



*Grupo Red Eléctrica*

## CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FRONTERAS TRANSPORTE - GENERACIÓN

Dirección de Operación  
Dpto. Seguridad del Sistema

30 de diciembre de 2020



# Índice

1	Antecedentes y objetivo.....	4
2	Alcance .....	5
3	Definiciones y nomenclatura.....	7
3.1	Definiciones.....	7
3.2	Símbolos .....	12
3.2.1	De carácter general .....	12
3.2.2	Funciones de protección .....	13
3.2.3	Tensiones.....	13
3.2.4	Intensidades.....	13
3.2.5	Impedancias .....	14
3.2.6	Tiempos.....	15
3.2.7	Factores .....	16
4	Criterios de coordinación de protecciones.....	17
4.1	Área de protección de la subestación de transporte .....	19
4.1.1	Protección de líneas de Transporte .....	19
4.1.1.1	Función (21). Distancia .....	19
4.1.1.2	Función (67N). Direccional de neutro .....	38
4.1.1.3	Función (79). Reenganchador automático.....	43
4.1.1.4	Función (50S-62). Fallo de interruptor .....	44
4.1.2	Protección del acoplamiento de barras (ACP).....	46
4.1.2.1	Función (21). Distancia .....	46
4.1.2.2	Funciones (51-51N). Sobreintensidad .....	52
4.1.2.3	Función (50S-62). Fallo de interruptor .....	60
4.1.3	Protección de transformadores de transporte .....	61
4.1.3.1	Función (21). Distancia en ambos niveles de tensión .....	62
4.1.3.2	Funciones 50-51-51N de sobreintensidad en ambos niveles de tensión .....	73
4.1.3.3	Función (50S-62). Fallo de interruptor .....	87
4.2	Área de protección de Líneas en Antenas de Generación.....	89
4.2.1	Protección de líneas Antenas de Generación.....	91
4.2.1.1	Función (21). Distancia .....	92
4.2.1.2	Función 67 (Direccional).....	120
4.2.1.3	Función (67N). Direccional de neutro .....	123
4.2.1.4	Función (79). Reenganchador automático.....	133
4.2.1.5	Función 50S-62. Fallo de interruptor .....	134
4.3	Área de protección de la subestación de generación .....	135
4.3.1	Posición de AT del Transformador de Grupo .....	135
4.3.1.1	Función 21 (distancia en el lado de AT) .....	136



4.3.1.2	Funciones 50-51-51N (sobreintensidad) en el lado de AT .....	144
4.3.1.3	Función 50S-62 (fallo de interruptor) .....	154
4.4	Área de protección del sistema de generación.....	155
4.4.1	Protecciones del generador.....	155
4.4.1.1	Función de mínima impedancia (21).....	155
4.4.1.2	Funciones (51 – 51V). Sobreintensidad de fases del generador .....	160
4.4.1.3	Función de máxima intensidad de secuencia inversa (46).....	168
<b>5</b>	<b>ANEXO. GENERACIÓN BASADA EN ELECTRÓNICA DE POTENCIA .....</b>	<b>172</b>
5.1	INTRODUCCIÓN .....	172
5.2	TIPOS DE MÓDULOS DE PARQUE ELÉCTRICO Y SU COMPORTAMIENTO ANTE LAS FALTAS. RESPUESTA DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	173
5.2.1	Generador asíncrono de jaula de ardilla o de rotor bobinado .....	174
5.2.1.1	Falta trifásica en los terminales del generador .....	174
5.2.1.2	Falta trifásica alejada del generador .....	178
5.2.1.3	Faltas desequilibradas .....	181
5.2.1.3.1	Falta monofásica a tierra.....	182
5.2.1.3.2	Falta bifásica .....	186
5.2.1.3.3	Falta bifásica a tierra .....	189
5.2.2	Aerogeneradores a base de generador asíncrono doblemente alimentado .....	191
5.2.2.1	Cortocircuito trifásico en los terminales del aerogenerador .....	192
5.2.2.2	Cortocircuito trifásico alejado del aerogenerador .....	196
5.2.2.3	Faltas desequilibradas .....	199
5.2.2.3.1	Falta monofásica a tierra .....	200
5.2.2.3.2	Falta bifásica .....	204
5.2.2.3.3	Falta bifásica a tierra .....	207
5.2.3	Fuentes renovables a base de convertidores de plena potencia (“Full Converter”).....	208
5.2.3.1	Cortocircuito trifásico .....	210
5.2.3.2	Cortocircuitos desequilibrados.....	212
5.2.3.2.1	Fuentes renovables del tipo (FC) sin contribución de corriente de secuencia negativa .....	213
5.2.3.2.2	Fuentes renovables del tipo (FC) con contribución de corriente de secuencia negativa .....	217
<b>6</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>223</b>



## 1 Antecedentes y objetivo

---

El Procedimiento de Operación P.O 11.1 publicado en el BOE N° 158 del 3 de Julio de 1998, en su Apdo. 4.1, requiere: “El Operador del Sistema (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 conectadas directamente a la red gestionada.”

El presente documento tiene por lo tanto como objetivo desarrollar los citados criterios de coordinación de ajustes, dando así cumplimiento al anterior requerimiento del P.O 11.1.

En el capítulo 2 del Alcance, se indican las funciones de protección, tanto de la red de transporte como de las instalaciones de generación, que han sido consideradas. Todas las funciones de protección que son utilizadas por REE en la red de transporte, y todas las funciones de protección que son utilizadas por los agentes generadores en sus instalaciones, son contempladas para la definición de los criterios de ajuste ante los distintos tipos de cortocircuitos.

En el capítulo 3 se exponen las principales definiciones, nomenclatura y terminología empleadas a lo largo del texto.

Es en el capítulo 4 donde se desarrollan los criterios de ajuste de coordinación de las funciones de protección. Está dividido en distintos apartados según las diferentes zonas de protección consideradas (líneas de transporte, transformadores de transporte, circuitos de ACP de barras, antenas de generación, transformador de grupo, etc.).

Se han considerado diagramas unifilares típicos de las principales topologías empleadas en la conexión a la red de transporte (gestionada) tanto de centrales clásicas de generación, denominadas Módulos de Generación de Electricidad Síncronos (MGES), como de centrales de generación con tecnología no síncrona, denominadas Módulos de Parque Eléctrico (MPE), analizándose su repercusión en ciertos criterios de ajuste de algunas funciones de protección.

El presente documento se concibe como un documento abierto, susceptible de ser revisado y actualizado en el tiempo, pues los cambios tecnológicos en la generación, así como en los equipos de protección, pueden tener influencia en los actuales criterios de ajuste de las protecciones, o en la necesidad de incluir nuevos.



## 2 Alcance

La red gestionada a la que hace alusión el P.O. 11.1 es la que opera REE como OS en la península; es decir básicamente la red que incluye los sistemas eléctricos de los niveles de tensión de 400 kV y 220 kV peninsulares. También se considera en el alcance aquella parte de la red de niveles inferiores (110 , 132 kV) que resulta ser crítica. La generación directamente conectada a la red gestionada es a la que aplica el alcance de los criterios de ajuste de coordinación de protecciones que han sido desarrollados.

Al día de hoy, las instalaciones de generación se han diversificado, no siendo sólo las clásicas a base de la generación síncrona, sino que se han ido incorporando fuentes de generación no síncrona (MPE), tales como los parques eólicos a base de generadores asíncronos doblemente alimentados, o los parques eólicos con convertidores de plena potencia ("Full Converter"). También la generación fotovoltaica, con gran profusión hoy en día, es a base de convertidor de potencia (inversor) de salida a la red de corriente alterna. Estas fuentes de generación renovable con electrónica de potencia tienen un comportamiento ante los distintos tipos de cortocircuitos bien distinto al de la generación síncrona clásica (MGES). Es preciso tener en cuenta esta diferente característica, de cara al comportamiento de las protecciones y su coordinación. Así se ha considerado en el presente alcance, y para ello se ha desarrollado el Anexo 1.

La coordinación entre las protecciones de la red de transporte, que forma parte de la red gestionada, con las de las instalaciones de generación, ha de hacerse tanto para faltas de cualquier tipo en aquélla como en éstas, tal y como se requiere en el P.O 11.1. En consecuencia, los criterios de ajuste que han sido desarrollados cumplen con este requerimiento. Es la coordinación de las funciones de protección ante los cortocircuitos la que se ha analizado y definido dentro del alcance.

No todas las funciones de protección que se aplican en los sistemas de generación requieren de coordinación con las protecciones de la red de transporte, tal es el caso de las protecciones unitarias o cerradas como las diferenciales (87) del generador, del transformador de grupo, o de bloque, que son de actuación instantánea.

Lo mismo cabe decir de los esquemas de teleprotección de las líneas, que constituyen también un esquema unitario o cerrado con actuación y disparo instantáneos, para faltas en cualquier punto de ellas. Tampoco precisan de coordinación.

De igual modo las protecciones para faltas a tierra (59N), (64G) en el sistema eléctrico de MT del generador no son susceptibles de coordinar con las protecciones de la red de transporte. Es debido al específico método de puesta a tierra que se practica en dicho sistema, por lo que no serán consideradas dentro del presente alcance.

Otras funciones de protección propias de los sistemas de generación tampoco son objeto del alcance de este documento al no estar directamente relacionadas con los cortocircuitos, o bien representar fallos (eventos) internos específicos. Son las siguientes:

- Mínima/máxima tensión (27/59) respectivamente
- Mínima frecuencia (81)
- Sobreexcitación del generador y del transformador de grupo (24)
- Pérdida de excitación del generador (40)
- Pérdida de sincronismo (78)
- Retorno de potencia activa (32)
- Protección térmica de estator y rotor ante sobrecargas (49)
- Protección contra la energización accidental del generador
- Protecciones de SS AA de la central

Las funciones de protección de los sistemas de generación que sí forman parte del alcance del documento, y para las que se han desarrollado los criterios de ajuste de coordinación ante los cortocircuitos sólidos y resistivos en la red de transporte, son las siguientes:

Funciones de sobreintensidad de fases del generador (51, 51V) y del transformador de grupo (50, 51, 67)

- Función de sobreintensidad de tierra (neutro) del transformador de grupo (51N)



- Secuencia negativa de intensidad del generador (46)
- Función de impedancia en el lado de MT del sistema eléctrico de generación (21)
- Función de distancia (21) en el lado de AT del transformador de grupo
- Fallo del interruptor del generador (50S-62)

En cuanto a las funciones de protección de los elementos de la red de transporte que tienen que coordinar con las de la generación, se darán los criterios de ajuste ante faltas sólidas de los distintos tipos, para cortocircuitos en las instalaciones de generación y también para faltas en la propia red de transporte. Las funciones consideradas son las siguientes:

- Distancia (21) en escalones temporizados para líneas, transformadores y acoplamiento de barras (ACP)
- Direccional de neutro (67N) para líneas
- Sobreintensidad de fases (50, 51) para transformadores y (51) para ACPs
- Sobreintensidad de neutro (51N) para transformadores y ACPs
- Reenganchador en las líneas (79)
- Fallo de interruptor (50S-62)

No forma parte del alcance del documento la definición del tipo y número de protecciones a utilizar; es decir la dotación necesaria de equipamiento protector de los elementos del sistema eléctrico tales como generador, transformador de grupo, líneas, ACPs, etc. Es en el documento "CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL" referenciado en el P.O 11.1 (Apdo. 3) donde se define tal equipamiento mínimo necesario. En el presente documento, simplemente se indican los criterios de ajuste de las funciones de protección que REE y los agentes generadores utilizarán en la práctica en sus instalaciones.



## 3 Definiciones y nomenclatura

---

Este apartado incluye la terminología, las definiciones y los símbolos empleados para las principales variables y magnitudes tratadas en el documento.

### 3.1 Definiciones

---

#### **Antena de generación**

Circuito(s) que interconecta(n) la central de generación síncrona, o el Módulo de Parque Eléctrico (MPE), con la subestación de la red de transporte.

#### **Circuito**

Línea aérea, cable, o línea mixta a base de tramo(s) soterrado(s) y aéreo(s).

#### **Elemento del sistema eléctrico**

Aplicable a un circuito, transformador de transporte, embarrado de una subestación, generador, transformador de grupo generador, acoplamiento de barras (ACP), etc.

#### **Error de aportaciones intermedias o error de "infeed" ( $\varepsilon$ )**

Aplicable a la función de distancia en sus zonas 2 y 3. Es el error en la medida de la impedancia vista ( $Z_v$ ) por la protección debido a las aportaciones intermedias de intensidad de falta entre la localización de la protección y el punto de defecto.

Este error es diferente según el tipo de falta y puede ser máximo ( $\varepsilon_{\max}$ ) o mínimo ( $\varepsilon_{\min}$ ) según que se considere el máximo de elementos con aportaciones intermedias a la falta o el mínimo número de ellos.

Para el caso particular de faltas trifásicas sólidas, el valor del error ( $\varepsilon$ ) y del factor de aportaciones intermedias ( $K$ ) se formulan como sigue:

$$Z_v = Z_L + Z'L + Z'L(\sum I_j/IL) \quad \varepsilon = Z'L(\sum I_j/IL) \quad K = \sum I_j/IL$$

$Z_v$ : Impedancia vista por la función de distancia para falta trifásica sólida en un tramo de una línea remota de impedancia ( $Z'L$ ) hasta el punto de falta.

$Z_L$ : Impedancia del circuito protegido por la función de distancia

$IL$ : Intensidad de falta por el circuito protegido

$(\sum I_j)$ : Intensidad total de las ( $j$ ) aportaciones intermedias de los elementos que contribuyen a la falta conectados a la subestación remota, pero excluida la intensidad ( $IL$ ) del circuito protegido.

$K = (\sum I_j/IL)$  es una definición del factor de aportaciones intermedias, o factor de "infeed", aplicado sobre ( $Z'L$ ).

El error de impedancia ( $\varepsilon$ ) en  $\Omega$  respecto a la impedancia ( $Z_L + Z'L$ ) depende del valor de ( $Z'L$ ) y del factor de "infeed" ( $K$ ):

$\varepsilon = Z'L(\sum I_j/IL)$  es un número complejo al serlo  $\sum I_j/IL$  y ( $Z'L$ ).



Si  $Z'L = 0$  (falta en las barras remotas o en la salida del circuito), o si  $K = \sum I_j / I_L = 0$ , entonces se tiene que el error  $\varepsilon = 0$ , siendo en este caso la impedancia vista por la función de distancia:  $Z_v = Z_L + Z'L$ . Valor sin aportaciones intermedias.

Para faltas distintas a la trifásica, la formulación del error y del factor (K) de "infeed" es muy compleja y se puede recurrir a los programas de cálculo para su valoración, por comparación de la impedancia vista que da el programa frente al valor  $(Z_L + Z'L)$ .

En los circuitos multiterminal está inherente el error por aportaciones intermedias cuando se postula falta en uno de los terminales y es distinto dependiendo del punto de defecto y del ramal en falta, por lo que es preciso considerar las faltas en cada ramal.

Asimismo el factor (K) y el error ( $\varepsilon$ ) de las aportaciones intermedias difieren según el escenario del sistema eléctrico (punta, llano, valle) que se considere.

### **Factor de compensación homopolar (K0)**

Aplicable sólo a las faltas monofásicas a tierra. Es la fracción (número complejo) (K0) de la intensidad de falta a tierra ( $I_g = 3I_o$ ) que detecta la protección, y que sumada a la intensidad de la fase en falta ( $I_a$ ), aplica para la determinación de la impedancia vista ( $Z_v$ ) por la protección:

$$Z_v = V_a / (I_a + K_0 I_g)$$

Siendo ( $V_a$ ) la tensión fase-tierra detectada por la protección durante la falta.

(K0) se formula como:  $K_0 = (Z_0 - Z_1) / (3Z_1)$  Siendo:

Z0: Impedancia homopolar del elemento del sistema eléctrico

Z1: Impedancia de secuencia directa del elemento

### **Factor de impedancia mutua homopolar de un circuito (Km0)**

Se define como sigue:  $K_{m0} = Z_{M0} / (3Z_L)$

Siendo ( $Z_{M0}$ ) la impedancia mutua homopolar por fase entre dos circuitos acoplados en la secuencia homopolar, parcial o totalmente en toda su longitud, y siendo ( $Z_L$ ) la impedancia de secuencia directa del circuito que se considera.

### **Falta permanente y falta transitoria**

La falta permanente es la que se produce en el seno de un aislamiento no regenerativo como por ejemplo en el conjunto papel-aceite de un transformador, o en el dieléctrico sólido de un cable.

La falta transitoria es la que se produce mediante un arco eléctrico en el seno de un aislamiento regenerativo como es el aire que circunda el aislador de una línea aérea.

Puede haber también faltas permanentes en el seno del aire causadas por objetos sólidos que no se destruyen al paso de la corriente de cortocircuito.

Sólo tiene sentido reenganchar ante las faltas transitorias en las líneas aéreas. No así ante las faltas permanentes, pues serán siempre reenganche sobre falta.

### **Impedancia de carga máxima de un elemento (Zc)**

En un elemento, se define como el cociente de los módulos de la mínima tensión fase-neutro considerada como admisible en condiciones de explotación del sistema y de la máxima intensidad admisible por el elemento en condiciones de sobrecarga.

Para circuitos se tiene que:  $Z_c = 0.85 U_n / (1.15 I_{max} \sqrt{3})$



Para transformadores y ACPs es:  $Z_c = 0.85 \cdot U_n / (1.2 \cdot I_n \cdot \sqrt{3})$

Siendo ( $I_n$ ) la intensidad asignada del elemento considerado y ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema.

La impedancia de carga máxima del elemento corresponde a la mínima impedancia a considerar y se representa en el diagrama R - X con el módulo ( $Z_c$ ) anterior y con ángulos ( $\phi$ ) posibles en los siguientes intervalos:

$$-45^\circ \leq \phi \leq 45^\circ \quad \text{y} \quad 135^\circ \leq \phi \leq 225^\circ$$

### **Impedancia de transferencia del sistema eléctrico (Ztfcia)**

Aplicable entre dos nudos (subestaciones) con el elemento que los une abierto. Es la impedancia de transferencia que resulta del cuadripolo equivalente entre dichos nudos para sistemas mallados. Normalmente calculada por los programas de ordenador de cálculo de cortocircuitos.

Tiene también valores distintos para las distintas redes de secuencia:

$$Z_{tfcia1} \sim Z_{tfcia2} \quad \text{y} \quad Z_{tfcia1} \neq Z_{tfcia0}$$

### **Impedancia de un transformador (Ztrf o ZT)**

Se estipula como tal, la impedancia óhmica de secuencia directa del transformador vista desde el devanado que se considere y posicionado el cambiador de tomas en su toma principal.

Aplicable a transformadores de la red de transporte, a transformadores de grupos de generación, y a transformadores colectores de Módulos de Parque Eléctricos (MPE) a base de fuentes de energía no síncrona.

### **Impedancia fuente del sistema eléctrico (Zf)**

En relación con un elemento a proteger, responde a la impedancia del equivalente Thévenin en el nudo o subestación al que se conecta el elemento, pero con él desconectado de ella.

En general ( $Z_f$ ) tiene distintos valores para las tres redes de secuencia (directa 1, inversa 2 y homopolar 0) siendo normalmente en sistemas mallados:

$$Z_{f1} \sim Z_{f2} \quad Z_{f1} \neq Z_{f0}$$

### **Intensidad a tierra de desequilibrio natural de un circuito (3.los)**

Es el valor permanente de corriente a tierra (3.los) que puede fluir por un circuito dado, debido al potencial desequilibrio de las impedancias de fase del mismo y el inherente desequilibrio del sistema eléctrico al que se conecta.

La no transposición de todas las líneas del sistema eléctrico principalmente, y el hecho de que las impedancias de los elementos conectados al sistema no son idealmente equilibradas, es la causa de esta (3.los) natural, que es preciso superar en el ajuste de la intensidad de arranque de las funciones de sobreintensidad de neutro.

### **Intensidad de arranque de una función de sobreintensidad (Iaj)**

Valor de la intensidad por encima del cual la función opera.

### **Intensidad de conexión de un circuito en vacío (Ich)**

Denominada en la literatura anglosajona como "charging current", es la intensidad en régimen permanente, en valor eficaz, debida a la susceptancia capacitiva de secuencia directa que presenta el circuito en vacío.



$$I_{ch} = B1.U/\sqrt{3}$$

Siendo (U) la tensión existente aplicada al circuito y  $B1 = \omega.C1$  la susceptancia de secuencia directa.

En el régimen transitorio de conexión de la línea en vacío, el valor eficaz real se incrementa respecto al valor ( $I_{ch}$ ) anterior.

### **Intensidad máxima admisible de un circuito ( $I_{max}$ )**

Intensidad máxima en régimen continuo que es capaz de transportar en las condiciones estipuladas de temperatura ambiente y de modo de tendido para la vida asignada prevista.

### **Intensidad residual de polo abierto ( $I_{pa}$ )**

Intensidad a tierra o de neutro  $I_{pa} = 3.I_0$  de paso por el elemento protegido como consecuencia de un polo abierto, normalmente debido al disparo monopolar de un interruptor, siendo ( $I_0$ ) la intensidad homopolar resultante por dicho elemento.

### **Intensidad transitoria de magnetización de un transformador ( $I_{mag}$ )**

Denominada en la literatura anglosajona como "inrush current", es la intensidad transitoria de magnetización de un transformador con componente fundamental, armónicos y componente exponencial durante el proceso de energización en vacío.

### **Interruptor de generador**

Cuando existe, hace referencia al interruptor de MT que conecta el generador al transformador de grupo y al de servicios auxiliares (SSAA) del grupo generador (central).

### **Interruptor del grupo generador**

Interruptor(es) que conecta(n) la salida del transformador de grupo generador a la subestación de la red de transporte o de la propia central.

### **Margen de coordinación entre protecciones ( $\Delta t$ )**

Es la diferencia mínima ( $\Delta t$ ) de tiempo de actuación a considerar entre dos protecciones consecutivas del sistema eléctrico que garantiza la coordinación entre ellas para obtener la requerida selectividad.

Por defecto se considera  $\Delta t = 0.2$  s entre protecciones que actúan a tiempo definido y  $\Delta t = 0.3$  s entre protecciones con curvas a tiempo inverso, o entre una protección a tiempo inverso y otra a tiempo definido.

Con funciones a tiempo definido resultan escalones sucesivos de coordinación de valores: 0.2, 0.4, 0.6, 0.8 s.

Para dicho margen de coordinación ( $\Delta t$ ) se ha considerado el tiempo de ruptura del interruptor, el tiempo de arranque y el de recaída de las protecciones en el estado actual de la tecnología.

### **Resistencia (impedancia) de falta ( $R_f$ )**

Es el valor de la resistencia de falta entre los conductores de fase o el valor de la resistencia (impedancia) de falta entre un conductor de fase y tierra remota en el punto de defecto.

Cuando la falta es sólo entre conductores de fase se considera como resistencia de falta la resistencia del arco entre ellos.



Cuando la falta involucra tierra se considera la resistencia del arco más la impedancia del circuito de tierra (hilos de tierra si existen, sistema de p. a t del elemento en falta, terreno, elementos accidentales de la falta a tierra, etc.). Normalmente la resistencia del arco suele ser mucho más pequeña que la impedancia del circuito de tierra.

En el caso de circuitos a base de cables, o con líneas cortas, la resistencia del arco puede ser del mismo orden que la impedancia de secuencia directa del circuito, lo cual tiene impacto en la medida de la impedancia de la función de distancia.

### **Tiempo de actuación de una función de protección (Tact)**

Es el tiempo que transcurre desde que se produce la falta hasta que se cierran los contactos de salida de disparo de la función.

### **Tiempo de bloqueo o de seguridad del reenganchador (Tr)**

Conocido en la literatura anglosajona como "reclaim time". En un reenganche que ha sido exitoso, es el tiempo ajustado en la función reenganchador, que transcurre desde el instante en que el interruptor recibe la orden de cierre de sus contactos por orden del reenganchador, y el instante en el que el interruptor se considera ya habilitado para hacer un nuevo ciclo de apertura sobre falta con reenganche ulterior.

### **Tiempo de desionización del aire del arco**

En las faltas transitorias, es el tiempo necesario para asegurar que el aire ionizado del arco de la falta se ha dispersado y ha sido sustituido por aire con plena rigidez dieléctrica en la zona del arco, tras suprimir la tensión aplicada (campo eléctrico) por apertura de los interruptores de la línea aérea.

Este tiempo depende de distintos factores como los atmosféricos, pero es tanto más elevado cuanto mayor es la tensión nominal del sistema ( $U_n$ ) de la línea aérea.

El tiempo muerto ajustado en el reenganchador ( $T_e$ ) debe ser superior al tiempo de desionización del arco para que el reenganche tenga éxito y no sea sobre falta.

### **Tiempo muerto de la función reenganchador (Te)**

Es el tiempo de espera ajustado en la función reenganchador desde que la protección da orden de disparo activándolo, hasta que el reenganchador emite la orden de reenganche (cierre) al interruptor.

A distinguir el valor de ( $T_e$ ) para el reenganche monofásico que se ajusta más alto que el ( $T_e$ ) para el reenganche trifásico.

### **Transformador colector de un módulo de Parque Eléctrico (MPE)**

Es el transformador de evacuación de la energía procedente del MPE (parque eólico, fotovoltaico) que interconecta con la red de transporte. Es equivalente al transformador de grupo de una central síncrona o grupo de generación.



## 3.2 Símbolos

---

Se indican a continuación los principales símbolos empleados:

### 3.2.1 De carácter general

---

(ACP) Acoplamiento de barras en una subestación en doble barra con interruptor de acoplamiento

(CGP's) Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español (Noviembre 1995)

Criterios de ajuste de coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución. REE. (febrero 2017)

(L) Local: Todo elemento o sistema de protección ubicado en una determinada subestación de referencia. No se confundirá con Línea por el contexto

(MGES) Iniciales de Módulo de Generación de Electricidad Síncrono

(MPE) Iniciales de Módulo de Parque Eléctrico. Equivalente a central o fuente de generación no síncrona (fotovoltaica, eólica, etc.)

(R) Remoto: Todo elemento o sistema de protección ubicado en otra subestación, respecto a la que se considera local

(T) En el contexto de circuitos representa el nudo de un circuito multiterminal (en T). En el contexto normal se utiliza para transformador

(T/i) Transformador de intensidad

(T/t) Transformador de tensión

(TP) Teleprotección

(52) Interruptor automático

{...} Conjunto de valores



### 3.2.2 Funciones de protección

---

- (21) Distancia
- (25) Chequeo de sincronismo
- (46) Intensidad de secuencia negativa
  
- (50S-62) Fallo de interruptor
- (50) Sobreintensidad instantánea de fases
- (51D) Sobreintensidad de fases a tiempo definido
- (51) Sobreintensidad de fases a tiempo inverso
- (51N/51G) Sobreintensidad de neutro/tierra a tiempo inverso
- (51ND) Sobreintensidad de neutro a tiempo definido
- (51V) Sobreintensidad de fases a tiempo inverso controlada por tensión o dependiente de la tensión
- (67) Sobreintensidad direccional de fases a tiempo inverso
- (67N/67G) Sobreintensidad direccional de neutro/tierra a tiempo inverso
- (67NTD/67GTD) Sobreintensidad direccional de neutro/tierra a tiempo definido
- (79) Reenganchador automático
- (85) Esquema de teleprotección
- (87) Diferencial en términos generales (T para transformador, L para línea, G para generador)

### 3.2.3 Tensiones

---

- (Un) Tensión nominal del sistema eléctrico (kV)
- (U<sub>max</sub>) Tensión máxima del sistema eléctrico (kV)
- (U<sub>min</sub>) Tensión mínima del sistema eléctrico (kV)
- (U<sub>r</sub>) Tensión asignada de un equipo o elemento (kV)
- (U<sub>control 51VGEN</sub>) Ajuste del umbral de control de tensión de la función (51V) de los generadores

### 3.2.4 Intensidades

---

- (I<sub>n</sub>) Intensidad asignada de un elemento o equipo
- (I<sub>nomT/I</sub>) Intensidad primaria asignada de los T/Is de una posición
- (I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, ... ,I<sub>i</sub>) Aportaciones intermedias ("Infeed effect")
- (I<sub>apor</sub>) Suma de las aportaciones intermedias
- (I<sub>apor j</sub>) Aportación intermedia del elemento remoto (j).
- (I<sub>0</sub>) Intensidad homopolar
- (I<sub>N</sub>) Intensidad de neutro, de tierra, o residual (I<sub>N</sub>=3.I<sub>0</sub>)



(INdef) Intensidad de arranque de la sobreintensidad de tiempo definido de neutro

(INinv) Intensidad de arranque de la sobreintensidad de tiempo inverso de neutro

(Iasig DEV) Intensidad asignada del devanado de AT de un transformador de grupo

(IMAG) Máxima intensidad transitoria de magnetización del lado de AT de un transformador de grupo

(Iarr 50TR) Intensidad de arranque de la función 50 del lado de AT de un transformador de grupo

(Iarr 51TR) Intensidad de arranque de la función 51 del lado de AT de un transformador de grupo

(Iarr 51NTR) Intensidad de arranque de la función 51N del lado de AT de un transformador de grupo

(Iasig GEN) Intensidad asignada de un generador

(Iarr 51GEN) Intensidad de arranque de la función (51) de un generador

(Iarr 51VGEN) Intensidad de arranque de la función (51V) de un generador

(I2 permanente admisible) Intensidad de secuencia negativa (I2) de un generador admisible permanentemente

[I2arr(I2>)] Valor de arranque de la intensidad de secuencia negativa de la función (46) de un generador para pequeños valores de (I2) por debajo de (I2 permanente admisible)

[I2arr(I2>>)] Valor de arranque de la intensidad de secuencia negativa de la función (46) de un generador para valores de (I2) próximos a (Iasig GEN)

### 3.2.5 Impedancias

---

(ZL) Módulo de la impedancia óhmica de secuencia directa de la línea (circuito)

(RL) Resistencia óhmica de secuencia directa de la línea (circuito)

(XL) Reactancia óhmica de secuencia directa de la línea (circuito)

(Z0L) Módulo de la impedancia óhmica homopolar de la línea (circuito)

(R0L) Resistencia óhmica homopolar de la línea (circuito)

(X0L) Reactancia óhmica homopolar de la línea (circuito)

(ZM0) Módulo de la impedancia óhmica mutua homopolar entre dos circuitos

(RM0) Resistencia óhmica mutua homopolar entre dos circuitos

(XM0) Reactancia óhmica mutua homopolar entre dos circuitos

(Z1) Ajuste del alcance óhmico de la zona 1 de la función de distancia de faltas entre fases

(Z1G) Ajuste del alcance óhmico de la zona 1 de faltas monofásicas a tierra

(Z2) Ajuste del alcance óhmico de la zona 2 de la función de distancia de faltas entre fases

(Z2min) Ajuste del alcance óhmico mínimo de la zona 2 de la función de distancia

(Z2max) Ajuste del alcance óhmico máximo de la zona 2 de la función de distancia

(Z2G) Ajuste del alcance óhmico de la zona 2 de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra

(Z3) Ajuste del alcance óhmico de la zona 3 de la función de distancia para faltas entre fases

(Z3mín) Ajuste del alcance óhmico mínimo de la zona 3 de la función de distancia

(Z3máx) Ajuste del alcance óhmico máximo de la zona 3 de la función de distancia



- (Z3G) Ajuste del alcance óhmico de la zona 3 de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
- (X1) Ajuste del alcance óhmico reactivo de la zona 1 de la función de distancia entre fases y monofásicas
- (R1) Ajuste del alcance óhmico resistivo de la zona 1 de la función de distancia entre fases y monofásicas
- (X2) Ajuste del alcance óhmico reactivo de la zona 2 de la función de distancia entre fases
- (R2) Ajuste del alcance óhmico resistivo de la zona 2 de la función de distancia entre fases
  
- (X2G) Ajuste del alcance óhmico reactivo de la zona 2 de tierra de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
  
- (R2G) Ajuste del alcance óhmico resistivo de la zona 2 de tierra de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
- (X3) Ajuste del alcance óhmico reactivo de la zona 3 de la función de distancia entre fases
- (R3) Ajuste del alcance óhmico resistivo de la zona 3 de la función de distancia entre fases
- (X3G) Ajuste del alcance óhmico reactivo de la zona 3 de tierra de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
- (R3G) Ajuste del alcance óhmico resistivo de la zona 3 de tierra de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
- (Z4) Ajuste del alcance óhmico de la zona 4 de la función de distancia con dirección a barras (inversa)
- (X4) Ajuste del alcance reactivo de la zona 4 para faltas entre fases
- (R4) Ajuste del alcance resistivo de la zona 4 para faltas entre fases
- (X4G) Ajuste del alcance óhmico reactivo de la zona 4 de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
- (R4G) Ajuste del alcance óhmico resistivo de la zona 4 de la función de distancia de faltas monofásicas a tierra
- (ZV) Módulo de la impedancia vista por la función de distancia en general
- (ZVNN) Módulo de la impedancia vista por la función de distancia para faltas en el límite de la zona 1 con 2 o más circuitos acoplados en secuencia homopolar.
- (ZVMIN) Módulo de la impedancia mínima vista por la función de distancia para faltas en la zona de barras remotas y con 2 o más circuitos acoplados en secuencia homopolar.
- (ZVMAX) Módulo de la impedancia máxima vista por la función de distancia para faltas en la zona de barras remotas y con 2 o más circuitos acoplados en secuencia homopolar
- (ZC) Impedancia del tramo de línea desde donde está ubicado el relé hasta el nudo de la T del circuito multiterminal
- (ZTJ) Impedancia del ramal (J) desde el nudo de la T hasta la subestación remota (J)
- (ZVJ) Impedancia vista por el relé al límite de la zona 1 de la línea (J)
- (ZB) Impedancia de la zona de barras (En la práctica  $ZB \sim 0 \Omega$ )

### 3.2.6 Tiempos

---

Tc Tiempo crítico del sistema para falta trifásica sólida en un nudo

TZ2 Temporizado de actuación de la zona 2

TACP Tiempo de actuación de la función de protección del acoplamiento de barras en términos generales

T50S-62 Temporizado de actuación de la función de fallo de interruptor



Tact z1 ady Temporizado de actuación de la zona 1 adyacente

$\Delta t$  Margen de coordinación entre protecciones adyacentes

TZ3 Temporizado de actuación de la zona 3

TACPr Tiempo de actuación de la función de protección de acoplamiento de barras en términos generales del extremo remoto

T67N Tiempo de actuación de la función 67N

T67Nr Tiempo de actuación de la función 67N del extremo remoto

TZ4 Temporizado de actuación de la zona 4

T51 Tiempo de actuación de la sobreintensidad de fases a tiempo inverso

T51N Tiempo de actuación de la sobreintensidad de tierra a tiempo inverso

DT Dial de tiempos de las curvas a tiempo inverso (multiplicador)

Tact 51 GEN Tiempo de actuación de la sobreintensidad de fases a tiempo inverso del lado de AT de un transformador de grupo

T51V GEN Tiempo de actuación de la función 51V de un generador

### 3.2.7 Factores

---

K Factor general de seguridad que se pueda aplicar a intensidades, impedancias, tiempos de actuación, etc.

K1 Factor de seguridad de la Z1 que tiene en cuenta errores de T/is, T/ts, parámetros de líneas, etc., que garantiza la no detección de faltas en barras y elementos remotos

K' Factor general de relación resistencia/reactancia ( $R1/X1$ ,  $R2/X2$ , etc.)

K<sub>mín</sub> Factor de seguridad de Z2<sub>min</sub> que garantiza la detección de faltas en la propia línea

K<sub>mín,apor j</sub> Factor mínimo de la mínima aportación intermedia para falta en el circuito (j).

K<sub>máx,apor j</sub> Factor máximo de la máxima aportación intermedia para falta en el circuito (j)

K2 Factor de seguridad de la Z2 que tiene en cuenta errores de T/is, T/ts, parámetros de líneas, etc.

K3 Factor de seguridad de la Z3 que tiene en cuenta errores de T/is, T/ts, parámetros de líneas, etc.

K<sub>apor j</sub> Factor de las aportaciones intermedias para faltas al final del elemento (j) conectado a la subestación remota.

K4 Factor de seguridad de la Z4 que tiene en cuenta errores de T/is, T/ts, parámetros de líneas, etc.



## 4 Criterios de coordinación de protecciones

---

Se definen cuatro áreas o zonas de estudio tal y como se muestra en la Figura 1 siguiente. Se representan los elementos del sistema eléctrico (líneas, transformadores, generadores, etc.) pertenecientes a cada zona, y para los que se definirán los criterios de ajuste de sus funciones de protección.

La zona o área de estudio 4.1 corresponde a la subestación de transporte a la que se conectan circuitos (líneas, cables, líneas mixtas), transformadores de distinto tipo y ACP de barras, en el caso particular de que exista. Pueden conectarse a sus barras también otros elementos no mostrados como reactancias o bancos de condensadores.

La zona de estudio 4.2 corresponde al circuito(s) en antena de generación, que interconecta(n) la subestación de transporte con la subestación de generación, sea del tipo que sea (MGES, MPE). Esta(s) antena(s) puede(n) ser a base de línea aérea, cable, o línea mixta aérea-cable. Normalmente son de corta longitud (centenares de metros o unos pocos km).

Las zonas de estudio 4.3 y 4.4 comprenden la central de generación con sus elementos principales. Se muestra un esquema típico en la Figura 1. La zona 4.3 incluye la subestación de generación, si es que existe, así como sus transformadores de grupo, o sus transformadores colectores para el caso de MPE. La zona de estudio 4.4 corresponde a los generadores síncronos de los MGES o a las fuentes de generación de los MPE ( sistemas eólicos, fotovoltaicos, etc.)

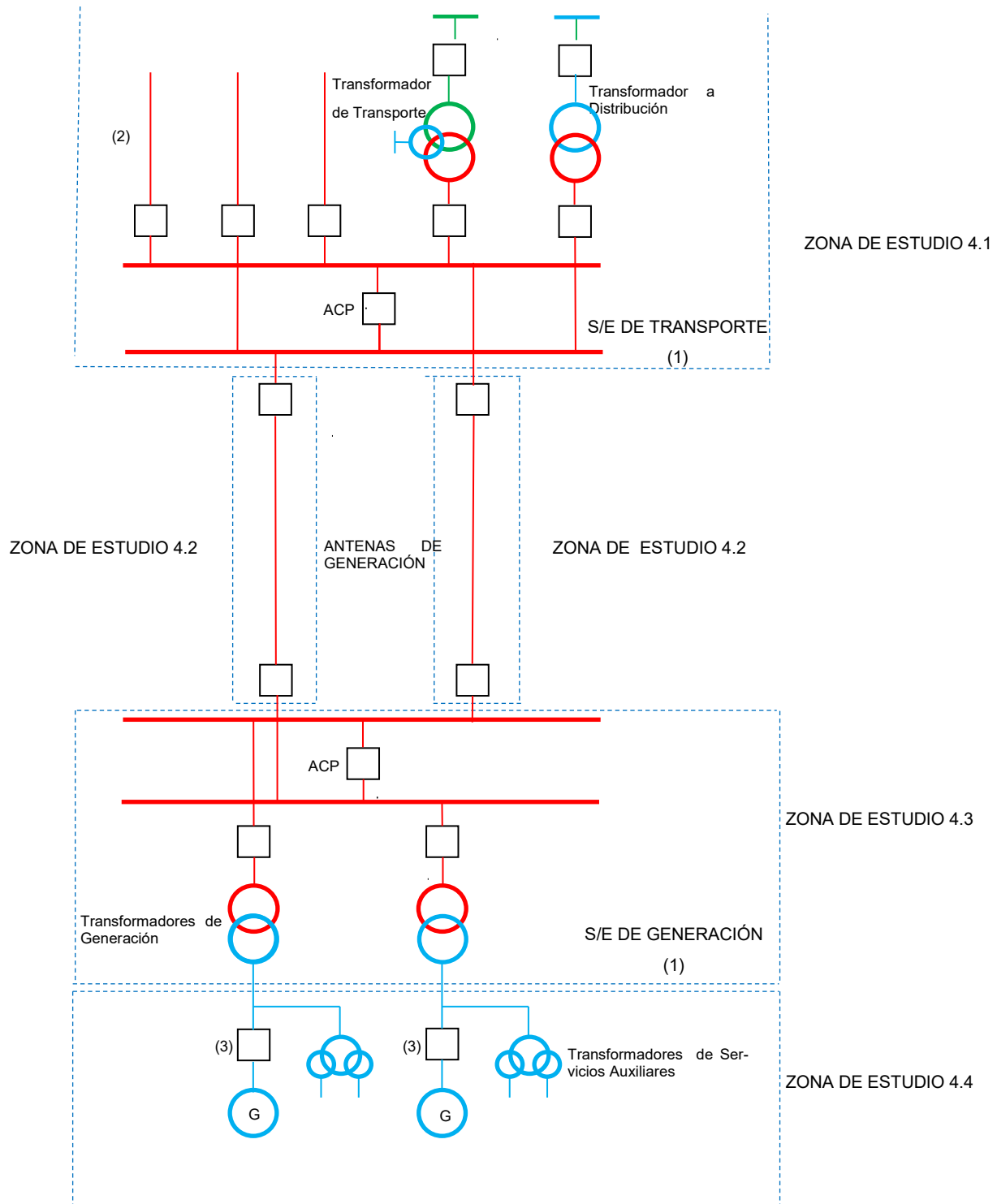
La Figura 1 muestra un ejemplo del caso de una central clásica de generación síncrona (MGES) a base de dos grupos generadores, cada uno con su transformador de grupo o de salida. Se muestran también los transformadores de servicios auxiliares (SS AA).

Cada generador dispone de su propio interruptor de generador, para darle mayor generalidad al ejemplo, pero podrían no existir.

Dos líneas en antena interconectan la subestación de generación, en este caso particular de la Figura 1 en configuración de doble barra con ACP, con la subestación de transporte.

La Figura 1 sólo pretende ilustrar las cuatro zonas de estudio en que se ha dividido el sistema eléctrico de cara al presente documento. Son posibles otras muchas configuraciones particulares, como por ejemplo con sólo un grupo generador sin necesidad de subestación de generación, una única línea en antena, sin interruptor de generador, con otra topología de la subestación de transporte, etc.

En cada apartado correspondiente a cada una de las cuatro zonas de estudio, se definirán los criterios de ajuste de las funciones de protecciones que se emplean en los distintos elementos de la zona, al objeto de que haya coordinación con las funciones de protección de los elementos adyacentes.



### ZONAS DE ESTUDIO CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE AJUSTES GENERACIÓN-TRANSPORTE

(Figura 1)

NOTAS.-

- (1) . Se ha representado configuración en doble barra pero puede ser: anillo, interruptor y medio, barra simple, etc.
- (2) . La conexión de elementos (transformadores, líneas) se representa arbitrariamente
- (3) . Posibilidad de no existencia de este interruptor



## 4.1 Área de protección de la subestación de transporte

---

En este apartado, correspondiente a la zona de estudio 4.1 de la Figura 1, se establecen los criterios de ajuste de las funciones de protección de los circuitos, de los transformadores de transporte y de los acoplamientos de barras (ACP) incluidos en ella, para que coordinen con las funciones de protección de otros elementos conectados a las propias barras de la subestación de transporte, así como con las funciones de protección de los elementos conectados a las subestaciones remotas. Se logrará con dicha coordinación la selectividad requerida en el despeje de las faltas.

### 4.1.1 Protección de líneas de Transporte

---

Las funciones de protección que normalmente se utilizan en las líneas (circuitos) de Transporte, y que es necesario tener en cuenta para la coordinación en relación con los cortocircuitos, son las siguientes:

- 21 -Función de distancia
- 67N-Función de sobreintensidad direccional de tierra
- 79 -Reenganchador automático
- 50S-62-Función de fallo de interruptor

A continuación se desglosan sus criterios de ajuste:

#### 4.1.1.1 Función (21). Distancia

---

Normalmente se ajustan tres zonas con direccionalidad hacia la línea a proteger y una con direccional hacia las barras locales.

##### a) ZONA 1

##### Elementos que protege

La línea en consideración, pero sólo parcialmente hasta el alcance definido por el ajuste, así como al sistema de potencia en general.

##### Funciones de protección con las que tiene que coordinar

Las zonas 1 de los relés de distancia de las líneas que se conectan a la subestación remota, los relés instantáneos de los demás elementos y la diferencial de barras remota para faltas en dichas barras (coordinación por alcance).

##### Criterios de ajuste

Debido a los posibles errores de medida de los T/i's y de los T/t's, así como a los del propio relé y otros errores, tales como la imprecisión en los parámetros de la línea (circuito), se ajustará el alcance de la Zona 1 (Z1) para cubrir la mayor longitud posible de la línea, pero no sobrealcanzándola, y al valor de:

$$Z1=K1 \cdot ZL$$

Siendo:

(ZL) el módulo de la impedancia óhmica de la línea



(K1) el factor de seguridad que tiene en cuenta los errores indicados anteriormente y que garantiza la no detección de faltas en elementos o barras remotos, al objeto de coordinar por alcance con sus funciones instantáneas.

$0,65 \leq K1 \leq 0,85$  para todo tipo de faltas

Lo más usual es adoptar  $K1 = 0,8$  en las líneas de Transporte -véase la Fig. 4.1.1. a1(1). No obstante hay excepciones para algunos casos de topologías particulares en el caso de faltas monofásicas a tierra, como más adelante se analiza.

En todos los casos anteriormente indicados la característica ajustada para la Zona 1 no se cortará con la característica de carga máxima de la línea en el diagrama R-X -véase la Fig. 4.1.1. a3(2). La impedancia mínima de carga ( $Z_c$ ) a considerar para la línea será  $Z_c = 0,85 U_n / (1,15 I_n \sqrt{3})$  con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad máxima admisible asignada de la línea en régimen continuo.

Esta Zona 1 se bloqueará por la función de Oscilación de Potencia

Cuando se emplea característica poligonal el alcance reactivo ( $X1$ ) de la Zona 1 también se ajustará a:

$$X1 = K1 \cdot ZL$$

En cuanto a su alcance resistivo ( $R1$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:  $R1 = K' \cdot X1$

Siendo:

( $K'$ ) un valor que recomienda el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X1$ ), dependiendo del tipo de falta, así como de otros factores. Normalmente ( $K'$ ) está en el intervalo  $K' = 2 \div 5$ .

Para faltas monofásicas a tierra se ajustará el mayor valor de ( $K'$ ) admisible recomendado por el fabricante, al objeto de detectar faltas resistivas ( $R1 = K' \cdot \max(X1)$ ). Para faltas entre fases, en las que la impedancia de falta es la del arco, pueden ajustarse valores más pequeños de ( $K'$ ).

La Zona 1 debe ser de actuación instantánea; es decir sin temporizado o demora intencional.

El criterio de ajuste anterior del alcance de la zona 1 ( $Z1$ ) es aplicable tanto para faltas entre fases como para faltas monofásicas a tierra. Aquellos relés cuyas zonas 1 de faltas monofásicas a tierra ( $Z1G$ ) puedan detectar la característica mínima de carga equilibrada de la línea ( $Z_c$ ), tendrán la limitación del alcance ( $Z1G$ ) indicada anteriormente. No la tendrán aquellos modelos de relés que no puedan detectar la citada característica de carga ( $Z_c$ ).

