que no se detecte la falta a tierra en barras de los otros niveles de tensión.

Criterio 3: No actuará en condiciones de carga

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con el temporizado de la zona 2, de la función 67NTD y de la función 67N (para falta a tierra máxima en barras remotas) de los circuitos conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en barras remotas cubiertas por su alcance: excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al tiempo de actuación de las protecciones de apoyo celda de los circuitos para falta en barras remotas más el margen de coordinación, donde primará la selectividad

$$115\% \cdot \max(Z_L \cdot k_{max}) \leq Z2G$$

$$Z2G \leq 85\% \cdot \min(Z2G_L \cdot k_{min}, Z_{L67/67TD} \cdot k_{min}, Z_{L67N/67NTD} \cdot k_{min}, Z_{trf} \cdot k_{min})$$

$$Z2G < {}^{24}Z_C \quad \forall i \quad |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$\max(t_{actZ2GL}, t_{act67NTDL}, t_{act67NL}, t_{act51/51N \ trf}) + \Delta t \leq t_{act,Z2} < t_{crit \ Br}$$

B.- Funciones de sobreintensidad de neutro [51N, 67N]

Protección principal²⁵, apoyo celda y subestación. Sobreintensidad de neutro a tiempo definido 51NTD y 67NTD

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar las faltas a tierra en barras y coordinadamente para faltas en salidas de transformadores y de circuitos hasta el límite de la zona 1 o de la zona cubierta por las funciones de sobreintensidad direccionales instantáneas:

Criterio 1: Se detectará toda falta franca a tierra en barras, en salida de transformadores y en salida de circuitos. Además el valor de arranque [I_{aj}] debe superar la intensidad residual máxima de cortocircuito pasando por el acoplamiento en todo escenario, al final

²⁴ Si la Z2G del relé de protección puede actuar con la carga se limitará el alcance del mismo con el mismo criterio de las faltas entre fases, en caso contrario no será necesario aplicar esta condición.

²⁵ Si no se dispone de protección diferencial de barras

de la zona 1 y/o de la zona cubierta por las funciones 67NI y 67I, de todas las líneas conectadas a la subestación.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] deberá ser superior a la intensidad residual de polo abierto de cualquier línea conectada a la subestación durante el tiempo muerto del reenganche monofásico para falta a tierra.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas de los elementos [circuitos y transformadores] conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea o de transformador, excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación donde primará la selectividad.

$$85\% \cdot 3I_{0 \min, 0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot \max(3I_{0 \text{ Z1GL}}, 3I_{0 \text{ 67I}}, 3I_{0 \text{ 67NI}})$$

$$I_{aj} \geq 115\% \cdot 3I_{0 \text{ Pab}}$$

$$\max(t_{act87B}, t_{actZ1GL}, t_{act67IL}, t_{act67NIL}, t_{act50/87 \text{ trf}}) + \Delta t \leq t_{act, 51NTD} \leq t_{crit}$$

Protección apoyo celda, subestación y remoto. Sobreintensidad neutro 51N y 67N

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar coordinadamente las faltas en barras y en los elementos conectados a la subestación.

Criterio 1: Se detectará toda falta franca a tierra en barras.

Criterio 2: Se detectarán las faltas francas a tierra en todo punto de cualquier circuito conectado a la subestación. Esta última condición es equivalente a detectar la falta mínima en barras remotas. Deberán tenerse en cuenta las consideraciones siguientes:

- Circuitos equipados con 1SP. Primará la detección de la falta sobre la selectividad.
- Circuitos equipados con 2SP. Primará la selectividad sobre la detección de la falta

Criterio 3: El valor de la intensidad de arranque de neutro [I_{aj}] y/o la curva seleccionada, serán tales que para cortocircuito monofásico en los circuitos del embarrado la función no deberá actuar, además de durante el tiempo muerto de reenganche del circuito afectado, con el cierre sobre falta tras la orden de reenganche monopolar considerando falta permanente.

Criterio 4: En el caso de transformadores conectados a las barras, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión que el acoplamiento [50, 51, 51N, 21G] tanto para faltas en el mismo lado como en los otros niveles de tensión.

Criterio de tiempo 1: Su tiempo de actuación será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las zonas 2, y las funciones 67TD, 67, 67NTD y 67N de todos los circuitos que se conectan a las barras para el valor de la intensidad que circula por el acoplamiento para la falta máxima a tierra al límite de la zona 1 o de la función 67I/67NI.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en barras o en salida de línea.

Criterio de tiempo 3: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior o igual al tiempo crítico del sistema para falta a tierra en las barras remotas a las que se alcance.

$$85\% \cdot \min(3I_{0 \min, B}, 3I_{0 \min, 100\%ZL}, 3I_{0 \min, Br}) \geq I_{aj}$$

$$\max(t_{act87B}, t_{actZ1GL}, t_{act67NIL}, t_{act67NTDL}, t_{act50/87 \text{ trf}}) + \Delta t \leq t_{act,51N} < t_{crit}$$

$$\max(t_{actZ2GL}, t_{act67NL}, t_{act51 \text{ trf}}, t_{act51/21 \text{ trf}}) + \Delta t \leq t_{act,51N} < t_{crit Br}$$

Es aconsejable utilizar para las funciones 51N/67N del acoplamiento de barras el mismo tipo de curva a tiempo inverso que para las funciones 67N de circuitos y 51N de transformadores.

Para faltas resistivas, en caso de no poder coordinar la protección de acoplamiento con la función 67N de las líneas se sacrificará la selectividad.

C.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a las intensidades de todas las funciones de protección que lo activen.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del acoplamiento, considerándose la intensidad nominal del T/I normalmente.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas de los elementos conectados a las barras.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$85\% \cdot \min(I_{\min Z2G}, I_{aj67N}, I_{aj51N}, I_{\min 87B}, I_{aj67NTD}, I_{aj51NTD}) \geq I_{aj}$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act67NIL}, t_{act67IL}, t_{actZ1GL}, t_{act50/87 \text{ trf}}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} <^{26} t_{crit}$$

26 Esta condición ha de cumplirse si el tiempo crítico es superior al margen de coordinación considerado

3.4 Criterios de Coordinación para Protecciones de Acoplamiento en red no mallada

3.4.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Ante faltas en barras, la función de protección existente en el acoplamiento se considerará protección principal. Si existiera protección diferencial de barras, sería protección de apoyo parcial de celda.

Ante faltas en los elementos conectados a barras, la protección del acoplamiento constituye protección de apoyo de subestación.

Protección principal : Detectará la falta en barras

Protección de apoyo de subestación: Dará cobertura de protección a los elementos conectados a las barras. Para ello se seguirán los siguientes criterios de ajuste:

Criterio 1: Dará respaldo a las protecciones de los circuitos conectados a las barras, coordinando en tiempo con las protecciones principales de los mismos, ante cualquier condición de falta y modo de operación del sistema.

Criterio 2: Coordinará con las protecciones de transformadores conectados a sus barras.

3.4.2 FALTAS ENTRE FASES

En caso de existir las funciones de protección expuestas en el punto 3.3 se seguirán los criterios de ajuste y coordinación establecidos en dicho apartado.

Para la detección de faltas entre fases se consideran una serie de funciones de protección basadas en intensidades, tales como la función de sobreintensidad de fases. Como complemento se considera la función de fallo de interruptor, en caso de existir, ante fallo del mismo por actuación previa de una de las funciones existentes.