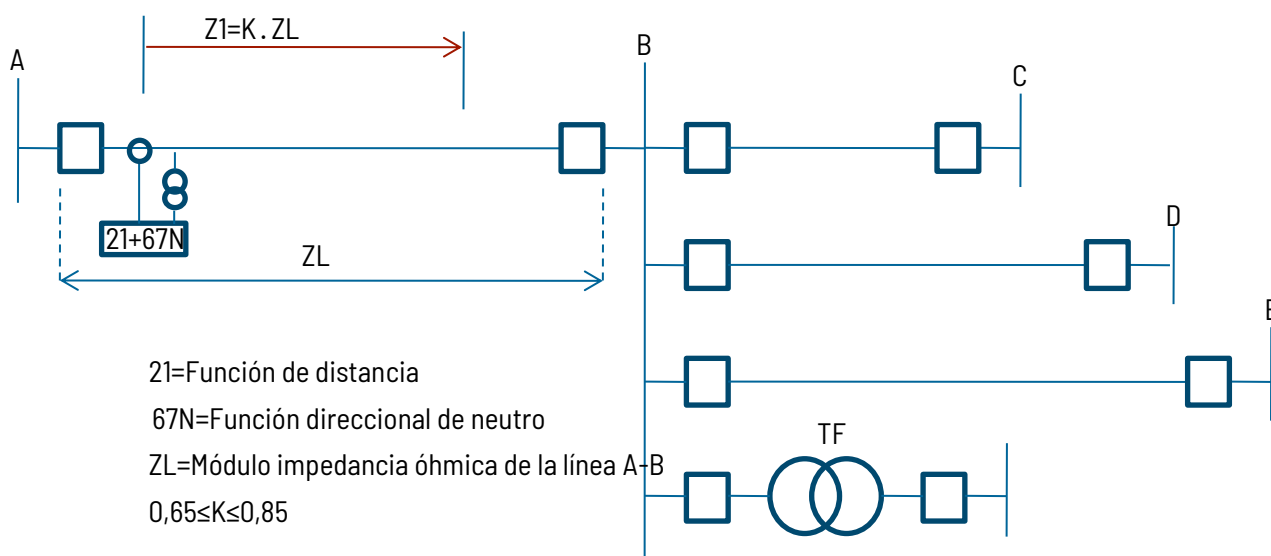


Fig. 4.1.1.a1(1): Zona 1

En los Esquemas de Teleprotección a Permiso a Sobrealcance o en los Esquemas a Bloqueo, ambos con la Zona 1, dicha zona no dará disparo por sí sola, por lo que no es precisa su coordinación con las funciones instantáneas de protección de los elementos remotos tal y como se indica en el Apdo. 2. Alcance.

Casos particulares:

#### a1. Circuitos acoplados en la secuencia homopolar:

Se analizan en este caso las líneas en múltiple circuito en paralelo entre subestaciones que comparten apoyos en todo su recorrido, así como aquéllas que comparten apoyos en parte del mismo. Para estas líneas, en el caso particular de faltas a tierra, es preciso tener en cuenta la influencia entre circuitos mediante su correspondiente impedancia mutua homopolar (ZM0).

Una particularidad a tener en cuenta para el alcance de la Zona 1 de las características ajustadas para faltas monofásicas a tierra (Z1G), cuando se produce una falta a tierra en un circuito, o incluso fuera de él, es que los relés miden una impedancia distinta a la de la línea hasta el punto de la falta. Puede haber sobrealcance o subalcance, pero en cualquier caso hay un error en la medida de la impedancia que normalmente puede ser del orden del 10 al 25% y que con un ajuste normal puede conducir a disparos intempestivos. Para poder tener en cuenta este error de medida se tiene que disponer de la impedancia mutua homopolar entre ambos circuitos (ZM0).

El ajuste del alcance de la Zona 1 que se haga a la característica de faltas monofásicas a tierra empleada (Z1G), tiene que tener en cuenta el sobrealcance máximo que pueda producirse por la influencia de la corriente homopolar del circuito acoplado para falta a tierra fuera de la línea a proteger, de forma que la zona 1 (Z1G) no la detecte (seguridad).



Un caso particular a tener en cuenta, es cuando uno de los circuitos de una línea en múltiple circuito, se desconecta y se pone a tierra por seguridad en sus dos extremos. Si en estas circunstancias aparece falta a tierra fuera de la línea

a proteger, su función (Z1) se ve sometida a sobrealcance, detectando una impedancia inferior a la de la línea hasta el punto de falta -véase la Fig. 4.1.1. a1(2).

Según lo anterior, se postulará conservadoramente falta monofásica a tierra en la zona de barras remotas. El ajuste del alcance (Z1G) de la característica de faltas monofásicas a tierra será tal que no detecte el cortocircuito, es decir se cumpla que:

$$0,6.ZL \leq Z1G \leq 0,85.ZVNN$$

Siendo:

ZVNN: Impedancia vista por el relé. Véase la Fig.4.1.1. a1(2) para el caso común de un doble circuito.

En el caso de más de dos circuitos acoplados en secuencia homopolar, (ZVNN) será el mínimo valor obtenido considerando cada circuito acoplado con el circuito cuya zona 1 se ajusta, puesto a tierra en ambos extremos, con el resto de circuitos abierto.

Para la característica poligonal de faltas monofásicas a tierra aplica también el mismo criterio de ajuste anterior en cuanto al alcance reactivo (X1); es decir  $X1 = X1G = Z1G$ . El alcance resistivo (R1G) se ajustará siguiendo las indicaciones dadas en la parte final del párrafo anterior "Criterios de Ajuste".

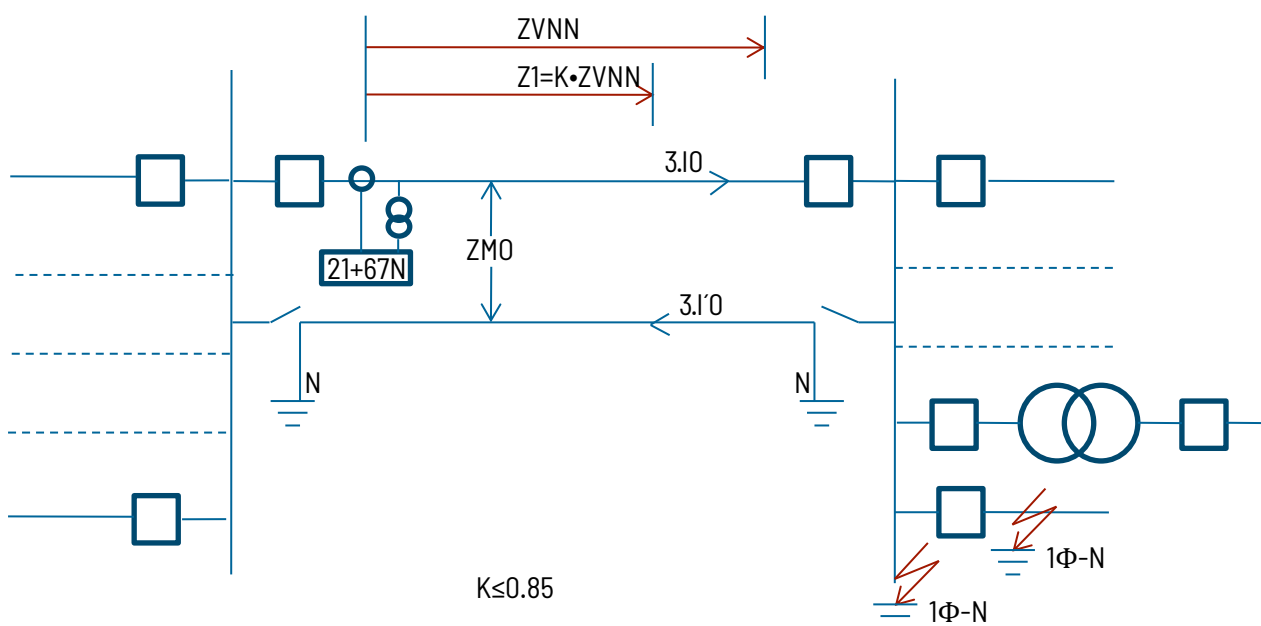


Fig. 4.1.1.a1(2): Zona 1 de faltas monofásicas a tierra. Línea en doble circuito



## a2. Circuitos multiterminal:

En los circuitos multiterminales (“en T” en el caso particular de tres terminales) el ajuste a realizar del alcance de la Zona 1 (escalón 1 de distancia) no debe alcanzar ninguna barra remota, por lo que será como sigue -véase la Fig. 4.1.1.a1(3):

$$Z1 = K \cdot [ZC + \text{Mín}\{ZTJ\}] \quad 0,65 \leq K \leq 0,85. \text{ Es usual adoptar } K = 0,8$$

Siendo:

$ZC$ : Impedancia del tramo de línea desde donde se ubica la función (21) hasta el nudo de la T.

$ZTJ$ : Impedancia de los ramales (J) desde el nudo de la T hasta las subestaciones remotas (J).

Para la característica poligonal, tanto de faltas polifásicas como de monofásicas a tierra, aplica también el mismo criterio de ajuste anterior en cuanto al alcance reactivo ( $X1$ ); es decir  $X1 = Z1 = Z1G$ . El alcance resistivo ( $R1$ ) se ajustará con el factor ( $K'$ ) siguiendo las indicaciones dadas anteriormente para él en la parte final del párrafo “Criterios de ajuste”, según se trate de la característica de faltas entre fases o de la característica de faltas monofásicas.

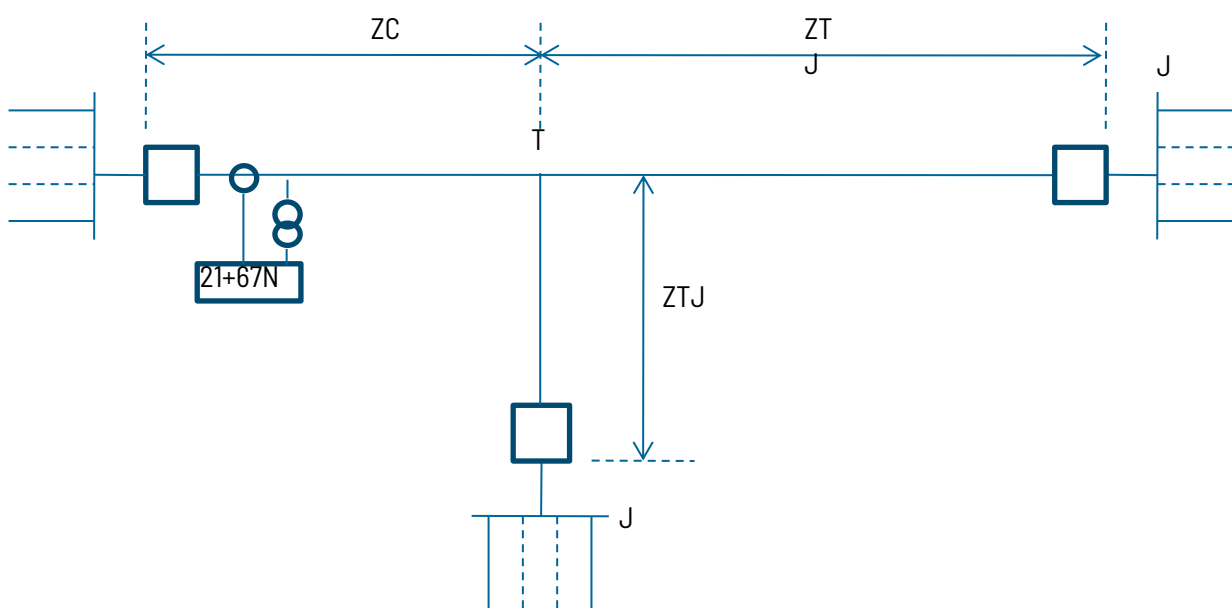


Fig. 4.1.1.a1(3): Zona 1, circuito multiterminal en “T”

## b) ZONA 2

### Elementos que protege

La línea en consideración, las barras remotas, parcialmente los elementos remotos (en particular el transformador de generación) y el sistema eléctrico en general.



## Funciones con las que tiene que coordinar

- Con la función de fallo de interruptor (50S-62) de los interruptores de la subestación remota cuando ésta no es en configuración de simple barra (Coordinación por tiempo).
- Con la función de protección del circuito de Acoplamiento (apoyo parcial de barras) de la subestación remota en configuración doble barra para faltas en la zona de barras remotas.
- Con la función (67N) de las líneas remotas para faltas a tierra.
- Con las zonas 1 de las funciones de distancia de las líneas conectadas a la subestación remota (coordinación por alcance).
- Con las funciones de sobreintensidad de los transformadores conectados a las barras remotas (coordinación por tiempo o alcance).

## Criterios de ajuste del alcance óhmico (Z2)

El alcance mínimo a considerar ( $Z2_{\text{mín}}$ ) deberá garantizar la detección de cortocircuitos en todos los puntos de la línea y como consecuencia también la detección de faltas en las barras remotas, para lo cual se calculará ( $Z2_{\text{mín}}$ ) como sigue:

$$Z2_{\text{mín}} = K_{\text{mín}} \cdot ZL$$

Siendo:

(ZL) la impedancia óhmica de la línea.

( $K_{\text{mín}}$ ) el factor de seguridad que garantiza la detección de faltas en la propia línea. Normalmente se considera un valor del intervalo  $1,15 \leq K_{\text{mín}} \leq 1,20$  para tener en cuenta los potenciales errores de los TIs, de los TT,s, de la impedancia de la propia línea, etc.

Con este ( $K_{\text{mín}}$ ) también se podrán detectar cortocircuitos en tramos más o menos largos de las líneas remotas con un margen máximo del 20% de la impedancia que detecta el relé para cualquier tipo de falta y modos de operación del sistema -véase la Fig. 4.1.1.a2(1).

Normalmente, y para todo tipo de faltas, se considerará  $K_{\text{mín}}=1,2$  salvo en aquellos casos en que haya algún circuito conectado a la subestación remota tal que con  $K_{\text{mín}}=1,2$  no se garantice la coordinación por alcance con la zona 1 de dicho circuito. En estos casos es preciso asumir un compromiso entre la garantía de detectar faltas en todo punto de la línea a proteger y la garantía de coordinar con la zona 1 remota; para ello se asume ajustar ( $K_{\text{mín}}$ ) ligeramente por debajo de 1,15 si fuera necesario, pero se recomienda no ajustar ( $K_{\text{mín}}$ ) por debajo de 1,12.

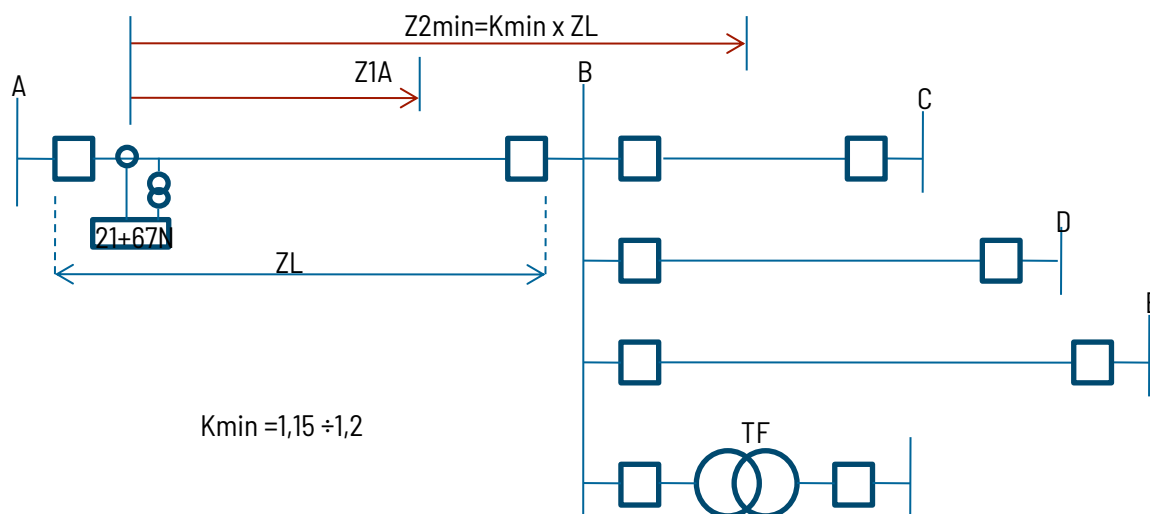


Fig. 4.1.1.a2(1): Zona 2

El alcance máximo a considerar ( $Z_{2max}$ ), cuando la subestación remota es en configuración de doble barra con acoplamiento, o simple barra partida también con protección de acoplamiento, se hará de modo que se coordine por alcance y tiempo con la protección de acoplamiento de dicha subestación remota.

Para subestaciones remotas con otras configuraciones sin interruptor de acoplamiento, la zona 2 deberá coordinar por alcance con todas las zonas 1 de los circuitos remotos. Esta coordinación será requerida tanto para escenario punta como valle del sistema de potencia y para todo tipo de faltas.

Se considerará el efecto de las aportaciones intermedias ( $I_1, I_2, \dots, I_i, I_n$ ) que hace que la impedancia ( $Z_{vj}$ ) detectada por la función (21) sea diferente a la suma de la impedancia de la línea a proteger ( $Z_L$ ) y la impedancia de la línea hasta el punto de falta ( $Z'_{1j}$ ) para cortocircuitos al límite de la zona 1 de la función (21) de cada línea remota; efecto cuantificado mediante el factor ( $K_{mín.apor j}$ ). -Véase la Fig. 4.1.1.a2(2).

$$Z_{vj} = Z_L + K_{mín.apor j} \times Z'_{1j} \quad \text{siendo } j=1, 2, \dots, i, n$$

Siendo:

$Z_{vj}$ : Impedancia detectada por la función (21) para falta al límite de la zona 1 de la función (21) de la línea  $j$ .

$K_{mín.apor j}$ : Factor mínimo de las aportaciones intermedias para faltas en el circuito  $j$ .

$Z'_{1j}$ : Impedancia de la línea remota  $j$  hasta el punto de cortocircuito al límite de su zona 1 ajustada.

( $K_{mín.apor j}$ ) se determinará considerando desconectado de las barras remotas el elemento del sistema que más intensidad de cortocircuito aporte al fallo, cuando el número de aportaciones intermedias ( $I_1, I_2, \dots, I_i, I_n$ ) sea inferior o igual a tres (excluida la línea en falta).

Si el número de aportaciones intermedias al fallo es superior a tres (excluida la línea en falta) se desconectarán los dos elementos de barras remotas que más intensidad aporten al cortocircuito para determinar el factor ( $K_{mín.apor j}$ ).

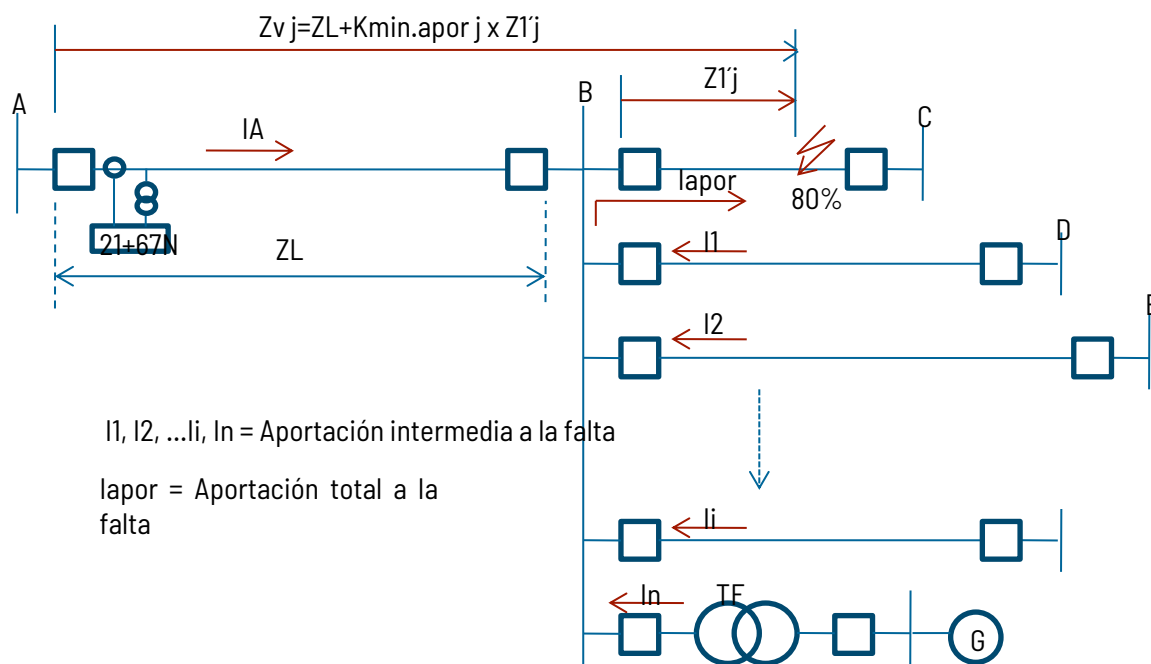


Fig. 4.1.1.a2(2): Zona 2, aportaciones intermedias

Para la determinación del  $(K_{\text{mín.apor } j})$  se deben contemplar los dos escenarios de generación extremos: punta y valle, así como los cuatro tipos de cortocircuitos sólidos y considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento  $(j)$  en subestaciones C, D, E [véase la Figura 4.1.1.a2(2)]. Si el alcance que se pretende ajustar para la zona 2 se quiere que sea igual tanto para faltas entre fases como monofásicas a tierra ( $Z_2=Z_{2G}$ ) entonces se elegirá el menor  $(K_{\text{mín.apor } j})$  que resulte para los cuatro tipos de faltas.

Para faltas trifásicas el factor  $(K_{\text{mín.apor } j})$  se formula como sigue:

$$K_{\text{mín.apor } j} = (I_{\text{apor}}/I_A) + 1$$

Siendo:  $I_{\text{apor}} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_i + I_n$  el fasor suma de las aportaciones intermedias remotas, pero habiendo suprimido la aportación a la falta de un elemento o dos, tal y como se ha indicado anteriormente.

$(I_A)$  es el fasor de la intensidad de cortocircuito por la línea AB.

Para faltas desequilibradas la formulación del factor  $(K_{\text{mín.apor } j})$  es compleja y se recomienda determinarlo a partir de programas de ordenador. Aunque en realidad no haría falta, pues estos proporcionan ya directamente la impedancia vista  $(Z_v)$ .

En caso de hacer un ajuste de Zona 2 diferente para faltas entre fases (trifásicas, bifásicas y bifásicas a tierra) que para las monofásicas a tierra ( $Z_2 \neq Z_{2G}$ ); para determinar  $(K_{\text{mín.apor } j})$  para las primeras, sólo se considerarán faltas entre fases, mientras que para las segundas  $(K_{\text{mín.apor } j})$  se calculará sólo en base a la falta monofásica a tierra sólida.

Según lo anterior, para subestaciones remotas sin protección de acoplamiento, el alcance máximo a ajustar a la zona 2 de la línea a proteger, teniendo en cuenta las consideraciones anteriores será:

$$Z_{2\text{máx}} = K_{\text{Mín}} \{ Z_{v j} \}$$



Siendo:

$$j=1, 2\dots i, n$$

$K \leq 0.85$  (factor de seguridad). Es usual adoptar  $K = 0.8$

En consecuencia el ajuste del alcance ( $Z_2$ ) que se dará a la zona 2 será tal que:

$$Z_{2\text{mín}} \leq Z_2 \leq Z_{2\text{máx}}$$

El alcance anteriormente indicado de  $Z_2$  se aplicará también como ajuste reactivo cuando se utilice característica poligonal ( $X_2=Z_2$ ) En cuanto a su alcance resistivo  $R_2$  es práctica habitual, y se recomienda, ajustar  $R_2/X_2=R_1/X_1$  adoptada para la característica poligonal de faltas entre fases, y  $R_{2G}/X_{2G}=R_1/X_1$  adoptada para la característica de faltas monofásicas a tierra, siempre que no se incumplan las limitaciones que impone el fabricante de la protección.

Cuando la falta es en el lado de un transformador opuesto a las barras B, según se muestra en la Fig.4.1.1.a2(3), se trata de un caso particular del caso de la Fig.4.1.1.a2(1), en que es preciso sustituir la impedancia ( $Z'_{1j}$ ) por ( $Z_T$ ) -la impedancia de cortocircuito del transformador en su toma principal, referida al lado de tensión donde se localiza el relé de distancia-. Es necesario que el ajuste del alcance ( $Z_2$ ) que se haga a la zona 2 sea tal que no se detecten faltas de ningún tipo como la indicada en la Figura 4.1.1.a2(3), tanto en escenario punta como valle. Para ello se requiere:

$$Z_2 \leq K.(Z_L + K_{\text{min}} \cdot Z_T)$$

$K \leq 0.85$ . Se recomienda considerar aquí  $K = 0.8$

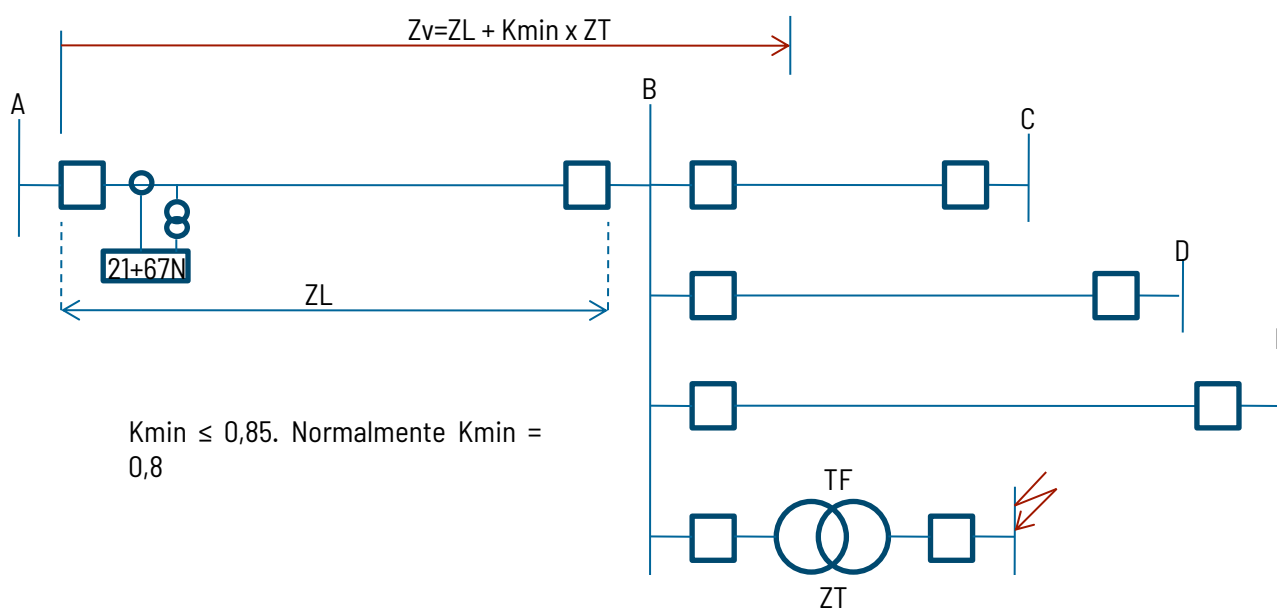


Fig. 4.1.1.a2(3): Zona 2 , falta en lado de tensión opuesto a B del transformador

Dado que en este caso también influyen las aportaciones intermedias remotas sobre el punto de falta, de cara al cálculo del factor ( $K_{\text{min}}$ ) se aplicarán las mismas consideraciones que se han establecido anteriormente para el caso de falta en un circuito remoto.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 2 y su característica de actuación resultante, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en la característica de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la de máxima carga de la línea en el diagrama R-X -véase la Fig. 4.1.1. a3(2). Se considerará como máxima carga de la línea,



la correspondiente a una mínima impedancia de:  $Z_c = 0,85.U_n / \sqrt{3} \cdot 1,15 \cdot I_n (\Omega)$ , con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad máxima admisible asignada de la línea en régimen continuo.

A aquellos relés cuya zona 2 de faltas monofásicas a tierra pueda detectar la característica equilibrada de mínima impedancia de carga de la línea ( $Z_c$ ), se les aplicará a (Z2G) la limitación del alcance indicada anteriormente para no interferir con la zona de carga ni con la característica de Oscilación de Potencia. No tendrán esta limitación aquellos modelos de relés cuya característica de faltas monofásicas a tierra no pueda detectar la citada característica de carga ( $Z_c$ ).

La Zona 2 se bloqueará por actuación de la función de detección de Oscilación de Potencia.

Casos particulares:

### 1. Circuitos acoplados en secuencia homopolar:

En el caso más común de un doble circuito con el circuito acoplado magnéticamente en servicio, el acoplamiento mutuo homopolar existente entre los circuitos ( $K_m0$ ) produce subalcance en el relé que se ajusta (la zona 2), para faltas a tierra próximas al final de la línea y en las barras remotas. Este efecto sólo aplica a las características de distancia de faltas monofásicas a tierra. Para determinar el subalcance, se simulará falta monofásica a tierra en la subestación remota en escenarios Punta y Valle. Sea ( $Z_{VMAX}$ ) la mayor impedancia vista por el relé para ambos escenarios. El alcance de la Zona 2 de la(s) característica(s) de falta monofásica a tierra deberá ajustarse tal que:

$$Z2 = K.Máx \{Z_{VMAX}, Z_L\}$$

Siendo:  $K \geq 1,15$  el factor de seguridad a considerar.

Normalmente se utilizará  $K=1,2$  salvo en aquellos casos en que haya alguna línea conectada a la subestación remota tal que con  $K=1,2$  no se garantice la coordinación por alcance con las zonas 1 de dichas líneas remotas, en los que se adoptará  $K = 1,15$ . En estos casos es preciso asumir un compromiso entre la garantía de detectar faltas en todo punto de la línea a proteger y la garantía de coordinar con las zonas 1 remotas. Si aún con 1,15 no se logra la coordinación requerida se recomienda bajar excepcionalmente hasta  $K = K_{mín} = 1,12$ .

En el caso de más de dos líneas acopladas en secuencia homopolar, ( $Z_{VMAX}$ ) será el máximo valor obtenido considerando todas las combinaciones posibles de líneas acopladas, pero siendo siempre una de ellas la línea cuyo relé se ajusta.

Se pretende con este criterio detectar en zona 2 las faltas a tierra en todos los puntos de la línea a proteger y por añadidura en las barras remotas. El alcance a ajustar puede superar perfectamente el valor  $1,2.Máx\{Z_{VMAX}, Z_L\}$  si se cumplen los criterios de coordinación por alcance con las protecciones de los elementos remotos para faltas en ellos, según se ha indicado en el subapartado general "Criterios de Ajuste". Por el contrario, pudieran también darse casos en los que aplicando el criterio de ajuste mínimo con  $K = K_{mín} = 1,12$ , se descoordine por alcance con las zonas 1 de los circuitos remotos para faltas al límite de sus zonas 1. En este caso aplican las directrices generales indicadas en el subapartado general final de la zona 2 denominado: "Criterios de ajuste del temporizado de la zona 2 (TZ2)" considerando un incremento de (TZ2) de  $\Delta t = 0.2$  s respecto al temporizado de las zonas 2 remotas, al objeto de coordinar por tiempo con ellas. En esta situación de temporizado de la zona 2 incrementado se puede considerar ya  $K \geq 1,15$ .



Con el empleo de característica poligonal de faltas monofásicas se realizará el ajuste del alcance reactivo  $X2G = Z2$ . En cuanto al alcance resistivo ( $R2G$ ) aplican los criterios y consideraciones indicados en el subapartado general "Criterios de ajuste" (pág. 28).

Si el modelo de relé es tal que la característica de faltas monofásicas que se ajuste a la zona 2 es susceptible de ver cargas equilibradas, entonces sus ajustes serán tales que no se corte con la característica de máxima carga de la línea ( $Zc$ ) ni con las características ajustadas a la oscilación de potencia [Figura 4.1.1.a3(2)].

## 2. Circuitos Multiterminales:

En los circuitos multiterminales (en T) el alcance ( $Z2$ ) de la zona 2 de la función (21) de cada extremo, se ajustará, con carácter general, para detectar todo tipo de faltas sólidas al final de la línea en cada extremo remoto y también en todas las barras remotas. Esto debe ser así tanto en escenario Punta como Valle y con cualquier topología que pueda darse en las subestaciones remotas.

Cuando se postulan faltas al final de línea, en las proximidades de un extremo remoto, se considerará abierto el interruptor de dicho extremo, tal como se indicó en el subapartado general "Criterios de ajuste del alcance óhmico ( $Z2$ )". Es un caso distinto al de considerar falta en barras remotas que conduce a una impedancia vista diferente. Es preciso calcular la impedancia vista en ambos casos y seleccionar la mayor de todas con el factor de seguridad  $K \geq 1,15$ . Normalmente puede valer  $K = 1,2$  que es el valor general recomendado.

El anterior criterio de ajuste con  $K \geq 1,15$ , podría ocasionar en algún caso descoordinación por alcance con las protecciones de apoyo remoto de los elementos conectados a las subestaciones remotas del circuito en T (zonas 1). En este caso especial se asume bajar el factor ( $K$ ) hasta el mínimo  $K = K_{min} = 1,12$ . Si ni con este valor se consigue coordinar por alcance con las zonas 1 remotas, entonces se aplicarán las directrices indicadas en el subapartado general siguiente: "Criterios de ajuste del temporizado de la zona 2 ( $TZ2$ )", considerando un incremento de éste de  $\Delta t = 0,2$  s respecto al temporizado de las zonas 2 remotas, al objeto de coordinar por tiempo con ellas. En esta situación de temporizado de la zona 2 incrementado se puede adoptar ya  $K \geq 1,15$ .

Con el empleo de característica poligonal de faltas monofásicas se realizará el ajuste del alcance reactivo  $X2G = Z2$ . En cuanto al alcance resistivo ( $R2G$ ) aplican los criterios y consideraciones indicados en el subapartado general "Criterios de ajuste" (pág. 28).

La característica de fases que se ajuste a la zona 2 no cortará a la característica de máxima carga de la línea ( $Zc$ ) ni a las características de la oscilación de potencia ajustadas [Figura 4.1.1.a3(2)]. El mismo criterio es de aplicación también a aquellos modelos de relés cuya característica de faltas monofásicas sea susceptible de ver cargas elevadas equilibradas tales como la ( $Zc$ ).

## Criterios de ajuste del temporizado de la zona 2 ( $TZ2$ )

En cuanto a los criterios de tiempo a ajustar a la zona 2 ( $TZ2$ ) serán tales que se coordine por tiempo con: a). La función de fallo de interruptor de las posiciones de la S/E remota si ésta no es de barra simple (T50S-62), b). La protección del circuito de acoplamiento de barras remotas (TACP), para falta en la zona de barras con fallo de ésta, cuando la subestación remota sea en doble barra con ACP, c). Con las zonas 1 de las funciones (21) de los circuitos remotos o adyacentes (Tact Z1 ady) y d). Con las funciones de protección (50/51/51N/21) de los transformadores acoplados a las barras remotas para faltas en su acometida del mismo lado de tensión que la zona 2 que se ajusta (T50/51/51N/21) con fallo de su protección diferencial. Estos tiempos de actuación de las funciones suelen ser instantáneos (~ 20-30 ms). Así:

$$TZ2 = \text{Máx} [TACP, T50S-62 + (Tact Z1 ady, T50/51/51N/21)] + \Delta t$$

Teniendo en cuenta que normalmente  $TACP = 0,2$  s,  $T50S-62 = 0,17 - 0,2$  s, y que se puede considerar un margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores actuales, resulta:



$$TZ2 = 0,39 - 0,43 \text{ s}$$

Se recomienda el ajuste general  $TZ2 = 0,4 \text{ s}$ , usual en la Red de Transporte, para coordinar con el tiempo de despeje de los sistemas de protección principales o de respaldo de los elementos remotos.

En los casos en que no se pueda cumplir la inecuación del alcance de (Z2):  $Z2_{\text{mín}} \leq Z2 \leq Z2_{\text{máx}}$ , se requieren medidas especiales, tales como temporizar más la zona 2 al objeto de coordinar por tiempo con las zonas 2 remotas ( $TZ2 = 0,6 \text{ s}$ , por ejemplo). Un caso usual de esta situación se da cuando alguna de las líneas que salen de la subestación remota B son de pequeña impedancia respecto a la línea cuya (Z2) se ajusta; así por ejemplo la línea BC de la Fig. 4.1.1. a2(4). Se recomienda ajustar una zona inversa en el extremo B de corto alcance (la zona de barras) y temporizado a  $0,4 \text{ s}$ .

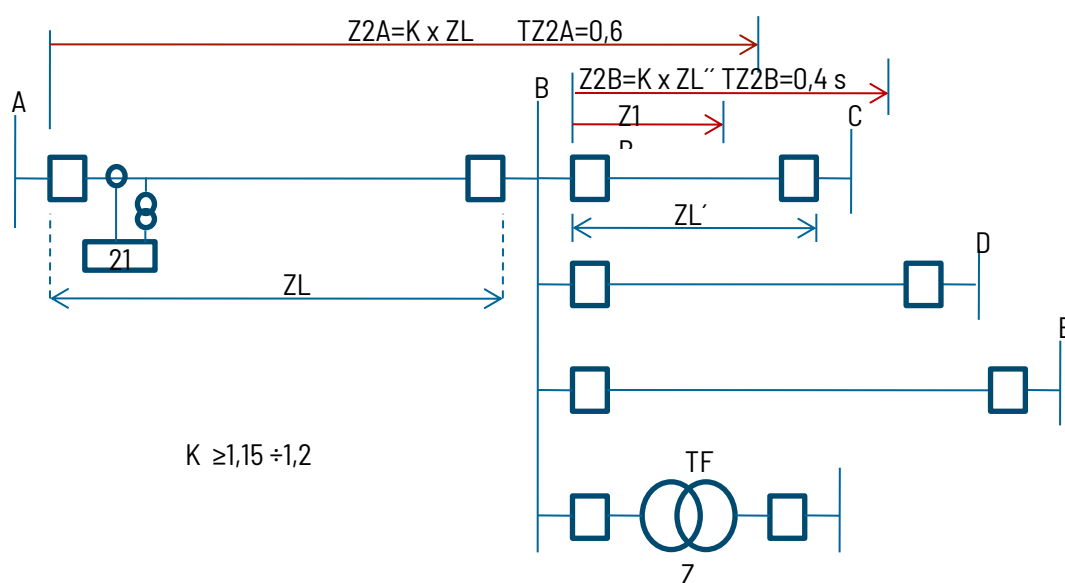


Fig. 4.1.1.a2(4): Zona 2. Coordinación por tiempo (línea BC muy corta respecto a la línea AB)

En los casos en que la barra remota es en configuración de barra simple, ( $TZ2$ ) se puede ajustar haciendo  $\Delta t = 0$  en la inecuación general del temporizado, ya que no hay pérdida de selectividad por actuación de la función de fallo de interruptor. No se requiere la coordinación con la función T50S-62. Se recomienda en estos casos ajustar:

$$TZ2 = 0,2 \text{ s}$$

El temporizado de la zona 2 ( $TZ2$ ) debería ser inferior al tiempo crítico del sistema para faltas de todo tipo en la línea a proteger. Esto no es posible conseguirlo en muchos casos, pues para lograrlo sería preciso sacrificar la selectividad.

### c) ZONA 3

#### Elementos que protege

La línea en consideración, las barras remotas, parcial o totalmente los transformadores remotos (en particular el transformador de generación), parcial o totalmente los circuitos que parten de la subestación remota hasta el alcance definido por el ajuste del alcance realizado a la zona 3, que será superior al de la zona 2.



## Funciones de protección con las que tiene que coordinar

Con la función de protección de Acoplamiento (apoyo parcial de barras) de la subestación remota (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en la zona de barras remotas y para faltas en las líneas que parten de la subestación remota.

Con las zonas 2 de las funciones de distancia de las líneas de la subestación remota

Con las funciones de sobreintensidad y /o de distancia de los transformadores conectados a la subestación remota.

Con las funciones 67N de las posiciones de línea conectadas a la subestación remota.

## Criterios de ajuste del alcance óhmico (Z3)

El alcance (Z3) a ajustar deberá garantizar la detección de cortocircuitos en todos los puntos de la línea a proteger, las barras de la subestación remota y en una mayor o menor extensión en los elementos remotos para lo que se seguirá el siguiente procedimiento de ajuste:

Primero se calculará el conjunto de valores (Z3j) de acuerdo con los siguientes criterios:

$$Z_{3j} = [Z_L + K_{ap\ j} \cdot Z'_{Lj}] \cdot K_3$$

Siendo:

$Z_L$  la impedancia óhmica de la línea (circuito) a proteger

$Z'_{Lj}$  La impedancia de la línea remota (j) en cuyo extremo final se postula el cortocircuito

$Z_{3j}$  alcance de impedancia de la zona 3 a ajustar considerando sólo falta al final del elemento (j).

$K_3$  factor de seguridad para tener en cuenta los diversos errores.

$K_{ap\ j}$  factor de las aportaciones intermedias al cortocircuito para faltas al final del circuito (j) conectado a la subestación remota.

Para faltas trifásicas el factor ( $K_{ap\ j}$ ) se formula como sigue -Véase la Fig. 4.1.1. a3(1):

$$K_{ap\ j} = (I_{ap\ j} / I_A) + 1$$

Siendo:

$I_{ap\ j} = I_1 + I_2 + \dots + I_n$  la aportación total a la falta ("infeed effect"), suma de las aportaciones intermedias de intensidad de falta de los elementos conectados a la barra remota B, para falta al final del circuito (j).

$(I_A)$  la intensidad de falta aportada por la línea AB que se protege.

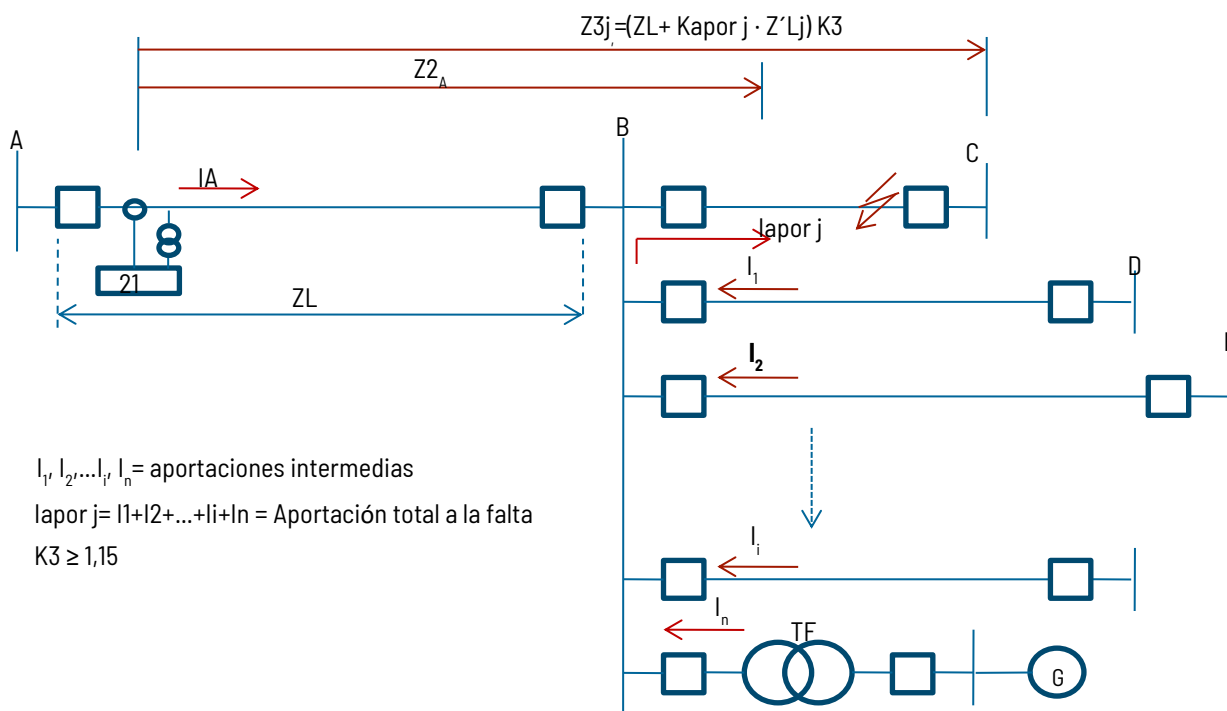


Fig. 4.1.1.a3(1): Zona 3

Para faltas desequilibradas la formulación del factor ( $K_{apor j}$ ) es compleja y se recomienda determinarlo a partir de programas de ordenador; no obstante estos programas proporcionan ya directamente el valor de la impedancia vista ( $Z_{3j}$ ).

Es preciso tener en cuenta las siguientes consideraciones de cara a la determinación de ( $Z_{3j}$ ):

- Si el equipamiento de protecciones del elemento ( $j$ ) en la subestación remota es inferior al prescrito por los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular (CGP's) endosados en el P.O.11.1, entonces:

$K_{apor j} = K_{máx} \text{apor } j$  calculado para los cuatro tipos de faltas sólidas al 99% del elemento ( $j$ ), tanto en escenario Punta como Valle, considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento ( $j$ ), y con todos los elementos de la subestación remota que aportan intensidad de falta conectados a barras. Se trata de considerar la máxima aportación intermedia al cortocircuito para garantizar la detección de las faltas en todo punto del circuito remoto.

$K_3 \geq 1,15$ . Normalmente se considera 1,2.

Sea en este caso  $Z_{3máx} = \text{Máx} \{Z_{3j}\}$  para las líneas no equipadas según los CGP's (PO 11.1). Prevalece la detección de la falta ante la selectividad, que se sacrifica, al considerar todos los circuitos. Este caso a) es poco usual, pues lo normal es que todos los circuitos estén adecuadamente equipados según los CGP's. Si es así, no es preciso calcular ( $Z_{3máx}$ ).

- Si el equipamiento de protecciones del elemento ( $j$ ) conectado a la subestación remota, es el necesario según las prescripciones de los CGP's (PO 11.1), entonces:



Kapor j= K<sub>mín</sub> apor j calculado para los cuatro tipos de faltas sólidas al 99% del elemento (j), tanto en escenario punta como valle, considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento (j), y suprimiendo el elemento remoto que más intensidad de cortocircuito aporta al fallo en caso de que el n° total de elementos conectados a barras remotas, incluyendo la línea cuya Z<sub>3</sub> se ajusta y el elemento en que se produce el cortocircuito, sea inferior o igual a cinco. Si dicho número de elementos es superior a cinco se desconectarán los dos elementos que más intensidad de cortocircuito aporten a la falta. En este caso se trata de considerar la mínima aportación intermedia al cortocircuito.

$K_3 \leq 0,85$ . Normalmente se considera 0,8.

Sea  $Z_{3\text{mín}} = \text{Mín}\{Z_{3j}\}$  para los circuitos (j) equipados adecuadamente según los CGP's (PO11.1). En este caso b) prevalece la selectividad frente a la detección de la falta en los extremos de todos los circuitos. Se sacrifica la detección de la falta.

Entonces el alcance de la zona 3 a ajustar será:

$$Z_{3\text{máx}} \leq Z_3 \leq Z_{3\text{mín}}$$

Si no se puede cumplir la anterior inecuación, entonces el ajuste del alcance de la zona 3 será:

$$Z_3 = Z_{3\text{máx}}$$

En aquellos casos en que con el ajuste del alcance (Z<sub>3</sub>) anterior se detecten faltas en el lado opuesto de tensión de un transformador, será preciso coordinar por tiempo la zona 3 con las protecciones del transformador para faltas en dicho lado, pero sin exceder el temporizado (TZ<sub>3</sub>) de la Zona 3 de 1 s [véase el párrafo siguiente "Criterios de ajuste del temporizado (TZ<sub>3</sub>)"]. Si ello no es factible, se acortará el alcance de la zona 3 para no detectar las faltas en dicha localización, y adicionalmente se ajustará una nueva zona de distancia (Zona 5) temporizada más alta que la zona 3, al objeto de coordinar por tiempo con las protecciones del transformador para faltas en su lado opuesto de tensión al relé cuya zona 3 se ajusta. Podrían resultar temporizados de 1.4 s o aún superiores para esta Zona 5. En el caso particular de que se trate de un transformador de generación o colector de MPE, se pondrá en conocimiento de la empresa generadora este hecho y se coordinará conjuntamente.

Alcance de la zona 3, Máximo y Mínimo	
$Z_{3j} = (Z_L + K_{\text{apor } j} \cdot Z'_{Lj}) \cdot K_3$	
a). Equipamiento remoto no cumple CGP's (PO 11.1)	b). Equipamiento remoto sí cumple CGP's (PO 11.1)
Kapor j = K <sub>máx</sub> apor j	Kapor j = K <sub>mín</sub> apor j
$K_3 \geq 1,15$	$K_3 \leq 0,85$
$Z_{3\text{máx}} = \text{Máx}\{Z_{3j}\}$	$Z_{3\text{mín}} = \text{Mín}\{Z_{3j}\}$
Alcance de zona 3 a ajustar: $Z_{3\text{máx}} \leq Z_3 \leq Z_{3\text{mín}}$	
Si no se puede cumplir la anterior condición: $Z_3 = Z_{3\text{máx}}$	

NOTAS:



(1). En aquellos casos que se vaya a ajustar la Zona 3 para faltas entre fases al mismo valor de alcance que para faltas monofásicas a tierra ( $Z3 = Z3G$ ), los factores ( $K_{\text{máx apor j}}$ ) y ( $K_{\text{mín apor j}}$ ) son el máximo y mínimo factor de aportaciones intermedias respectivamente calculados por los cuatro tipos de faltas.

(2). En aquellos casos que se vaya a ajustar un diferente alcance de Zona 3 para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $Z3 \neq Z3G$ ); para aquéllas ( $K_{\text{máx apor j}}$ ) y ( $K_{\text{mín apor j}}$ ) se calcularán considerando únicamente las faltas entre fases de los tres tipos; mientras que para la Zona 3 de faltas a tierra ( $Z3G$ ) los factores ( $K_{\text{máx apor j}}$ ) y ( $K_{\text{mín apor j}}$ ) se determinarán solo con faltas monofásicas a tierra.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 3 y su característica de actuación resultante serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la de máxima carga de la línea ( $Zc$ ) en el diagrama R-X -véase la Fig. 4.1.1. a3(2). Se considerará como máxima carga de la línea, la correspondiente a una mínima impedancia de:  $Zc = 0,85 \cdot Un / \sqrt{3} \cdot 1,15 \cdot In (\Omega)$  con un factor de potencia correspondiente a un ángulo  $\varphi$  tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$ ; siendo ( $Un$ ) la tensión nominal del sistema e ( $In$ ) la intensidad máxima admisible asignada de la línea en régimen continuo.

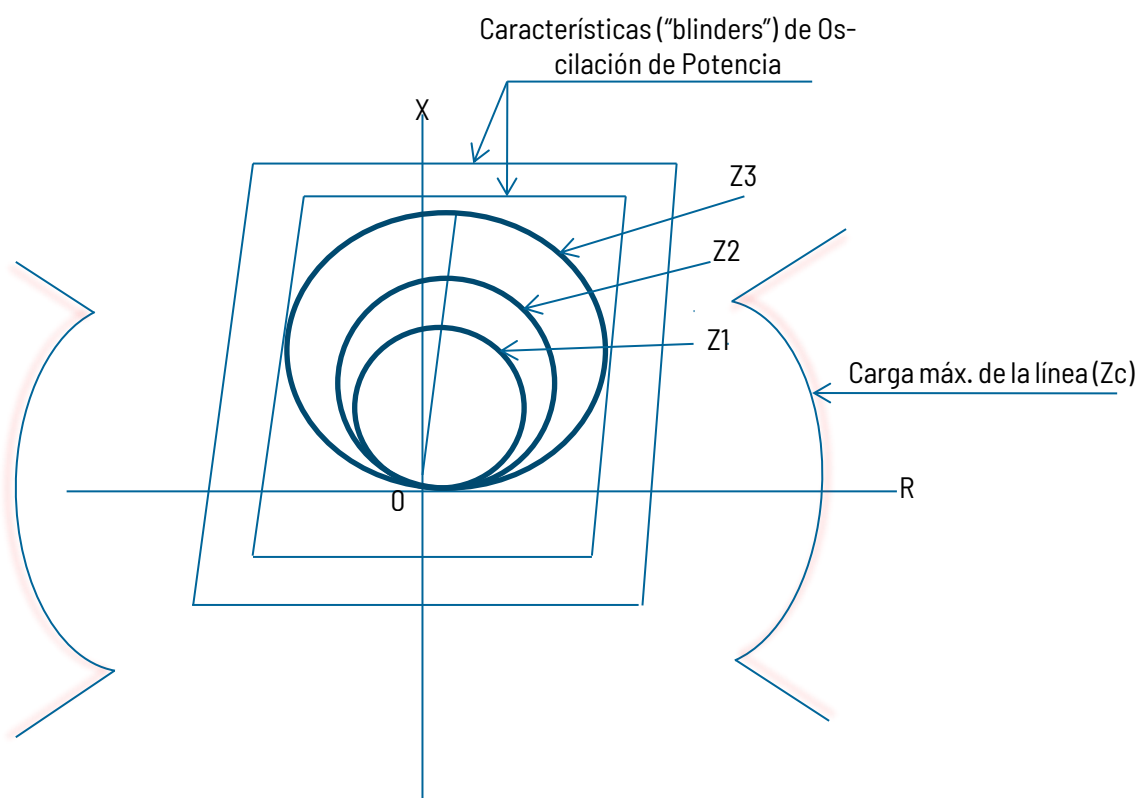


Fig. 4.1.1.a3(2): Característica de detección de oscilación de potencia

La Zona 3 también se bloqueará por actuación de la función de Oscilación de Potencia.

Cuando se utilice característica poligonal el alcance reactivo de la Zona 3 ( $X3$ ) se ajustará al valor de ( $Z3$ ) indicado anteriormente. Se puede también hacer un ajuste distinto para la característica de faltas entre fases que para la de faltas monofásicas a tierra ( $X3 \neq X3G$ ). En este caso aplica la NOTA (2) anterior.



El alcance resistivo ( $R_3$ ) a parametrizar en la característica poligonal será tal que  $R_3 \geq R_2$ . Es usual, y se recomienda, ajustar  $R_3 = 1.2 \cdot R_2$  para la característica de faltas entre fases, y  $R_{3G}/X_{3G} = R_{2G}/X_{2G}$  para la característica de faltas monofásicas, pero aquí aplican también las limitaciones que pueda imponer el modelo utilizado del relé. En aquellos modelos de relés cuya característica de faltas monofásicas sea susceptible de ver cargas equilibradas, es necesario comprobar que con los ajustes de ( $R_{3G}$ ) Y ( $X_{3G}$ ) que se hagan, no se corte a las características de oscilación de potencia, ni a la característica de carga máxima ( $Z_c$ ) del circuito -véase la Fig. 4.1.1. a3(2).

Se considera el caso de un circuito multiterminal con  $M$  nudos en  $T(1, 2, \dots, i, \dots, M)$ , de modo que hay  $M$  ramales de intensidad de falta aportada a cada nudo respectivo ( $I_{R1}, I_{R2}, \dots, I_{Ri}, \dots, I_{RM}$ ), con  $M$  secciones de impedancia de línea consecutivas ( $Z_{R1}, Z_{R2}, \dots, Z_{Ri}, \dots, Z_{RM}$ ), tal que ( $Z_{R1}$ ) está entre los nudos 1 y 2, ( $Z_{R2}$ ) entre los nudos 2 y 3, ( $Z_{R3}$ ) entre los nudos 3 y 4, y así sucesivamente ( $Z_{RM}$ ) entre el último nudo  $M$  y las barras remotas  $B$ . Resulta el siguiente valor de ( $Z_{3j}$ ):

$$Z_{3j} = [Z_{L1} + \sum (Z_{Ri} \cdot K_{RAM i}) + Z_{Lj} \cdot K'_{apor j}] \cdot K_3 \quad \text{El sumatorio va desde } i = 1 \text{ hasta } i = M$$

Siendo:

$Z_{3j}$  La impedancia vista por la zona 3 para falta en el extremo final del circuito remoto ( $j$ )

$Z_{L1}$  la impedancia del tramo de línea multiterminal desde la ubicación del relé ( $Z_1$ ) hasta el primer nudo ( $i = 1$ )

$K_{RAM i}$  el factor de aportación intermedia del ramal de intensidad ( $i$ ) sobre el nudo ( $i$ ) de la línea multiterminal

$Z_{Lj}$  la impedancia del circuito remoto ( $j$ ) en cuyo extremo final se plantea la falta

$K'_{apor j}$  el factor de aportaciones intermedias de intensidad de falta debido a la intensidad de los elementos de la barra  $B$  (lapor  $j$ ) excluida la línea multiterminal (mismo concepto y símbolo que para la Zona 2), más el debido a la intensidad total de la línea ( $I_A + \sum I_{Ri}$ ) que circula por su último tramo ( $Z_{RM}$ ).

$I_A$  intensidad de falta que detecta la zona 3 y que va hacia el nudo 1 desde la subestación local

Para el caso sencillo de falta trifásica los factores de aportaciones intermedias son como sigue:

$$K_{RAM i} = 1 + (\sum I_{Rk} / I_A) \quad \text{El sumatorio va desde } k = 1 \text{ hasta } k = i$$

$$K'_{apor j} = 1 + (I_{apor j} + \sum I_{Ri}) / I_A \quad \text{El sumatorio va desde } i = 1 \text{ hasta } i = M$$

Para el caso de faltas desequilibradas su formulación es muy compleja y es preciso recurrir a programas de ordenador para su cálculo; pero no vale la pena pues estos programas proporcionan ya directamente la impedancia vista por el relé ( $Z_1$ ).

Para determinar  $Z_{3\text{máx}} = \text{Máx} \{Z_{3j}\}$  se seleccionarán los factores ( $K_{RAM i}$ ) y ( $K'_{apor j}$ ) máximos considerando todas las aportaciones intermedias máximas posibles tanto en escenarios de Punta como de Valle y con  $K_3 \geq 1,15$ .

Para determinar  $Z_{3\text{mín}} = \text{Mín} \{Z_{3j}\}$  se seleccionará el factor ( $K_{RAM i}$ ) mínimo suprimiendo la aportación del ramal ( $I_{R1}$ ) en el caso de un circuito en  $T$  (tres terminales) y el ramal que más intensidad aporte de los dos ( $I_{R1}$ , o  $I_{R2}$ ) en un circuito de cuatro terminales y tanto en escenario de Punta como de Valle con  $K_3 \leq 0,85$ . Para seleccionar el factor ( $K'_{apor j}$ ) se seguirán las mismas indicaciones que en el Apdo. 4.1.1.b) de la Zona 2.

Nuevamente se determinará el alcance de  $Z_3$ , tal que:  $Z_{3\text{máx}} \leq Z_3 \leq Z_{3\text{mín}}$  siguiendo las consideraciones dadas en la tabla anterior y en el texto previo.

## Criterios de ajuste del temporizado (TZ3)

El temporizado a ajustar a la zona 3 será como sigue:

$$TZ_3 = \text{Máx} [TACPr, (TZ_{2r}, T_{67Nr}, T_{51/51Nr}) + T_{50S-62r}] + \Delta t$$



Coordinación por tiempo con las zonas 2 remotas (TZ2r), con el acoplamiento remoto (TACPr), con las funciones (67N) de los circuitos remotos (T67Nr) y las funciones (51/51N/21) de los transformadores remotos (T51/51N/21r). Se considera que hay fallo de interruptor del elemento remoto activado por estos tres últimos grupos de funciones.

Teniendo en cuenta que normalmente  $TACPr = 0,6$  s para faltas al final de los circuitos remotos, que también  $TZ2r + T50S-62r = 0,6$  s, y que se puede considerar un margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones e interruptores actuales, resulta:

$$TZ3=0,8 \text{ s}$$

Es usual en general, y se recomienda, el ajuste  $TZ3 = 0,8$  s en la Red de Transporte. Asimismo se recomienda no ajustar (TZ3) por encima de 1 s.

El temporizado (TZ3) a ajustar debería ser inferior al tiempo crítico ( $T_c$ ) del sistema de potencia para faltas en las barras remotas de la subestación y en las líneas adyacentes. Esto no podrá cumplirse en muchos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación para garantizar la selectividad.

#### d) ZONA 4 (Direccional hacia las barras; inversa)

##### Elementos que protege

El embarrado de la propia subestación, indirectamente una fracción de los elementos conectados al embarrado para faltas próximas a él, y también el sistema de potencia.

##### Funciones de protección con las que tiene que coordinar

- Con la Zona 1 de las funciones (21) de todos los circuitos conectados a barras (coordinación por alcance).
- Con las funciones de protección de Acoplamiento (apoyo parcial de barras) de la propia subestación (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en la zona de barras.
- Con la función de fallo de interruptor de las posiciones de la subestación (coordinación por tiempo) para subestaciones que no sean en configuración de barra simple.
- Con las funciones (51/51N/21) de los transformadores y de otros elementos conectados a las barras locales para faltas en el mismo lado de tensión que la localización del relé 21 cuya Zona 4 se ajusta.

##### Criterios de ajuste del alcance (Z4)

El alcance (Z4) a ajustar deberá garantizar la detección de cortocircuitos sólidos de cualquier tipo en la zona de barras de la subestación. Asimismo no sobrealcanzará a ninguna Zona 1 de los circuitos conectados a la subestación.

El alcance (Z4) a ajustar será como sigue:

$$1,15 \cdot ZB \leq Z4 = \text{Mín} \{Zvj\}$$

Siendo:  $Zvj = K_{\text{mín}}$ , a por  $j \cdot Z1j \cdot K4$

Con el factor  $K4 \leq 0,85$ . Es usual considerar  $K4 = 0,8$



El significado de ( $Z_{vj}$ ) y de ( $K_{\min, \text{apor } j}$ ) es el mismo que se ha indicado en el subapartado 4.1.1.a.2 relativo a la Zona 2, contemplando un mínimo factor de aportaciones intermedias tanto en escenario Punta como Valle.

( $Z_{1j}$ ) es el alcance de impedancia ajustado a la zona 1 de cada línea ( $j$ ). En el caso de que el elemento ( $j$ ) sea un transformador, es preciso sustituir ( $Z_{1j}$ ) por su impedancia óhmica de cortocircuito ( $Z_T$ ).

( $Z_B$ ) es la impedancia de barras desde la localización de la protección hasta el punto de defecto en las barras ( $Z_B \sim 0$ )

Los cálculos y criterios a seguir para la determinación de ( $K_{\min, \text{apor } j}$ ) son los mismos que se indicaron en 4.1.1.a.2.

Si se desea realizar un diferente ajuste del alcance para la característica de faltas entre fases que para la de faltas monofásicas a tierra ( $Z_4 \neq Z_{4G}$ ), también se seguirán las indicaciones dadas en el subapartado 4.1.1.a.2.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 4 y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, no cortando a las de detección de oscilación de potencia, tampoco interfiera con la máxima carga de la línea en el diagrama R-X -véase la figura 4. 1. 1. a3(2) sin más que sustituir la característica de ( $Z_3$ ) por la ( $Z_4$ ) en dirección inversa (hacia barras). Se considerará como tal la correspondiente a una mínima impedancia de carga  $Z_c = 0.85 \cdot U_n / (\sqrt{3} \cdot I_n)$ , con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$  y  $135^\circ < \varphi < 225^\circ$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad máxima admisible asignada de la línea en régimen continuo.

La Zona 4 también se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

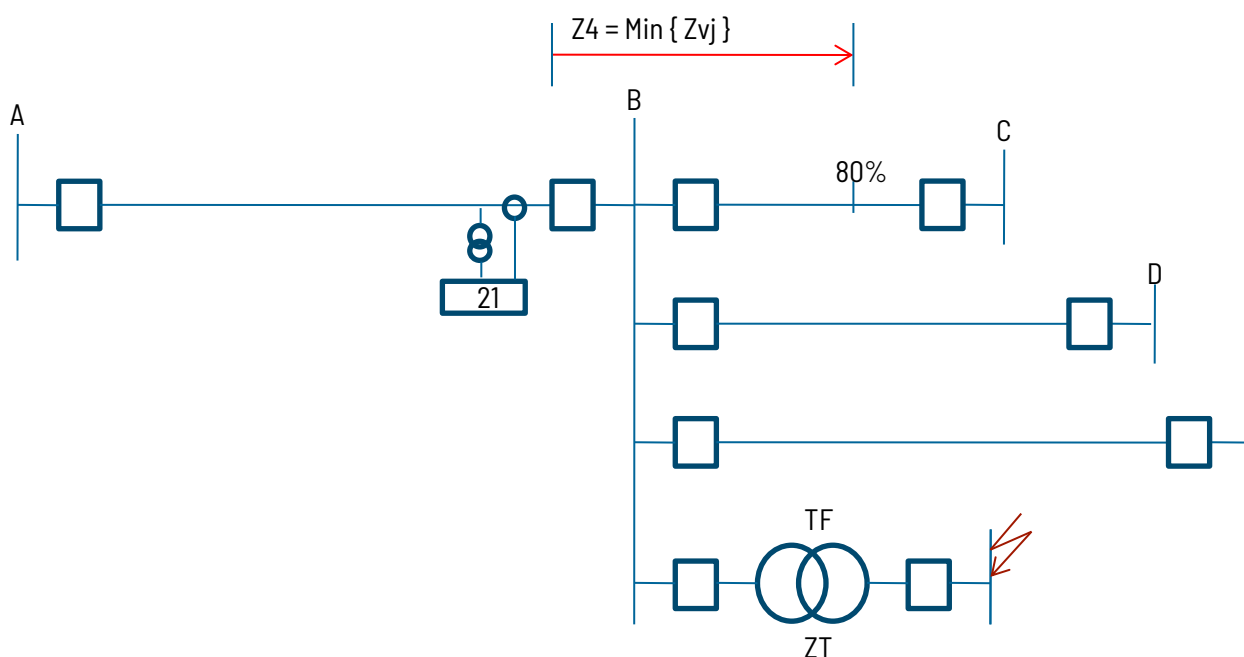


Fig. 4.1.1.a4(1): Zona 4

Para faltas en las barras del lado opuesto de tensión de los transformadores -Véase la Fig. 4.1.1.a4(1)- también se aplicará la fórmula anterior dada para ( $Z_4$ ), recomendándose en este caso con  $K_4 = 0,8$ , sustituyendo ( $Z_{1j}$ ) por ( $Z_T$ ), la impedancia de cortocircuito del transformador referida al lado de tensión donde está el relé cuya ( $Z_4$ ) se ajusta.



No se detectarán por tanto con la Zona 4 las faltas en las barras del lado opuesto de tensión de los transformadores. Con este ajuste se garantiza la coordinación por alcance con la protección del Acoplamiento de barras cuyo criterio de ajuste del alcance para faltas en la zona de barras es el mismo que el de la Zona 4 -Véase el Apdo. 4.1.2.

### Criterios de ajuste del temporizado (TZ4)

El temporizado (TZ4) a ajustar a la Zona 4 será:

$$TZ4 = \text{Máx} [TACP, (TZ1, T51/51N/21) + T50S-62] + \Delta t$$

El tiempo de actuación (T51/51N/21) de los transformadores y de otros elementos conectados a las barras, es un tiempo de actuación instantáneo para las faltas en su acometida o instalación de enlace a dichas barras. Lo mismo cabe decir del (TZ1) de los circuitos. Se asume que con su actuación se produce fallo del interruptor del elemento.

(TACP) representa el temporizado de las Zonas 1 y 3 de la función (21) del ACP para faltas en la zona de barras. También representa el temporizado de las funciones (51D/51ND) para dichas faltas.

Asumiendo el margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos, un ajuste usual en la red de transporte es  $TZ4 = 0,4$  s; sin embargo para subestaciones en simple barra no se requiere la coordinación con la función de fallo de interruptor, por lo que es usual, y se recomienda, ajustar  $TZ4 = 0,2$  s.

El temporizado (TZ4) a ajustar debería ser inferior al tiempo crítico ( $T_c$ ) del sistema de potencia para faltas en las barras de la subestación. Esto no podrá cumplirse en muchos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación para garantizar la selectividad, que es prioritaria.

#### 4.1.1.2 Función (67N). Direccional de neutro

---

Se emplea para la detección de faltas a tierra resistivas en toda la línea. En los CGP's se requiere la detección de faltas resistivas de  $150 \Omega$  sin postular fallo simultáneo del sistema de protección, las cuales normalmente no se pueden detectar con la función (21) y sí con la función diferencial de línea (87L), si existe. En general se trata de una función de apoyo y su actuación es siempre con disparo tripolar definitivo ya que por sí sola no puede seleccionar la fase en falta. El disparo no inicia reenganche que es iniciado por las protecciones principales de actuación instantánea.

En las líneas donde no hay función (87L), la función (67N) adquiere total importancia para detectar faltas resistivas.

En los actuales relés digitales se puede ajustar una función a tiempo definido y una función a tiempo inverso en el mismo relé y eliminar la curva a tiempo inverso por una ecuación lógica en el control de par a partir de cualquier valor de la intensidad de neutro ( $3 \times I_0$ ) seleccionable.

### Elementos que protege

La línea en consideración, las barras remotas, parcialmente los elementos remotos (en particular el transformador de generación) y en general al sistema de potencia.



## Funciones de protección con las que tiene que coordinar

Debe coordinar en apoyo o respaldo con los relés de línea principales (21, 87L) para faltas en la propia línea. Deberá coordinar con los relés de los elementos conectados a la subestación remota y además con la protección del Acoplamiento remoto, en subestaciones de doble barra con ACP.

## Criterios de ajuste

Los criterios a tener en cuenta son los siguientes:

**a). Función (67ND) a tiempo definido.** - Esta función de respaldo se suele emplear en la red de transporte para detectar cortocircuitos sólidos a tierra, o muy poco resistivos, en el primer tramo de la línea; es decir como máximo hasta donde alcanza la Zona 1 instantánea de la función de distancia (Ver la Figura 4.1.1-b1).

Se ajustará su intensidad de arranque ( $I_{67Ndef}$ ) - denominada ( $I_{Ndef>}$ ) en la Fig. 4.1.1.b1 - a un valor de la intensidad residual (de neutro o a tierra) para cortocircuito sólido a tierra desequilibrado de los dos tipos al 70% de la longitud de la línea ( $I_{N1\phi\_G}$ ,  $I_{N2\phi\_G}$ ), en escenario punta con proyección de potencia de cortocircuito máxima a futuro, sin ningún elemento de la subestación en descargo y con el interruptor del extremo remoto de la línea abierto.

$$I_{67Ndef} = K \cdot \text{Máx}(I_{N1\phi\_G}, I_{N2\phi\_G}). \quad \text{Con } K \geq 1,15. \text{ Se recomienda } 1,15$$

Se ajustará su temporizado ( $T_{67Ndef}$ ) para salvar con suficiente margen de tiempo los disparos instantáneos (20-30 ms) de las protecciones principales de la propia línea, (21) en zona 1 y (87L), tiempos denominados ( $T_{Z1/87L}$ ), y ser inferior con suficiente margen de tiempo al temporizado de las zonas 2 remotas, normalmente  $T_{Z2i} = 0,4$  s, y de las protecciones de otros elementos (transformadores), a espaldas de la función (67N) y con direccionalidad hacia ella ( $T_{51/51N/21i}$ ). Resulta así:

$$T_{Z1/87L} \leq T_{67Ndef} \leq \text{Mín}(T_{Z2i}, T_{51/51N/21i})$$

Un valor de ajuste usual, y que se recomienda, es  $T_{67Ndef} = 0,2$  s.

**b). Función (67NI) a tiempo inverso.** - Esta función, como principal, se emplea para detectar faltas resistivas en toda la línea y además como apoyo remoto debe coordinar con las protecciones de barras, y de elementos adyacentes para todo tipo de faltas a tierra en ellos, tanto resistivas como no resistivas -Ver la Figura 4.1.1.b1. Para lograrlo se aplican una serie de criterios de ajuste a cumplir, pero seguramente en algunos casos pueden aparecer conflictos entre ellos y se requerirá tener que sacrificar alguno. Los criterios de ajuste son los siguientes:

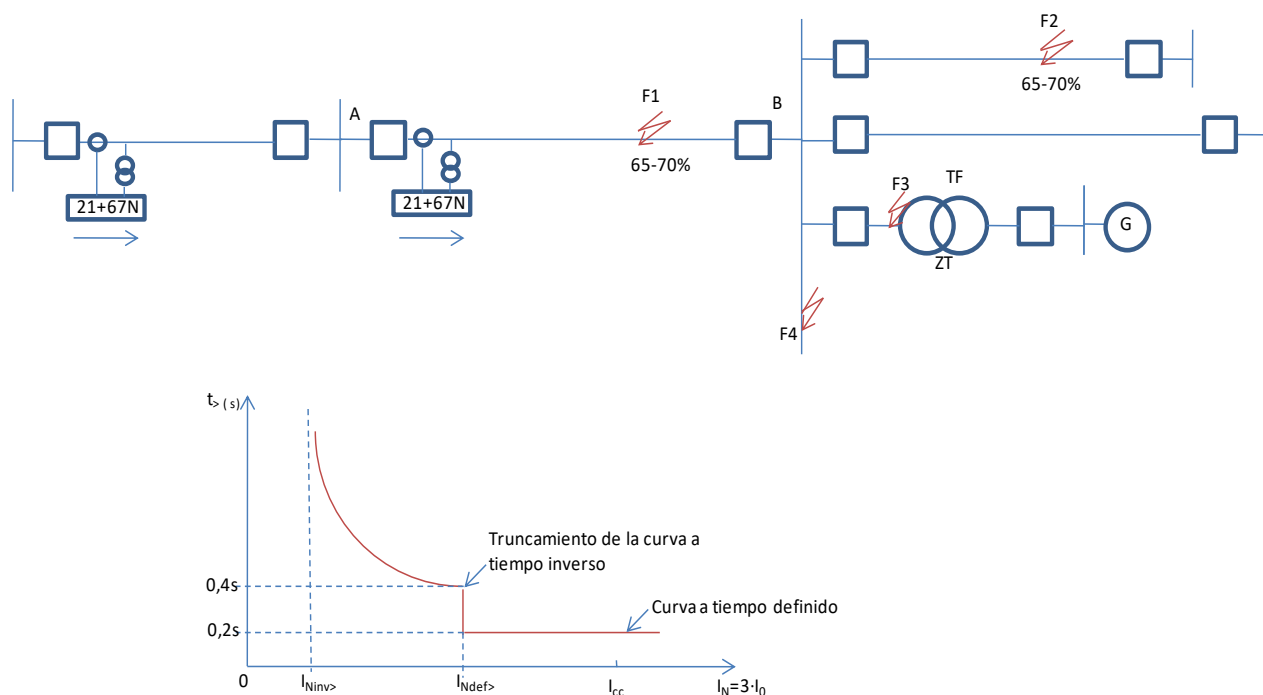


Fig. 4.1.1.b1: Direccional de neutro

1-La intensidad de arranque ( $I_{67N_{inv}}$ ), - denominada ( $I_{N_{inv}>}$ ) en la Fig 4.1.1.b1) - se ajustará para detectar faltas monofásicas a tierra resistivas de  $150 \Omega$  al final de la línea en escenario valle. Se considerará cerrado el interruptor remoto de la línea y fuera de servicio el elemento local que más corriente ( $3I_0$ ) aporte al fallo pasando por la función. Sea  $I_N = 3I_0$  la intensidad así calculada. Resultará entonces un valor de arranque ( $I_{67N_{inv}}$ ) que debe cumplir:

$$I_{67N_{inv}} \leq K \cdot I_N; \text{ siendo } K = 0,85 \text{ el factor de seguridad recomendado.}$$

2- La intensidad de arranque ( $I_{67N_{inv}}$ ) se ajustará por encima de la máxima corriente permanente de tierra ( $3I_0$ ) que pueda circular por la línea en explotación a plena carga. Esta ( $3I_0$ ) es debida al desequilibrio natural inherente a un sistema trifásico, sobre todo cuando no se transponen las líneas o cables. Normalmente la ( $3I_0$ ) no supera el 10% de la Intensidad máxima admisible de la línea ( $I_{max}$ ). Se elegirá normalmente:

$$I_{67N_{inv}} \geq 0,15 \cdot I_{max}$$

3- Se elegirá una curva de tipo inverso ANSI/IEEE o CEI. Los valores del Dial de Tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque ( $I_{67N_{inv}}$ ) a ajustar, se calcularán de modo que haya coordinación por tiempo con la protección del Acoplamiento de barras de la subestación remota, con las segundas y terceras zonas de distancia remotas, con las funciones (67N) de las protecciones de las líneas conectadas a la subestación remota y también con las funciones de sobreintensidad de otros elementos conectados a las barras remotas (transformadores, etc.) para faltas F2, F4 y F3 a ambos lados del transformador, según la Fig. 4.1.1.b1), en particular los transformadores de generación como se muestra en la figura. Para ello concretamente, se simularán faltas en escenario punta en los elementos remotos. Se simularán tanto faltas monofásicas como bifásicas a tierra sólidas y se considerará también la posibilidad de tener el elemento de la subestación remota que más corriente ( $3I_0$ ) aporte al cortocircuito desconectado.



Las faltas se harán al 70% de la línea remota más corta a) con todos los elementos de la subestación propia conectados a barras y b) desconectado de la subestación remota el elemento que más (3.1o) aporta al fallo. Asimismo se considerará abierto el interruptor del extremo remoto de dicha línea remota más corta. Se seleccionará el valor del multiplicador del Dial de Tiempos (DT) de modo que para el valor resultante de (IN) que detecta la función (67NI) actúe como mínimo en 0,8 s. En particular y en especial, con este criterio de ajuste se garantizará la coordinación con las funciones de sobreintensidad de neutro y/o de fases del transformador de grupo o colector de MPE, para faltas a tierra en la zona de terminales de AT de dicho transformador.

4- Una vez seleccionada la curva de tipo Inverso, el valor de arranque (I67Ninv) y el de su dial de tiempos (DT) según los apartados anteriores, y dado que se utiliza el reenganche monofásico, es preciso chequear por cálculo que en la pausa del reenganche (tiempo de 1 s ajustado) tras la duración del cortocircuito monofásico a tierra, no se produce la actuación de la función (67NI). En aquellos casos en que no sea así se puede modificar el ajuste del arranque (I67Ninv) e incluso cambiar el valor del Dial de Tiempos (DT) hasta conseguir la no actuación de la función (67NI).

Debe considerarse que la línea aérea operaba a su Intensidad máxima admisible (Imax) justo antes de que ocurriera el cortocircuito monofásico a tierra.

5- Con la curva ya seleccionada, se chequeará que para faltas a tierra sólidas en la zona de barras remotas (Falta F4), el tiempo de actuación sea similar al de la Zona 2 (normalmente 0,4 s). Esto debe chequearse tanto en escenario punta como valle. Dada la imposibilidad de cumplirse este tiempo fijo para ambos escenarios, se admite el intervalo (0,4-0,6 s) que garantiza la coordinación con la función de fallo de interruptor de las salidas remotas y la protección del acoplamiento remoto en casos de configuración en doble barra. En caso de que no esté en dicho intervalo, nuevamente se puede retocar el valor (DT) y/o la (I67Ninv) para conseguirlo. En los casos en que la subestación remota es en configuración de barra simple, el tiempo de actuación de la función (67NI) para falta a tierra en la zona de barras remotas puede bajarse hasta 0,20-0,37 s, dado que no es necesario coordinar por tiempo con la función de fallo de interruptor de las salidas remotas.

6- Con la curva de tipo inverso ya seleccionada se comprobará que para la (IN) de cortocircuito sólido a tierra en salida de línea, en escenario punta con potencia de cortocircuito máxima y proyección a futuro, y todos los elementos de la propia subestación conectados a barras, el tiempo de actuación de la función (67NI) sea superior o igual a 0,2 s al objeto de coordinar por tiempo con las funciones instantáneas de protección de la línea y con la zona 2 de las funciones de distancia remotas localizadas a espaldas.

Si no es posible conseguir el tiempo de operación anterior existen al menos dos soluciones:

(a). Truncar o eliminar por lógica interna la curva inversa de la función (67NI) a partir de una (IN) igual al al valor de ajuste (I67Ndef) de la función (67ND). Solución factible con relés numéricos actuales -véase la Fig. 4.1.1. b1.

(b). Modificar (I67Ninv) y/o (DT) de la función (67NI).

7- El valor de arranque (I67Ninv) que se adopte, debe coordinar con los valores de arranque de todos los relés (funciones) (67N) de las líneas conectadas a la barra remota. Esto debe ser así para todo escenario (punta, valle) y para cualquier topología que pueda darse con todos los elementos remotos conectados a sus barras y también suprimiendo el elemento remoto que más (3.1o) aporte al fallo. Este criterio requiere simular faltas sólidas y resistivas a tierra en cada línea remota para determinar el valor de (I67Ninv) a ajustar de modo que se coordine por alcance con el valor de arranque (I67Ninv) de la función (67NI) de cada línea remota.



8- Falta serie en las líneas remotas. Se comprobará que con apertura de una fase en cada línea remota, la función (67NI) que se ajusta actúa coordinadamente con la función o relé (67NI) de la línea en defecto. Se comprobará para un escenario de máxima carga previa por las líneas y para otro de mínima carga previa por ellas. Se admite que si hay coordinación para esta falta serie, también la habrá para otro tipo de faltas serie, como por ejemplo sólo un polo cerrado.

Puede ser difícil, o incluso imposible, en la mayoría de los casos conseguir ajustar una curva determinada que cumpla con todos los criterios anteriores. Si así ocurriera, será preciso sacrificar alguno de ellos. Es preciso por tanto establecer ciertas estrategias para intentar minimizar los sacrificios y lograr el mejor grado de cumplimiento:

- Criterio 1. Algunas veces no se puede cumplir debido a la escasa fortaleza del sistema eléctrico en ese extremo. La existencia de función (87L), que detecta normalmente resistencias de falta superiores a 150  $\Omega$ , es una gran opción.
- Criterio 2. Es imperativo cumplirlo pero casi nunca es limitativo. Si entrara en conflicto con el 1 prevalecería el 2.
- Criterio 3. Debe cumplirse siempre, pero puede relajarse en el sentido en que el tiempo de actuación a seleccionar en vez de ser 0,8 s sea ligeramente superior a él. Puede incluso bajarse por debajo de 0,8 s hasta 0,6 s a lo sumo, pero sólo si la subestación remota a la función (67NI) que se ajusta no es en doble barra con Acoplamiento.
- Criterio 4. Debe cumplirse para no disparar intempestivamente en el periodo de polo abierto durante la pausa del reenganche monofásico. Si es necesario relajar este criterio, puede utilizarse como carga previa de la línea ( $I_{previa}$ ) antes del cortocircuito, un porcentaje (K%) de su Intensidad máxima admisible ( $I_{max}$ ) si se sabe que la línea en ningún periodo transportará su ( $I_{max}$ ):
$$I_{previa} = K\% \cdot I_{max} / 100 \quad (K\% < 100)$$
- Criterio 5. Debe cumplirse. No admite más relajación que aceptar el tiempo de disparo en el intervalo (0,4-0,6 s) ya referido, y bajar hasta 0,2-0,37 s en los casos en que la subestación remota es en barra simple.
- Criterio 6. Debe cumplirse. No aplicaría a la función (67NI) a tiempo inverso si se utilizara (67ND) a tiempo definido con truncamiento de la curva a tiempo inverso (véase el apartado anterior correspondiente). Se recomienda utilizar esta aplicación cuando la tecnología de los relés a instalar lo permita (caso de los actuales relés digitales).
- Criterio 7. Debe cumplirse. Si no se cumple habrá descoordinación con algunas de las funciones (67NI) de la subestación remota, para faltas lejanas o resistivas.
- Criterio 8. No es prioritario. Este criterio es de comprobación una vez que se ha ajustado la función (67NI) en base a los 7 anteriores criterios. Si no se puede cumplir, la coordinación para apertura de una fase, en toda línea remota en los dos escenarios de carga requeridos, entonces que al menos se cumpla para el escenario de carga previa y topología de líneas más usuales. Para ello podría requerirse modificar ( $I_{67Ninv}$ ) y/o (TD).



El criterio 2 es imperativo. Los criterios prioritarios a cumplir son el 3, 4, 5 y 7 si se utiliza función (67ND) a tiempo definido. Si no se utiliza, entonces se incluirá también el 6 como prioritario. Los criterios 1 y 8 no son prioritarios.

### 4.1.1.3 Función (79). Reenganchador automático

---

La función del reenganchador automático estará incluida en cada extremo de la línea aérea, o mixta reenganchable (aérea-cable) de transporte, y aplicará cualquiera que sea el esquema de protección utilizado. Esta función iniciará la secuencia del reenganche con la actuación instantánea de sus protecciones primaria y secundaria así como de la Zona 1, y no cuando se produce un cierre manual sobre falta. Se incluye en el presente documento por la potencial cercanía eléctrica a la línea de transporte de grupos generadores síncronos o de MPEs y su influencia sobre las máquinas giratorias.

En caso de cables siempre estará deshabilitado el reenganche y en caso de líneas mixtas se bloqueará cuando se detecte que la falta es en el tramo de cable.

Para aquellas instalaciones de generación que sean susceptibles de quedar en antena sólo sobre una línea de Transporte, existirá una comunicación entre Generador y Transportista para determinar si se deshabilita o no el reenganche automático.

Sólo se ajustará en la función (79) un intento de reenganche, como es habitual en la red de transporte, lo que implica que si es fallido (reenganche sobre falta) la función se bloqueará automáticamente. También el reenganchador puede recibir bloqueos externos (como por ejemplo de los operadores del Despacho).

#### Elementos que protege

Al sistema de potencia favoreciendo su estabilidad y posterior explotación en el régimen continuo gracias a la no pérdida permanente de la línea.

#### Criterios de ajuste

La función de reenganche debe incluir, al menos, los cuatro siguientes modos de funcionamiento (\*), los cuales normalmente se seleccionan (ajustan) manualmente por medio de un conmutador o selector externo a la función (79):

\*Fuera de Servicio: El conmutador del reenganchador informa a éste del modo seleccionado: "reenganchador fuera de servicio". El disparo ante cualquier tipo de falta es tripolar. No hay reenganche.

\*Monofásico: El conmutador del reenganchador informa a éste del modo "monofásico" de reenganche seleccionado. El disparo es sólo de la fase en falta monofásica a tierra.

El reenganchador recibe de las protecciones instantáneas señal de arranque monofásico de la fase en falta y transcurrido su tiempo muerto ajustado, ordena reenganche del interruptor de su respectivo extremo de línea.

El tiempo muerto a ajustar, deberá ser superior al de desionización de la zona del arco en el punto de falta teniendo en cuenta el acoplamiento capacitivo e inductivo entre las dos fases cerradas y la abierta, procurando que sea el menor valor posible para minimizar los efectos del desequilibrio introducido en el sistema de potencia, pero suficientemente alto para garantizar el apagado del arco secundario debido a los acoplamientos reseñados.



En las líneas de transporte peninsulares normalmente se ajusta un tiempo muerto de 0,85-1 s. tanto para las líneas de 220 kV como de 400 kV.

El valor del tiempo muerto ajustado debe ser inferior o igual al 85% del ajuste que se haga al temporizado de la función de discordancia de polos, que suele ser un valor en el intervalo 1.5-1.8 s.

\*Trifásico: El conmutador del reenganchador informa a éste del modo "trifásico" seleccionado. Las protecciones ordenan disparo trifásico ante cualquier tipo de falta.

El reenganchador recibe de las protecciones instantáneas señal de arranque tripolar. El reenganche es secuencial y el primer interruptor previsto para reenganchar lo hará tras el tiempo muerto ajustado, que deberá ser superior al máximo tiempo de desionización de la zona del arco en el punto de falta. El segundo interruptor reenganchará un tiempo después del primero y para ello así se ajustará el tiempo muerto de su reenganchador.

Para las líneas de 220 y 400 kV la práctica general es ajustar a 0,4-0,5 s. el tiempo muerto del reenganchador del primer interruptor que cierra y a 0,75-0,9 s. el del segundo, desde que se emitió la orden de disparo de las protecciones.

Una vez recibida la orden de reenganche trifásico por el segundo interruptor, se requiere que haya una supervisión del cierre por el relé de comprobación de sincronismo (25). Este relé recibe información de las tensiones de cada lado del interruptor. En función de su ajuste (diferencias de fase y módulo de tensión y diferencia de frecuencia), permitirá que prospere o no la orden de reenganche al interruptor.

\*Monofásico más trifásico: El conmutador del reenganchador informa a éste de que inicie ciclo de reenganche "monofásico" ante faltas monofásicas a tierra, e inicie ciclo de reenganche "trifásico" para las faltas entre fases.

El reenganchador recibe de las protecciones señal de arranque monofásico o trifásico según sea el tipo de cortocircuito.

Este tipo de reenganche es el más completo al aglutinar los dos básicos anteriores.

Los criterios de ajuste del tiempo muerto son los mismos que se han indicado anteriormente para el reenganche monofásico y el trifásico.

El ajuste del parámetro ( $T_b$ ) del Tiempo de bloqueo o de reposición, o Tiempo muerto ("reclaim time") de la función de reenganche, deberá ser superior al máximo tiempo de preparación ( $T_i$ ), que el interruptor necesita tras un reenganche exitoso, para hacer el cierre posterior en un nuevo ciclo de disparo y reenganche. Así por ejemplo; en un interruptor de accionamiento por resortes será el máximo tiempo de carga de resortes tras el reenganche exitoso.

$$T_b \geq 1,3 \cdot T_i$$

Teniendo en cuenta que  $T_i = 9-11$  s, resultará  $T_b = 11.7- 14.3$  s. Es usual, y se recomienda, ajustar  $T_b = 20$  s.

#### 4.1.1.4 Función (50S-62). Fallo de interruptor

---

La función (50S-62) debe detectar fallo en la apertura del interruptor del circuito al despejar una falta. Se activará por la actuación de todas las funciones de protección del circuito, actuadas por faltas de cualquier tipo sólidas y resistivas, incluidas las funciones unitarias tales como la diferencial (87L) y la del esquema de TP que se utilice (85). También se activará por la función diferencial de barras (87B).



## Elementos que protege

El propio interruptor, el circuito que conecta a las barras, y el sistema de potencia, ordenando disparo de los interruptores de la subestación adyacentes a él para eliminar todas las aportaciones de intensidad de falta.

## Criterios de ajuste

La intensidad de arranque de fases a ajustar (I50S-62) cumplirá con los siguientes criterios:

-Será inferior, con margen suficiente, a la intensidad de activación de todas las funciones de protección del circuito para faltas entre fases (Zonas de 21, 87L), así como la de actuación diferencial de la protección de barras (87B) ante este tipo de faltas.

-Será superior, con suficiente margen, a la máxima intensidad de carga permanente por el circuito.

Resulta así:  $\text{Mín}(1,15 \cdot I_{\text{max}}, 1,2 \cdot I_{\text{nomT/I}}) \leq I_{50S-62} \leq 0,85 \cdot \text{Mín}(I_{Z3}, I_{87B}, I_{87L}, I_{85})$

La intensidad de arranque de neutro (I<sub>50S-62</sub>) a ajustar (IN50S-62) cumplirá con los siguientes criterios:

-Será inferior, con margen suficiente, a la intensidad de activación (IN = 3·I<sub>0</sub>) de todas las funciones de protección del circuito para faltas a tierra (Zonas de 21, 67N, 87L), así como la de actuación diferencial de la protección de barras (87B) ante este tipo de faltas, y a la intensidad de neutro del esquema unitario de TP (85).

Resulta así:  $I_{N50S-62} \leq 0,85 \cdot \text{Mín}(I_{NZ3}, I_{N87B}, I_{N67N}, I_{N87L}, I_{N85})$

-El temporizado a ajustar (T50S-62) de la función de F.I de fases será tal que coordine con todas las funciones de protección instantáneas del circuito y también con el de actuación de la protección (87B), para faltas entre fases:

$$\text{Máx}(T_{Z1}, T_{87L}, T_{85}, T_{87B}) + \Delta t \leq T_{50S-62} \leq T_c$$

Dado el mínimo valor del tiempo de actuación de las funciones instantáneas (20-30 ms), es usual, y se recomienda, ajustar  $T_{50S-62} = 0,2 \text{ s}$ .

Si con el valor anterior recomendado no es factible cumplir con el valor del (T<sub>c</sub>) del sistema eléctrico, se sacrificará su cumplimiento para garantizar la selectividad.

-El temporizado a ajustar (TN50S-62) de la función de F.I de neutro será tal que coordine con todas las funciones de protección instantáneas del circuito y también con el de actuación de la protección (87B), para faltas a tierra:

$$\text{Máx}(T_{Z1}, T_{87L}, T_{85}, T_{87B}) + \Delta t \leq T_{N50S-62}$$



Dado el mínimo valor del tiempo de actuación de las funciones instantáneas (20-30 ms), es usual, y se recomienda, ajustar  $TN50S-62 = 0.2$  s.

## 4.1.2 Protección del acoplamiento de barras (ACP)

---

El presente apartado es de aplicación a las subestaciones en configuración de doble barra con acoplamiento transversal y doble barra con acoplamiento longitudinal (simple barra partida).

En las subestaciones en configuración de doble barra con acoplamiento transversal se considerará la topología de explotación normal de la subestación; es decir la de conexión más habitual de los elementos a cada una de las dos barras.

Ante falta en una de las dos barras, la protección de acoplamiento constituye protección de apoyo parcial respecto a la protección diferencial de barras, ya que no elimina la falta en ellas, aunque sí elimina la aportación de cortocircuito a la misma desde los elementos de la barra sana permitiendo la continuidad del servicio desde ésta.

En aquellas subestaciones en las 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 las barras, la protección de acoplamiento constituye protección de apoyo de subestación.

Las funciones de protección que normalmente se utilizan en los acoplamientos de barras de transporte y que es necesario tener en cuenta para la coordinación en relación con los cortocircuitos son las siguientes:

- (21) - Función de distancia.
- (51) - Función de sobreintensidad de fase a tiempo definido y/o a tiempo inverso.
- (51N) - Función de sobreintensidad de neutro a tiempo definido y/o a tiempo inverso.
- (50S-62) - Fallo de interruptor

A continuación se desglosan sus criterios de ajuste:

### 4.1.2.1 Función (21). Distancia

---

Se ajustarán cuatro zonas, dos zonas (Z1ACP y Z2ACP) con direccionalidad hacia "adelante" y dos zonas (Z3ACP y Z4ACP) con direccionalidad hacia "atrás". Se hace referencia a la Figura 4.1.2.aa.

La zona 1 (hacia "adelante") y la zona 3 (hacia "atrás") dispondrán del mismo valor de ajuste en alcance y temporizado dada la posibilidad de que un elemento pueda ser conectado a cualquiera de las dos barras. Su misión es detectar las faltas en barras abriendo el interruptor del ACP.