Funciones de sobreintensidad [51, 67]

Protección principal²⁷, apoyo celda y subestación. Sobreintensidad tiempo definido 51TD y 67TD

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar las faltas en barras y coordinadamente para faltas en salidas de transformadores y de circuitos hasta el límite de la zona cubierta por las funciones de sobreintensidad instantáneas:

²⁷ Si no se dispone de protección diferencial de barras

Criterio 1: Se detectará toda falta franca en barras, en salida de transformadores y en salida de circuitos. Además el valor de arranque [I_{aj}] debe ser tal que coordine con el valor de arranque de las protecciones instantáneas de los elementos [circuitos y transformadores] conectados a las barras.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito de acoplamiento.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con las protecciones instantáneas de los elementos [circuitos y transformadores] conectados a las barras.

$$85\% \cdot I_{\min,0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot \max(I_{aj,50L}, I_{aj,50trf})$$

$$I_{aj} \geq 120\% \cdot \ln T/I$$

$$\max(t_{act50L}, t_{act50}, t_{act50/FUS} \cdot trf) + \Delta t \leq t_{act,51TD}$$

Protección apoyo celda, subestación y remoto. Sobreintensidad 51 y 67

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar coordinadamente las faltas en barras y en los elementos conectados a la subestación.

Criterio 1: Se detectará toda falta franca en barras.

Criterio 2: Se detectarán las faltas francas en todo punto de cualquier circuito conectado a la subestación. Esta última condición es equivalente a detectar la falta mínima en barras remotas.

Criterio 3: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que se permita operar indefinidamente con la máxima carga del circuito de acoplamiento.

Criterio 4: En el caso de transformadores conectados a las barras, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión que el acoplamiento [50, 51, 51N, FUS] tanto para faltas en el mismo lado como en los otros niveles de tensión.

Criterio de tiempo 1: Su tiempo de actuación será tal que coordine con las funciones 50, 51 y 51 TD de todos los circuitos que se conectan a las barras para el valor de la intensidad que circula por el acoplamiento en cualquier escenario de falta entre fases en todas las líneas.

$$85\% \cdot \min(I_{\min,B}, I_{\min,100\%ZL}, I_{\min,Br}) \geq I_{aj} \geq 120\% \cdot \ln T/I$$

$$\max(t_{act50L}, t_{act50/FUS} \cdot trf) + \Delta t \leq t_{act,51}$$

$$\max(t_{act51L}, t_{act51TDL}, t_{act51 trf}, t_{act51N trf},) + \Delta t \leq t_{act,51}$$

* Las siglas FUS corresponden a fusible

Es aconsejable utilizar para las funciones 51/67 del acoplamiento de barras el mismo tipo de curva a tiempo inverso que para las funciones 67 de circuitos y 51 de transformadores.

3.4.3 FALTAS A TIERRA

Los criterios de ajustes de protecciones indicados en este capítulo son aplicables a redes con régimen de neutro puesto a tierra a través de un elemento limitador, por ser el caso más habitual.

Funciones de sobreintensidad de neutro [51N, 67N]

Protección principal, apoyo celda y subestación. Sobreintensidad de neutro a tiempo definido 51NTD y 67NTD

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar las faltas a tierra en barras y coordinadamente para faltas en salidas de transformadores y de circuitos hasta el límite de la zona cubierta por las funciones de sobreintensidad instantáneas de neutro:

Criterio 1: Se detectará toda falta a tierra franca en barras, en salida de transformadores y en salida de circuitos.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] debe ser tal que coordine con el valor de arranque de las protecciones instantáneas de los elementos [circuitos y transformadores] conectados a las barras.

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con las protecciones instantáneas de neutro de los elementos [circuitos y transformadores] conectados a las barras.

$$85\% \cdot 3I_{0 \min, 0\%ZL} \geq I_{aj} \geq 115\% \cdot \max(3I_{0 \ 50NL}, 3I_{0 \ 50N \ trf})$$

$$\max(t_{act50NL}, t_{act50 \ trf}) + \Delta t \leq t_{act,51NTD}$$

Protección apoyo celda, subestación y remoto. Sobreintensidad neutro 51N y 67N

Los criterios de ajuste siguientes de estas funciones se aplicarán para detectar coordinadamente las faltas en barras y en los elementos conectados a la subestación.

Criterio 1: Se detectará toda falta franca a tierra en barras.

Criterio 2: Se detectarán las faltas francas a tierra en todo punto de cualquier circuito conectado a la subestación. Esta última condición es equivalente a detectar la falta mínima en barras remotas.

Criterio 3: En el caso de transformadores conectados a las barras, se elegirá el arranque [I_{aj}] y/o la curva concreta [dial de tiempos] de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión que el acoplamiento [50N, 51N, 51NTD]

Criterio de tiempo: Su tiempo de actuación será tal que coordine con las funciones 50N, 51NTD y 51N de todos los circuitos que se conectan a las barras para el valor de la intensidad de neutro que circula por el acoplamiento en cualquier escenario de falta a tierra en todas las líneas.

$$85\% \cdot \min(3I_{0 \text{ min},B}, 3I_{0 \text{ min},100\%ZL}, 3I_{0 \text{ min},Br}) \geq I_{aj}$$

$$\max(t_{act50N \text{ trf}}, t_{act51N \text{ trf}}, t_{act51NTD \text{ trf}}) + \Delta t \leq t_{act,51N}$$

$$\max(t_{act50NL}, t_{act51NL}, t_{act51NTDL}) + \Delta t \leq t_{act,51N}$$

Es aconsejable utilizar para las funciones 51N del acoplamiento de barras el mismo tipo de curva a tiempo inverso que para las funciones 51N de circuitos y de transformadores

3.5 Criterios de coordinación para protecciones de transformador, red mallada

De aplicación a transformadores con devanados primario y secundario conectados a red de transporte y/o a red de distribución mallada. Típicamente, estos transformadores presentan tensiones asignadas, en sendos devanados, superiores a 30 kV.

3.5.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Las consideraciones aquí asignadas deberán contemplarse tanto ante faltas entre fases como ante faltas a tierra.

A efectos de nomenclatura abreviada, los devanados conectados a red de transporte o a red mallada se identificarán como devanados AT.

Las funciones de protección presentarán características impedancia - tiempo y/o intensidad - tiempo coordinables con funciones de protección asociadas a terminales conectados, o susceptibles de conectarse, al mismo embarrado que el devanado del transformador objeto de análisis.

Obviamente, debe asumirse que en *el conjunto de terminales conectados, o susceptibles de conectarse, al mismo embarrado que el devanado del transformador objeto de análisis* se incluye siempre, caso de existir, el acoplamiento.

Las funciones de protección asociadas al transformador se considerarán de apoyo subestación ante faltas en barras donde conecten ambos devanados del transformador, de existir protección diferencial de barras en ambos parques.

Las impedancias y tiempos de actuación se referirán, en lo que sigue:

- A las funciones de protección asociadas al devanado protegido;
- A las funciones de protección asociadas a terminales conectados, o susceptibles de conectarse, al mismo embarrado que el devanado del transformador objeto de análisis

En funciones de intensidad, todos los valores de ésta [ajuste, circulante, aportada, etc.], referirán a la intensidad medida por el relé asociado al devanado objeto de análisis y, por ende, captada por TT/I conectados a dicho relé.

En caso contrario, se indicará expresamente.

3.5.2 FALTAS ENTRE FASES, DEVANADOS AT

Consideraciones preliminares

Además de los criterios aquí expuestos, las funciones protectivas garantizarán coordinación, ante faltas a tierra, respecto al resto de funciones de protección en devanados opuestos. Tal consideración resulta implícita para relés capaces de discriminar tipo de falta [entre fases o a tierra].