La zona 2 (hacia "adelante") y la zona 4 (hacia "atrás") dispondrán del mismo valor de ajuste en alcance y temporizado dada la posibilidad de que un elemento pueda ser conectado a cualquiera de las dos barras. Su misión es dar apoyo a las protecciones de los elementos locales de la subestación para falta en ellos, disparando el interruptor del ACP.

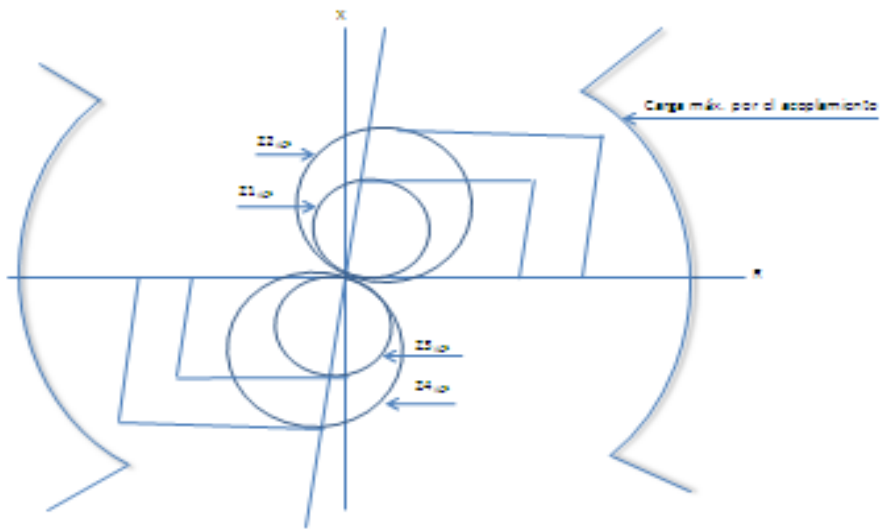


Fig. 4.1.2.aa

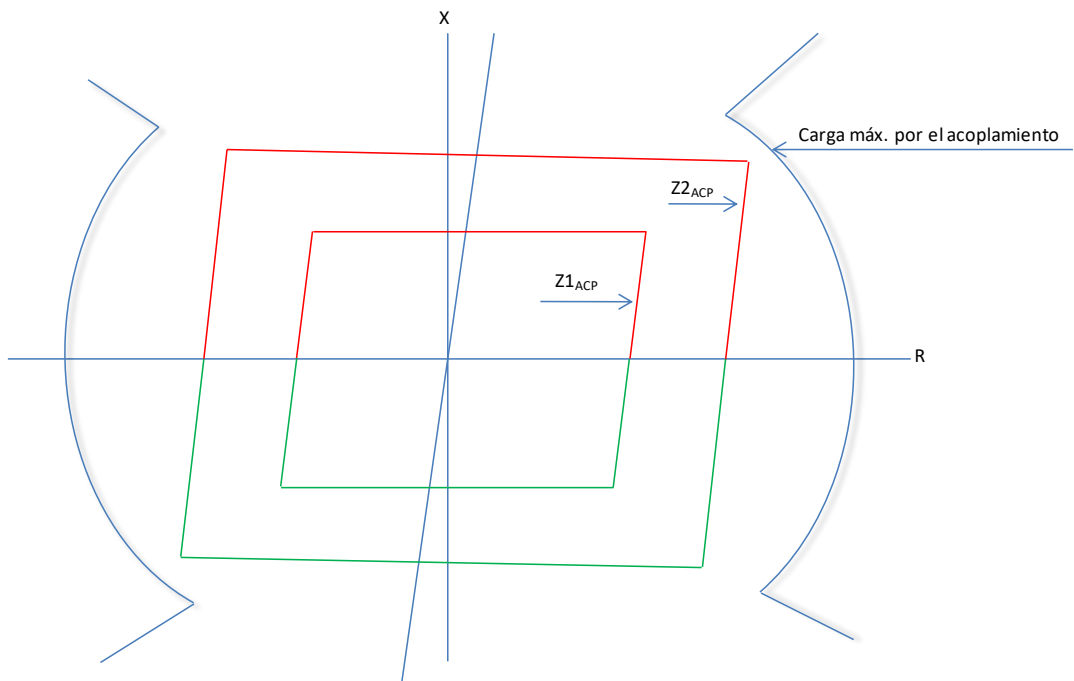


Fig.4.1.2.ab



Se considera también la posibilidad de utilizar características de distancia adireccionales (circunferencias, polígonos), centradas en el origen del diagrama R-X. En estos casos hay un único ajuste del alcance y del temporizado para la zona de protección de barras ( $Z1_{ACP}$ ) y un único ajuste del alcance y del temporizado también para la zona de protección de los elementos conectados a barras ( $Z2_{ACP}$ ). Véase la Figura: 4.1.2.ab.

Para poder ajustar las zonas de distancia es necesario disponer al menos de tres transformadores de tensión (uno por fase) en una de las barras de la subestación.

## a) Zona 1 (direccionalidad hacia “adelante”) y Zona 3 (direccionalidad hacia “atrás”)

### Elementos que protege

Las barras locales, indirectamente una fracción de los elementos locales conectados a la subestación, y el sistema de potencia en general. Estas funciones de protección se consideran de apoyo parcial a la (87B) para faltas en las barras.

### Funciones de protección con las que tienen que coordinar

- Las Zonas 1 de los relés de distancia de los circuitos que se conectan a la subestación (coordinación por alcance y temporización).
- Las funciones de protección de los transformadores y otros elementos conectados a las barras.

### Criterios de ajuste

Con el alcance a ajustar se detectará toda falta en barras sin sobrealcanzar a ninguna Zona 1 (Z1) de los circuitos de la subestación, ni se invadirá otros niveles de tensión; para lo que el alcance de las Zonas 1 y 3 cumplirá:

$$1,15 \cdot ZB \leq Z1_{ACP}, Z3_{ACP} \leq 0,85 \cdot \text{Mín} \{Z1.K_{\text{min, aport}}, ZT.K_{\text{min, aport}}\}$$

(ZB) es la mayor impedancia que se da entre el punto de medida de la protección y cualquiera de las posiciones de la subestación, suponiendo interruptores/seccionadores cerrados. (ZB) en la práctica es despreciable ( $ZB \approx 0 \Omega$ ).

( $K_{\text{min, aport}}$ ) es el factor de aportaciones intermedias a considerar cuando se aplican faltas al límite de toda Zona 1 (Véase el Apdo. 4.1.1.a2 de la Zona 2). Se suprimirá el elemento que más intensidad de falta aporte si el número de aportaciones intermedias es inferior o igual a tres. Si es mayor de tres se suprimirán los dos elementos de aportación intermedia que más intensidad de falta aporten al punto de defecto. Lo mismo aplica para el factor ( $K_{\text{min, aport}}$ ) cuando se simulen faltas en el otro nivel de tensión de los transformadores conectados a las barras locales. Véase la Fig.4.1.2.a1.

Los factores ( $K_{\text{min, aport}}$ ) se calcularán tanto en escenario Punta como Valle, seleccionándose el menor valor resultante. Asimismo, se considerará abierto el interruptor del extremo remoto al simular las faltas.

Cuando se emplee característica poligonal el alcance reactivo ( $X1_{ACP}$ ) de las zonas 1 y 3 también se ajustará a:

$$X1_{ACP}, X3_{ACP} \leq 0,85 \cdot \text{Min} \{Z1.K_{\text{min, aport}}, ZT.K_{\text{min, aport}}\}.$$



En cuanto a su alcance resistivo ( $R_{1ACP}$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R_{1ACP} = K' \cdot X_{1ACP}$$

Siendo:

( $K'$ ) un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X_{1ACP}$ ), así como de otros factores. El valor a ajustar estará normalmente en el intervalo  $K' = 2-5$ .

Puede realizarse un alcance diferente de las zonas 1 y 3 para la característica de fases que para la característica de tierras ( $Z_{1G} = Z_{3G} \neq Z_1 = Z_3$ ). Entonces, los factores de aportaciones intermedias ( $K_{\text{min}, \text{aport}}$ ) para ( $Z_{1G}$ ) y ( $Z_{3G}$ ) se determinarán sólo para faltas monofásicas a tierra y para ( $Z_1$ ) y ( $Z_3$ ) sólo con el resto de tipos de faltas.

La característica ajustada para la Zonas 1 y 3 del ACP no se cortará con las características de oscilación de potencia, ni con la de carga máxima del circuito del ACP en el diagrama R-X, para lo cual la impedancia mínima de carga ( $Z_c$ ) a considerar para el ACP, será  $Z_c = 0,85 \cdot U_n / (1,2 \cdot I_{\text{nomT/l}} \cdot \sqrt{3})$  con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ \leq \varphi \leq 45^\circ$  y  $135^\circ \leq \varphi \leq 225^\circ$ .

Siendo:

$I_{\text{nomT/l}}$ : El valor de la intensidad asignada primaria del transformador de intensidad del acoplamiento y que alimenta a la protección de distancia.

$U_n$ : La tensión nominal del sistema.

Las zonas 1 y 3 se bloquearán por actuación de la función de Oscilación de Potencia.

El temporizado de las zonas 1 y 3 del acoplamiento será tal que coordine por tiempo con todas las protecciones instantáneas de los elementos locales conectados a las barras (tiempos de actuación de 20-30 ms):

$$T_c \geq T_{Z1ACP}, T_{Z3ACP} \geq \text{Max} \{T_{Z1}, T_{50/T87T/T21T}, T_{87L}, T_{85L}\} + \Delta t$$

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda ajustar los temporizados ( $T_{Z1ACP}$ ,  $T_{Z3ACP}$ ) a 0,2 s.

Si con el valor anterior recomendado no es factible cumplir con el valor del ( $T_c$ ) del sistema eléctrico, se sacrificará su cumplimiento para primar la selectividad.

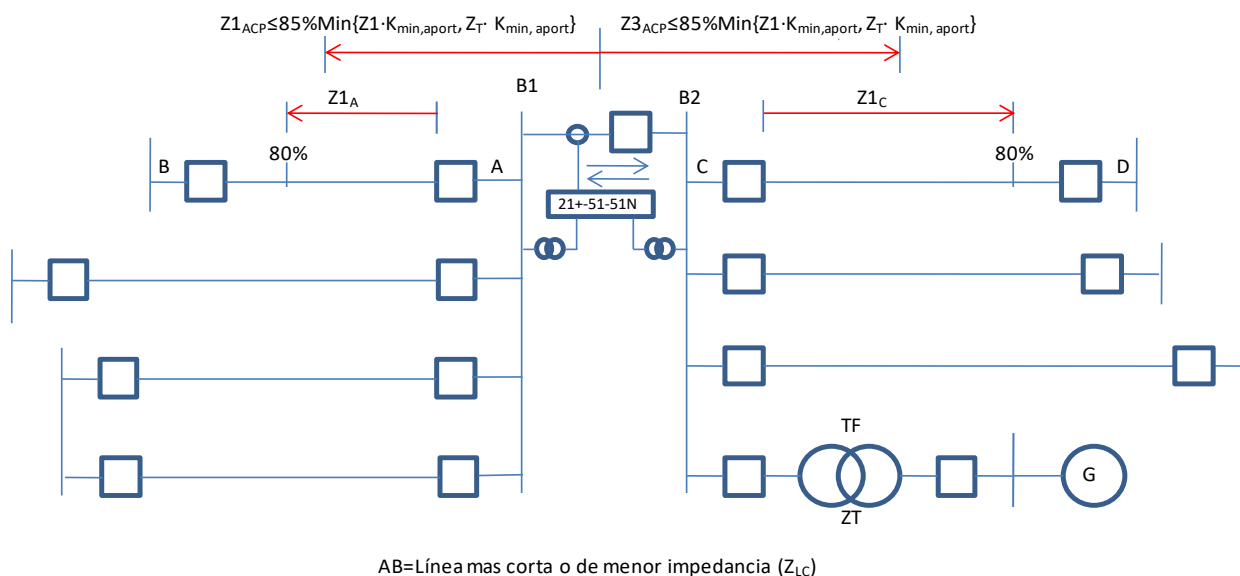


Fig. 4.1.2.a1: Zonas 1 y 3

## b) .Zona 2 (direccionalidad hacia “adelante”) y Zona 4 (direccionalidad hacia “atrás”)

### Elementos que protege

De forma parcial o total los elementos conectados a las barras locales, indirectamente las barras locales y el sistema de potencia en general. Estas funciones de protección son de respaldo de las protecciones de dichos elementos.

### Funciones de protección con las que tienen que coordinar

- Las Zonas 2 de los relés de distancia de los circuitos que se conectan a la subestación (coordinación por alcance y temporización).
- Las funciones (67N) de los circuitos que se conectan a la subestación.
- Las funciones de protección de los transformadores y de otros elementos conectados a las barras.

### Criterios de ajuste

Se detectarán las faltas en los elementos conectados a las barras, dando apoyo (respaldo) a sus protecciones; para lo que el alcance de la Zona 2 y de la Zona 4 cumplirán:

- Circuitos conectados a las barras locales no equipados con el equipamiento necesario según los CGPs.- Primará la detección de las faltas sobre la selectividad, para lo que el alcance de la Zonas 2 y 4 será:

$$Z2_{ACP}, Z4_{ACP} \geq 1,15 \cdot \text{Máx}\{Z_L \cdot K_{\text{máx,aport}}\}$$

Sin embargo, en el caso de transformadores conectados a las barras locales, el alcance de las Zonas 2 y 4 del ACP será tal que no se detecte la falta en barras de los otros niveles de tensión, para lo cual se ajustarán:

$$Z2_{ACP}, Z4_{ACP} \leq 0,85 \cdot \text{Mín}\{Z_T \cdot K_{\text{mín,aport}}\}$$



b. Elementos equipados con el equipamiento necesario según los CGPs.- Primará la selectividad sobre la detección de la falta en los circuitos, pero sin alcanzar otros niveles de tensión, para lo que el alcance de las Zonas 2 y 4 cumplirá:

$$Z_{2ACP}, Z_{4ACP} \leq 0,85 \cdot \text{Mín} \{ Z_{2L} \cdot K_{\text{min,aport}}, Z_T \cdot K_{\text{min,aport}} \}$$

Tanto para el caso a) como para el b), los factores de aportaciones intermedias ( $K_{\text{min,aport}}$ ) y ( $K_{\text{max,aport}}$ ) se considerarán según las indicaciones dadas en el apartados de las Zonas 2 y 3. Se calcularán tanto en escenario Punta como Valle, al límite de las Zonas 2 de los circuitos conectados a las barras locales ( $Z_{2L}$ ), y también en los niveles de tensión opuestos de los transformadores, considerando su ( $Z_T$ ). Se supondrá abierto el interruptor del circuito en su extremo más alejado y para determinar ( $K_{\text{min,aport}}$ ) se suprimirán uno o dos elementos, que será(n) el(los) que más intensidad de falta aporte(n) al cortocircuito simulado. Véase la Fig.4.1.2.a2 que sigue.

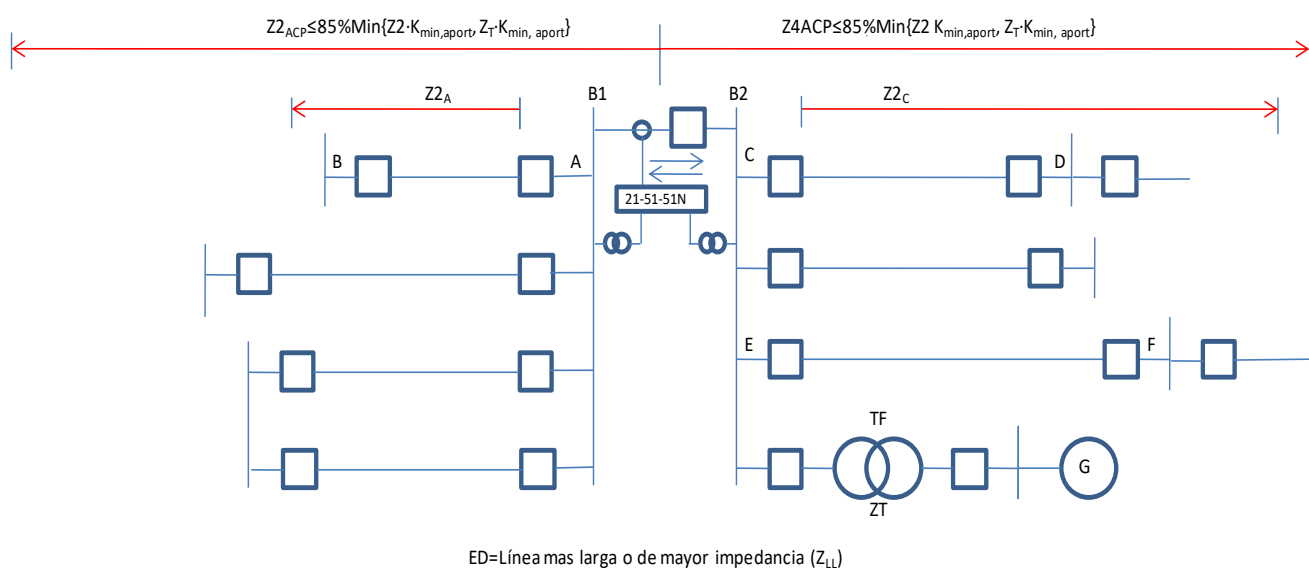


Fig. 4.1.2.a2: Zonas 2 y 4

Cuando se emplee característica poligonal los alcances reactivos ( $X_{2ACP}$ ,  $X_{4ACP}$ ) de las Zonas 2 y 4 también se ajustarán a:

$X_{2ACP}, X_{4ACP} \geq 1,15 \cdot \text{Máx} \{ Z_{2L} \cdot K_{\text{máx,aport}} \}$  si los elementos no están equipados siguiendo los CGPs.

$X_{2ACP}, X_{4ACP} \leq 0,85 \cdot \text{Mín} \{ Z_{2L} \cdot K_{\text{min,aport}}, Z_T \cdot K_{\text{min,aport}} \}$  si los elementos están equipados según los CGPs.

En cuanto a su alcance resistivo ( $R_{2ACP}$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R_{2ACP} = K' \cdot X_{2ACP} \quad R_{4ACP} = K' \cdot X_{4ACP}$$

Siendo:

( $K'$ ) un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X_{2ACP}$ ,  $X_{4ACP}$ ), así como de otros factores. El valor a adoptar estará normalmente en el intervalo  $K' = 2-5$ .



El alcance resistivo de la característica de fases de  $(R_{2ACP})$  y  $(R_{4ACP})$  podrá ser menor que el de la característica de faltas monofásicas  $(R_{2GACP})$  y  $(R_{4GACP})$ . Se recomienda seguir las mismas consideraciones que se han dado para la zona 3 relativas a  $(R3/X3)$  y  $(R3G/X3G)$ .

Pueden realizarse ajustes distintos para el alcance de la característica de fases que para la de faltas monofásicas  $(Z_{2ACP}, Z_{4ACP} \neq Z_{2GACP}, Z_{4GACP})$ . Si así se considera, entonces para la determinación de los factores de aportaciones intermedias de la característica de faltas monofásicas sólo se tendrán en cuenta las faltas monofásicas a tierra y el resto de ellas para la definición de los factores de aportaciones intermedias de la característica de fases.

La característica ajustada a las Zonas 2 y 4 no se cortará con las características de oscilación de potencia ni con la característica de carga máxima del acoplamiento en el diagrama R-X para lo cual, la impedancia mínima de carga a considerar para el Acoplamiento será  $Z_c = 0,85 \cdot U_n / (1,2 \cdot I_{nomT/I} \cdot \sqrt{3})$ , con un factor de potencia correspondiente a un ángulo  $(\varphi)$  tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$  y  $135^\circ < \varphi < 225^\circ$ .

Siendo:

$I_{nomT/I}$ : Valor de la intensidad asignada primaria del transformador de intensidad del ACP y que alimenta a la protección de distancia.

$U_n$ : Tensión nominal del sistema.

Las zonas 2 y 4 del ACP se bloquearán por la función de Oscilación de Potencia

El temporizado de las Zonas 2 y 4 será tal que coordine con las protecciones temporizadas de los elementos conectados a las barras [(67N) y (Z2) de los circuitos, de los transformadores (51/51N/21T) y de otros elementos]:

$$TZ_{2ACP}, TZ_{4ACP} \geq \text{Máx} \{T_{67N}, T_{Z2}, T_{51/51N/21T}\} + \Delta t$$

Cumpliendo la inecuación anterior, suele ser habitual, y se recomienda, ajustar los temporizados  $TZ_{2ACP}, TZ_{4ACP}$  al valor de 0,6 s.

Sería deseable que  $TZ_{2ACP}, TZ_{4ACP} \leq T_c$  del sistema eléctrico para faltas en las barras locales, así como en los elementos conectados a ellas; pero en muchos casos no se cumplirá pues ha de primarse la selectividad. Serán las protecciones principales del elemento las que garanticen que el tiempo de despeje de la falta esté por debajo del ( $T_c$ ).

#### 4.1.2.2 Funciones (51-51N). Sobreintensidad

---

Las funciones de sobreintensidad a utilizar en el ACP serán de fases (51) y de neutro (51N). Se emplearán para la detección de faltas entre fases y a tierra en las barras y en los elementos conectados ellas. En los relés digitales se puede ajustar una función a tiempo definido y una función a tiempo inverso de fases y de neutro.



## Elementos que protegen

Las barras locales, una fracción o la totalidad de los elementos locales conectados a la subestación y el sistema de potencia en general.

## Funciones de protección con las que tienen que coordinar

En general las funciones de sobreintensidad de fases y neutro tienen que coordinar con:

- Las Zonas 1 y 2 de los relés de distancia de los circuitos que se conectan a la subestación (coordinación por alcance y tiempo)
- Las funciones (67N) de los circuitos que se conectan a la subestación (coordinación por alcance y tiempo)
- Las funciones de protección de los transformadores conectados a las barras y también de otros potenciales elementos como reactancias y bancos de condensadores para faltas en ellos

Cada función de sobreintensidad particular del ACP que se utilice, puede no necesitar coordinar con todas las funciones de protección anteriores.

## Criterios de ajuste

### 1. Función de sobreintensidad de fases a tiempo definido ( $51D_{ACP}$ ):

Su objetivo se limita a la detección y orden de despeje de faltas en las barras locales dando respaldo a la protección diferencial de barras si existe, e indirectamente, y de modo parcial, a las protecciones de los elementos conectados a la subestación para faltas de todo tipo en ellos. Si no existe función (87B) la función ( $51D_{ACP}$ ) es protección principal.

Los criterios de ajuste de la función ( $51D_{ACP}$ ) serán los siguientes:

- La intensidad de arranque ( $I51D_{ACP}$ ) para detectar faltas en las barras locales, será tal que:

$$I51D_{ACP} \leq 0,85 \cdot I_{minB}$$

Para el cálculo de ( $I_{minB}$ ) se seleccionará el escenario Punta o Valle de mínima intensidad de falta por el ACP, pues se va buscando la mínima intensidad de falta. Normalmente será el Valle. Primeramente se determinará la mínima intensidad de cortocircuito que pasa por el acoplamiento ( $I_{minB1}$ ) para faltas en la barra (B1), considerando los cuatro tipos de faltas sólidas, y suponiendo fuera de servicio el elemento conectado a la otra barra (B2) que más intensidad aporte al cortocircuito cuando la misma tenga tres elementos o menos conectados. Para más de tres elementos conectados a (B2) que aporten intensidad de falta, se desconectarán también los dos elementos que más intensidad aporten.

Se repetirá este cálculo para los cuatro tipos de faltas sólidas en la barra (B2) con las mismas consideraciones de supresión de elementos que se han indicado anteriormente para la barra opuesta, obteniéndose el mínimo valor ( $I_{minB2}$ ). Se seleccionará ( $I_{minB}$ ) como sigue:

$$I_{minB} = \text{Mín}(I_{minB1}, I_{minB2})$$

- Además, el valor de arranque ( $I51D_{ACP}$ ) a ajustar debe superar la intensidad máxima de cortocircuito pasando por el acoplamiento, considerando los cuatro tipos de faltas sólidas, en todo escenario (se busca la máxima intensidad), al final de la Zona 1 de todos los circuitos conectados a la subestación; es decir:



$$I_{51D_{ACP}} \geq 1,15 \cdot I_{m\acute{a}xZ1L}$$

Para el cálculo de la intensidad máxima de cortocircuito ( $I_{m\acute{a}xZ1L}$ ) se contemplará la posibilidad de que ésta aparezca al suprimir algún elemento conectado a barras. Cuando la subestación tenga cinco elementos o menos que aporten intensidad de falta, se desconectará sólo uno contemplando todas las posibilidades. Para más de cinco elementos que aporten intensidad de falta se tendrá también en cuenta la desconexión simultánea de dos de ellos de las distintas combinaciones posibles, al objeto de calcular la ( $I_{m\acute{a}xZ1L}$ ). En todos los casos se considerará abierto el interruptor del extremo remoto del circuito en el que simula la falta al límite de su Zona 1.

- El valor de arranque ( $I_{51D_{ACP}}$ ) debe permitir operar indefinidamente con la máxima carga por el circuito del acoplamiento, para lo cual se cumplirá:

$$I_{51D_{ACP}} \geq 1,2 \cdot I_{nomT/I}$$

Siendo:

$I_{nomT/I}$ : valor de la intensidad primaria asignada del transformador de intensidad del ACP y que alimenta a la función de protección de sobreintensidad.

En el caso de transformadores conectados a las barras, la intensidad de arranque ( $I_{51D_{ACP}}$ ) será tal que no se detecte la intensidad máxima ( $I_{ccm\acute{a}x}$ ) para falta en barras del otro nivel de tensión, considerando los cuatro tipos de faltas sólidas en todo escenario (Punta, Valle) que proporcione las mayores intensidades; para lo cual se cumplirá que:

$$I_{51D_{ACP}} \geq 1,15 \cdot I_{ccm\acute{a}x}$$

Se considerará la supresión de uno y dos de los elementos conectados a las barras locales para calcular ( $I_{ccm\acute{a}x}$ ), siguiendo las mismas directrices indicadas anteriormente para faltas al límite de las Zonas 1 de los circuitos.

- Temporizado.- En cuanto al criterio de tiempo a ajustar ( $T_{51D_{ACP}}$ ) será tal que se obtenga coordinación con las protecciones instantáneas (20-30 ms) - incluidas las unitarias - de todos los elementos (circuitos, transformadores, etc.) conectados a las barras:

$$T_{51D_{ACP}} \geq \text{Max} \{T_{Z1}, T_{50/T87T/T21T}, T_{87L}, T_{85L}\} + \Delta t$$

Siendo ( $\Delta t$ ) el margen de coordinación. Es usual, y se recomienda, ajustar  $T_{51D_{ACP}} = 0.2$  s.

Si con el valor anterior recomendado no es factible cumplir con el valor del ( $T_c$ ) del sistema eléctrico, se sacrificará su cumplimiento para primar la selectividad.

## 2. Función de sobreintensidad de tierra (neutro) a tiempo definido (51NDACP):

Su objetivo se limita a la detección y orden de despeje de faltas a tierra en las barras locales dando respaldo a la protección diferencial (87B) si existe, e indirectamente dando respaldo parcial a las protecciones de los elementos conectados a la subestación para faltas a tierra en ellos. Constituye protección principal para falta en barras en ausencia de (87B).



Los criterios de ajuste de la función ( $I_{51ND_{ACP}}$ ) son los siguientes:

-La intensidad de arranque ( $I_{51ND_{ACP}}$ ) para detectar faltas a tierra en barras locales, será tal que:

$$I_{51ND_{ACP}} \leq 0,85 \cdot I_{NminB}$$

Para el cálculo de ( $I_{NminB}$ ) primeramente se determinará la mínima intensidad residual (o de neutro) de cortocircuito que pasa por el ACP ( $I_{NminB1}$ ), para los dos tipos de falta a tierra sólida en una barra ( $B1$ ), en escenario Punta o Valle de mínima aportación de intensidad de falta - normalmente será el Valle - y considerando fuera de servicio el elemento conectado a la otra barra ( $B2$ ) que más intensidad residual aporte al cortocircuito, cuando la misma tenga tres elementos o menos conectados. Para más de tres elementos conectados a ( $B2$ ) que aporten intensidad de falta, se desconectarán los dos que más intensidad aporten.

Se repetirá este cálculo para los dos tipos de faltas sólidas a tierra en la barra ( $B2$ ) con las mismas consideraciones de supresión de elementos que se han indicado anteriormente para la barra opuesta, obteniéndose el mínimo valor ( $I_{NminB2}$ ). Se seleccionará ( $I_{NminB}$ ) como sigue:

$$I_{NminB} = \text{Mín}(I_{NminB1}, I_{NminB2})$$

-Además, el valor de la intensidad de arranque ( $I_{51ND_{ACP}}$ ) debe superar la intensidad residual máxima de cortocircuito pasando por el ACP en todo escenario (se busca la máxima intensidad y normalmente será en Punta), al final de la Zona 1 de todos los circuitos conectados a la subestación y para los dos tipos de falta sólida a tierra; es decir:

$$I_{51ND_{ACP}} \geq 1,15 \cdot I_{NmaxZ1L}$$

Para el cálculo de la intensidad residual máxima de cortocircuito ( $I_{NmaxZ1L}$ ) se contemplará la posibilidad de que ésta aparezca al suprimir algún elemento conectado a barras. Cuando la subestación tenga cinco elementos o menos que aporten intensidad de falta se desconectará sólo uno contemplando todas las posibilidades. Para más de cinco elementos que aporten intensidad de falta se tendrá también en cuenta la desconexión simultánea de dos de ellos de las distintas combinaciones posibles, al objeto de calcular la ( $I_{NmaxZ1L}$ ). En todos los casos se considerará abierto el interruptor del extremo remoto del circuito en el que simula la falta al límite de su Zona 1.

En el caso de transformadores conectados a las barras, el valor de arranque ( $I_{51ND_{ACP}}$ ) será tal que no se detecte la máxima intensidad residual ( $I_{Nccmáx}$ ) pasando por el ACP para los dos tipos de falta a tierra en el otro nivel de tensión y en todo escenario que proporcione mayores intensidades (normalmente será en Punta), para lo cual se cumplirá:

$$I_{51ND_{ACP}} \geq 1,15 \cdot I_{Nccmáx}$$

-El valor de arranque de la intensidad de neutro ( $I_{51ND_{ACP}}$ ), deberá ser superior a la intensidad residual máxima que pase por él ( $I_{Npamáx}$ ) para situación de polo abierto (p.a) en cualquier línea conectada a la subestación, durante el tiempo muerto del reenganche monofásico tras falta monofásica a tierra en ella y en todo escenario (Punta, Valle) que proporcione la máxima intensidad de neutro (normalmente el Punta); para lo cual se cumplirá:

$$I_{51ND_{ACP}} \geq 1,15 \cdot I_{Npamáx}$$

-Temporizado.- En cuanto al criterio de tiempo a ajustar ( $T_{51ND_{ACP}}$ ) será tal que se obtenga coordinación con las protecciones instantáneas (20-30 ms) - incluidas las unitarias - de todos los elementos (circuitos, transformadores, etc.) conectados a las barras, para faltas a tierra de los dos tipos:



$$T51ND_{ACP} \geq \text{Max} \{TZ1, T50/T87T/T21T, T87L, T85L\} + \Delta t$$

Siendo ( $\Delta t$ ) el margen de coordinación. Es usual, y se recomienda, ajustar  $T51ND_{ACP} = 0.2$  s.

### 3. Función de sobreintensidad de fases a tiempo inverso (51IACP):

Su objetivo se limita a la detección y orden de despeje ante faltas en las barras locales dando respaldo a la protección diferencial de barras si existe y a las protecciones de los elementos conectados a la subestación para faltas en ellos.

Los criterios de ajuste serán los siguientes:

- Criterio de ajuste nº 1 de (I51IACP).- La intensidad de arranque (I51IACP) que se haga, deberá ser tal que se detecten las faltas en las barras locales, para lo que es necesario el cálculo de la mínima intensidad de falta (IminB) que pasa por el ACP. Para el cálculo de (IminB) en primer lugar se determinará la mínima intensidad de cortocircuito para faltas en la barra 1, considerando los cuatro tipos de faltas sólidas, en escenario de mínima aportación de intensidad de falta (Punta o Valle, - normalmente es el escenario Valle-) y considerando fuera de servicio el elemento conectado a la otra barra (la 2) que más intensidad aporte al fallo cuando la misma tenga tres elementos o menos conectados. Para más de tres elementos conectados que aporten intensidad de falta, se desconectarán los dos que más intensidad de falta aporten.

En segundo lugar, y con la misma metodología anterior, se repetirá el cálculo para los cuatro tipos de faltas sólidas en la otra barra (B2) y se determinará así la (IminB2) que pasa por el ACP.

Se considerará:  $I_{minB} = \text{Mín} (I_{minB1}, I_{minB2})$

Es aconsejable utilizar para esta función (51I) del ACP de barras el mismo tipo de curva a tiempo inverso que para las funciones (51) de los transformadores.

- Criterio de ajuste nº 2 de (I51IACP).- Por otra parte, se va a calcular la intensidad mínima que pasa por el ACP para faltas en los circuitos; equivalente a detectar faltas en todas las barras remotas si el interruptor remoto del circuito está cerrado. Para ello se calculará dicha intensidad para faltas en las barras remotas de cada circuito (IZL). Se contemplarán los cuatro tipos de faltas sólidas y los dos escenarios extremos de Punta y Valle - normalmente el valor mínimo lo proporcionarán el escenario Valle y la falta bifásica -. Por último se requiere suprimir un elemento conectado a las barras para obtener el valor mínimo de intensidad por el ACP que se busca cuando la subestación tiene cuatro elementos en total o menos que aportan intensidad de falta (excluido el circuito donde se postula el fallo). Adicionalmente también se suprimirán dos elementos cuando la subestación tiene más de cuatro elementos aportando intensidad al fallo (excluido el circuito en el que se postula la falta). Es preciso valorar todas las combinaciones posibles. Se contemplarán los dos casos siguientes:

- a) Circuitos equipados, como mínimo, con el equipamiento protector requerido en los CGPs. Se calculará sólo para ellos la intensidad (Imin2):

$$I_{min2} = \text{Máx} \{I_{minZL}\}$$

Este criterio prima la selectividad sobre la detección de faltas en todo circuito que se sacrificaría.



- b) Circuitos que no cumplen con el equipamiento protector mínimo requerido en los CGPs. Se calculará sólo para ellos ( $I_{min1}$ ):

$$I_{min1} = \text{Mín} \{I_{ZL}\}$$

Este criterio prima la detección de faltas en todos estos circuitos sobre la selectividad que se sacrificaría.

Sea:  $I_{minZL} = \text{Mín} (I_{min2}, I_{min1})$

El caso más usual con mucho en la red de transporte es el a), en que todos los circuitos conectados a las barras locales cumplen con el equipamiento protector mínimo requerido en los CGPs. No existe por lo tanto ( $I_{min1}$ ).

- Criterio de ajuste nº 3 de ( $I_{51}$ ).- El valor de la intensidad de arranque ( $I_{51ACP}$ ) debe permitir operar indefinidamente con la máxima carga por el circuito del acoplamiento, para lo cual se cumplirá:

$$I_{51ACP} \geq 1,2 \cdot I_{nT/I}$$

Siendo:

$I_{nT/I}$ : valor de la intensidad primaria asignada del transformador de intensidad del acoplamiento y que alimenta a la función ( $I_{51ACP}$ ).

El criterio de ajuste resultante para la intensidad de arranque ( $I_{51ACP}$ ) cumplirá la siguiente inecuación:

$$1,2 \cdot I_{nT/I} \leq I_{51ACP} \leq 0,85 \cdot \text{Mín} (I_{minB}, I_{minZL})$$

- Criterio nº 1 de ajuste del tiempo de actuación.- En cuanto al valor del tiempo de actuación ( $T_{51ACP}$ ) para el caso de faltas en los circuitos conectados a las barras, será tal que con la curva de tipo inverso concreta y el valor de ( $I_{51ACP}$ ) ajustados se obtenga coordinación por tiempo con las Zonas 1 y 2 de los circuitos que se conectan a las barras.
- Criterio nº 2 de ajuste del tiempo de actuación.- En el caso de transformadores conectados a las barras, tanto locales como remotas alcanzadas por la función ( $I_{51ACP}$ ), se elegirá ( $I_{51ACP}$ ) y/o la curva de tipo inverso concreta, de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión del ACP (50/87/51/21T), tanto para faltas internas, en el mismo lado de tensión, y en el otro si son detectadas.

Teniendo en cuenta los dos criterios de tiempo anteriores, con los dos ajustes que se hagan, se cumplirán todas las condiciones de la inecuación siguiente:

$$T_{51ACP} \geq (Z1L, Z2L, 50/87/51/21T) + \Delta t$$

En aquellos casos en que con el valor del ajuste ( $I_{51ACP}$ ) se detecten faltas en el nivel de baja tensión del transformador de generación o colector, este hecho se pondrá en conocimiento del agente generador y el ajuste de la función ( $I_{51}$ ) del ACP, específicamente la curva concreta a seleccionar (multiplicador del Dial de



Tiempo), se determinará en base a los ajustes de las funciones (51) y/o (21) del transformador, en consenso con el agente.

El valor del tiempo de actuación resultante ( $T_{51ACP}$ ) puede resultar superior al ( $T_c$ ) del sistema eléctrico para faltas en las barras locales o remotas que sean alcanzadas. Se asumirá este hecho.

#### 4. Función de sobreintensidad de tierra a tiempo inverso ( $51N_{ACP}$ ):

Su objetivo se limita a la detección y orden de despeje ante faltas a tierra en las barras locales dando respaldo a la protección diferencial de barras si existe y a las protecciones de los elementos conectados a la subestación para faltas a tierra en ellos.

Los criterios de ajuste serán los siguientes:

-Criterio nº 1 de ajuste de ( $51N_{ACP}$ ).- La intensidad de arranque de neutro ( $I_{51N_{ACP}}$ ) que se haga, deberá ser tal que se detecten las faltas a tierra en las barras locales, para lo que es necesario el cálculo de la mínima intensidad a tierra de falta ( $IN_{minB}$ ) que pasa por el ACP. Para el cálculo de ( $IN_{minB}$ ) en primer lugar se determinará la mínima intensidad de neutro de cortocircuito para faltas a tierra en la barra 1, considerando los dos tipos de faltas sólidas, en escenario de mínima aportación de intensidad de falta (Punta o Valle, - normalmente es el escenario Valle-) y considerando fuera de servicio el elemento conectado a la otra barra (la 2) que más intensidad de neutro aporte al fallo cuando la misma tenga tres elementos o menos conectados. Para más de tres elementos conectados que aporten intensidad de falta, se desconectarán los dos que más intensidad de falta aporten.

En segundo lugar, y con la misma metodología anterior, se repetirá el cálculo para los dos tipos de falta a tierra sólidas en la otra barra ( $B_2$ ) y se determinará así la ( $IN_{MinB_2}$ ) de neutro que pasa por el ACP.

Se considerará:  $IN_{minB} = \text{Mín}(IN_{minB_1}, IN_{minB_2})$

Es aconsejable utilizar para esta función ( $51N_{ACP}$ ) el mismo tipo de curva a tiempo inverso que para las funciones (51N) de los transformadores y (67N) de las líneas.

-Criterio de ajuste nº 2 de ( $51N_{ACP}$ ).- Por otra parte, se va a calcular la intensidad mínima a tierra que pasa por el ACP para faltas a tierra en los circuitos; equivalente a detectar faltas en todas las barras remotas si el interruptor remoto del circuito está cerrado. Para ello se calculará dicha intensidad de neutro para faltas en las barras remotas de cada circuito ( $IN_{ZL}$ ). Se contemplarán los dos tipos de faltas a tierra sólidas y los dos escenarios extremos de Punta y Valle - normalmente el valor mínimo lo proporcionará el escenario Valle -. Por último se requiere suprimir un elemento conectado a las barras para obtener el valor mínimo de intensidad de neutro por el ACP que se busca cuando la subestación tiene cuatro elementos en total o menos que aportan intensidad de falta (excluido el circuito donde se postula el fallo). Adicionalmente también se suprimirán dos elementos cuando la subestación tiene más de cuatro elementos aportando intensidad al fallo (excluido el circuito en el que se postula la falta). Es preciso valorar todas las combinaciones posibles. Se contemplarán los dos casos siguientes:

- a) Circuitos equipados, como mínimo, con el equipamiento protector requerido en los CGPs. Se calculará sólo para ellos la intensidad de neutro ( $IN_{min2}$ ):



$$IN_{min2} = \text{Máx} \{IN_{minZL}\}$$

Este criterio prima la selectividad sobre la detección de faltas en todo circuito que se sacrificaría.

- b) Circuitos que no cumplen con el equipamiento protector mínimo requerido en los CGPs. Se calculará sólo para ellos ( $IN_{min1}$ ):

$$IN_{min1} = \text{Mín} \{IN_{ZL}\}$$

Este criterio prima la detección de faltas en todos estos circuitos sobre la selectividad que se sacrificaría.

Sea:  $IN_{minZL} = \text{Mín} (IN_{min2}, IN_{min1})$

El caso más usual con mucho en la red de transporte es el a), en que todos los circuitos conectados a las barras locales cumplen con el equipamiento protector mínimo requerido en los CGPs. No existe por lo tanto ( $IN_{min1}$ ).

El criterio de ajuste resultante para la intensidad de arranque ( $I_{51NIACP}$ ) cumplirá la siguiente inecuación:

$$I_{51NIACP} \leq 0,85 \cdot \text{Mín} (IN_{minB}, IN_{minZL})$$

-Criterio nº 1 de ajuste del tiempo de actuación.- En cuanto al valor del tiempo de actuación ( $T_{51NIACP}$ ) para el caso de faltas a tierra en los circuitos conectados a las barras, será tal que con la curva de tipo inverso concreta y el valor de ( $I_{51NIACP}$ ) ajustados, se obtenga coordinación por tiempo con las funciones (67ND), (67NI), así como con las Zonas 1 y 2 de los circuitos que se conectan a las barras, para faltas en ellos.

-Criterio nº 2 de ajuste del tiempo de actuación.- En el caso de transformadores conectados a las barras, tanto locales como remotas alcanzadas por la función ( $51NIACP$ ), se elegirá ( $I_{51NIACP}$ ) y/o la curva de tipo inverso concreta, de modo que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección del transformador del mismo lado de tensión del ACP (50/87/51N/21T), tanto para faltas a tierra internas, en el mismo lado de tensión, y en el otro si son detectadas.

-Criterio nº 3 de ajuste del tiempo de actuación.- Será tal que no haya actuación de la función ( $51NI$ ) del ACP durante la pausa del reenganche monofásico tras falta monofásica a tierra en salida de todos los circuitos y con la máxima intensidad de neutro de la falta en cada uno de ellos (normalmente en escenario Punta). Se supondrá que antes de la falta monofásica el circuito operaba a su intensidad máxima admisible. Se asumirá que la falta es permanente tras el reenganche. Se calculará con estas condiciones el tiempo de actuación ( $T_{omax}$ ) de la función ( $51NI$ ) del ACP con sus dos parámetros de ajuste previstos según los criterios anteriores.

Teniendo en cuenta los criterios de tiempo anteriores, y con los dos ajustes que se hagan a la función ( $51NIACP$ ), el tiempo de actuación ( $T_{51NIACP}$ ) cumplirá todas las condiciones de la inecuación siguiente:

$$T_{51NIACP} \geq (Z1L, Z2L, 67ND, 67NI, 50/87/51N/21T, T_{omax}) + \Delta t$$

En aquellos casos en que con el valor de arranque ajustado ( $I_{51NIACP}$ ) se detecten faltas a tierra en el nivel de baja tensión del transformador colector de MPE, este hecho se pondrá en conocimiento del agente generador y el ajuste de la función ( $51NIACP$ ), específicamente en cuanto a la selección de la curva a tiempo inverso (multiplicador del Dial de Tiempo), se determinará en base a los ajustes de las funciones ( $51NI$ ) y/o ( $21$ ) del transformador, en consenso con el agente.



En la Figuras 4.1.2.a3) y 4.1.2.a4) siguientes, se ilustran las curvas de actuación de las funciones (51) y (51N) del ACP, donde se aprecian tiempos de actuación usuales que se ajustan.

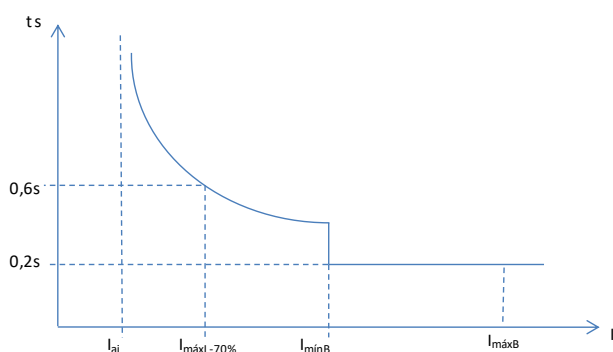
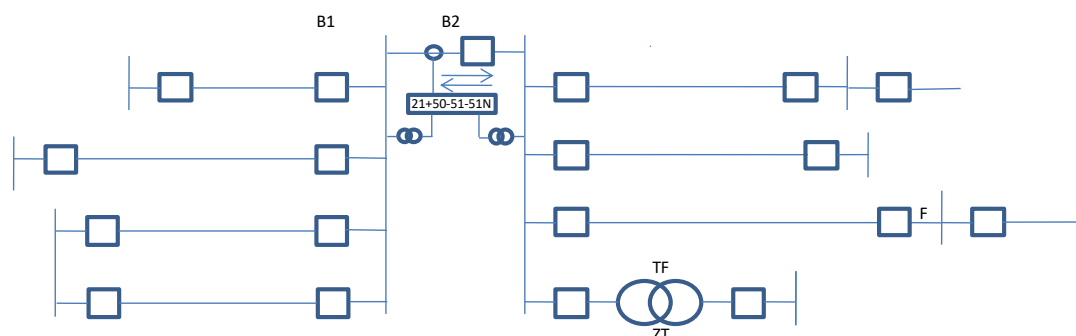


Fig. 4.1.2.a3: 51 Sobreintensidades de Fase

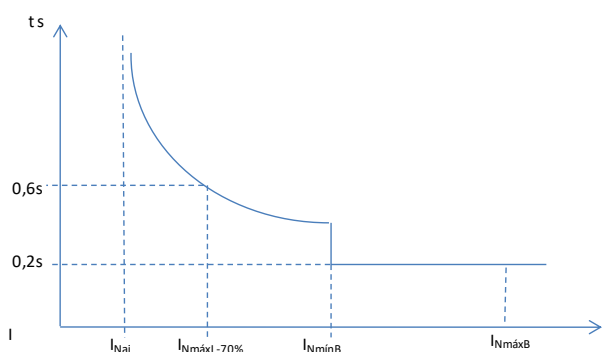


Fig. 4.1.2.a4: 51N Sobreintensidades de Neutro

Puede ser difícil obtener selectividad en todos los casos prácticos de circuitos de ACP, especialmente cuando hay líneas aéreas de corta longitud, o a base de cables, y también cuando hay mucha diferencia de potencia de cortocircuito para faltas en una barra respecto a faltas en otra. En estos casos habrá que rebajar, o incluso sacrificar, alguno de los criterios de ajuste indicados anteriormente.

### 4.1.2.3 Función (50S-62). Fallo de interruptor

La función (50S-62) debe detectar fallo en la apertura del interruptor del ACP al despejar una falta. Se activará por la actuación de sus funciones de protección ajustadas, actuadas por faltas de cualquier tipo, y también por la protección diferencial de barras (87B).

#### Elementos que protege

Las barras a las que conecta para faltas en ellas con fallo del interruptor del ACP, total o parcialmente los elementos que se conectan a las barras para faltas en ellos con necesidad de actuación de las protecciones del ACP y fallo a abrir del interruptor, y el sistema de potencia en general. Su actuación implica el disparo de todos los interruptores de la subestación para eliminar todas las aportaciones de intensidad de falta (cero de tensión en la subestación).



## Criterios de ajuste

La intensidad de arranque de fases a ajustar (I50S-62) cumplirá con los siguientes criterios:

-Será inferior, con margen suficiente, a la intensidad de activación de todas las funciones de protección del ACP ajustadas (Zonas 1/3, 2/4 para faltas entre fases, sobreintensidad de fases 51I y 51D), así como a la intensidad de actuación diferencial de la protección de barras (87B).

-Será superior, con suficiente margen, a la máxima intensidad de carga permanente por el ACP, la cual se asumirá como la intensidad asignada primaria de sus T/Is.

Resulta así:  $1,2 \cdot I_{nomT/I} \leq I_{50S-62} \leq 0,85 \cdot \text{Min}(I_{Z1}/I_{Z3}, I_{Z2}/I_{Z4}, I_{87B}, I_{51I}/I_{51D})$

La intensidad de arranque de neutro (3.Io) a ajustar (IN50S-62) cumplirá con los siguientes criterios:

-Será inferior, con margen suficiente, a la intensidad de activación (IN = 3.Io) de todas las funciones de protección de tierra ajustadas para el ACP (Zonas 1/3 y 2/4 para faltas a tierra, funciones de neutro 51NI, 51ND), así como inferior a la de actuación diferencial de la protección de barras (87B).

Resulta así:  $IN_{50S-62} \leq 0,85 \cdot \text{Min}(IN_{Z1}/IN_{Z3}, IN_{Z2}/IN_{Z4}, IN_{87B}, I_{51NI}/I_{51ND})$

-El temporizado a ajustar (T50S-62) será tal que coordine con todas las funciones de protección instantáneas de los elementos conectados a las barras, incluidas las unitarias (85, 87), para todo tipo de faltas:

$$\text{Máx}(T_{Z1}, T_{87L}, T_{85}, T_{50/51/51N/21/87T}) + \Delta t \leq T_{50S-62} \leq T_c$$

Dado el mínimo valor del tiempo de actuación de las funciones instantáneas (20-30 ms), es usual, y se recomienda, ajustar  $T_{50S-62} = 0,2 \text{ s}$ .

Si con el valor anterior recomendado para (T50S-62) no es factible cumplir con el valor del (Tc) del sistema eléctrico (parte derecha de la inecuación), se sacrificará su cumplimiento para garantizar la coordinación por tiempo (selectividad) de la función (50S-62) con las funciones instantáneas de los elementos conectados a las barras.

### 4.1.3 Protección de transformadores de transporte

Los transformadores de transporte son de tres devanados, siendo el terciario en triángulo utilizado como devanado de compensación y también para alimentar normalmente al transformador de servicios auxiliares de la subestación (SS AA). Los devanados de AT y de BT están conectados rígidamente a tierra, estando el sistema del terciario aislado de tierra.

Las funciones de protección de los transformadores de transporte que se considerarán en este apartado habitualmente forman parte del sistema de protección de los transformadores de potencia, con el objetivo fundamental de dar respaldo ante faltas externas en caso de fallo del sistema de protección del elemento afectado por la falta.



Deben asegurar la integridad del transformador ante faltas pasantes y por otra parte permitir su funcionamiento permanente con sobrecargas de al menos el 20%.

Las funciones de protección que normalmente se utilizan en estos transformadores, y que es necesario tener en cuenta para la coordinación en relación con los cortocircuitos, son las siguientes:

- 21 -Función de distancia.
- 50 -Función de sobreintensidad de fases instantánea.
- 51 -Función de sobreintensidad de fases a tiempo inverso y a tiempo definido.
- 51N -Función de sobreintensidad de neutro a tiempo inverso y a tiempo definido.

A continuación se desglosan sus criterios de ajuste:

#### 4.1.3.1 Función (21). Distancia en ambos niveles de tensión

---

En cada lado de tensión del transformador se ajustan tres zonas de distancia temporizadas, (Z1, Z2 , Z3) como funciones de respaldo; dos con direccionalidad hacia las barras donde se ubica la protección (Z1, Z2), y una zona (Z3) con direccionalidad hacia el transformador. Puede haber casos de una cuarta zona (Z4) con direccionalidad hacia el transformador, que detecte faltas en las barras locales del lado de tensión opuesto a la localización de la función (21).

La función (Z1) se considera de apoyo local a las protecciones diferencial de barras y/o a la protección de acoplamiento. Indirectamente también proporciona respaldo local parcial a las protecciones de los elementos conectados a la subestación

La función (Z2) se considera de apoyo local respecto a la protección del acoplamiento y da apoyo parcial a los elementos conectados a la subestación, pero con un mayor alcance que la (Z1)

La función (Z3) se considera de apoyo local parcial respecto a las protecciones instantáneas del transformador

Se hace referencia a la Figura 4.1.3.a.

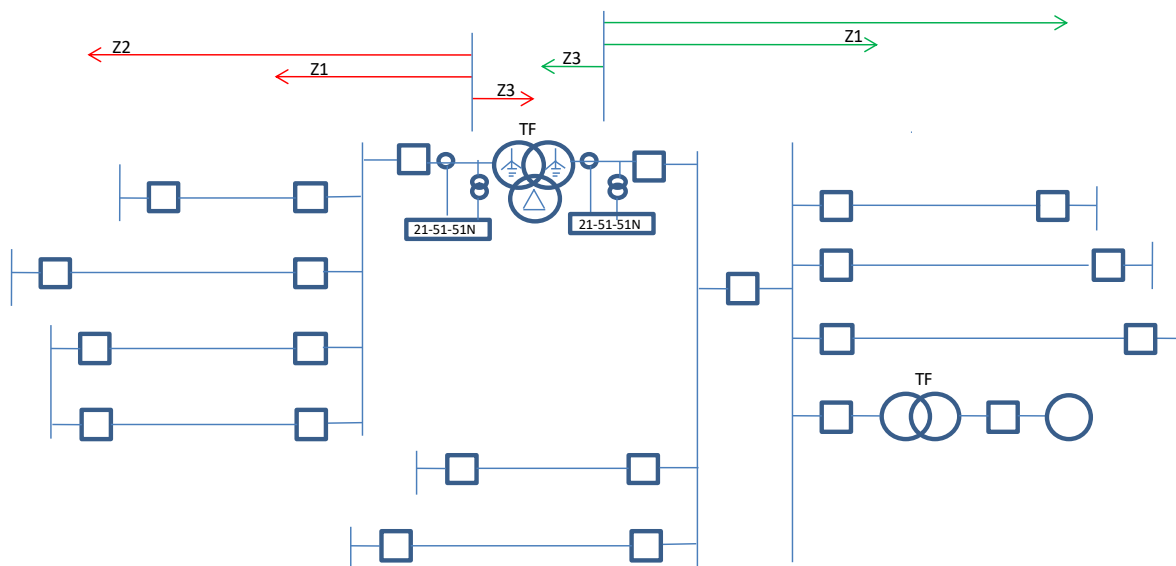


Fig. 4.1.3.a

#### a). Zona 1 (direccionalidad hacia las barras donde se ubica la protección)

##### Elementos que protege

Las barras locales, indirectamente una fracción de los elementos conectados a dichas barras, y también al sistema de potencia en general.

##### Funciones de protección con las que tiene que coordinar

- Con las Zonas 1 de las funciones de distancia de todos los circuitos conectados a barras locales
- Con la función (67ND) de los circuitos conectados a las barras locales
- Con las funciones (50), (51), (51N), (21) de protección de los transformadores conectados a las barras locales
- Con las funciones (50), (51), (51N) de otros elementos conectados a las barras locales (reactancias, bancos de condensadores)
- Con las funciones de protección del ACP de barras del mismo lado de tensión que la Zona 1
- Con la función de fallo de interruptor (50S-62) de las posiciones de las barras locales en el mismo lado de tensión de la subestación, cuando ésta no es en configuración de barra simple

##### Criterios de ajuste

La Zona 1 detectará todo cortocircuito en barras locales dando apoyo a la protección diferencial de barras y también a la del ACP para faltas en barras.

No actuará para faltas al límite de la Zona 1 de todos los circuitos conectados a las barras, para lo cual se postularán faltas al límite de la Zona 1 de cualquier circuito conectado a barras, considerando el efecto de las aportaciones intermedias y asumiendo fuera de servicio el elemento que más intensidad aporte a dicho cortocircuito, si el número de aportaciones intermedias es inferior o igual a tres (excluida obviamente la línea en falta en estudio, que no es una aportación intermedia).



Si el número de aportaciones intermedias al fallo es superior a tres, se desconectarán los dos elementos que más intensidad aporten al cortocircuito. Para determinar la mínima aportación intermedia se deben contemplar los dos escenarios de generación extremos: punta y valle, así como los cuatro tipos de cortocircuitos sólidos y considerando disparado el interruptor del extremo remoto del circuito en falta bajo estudio.

El alcance de la Zona 1 a ajustar ( $Z_{1TRF}$ ) con direccionalidad hacia las barras será como sigue:

$$1,15 \cdot Z_B \leq Z_{1TRF} \leq K_{TRF} \cdot \text{Mín} \{Z_{vj}\}$$

Siendo:

$Z_B$  la impedancia de barras desde la localización del relé hasta el punto de defecto en las barras ( $Z_B \sim 0$ )

$$Z_{vj} = K_{\text{mín apor } j} \cdot Z_{1j}$$

El significado de la impedancia vista ( $Z_{vj}$ ) y del factor ( $K_{\text{mín apor } j}$ ) es el mismo que se ha indicado en el subapartado 4.1.1.a.2 Zona 2:

( $Z_{1j}$ ) es el alcance de impedancia ajustado a la Zona 1 del circuito ( $j$ ). En el caso de que el elemento ( $j$ ) sea un transformador, es preciso sustituir ( $Z_{1j}$ ) por su impedancia óhmica de cortocircuito ( $Z_{Tj}$ ).

El factor ( $K_{TRF}$ ) de seguridad tiene en cuenta los errores de los T/i, de los T/t, de los parámetros del circuito, etc. para asegurar que no se sobrepase el alcance de la Zona 1 del circuito donde se postula la falta y puede tomarse inferior o igual a 0,85; aunque cuando el elemento ( $j$ ) sea un transformador, siendo admisible 0,85, se recomienda el valor de 0,8 para faltas en el otro nivel de tensión.

Las consideraciones, cálculos y criterios a seguir para la determinación del factor ( $K_{\text{mín apor } j}$ ) son los mismos que se indicaron en el subapartado 4.1.1.a.2 Zona 2.

En aquellos casos en que se realice un ajuste diferente del alcance óhmico de la Zona 1 para la característica de faltas monofásicas a tierra que para la característica de faltas entre fases, la inecuación anterior de ( $Z_{1TRF}$ ) ha de cumplirse igualmente para la característica de faltas monofásicas, postulando sólo faltas monofásicas al límite del alcance de las Zonas 1 de los circuitos.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 1 y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera tampoco con la característica de máxima carga del transformador en el diagrama R-X –véase la figura 4.1.3.a1. Se considerará como tal, la correspondiente a una mínima impedancia ( $Z_c$ ) de valor:

$$Z_c = 0,85 \cdot U_n / (\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot I_n)$$

Con un ángulo ( $\varphi$ ) tal que:  $-45^\circ \leq \varphi \leq 45^\circ$  y  $135^\circ \leq \varphi \leq 225^\circ$

Siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del lado de tensión donde está el relé cuya Zona 1 se ajusta.

La Zona 1 se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

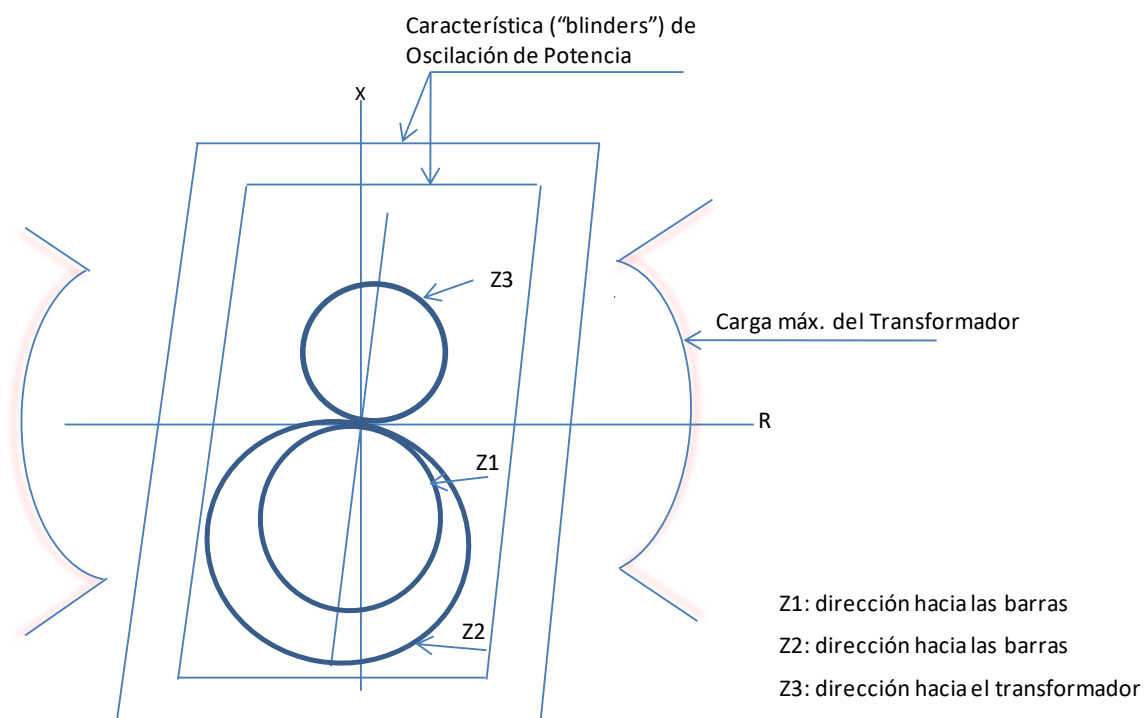


Fig. 4.1.3.a1: Característica de detección de oscilación de potencia

Con este ajuste se garantiza la coordinación por alcance con la protección del acoplamiento de barras, cuyo criterio de ajuste del alcance para faltas en la zona de barras es el mismo que el de la ( $Z1_{TRF}$ ).

Cuando se emplea la característica poligonal, el alcance reactivo ( $X1_{TRF}$ ) de la Zona 1 será:  $X1_{TRF} = Z1_{TRF} \cdot \text{sen}(\varphi_{TRF})$ , siendo ( $\varphi_{TRF}$ ) el ángulo típico de la impedancia de secuencia directa de los circuitos conectados a la subestación (puede asumirse el valor medio).

En cuanto a su alcance resistivo ( $R1_{TRF}$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R1_{TRF} = K' \cdot X1_{TRF}$$

Siendo:

$K'$  un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X1_{TRF}$ ), así como de otros factores. Normalmente  $K' = 2 \div 5$ .

Para la característica de faltas monofásicas a tierra se utilizará un factor de compensación homopolar ( $K_0$ ) igual al del circuito considerado para determinar el ajuste.

El temporizado ( $TZ1_{TRF}$ ) a ajustar a la Zona 1 se hará para coordinar por tiempo con las funciones de protección del ACP para faltas en barras, con la función de fallo de interruptor actuada por las funciones de protección instantáneas de los elementos conectados a las barras para faltas en ellos, y con la función (67ND) de los circuitos para faltas a tierra. Será así:

$$T_C \geq TZ1_{TRF} \geq \text{Máx} \{TZ1/TZ3_{ACP}, T51D/T51ND_{ACP}, T67N_{def}, (T50/T51/T51N/T21T, TZ1L) + T50S-62\} + \Delta t$$



Siendo:  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos.

En subestaciones de barra simple no será necesario coordinar por tiempo con la función de fallo de interruptor.

En aquellos casos en que no se cumpla la primera parte de la inecuación referente al ( $T_c$ ), se sacrificará este criterio para preservar la coordinación por tiempo con las funciones indicadas, de cara a garantizar la selectividad.

Un ajuste usual en la red de transporte que cumple la anterior fórmula es  $TZ1_{TRF} = 0,4$  s.

## b). Zona 2 (direccionalidad hacia las barras donde se ubica la protección)

### Elementos que protege

Las barras locales, parcial o totalmente los elementos conectados a dichas barras excepto los transformadores locales que no sean de transporte (en particular el transformador de generación o colector de MPE) en que la cobertura es sólo parcial, las barras de las subestaciones remotas (pudiendo no ser todas), y también el sistema de potencia en general.

### Funciones de protección con las que tienen que coordinar

- Con las Zonas 2 de las funciones de distancia de todos los elementos conectados a las barras locales.
- Con la función (67N) de los elementos conectados a las barras locales para faltas a tierra
- Con las funciones de protección (50), (51), (51N), (21) de los transformadores conectados a las barras locales y las de sobreintensidad (50), (51), (51N) de otros elementos como reactancias y bancos de condensadores conectados a ellas
- Con las funciones de protección del ACP de la subestación local en configuración de doble barra
- Con las funciones de protección del ACP remoto de aquellas subestación remotas en configuración de doble barra a las que se sobrealcance para faltas en los elementos conectados a dichas barras remotas.

### Criterios de ajuste

Para el ajuste del alcance de la Zona 2 de los transformadores, se aplicarán los criterios de ajuste de las terceras zonas remotas de los circuitos que conecten a las mismas barras que el transformador (véase el apartado 4.1.1.a3 correspondiente a las protecciones de las líneas de transporte, función de distancia).

Primero se calculará el conjunto de valores ( $Z2j$ ) de acuerdo con los siguientes criterios:

$$Z2j = (K_{ap} \cdot j \cdot Z'_{Lj}) \cdot K2$$

Siendo:

$Z2j$  el alcance de la impedancia de la Zona 2 a ajustar considerando sólo falta al final del elemento ( $j$ ). Si el elemento ( $j$ ) es un transformador, la falta se postulará en el lado de tensión opuesto al del relé cuya ( $Z2$ ) se ajusta.

$K2$  el factor de seguridad para tener en cuenta los diversos errores (de T/l's, T/T's, relé, etc.).

$K_{ap} \cdot j$  el factor de las aportaciones intermedias al cortocircuito para faltas al final del elemento ( $j$ ) conectado a la subestación local y del lado de tensión donde se encuentre el relé a ajustar.

$Z'_{Lj}$  la impedancia del elemento ( $j$ ) en el que se ha postulado el cortocircuito. En el caso de transformadores, ( $Z'_{Lj}$ ) será la impedancia óhmica de cortocircuito del transformador ( $Z'_{Tj}$ ) vista desde el lado de tensión del relé.



$j = 1, 2, \dots, n$  número de elementos conectados a las barras de la subestación.

Para faltas trifásicas el (Kapor  $j$ ) se formula como sigue:

$$Kapor\ j = (I_{apor\ j} / IA) + 1$$

Siendo (IA) la intensidad de falta que detecta la Zona 2 del transformador, e ( $I_{apor\ j}$ ) la suma de las intensidades de las aportaciones intermedias al punto de defecto en el elemento ( $j$ ).

Para faltas desequilibradas la formulación del factor (Kapor  $j$ ) es compleja y se recomienda determinarlo a partir de programas de ordenador.

a) Si el equipamiento de protecciones del elemento ( $j$ ) en la subestación local es inferior al prescrito por los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular (CGP's) endosados en el P.O.11.1, entonces:

$Kapor\ j = K_{m\acute{a}x\ apor\ j}$  calculado para:

a.1) los cuatro tipos de faltas sólidas al 99% del elemento ( $j$ ), tanto en escenario punta como valle, considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento ( $j$ ) y con todos los elementos de la subestación remota que aportan intensidad de cortocircuito conectados a barras. Se trata de considerar la máxima aportación intermedia.

a.2) los cuatro tipos de faltas sólidas en barras remotas ( $j$ ), tanto en escenario punta como valle, considerando todos los interruptores cerrados. Se trata de considerar la máxima aportación intermedia

Con el factor  $K_2 \geq 1,15$  para los casos a.1) y a.2)

Sea  $Z_2^{m\acute{a}x} = M\acute{a}x \{ Z_2 \}$  para los elementos no equipados en conformidad con los CGP's (P.O 11.1).

b) Si el equipamiento de protecciones del elemento ( $j$ ) conectado a la subestación local, es el necesario según las prescripciones de los CGP's (P.O 11.1), entonces:

$Kapor\ j = K_{m\acute{i}n\ apor\ j}$  calculado para:

b.1) los cuatro tipos de faltas sólidas al 99% del elemento ( $j$ ), tanto en escenario punta como en valle, considerando disparado el interruptor del extremo adyacente del elemento ( $j$ ) y suprimiendo el elemento local que más intensidad de cortocircuito aporta al fallo en caso de que el  $n^o$  total de elementos conectados a barras locales, incluyendo el transformador cuya ( $Z_2$ ) se ajusta, sea inferior o igual a cinco. (tres aportaciones intermedias o menos)

Si dicho número de elementos es superior a cinco (más de tres aportaciones intermedias) se desconectarán los dos elementos locales que más intensidad de cortocircuito aporten a la falta.

Se trata de considerar la mínima aportación intermedia total al cortocircuito.

b.2) los cuatro tipos de faltas sólidas en barras remotas ( $j$ ), tanto en escenario punta como valle, considerando todos los interruptores remotos cerrados y suprimiendo el elemento local que más intensidad de cortocircuito aporta al fallo en caso de que el  $n^o$  total de elementos conectados a barras locales, incluyendo el transformador cuya ( $Z_2$ ) se ajusta, sea inferior o igual a cinco (tres aportaciones intermedias o menos).

Si dicho número de elementos es superior a cinco (más de tres aportaciones intermedias) se desconectarán los dos elementos locales que más intensidad de cortocircuito aporten a la falta. Se trata de considerar la mínima aportación total intermedia.



Con el factor  $K2 \leq 0,85$  para los casos b.1) y b.2).

Sea  $Z2_{\min} = \text{Mín} \{Z2j\}$  para los elementos (j) equipados en conformidad con los CGP's (P.0 11.1).

Entonces el alcance de la Zona 2 del transformador a ajustar ( $Z2_{TRF}$ ) será:

$$Z2_{\max} \leq Z2_{TRF} \leq Z2_{\min}$$

Si no se puede cumplir la anterior inecuación, entonces el ajuste del alcance será:

$$Z2_{TRF} = Z2_{\max}$$

En estos casos se da prioridad a detectar faltas en todo circuito de los casos b) sobre la selectividad.

En aquellos casos excepcionales del Apdo. a), en que con el ajuste del alcance anterior de ( $Z2_{TRF}$ ) se detecten faltas en el nivel de baja tensión de transformadores de generación o colectores de MPE, este hecho se pondrá en conocimiento del agente generador y se coordinará conjuntamente con él.

Alcances de la Zona 2, Máximo y Mínimo: $Z2j = [Kapor j \cdot Z' Lj] \cdot K2$	
a). Equipamiento de elementos (j) no cumple con CGP's (P.0 11.1)	b). Equipamiento de elementos (j) sí cumple con CGP's (P.0 11.1)
$Kapor j = K_{\max} \text{apor } j$	$Kapor j = K_{\min} \text{apor } j$
$K2 \geq 1,15$	$K2 \leq 0,85$
$Z2_{\max} = \text{Máx} \{Z2j\}$	$Z2_{\min} = \text{Mín} \{Z2j\}$
Alcance ( $Z2_{TRF}$ ) de la Zona 2 a ajustar: $Z2_{\max} \leq Z2_{TRF} \leq Z2_{\min}$	
Si no se puede cumplir la anterior inecuación, ajustar: $Z2_{TRF} = Z2_{\max}$	

#### NOTAS:

(1). En aquellos casos que se vaya a ajustar un diferente alcance de Zona 2 para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $Z2_{TRF} \neq Z2G_{TRF}$ ); los factores ( $K_{\max} \text{apor } j$ ) y ( $K_{\min} \text{apor } j$ ) se calcularán considerando únicamente las faltas entre fases de los tres tipos; mientras que para la característica de Zona 2 de faltas monofásicas a tierra ( $Z2G_{TRF}$ ), los factores ( $K_{\max} \text{apor } j$ ) y ( $K_{\min} \text{apor } j$ ) se determinarán sólo con faltas monofásicas a tierra.

(2). En aquellos casos que se vaya a ajustar la Zona 2 para faltas entre fases al mismo valor de alcance que para faltas monofásicas a tierra ( $Z2_{TRF} = Z2G_{TRF}$ ), los factores ( $K_{\max} \text{apor } j$ ) y ( $K_{\min} \text{apor } j$ ) son el máximo y el mínimo factor de aportaciones intermedias respectivamente, calculados para los cuatro tipos de faltas.

(3). En la red de transporte lo más usual es que no existan los casos a) descritos, de modo que no existirá ( $Z2_{\max}$ ).

El alcance del ajuste ( $Z2_{TRF}$ ) que se haga para la Zona 2 y su característica de actuación resultante (poligonal, mho, etc.), serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera tampoco con la de máxima carga del transformador en el diagrama R-X -véase la Fig. 4.1.3.a1.

Se considerará como máxima carga del transformador, la correspondiente a una mínima impedancia ( $Zc$ ) de valor:

$$Zc = 0,85 \cdot Un / (1,2 \cdot \ln \cdot \sqrt{3}) (\Omega)$$



Siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del lado de tensión donde está localizado el relé cuya Zona 2 se ajusta.

Con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$  y  $135^\circ < \varphi < 225^\circ$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema en el lado de tensión donde se localiza el relé, e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del mismo lado.

La Zona 2 también se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

Cuando se emplee la característica poligonal, el alcance reactivo ( $X_{2TRF}$ ) de la Zona 2 será:  $X_{2TRF} = Z_{2TRF} \cdot \text{sen}(\phi)$ , siendo ( $\phi$ ) el ángulo típico de la impedancia de secuencia directa de los circuitos conectados a la subestación (puede asumirse el valor medio).

En cuanto a su alcance resistivo ( $R_{2TRF}$ ), el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R_{2TRF} = K' \cdot X_{2TRF}$$

Siendo:

$K'$  un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X_{2TRF}$ ). Normalmente  $K' = 2 \div 5$ .

El alcance ( $R_{2TRF}$ ) a ajustar debe ser tal que se garantice la coordinación con los alcances resistivos ( $R_1$ ) y ( $R_2$ ) de las líneas para faltas resistivas en todas ellas hasta donde llegue el alcance reactivo ( $X_{2TRF}$ )

Asimismo, con el alcance resistivo ( $R_{2TRF}$ ) que se realice, se debe comprobar la coordinación con las funciones (67N) de las líneas para dicho tipo de falta. Es preciso realizar cálculos para ello tanto en escenario punta como valle.

Para la característica de faltas monofásicas a tierra se utilizará un factor de compensación homopolar ( $K_0$ ) igual al del circuito considerado para determinar el ajuste.

El temporizado ( $TZ_{2TRF}$ ) a ajustar a la Zona 2, se hará para coordinar por tiempo con las funciones de protección del ACP para faltas en los elementos, con la función de fallo de interruptor, con las Zonas 2 y con la función (67N) de los circuitos conectados a la misma subestación. Será así:

$$T_c \geq TZ_{2TRF} \geq \text{Máx} \{TZ_2/Z_{4ACP}, T_{51I}/51N_{1ACP}, (T_{67N}, T_{51I}/51N/21T, TZ_{2L}) + T_{50S-62}\} + \Delta t$$

Siendo:

$\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos.

Un ajuste usual en la red de transporte que cumple la anterior fórmula, y se recomienda aplicar, es  $TZ_{2TRF} = 0,8$  s.

En muchos casos no es posible cumplir la inecuación anterior en lo referente al cumplimiento con ( $T_c$ ). Se asumirá, dando así prioridad al cumplimiento para coordinar por tiempo con las funciones de protección indicadas.

### c). Zona 3 (direccionalidad hacia el transformador )



## Elementos que protege

La acometida del transformador, las propias bornas, parcialmente al transformador y también el sistema de potencia en general.

## Funciones de protección con las que tiene que coordinar

Con ninguna.

## Criterios de ajuste

La zona 3 se ajustará para no detectar faltas externas al transformador en el lado de tensión opuesto al de localización del relé. Si detectará todo cortocircuito en la acometida y en las bornas del transformador, así como faltas internas, pero no podrá cubrir las faltas en todos los puntos de los devanados. Actuará como respaldo parcial de las funciones principales instantáneas del transformador (diferencial y Buchholz).

El alcance de la Zona 3 a ajustar ( $Z_{3TRF}$ ), con direccionalidad hacia el transformador, será como sigue:

$$0,65 \cdot Z_{TRF} \leq Z_{3TRF} \leq K \cdot Z_{TRF}$$

Siendo:

$Z_{TRF}$  la impedancia de cortocircuito del transformador vista desde el lado de tensión donde se localiza la protección a ajustar.

Con el factor de seguridad  $K \leq 0,85$ , aunque en este caso se recomienda considerar  $K = 0,8$  para una mayor seguridad.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 3 y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interferirá tampoco con la de máxima carga del transformador en el diagrama R-X -véase la figura 4.1.3.a1. Se considerará como tal, la correspondiente a una mínima impedancia ( $Z_c$ ) de valor:

$$Z_c = 0,85 \cdot U_n / (1,2 \cdot I_n \cdot \sqrt{3}) \ (\Omega)$$

Siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del lado de tensión donde está localizado el relé cuya Zona 3 se ajusta.

Con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$  y  $135^\circ < \varphi < 225^\circ$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema en el lado de tensión donde se localiza el relé, e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del mismo lado.

La Zona 3 se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

Cuando se emplee la característica poligonal, el alcance reactivo ( $X_{3TRF}$ ) de la Zona 3 será:  $X_{3TRF} = Z_{3TRF} \cdot \text{sen}(\varphi_{TRF})$ , siendo ( $\varphi_{TRF}$ ) el ángulo típico de la impedancia de secuencia directa de los circuitos conectados a la subestación en el lado de tensión donde se localiza la función 21 (puede asumirse el valor medio).

En cuanto a su alcance resistivo ( $R_{3TRF}$ ), el valor máximo a ajustar viene limitado a:  $R_{3TRF} = K' \cdot X_{3TRF}$



Siendo:

$K'$  un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de  $(X3_{TRF})$ , así como de otros factores. Normalmente  $K'=2\div 5$ .

Para las unidades de distancia de faltas monofásicas a tierra se ajustará un factor de compensación homopolar ( $K_0$ ) igual al de las líneas aéreas conectadas en el mismo lado de tensión donde se localiza el relé, en la idea de que la falta es en el tramo aéreo de conexión del transformador.

El temporizado a ajustar a la Zona 3 será normalmente instantáneo; es decir sin demora intencional, de modo que será inferior o igual al ( $T_c$ ) del sistema.

#### d). Zona 4 (direccionalidad hacia el transformador)

En el caso de utilizar esta zona con direccionalidad hacia el propio transformador, se aplicarán los criterios de ajuste que siguen, de cara a garantizar la selectividad.

#### Elementos que protege

La totalidad del transformador, las barras del lado de tensión opuesto al de localización del relé (barras locales opuestas), indirectamente una fracción de los elementos conectados a las barras locales opuestas, y también al sistema de potencia en general.

#### Funciones de protección con las que tienen que coordinar

- Con las Zonas 1 de las funciones de distancia de todos los circuitos conectados a barras locales opuestas
- Con la función (67N) de las posiciones de línea conectadas a barras locales opuestas para faltas a tierra
- Con las funciones (50), (51), (51N), (21) de protección de los transformadores, reactancias y bancos de condensadores conectados a barras locales opuestas
- Con las funciones de protección del ACP (cuando exista) correspondiente al parque donde conecte el devanado opuesto de la propia subestación para faltas en la zona de barras locales opuestas y para faltas en los elementos que parten de este mismo embarrado
- Con la función de fallo de interruptor (50S-62) de las posiciones de las barras locales opuestas cuando estas no son en configuración de simple barra

#### Criterios de ajuste

Detectará todo cortocircuito en barras locales opuestas y hasta el límite de la Zona 1 de cualquier circuito conectado a las mismas barras, considerando el efecto de las aportaciones intermedias y asumiendo fuera de servicio el elemento que más intensidad aporte a dicho cortocircuito si el número de aportaciones intermedias es inferior o igual a tres.

Si el número de aportaciones intermedias al fallo es superior a tres, se desconectarán los dos elementos que más intensidad aporten al cortocircuito. Para determinar la mínima aportación intermedia se deben contemplar los dos escenarios de generación extremos: punta y valle, así como los cuatro tipos de cortocircuitos sólidos y considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento en estudio.

El alcance de la Zona 4 a ajustar ( $Z4_{TRF}$ ) con direccionalidad hacia el transformador, será como sigue:

$$1,15 \cdot Z_{TRF} \leq Z4_{TRF} \leq 0,85 \cdot \text{Mín} \{Z_{TRF} + K_{\text{mín}} \text{apor } j \cdot \{Z1L_{j \text{ dev opuesto}}\} \cdot tr^2\}$$



Siendo:

$Z_{TRF}$  la impedancia óhmica del transformador vista desde el devanado donde se localiza la protección a ajustar.

$K_{mín\ apor\ j}$  el factor mínimo de aportaciones intermedias a considerar para faltas en el circuito (j).

tr la relación de transformación asignada del transformador para transferir ( $Z_{1L_{dev\ opuesto}}$ ) al lado de tensión donde se localiza la protección cuya Zona 4 se ajusta.

$Z_{1L_{dev\ opuesto}}$  la impedancia de cada línea (j) hasta el alcance de su Zona 1 ajustada. En los casos de transformadores conectados a las barras locales opuestas a la localización de la función (21) que se ajusta, se sustituirá ( $Z_{1L_{dev\ opuesto}}$ ) por ( $Z_{Tj_{dev\ opuesto}}$ ) siendo esta última impedancia la óhmica de cortocircuito del transformador (j) referida al lado de tensión opuesto al de la protección cuya Zona 4 se ajusta. Las faltas se postularán en su lado de tensión opuesto al de las barras locales.

El cálculo del factor ( $K_{mín\ apor\ j}$ ) para faltas trifásicas responde a la fórmula:

$$K_{mín\ apor\ j} = 1 + [I_{mín\ apor\ j} / (tr.IA)]$$

Siendo ( $I_{mín\ apor\ j}$ ) la intensidad total de las aportaciones intermedias al fallo de los elementos considerados, e (IA) la intensidad que detecta la Zona 4 que se ajusta.

Es difícil la formulación del factor ( $K_{mín\ apor\ j}$ ) para faltas desequilibradas, por lo que es preciso recurrir a programas de ordenador. No obstante, en estos casos los programas ya aportan directamente la impedancia vista por la protección, no siendo necesaria la formulación del ( $K_{mín\ apor\ j}$ ).

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 4, y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interferirá tampoco con la de máxima carga del transformador en el diagrama R-X -véase la figura 4.1.3.a1. Se considerará como tal la correspondiente a una mínima impedancia ( $Z_c$ ) de valor:

$$Z_c = 0,85 \cdot U_n / (1,2 \cdot I_n \cdot \sqrt{3}) \ (\Omega)$$

Siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del lado de tensión donde está localizado el relé cuya Zona 4 se ajusta.

Con un factor de potencia correspondiente a un ángulo ( $\varphi$ ) tal que  $-45^\circ < \varphi < 45^\circ$  y  $135^\circ < \varphi < 225^\circ$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema en el lado de tensión donde se localiza el relé, e ( $I_n$ ) la intensidad asignada del transformador del mismo lado.

La ( $Z_{4TRF}$ ) se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

Cuando se emplee la característica poligonal se ajustará el alcance reactivo ( $X_{4TRF}$ ) de la Zona 4 al valor:  $X_{4TRF} = Z_{4TRF}$

En cuanto a su alcance resistivo ( $R_{4TRF}$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R_{4TRF} = K' \cdot X_{4TRF}$$

Siendo:

$K'$  un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección, dependiente del ajuste que se haga de ( $X_{4TRF}$ ), así como de otros factores. Normalmente  $K' = 2 \div 5$ .



El alcance ( $R_{4TRF}$ ) a ajustar, debe ser tal que se garantice la coordinación con los alcances resistivos ( $R_1$ ) de las Zonas 1 de los circuitos conectados a barras opuestas a las del lado de la localización del relé, para faltas en todos ellos hasta donde llegue el alcance reactivo ( $X_{4TRF}$ ).

Para la característica de faltas monofásicas a tierra se utilizará un factor de compensación homopolar ( $K_0$ ) igual al del circuito considerado para determinar el ajuste del alcance de la Zona 4.

El temporizado ( $TZ_{4TRF}$ ) a ajustar a la Zona 4, será tal que coordine por tiempo con las Zonas 1 de las líneas de barras opuestas, para faltas en ellas hasta el alcance ( $Z_4$ ) ajustado, y asumiendo fallo del interruptor de la línea. También ha de coordinar por tiempo con las funciones (67N) de las líneas de barras opuestas, para faltas en ellas hasta el alcance ( $Z_4$ ) ajustado. Asimismo será tal que coordine por tiempo con la Zona 1 (o la Zona 3) y las funciones 51D, 51ND del ACP de barras opuestas para faltas en dichas barras. Por último, ( $TZ_{4TRF}$ ) será tal que coordine por tiempo con las funciones de protección de los transformadores y de otros elementos conectados a las barras opuestas para faltas en ellos hasta el alcance ajustado a la Zona 4. Se formula como sigue:

$$T_c \geq TZ_{4TRF} \geq \text{Máx} \{ TZ_{1L_{dev\ opuesto}} + T_{50S-62_{dev\ opuesto}}, T_{67N_{dev\ opuesto}}, TZ_{1ACP_{dev\ opuesto}} \text{ o } TZ_{3ACP_{dev\ opuesto}}, T_{51D/51NDACP_{dev\ opuesto}}, T_{50/51D/51ND/21T_{dev\ opuesto}} \} + \Delta t$$

Siendo:

$\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos.

Un ajuste usual en la red de transporte, que cumple la anterior inecuación, es  $TZ_{4TRF} = 0,4$  s.

El temporizado ( $TZ_{4TR}$ ) a ajustar debería ser inferior al tiempo crítico ( $T_c$ ) del sistema eléctrico para faltas en las barras opuestas de la subestación. Esto no podrá cumplirse en ciertos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación con las funciones indicadas para garantizar la selectividad, que es requisito prioritario.

#### 4.1.3.2 Funciones 50-51-51N de sobreintensidad en ambos niveles de tensión

Se consideran estas funciones como protección de respaldo, y normalmente se ajustarán estas funciones de sobreintensidad en ambos niveles de tensión para proteger térmicamente al transformador ante faltas pasantes [funciones (51) y (51N)]; es decir faltas externas al mismo que no quedan dentro de la zona de su protección diferencial.

Se consideran también como protección de apoyo o respaldo (51, 51N) a las protecciones de los elementos de la red ante faltas en barras o en sus elementos no despejadas en tiempos de las protecciones principales por diferentes causas.

Asimismo para faltas externas al transformador, pero comprendidas en la zona de su protección diferencial, actuarían como respaldo en tiempo largo (51, 51N) ante el fallo de la protección diferencial del transformador.

#### Elementos que protegen

El propio transformador, indirectamente una fracción o la totalidad de los elementos locales conectados a la subestación, y también el sistema de potencia en general.

#### Funciones de protección con las que tienen que coordinar

Las protecciones de sobreintensidad del transformador de transporte de ambos niveles de tensión, deberán coordinar con las funciones de protección de todos los elementos conectados a ambos niveles de tensión, para faltas en ellos.



Las funciones de sobreintensidad del transformador de transporte de un determinado nivel de tensión, sólo deberán coordinar con las funciones de protección del transformador de transporte del nivel opuesto de tensión, cuando el devanado terciario alimenta reactancias, servicios auxiliares de centrales, o sistemas de distribución de MT.

### 1. Función ( $50_{TRF}$ ) de sobreintensidad instantánea de fases

Su objetivo es detectar toda falta entre fases y monofásica en la acometida del transformador y en la primera parte del devanado del lado que se alimenta dicha función ( $50_{TRF}$ ) instantánea (sin demora intencional); por lo tanto se considera una función de apoyo parcial a las protecciones diferenciales del transformador en el tramo reseñado.

Es de máxima importancia que esta función ( $50_{TRF}$ ) no actúe ante faltas pasantes en salidas de los elementos tanto conectados a barras de AT como de BT del transformador.

Los criterios de ajuste para determinar el valor del arranque ( $I_{50_{TRF}}$ ) de la función ( $50_{TRF}$ ) tanto del lado de AT como del lado de BT son los siguientes (véase la Fig. 4.1.3.b1):

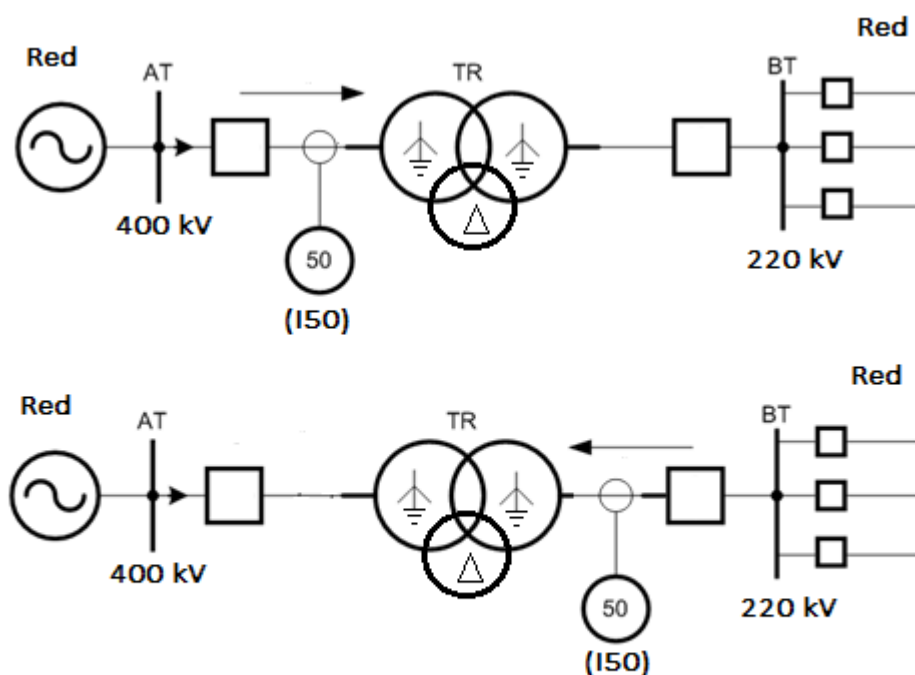


Fig. 4.1.3.b1

-Debe ser superior a la máxima corriente de magnetización transitoria cuando se energiza el transformador en vacío desde el lado donde se localiza la función ( $50_{TRF}$ ). En este sentido se debe considerar:

$$I_{act\ 50\ TR\ MAG} = K \cdot I_{asig\ DEV}$$

Siendo ( $I_{asig\ DEV}$ ) la intensidad asignada del transformador del lado donde se ubique la función ( $50_{TRF}$ ), (lado de AT o de BT).

Normalmente  $K=6\div 8$  dependiendo del tipo de transformador y de protección utilizada. Considérense los valores más bajos del intervalo ( $6\div 6,5$ ) cuando se empleen protecciones digitales.



- El valor de  $(I_{50\text{TRF}})$  a ajustar debe ser superior a la máxima intensidad de cortocircuito por el relé para falta sólida de cualquier tipo en salida de los elementos del lado de BT y de AT. En este sentido se debe considerar:

$$I_{\text{act } 50\text{TRF pas}} = (130 \div 150\%) \cdot I_{\text{máx apor}}$$

Siendo  $(I_{\text{máx apor}})$  la intensidad de falta máxima aportada por el transformador en planificación a futuro, y que detecta la función (50). Se considerará el tipo de falta sólida que dé lugar a la mayor corriente de cortocircuito, en el escenario punta y con tensión de prefalta de la fuente un 5% superior a la nominal del sistema ( $U_n$ ).

-Se calculará la máxima intensidad de cortocircuito, que pasa por la acometida del transformador ( $I_{\text{máx acom}}$ ) desde el lado de AT o BT, según se ajuste la función (50) del lado de AT o de BT respectivamente, para faltas sólidas de cualquier tipo en bornas de AT o de BT respectivamente. En este sentido se debe considerar:

$$I_{\text{act } 50\text{TRF acom}} = I_{\text{máx acom}}$$

Siendo  $(I_{\text{máx acom}})$  la intensidad de falta máxima en bornas del transformador cuya fuente de intensidad de cortocircuito está en el lado de AT o BT, según se ajuste la función  $(50_{\text{TRF}})$  del lado de AT o BT respectivamente. Se considerará el tipo de falta que dé lugar a la mayor corriente de cortocircuito, en escenario punta y con tensión de prefalta de la fuente superior en un 5% a la nominal del sistema ( $U_n$ ).

- Por otra parte se calculará la mínima intensidad de cortocircuito que pasa por la acometida al transformador desde el lado de AT o de BT para falta sólida en sus bornas ( $I_{\text{mín acom}}$ ), según que la función  $(50_{\text{TRF}})$  que se ajusta esté localizada en el lado de AT o de BT respectivamente. Se calcularán en escenario valle los cuatro tipos de faltas, siendo típicamente la bifásica la que proporciona la intensidad más pequeña. Se asumirá conservadoramente una tensión de prefalta de la fuente inferior en un 2% a la nominal del sistema ( $U_n$ ).

Teniendo en cuenta todos los criterios de ajuste anteriores, se ajustará  $(I_{50\text{TRF}})$  como sigue:

$$\text{Máx}(I_{\text{act } 50\text{TRF mag}}, I_{\text{act } 50\text{TRF pas}}) \leq I_{50\text{TRF}} \leq I_{\text{act } 50\text{TRF acom}}$$

Adicionalmente, se ajustará  $(I_{50\text{TRF}})$  para que, cumpliéndose la inecuación general anterior, también se cumpla que:

$$I_{50\text{TRF}} \leq K \cdot I_{\text{mín acom}} (K) \text{ en el intervalo } 0,85 \div 1$$

En algún caso podría no cumplirse dicha condición. Se asumirá y se ajustará  $(I_{50\text{TRF}})$  al menor valor posible que cumpla con la inecuación general.

En algunos casos podría no ser factible ajustar la función  $(50_{\text{TRF}})$  de algún lado de tensión del transformador por no cumplirse la inecuación general de ajuste.

## 2. Función $(51_{\text{TRF}})$ de sobreintensidad de fases a tiempo inverso

Su objetivo es proteger al transformador de los daños térmicos ocasionados por una falta pasante al mismo; es decir, faltas externas al transformador y que no quedan dentro de la zona de protección de la diferencial de la máquina. También es objetivo dar respaldo a las protecciones del sistema ante faltas en barras o en los elementos conectados a las mismas, coordinando con ellas.

Una vez seleccionado el tipo de curva a tiempo inverso, la característica  $(I-t)$  de actuación queda concretada por dos puntos del plano por los que ha de pasar; uno es el de la intensidad de arranque  $(I_{51\text{TRF}}, \infty)$  y el otro a partir de los siguientes criterios de ajuste a cumplir.