Deberá garantizarse coordinación, en todas y cada una de las funciones de sobreintensidad de fases [50, 51TD y 51], con funciones de protección para faltas a tierra asociadas a terminales conectados, o susceptibles de conectarse, al mismo embarrado que el devanado del transformador objeto de análisis.

A.- Función distancia [21]

Protección de apoyo subestación, zona 1T

Para ambos devanados, se asume dirección de vigilancia hacia barras.

Criterio 1: Dará respaldo, ante faltas en barras, a la protección diferencial de barras y a la protección de acoplamiento.

Criterio 2: No actuará ante cortocircuito al límite de la zona 1 de cualquier terminal conectado [o conectable] al mismo embarrado que el devanado, considerando el efecto

“infeed” y asumiendo fuera de servicio el elemento que más intensidad aporte a dicho cortocircuito.

Criterio de tiempo 1: Coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de línea; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$115\% \cdot Z_{BAR} \leq Z_{1T} \leq 85\% \cdot k_{min} \cdot \min\{Z_{1L}, Z_{1trf}\}$$

Nota: en la inequación anterior, Z_{1T} se refiere al ajuste, en primera zona, función Z1, asociada a transformador conectado [o conectable] a mismo embarrado que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último.

$$[\max\{t_{act,Z1ACP}, t_{act,Z1L} + t_{act,50S-62}\}] + \Delta t \leq t_{act,Z1T} < t_{crit}$$

Protección de apoyo subestación, zona 2T

Criterio único: Se aplicarán los criterios de ajuste de las terceras zonas de los circuitos conectados [o conectables] al mismo embarrado que el devanado. Véase el capítulo correspondiente a protecciones de línea.

$$115\% \cdot k_{m\acute{a}x} \cdot \max\{Z_L, Z_{trf}\} \leq Z_{2T} \leq 85\% \cdot k_{min} \cdot \min\{Z_{1L}, Z_{2trf}\}$$

Notas: en la inequación anterior:

- Z_{trf} se refiere a impedancia de transformador conectado [o conectable] a mismo embarrado que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último;
- Z_{2trf} se refiere al ajuste, en segunda zona, función Z1 asociada a transformador conectado [o conectable] a mismo embarrado que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último.

$$[\max\{t_{act,Z2ACP}, t_{act,Z2L} + t_{act,50S-62}\}] + \Delta t \leq t_{act,Z2T} < t_{crit}$$

Protección principal, Zona 1

Para ambos devanados, se asume dirección de vigilancia hacia el transformador.

Criterio único: No actuará ante faltas externas al transformador.

Criterio de tiempo: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en salida de trafo.

$$65\% \cdot Z_{TRF} \leq Z_1 \leq 85\% \cdot Z_{TRF}$$

$$t_{act,Z1} < t_{crit}$$

Protección apoyo celda, Zona 2

Para ambos devanados, se asume dirección de vigilancia hacia el transformador.

Criterio 1: Cubrirá la totalidad del transformador

Criterio 2: No sobrealcanzará el límite de zona 1 de cualquier terminal conectado (o conectable) al embarrado donde conecte el devanado opuesto

Criterio de tiempo 1: Ante faltas externas al transformador, coordinará con todas las funciones de protección asociadas al devanado.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta postulada

$$115\% \cdot Z_{TRF} \leq Z2 \leq 85\% \cdot [Z_{TRF} + k_{min} \cdot \min\{Z1_{L,dev2} \cdots Z1_{trf,dev2}\}]$$

Nota: en la inequación anterior, $Z1_{trf,dev2}$ se refiere al ajuste, en primera zona, función Z1, asociada a transformador conectado (o conectable) a embarrado opuesto que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último.

Nota: en la inequación las impedancias de los elementos conectados en los devanados opuestos, dev2, se ven afectadas por el cambio de impedancia que introduce el transformador por su relación de transformación entre ambos devanados.

$$[\max\{t_{act,Z1,ACP,dev2}, t_{act,Z1L,dev2}\} + t_{act,50S-62,dev2}, t_{act,51TD,dev2}, t_{act,Z1T,dev2}] + \Delta t \\ \leq t_{act,Z2} < t_{crit}$$

Protección principal, Zona piloto

Para ambos devanados, se asume dirección de vigilancia hacia el transformador.

Criterio 1: Cubrirá la totalidad del transformador.

Criterio 2: No actuará en condiciones de carga.

Criterio de tiempo: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta postulada

$$115\% \cdot Z_{TRF} \leq ZPT < Z_C; |\varphi_C| \leq 45^\circ$$

$$t_{act,ZPT} < t_{crit}$$

B.- Función sobreintensidad instantánea de fases [50]

Constituye función principal y de apoyo celda (respaldo parcial para función 87T).

Tratándose de una función instantánea, debería actuar ante faltas ubicadas entre los TT/I del transformador; no obstante, dada su naturaleza "abierta", resulta imposible, en la prác-

tica, establecer con exactitud una zona limitada de protección. Dicha misión corresponde, en los transformadores, a las funciones diferenciales de transformador, 87T.

Por consiguiente, el ajuste en intensidad debe garantizar, de forma simultánea:

- Actuación ante faltas ubicadas en el "lado trafo" de TT/I devanado considerado, y
- No actuación para faltas ubicadas en el "lado barras" del TT/I del devanado considerado, y
- No actuación ante faltas ubicadas en el "lado barras" de TT/I devanados opuestos
- No actuación frente a intensidades transitorias magnetizantes.

Así, deberán considerarse:

Criterio 1: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la mínima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito bifásico puro] que pueda tener lugar entre TT/I y bornas del devanado considerado.

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será mayor que la máxima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito trifásico puro] que pueda tener lugar ante faltas en barras donde conecte cualquiera de los devanados del transformador.

Criterio 3. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será mayor que la máxima intensidad transitoria magnetizante esperada en el devanado analizado [típicamente 8 veces la intensidad nominal de éste].

$$\text{máx}\{130\% \cdot I_{cc,máx,bar,devs}, 8 \cdot I_{asig,dev}\} \leq I_{aj,50} \leq 85\% \{I_{cc,mín,bar,dev1}\}$$

C.- Función sobreintensidad de fases a tiempo definido (51TD)

Constituye función de apoyo celda [respaldo parcial para función 87T] a tiempo no nulo y función de apoyo subestación [faltas en barras donde conecte el devanado considerado].

Se considerarán los límites siguientes:

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será menor que la mínima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito bifásico puro] que pueda tener lugar en barras donde conecte el devanado considerado del transformador.

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será superior a la máxima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito trifásico puro] que pueda tener lugar ante faltas en barras donde conecten los otros devanados del transformador.

Criterio 3. El valor de la intensidad de arranque (I_{aj}) será tal que permita una sobrecarga del transformador (al menos 1,4 veces la intensidad asignada de éste, medida en devanado considerado).

Criterio 4: No actuar ante intensidades transitorias magnetizantes. (típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 5 veces la asignada del devanado)

Criterio de tiempo 1: Coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico de barras donde conecte devanado considerado.

$$\max\{[1,4 \cdot I_{n,TRF}], [1,3 \cdot \max(I_{cc,m\acute{a}x,bar,dev2s})]\} \leq I_{aj,51TD} \leq 0,85\{I_{cc,min,bar,dev1}\}$$

$$\max\{500 \text{ ms} \mid t_I = 5 \cdot I_{asg \text{ dev}}, (t_{act}, ZIACP, t_{act}, ZIL + t_{50S-62}) + \Delta t\} < t_{act,51TD} < t_{crit}$$

D.- Función sobreintensidad de fases, tiempo dependiente [51]

Constituye función de apoyo subestación y apoyo remoto. Dada su naturaleza de actuación [curva I/t continua], una vez establecida la intensidad de ajuste y un punto de paso, junto con el modelo concreto de tipo de curva, queda totalmente definida.