Los criterios de ajuste para la función ( $I_{51I_{TRF}}$ ) cambian totalmente si se tiene función de distancia (21) en el transformador, o si por el contrario se carece de ella. Por ello se tiene:

a) Sin función de distancia (21) en el transformador

Definido el tipo de curva a tiempo inverso, se determinará el valor de la intensidad de arranque ( $I_{51I_{TRF}}$ ) y el multiplicador del dial de tiempos, de la función ( $I_{51I_{TRF}}$ ) tanto del lado de AT como del lado de BT, con los siguientes criterios de ajuste:

- La intensidad de arranque ( $I_{51I_{TRF}}$ ) debe ser superior a la intensidad asignada ( $I_{I_{asig\ DEV}}$ ) del transformador según se considere la función ( $I_{51I_{TRF}}$ ) a ajustar del lado de AT o de BT, permitiéndose con este ajuste sobrecargar el transformador para aprovechar su capacidad de sobrecarga.

Por otra parte será preciso un valor de ( $I_{51I_{TRF}}$ ) no muy alto para proteger la característica térmica admisible ( $I^2.t = K$ ) del transformador ante sobreintensidades. En este sentido, y teniendo en cuenta los requisitos anteriores, se debe ajustar el valor de la intensidad de arranque al valor:

$$I_{51I_{TRF}} = K \cdot I_{I_{asig\ DEV}}$$

Siendo  $K \geq 1,4$  y dependiendo el valor concreto a considerar del tipo de transformador y del sistema. Es usual seleccionar el valor de  $K = 1,5$  de modo que para intensidades por debajo de ( $1,5 \cdot I_{I_{asig\ DEV}}$ ) protegerá al transformador la función de imagen térmica (49) de sobrecargas

-El tipo de curva a seleccionar y/o el valor del multiplicador del dial de tiempos a ajustar, serán tales que permitan también sin disparo sobreintensidades transitorias por el mismo ante diferentes contingencias en el sistema eléctrico. Como mínimo cinco veces la intensidad asignada del transformador durante al menos 0,5 s, sin actuación. Se recomienda adoptar estas medidas de ajuste antes que un incremento en la intensidad de arranque ( $I_{51I_{TRF}}$ ).

-Con el valor del multiplicador del dial de tiempos que se seleccione, se ha de comprobar que la función ( $I_{51I_{TRF}}$ ) no actúe ante la máxima corriente de magnetización transitoria cuando se energiza el transformador en vacío desde el lado donde se localice la función. A falta de datos del transformador, se puede considerar conservadoramente 5 veces la intensidad asignada durante 0,5 s.

-Con la curva resultante de los ajustes de intensidad de arranque y dial de tiempos adoptados, se comprobará que se protege a la característica térmica admisible del transformador de Transporte ( $I^2.t = K$ ) ante faltas pasantes en ambos lados de tensión, facilitada por el fabricante, o en su defecto deducida a partir de las normas CEI o ANSI/IEEE. Este criterio nunca suele ser limitante.

-Para facilitar la coordinación, se recomienda elegir una familia de curvas (ANSI/IEEE o CEI), y dentro de dicha familia una curva (Inversa, Muy inversa, Extremadamente inversa, etc.) del mismo tipo que las curvas de las funciones de protección de los elementos de la red con las que tiene que coordinar.

-Los valores del dial de tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque ( $I_{51I_{TRF}}$ ) a ajustar, se calcularán para faltas tanto en el lado de tensión donde se localiza la función ( $I_{51I_{TRF}}$ ) que se ajusta, como en el opuesto, de modo que haya coordinación con las siguientes protecciones de los elementos de ambos lados del transformador:

-La protección del Acoplamiento de barras (ACP) cuando exista.



-La zona 2 de distancia de los circuitos conectados a barras del transformador de transporte considerando además fallo del interruptor del circuito, salvo en los casos de configuración en barra simple.

-Las protecciones de los transformadores de generación, colectores de MPE, y de distribución, conectados a las barras del transformador de Transporte, para faltas internas en aquéllos o en cualquiera de sus lados de tensión.

-Las funciones de sobreintensidad (5I/5I<sub>N</sub>) de otros elementos conectados a barras tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en ellos.

Para ello será preciso simular faltas que conducen a la máxima intensidad de fase (usualmente la trifásica o la monofásica a tierra) en escenario punta, y por otra parte simular también la falta que conduce a la mínima intensidad de fase (usualmente la bifásica) en escenario valle. Estas simulaciones en topología N (todos los elementos conectados a las barras). Asimismo para el escenario valle se contemplará también la situación N-1 (un elemento fuera de servicio) o N-2 (dos elementos fuera de servicio) según sea el número total de elementos conectados a las barras de Transporte que alimentan de intensidad de cortocircuito al transformador de Transporte. Si el número de elementos en total es inferior o igual a cuatro se aplicará el N-1 y en cualquier otro caso se aplicará el N-2. El elemento, o elementos a desconectar, será(n) el(los) que más intensidad aporte(n) al cortocircuito postulado.

Cuando existen varios transformadores de Transporte en paralelo con el que tiene la función (5I<sub>I</sub>TRF) que se ajusta, para determinar la intensidad de falta mínima en valle por el transformador, se supondrá que todos ellos están conectados aportando su intensidad de falta. En el caso de escenario punta se desconectará uno para determinar la intensidad de falta máxima pasante por el transformador cuya función (5I) se ajusta.

Cuando algún circuito conectado a barras del transformador, no cumple con el equipamiento protector mínimo necesario según los CGPs, se requiere que la función (5I<sub>I</sub>TRF) detecte faltas al final de su zona 2 coordinando con ella, así como con la zona 2 o 4 del ACP. Esto será así en escenarios punta y valle y ante todo tipo de faltas. Si el equipamiento protector del circuito cumple con el indicado en los CGPs, la función (5I<sub>I</sub>TRF) deberá coordinar con las zonas 2 de todos ellos; prevaleciendo en este caso la selectividad ante la detección de faltas en todo punto de cada circuito.

Deberá resultar, en todas las condiciones anteriores:

$$T_{5I_{TRF}} \geq \{ T_{Z2_{ACP}} \text{ o } T_{Z4_{ACP}}, T_{5I_{ACP}}, T_{Z2} + T_{50S-62}, T_{5I/21T}, T_{5I_{REA}}, T(5 \cdot I_{asig \text{ DEV}}) \} + \Delta t \quad \text{Con } T(5 \cdot I_{asig \text{ DEV}}) \geq 0,5 \text{ s}$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar será  $\Delta t \geq 0,2 \text{ s}$  con relés digitales e interruptores modernos.

( $T_{5I_{TRF}}$ ) deberá ser superior a los tiempos de actuación indicados en la inecuación, para todas las intensidades de falta en los elementos detectadas por la función (5I<sub>I</sub>TRF) hasta la intensidad de arranque ajustada (I5I<sub>I</sub>TRF).

Dado que son muchos los criterios a cumplir, y sólo hay un grado de libertad; es decir sólo hay un punto del plano (I-t) por el que ha de pasar la curva seleccionada, no resultará fácil cumplir la anterior inecuación para todos los escenarios, situaciones topológicas y tipos y localizaciones de las faltas. Si es así habrá que sacrificar algún criterio. Se indican a continuación algunas recomendaciones para ello:

-En aquellos casos en un determinado escenario (punta o valle) que la intensidad de cortocircuito aportada por el transformador para falta en un lado de tensión difiere mucho respecto a la aportada para falta en el otro lado de tensión, el tiempo de actuación de la función (5I<sub>I</sub>TRF) puede ser muy diferente. Si así fuese, se recomienda ajustar la



intensidad de arranque y/o el multiplicador del dial de tiempos para actuar en el menor tiempo posible con falta en el lado de tensión de mayor intensidad de cortocircuito por el transformador.

-Cuando la intensidad de cortocircuito aportada por el transformador difiere mucho entre los escenarios de punta y valle, para falta en un determinado lado de tensión, el ajuste de la intensidad de arranque y/o del multiplicador del dial de tiempos se hará para el valor más alto de la intensidad de falta (normalmente en escenario punta)

-Las faltas F1 en los circuitos (véase la fig. 4.1.3.b2) se harán al final de la longitud de los circuitos, en vez de al final del alcance de sus Zonas 2. En este caso se considerará abierto el interruptor del extremo remoto de dicho circuito.

-Para faltas F2 en barras remotas de un doble circuito (véase la fig. 4.1.3.b2), es preciso determinar la intensidad de falta aportada por el transformador, que normalmente será superior a la correspondiente a la F2 en uno de los dos circuitos.

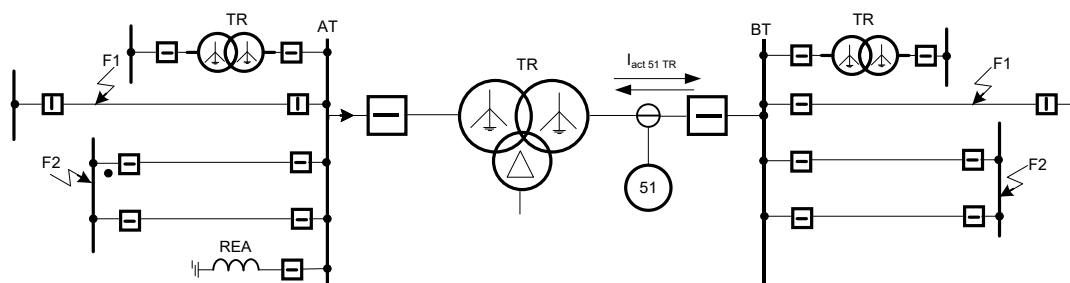


Fig. 4.1.3.b2

#### b) Con función de distancia (21) en el transformador

Si se utiliza función (21) en el transformador, normalmente la función (51<sub>TRF</sub>) a tiempo inverso pasa a un plano secundario que es dar respaldo a la función (21). La misión de coordinación con las protecciones de los elementos de la red queda encomendada a la función de distancia, actuando la función (51<sub>TRF</sub>) en tiempos superiores como respaldo de la función (21) en escalones, y también para proteger a la característica térmica admisible del transformador ( $I_2.t=K$ ) ante sobreintensidades.

La intensidad de arranque a ajustar ( $I_{51TRF}$ ), se calcula del mismo modo que para la función (51<sub>TRF</sub>) de sobreintensidad sin función de distancia (véase el principio del subapartado a) precedente).

En cuanto al multiplicador del dial de tiempos, se ajustará para que la función (51<sub>TRF</sub>) actúe en un tiempo superior al de los escalones de función de distancia del transformador, con un margen de coordinación ( $\Delta t$ ) tal que:

$$T_{51TRF} \geq \{T_{Z1TRF}, T_{Z2TRF}, T_{Z3TRF}, T_{Z4TRF}\} + \Delta t$$

En este caso el margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar será  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales e interruptores modernos (véase la Fig.4.1.3.b2.1), en la que, sólo a título de ejemplo, se muestra ( $\Delta t$ ) que ha de cumplirse respecto a todos los escalones de distancia que se parametricen, en todo el campo de intensidades alcanzado por los escalones de la función (21) del transformador.

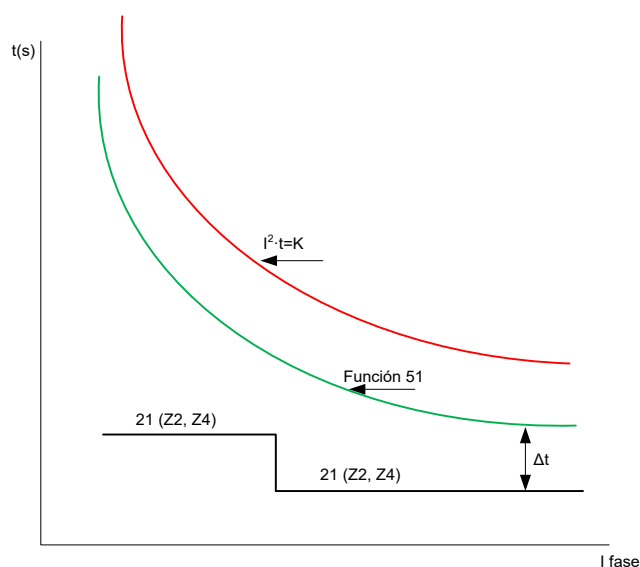


Figura 4.1.3.b2.1

### 3. Función (51D<sub>TRF</sub>) de sobreintensidad de fases a tiempo definido

Su objetivo es proteger al transformador ante faltas pasantes al mismo en la zona de barras, es decir, faltas externas al transformador y que no quedan dentro de la zona de protección de la diferencial de la máquina, así como dar respaldo a las protecciones de barras ante faltas en ellas y también a las protecciones de los elementos conectados a las barras, coordinando con ellas hasta el alcance ajustado a la función (51D<sub>TRF</sub>) a tiempo definido (respaldo parcial).

Los criterios de ajuste, cálculos y consideraciones para la función (51D<sub>TRF</sub>) sólo se van a tratar en el caso en que el transformador carezca de función de distancia (21). Se indican a continuación:

-Se determinará el valor de la intensidad de arranque (I51D<sub>TRF</sub>) de la función (51D<sub>TRF</sub>) del lado de AT y de la del lado de BT. Para cada una de ellas, será preciso simular los tipos de faltas sólidas tanto en el lado de tensión donde se localiza la función (51D<sub>TRF</sub>) a ajustar, como en el opuesto. Primeramente se determinará la mínima intensidad de fase (I<sub>ccmín</sub>) - usualmente para la falta bifásica - en escenario valle para faltas en las barras del mismo lado de tensión donde se localiza la función (51D<sub>TRF</sub>). En el escenario valle se contemplará la situación N y la situación N-1 (un elemento fuera de servicio), o N-2 (dos elementos fuera de servicio) según sea el número total de elementos conectados a las barras de Transporte que alimentan de intensidad de cortocircuito al transformador de Transporte para las faltas postuladas. Si el número de elementos en total es inferior o igual a cuatro se aplicará el N-1 y en cualquier otro caso se aplicará el N-2. El elemento, o elementos a desconectar, será(n) el(los) que más intensidad aporte(n) al cortocircuito simulado.

-Cuando existen varios transformadores de Transporte en paralelo con el que tiene la protección (51D<sub>TRF</sub>) que se ajusta, para determinar la intensidad de falta mínima (I<sub>ccmín</sub>) en valle por el transformador, se supondrá que todos ellos están conectados aportando su intensidad de falta.

-En segundo lugar se determinará la intensidad de falta máxima (I<sub>ccmáx</sub>) - normalmente la trifásica - que pasa por el transformador para faltas en barras del lado opuesto de tensión respecto al de localización de la función (51D) que se ajusta. Para ello se asumirá el escenario punta y la situación N. En el caso de dos o más transformadores en paralelo, se desconectará uno de ellos.



--El valor de ( $I_{51D_{TRF}}$ ) junto con el temporizado ( $T_{51D_{TRF}}$ ) que se ajusten, serán tales que no haya actuación con la corriente transitoria de magnetización en vacío del transformador del mismo lado de tensión que la función ( $I_{51D_{TRF}}$ ). En ausencia de datos del fabricante, se puede asumir ( $5 \cdot I_{asig_{DEV}}$ ) durante 0,5 s.

-La intensidad de arranque ( $I_{51D_{TRF}}$ ) no será inferior a 1,4 veces ( $I_{asig_{DEV}}$ ) para permitir sobrecargas en el transformador aprovechando su capacidad para soportarlas durante un tiempo.

Teniendo en cuenta los criterios anteriores, el ajuste de la intensidad de arranque ( $I_{51D_{TRF}}$ ) a realizar será:

$$\text{Máx} [ 1,4 \cdot I_{asig_{DEV}} , 1,3 \cdot I_{ccmáx} ] \leq I_{51D_{TRF}} \leq 0,85 \cdot I_{ccmín}$$

Adicionalmente, el valor de la intensidad de arranque ( $I_{51D_{TRF}}$ ) y del temporizado ( $T_{51D_{TRF}}$ ) a ajustar, serán tales que, para faltas a ambos lados de tensión del transformador, y en cualquier escenario de punta y valle, se deberá mantener la coordinación con:

-La protección de Acoplamiento de barras (ACP) cuando exista (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en la zona de barras y hasta el alcance de las Zonas 1 y 3 del ACP.

-La Zona 1 de distancia (coordinación por alcance), de los circuitos (Z1) conectados a barras del transformador de Transporte de ambos lado de tensión hasta el límite de las Zonas 1 de los circuitos.

-Las protecciones de los transformadores de generación (sobreintensidad, distancia), colectores de MPE, y de distribución conectados a las barras de ambos lados de tensión del transformador de Transporte, para faltas internas en aquéllos o en su acometida, y en ningún caso alcanzando su otro lado de tensión (coordinación por alcance y tiempo).

-La función de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras del transformador de Transporte del mismo lado de tensión donde se localiza la función ( $I_{51D_{TRF}}$ ) a ajustar, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra (coordinación por tiempo).

-Las protecciones de otros elementos conectados a barras de ambos lados de tensión del transformador tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en su acometida o en ellos, hasta el alcance ajustado ( $I_{51D_{TRF}}$ ) (coordinación por alcance y tiempo).

El temporizado a ajustar deberá resultar, en todas las condiciones anteriores:

$$T_c \geq T_{51D_{TRF}} \geq \text{Máx} \{ [(TZ1_{ACP} \text{ o } TZ3_{ACP}), T_{51D_{ACP}}, (TZ1 + T_{50S-62}), T_{51/21T}, T_{51\text{otros}} + \Delta t], T(5 \cdot I_{asig_{DEV}}) \}$$

El margen de coordinación será  $\Delta t = 0,2$  s con relés digitales e interruptores modernos.

En aquellos casos en que no se pueda cumplir con la parte izquierda de la inecuación referente al ( $T_c$ ) del sistema, se sacrificará en aras a garantizar la coordinación por tiempo (selectividad) con las funciones indicadas.

Un ajuste usual en la red de transporte es  $T_{51D_{TRF}} = 0,4$  s, como el temporizado de la Zona 2 de los circuitos.



Dependiendo de la fortaleza del sistema eléctrico a ambos lados del transformador, puede haber casos en los que no se pueda cumplir la inecuación inicial de determinación de  $(I51D_{TRF})$  para todos los criterios de ajuste establecidos. Será preciso sacrificar alguno al objeto de cumplirla. Si es así, es preciso modificar (normalmente incrementar) el alcance y/o el temporizado, sacrificando algún criterio [no detección de la  $(I_{ccmín})$  calculada para algún tipo de falta en algún escenario, violar la corriente de magnetización prevista, etc.]. Se trata de un análisis de cada caso concreto.

Como recomendación general será prioritario detectar las faltas de la menor intensidad posible en las barras del mismo lado de tensión donde se localiza la función  $(51D_{TRF})$  y siempre coordinando con:

- la protección del ACP (coordinación por alcance y tiempo)
- las Zonas 1 de los circuitos del mismo lado de tensión que la función  $(51D_{TRF})$  (coordinación por alcance) en conjunción con fallo del interruptor del circuito

La característica de sobreintensidad a tiempo definido de la función  $(51D_{TRF})$  que se ajuste, protegerá con mucho margen de seguridad a la característica admisible del transformador a las sobreintensidades  $(I2.t = K)$ .

#### 4. Función $(51NITRF)$ de sobreintensidad de neutro a tiempo inverso

Su objetivo es dar respaldo a las protecciones del sistema ante faltas a tierra en barras o en los elementos conectados a las mismas y coordinando con ellas.

Una vez seleccionado el tipo de curva a tiempo inverso, la característica  $(IN-t)$  de actuación queda concretada por dos puntos del plano por los que ha de pasar; uno es el de la intensidad de arranque  $(I51N_{TRF}, \infty)$  y el otro a partir de los siguientes criterios de ajuste a cumplir.

Los criterios de ajuste para la función  $(51N_{TRF})$  cambian totalmente si se tiene función de distancia (21) en el transformador o si por el contrario se carece de ella. Por ello se tiene:

- a) Sin función de distancia (21) en el transformador

Una vez que se ha definido el tipo de curva a tiempo inverso, se determinará el valor de la intensidad de arranque  $(I51N_{TRF})$ , y el del multiplicador del dial de tiempos, tanto de la función  $(51N_{TRF})$  del lado de AT como de la del lado de BT, con los siguientes criterios:

-La intensidad de arranque  $(I51N_{TRF})$  que se ajuste coordinará con la intensidad de arranque  $(I51N_{ACP})$  de la función  $(51NI)$  del ACP, para mínimas aportaciones intermedias sobre él (factor  $K_{máx}$  apor ACP), de la barra a la que está conectado el transformador de transporte.

$$I51NITRF \geq K \cdot K_{máx} \text{ apor ACP} \cdot I51N_{ACP}$$

Siendo:  $K \geq 1,15$  el factor de seguridad. Se recomienda el valor  $K = 1,2$

$$K_{máx} \text{ apor ACP} = 1 - (\sum IN_{mín} \text{ apor } k) / I51N_{ACP}$$

$I51N_{ACP}$ , es la intensidad de arranque de la función  $(51NI)$  a tiempo inverso del ACP - Véase el Apdo. 4.1.2.2.4 -



$K_{\text{máx apor ACP}}$ , es el factor máximo de aportaciones intermedias sobre el circuito del ACP de la barra a la que está conectado el transformador, correspondiente a la mínima intensidad de aportaciones intermedias considerada sobre él.

$\sum I_{\text{Nmín apor } k}$ , es la suma de las mínimas aportaciones intermedias de neutro sobre el circuito de ACP, de los elementos ( $k$ ) considerados y conectados a la barra del transformador, excluida obviamente la propia aportación del transformador. Para su determinación se considerará el escenario valle, y si son tres o menos los elementos de aportaciones intermedias conectados a la misma barra que el transformador, se suprimirá uno, el de mayor intensidad de falta aportada. Si son más de tres los elementos de aportaciones intermedias, conectados a la misma barra que el transformador, se suprimirán los dos que más intensidad de falta aporten al cortocircuito.

El valor del módulo del factor ( $K_{\text{máx apor ACP}}$ ) resultará inferior a 1.

-La intensidad de arranque ( $I_{51\text{NI}_{\text{TRF}}}$ ) que se ajuste, coordinará con la intensidad de arranque ( $I_{67\text{Ninv}}$ ) de la función (67N) de todos los circuitos para mínimas aportaciones intermedias sobre cada circuito en falta (factor  $K_{\text{máx apor } j}$ ) conectado a las barras del mismo lado de tensión que la función (51NI) del transformador de transporte:

$$I_{51\text{NI}_{\text{TRF}}} \geq K \cdot \text{Máx} \{ K_{\text{máx apor } j} \cdot I_{67\text{Ninv } j} \}$$

Siendo:  $K \geq 1,15$  el factor de seguridad. Se recomienda el valor  $K = 1,2$

$$K_{\text{máx apor } j} = 1 - (\sum I_{\text{Nmín apor } k}) / I_{67\text{Ninv } j}$$

$I_{67\text{Ninv } j}$ , es la intensidad de arranque de la función (67NI) del circuito ( $j$ ) en falta - Véase el Apdo. 4.1.1.2.b) -

$K_{\text{máx apor } j}$ , es el factor máximo de aportaciones intermedias sobre el circuito ( $j$ ) en falta, correspondiente a la mínima intensidad de aportaciones intermedias considerada sobre él.

$\sum I_{\text{Nmín apor } k}$ , es la suma de las mínimas aportaciones intermedias de neutro de todos los elementos ( $k$ ) considerados, excluida obviamente la del transformador, sobre el circuito ( $j$ ) que se considera en falta. Para su determinación se considerará el escenario valle, y si son tres o menos los elementos de aportaciones intermedias conectados al mismo lado de tensión que el transformador, se suprimirá uno, el de mayor intensidad de falta aportada. Si son más de tres los elementos de aportaciones intermedias, conectados al mismo lado de tensión que el transformador, se suprimirán los dos que más intensidad de falta aporten al cortocircuito.

El valor del módulo del factor ( $K_{\text{máx apor } j}$ ) resultará inferior a 1.

Teniendo en cuenta los dos criterios de ajuste anteriores, relativos a la intensidad de arranque ( $I_{51\text{NI}_{\text{TRF}}}$ ), se procurará seleccionar un valor inferior a la correspondiente intensidad asignada del transformador ( $I_{\text{asig DEV}}$ ), tanto si se considera la función (51NI<sub>TRF</sub>) a ajustar del lado de AT como la del lado de BT:

$$I_{51\text{NI}_{\text{TRF}}} = K \cdot I_{\text{asig DEV}}$$

Normalmente resultarán valores de ( $K$ ) en el intervalo  $0,25 \div 0,5$ .

-Para facilitar la coordinación, se recomienda elegir una familia de curvas (ANSI/IEEE o CEI) y dentro de dicha familia una curva (Inversa, Muy inversa, Extremadamente inversa, etc.) del mismo tipo que las curvas de las funciones de protección de los elementos de la red con las que tiene que coordinar.



-Con el valor del multiplicador del dial de tiempos que se seleccione, se ha de comprobar que la función (51NI<sub>TRF</sub>) no actúe ante la máxima corriente de magnetización transitoria de neutro, cuando se energiza el transformador en vacío desde el lado donde se localice la función. A falta de datos del transformador, se puede considerar conservadoramente una (3.10) de valor tres veces la intensidad asignada ( $I_{asig\ DEV}$ ) durante 0,5 s.

-Los valores del Dial de Tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque ( $I_{51N_{TRF}}$ ) a ajustar, se calcularán para faltas a tierra tanto en el lado de tensión donde se localiza la función (51NI) que se ajusta, como en el opuesto, de modo que haya coordinación con las siguientes protecciones de los elementos de ambos lados del transformador:

- La protección de Acoplamiento (ACP) de barras cuando exista.
- La segunda y tercera zona de distancia, así como la función 67N, de los circuitos conectados a barras del transformador de Transporte.
- Las protecciones de los transformadores de generación, colectores de MPE y de distribución conectados a las barras del transformador de Transporte, para faltas internas en aquéllos o en cualquiera de sus lados de tensión, cuando el grupo de conexión lo permita.
- La función de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras del transformador de Transporte, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra.
- Las protecciones de otros elementos conectados a barras tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en ellos.

Para ello será preciso simular faltas monofásicas y bifásicas a tierra que conducen a la máxima intensidad (3.10) por el transformador, usualmente la monofásica a tierra, en escenario punta y por otra parte simular también la falta que conduce a la mínima intensidad residual (3.10) a tierra (usualmente la bifásica a tierra) en escenario valle. Estas simulaciones en topología N (todos los elementos conectados a las barras). Asimismo para el escenario valle se contemplará también la situación N-1 (un elemento fuera de servicio) o N-2 (dos elementos fuera de servicio) según sea el número total de elementos conectados a las barras de Transporte que alimentan de intensidad de cortocircuito al transformador de Transporte. Si el número de elementos en total es inferior o igual a cuatro se aplicará el N-1 y en cualquier otro caso se aplicará el N-2. El elemento, o elementos a desconectar, será(n) el(los) que más intensidad (3.10), aporte(n) al cortocircuito postulado.

-Cuando existen varios transformadores de Transporte en paralelo con el que tiene la protección (51NI) que se ajusta, para determinar la intensidad de falta mínima en valle por el transformador, se supondrá que todos ellos están conectados aportando su intensidad de falta. En el caso de escenario punta se desconectará uno para determinar la intensidad de falta máxima pasante por el transformador cuya (51NI) se ajusta.

-Cuando algún circuito conectado a barras del transformador, no cumple con el equipamiento protector mínimo necesario según los CGPs, se requiere que la función (51NI) detecte faltas al final de su zona 2 coordinando con ella, así como con la zona 2 o 4 del ACP. Esto será así en escenarios punta y valle y ante los dos tipos de faltas a tierra. Si el equipamiento protector del circuito cumple con el indicado en los CGPs, la función (51NI) deberá coordinar con las Zonas 2 de todos ellos; prevaleciendo en este caso la selectividad ante la detección de faltas en todo punto de cada circuito.

Deberá haber, en las condiciones anteriores, coordinación por tiempo con todas las funciones siguientes:

$$T_{51NI_{TRF}} \geq \{T_{Z2_{ACP}} \text{ o } T_{Z4_{ACP}}, T_{51NI_{ACP}}, (T_{Z2}, T_{67N} + T_{50S-62}), T_{51NI/21T}, T_{51NI_{otros}}\} + \Delta t$$

$$T_{51NI_{TRF}} \geq 0.5 \text{ s de magnetización en vacío para } I_N = 3 \cdot I_{asig\ DEV}$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar, será  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales e interruptores modernos.



No resultará fácil cumplir las dos anteriores inecuaciones del tiempo de actuación para todos los escenarios, situaciones topológicas y tipos y localizaciones de las faltas. Si es así habrá que sacrificar algún condicionante. Se indican a continuación algunas recomendaciones para ello:

- En aquellos casos en un determinado escenario (punta o valle) que la intensidad (3.I0), de cortocircuito aportada por el transformador para falta en un lado de tensión difiere mucho respecto a la aportada para falta en el otro lado de tensión, el tiempo de actuación de la función (51NI) puede ser muy diferente. Si así fuese se recomienda ajustar la intensidad de arranque y/o el dial de tiempos para actuar en el menor tiempo posible con falta en el lado de tensión de mayor intensidad de cortocircuito por el transformador.
- Cuando la intensidad de cortocircuito (3.I0), aportada por el transformador difiere mucho entre los escenarios de punta y valle, para falta en un determinado lado de tensión, el ajuste de la intensidad de arranque y/o del dial de tiempos se hará para el valor más alto de la intensidad (3.I0), de falta (normalmente en escenario punta)
- Las faltas F1 en los circuitos (véase la fig. 4.1.3.b2 anterior) se harán como mínimo al límite de la zona 1 del circuito de menor impedancia (normalmente el más corto) del mismo lado donde se ubica el relé. En este caso se considerará abierto el interruptor del extremo remoto de dicho circuito.
- Para faltas en barras remotas F2 de un doble circuito (véase la fig. 4.1.3.b2 anterior), es preciso determinar la intensidad de falta aportada por el transformador, que normalmente será superior a la correspondiente a la F1 en uno de los dos circuitos.

b) Con función de distancia (21) en el transformador:

Si se utiliza función (21) en el transformador, normalmente la función (51NI<sub>TRF</sub>) a tiempo inverso, pasa a un plano secundario de respaldo de la (21). Por ello la misión de coordinación con las protecciones de los elementos de la red queda encomendada a la función de distancia, actuando la función (51NI<sub>TRF</sub>) en tiempos superiores como respaldo.

La intensidad de arranque (I51NI<sub>TRF</sub>) a ajustar, se calcula del mismo modo que para la función (51NI<sub>TRF</sub>) sin función de distancia [subapartado a) anterior]

En cuanto al Dial de Tiempos se ajustará para actuar en un tiempo superior al de la función de distancia (T51NI<sub>TRF</sub>) con un margen de coordinación ( $\Delta t$ ) tal que:

$$T51NI_{TRF} \geq \{TZ1_{TRF}, TZ2_{TRF}, TZ3_{TRF}, TZ4_{TRF}\} + \Delta t$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar será  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales e interruptores modernos. Es el mismo criterio que el representado en la Fig.4.1.3.b2.1 anterior para la función (51I<sub>TRF</sub>).

## 5. Función (51NDTRF) de sobreintensidad de neutro a tiempo definido

Su objetivo es dar respaldo a las protecciones de barras ante faltas a tierra en ellas. Como consecuencia de ello dará indirectamente respaldo a las protecciones de los elementos conectados a las barras coordinando con ellas hasta el alcance ajustado a la función (51ND<sub>TRF</sub>)(respaldo parcial).

Los criterios de ajuste para la función (51ND) del transformador de transporte, sólo se van a tratar en el caso en que el transformador carece de función de distancia (21). Son los siguientes:



-Se determinará el valor del arranque ( $I_{51ND_{TRF}}$ ), de la función ( $51ND_{TRF}$ ) tanto del lado de AT como del lado de BT. Para ello será preciso simular los tipos de faltas monofásicas y bifásicas a tierra tanto en el lado de tensión donde se localiza la función ( $51ND_{TRF}$ ) a ajustar, como en el opuesto. Primeramente se simularán, en escenario valle, las faltas en el lado de tensión donde se localiza la función y que conducen a la mínima intensidad de tierra ( $IN_{ccmín}$ ) - usualmente la falta bifásica a tierra-. En el escenario valle, se contemplará la situación N y también la situación N-1 (un elemento fuera de servicio) o N-2 (dos elementos fuera de servicio) según sea el número total de elementos conectados a las barras de Transporte que alimentan de intensidad de cortocircuito al transformador de Transporte. Si el número de elementos en total es inferior o igual a cuatro se aplicará el N-1 y en cualquier otro caso se aplicará el N-2. El elemento, o elementos a desconectar, será(n) el(los) que más intensidad ( $3 \cdot I_{asig_{DEV}}$ ) aporte(n) al cortocircuito.

-Cuando existan varios transformadores de Transporte en paralelo con el que tiene la protección ( $51ND_{TRF}$ ) que se ajusta, para determinar la intensidad de neutro mínima ( $IN_{ccmín}$ ) en valle por el transformador, se supondrá que todos ellos están conectados aportando cada uno su intensidad de falta de neutro ( $3 \cdot I_{asig_{DEV}}$ ).

-En segundo lugar, se determinará la intensidad de neutro máxima ( $IN_{ccmáx}$ ) entre la monofásica y la bifásica a tierra, que pasa por el transformador para faltas en barras del lado opuesto de tensión respecto al de localización de la función ( $51ND_{TRF}$ ) que se ajusta. Para ello se asumirá el escenario punta y la situación N. En el caso de dos o más transformadores en paralelo, se desconectará uno de ellos.

-El valor de ( $I_{51ND_{TRF}}$ ), junto con el temporizado ( $T_{51ND_{TRF}}$ ) que se ajusten, serán tales que no haya actuación con la corriente de neutro transitoria de magnetización en vacío del transformador del mismo lado de tensión que la función ( $51ND_{TRF}$ ). En ausencia de datos del fabricante, se puede asumir ( $3 \cdot I_{asig_{DEV}}$ ) durante 0,5 s.

Teniendo en cuenta los criterios anteriores, el ajuste de la intensidad de arranque ( $I_{51ND_{TRF}}$ ) a realizar será:

$$1,3 \cdot IN_{ccmáx} \leq I_{51ND_{TRF}} \leq 0,85 \cdot IN_{ccmín}$$

Adicionalmente, el valor de la intensidad de arranque ( $I_{51ND_{TRF}}$ ) y del temporizado ( $T_{51ND_{TRF}}$ ) a ajustar, serán tales que, para faltas a ambos lados de tensión del transformador, y en cualquier escenario de punta y valle, se deberá mantener la coordinación con:

- La protección del (ACP) de barras (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en barras y hasta el límite del alcance de las Zonas 1 y 3 del ACP.
- La Zona 1 de distancia (coordinación por alcance), así como con la función (67N), de los circuitos conectados a barras del transformador de Transporte de ambos lados de tensión (coordinación por alcance y tiempo).
- Las protecciones de los transformadores de generación, colectores de MPE, y de distribución conectados a las barras de ambos lados de tensión del transformador de Transporte, para faltas a tierra internas en aquéllos o en su acometida, y en ningún caso alcanzando su otro lado de tensión (coordinación por alcance y tiempo).
- La función de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras del transformador de Transporte del mismo lado de tensión donde se localiza la función ( $51ND_{TRF}$ ) a ajustar, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra (coordinación por tiempo).
- Las protecciones de otros elementos conectados a barras de ambos lados de tensión del transformador tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en su acometida o en ellos, hasta el alcance ajustado ( $I_{51ND_{TRF}}$ ) (coordinación por alcance y tiempo).

El temporizado a ajustar deberá resultar, en todas las condiciones anteriores:

$$T_{51ND_{TRF}} \geq \text{Máx} \{ [(T_{Z1_{ACP}} \text{ o } T_{Z3_{ACP}}), T_{51ND_{ACP}}, (T_{Z1} + T_{50S-62}), T_{51N/21T}, T_{67N}, T_{51N_{otros}} + \Delta t], T(3 \cdot I_{asig_{DEV}}) \}$$



El margen de coordinación será  $\Delta t = 0,2$  s con relés digitales e interruptores modernos.

Un ajuste usual en la red de transporte que cumple la anterior fórmula es  $T_{51ND_{TRF}} = 0,4$  s.

En algunos casos puede resultar muy difícil obtener un ajuste de la intensidad de arranque ( $I_{51ND_{TRF}}$ ) que cumpla todos los criterios de ajuste anteriores, y más aún para faltas a tierra de los dos tipos en ambos lados de tensión del transformador y en cualquier escenario. Si es así, es preciso modificar (normalmente incrementar) el alcance y/o el temporizado, sacrificando algún criterio [no detección de la ( $I_{Nccmín}$ ) calculada para algún tipo de falta en algún escenario, violar la corriente de neutro de magnetización prevista, etc.]. Se trata de un análisis de cada caso concreto.

Como recomendación general será prioritario detectar las faltas de la menor intensidad ( $I_{3.10}$ ) posible en las barras del mismo lado de tensión donde se localiza la función ( $51ND_{TRF}$ ) que se ajusta, y siempre coordinando con:

- La protección del ACP (coordinación por alcance y tiempo)
- Las Zonas 1 (coordinación por alcance) de la protección de distancia de los circuitos en conjunción con la función de fallo de interruptor.
- Las funciones (67N) (coordinación por alcance y tiempo) de los circuitos del mismo lado de tensión, hasta el ajuste de ( $I_{3.10}$ ) de arranque estipulado ( $I_{51ND_{TRF}}$ ) para faltas a tierra en ellos.

## 6. Función ( $51ND_{ter TRF}$ ) de sobreintensidad de neutro a tiempo definido del devanado terciario

Esta función de sobreintensidad de neutro a tiempo definido, protege térmicamente al devanado terciario del transformador ante faltas a tierra en el sistema eléctrico en los otros lados de tensión del transformador.

Se alimenta de la intensidad circulatoria por el devanado de compensación (terciario) para las faltas reseñadas.

Se ajustará su intensidad de arranque ( $I_{51ND_{ter TRF}}$ ) para permitir sobrecargas de al menos el 40% respecto a la intensidad de fase asignada del devanado terciario ( $I_{asig\ fase\ TER}$ ):

$$I_{51ND_{ter TRF}} \geq 1,4 \cdot I_{asig\ fase\ TER}$$

El temporizado a ajustar será tal que se proteja térmicamente a la característica térmica admisible del devanado terciario ( $I_2 \cdot t = K$ ) para sobreintensidades superiores a ( $I_{51ND_{ter TRF}}$ ). Esta característica debe ser proporcionada por el fabricante del transformador. En su ausencia se recomienda aplicar la que se deriva de las normas CEI o ANSI/IEEE.

Por otra parte, el temporizado a ajustar será tal que se coordine por tiempo con todas las funciones de protección de faltas a tierra del transformador de sus otros lados de tensión ( $51N$ ,  $Z3$ ) para faltas en dichos lados y todo valor de intensidad ( $I_{3.10}$ ) circulante por ellos.

Con los valores ( $I_{51D_{ter TRF}}$ ) y ( $T_{51ND_{ter TRF}}$ ) ajustados, no habrá actuación intempestiva de la función ( $51ND_{ter TRF}$ ) en el proceso transitorio de conexión en vacío del transformador de transporte. Es preciso disponer de la información del fabricante de la máxima corriente circulante por el terciario ( $I_{oter}$ ) y su duración ( $T_o$ ).

$$T_{51ND_{ter TRF}} = \text{Máx}(T_{51N}, T_{Z3}, T_o) + \Delta t$$



Siendo  $\Delta t = 0,2$  s el margen de coordinación con relés digitales e interruptores modernos.

Es usual en la red de transporte un ajuste del temporizado no inferior a 2 s.

#### 4.1.3.3 Función (50S-62). Fallo de interruptor

---

La función (50S-62) debe detectar fallo en la apertura de cualquier interruptor del transformador al despejar una falta. Se activará por la actuación de sus funciones de protección ajustadas, actuadas por faltas de cualquier tipo, y también por la protección diferencial de barras (87B).

##### Elementos que protege

El propio interruptor, el transformador que conecta a las barras, y el sistema de potencia, ordenando disparo de los interruptores de la subestación adyacentes a él para eliminar todas las aportaciones de intensidad de falta.

##### Criterios de ajuste

La intensidad de arranque de fases a ajustar (I50S-62) cumplirá con los siguientes criterios:

-Será inferior, con margen suficiente, a la intensidad de activación de todas las funciones de protección de fases del transformador ajustadas (Zonas 2 y 4) y sobreintensidad de fases (51), del mismo lado de tensión, y para faltas entre fases al límite de su alcance; así como inferior a la intensidad de actuación diferencial de la protección de barras (87B).

-Será superior, a la mínima intensidad de carga que garantice la precisión de los TIs para la intensidad primaria de paso por el interruptor. Normalmente el 20% de su intensidad primaria asignada ( $I_{nomT/I}$ ), según normas CEI.

Resulta así:  $0,2 \cdot I_{nomT/I} \leq I_{50S-62} \leq 0,85 \cdot \text{Min}(I_{Z2}, I_{Z4}, I_{87B}, I_{51})$

La intensidad de arranque de neutro (3.I0) a ajustar (IN50S-62) cumplirá con los siguientes criterios:

-Será inferior, con margen suficiente, a la intensidad de activación ( $I_N = 3 \cdot I_0$ ) de las funciones de protección del transformador para faltas a tierra (Zonas 2 y 4), (51N) del mismo lado de tensión, y al límite de su alcance ajustado.

-Será superior, a la mínima intensidad de neutro (3.I0) correspondiente a la intensidad de fases que garantice la precisión de los TIs para la intensidad primaria de paso por el interruptor. Normalmente el 20% de su intensidad primaria asignada ( $I_{nomT/I}$ ), según normas CEI.

-Se recomienda utilizar los contactos auxiliares del interruptor para detectar el fallo del interruptor ante faltas internas al transformador de baja intensidad, que pudieran no ser detectadas por la protección diferencial pero sí por las protecciones propias.

Resulta así:  $0,2 \cdot I_{nomT/I} \leq I_{N50S-62} \leq 0,85 \cdot \text{Min}(I_{NZ2}, I_{NZ4}, I_{N51N})$



-El temporizado a ajustar (T50S-62) a la función de F.I de fases, será tal que coordine con todas las funciones de protección instantáneas del transformador y también con el de actuación de la protección (87B), para todo tipo de faltas:

$$\text{Máx}(TZ3, T87T, T50, T87B) + \Delta t \leq T50S-62 \leq Tc$$

Dado el mínimo valor del tiempo de actuación de las funciones instantáneas (20-30 ms), es usual, y se recomienda, ajustar  $T50S-62 = 0.2$  s.

Si con el valor anterior recomendado no es factible cumplir con el valor del (Tc) del sistema eléctrico, se sacrificará su cumplimiento para garantizar la selectividad, que se considera prioritaria.

-El temporizado a ajustar (TN50S-62) a la función de F.I de neutro, será tal que coordine con todas las funciones de protección instantáneas del transformador para faltas a tierra:

$$\text{Máx}(TZ3, T87T, T50, T87B) + \Delta t \leq TN50S-62$$

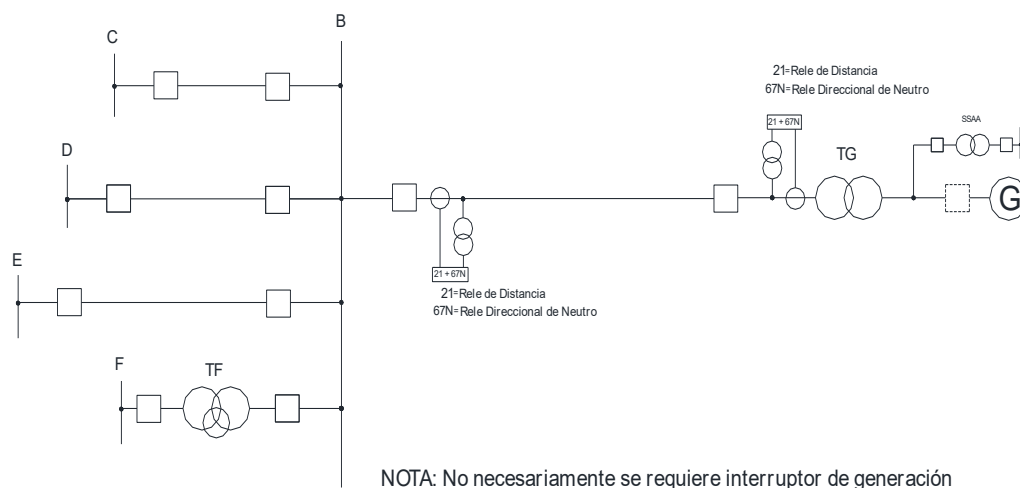
Dado el mínimo valor del tiempo de actuación de las funciones instantáneas (20-30 ms), es usual, y se recomienda, ajustar también  $TN50S-62 = 0.2$  s.