Protección de apoyo subestación y apoyo remoto

Criterio 1: En configuraciones de doble barra con acoplamiento, coordinará con la protección de acoplamiento (para faltas a tierra y entre fases) asociada a parque donde conecte el devanado considerado. Si la configuración es de interruptor y medio, anillo o simple barra, esta función coordinará con las funciones de fallo interruptor (para faltas a tierra y entre fases) asociadas a terminales conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado.

Criterio 2: Si el equipamiento de los terminales conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado no presenta equipamiento 2SP/2C, coordinará con las protecciones de circuito y/o ACP ante falta, situada al final de la zona 2, de aquel circuito que implique máxima intensidad pasante en el transformador. En el caso en el que todos los terminales conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado presenten equipamiento 2SP/2C o equivalente, coordinará totalmente con todas las funciones de protección de dichos terminales.

Criterio 3. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será tal que permita una sobrecarga del transformador [al menos 1,4 veces la intensidad asignada de éste, medida en devanado considerado].

Criterio 4: No actuar ante intensidades transitorias magnetizantes. [típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 5 veces la asignada del devanado]

Criterio de tiempo 1: Coordinará con la segunda zona de la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor tras disparo de segunda zona de líneas en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor.

Criterio de tiempo 2: Deberá coordinar, para cualquier intensidad, con funciones 51 instaladas en otros devanados del transformador

Criterio de tiempo 3: Con la intensidad de arranque y la curva seleccionadas, se comprobará que se garantiza la protección de la característica térmica admisible del transformador ante faltas pasantes polifásicas y monofásicas [en terminales o barras del propio lado de tensión donde se ubica la función 51 y del opuesto, o en otros elementos, asumiendo uno o más fallos del sistema protectorio]. Esta característica térmica admisible la proporcionará el fabricante del transformador y si no es así se asumirá la deducida a partir de las normas CEI o ANSI/IEEE que es del tipo adiabático $I^2 \cdot t = K$.

$$140\% \cdot I_{n,TRF} \leq I_{aj,51}$$

$$\text{máx} \left\{ \text{máx} [t_{act,51,dev2s}, t_{act,Z2L dev1} + t_{50S-62}, t_{act,Z2ACP}], 500 \text{ ms} |_{I=5 \cdot I_{asig dev}} \right\} + \Delta t \leq t_{act,51}, \forall (I)$$

E.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a la intensidad de arranque de la función 51 del devanado considerado y/o la que resulte de otras funciones protectorias utilizadas que disparen el interruptor del transformador, tales como Z1,trf, Z2,trf para falta al límite de dichas zonas. Se elegirá el mínimo valor de intensidad que resulte de la consideración de todas ellas.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será el valor mínimo, que ofrezca precisión en la medida de intensidad secundaria, de la intensidad primaria de los Transformadores de Intensidad asociados a función 50S-62, típicamente, 10% de I_n .

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del transformador.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de trafo; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$10\% \cdot \{I_{n,TT/I}\} \leq I_{aj,50S-62} \leq 85\% \cdot \{I_{aj,51}, I_{a Z1trf}, I_{a Z2trf}\}$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act50/87trf}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} < t_{crit}$$

Para detectar las faltas de baja intensidad o disparo de protecciones propias se recomienda utilizar también la posición de los contactos del interruptor

3.5.3 FALTAS A TIERRA, DEVANADOS AT

A.- Función de distancia

Protección de apoyo subestación, zona 1GT

Se considera direccionalidad de esta función hacia barras del mismo lado de tensión de donde se ubica la función de protección para ambos devanados. Para esta función se consideran únicamente las faltas monofásicas a tierra.

Criterio 1: Dará respaldo, ante faltas a tierra en barras, a la protección diferencial de barras y a la protección de acoplamiento.

Criterio 2: No actuará ante cortocircuito al límite de la zona 1 de cualquier circuito conectado [o conectable] al mismo embarrado que el devanado, considerando el efecto “infeed” y asumiendo fuera de servicio el elemento que más intensidad aporte a dicho cortocircuito.

Criterio de tiempo: Coordinará con la protección de acoplamiento en configuraciones de doble barra, y con la función fallo de interruptor en configuraciones de interruptor y medio, anillo y doble barra con doble interruptor.

$$115\% \cdot Z_{BAR} \leq Z_{1GT} \leq 85\% \cdot k_{mín} \cdot \min\{Z_{1G_L}, Z_{1G_{trf}}\}$$

Nota: en la inequación anterior, Z1Gtrf refiere al ajuste, en primera zona, función Z1, para faltas a tierra, asociado a transformador conectado [o conectable] a mismo embarrado que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último.

$$[\max\{t_{act,Z1G,ACP}, t_{act,Z1G,L} + t_{act,50S-62}\}] + \Delta t \leq t_{act,Z1GT} < t_{crit}$$

Se utilizará el factor de compensación homopolar del circuito considerado para determinar el ajuste. La función objeto de análisis no depende del factor de compensación homopolar del transformador.

Protección de apoyo subestación, zona 2GT

Se considera direccionalidad de esta función hacia barras del mismo lado de tensión de donde se ubica la función de protección para ambos devanados. Para esta función se consideran únicamente las faltas monofásicas a tierra.

Criterio único: se aplicarán los criterios de ajuste, para faltas a tierra, de las terceras zonas de los circuitos conectados [o conectables] al mismo embarrado que el devanado analizado. Véase el capítulo correspondiente a protecciones de línea.

$$115\% \cdot k_{\max} \cdot \max\{Z_{LC}, Z_{trf}\} \leq Z_{2GT} \leq 85\% \cdot k_{\min} \cdot \min\{Z_{2GL}\}$$

Nota: en la inecuación anterior, Z_{trf} se refiere a impedancia de transformador conectado [o conectable] a mismo embarrado que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último.

$$[\max\{t_{act,Z2GACP}, t_{act,Z2GL}, t_{act,67NL}\} + t_{act,50S-62}] + \Delta t \leq t_{act,Z2GT} < t_{cr}$$

Protección principal, Zona 1G

Se considera direccionalidad de esta función hacia el transformador para ambos devanados

Criterio único: No actuará ante faltas externas al transformador.

$$65\% \cdot Z_{TRF} \leq Z_{1G} \leq 85\% \cdot Z_{TRF}$$

$$t_{act,Z1G} < t_{crít}$$

Nota: La existencia del terciario hace que la impedancia del transformador Z_{trf} vista desde un lado, para falta monofásica a tierra en el otro lado [terminales o barras] sea inferior a la Z_{trf} , teórica. En las siguientes inecuaciones Z_{trf} es la impedancia óhmica vista desde el lado donde se localiza la protección para falta monofásica en la barra en la que conecta el otro devanado considerado.

Protección apoyo celda, Zona 2G

Se considera direccionalidad de esta función hacia el transformador para ambos devanados.

Criterio 1: Cubrirá la totalidad del transformador;

Criterio 2: No sobrealcanzará el límite de zona 1 de cualquier terminal conectado [o conectable] al embarrado donde conecte el devanado opuesto;

Criterio de tiempo: Ante faltas a tierra externas al transformador coordinará con todas las funciones de protección asociadas al devanado.

$$115\% \cdot Z_{TRF} \leq Z_{2G} \leq 85\% \cdot [Z_{TRF} + k_{\min} \cdot \min\{Z_{1GL,dev2} \cdots Z_{1Gtrf,dev2}\}]$$

Nota: en la inecuación anterior Z_{1Gtrf} refiere al ajuste, en primera zona, función 21, faltas a tierra, asociado a transformador conectado [o conectable] a embarrado opuesto que el devanado del transformador considerado, excluyendo, obviamente, a éste último.