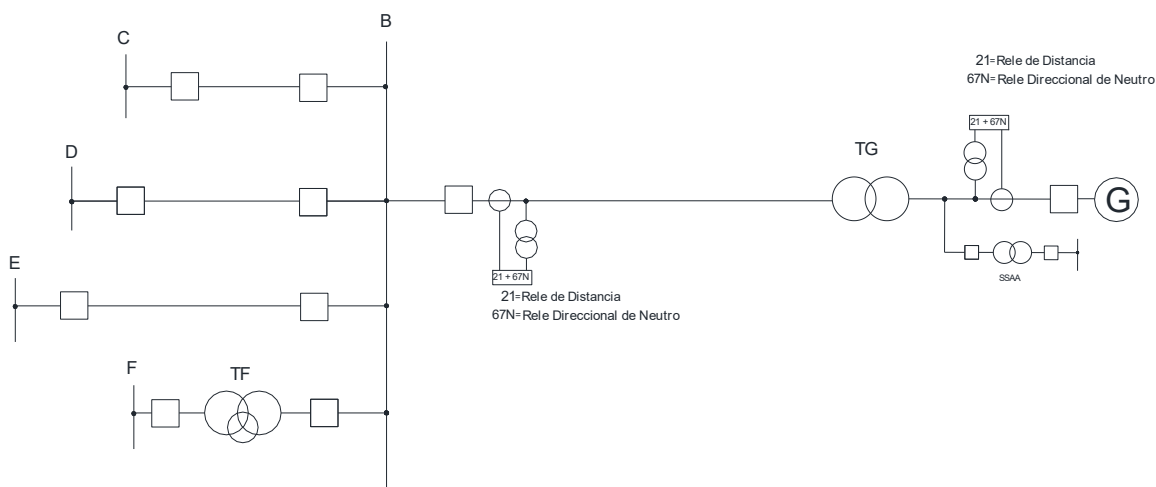
## 4.2 Área de protección de Líneas en Antenas de Generación

CASOS DE ESTUDIO. Se considerarán los cinco casos de estudio siguientes representativos de generación:

### CASO DE ESTUDIO 1: LÍNEA ANTENA DE GENERACIÓN CON INTERRUPTOR EN EL LADO DE A.T. DEL TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN

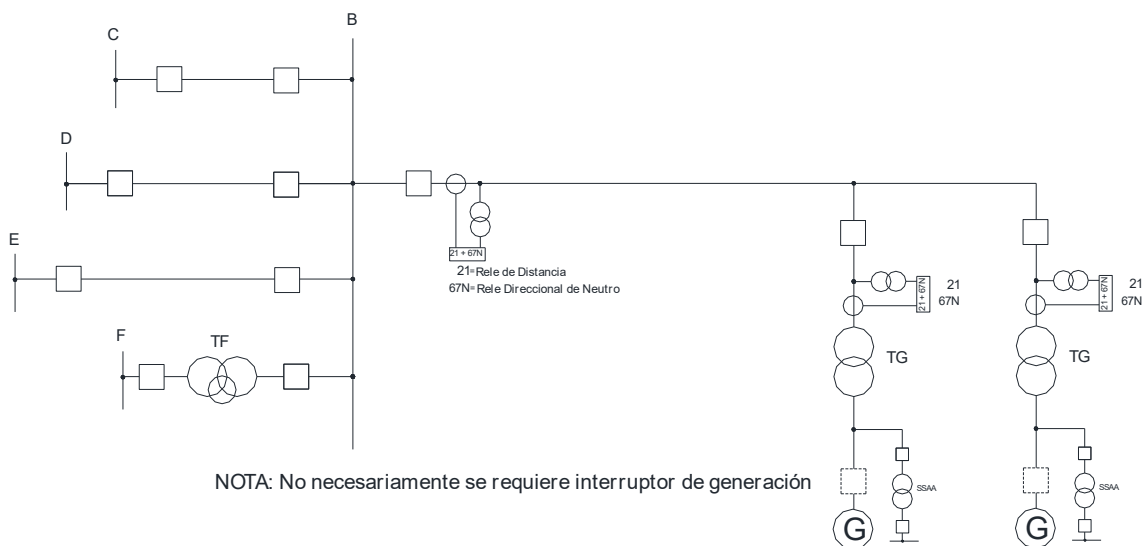


### CASO DE ESTUDIO 2: LÍNEA ANTENA DE GENERACIÓN SIN INTERRUPTOR EN EL LADO DE A.T. DEL TRANSFORMADOR DE GENERACIÓN

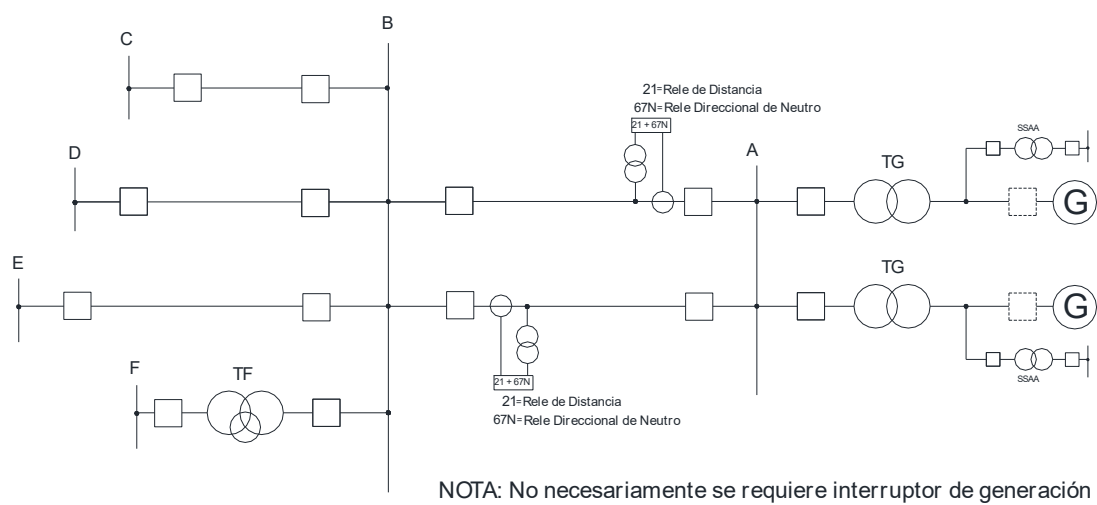




### CASO DE ESTUDIO 3: LÍNEA ANTENA DE GENERACIÓN CON GENERADORES EN "T"

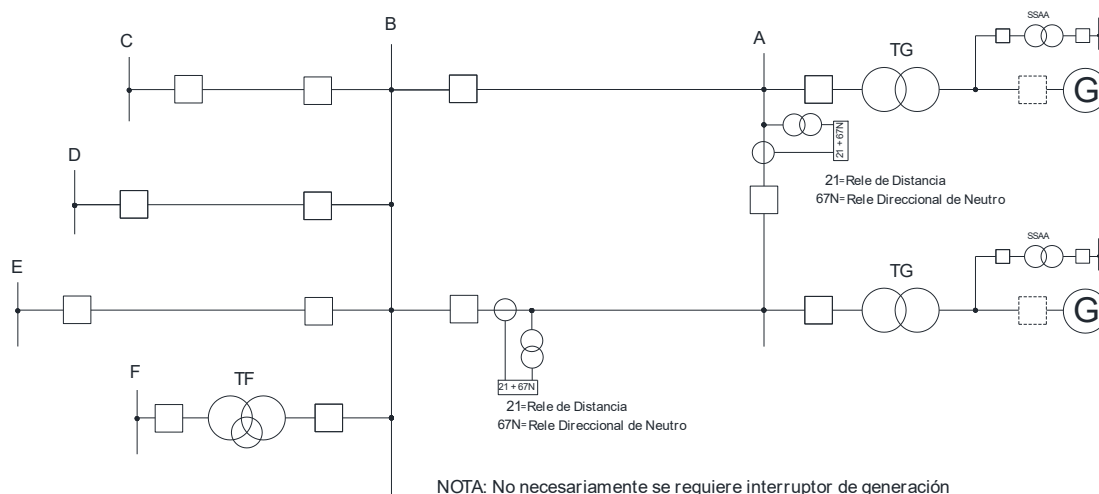


### CASO DE ESTUDIO 4: LÍNEAS ANTENA DE GENERACIÓN EN DOBLE CIRCUITO





## CASO DE ESTUDIO 5: CONFIGURACIÓN EN H SIN INTERRUPTOR



### 4.2.1 Protección de líneas Antenas de Generación.

Las funciones de protección que normalmente se utilizan en las líneas en Antenas de Generación, y que es necesario tener en cuenta para la coordinación en relación con los cortocircuitos, son las siguientes:

- 21 - Función de distancia
- 67 - Función de sobreintensidad direccional de fases
- 67N - Función de sobreintensidad direccional de tierra
- 79 - Reenganchador automático
- 50S-62 - Función de fallo de interruptor
- 51- Función de sobreintensidad de fases de transformador a tiempo inverso y a tiempo definido
- 51N - Función de sobreintensidad de neutro de transformador a tiempo inverso y a tiempo definido

La coordinación de las funciones de sobreintensidad (51) y (51N) se tratará en el apartado 4.3 correspondiente a transformadores de generación.

El Operador del Sistema (OS) facilitará a los agentes generadores los equivalentes Thèvenin necesarios en los escenarios punta y valle para que realicen sus estudios de ajuste de protecciones.

Los agentes generadores proporcionarán al Operador del Sistema la información técnica necesaria para realizar la coordinación (representación y parámetros de generadores, ajustes de funciones de las protecciones a coordinar y representación y parámetros de los equipos de la subestación de AT que se conecta al Sistema Eléctrico).

El flujo de información deberá ser bidireccional entre los agentes y el operador del sistema, teniendo en cuenta la obligatoriedad de dicho intercambio y garantizándose la debida privacidad por parte de todos.



Se hace referencia a la sección 4.1.1 de protección de las líneas de transporte, pues en ella están descritos los criterios generales de ajuste de las protecciones, de aplicación también en el caso particular de antenas de generación. En lo que sigue se indicarán dichos criterios enfatizando en los aspectos propios de dichas antenas.

A continuación se desglosan sus criterios de ajuste.

#### 4.2.1.1 Función (21). Distancia

---

Para facilitar su tratamiento, se analizan por separado los criterios de ajuste de las protecciones de los extremos de transporte y de generación.

##### Función (21): Extremo de transporte

---

Normalmente se ajustan tres zonas con direccionalidad hacia la línea en antena (subestación de generación) y una con direccionalidad inversa hacia las barras de la subestación de transporte. En el Apdo. 4.1.1.1 se han indicado los criterios generales de ajuste relativos a dichas zonas de distancia. Se remite a él, pues para la función de distancia de las antenas de generación son también aplicables, si bien en el presente apartado se particularizarán y especificarán para las antenas de generación.

#### a) ZONA 1

##### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea en consideración hasta el alcance ajustado y el sistema de potencia en general.

##### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

Con todas las funciones de protección instantáneas del extremo de generación: barras de subestación, transformadores y generadores (coordinación por alcance).

##### -CRITERIOS DE AJUSTE

Debido a los posibles errores de medida de los T/Is y T/Ts, así como a los del propio relé y otros, tales como la imprecisión en los parámetros de la línea, se ajustará el alcance de la Zona 1 para no sobrealcanzar el elemento que protege y al valor de:

$$Z_1 = K \cdot Z_L$$

Siendo:

$Z_L$  - el módulo de la impedancia óhmica de la línea

K - el factor de seguridad que tiene en cuenta los errores indicados anteriormente y que garantiza la no detección de faltas en elementos o barras remotos, al objeto de coordinar con sus funciones instantáneas.

Considerando el factor (K) tal que:  $0,65 \leq K \leq 0,85$  para todo tipo de faltas

Lo más usual es adoptar  $K = 0,8$  - véase la Fig. 4.2.1.a1(1) - aunque hay casos en que es preciso disminuirlo.

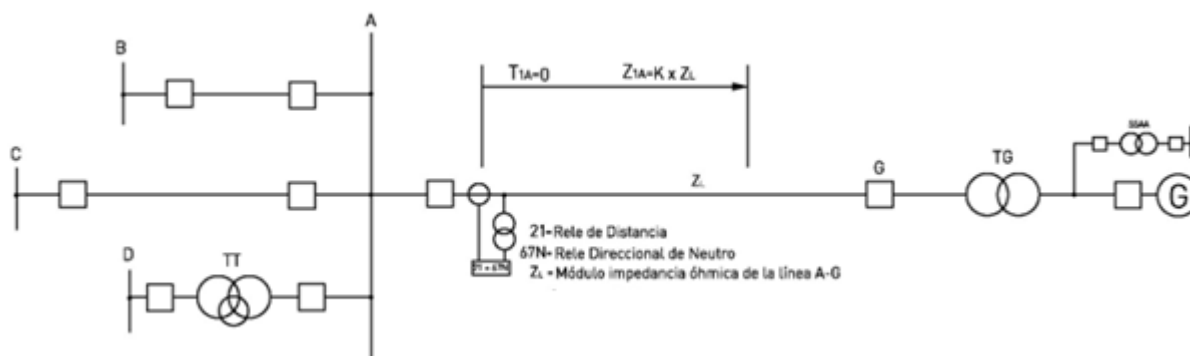


Fig. 4.2.1.a1(1). Zona 1

La característica ajustada para la Zona 1 no se cortará con la característica de carga máxima de la línea ( $Z_c$ ) en el diagrama R-X, ni en regímenes de plena carga en bombeo, ni en el transitorio del arranque de un grupo como bomba con otros grupos bombeando en régimen estable. Se comprobará que en estas condiciones no se produce por alcance de impedancia la actuación de la Zona 1. Asimismo tampoco se cortará con las características de oscilación de potencia ajustadas.

Esta Zona 1 se bloqueará por la función de Oscilación de Potencia

Cuando se utilice característica poligonal el alcance reactivo ( $X_1$ ) de la Zona 1 también se ajustará a:

$$X_1 = K \cdot Z_L$$

En cuanto a su alcance resistivo ( $R_1$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R_1 = K' \cdot X_1$$

Siendo:

$K'$  - un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección, dependiente del ajuste que se haga de ( $X_1$ ), así como de otros factores. Normalmente  $K' = 2 \div 5$ .

La Zona 1 debe ser de actuación instantánea; es decir sin demora intencional.

## Casos particulares de la Zona 1

### a1). Circuitos acoplados en la secuencia homopolar:

Se analizan en este caso, las líneas en antena en múltiple circuito en paralelo, que partiendo de la subestación de transporte hacia otras subestaciones, comparten apoyos en todo su recorrido o en parte de él con la línea en antena de generación. Véase el ejemplo de la Fig. 4.2.1. a1(2). Para estas líneas es preciso tener en cuenta la influencia entre circuitos mediante su correspondiente impedancia mutua homopolar ( $Z_{M0}$ ).

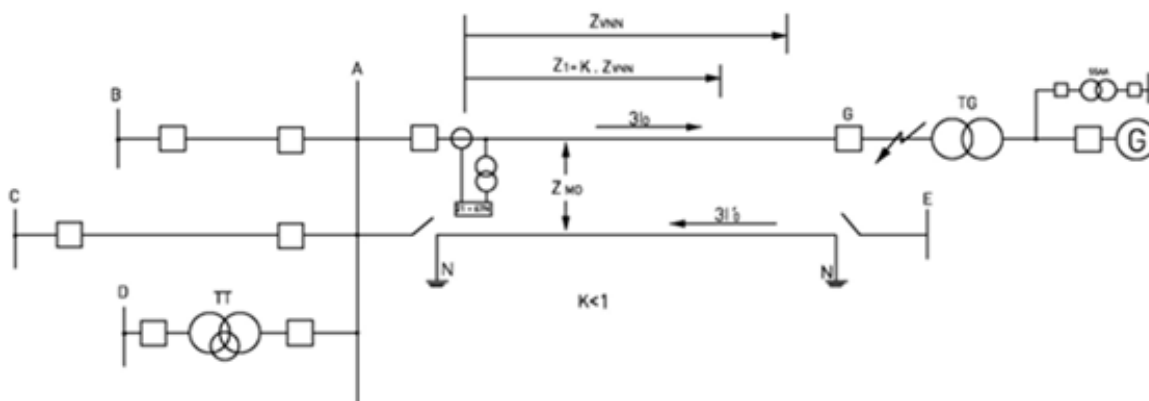


Fig. 4.2.1.a1(2). Zona 1. Líneas en múltiple (doble) circuito paralelo

Una particularidad a tener en cuenta para el alcance de la Zona 1 de las características ajustadas para faltas monofásicas a tierra, cuando se produce una falta a tierra en un circuito, o incluso fuera de él, es que los relés miden una impedancia distinta a la de la línea hasta el punto de la falta. Puede haber sobrealcance o subalcance, pero en cualquier caso hay un error en la medida de la impedancia que puede ser del orden del 10 al 25% y que con un ajuste normal puede conducir a disparos intempestivos. Para poder tener en cuenta este error de medida se tiene que disponer del dato de la impedancia mutua homopolar entre ambos circuitos ( $Z_{MO}$ ).

El ajuste del alcance de Zona 1 que se haga a la característica de faltas monofásicas a tierra empleada, tiene que tener en cuenta el sobrealcance máximo que pueda producirse por la influencia de la corriente homopolar del circuito acoplado para falta a tierra fuera de la línea a proteger, de forma que su Zona 1 no la detecte (seguridad).

El caso particular más limitativo a tener en cuenta, es cuando uno de los circuitos de una línea en múltiple circuito, se desconecta y por seguridad se pone a tierra en sus dos extremos. Si aparece falta a tierra fuera de la línea, la función (Z1) se ve sometida a sobrealcance detectando una impedancia inferior a la de la línea hasta el punto de falta -véase la Fig. 4.2.1. a1(2). Según lo anterior, se postulará conservadoramente falta monofásica a tierra en la zona de barras remotas. El ajuste del alcance de la Zona 1 de la característica de faltas monofásicas a tierra ( $Z1 = Z1G$ ) será tal que no detecte el cortocircuito, es decir se cumpla que:

$$0,6.ZL \leq Z1G \leq 0,85.ZVNN$$

Siendo:

$ZVNN$ : Impedancia vista por el relé. Véase la Fig.4.1.1. a1(2) para el caso común de un doble circuito.

En el caso de más de dos circuitos acoplados en secuencia homopolar, ( $ZVNN$ ) será el mínimo valor obtenido considerando cada circuito acoplado con el circuito cuya Zona 1 se ajusta, puesto a tierra en ambos extremos, con el resto de circuitos abierto.

Para la característica poligonal aplica también el mismo criterio de ajuste anterior en cuanto al alcance reactivo ( $X1$ ). El alcance resistivo ( $R1$ ) se ajustará siguiendo el apartado general CRITERIOS DE AJUSTE indicado anteriormente.



## a2). Circuitos multiterminal

En los circuitos en antena de generación multiterminales ("en T" en el caso particular de tres terminales), como es el caso de estudio 5, la Zona 1 del extremo de transporte se ajusta siempre a subalcance, y el criterio de ajuste del alcance ( $Z_1$ ) será como sigue -véase la Fig. 4.2.1.a1(3):

$$Z_1 = K \cdot [Z_C + \text{Min}\{Z_{TJ}\}] \quad \text{Con: } 0,65 \leq K \leq 0,85$$

Siendo:

$Z_C$ : Impedancia del tramo de línea desde donde se ubica la función (21) hasta el nudo de la T.

$Z_{TJ}$ : Impedancia del ramal (J) desde el nudo de la T hasta la subestación remota (J).

Es habitual considerar  $K = 0,8$  para la Zona 1 del lado de transporte en las antenas de generación.

Para la característica poligonal aplica también el mismo criterio de ajuste anterior en cuanto al alcance reactivo (X1). El alcance resistivo (R1) se ajustará siguiendo el apartado general CRITERIOS DE AJUSTE indicado anteriormente.

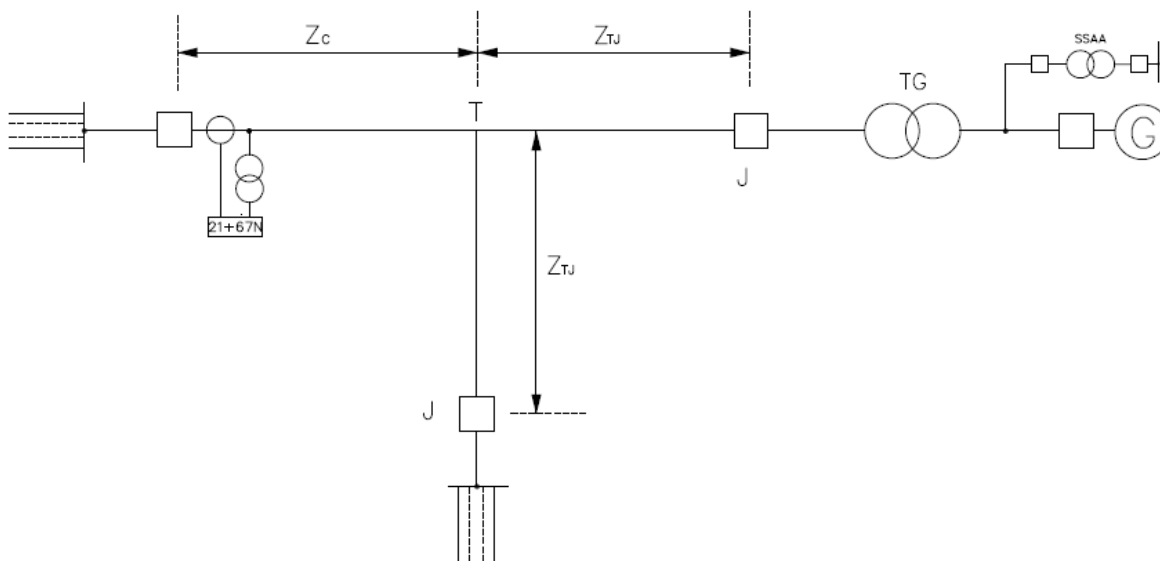


Fig. 4.2.1.a1(3). Zona 1 Circuito multiterminal en "T"

## b) ZONA 2

### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea completa en antena que se considera, las barras remotas, parcialmente los elementos remotos, en particular el transformador de generación y el sistema de potencia en general.



## -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

- Con las funciones de sobreintensidad del transformador del generador (coordinación por tiempo y alcance).
- Con la función de distancia (si existe) de la posición del transformador del generador con direccionalidad hacia el transformador de generación (Coordinación por tiempo y alcance).
- Además, dependiendo de la configuración de la subestación de generación y del caso topológico de estudio, se requerirá la coordinación con la función de fallo de interruptor (50S-62) del (los) transformador(es) de grupo - coordinación por tiempo -.

## -CRITERIOS DE AJUSTE

El alcance ( $Z2$ ) a ajustar a la Zona 2 deberá garantizar la detección de cortocircuitos en todos los puntos de la línea y de las barras remotas si existen. Como consecuencia proporcionará un apoyo parcial remoto a las protecciones de las líneas de múltiple circuito (caso de estudio 4) y a los transformadores de grupo de la central; de tal forma que el alcance ( $Z2$ ) sea tal que no se detecten faltas de ningún tipo en el lado de generación del transformador, como se indica en la Fig. 4.2.1.a.2(4), para lo que se calcula como sigue:

$$Z2 = K \cdot ZL$$

Con  $K \geq 1,15$  y siendo ( $ZL$ ) la impedancia óhmica de la línea (circuito) en antena. Es usual considerar el valor  $K = 1,2$  aunque puede ser superior con el límite máximo de modo que no se detecten faltas en el lado de los generadores, verificando que para faltas en dicho lado el alcance ajustado a la Zona 2 sea tal que no se detecten las faltas con un margen de seguridad de al menos el 20% ( $K \leq 0,8$ ).

En los casos en que haya posibilidad de tener más de un grupo acoplado a las barras remotas y no haya protección de distancia en las posiciones de los grupos con direccionalidad hacia ellos, se recomienda seleccionar el menor valor de ( $K$ ) que cubra la protección de las barras remotas. Esto debe ser así al objeto de optimizar la coordinación de la Zona 2 con las funciones de sobreintensidad del transformador para faltas internas al mismo.

Adicionalmente, el valor de ( $K$ ) seleccionado garantizará no detectar faltas más allá del alcance de la Zona 1 remota de la función de distancia del otro circuito en paralelo (casos de estudio 4 y 5).

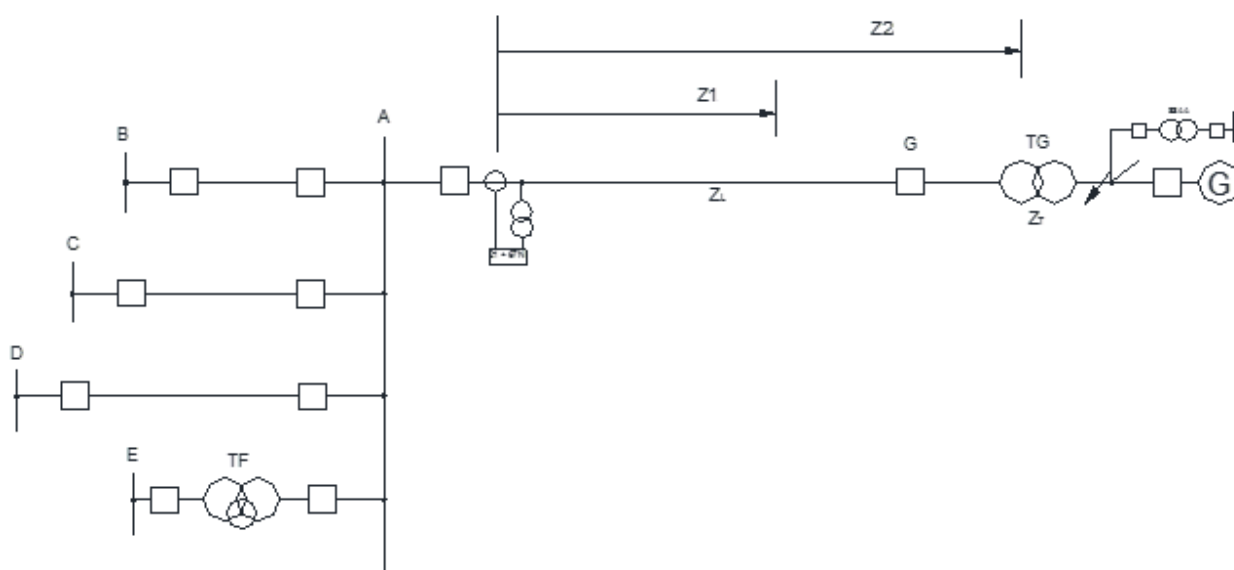


Fig. 4.2.1.a2(4). Zona 2 de la función 21. Extremo de Transporte



La característica ajustada para la Zona 2 no se cortará con la característica de carga máxima ( $Z_c$ ) de la línea en el diagrama R-X ni en regímenes de plena carga en bombeo, ni en el transitorio del arranque de un grupo como bomba con otros grupos bombeando en régimen estable. Adicionalmente tampoco cortará las características de oscilación de potencia ajustadas. Se comprobará que en estas condiciones no se produce por alcance de impedancia la actuación de la Zona 2.

Se considerará como máxima carga de la línea en los regímenes de plena carga de generación y bombeo, la correspondiente a una mínima impedancia  $Z_c(\Omega) = 0,9 \cdot U_n / \sqrt{3} \cdot I_n$  con el factor de potencia asignado de la central; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $I_n$ ) la intensidad máxima de carga permanente de la central que pasa por la línea en antena de generación cuya Zona 2 se ajusta.

El agente generador proporcionará al Operador del Sistema la información técnica necesaria para realizar la coordinación referida.

Esta Zona 2 se bloqueará por la función de Oscilación de Potencia

Cuando se emplea característica poligonal el alcance reactivo ( $X_2$ ) de la Zona 2 también se ajustará a:

$$X_2 = Z_2$$

En cuanto a su alcance resistivo ( $R_2$ ), es práctica habitual, y se recomienda, ajustar  $R_2/X_2 = R_1/X_1$  adoptada para la característica poligonal de faltas entre fases, y  $R_{2G}/X_{2G} = R_1/X_1$  adoptada para la característica de faltas monofásicas a tierra, si en todo caso no se incumplen las limitaciones que impone el fabricante de la protección.

## Casos particulares de la Zona 2

### **b1). Circuitos acoplados en secuencia homopolar (casos de estudio 4 y 5):**

Con el circuito acoplado magnéticamente en servicio, se simulará falta monofásica a tierra en el extremo remoto en escenarios Punta y Valle. Sea ( $Z_{vm\acute{a}x}$ ) la mayor impedancia vista por el relé para ambos escenarios. El alcance de la Zona 2 de la(s) característica(s) de faltas monofásicas a tierra deberá ajustarse tal que:

$$Z_2 = K \cdot \text{Máx} \{Z_{vm\acute{a}x}, Z_L\}$$

Siendo:  $K \geq 1,15$ . Es usual, y se recomienda, el valor  $K = 1,2$ .

En el caso de más de dos líneas acopladas en secuencia homopolar, ( $Z_{vm\acute{a}x}$ ) será el máximo valor obtenido considerando todas las combinaciones posibles de líneas abiertas. Se pretende con este criterio detectar en Zona 2 las faltas a tierra en el extremo remoto (final de la línea a proteger) y en las barras remotas, caso de existir.

En el caso de circuitos múltiples cortos en antena, aplicarán las consideraciones y limitaciones indicadas en el apartado 4.1.1.1.b) general de la Zona 2, de cara a la necesidad de ajustar el factor ( $K$ ) ligeramente por debajo de 1,15.

Por otra parte, el alcance ( $Z_2$ ) a ajustar podría superar el valor  $K \cdot \text{Máx} \{Z_{vm\acute{a}x}, Z_L\}$ , si se cumplen los criterios de coordinación con las protecciones de los elementos remotos para faltas en ellos, según se indica en el subapdo. general de criterios de ajuste 4.1.1.a2; si bien en aquellos casos donde varios grupos pueden acoplarse a barras remotas y no existe protección de distancia en la posición de dichos grupos, el alargamiento de la Zona 2 no es



recomendable al objeto de optimizar su coordinación con las funciones de sobreintensidad del transformador para faltas internas en él.

En particular, se comprobará que con el valor (Z2) seleccionado no se detectan faltas en el lado de tensión de los generadores, verificando que para faltas en el lado de BT de cada uno de los transformadores de grupo o colectores de MPE, no se detecten las faltas en dicho nivel de tensión con un margen máximo del 80 % ( $K \leq 0,8$ ).

El alcance reactivo (X2) de la característica poligonal, se ajustará siguiendo también los criterios anteriores, siendo  $X2=Z2$  y para el ajuste resistivo (R2) se seguirán las directrices indicadas en el Subapartado General de Criterios de Ajuste ( $R2/X2=R1/X1$  si no se incumplen las limitaciones que impone el fabricante de la protección).

En cuanto al temporizado (TZ2) a ajustar a la Zona 2, será tal que se obtenga coordinación con: a) las protecciones de sobreintensidad del(los) transformador(es) de generación, b) con la función de distancia (si existe) de la posición del grupo con direccionalidad hacia el(los) transformador(es) de generación, c) con la protección del acoplamiento (ACP) de las barras de generación (si existe), d) con la función de fallo de interruptor actuada por las funciones de protección instantáneas para los casos de estudio 4 y 5, así como en configuraciones de subestación de generación que no sean en barra simple, y e) con la Zona 1 de la protección remota del circuito adyacente (ejemplo de casos 4 y 5 de estudio), de tal forma que sea:

$$TZ2 = \text{Máx} \{T51/51NT, TZ1ACP \text{ o } TZ3ACP, T51/51NACP, (TZ1T, T50T, TZ1ady + T50S-62)\} + \Delta t \leq Tc$$

Se puede considerar un margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos.

El temporizado de la Zona 2 deberá ser inferior al tiempo crítico del sistema ( $Tc$ ) para faltas de todo tipo en la línea en antena a proteger. Esto no es posible conseguirlo en muchos casos, pues para lograrlo sería preciso sacrificar la selectividad, que se considera prioritaria.

Valores de ajuste usuales, y que se recomiendan, son:  $TZ2 = 0.4$  s cuando la subestación de generación no es en configuración de barra simple, y  $TZ2 = 0,2$  s cuando sí lo es.

## b2). Circuitos multiterminales (caso de estudio 3)

En los circuitos multiterminales (en T) el alcance (Z2) de la zona 2 de la función (21) del extremo de la subestación de transporte, se ajustará con carácter general para detectar todo tipo de faltas sólidas al final de la línea en cada extremo remoto y también en todas las barras remotas, caso de existir. Esto debe ser así tanto en escenario Punta como Valle y con cualquier topología que pueda darse en los extremos remotos.

Se hace referencia a las consideraciones, criterios y limitaciones de ajuste establecidos en el apartado general 4.1.1.1.b) y también al subapartado 4.1.1.1.b)2.

## c) ZONA 3

### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea en antena de generación considerada, las barras remotas de generación si existen, parcialmente los elementos remotos (transformadores de generación y circuitos paralelos) y el sistema de potencia en general.



## -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

- Con las funciones de sobrecorriente del transformador del generador o colector de MPE (coordinación por tiempo y alcance)
- Con la función de distancia (si existe) de la posición del transformador del generador (o colector de MPE) con direccionalidad hacia él (coordinación por tiempo y alcance)
- Con la función de fallo de interruptor de los elementos remotos (50S-62) en el mismo nivel de tensión, en los casos de topologías de subestación aplicables (coordinación por tiempo).
- Con la Zona 2 remota de los circuitos adyacentes (coordinación por tiempo y alcance)
- Con las protecciones del ACP de barras remotas (si existe) (coordinación por tiempo y alcance)
- Con las funciones (67N) de las posiciones de línea conectadas a la subestación remota (coordinación por tiempo y alcance)

## -CRITERIOS DE AJUSTE

Para los casos de estudio 1, 2, 3 y 5 no es recomendable ajustar una Zona 3 si los grupos acoplados a las barras remotas carecen de protección de distancia en la posición con direccionalidad hacia el grupo; ya que el uso de la Zona 3 podría poner en peligro su coordinación con las funciones de sobrecorriente del transformador para faltas internas en él. En todo caso se consensuará con el agente generador la aplicación de esta zona de distancia, y en caso afirmativo, también sus parámetros de ajuste.

En el caso de estudio 4, de múltiple circuito, sí que se ajustará la Zona 3 en previsión de que el interruptor local de la subestación de transporte de la línea en paralelo, esté abierto. Es preciso dar cobertura protectora a la línea en paralelo conectada desde el lado de generación, para faltas en todo punto de ella.

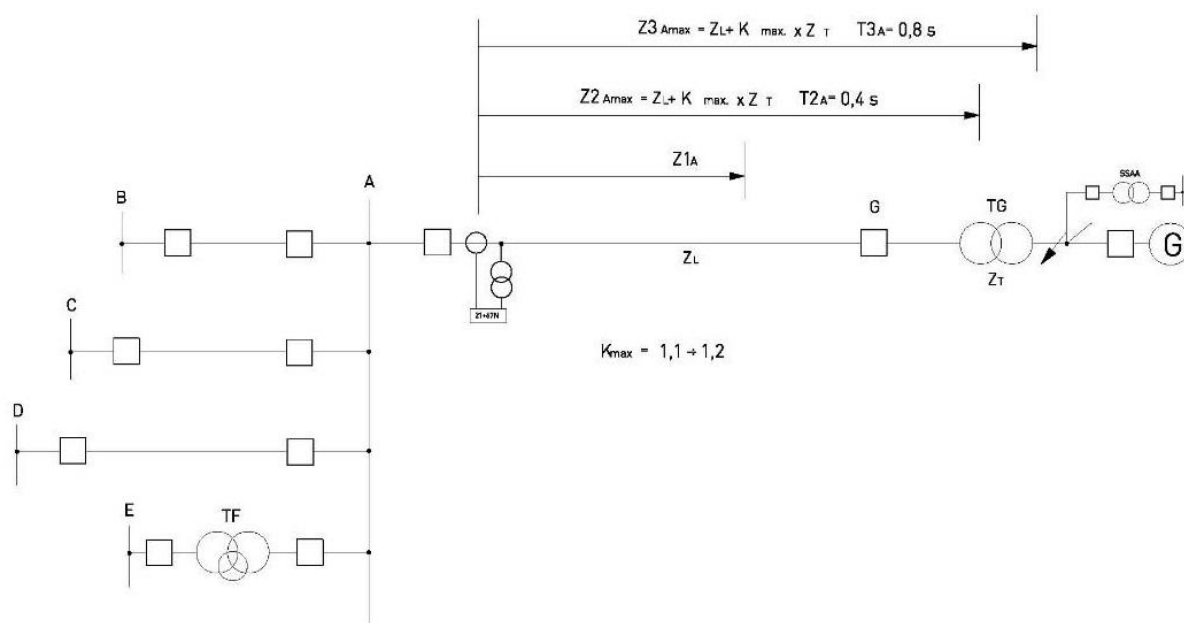


Fig. 4.2.1.a3(1) Zona 3 Funcion 21 Extremo Transporte

Se deberá acordar con el agente generador si se ajusta el alcance (Z3) para detectar faltas polifásicas en el lado del generador y se coordinará conjuntamente considerando los criterios de seguridad del sistema eléctrico. Si se ha acordado con el generador el ajuste de esta Zona 3, se garantizará apoyo remoto a las protecciones de sobrecorriente o distancia del transformador de generación y de la diferencial del transformador para faltas en el lado de la generación, tal como se representa en la Fig. 4.2.1.a.3(1).



Para los Casos de estudio 4 y 5, se seguirá el siguiente procedimiento de ajuste de la Zona 3. Para el Caso de estudio 3, se seguirá este procedimiento solo en lo que respecta a las aportaciones de fuentes intermedias.

Primeramente se calculará el conjunto de valores  $\{Z_3\}$  de acuerdo con las siguientes consideraciones:

$$Z_3 = \{ Z_L + K_{ap, j} \cdot Z'_{L_j} \} \cdot K_3$$

Siendo:

$Z_3$  el alcance de impedancia de la Zona 3 a ajustar, considerando sólo falta al final del elemento (j).

$Z_L$  la impedancia óhmica de la línea a proteger

$Z'_{L_j}$  la impedancia del elemento (j) conectado a la subestación remota (transformadores de generación; líneas paralelas considerando abierto su interruptor local) sobre el que se considera la falta.

$K_3$  el factor de seguridad para tener en cuenta los diversos errores.

$K_{ap, j}$  el factor de las aportaciones intermedias al cortocircuito para faltas al final del elemento (j) conectado a la subestación remota (lado de baja del transformador de generación, final de la línea paralela).

Para faltas trifásicas el factor ( $K_{ap, j}$ ) se formula como sigue:

$$K_{ap, j} = 1 + (I_{ap, j} / I_A)$$

Siendo:

$I_A$  la intensidad de cortocircuito por la línea donde está localizada la Zona 3 que se ajusta.

$I_{ap, j}$  la intensidad de cortocircuito aportada por todos los elementos conectados a las barras de la subestación remota, excluido el circuito donde está localizada la Zona 3 que se ajusta, que obviamente no es una aportación intermedia, y el elemento de impedancia ( $Z'_{L_j}$ ) sobre el que se plantea la falta, que recibe toda la intensidad. Se considerarán aportando a la falta todos los elementos (máxima aportación intermedia).

$j=1, 2, \dots, n$  el nº de elementos conectados a la subestación remota excluido el circuito donde está localizada la Zona 3 que se ajusta y obviamente el elemento de impedancia ( $Z'_{L_j}$ ) sobre el que se postula la falta.

Para faltas desequilibradas la formulación del factor ( $K_{ap, j}$ ) es compleja y se recomienda determinarlo a partir de programas de ordenador. No obstante, estos programas proporcionan ya la impedancia vista desde la ubicación de la protección cuya Zona 3 se ajusta, por lo que carece de sentido práctico la utilización de dicho factor.

Considérese  $K_3 \geq 1,15$ . Es usual adoptar  $K_3 = 1,2$ .

Para los Casos de estudio 1 y 2, si se ha acordado habilitar la Zona 3, se calculará su alcance ( $Z_3$ ) como sigue:

$$Z_3 = [Z_L + Z_T] \cdot K_3$$

Siendo:

$Z_3$  alcance de impedancia de la Zona 3 a ajustar, considerando falta en el lado de generación del transformador.

$Z_T$  la impedancia óhmica de la línea a proteger



ZT la impedancia óhmica del transformador de generación o colector de MPE referida al lado de AT.

K3 el factor de seguridad para tener en cuenta los diversos errores; con  $K3 \geq 1,15$ . Es usual adoptar  $K3 = 1,2$ .

Para los casos de estudio 4 y 5 de múltiples circuitos, es factible ajustar un alcance diferente para faltas entre fases (polifásicas) y para faltas monofásicas a tierra ( $Z3 \neq Z3G$ ). Se remite a la aplicación de los criterios generales de ajuste dados en el Apdo. 4.1.1.1.c) y también al Apdo. 4.1.1.1.b).2, relativo a la Zona 2, para tener en cuenta la influencia del acoplamiento mutuo homopolar entre circuitos en antena de generación, si es el caso.

La característica ajustada para la Zona 3 no se cortará con la característica de carga máxima de la línea ( $Zc$ ) en el diagrama R-X ni en regímenes de plena carga en generación y en bombeo, ni en el transitorio del arranque de un grupo como bomba con otros grupos bombeando en régimen estable. Se comprobará que en estas condiciones no se produce por alcance de impedancia la actuación de la Zona 3. Adicionalmente, la característica de la Zona 3, tampoco cortará a las características de oscilación de potencia en los regímenes de generación y bombeo indicados.

Se considerará como máxima carga de la línea en los regímenes de plena carga de generación y bombeo, la correspondiente a una mínima impedancia  $Zc(\Omega) = 0,9 \cdot Un / \sqrt{3} \cdot In$  con el factor de potencia asignado de la central; siendo ( $Un$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $In$ ) la intensidad máxima de carga permanente de la central que pasa por la línea en antena de generación cuya Zona 3 se ajusta.

El agente generador proporcionará al Operador del Sistema la información técnica necesaria para realizar la coordinación referida.

La Zona 3 también se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

Cuando se utilice característica poligonal, el alcance reactivo ( $X3$ ) de la Zona 3 se ajustará al valor de ( $Z3$ ) indicado anteriormente. Se puede también hacer un ajuste distinto para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $X3 \neq X3G$ ). Se hace referencia al apartado general 4.1.1.1.c).

El alcance resistivo ( $R3$ ) a parametrizar en la característica poligonal, será tal que  $R3 \geq R2$ . Es usual ajustar  $R3 = 1,2 \cdot R2$ , pero aquí aplican también las limitaciones que puede imponer el modelo utilizado de protección.

El temporizado a ajustar a la Zona 3 será como sigue:

$$TZ3 = \text{Máx} [TACPr, (TZ2r, T67Nr, T51/51N/21Tr, T67/67NTr, TZ2_{GEN}, T51/51V_{GEN}) + T50S-62r] + \Delta t \leq Tc$$

Según la inecuación anterior, se requiere la coordinación por tiempo con el acoplamiento remoto (TACPr), con las zonas 2 remotas (TZ2r) de los circuitos paralelos, con las funciones (67N) de los circuitos paralelos remotos (T67Nr) y con las funciones (51/51N/21) de los transformadores remotos (T51/51N/21Tr). Se considera que hay fallo de interruptor del elemento remoto activado por estos tres últimos grupos de funciones. Asimismo con las funciones (67/67N) de los transformadores de grupo o colectores de MPE cuando existen (T67/67NT), suponiendo también fallo de interruptor del transformador remoto. Por último, la Zona 3 de la subestación de transporte coordinará por tiempo con las funciones de sobreintensidad del generador (51/51V) y con su Zona 2 de impedancia (Z2), tanto para faltas fuera de la zona del mismo, como incluso dentro, cuando el alcance de la Zona 3 ha sido ajustado para ello. Nuevamente se supondrá fallo del interruptor remoto activado por estas funciones del generador. En los casos en



que la subestación remota de generación es en configuración de barra simple no es necesaria la coordinación de la Zona 3 con las funciones 50S-62 de los interruptores de la subestación de generación.

Cumpliendo con la inecuación anterior de (TZ3), y teniendo en cuenta que se puede considerar un margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos, es usual en general, y se recomienda, el ajuste TZ3 = 0,8 s en los circuitos de la subestación de transporte. Asimismo, en aquellos casos en que haya de ser TZ3 > 0,8 s se recomienda no ajustar (TZ3) por encima de 1 s. En todo caso el temporizado (TZ3) a ajustar habrá de ser consensuado con el agente generador.

El temporizado (TZ3) debería ser inferior al tiempo crítico (Tc) del sistema eléctrico para faltas en las barras remotas de la subestación de generación y en las líneas adyacentes. Esto no podrá cumplirse en muchos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación para garantizar la selectividad, que es prioritaria.

#### d) ZONA 4 (Direccional hacia las barras de transporte; inversa)

##### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

El embarrado de la propia subestación, e indirectamente una fracción de los elementos conectados al mismo para faltas hasta el alcance (Z4) ajustado.

##### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

- Con la Zona 1 de las funciones de distancia de todos los circuitos conectados a barras (coordinación por alcance y tiempo).
- Con las funciones de protección del Acoplamiento de la propia subestación de transporte (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en la zona de barras.
- Con la función de fallo de interruptor de las posiciones de la subestación de transporte (coordinación por tiempo) para subestaciones que no sean en configuración de barra simple.
- Con las funciones (51, 51N, 21) de protección de los transformadores, y (51/51N) de las reactancias y bancos de condensadores, conectados a barras para faltas en dichos elementos (coordinación por tiempo).

##### -CRITERIOS DE AJUSTE

Se deberá acordar con el agente generador si se ajusta la Zona 4 de direccionalidad inversa hacia las barras de transporte. En caso afirmativo se coordinará conjuntamente considerando los criterios de seguridad del sistema eléctrico.

Se remite al subapartado general 4.1.1.1.d) correspondiente a la Zona 4. En el presente, se indicarán los aspectos más relevantes para las antenas de generación.

El alcance (Z4) a ajustar, deberá garantizar la detección de cortocircuitos sólidos de cualquier tipo en la zona de barras de la subestación de transporte.

El valor del alcance (Z4) será como sigue:  $1,15 \cdot ZB \leq Z4 = \text{Mín} \{Z_{vj}\}$

Siendo:  $Z_{vj} = K_{\text{mín}} \cdot \text{apor } j \cdot Z_{1j} \cdot K_4$



El significado de  $(Z_{vj})$  y de  $(K_{\min, \text{apor } j})$  es el mismo que se ha indicado en el subapdo. 4.1.1.1.b) relativo a la Zona 2.

$(Z_{1j})$  es el alcance de impedancia ajustado a la Zona 1 de la línea  $(j)$ , con  $j = 1, 2, \dots, n$  circuitos. En el caso de que el elemento  $(j)$  sea un transformador,  $(Z_{1j})$  representa su impedancia óhmica de cortocircuito vista desde el lado de tensión de la subestación de transporte.

El factor  $(K_4)$  de seguridad será  $K_4 \leq 0,85$ . Es usual considerar 0,8.

$(Z_B)$  es la impedancia de barras desde la localización de la protección hasta el punto de defecto en barras ( $Z_B \sim 0$ ).

Si se desea realizar un diferente ajuste del alcance para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $Z_4 \neq Z_{4G}$ ) también se seguirán las indicaciones dadas en el Subapartado 4.1.1.1.d).

La característica ajustada para la Zona 4 no se cortará con la característica de carga máxima de la línea en el diagrama R-X, ni con las características de oscilación de potencia. Se considerará como máxima carga de la línea, la correspondiente a una mínima impedancia de valor  $Z_c = 0,9 \cdot U_n / \sqrt{3} \cdot I_n (\Omega)$  con el factor de potencia asignado de la central; siendo  $(U_n)$  la tensión nominal del sistema e  $(I_n)$  la intensidad que circula por la línea correspondiente a la intensidad de la central a plena carga.

La Zona 4 se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

El temporizado  $(TZ_4)$  a ajustar a la Zona 4 será:

$$TZ_4 = \text{Máx} [TACP, (TZ_1, T_{51/51N/21}) + T_{50S-62}] + \Delta t$$

El tiempo de actuación  $(T_{51/51N/21})$  de los transformadores y de otros elementos conectados a las barras, es un tiempo de actuación instantáneo para las faltas en su acometida o instalación de enlace a dichas barras. Lo mismo cabe decir del  $(TZ_1)$  de los circuitos. Se asume que con su actuación se produce fallo del interruptor del elemento.

$(TACP)$  representa el temporizado de las Zonas 1 y 3 de la función (21) del ACP para faltas en la zona de barras. También representa el temporizado de las funciones  $(51D/51ND)$  para dichas faltas.

Considerando  $\Delta t = 0,2$  s como margen de coordinación con protecciones digitales e interruptores modernos, un ajuste usual en la red de transporte es  $TZ_4 = 0,4$  s; sin embargo para subestaciones en simple barra no se requiere la coordinación con la función de fallo de interruptor, por lo que es usual, y se recomienda, ajustar en estos casos  $TZ_4 = 0,2$  s.

El temporizado  $(TZ_4)$  a ajustar debería ser inferior al tiempo crítico  $(T_c)$  del sistema de potencia para faltas en las barras de la subestación. Esto no podrá cumplirse en muchos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación para garantizar la selectividad, que es prioritaria.



## Función (Z1): Extremo de generación

Normalmente se ajustan tres zonas con direccionalidad hacia la línea y una con direccional hacia el lado de A.T. de la generación.

### a) ZONA 1

#### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea en consideración hasta el alcance ajustado y el sistema de generación.