Nota: La existencia del terciario hace que la impedancia del transformador Z_{trf} vista desde un lado, para falta monofásica a tierra en el otro lado [terminales o barras] sea inferior a la Z_{trf} , teórica. En las

siguientes inecuaciones Z_{trf} es la impedancia óhmica vista desde el lado donde se localiza la protección para falta monofásica en la barra en la que conecta el otro devanado considerado.

$$\text{máx}\{t_{act,dev2}, t_{act,Z1G,ACP,dev2}, t_{act,51NTD,ACP,dev2}, (t_{act,Z1GL,dev2}, t_{act,67NL,dev2}) + t_{act,50S-62,dev2}, \} + \Delta t \leq t_{act,Z2G} < t_{crit}$$

Protección principal, Zona piloto ZGPT

Se considera direccionalidad de esta función hacia el transformador para ambos devanados

Criterio único: Cubrirá la totalidad del transformador.

$$115\% \cdot Z_{TRF} \leq ZGPT$$

$$t_{act,ZGPT} < t_{crit}$$

B.- Función sobreintensidad instantánea de neutro [50N]

Constituye función principal y de apoyo celda [respaldo parcial para función 87T].

Tratándose de una función instantánea, debería actuar ante faltas a tierra ubicadas entre los T/I del transformador; no obstante, dada su naturaleza "abierta", resulta imposible, en la práctica, establecer con exactitud una zona limitada de protección. Dicha misión corresponde, en los transformadores, a las funciones diferenciales de transformador, 87T.

Por consiguiente, el ajuste en intensidad de neutro debe garantizar, de forma simultánea:

- Actuación ante faltas ubicadas en el "lado trafo" de T/I devanado considerado, y
- No actuación para faltas ubicadas en el "lado barras" del T/I del devanado considerado, y
- No actuación ante faltas ubicadas en el "lado barras" de T/I devanados opuestos
- No actuación frente a intensidades transitorias magnetizantes.

Así, deberán considerarse:

Criterio 1: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la mínima intensidad de neutro de cortocircuito a tierra que pueda tener lugar entre TT/I y bornas del devanado considerado

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será mayor que la máxima intensidad de neutro de cortocircuito a tierra que pueda tener lugar ante faltas en barras donde conecte cualquiera de los devanados del transformador.

Criterio 3. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será mayor que la máxima intensidad magnetizante esperada en el devanado analizado [típicamente 4 veces la intensidad nominal de éste].

$$\text{máx}\{130\% \cdot 3I_{0,máx,bar,devs}, 4 \cdot I_{asig,dev}\} \leq I_{aj,50N} \leq 85\% \{3I_{0,min,bar,dev1}\}$$

C.- Función sobreintensidad de neutro a tiempo definido (51NTD)

Constituye Función de apoyo celda [respaldo parcial para función 87T] a tiempo no nulo y Función de apoyo subestación [faltas a tierra en barras donde conecte el devanado considerado].

Se considerarán los límites siguientes:

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la mínima intensidad de neutro de cortocircuito a tierra que pueda tener lugar en barras donde conecte el devanado considerado del transformador.

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será superior a la máxima intensidad de neutro que pueda darse ante faltas a tierra, en barras AT, donde conecte el otro devanado del transformador.

Criterio 3: No actuar ante intensidades transitorias de neutro magnetizantes. [típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 5 veces la asignada del devanado]

Criterio de tiempo: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico de barras donde conecte el devanado considerado.

$$1,3 \cdot \text{máx}(3I_{0,\text{máx},\text{bar},\text{dev}2}) \leq I_{aj,51NTD} \leq 0,85\{3I_{0,\text{mín},\text{bar},\text{dev}1}\}$$

$$t_{act,51NTD} < t_{crit}$$

D.- Función sobreintensidad de neutro, tiempo dependiente (51N)

Constituye función de apoyo subestación y apoyo remoto. Dada su naturaleza de actuación [curva I/t continua], una vez establecida la intensidad de ajuste y un punto de paso junto con el modelo concreto de tipo de curva, queda totalmente definida.

Protección de apoyo subestación y apoyo remoto

Criterio 1: En configuraciones de doble barra con acoplamiento, coordinará con la protección de acoplamiento [ante faltas a tierra] asociada a parque donde conecte el devanado considerado. Si la configuración es de interruptor y medio, anillo o doble barra con doble interruptor, esta función coordinará con las funciones de fallo interruptor [ante faltas a tierra] asociadas a terminales conectados [o conectables] al embarrado donde conecte el devanado analizado.

Criterio 2: Si el equipamiento de los terminales conectados [o conectables] al embarrado donde conecte el devanado analizado no presenta equipamiento 2SP/2C, coordinará

con las protecciones de circuito y/o ACP ante falta a tierra, situada al final de la zona 2, de aquel circuito que implique máxima intensidad pasante en el transformador. En el caso en el que todos los terminales conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado presenten equipamiento 2SP/2C o equivalente, coordinará totalmente con todas las funciones de protección de dichos terminales.

Criterio 3: No actuar ante intensidades transitorias de neutro magnetizantes [típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 3 veces la asignada del devanado].

Criterio 4. En escenario de máximo "infeed", el valor de la intensidad de arranque (I_{aj}) será superior al ajuste de las funciones 67N / 51N de acoplamiento, asumiendo que éstas verifican coordinación con las funciones 67N de los circuitos conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado. De no existir funciones de protección en el acoplamiento, será superior al ajuste de las funciones 67N de los circuitos conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado. Es decir: en presencia de funciones 51N / 67N de acoplamiento:

$$1, 2 \cdot k_{m\acute{a}x}[I_{aj,51N,ACP/67N,ACP}] \leq I_{aj,51N}$$

Y, en ausencia de dichas funciones:

$$1, 2 \cdot k_{m\acute{a}x}[m\acute{a}x\{I_{aj,67NL}\}] \leq I_{aj,51N}$$

Criterio de tiempo 1: Deberá coordinar, para cualquier intensidad, con funciones 51N instaladas en otros devanados del transformador.

$$m\acute{a}x\{m\acute{a}x[t_{act,51N,dev2s}, t_{act,Z2G,dev1}, t_{act,ACP,dev1}], 500\text{ ms}|_{I=3 \cdot I_{asig\ dev}}\} + \Delta t \leq t_{act,51N}, \forall (I)$$

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación será el correspondiente a la función de protección inmediata, en orden de coordinación, de terminales conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado, considerando escenario de fallo interruptor. Coordinará con las funciones de falta a tierra en acoplamiento (zona 2, función 21 ó funciones 67N, 51N; éstas últimas, para cualquier valor de intensidad), asumiendo que verifican coordinación con las funciones de falta a tierra de los circuitos AT conectados (o conectables) al embarrado donde conecte el devanado analizado. De no existir funciones de falta a tierra en el acoplamiento, coordinará con las funciones de falta a tierra (zona 2, función 21 y/o funciones 67N en circuitos AT; éstas últimas, para cualquier valor de intensidad). Es decir:

En presencia de funciones de falta a tierra en acoplamiento:

$$m\acute{a}x\{t_{act,Z2GACP} / t_{act,51NACP/67NACP}\} + \Delta t \leq t_{act,51N}, \forall 3I_0$$

Y, en ausencia de éstas:

$$\max\{t_{act,Z2GL}, t_{act,67NL}\} + t_{act,50S-62} + \Delta t \leq t_{act,51N}, \forall (3I_0)$$

E.- Función fallo de interruptor [50S-62]

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a la intensidad de arranque de la función 51N del devanado considerado.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será el valor mínimo, que ofrezca precisión en la medida de intensidad secundaria, de la intensidad primaria de los Transformadores de Intensidad asociados a función 50S-62, típicamente, 10% de I_n .

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del transformador.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de trafo; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$10\% \cdot \{I_{n,TT/I}\} \leq I_{aj,50S-62} \leq 85\% \cdot \{I_{aj,51N}\}$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act50/87\ trf}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} < t_{crit}$$

Para detectar las faltas de baja intensidad o disparo de protecciones propias se recomienda utilizar también la posición de los contactos del interruptor

3.5.4 FALTAS A TIERRA, DEVANADO TERCIARIO

Asúmase la función 51N midiendo la intensidad circulante por el triángulo de compensación.

Criterio único: Se ajustará la intensidad de arranque para permitir sobrecarga del terciario del transformador (al menos 1,4 veces intensidad asignada de éste,).

$$1,4 \cdot I_{n,TER} \leq I_{aj,51N}$$

Tiempo de actuación:

- Coordinación, para cualquier valor de intensidad, con las funciones 51N instaladas en otros devanados del transformador.
- No actuar ante intensidades transitorias magnetizantes.

$$t_{act,51N,dev.op.} \leq t_{act,51N}$$

3.6 Criterios de coordinación para protecciones de transformador, red no mallada

De aplicación a transformadores con devanados primarios (devanados AT) conectados tanto a red de transporte y distribución mallada, como a red de distribución no mallada. Típicamente, estos transformadores presentan tensiones asignadas en secundario(s) (devanados MT) inferiores a 30 kV.

3.6.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN

Características intensidad - tiempo coordinables con las protecciones de terminales conectados, o susceptibles de conectarse tanto al mismo embarrado que el devanado del transformador objeto de análisis, como a terminales conectadas a los embarrados a los que se encuentren conectados el resto de los devanados del transformador.

Obviamente, debe asumirse que en *el conjunto de terminales conectados, o susceptibles de conectarse, a los embarrados considerados* se incluye siempre, caso de existir, el acoplamiento.

En funciones de intensidad, todos los valores de ésta [ajuste, circulante, aportada, etc.], referirán a la intensidad medida por el relé asociado al devanado objeto de análisis y, por ende, captada por TT/I conectados a dicho relé.

En caso contrario, se indicará expresamente.

3.6.2 DEVANADO PRIMARIO, FALTAS ENTRE FASES

Consideraciones preliminares

- Además de los criterios aquí expuestos, las funciones protectivas garantizarán coordinación, ante faltas a tierra, respecto al resto de funciones de protección en devanado(s) secundario(s). Tal consideración resulta implícita para relés capaces de discriminar tipo de falta [entre fases o a tierra].
- En transformadores con neutro AT (devanado primario) conectado rígidamente a tierra, capaces de aportar intensidad homopolar²⁸ en escenario de faltas externas en el nivel de tensión AT donde conecte el devanado primario del transformador, deberá garantizarse la coordinación, en todas y cada una de las funciones de sobreintensidad de fases [50, 51TD y 51], con las funciones de protección para faltas a tierra en terminales

²⁸ La conexión rígida a tierra del neutro AT es condición necesaria, pero no suficiente: en efecto, deben evaluarse grupos de conexión y tipos de núcleo en los transformadores analizados.

conectados, o susceptibles de conectarse, al mismo embarrado que el devanado del transformador objeto de análisis.

A.- Función sobreintensidad instantánea de fases [50]

Constituye función principal y función de apoyo celda [respaldo parcial para función 87T].

Tratándose de una función instantánea, debería actuar ante faltas ubicadas entre TT/I del transformador; no obstante, dada su naturaleza "abierta", resulta imposible, en la práctica, establecer con exactitud una zona limitada de protección. Dicha misión corresponde, en los transformadores, a las funciones diferenciales de transformador, 87T.

Por consiguiente, el ajuste en intensidad debe garantizar, de forma simultánea:

- Actuación ante faltas ubicadas en el "lado trafo" de TT/I devanado primario, y
- No actuación ante faltas ubicadas en el "lado barras" de TT/I devanado[s] secundario[s]
- No actuación frente a intensidades transitorias magnetizantes.

Así, deberán considerarse:

Criterio 1: El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la mínima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito bifásico puro] que pueda tener lugar en barras donde conecte el devanado primario del transformador [barras AT].

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será mayor que la máxima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito trifásico puro] que pueda tener lugar ante faltas en barras donde conecte[n] el[los] devanado[s] secundario[s] del transformador [barras MT], afectada por un factor de seguridad [1,3]. En el caso de dos secundarios conectados a embarrados no unidos, se tomará el máximo entre ambos valores.

Criterio 3. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será mayor que la máxima intensidad magnetizante esperada en el devanado analizado [típicamente 8 veces la intensidad asignado de éste].

$$\text{máx}\{130\% \cdot I_{cc,máx,bar,devs}, 8 \cdot I_{asig,dev}\} \leq I_{aj,50} \leq 85\% \{I_{cc,mín,bar,dev1}\}$$

B.- Función sobreintensidad de fases a tiempo definido [51TD]

La función puede constituir las siguientes funciones:

- Función principal y función de apoyo celda [respaldo parcial para función 87T] a tiempo no nulo;
- Función de apoyo remoto: faltas ubicadas “aguas abajo” respecto a devanado[s] secundario[s].

Principal y apoyo celda

Se considerarán los límites siguientes:

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la mínima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito bifásico puro] que pueda tener lugar en barras donde conecte el devanado primario del transformador [barras AT].

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será superior a la máxima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito trifásico puro] que pueda tener lugar ante faltas en barras donde conecte(n) el(los) devanado(s) secundario(s) del transformador [barras MT], afectadas por un factor de seguridad [1,3]. En el caso de dos secundarios conectados a embarrados no unidos, se tomará el máximo entre ambos valores.

Criterio 3. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será tal que permita una sobrecarga del transformador [al menos 1,4 veces la intensidad asignada de éste, medida en devanado considerado].

Criterio 4: No actuar ante intensidades transitorias magnetizantes. [típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 5 veces la asignada del devanado]

Criterio de tiempo: El tiempo de actuación [t_{act}] será inferior al tiempo crítico de las barras donde conecte el devanado considerado.

$$\max\{[1,4 \cdot I_{n,TRF}], [1,3 \cdot \max(I_{cc,m\acute{a}x,bar,dev2s})]\} \leq I_{aj,51TD} \leq 0,85\{I_{cc,min,bar,dev1}\}$$

$$500\text{ ms}|_{I=5 \cdot I_{asig\ dev}} < t_{act,51TD} < t_{crit}$$

Apoyo remoto

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la mínima intensidad de cortocircuito polifásico [típicamente, cortocircuito bifásico puro] en barras donde conecten devanado[s] secundario[s] del transformador [MT], afectada por un factor de seguridad [0,85]. En el caso de dos secundarios conectados a embarrados no unidos, se tomará el mínimo entre ambos valores.

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será tal que permita una sobrecarga del transformador [al menos 1,4 veces la intensidad asignada de éste, medida en devanado considerado].

Criterio 3: No actuar ante intensidades transitorias magnetizantes. [típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 5 veces la asignada del devanado]

Criterio de tiempo: El tiempo de actuación [t_{act}] será coordinado con funciones 51 y 51TD asociadas a devanado[s] secundario[s], para cualquier valor de intensidad. En el caso de dos secundarios conectados a embarrados no unidos, se tomará el máximo entre ambos valores. Se sobreentiende que tal condicionante supera las exigencias en tiempo de actuación por intensidades transitorias magnetizantes.

$$1,4 \cdot I_{n,TRF} \leq I_{aj, 51TD} \leq 0,85 \cdot \min\{I_{cc,min,bar,dev2s}\}$$

$$\max\{t_{act,51,51TD,dev2s}\} + \Delta t \leq t_{act,51TD}, \forall (I)$$

$$500 \text{ ms}|_{I=5 \cdot I_{asig dev}} < t_{act,51TD}$$

Puesto que los criterios como apoyo celda y apoyo remoto pueden resultar excluyentes en la mayor parte de las situaciones, es posible que para poder disponer de la función de apoyo remoto sea necesario activar una segunda función o escalón 51TD

C.- Función sobreintensidad de fases a tiempo dependiente [51]

Constituye función de apoyo celda y apoyo remoto. Dada su naturaleza de actuación [curva I/t continua], una vez establecida la intensidad de ajuste y un punto de paso, queda totalmente definida.

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será tal que permita una sobrecarga del transformador [al menos 1,4 veces la intensidad nominal de éste, medida en devanado considerado].

Criterio 2: No actuar ante intensidades transitorias magnetizantes. [típicamente 0,5 segundos para una intensidad de 5 veces la asignada del devanado]

Criterio de tiempo: Deberá coordinar, para cualquier intensidad, con funciones 51 instaladas en devanado[s] secundario[s] del transformador. En el caso de dos secundarios conectados a embarrados no unidos, se tomará el máximo entre ambos valores

$$140\% \cdot I_{n,TRF} \leq I_{aj,51}$$

$$\max\{\max[t_{act,51,dev2s}], 500 \text{ ms}|_{I=5 \cdot I_{asig dev}}\} + \Delta t \leq t_{act,51}, \forall (I)$$

D.- Función de fallo de interruptor [50S-62]

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a la intensidad de arranque de la función 51 del devanado considerado.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque (I_{aj}) será el valor mínimo, que ofrezca precisión en la medida de intensidad secundaria, de la intensidad primaria de los Transformadores de Intensidad asociados a función 50S-62, típicamente, 10% de I_n .

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del transformador.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de trafo; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$10\% \cdot \{I_{n,TT/I}\} \leq I_{aj,50S-62} \leq 85\% \cdot \{I_{aj,51}\}$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act50/87\ trf}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} < t_{crit}$$

Para detectar las faltas de baja intensidad o disparo de protecciones propias se recomienda utilizar también la posición de los contactos del interruptor.

3.6.3 DEVANADO PRIMARIO, FALTAS A TIERRA

A.- Función sobreintensidad de neutro, tiempo dependiente [51N]

Constituye:

- Función principal: en transformadores capaces de aportar intensidad homopolar, y ante faltas externas que pudieran tener lugar en el mismo nivel de tensión donde conecta el devanado primario [barras AT] del transformador, evitando superar el valor máximo permitido de $(3I_{0,adm})$ en devanado[s] secundario[s] [MT] conectados en triángulo.
- Función de apoyo celda: ante faltas a tierra que pudieran darse entre los TT/I captadores del devanado primario [AT] y cierta porción del transformador, como respaldo parcial, a tiempo no nulo, funciones 87T;
- Función de apoyo subestación: en transformadores capaces de aportar intensidad homopolar, y ante faltas externas que pudieran tener lugar en el mismo nivel de tensión donde conecta del devanado primario del transformador [AT], como respaldo a funciones de falta a tierra en terminales conectados [o conectables] en idéntico empujado AT.

Principal y apoyo celda

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior a la intensidad por el devanado primario correspondiente a la máxima intensidad [$3I_0$] admisible en los devanado(s) secundario(s) [MT] conectado(s) en triángulo. De existir más de un devanado MT en triángulo, se tomará el valor mínimo entre ellos;

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será superior a un porcentaje libre de errores respecto a la intensidad nominal primaria de los TT/I asociados a función 51N (típicamente 10%):

$$10\% \cdot I_{n,TT/I} \leq I_{aj,51N} \leq 0,8 \{ \min [\max (3I_{0,adm,dev2s})] \}$$

Criterio de tiempo: El tiempo de actuación [t_{act}] será el valor mínimo entre el tiempo crítico de las barras donde conecte el devanado primario transformador [AT] y el tiempo límite para la máxima [$3I_0$] permitida en devanado(s) secundario(s) [MT] conectado(s) en triángulo. De existir más de un devanado MT en triángulo, se tomará el valor mínimo entre ellos:

$$t_{act,51N} < \min \{ t_{crit}, \min [t_{lim,dev2s}] \}$$

Apoyo subestación

Criterio 1. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será inferior al valor mínimo entre la máxima intensidad [$3I_0$] admisible en devanado(s) secundario(s) [MT] conectado(s) en triángulo y la mínima intensidad [$3I_0$] aportada por el transformador, ante faltas a tierra en barras AT, afectada por un factor de seguridad [0,8]. De existir más de un devanado MT en triángulo, se tomará el valor mínimo entre ellos.

Criterio 2. El valor de la intensidad de arranque [I_{aj}] será, en escenario de máximo “in-feed”, el valor máximo entre el ajuste de las funciones 67N / 51N del acoplamiento, asumiendo que éstas verifican coordinación con las funciones 67N de los circuitos AT conectados [o conectables] en idénticas barras [AT] que el devanado primario del transformador. De no existir funciones de acoplamiento, coordinará con el ajuste de las funciones 67N de los circuitos AT conectados [o conectables] en idénticas barras [AT] que el devanado primario transformador. Es decir:

En presencia de funciones 51N, 67N de acoplamiento:

$$120\% \cdot k_{m\acute{a}x} (I_{aj,51N,ACP/67N,ACP}) \leq I_{aj,51N} \\ \leq 80\% \cdot \min \{ (3I_{0,1FG,BAR AT}), \min [\max (3I_{0,adm,dev2s})] \}$$

Y, en ausencia de dichas funciones:

$$120\% \cdot k_{m\acute{a}x} \cdot m\acute{a}x\{I_{aj,67NL}\} \leq I_{aj,51N} \\ \leq 80\% \cdot m\acute{i}n\{(3I_{0,1FG,BAR AT}), m\acute{i}n[m\acute{a}x(3I_{0,adm,dev2s})]\}$$

Criterio de tiempo 1: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al valor mínimo entre el tiempo crítico de las barras donde conecte el devanado primario transformador (AT) y el tiempo límite para ($3I_0$) permitida en devanado(s) secundario(s) (MT) conectado(s) en triángulo. De existir más de un devanado MT en triángulo, se tomará el valor mínimo entre ellos:

$$t_{act,51N} \leq m\acute{i}n\{t_{crit,BAR AT}, m\acute{i}n[t_{lim,dev2s}]\}$$

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será superior al valor máximo entre:

- Si hubiere lugar²⁹, los tiempos de actuación de las funciones 51N devanado(s) secundario(s) (MT):

$$m\acute{a}x\{t_{act,51N,dev2s}\} + \Delta t \leq t_{act,51N}, \forall (3I_0)$$

- Si hubiere lugar³⁰, el correspondiente a la función de protección inmediata, en orden de coordinación, de terminales conectados (o conectables) a idéntico embarrado donde conecte el devanado primario del transformador (AT), considerando escenario de fallo interruptor:

- Funciones de falta a tierra en acoplamiento (zona 2, función 21 ó funciones 67N, 51N; éstas últimas, para cualquier valor de intensidad) asumiendo que verifican coordinación con funciones de falta a tierra en circuitos AT conectados (o conectables) en idénticas barras que el devanado primario del transformador;
- De no existir funciones de falta a tierra en acoplamiento, funciones de falta a tierra (zona 2, función 21 y/o funciones 67N en circuitos AT; éstas últimas, para cualquier valor de intensidad).

Es decir: en presencia de funciones de falta a tierra en acoplamiento:

$$m\acute{a}x\{t_{act,Z2ACP} / t_{act,51NACP-67NACP}\} + \Delta t \leq t_{act,51N}, \forall (3I_0)$$

Y, en ausencia de dichas funciones:

$$m\acute{a}x\{t_{act,Z2L}, t_{act,67NL}\} + t_{act,50S-62} + \Delta t \leq t_{act,51N}, \forall (3I_0)$$

29 Deberá considerarse si circula ($3I_0$) por el devanado AT en escenario de faltas a tierra en devanado(s) MT.

30 Deberá considerarse si el transformador es capaz de aportar ($3I_0$) en escenario de faltas a tierra en el mismo nivel de tensión donde conecta el devanado AT.

B.- Función fallo de interruptor [50S-62]

Criterio 1: La intensidad de arranque ha de ser inferior a la intensidad de arranque de la función 51N del devanado considerado.

Criterio 2: El valor de la intensidad de arranque (I_{aj}) será el valor mínimo, que ofrezca precisión en la medida de intensidad secundaria, de la intensidad primaria de los Transformadores de Intensidad asociados a la función 50S-62, típicamente, 10% de I_n .

Criterio de tiempo 1: Su temporizado será tal que coordine con la protección diferencial de barras y con las protecciones instantáneas del transformador.

Criterio de tiempo 2: El tiempo de actuación (t_{act}) será inferior al tiempo crítico del sistema para falta en barras o en salida de trafo; excepto en aquellos casos en que el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación considerado en cuyo caso primará la selectividad.

$$10\% \cdot \{I_{n,TT/I}\} \leq I_{aj,50S-62} \leq 85\% \cdot \{I_{aj,51N}\}$$

$$\max[t_{act87B}, t_{act50/87\ trf}] + \Delta t \leq t_{act,50S-62} < t_{crit}$$

Para detectar las faltas de baja intensidad o disparo de protecciones propias se recomienda utilizar también la posición de los contactos del interruptor

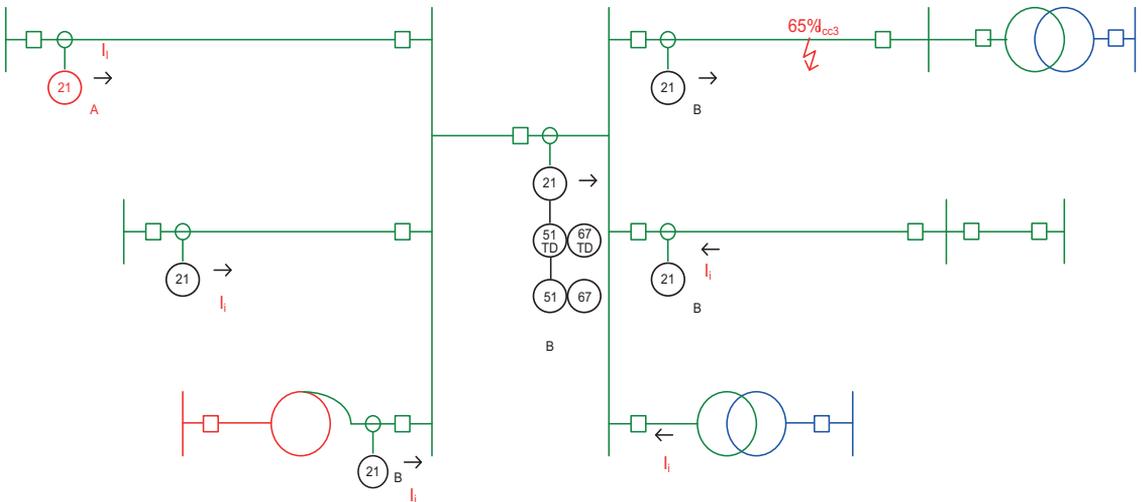
ANEXO

1

PROCEDIMIENTO
DE CÁLCULO:
FACTOR DE “INFEED”

El factor de máximo [K_{max}] y mínimo [K_{min}] infeed se utilizará para el ajuste de zona dos y zonas tres de funciones 21 en redes AT. A continuación se indica el cálculo para ajuste de la zona 2.

FIGURA 4. ESQUEMA SUBESTACIÓN GENÉRICA DOBLE BARRA



VALOR DE MÁXIMO INFEED

Se realizará el siguiente procedimiento para un caso de punta y un caso de valle, tomando el máximo valor de k_{\max} resultante entre ambos escenarios.

1. Se aplicará una falta trifásica al 65% del circuito más corto conectado en barras de subestación remota, con todos los circuitos y transformadores de dicha subestación acoplados;
2. El factor de infeed resultante para esta configuración será $[\sum I_i/I_1]$, donde I_i es la corriente que aporta a la falta el terminal $[i]$ conectado en la subestación remota, y $[I_1]$ es la intensidad medida por relé objeto de ajuste.

VALOR DE MÍNIMO INFEED

Se realizará el siguiente procedimiento para un caso de punta y un caso de valle, tomando el valor más restrictivo de k_{\min} resultante entre ambos escenarios.

1. Si en barras de la subestación remota conectan menos de 5 terminales, se aplicará un cortocircuito trifásico al 65% del circuito más corto;
2. Para dicho cortocircuito, se desconectará el terminal con mayor aportación entre los conectados en barras de subestación remota;
3. Se aplicará nuevamente la falta al 65% del circuito más corto y se calculará el factor de infeed según $[\sum I_i/I_1]$, donde I_i es la corriente que aporta a la falta el terminal $[i]$ conectado en la subestación remota, y $[I_1]$ es la intensidad medida por relé objeto de ajuste.
4. Si en barras de la subestación remota conectan 5 o más terminales, se seguirán los pasos anteriores, pero se desconectarán los dos terminales con mayor aportación entre los conectados en barras de subestación remota para el cortocircuito considerado.

ANEXO

2

CONSIDERACIONES
SOBRE EL FACTOR
DE COMPENSACIÓN
HOMOPOLAR

Para la correcta detección de faltas monofásicas a tierra en circuitos, es preciso ajustar en la zona 1 y la zona 2 de la función 21 el mismo valor del factor de compensación homopolar [K_0] del circuito protegido, tanto en módulo como en argumento. El valor de K_0 viene definido por:

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_L}{3Z_L}$$

Donde Z_0 y Z_L son, respectivamente, impedancia homopolar compleja y la impedancia directa compleja del circuito protegido.

En aquellos equipos que permitan un ajuste de K_0 para la zona 1 y otro diferente para el resto de zonas se utilizará, en general, el mismo valor para todas las zonas.

Edita:



P.º Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas - Madrid



www.ree.es

Con la colaboración de:



Coordinación de la edición:

Departamento de Comunicación
e Imagen Corporativa de Red Eléctrica de España

Dirección técnica:

Departamento de Seguridad del Sistema
de Red Eléctrica de España

Impresión:

EPES - www.graficasepes.com

Diseño gráfico y maquetación:

breu comunicación - www.breu.es

Fecha de la edición:

Febrero 2017

Depósito Legal: M-5784-2017





endesa