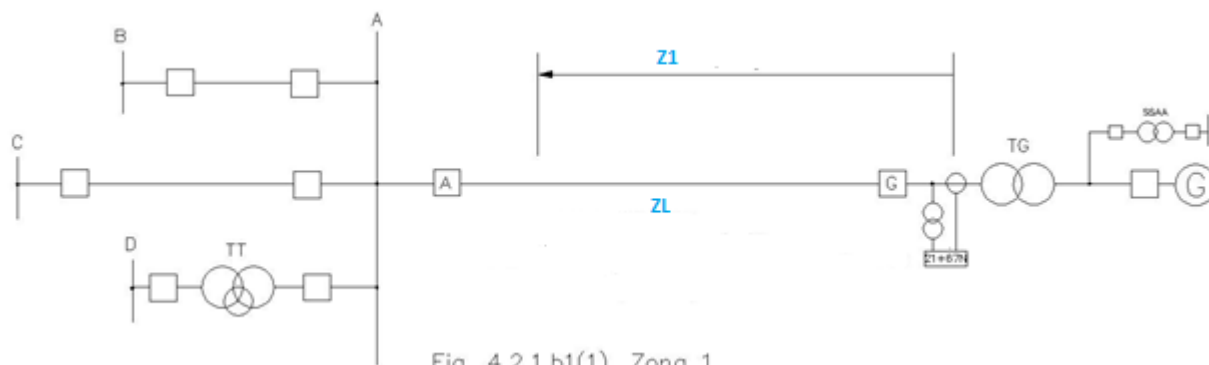
#### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

La Zona 1 de las funciones de distancia de las líneas que se conectan a la subestación de transporte, las funciones instantáneas de los demás elementos y la diferencial de barras remota para faltas en barras (coordinación por alcance) si la subestación no es en configuración de barra simple. Se hace referencia a la Fig. 4.2.1.b1(1).

#### -CRITERIOS DE AJUSTE

Debido a los posibles errores de medida de los T/i's y T/t's, así como a los del propio relé y otros, tales como la imprecisión en los parámetros de la línea, se ajustará el alcance de la Zona 1 para no sobrealcanzar el circuito que protege y al valor de:

$$Z1 = K \cdot ZL$$



Siendo:

ZL el módulo de la impedancia óhmica de la línea

K el factor de seguridad que tiene en cuenta los errores indicados anteriormente y que garantiza la no detección de faltas en elementos o barras remotos, al objeto de coordinar con sus funciones instantáneas.

$K \leq 0,85$  para todo tipo de faltas. Lo usual es adoptar  $K = 0,8$

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 1 y su característica de actuación resultante, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interferirá con la de máxima



carga de la línea en el diagrama R-X. Se considerará como máxima carga de la línea, la correspondiente a una mínima impedancia  $Z_c (\Omega) = 0,9 \cdot U_n / \sqrt{3} \cdot I_n$  con el factor de potencia asignado de la central; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad máxima de carga permanente de la central que pasa por la línea en antena de generación cuya Zona 1 se ajusta.

Los criterios de ajuste cuando se emplee característica poligonal, y en particular de cara a las faltas monofásicas a tierra, serán los indicados al final del subapartado 4.1.1.1.a).

## Casos particulares de la Zona 1

### a1). Circuitos acoplados en la secuencia homopolar:

Se analizan en este caso las líneas en múltiple circuito en paralelo entre subestaciones que comparten apoyos en todo su recorrido, así como aquellas que comparten apoyos en parte del mismo. Para estas líneas es preciso tener en cuenta la influencia entre circuitos mediante su correspondiente impedancia mutua homopolar (ZMO).

Una particularidad a tener en cuenta para el alcance de la Zona 1 de las características ajustadas para faltas monofásicas a tierra, cuando se produce una falta a tierra en un circuito, o incluso fuera de él, es que los relés miden una impedancia distinta a la de la línea hasta el punto de la falta. Puede haber sobrealcance o subalcance, pero en cualquier caso hay un error en la medida de la impedancia que puede ser del orden del 10 al 25% y que con un ajuste normal puede conducir a disparos intempestivos. Para poder tener en cuenta este error de medida se tiene que disponer de la impedancia mutua homopolar entre ambos circuitos (ZMO).

El ajuste del alcance de la Zona 1 que se haga a la característica de faltas monofásicas a tierra empleada, tiene que tener en cuenta el sobrealcance máximo que pueda producirse por la influencia de la corriente homopolar del circuito acoplado para falta a tierra fuera de la línea a proteger, de forma que la Zona 1 no la detecte (seguridad).

Un caso particular a tener en cuenta es cuando uno de los circuitos de una línea en múltiple circuito, se desconecta y se pone a tierra por seguridad en sus dos extremos. Si aparece falta a tierra fuera de la línea a proteger, su función (21) se ve sometida a sobrealcance, detectando una impedancia inferior a la de la línea hasta el punto de falta - véase la Fig. 4.2.1.b1(2).

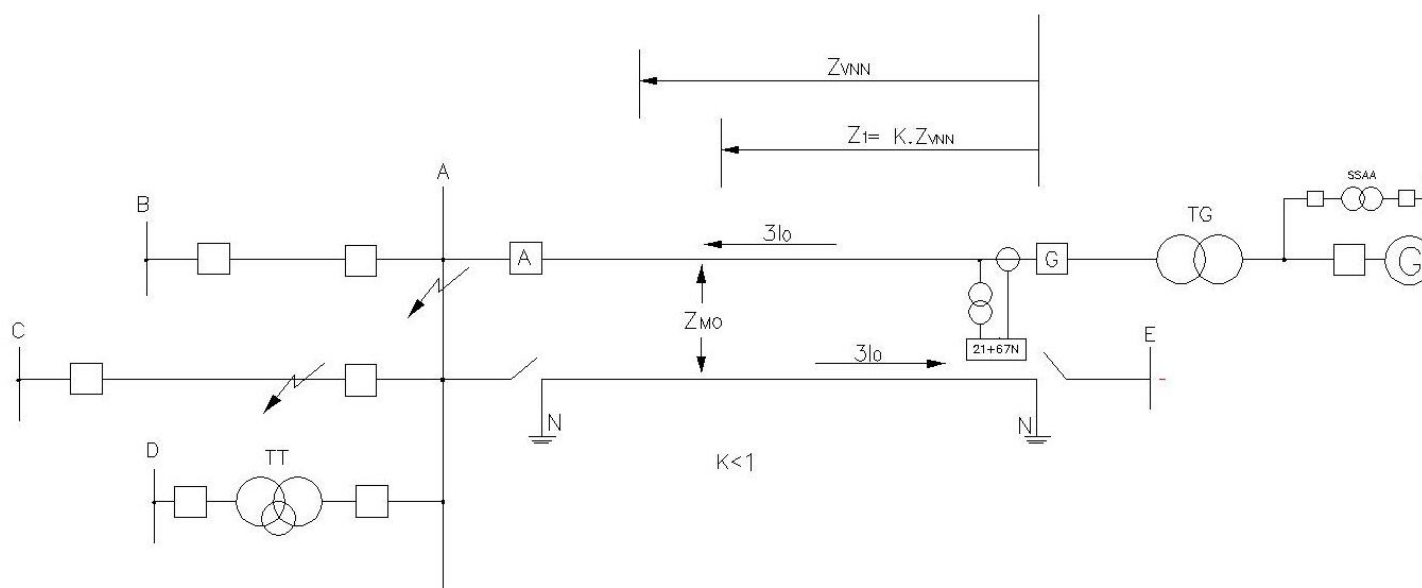


Fig. 4.2.1.b1(2). Zona 1 Líneas en múltiple circuito paralelo

Según lo anterior, se postulará conservadoramente falta monofásica a tierra en la zona de barras remotas. El ajuste del alcance ( $Z_{1G}$ ) de la característica de faltas monofásicas a tierra será tal que no detecte el cortocircuito, es decir se cumpla que:

$$0,6.Z_L \leq Z_{1G} \leq 0,85.Z_{VNN}$$

Siendo:

$Z_{VNN}$ : Impedancia vista por el relé. Véase la Fig.4.2.1. b1(2) para el caso común de un doble circuito.

En el caso de más de dos circuitos acoplados en secuencia homopolar, ( $Z_{VNN}$ ) será el mínimo valor obtenido considerando cada circuito acoplado con el circuito cuya Zona 1 se ajusta, puesto a tierra en ambos extremos, con el resto de circuitos abierto.

Para la característica poligonal aplica también el mismo criterio de ajuste anterior en cuanto al alcance reactivo ( $X_1$ ), pudiéndose considerar  $X_1 = X_{1G} = Z_{1G}$ . El alcance resistivo ( $R_{1G}$ ) se ajustará siguiendo los criterios establecidos en el subapartado general 4.1.1.1.a).

## a2). Circuitos multiterminal:

En los circuitos multiterminales ("en T" en el caso particular de tres terminales) la Zona 1 del extremo de generación también se ajusta a subalcance. El caso de estudio 3 es un ejemplo de circuito multiterminal. El criterio de ajuste del alcance será como sigue, para garantizar no alcanzar ningún extremo remoto (j) -véase la Fig. 4.2.1.b1(3):

$$Z_1 = K \cdot [Z_C + \text{Mín} \{Z_{Tj}\}] \quad 0,65 \leq K \leq 0,85. \text{ Es usual adoptar } K = 0,8.$$

Siendo:

$Z_C$ : Impedancia del tramo de línea desde donde se ubica la función (21) hasta el nudo de la T.

$Z_{Tj}$ : Impedancia del ramal (j) desde el nudo de la T hasta la subestación remota (j).

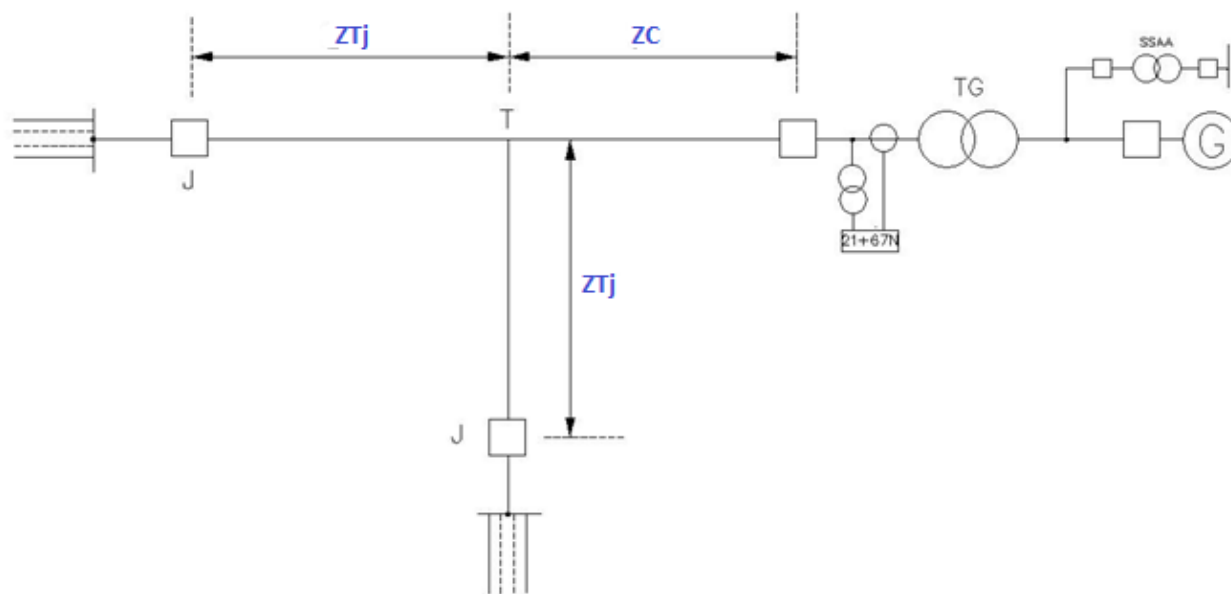


Fig. 4.2.1.b1(3). Zona 1

Para la característica poligonal, tanto de faltas polifásicas como de monofásicas a tierra, aplica también el mismo criterio de ajuste anterior en cuanto al alcance reactivo ( $X1$ ); es decir  $X1 = Z1 = Z1G$ . El alcance resistivo ( $R1$ ) se ajustará con el factor ( $K'$ ) siguiendo las indicaciones dadas en la parte final del subapartado 4.1.1.1.a), según se trate de la característica de faltas entre fases o de la característica de faltas monofásicas.

Se remite también a 4.1.1.1.a) para la determinación de la impedancia mínima de carga de la línea ( $Zc$ ) a salvar, vista desde el extremo de generación.

## b) ZONA 2

### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea en antena, las barras remotas de transporte de la antena de generación, parcialmente a los elementos remotos conectados a las barras de transporte hasta el alcance ajustado, y al sistema de generación.

### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

- Con la función de fallo de interruptor (50S-62) de los interruptores de la subestación remota cuando ésta no es en configuración de simple barra (Coordinación por tiempo).
- Con la función de protección del circuito de Acoplamiento de la subestación remota en configuración doble barra para faltas en la zona de barras remotas.
- Con la función (67N) de las líneas remotas para faltas a tierra. (Coordinación por tiempo).
- Con las Zonas 1 de las funciones de distancia de las líneas conectadas a la subestación remota de transporte (coordinación por alcance).
- Con las funciones de sobreintensidad y/o distancia de los transformadores y otros elementos conectados a las barras remotas (coordinación por tiempo y/o alcance).



## -CRITERIOS DE AJUSTE

El alcance mínimo a ajustar ( $Z2_{\min}$ ) deberá garantizar la detección de cortocircuitos en todos los puntos de la línea de generación y en las barras remotas. Como consecuencia, proporcionará apoyo parcial remoto a las protecciones de los elementos conectados a las barras remotas de transporte, para lo que se calculará ( $Z2_{\min}$ ) como sigue:

$$Z2_{\min} = K_{\min} \cdot ZL \quad \text{Siendo:}$$

$ZL$  la impedancia óhmica de la línea.

$K_{\min}$  es el factor de seguridad que garantiza la detección de faltas en la propia línea y en las barras remotas. Será  $K_{\min} \geq 1,15$

Normalmente se utilizará  $K_{\min} = 1,2$  salvo en aquellos casos en que haya alguna línea corta conectada a la subestación remota tal que con  $K_{\min} = 1,2$  no se garantice la coordinación por alcance con la Zona 1 de dicha línea. En estos casos es preciso asumir un compromiso entre la garantía de detectar faltas en todo punto de la línea en antena de generación a proteger, y la garantía de coordinar con la Zona 1 de la línea remota; para ello se recomienda no ajustar ( $K_{\min}$ ) por debajo de 1,12. Se hace referencia a la siguiente Fig. 4.2.1.b2(1).

Adicionalmente, el valor de ( $K$ ) seleccionado también garantizará no detectar faltas más allá del alcance de la zona 1 remota de la función de distancia del otro circuito en paralelo con su interruptor del lado de generación abierto (casos de estudio 4 y 5).

El alcance máximo a ajustar ( $Z2_{\max}$ ), cuando la subestación remota es en configuración de doble barra o simple barra partida con protección de acoplamiento, se hará de modo que se coordine por alcance y por tiempo con la protección de acoplamiento de dicha subestación remota.

Para subestaciones remotas con otras configuraciones sin interruptor de acoplamiento, la Zona 2 deberá coordinar por alcance con todas las Zonas 1 de las líneas remotas. Esta coordinación será requerida tanto para escenario punta como valle en el caso de más de un generador conectado a barras y para todo tipo de faltas.

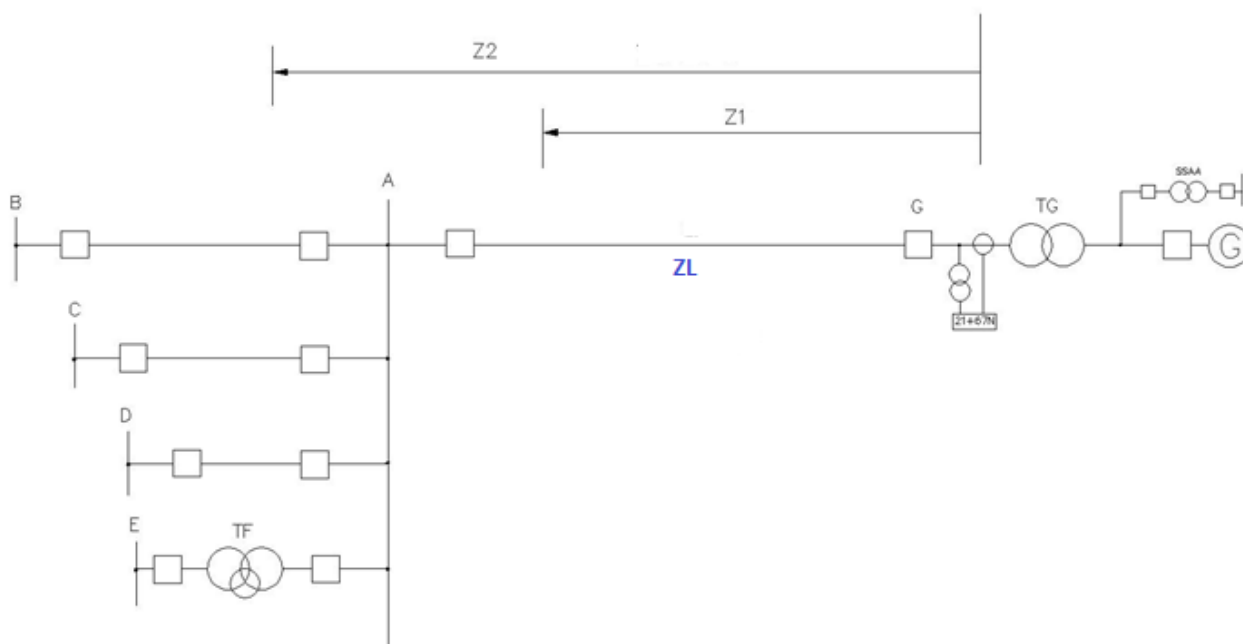


Fig. 4.2.1.b2(1) Zona 2 Funcion 21 Extremo Generación

Se considerará el efecto de las aportaciones intermedias  $I_1, I_2, \dots, I_i, \dots, I_n$  que hacen que la impedancia ( $Z_{vj}$ ) detectada por la función (21) sea diferente a la suma de la impedancia de la línea a proteger ( $ZL$ ) y la impedancia de la



línea hasta el punto de falta ( $Z'j$ ) para cortocircuitos al límite de la Zona 1 de la función (21) de cada línea remota ( $j$ ); efecto cuantificado mediante ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ ). -Véase la Fig. 4.2.1.b2 (2).

$$Z_{vj} = Z_L + K_{\text{mín}} \text{apor } j \cdot Z'j \quad \text{con } j=1, 2, \dots, i, \dots, n$$

Siendo:

$Z_{vj}$ : Impedancia detectada por la función (21) para falta al límite de la Zona 1 de la función (21) del circuito remoto ( $j$ )

$K_{\text{mín}} \text{apor } j$ : Factor mínimo de las aportaciones intermedias para faltas en el circuito ( $j$ ).

$Z'j$ : Impedancia de la línea remota ( $j$ ) hasta el punto de cortocircuito al límite de su Zona 1 ajustada.

El factor ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ ) se determinará considerando desconectado de las barras remotas de transporte el elemento del sistema que más intensidad de cortocircuito aporte al fallo cuando el nº de aportaciones intermedias sea inferior o igual a tres (excluidas la línea a proteger y la línea en falta).

Si el número de aportaciones intermedias al fallo es superior a tres (excluidas obviamente la línea a proteger y la línea en falta, cuyas intensidades no son aportaciones intermedias), se desconectarán los dos elementos que más intensidad aporten al cortocircuito para determinar el factor ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ ).

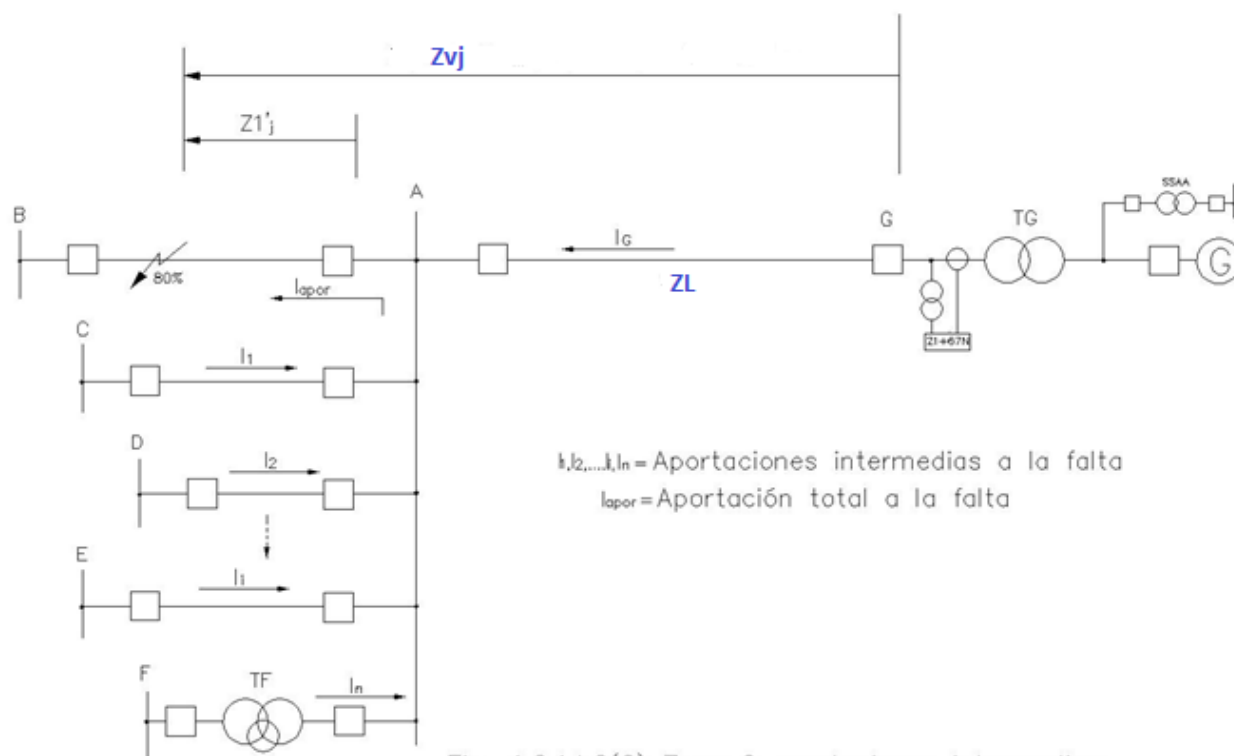


Fig. 4.2.1.b2(2) Zona 2 aportaciones intermedias

Para la determinación de ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ ) se deben contemplar los dos escenarios de generación extremos: punta y valle para el sistema y para los casos de más de un generador conectado a barras, así como los cuatro tipos de cortocircuitos sólidos y considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento ( $j$ ) sobre el que se postula la falta. Si el alcance que se pretende ajustar para la Zona 2 se quiere que sea igual tanto para faltas entre fases como monofásicas a tierra ( $Z_2 = Z_{2G}$ ) entonces se elegirá el menor ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ ) que resulte para los cuatro tipos de faltas.



Para faltas trifásicas el factor ( $K_{\min \text{ apor } j}$ ) se formula como sigue:

$$K_{\min \text{ apor } j} = 1 + (I_{\text{apor}} / I_G)$$

Para faltas desequilibradas la formulación de ( $K_{\min \text{ apor } j}$ ) es compleja y se recomienda determinarlo a partir de programas de ordenador. No obstante, no suele hacer falta pues dichos programas suelen proporcionar ya directamente la impedancia vista ( $Z_{Vj}$ ).

En caso de hacer un ajuste de Zona 2 diferente para faltas entre fases (trifásicas, bifásicas y bifásicas a tierra) que para faltas monofásicas a tierra ( $Z_2 \neq Z_{2G}$ ); para determinar ( $K_{\min \text{ apor } j}$ ) para las primeras, sólo se considerarán faltas entre fases, mientras que para las segundas se calculará sólo en base a la falta monofásica a tierra.

Según lo anterior, para subestaciones remotas sin protección de acoplamiento, el alcance máximo a ajustar a la Zona 2 de la línea a proteger teniendo en cuenta las consideraciones anteriores será:

$$Z_{2\text{máx}} = K \cdot \text{Mín} \{ Z_{Vj} \} \quad \text{Con } j = 1, 2, \dots, i, \dots, n, \text{ y siendo:}$$

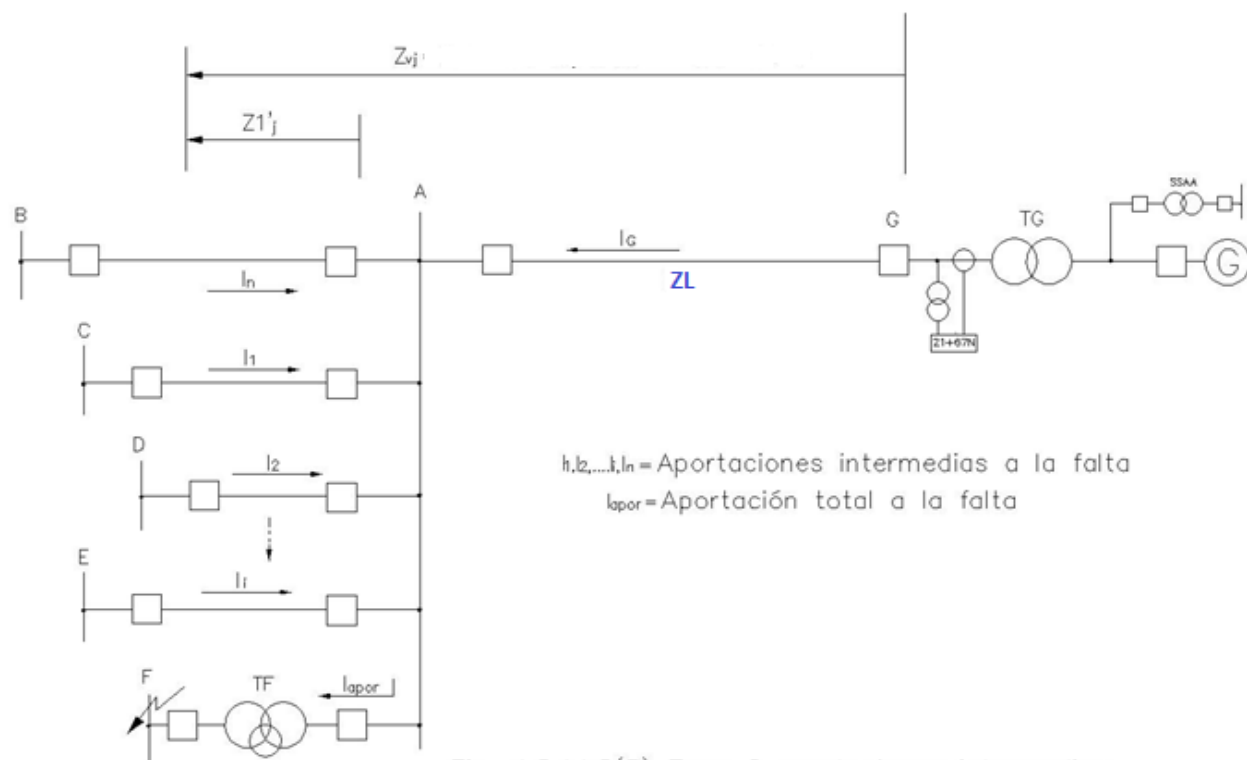
$K \leq 0,85$  el factor de seguridad. Es usual seleccionar  $K = 0,8$ .

( $Z_{Vj}$ ): Impedancia detectada por la función (21) que se ajusta, par faltas al final de la Zona 1 del circuito remoto (j).

En consecuencia el alcance que se dará a ( $Z_2$ ) será tal que:  $Z_{2\text{mín}} \leq Z_2 \leq Z_{2\text{máx}}$

El alcance anteriormente indicado de ( $Z_2$ ) se aplicará también como ajuste reactivo cuando se utilice característica poligonal ( $X_2 = Z_2$ ). En cuanto a su alcance resistivo ( $R_2$ ) es práctica habitual ajustar  $R_2/X_2 = R_1/X_1$  si no se incumplen las limitaciones que impone el fabricante de la protección.

Cuando la falta es en el lado de BT de un transformador, tal y como se representa en la Fig.4.2.1.b2 (3), se trata de un caso particular del considerado en la Fig.4.2.1.b2 (1) donde se requiere sustituir la impedancia ( $Z_{1'j}$ ) por ( $Z_T$ ) - la impedancia óhmica de cortocircuito del transformador, referida al lado de tensión donde está localizada la protección de distancia -. Es necesario que el ajuste del alcance de ( $Z_2$ ) sea tal que no se detecten faltas de ningún tipo como la indicada en la figura, tanto en escenario de punta como de valle, ( $Z_2 \leq Z_{2\text{máx}}$ ), para lo que se recomienda considerar  $K = 0,8$ .



El alcance del ajuste que se haga para la Zona 2 y su característica de actuación resultante, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interferirá con la de máxima carga de la línea en el diagrama R-X en los regímenes de plena carga de generación y de bombeo. Se considerará como máxima carga de la línea, la correspondiente a una mínima impedancia  $Z_c (\Omega) = 0,9 \cdot U_n / \sqrt{3} \cdot I_n$  con el factor de potencia asignado de la central; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad máxima de carga permanente de la central que pasa por la línea en antena de generación cuya Zona 2 se ajusta. Adicionalmente, se comprobará que con la característica de fases resultante ajustada a la Zona 3 no hay actuación en el transitorio de arranque de una bomba estando el resto a plena carga.

El agente generador proporcionará al Operador del Sistema la información técnica necesaria para realizar la coordinación referida.

La Zona 2 se bloqueará por la función de oscilación de potencia.

En aquellos casos en que no se pueda cumplir la inequación del ajuste del alcance de Z2 ( $Z2_{\min} \leq Z2 \leq Z2_{\max}$ ) se requieren medidas especiales tales como temporizar más la Zona 2 al objeto de coordinar por tiempo con las zonas 2 remotas (del orden de 0.6 s, por ejemplo, es usual si las zonas remotas están temporizadas a 0,4 s). Un caso típico de esta situación se da cuando alguna de las líneas que salen de la subestación remota es de muy pequeña impedancia respecto a la línea cuya (Z2) se ajusta; así por ejemplo la línea AB de la Fig. 4.2.1. b2(4). Con el temporizado  $TZ2 = 0,6$  s, el alcance a dar a la (Z2) puede ajustarse a  $Z2 = Z2_{\max}$ .

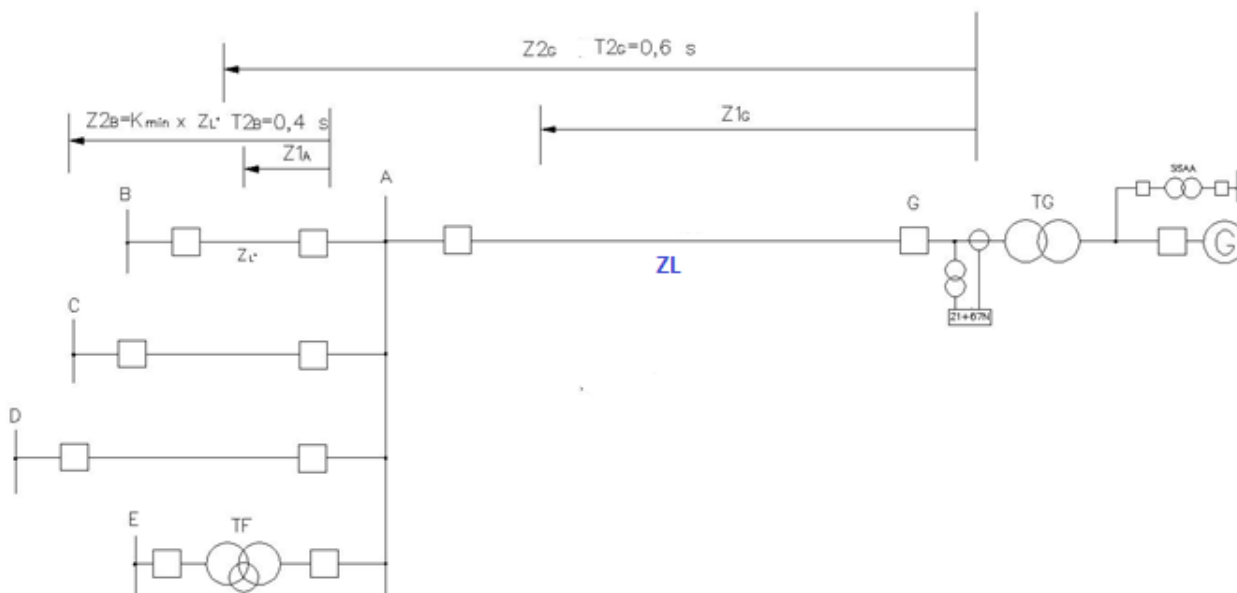


Fig. 4.2.1.b2(4) Zona 2 Función 21 Extremo Generador  
Coordinación por tiempo casos especiales (línea AB muy corta respecto a línea AG)

En cuanto al temporizado (TZ2) a ajustar a la Zona 2, será tal que se obtenga coordinación con: a) las protecciones de sobrecorriente y de distancia, si existe, del(los) transformador(es) conectados a barras remotas de transporte, b) con la protección del acoplamiento (ACP) de las barras de transporte remotas, c) con la función de fallo de interruptor actuada por las funciones de protección instantáneas de los elementos remotos para faltas en ellos en configuraciones de subestación que no sean en barra simple, y d) con la Zona 1 de la protección remota de los circuitos adyacentes, y en particular también el ejemplo de los casos 4 y 5 de estudio, de tal forma que sea:

$$TZ2 = \text{Máx} \{T51/51NT, Tz1ACP \text{ o } TZ3ACP, T51/51NACP, (TZ1T, T50T, TZ1ady + T50S-62)\} + \Delta t \leq Tc$$

Se puede considerar un margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos.

El temporizado de la Zona 2 deberá ser inferior al tiempo crítico del sistema ( $Tc$ ) para faltas de todo tipo en la línea en antena a proteger. Esto no es posible conseguirlo en muchos casos, pues para lograrlo sería preciso sacrificar la selectividad, que se considera prioritaria.

Valores de ajuste usuales, y que se recomiendan, son:  $TZ2 = 0,4$  s cuando la subestación remota de transporte no es en configuración de barra simple, y  $TZ2 = 0,2$  s cuando sí lo es.

## Casos particulares de la Zona 2

### **b1). Circuitos acoplados en secuencia homopolar**

Aplicable a los casos de circuitos en antena de generación acoplados en la secuencia homopolar, y en particular a los casos de estudio 4 y 5. Se hace referencia al subapartado general 4.1.1.1.b) y al específico 4.1.1.1.b1). También al subapartado 4.2.1.1.b1).



Con el circuito acoplado magnéticamente en servicio, se simulará falta monofásica a tierra en la subestación remota en los escenarios Punta y Valle del sistema, y en los casos de más de un generador se considerarán todos conectados a barras. Sea ( $Z_{m\acute{a}x}$ ) la mayor impedancia vista por el relé para ambos escenarios. El alcance de la Zona 2 de la(s) característica(s) de faltas monofásicas a tierra deberá ajustarse tal que:

$$Z_2 \geq K \cdot \text{Máx} \{ Z_{m\acute{a}x}, Z_L \}$$

Siendo  $K \geq 1,15$  el factor de seguridad, y ( $Z_L$ ) la impedancia del circuito a proteger.

Normalmente se utiliza  $K = 1,2$ , salvo en aquellos casos en que haya alguna línea corta conectada a la subestación remota de transporte tal que con dicho valor no se garantice la coordinación por alcance con la Zona 1 de dicha línea, en los que se adoptará  $K = 1,15$ . En estos casos es preciso asumir un compromiso entre la garantía de detectar faltas en todo punto de la línea a proteger y la garantía de coordinar con la Zona 1 remota. Si aún con 1,15 no se logra la coordinación requerida, se recomienda bajar a lo sumo hasta  $K = 1,12$ .

En el caso de más de dos circuitos acoplados en secuencia homopolar, ( $Z_{m\acute{a}x}$ ) será el máximo valor obtenido considerando todas las combinaciones posibles de circuitos abiertos, así como el caso de todos los circuitos conectados.

Se pretende con este criterio ver en Zona 2 las faltas a tierra en las barras remotas y el final de la línea a proteger. El alcance a ajustar puede superar perfectamente el valor  $K \cdot \text{Máx} \{ Z_{m\acute{a}x}, Z_L \}$ , si se cumplen los criterios de coordinación con las protecciones de los elementos remotos para faltas en ellos, según se indica en el Subapartado general 4.1.1.1.b) de criterios de ajuste.

Por el contrario, pudieran también darse casos, en los que aplicando el criterio anterior, se descoordine con las funciones de apoyo de los elementos remotos para faltas en ellos. En este caso aplicarían las directrices generales y sacrificios indicados también en 4.1.1.1.b).

## b2). Circuitos Multiterminales

De aplicación al caso de estudio 3 y también al representado en la Fig. 4.2.1.b1(3) anterior.

En los circuitos multiterminales (en T), el alcance ( $Z_2$ ) de la zona 2 de la función (21) del extremo de la subestación de generación, se ajustará con carácter general para detectar todo tipo de faltas sólidas al final de la línea en cada extremo remoto y también en todas las barras de los extremos remotos. Esto debe ser así tanto en escenario punta como valle y con cualquier topología que pueda darse en los extremos remotos. Se hace referencia a las consideraciones, criterios y limitaciones de ajuste establecidos en el apartado general 4.1.1.1.b) y también a los del subapartado 4.1.1.1.b).2, que son de aplicación.

## c) ZONA 3

### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

El circuito en consideración, las barras remotas de transporte, parcialmente los transformadores remotos, los circuitos que parten de la subestación remota hasta el alcance ajustado y el sistema de generación.



## -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

- Con la función de protección de Acoplamiento (apoyo parcial de barras) de la subestación remota (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en la zona de barras remotas y para faltas en las líneas que parten de la subestación remota de transporte.
- Con las Zonas 2 de las funciones de distancia de las líneas de la subestación remota.
- Con las funciones de sobreintensidad y/o de distancia de los transformadores y otros elementos conectados a la subestación remota.
- Con las funciones (67N) de las posiciones de línea conectadas a la subestación remota.

## -CRITERIOS DE AJUSTE

El alcance mínimo a ajustar ( $Z_3$ ) deberá garantizar la detección de cortocircuitos en todos los puntos de la línea a proteger, las barras de la subestación remota y en una mayor o menor extensión en los elementos remotos.

En los casos de estudio 4 y 5, de múltiple circuito, se ajustará la Zona 3 en previsión de que el interruptor local de la línea en paralelo en el extremo de generación esté abierto. Es preciso dar cobertura protectora totalmente a la línea en paralelo.

Se seguirá el siguiente procedimiento de ajuste de la Zona 3:

Primero se calculará el conjunto de valores ( $Z_{3j}$ ) de acuerdo con los siguientes criterios:

$$Z_{3j} = [Z_L + K_{ap, j} \cdot Z'_{Lj}] \cdot K_3$$

Siendo:

$Z_L$  la impedancia óhmica de la línea a proteger

$Z_{3j}$  la impedancia vista por la protección considerando sólo falta al final del elemento ( $j$ ).

$K_3$  el factor de seguridad para tener en cuenta los diversos errores de  $T/i$ ,  $T/t$ , protección, etc. Deberá ser  $K_3 \geq 1,15$ . Es usual considerar  $K_3 = 1,2$ .

$K_{ap, j}$  el factor de las aportaciones intermedias al cortocircuito para faltas al final del elemento ( $j$ ) conectado a la subestación remota de transporte.

$Z'_{Lj}$  la impedancia del elemento  $j$  conectado a la subestación remota.

$j = 1, 2, \dots, n$  el número de elementos conectados a la subestación remota excluido el elemento ( $i$ ) donde está localizada la protección.

Para faltas trifásicas el ( $K_{ap, j}$ ) se formula como sigue -Véase la Fig. 4.2.1.b3(1):

$$K_{ap, j} = 1 + (I_{ap, j} / I_G)$$

Siendo ( $I_{ap, j}$ ) la suma de las aportaciones intermedias, e ( $I_G$ ) la aportación de la línea en antena de generación.

Para faltas desequilibradas, la formulación del factor ( $K_{ap, j}$ ) es compleja y se recomienda determinarlo a partir de programas de ordenador; no obstante estos programas aportan ya directamente la impedancia vista ( $Z_{3j}$ ).

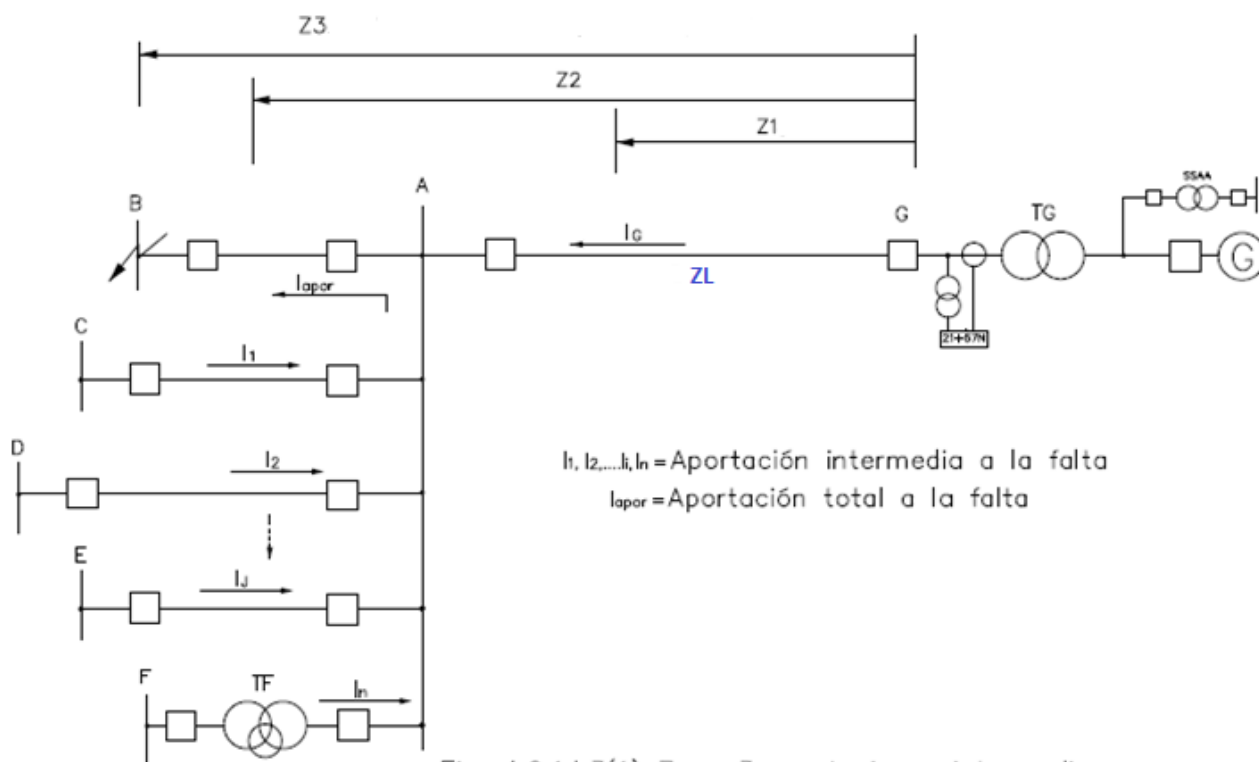


Fig. 4.2.1.b3(1) Zona 3 aportaciones intermedias

a) Si el equipamiento de protecciones del elemento (j) en la subestación remota es inferior al prescrito por los Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular (CGP's) endosados en el P.0.11.1, entonces:

$K_{apor, j} = K_{m\acute{a}x}$  apor j calculado para los cuatro tipos de faltas sólidas al 99% del elemento j, tanto en escenario punta como valle para el sistema, considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento (j) y con todos los elementos de la subestación remota que aportan intensidad de cortocircuito conectados a barras. Se trata de considerar la máxima aportación intermedia, con el mínimo número de generadores conectados en la central.

Sea  $Z3_{m\acute{a}x} = \text{M\acute{a}x} \{Z3\}$  para los elementos no equipados según los CGP's (P.0 11.1).

b) Si el equipamiento de protecciones del elemento j, conectado a la subestación remota, es el necesario según las prescripciones de los CGP's (P.0 11.1), entonces:

$K_{apor, j} = K_{m\acute{i}n}$  apor j calculado para los cuatro tipos de faltas sólidas al 99% del elemento (j), tanto en escenario punta como en valle del sistema eléctrico, considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento (j) y suprimiendo el elemento que más intensidad de cortocircuito aporta al fallo en caso de que el número total de aportaciones intermedias, sea inferior o igual a tres.

Si dicho número de elementos es superior a tres se desconectarán los dos elementos que más intensidad de cortocircuito aporten a la falta.

En este caso se trata de considerar la mínima aportación ( $I_{apor}$ ) al cortocircuito, y se contemplará el máximo número de generadores conectados en la central.

En este caso de mínima impedancia vista será  $K3 \leq 0,85$ . Es usual considerar  $K3 = 0,8$ .



Sea  $Z3_{\min} = \text{Mín} \{ Z3j \}$  para los elementos (j) equipados correctamente según los CGP's (P.O. 11.1).

Entonces el alcance de la Zona 3 a ajustar será:

$$Z3_{\max} \leq Z3 \leq Z3_{\min}$$

Si no se puede cumplir la anterior inecuación, entonces el ajuste del alcance será:  $Z3 = Z3_{\max}$

En aquellos casos excepcionales del anterior párrafo a), en que con el ajuste del alcance anterior de (Z3) se detecten faltas en el nivel de baja tensión del transformador remoto de generación, o colector de MPE, este hecho se pondrá en conocimiento del agente generador y se ajustará la (Z3) conjuntamente.

Alcance de la zona 3, Máximo y Mínimo $Z3j = [ZL + Kapor, j \cdot Z' Lj] \cdot K3$	
a). Equipamiento remoto no cumple CGP's (P.O 11.1)	b). Equipamiento remoto sí cumple CGP's (P.O 11.1)
Kapor, j = $K_{\max}$ apor j $K3 \geq 1,15$ $Z3_{\max} = \text{Máx} \{ Z3j \}$	Kapor, j = $K_{\min}$ apor j $K3 \leq 0,85$ $Z3_{\min} = \text{Mín} \{ Z3j \}$
Alcance de la Zona 3 a ajustar: $Z3_{\max} \leq Z3 \leq Z3_{\min}$ Si no se puede cumplir la anterior condición: $Z3 = Z3_{\max}$	

#### NOTAS:

(1). En aquellos casos que se vaya a ajustar la Zona 3 para faltas entre fases al mismo valor de alcance que para faltas monofásicas a tierra ( $Z3 = Z3G$ ), ( $K_{\max}$  apor j) y ( $K_{\min}$  apor j) son el máximo y el mínimo factor de aportaciones intermedias respectivamente, calculados para los cuatro tipos de faltas.

(2). En aquellos casos que se vaya a ajustar un diferente alcance de Zona 3 para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $Z3 \neq Z3G$ ); para aquéllas los factores ( $K_{\max}$  apor j) y ( $K_{\min}$  apor j) se calcularán considerando únicamente las faltas entre fases de los tres tipos; mientras que para la Zona 3 de faltas a tierra ( $Z3G$ ) los factores anteriores se determinarán solo con faltas monofásicas a tierra.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 3 y su característica de actuación resultante, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la de máxima carga de la línea en el diagrama R-X en la operación a plena carga de generación y bombeo -véase la Fig. 4.2.1.b3(2) siguiente. Se considerará como máxima carga de la línea, la correspondiente a una mínima impedancia ( $Zc$ ) de valor:  $Zc(\Omega) = 0,9 \cdot Un / (\sqrt{3} \cdot In)$  con un factor de potencia correspondiente al factor asignado de la central; siendo ( $Un$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $In$ ) la intensidad máxima por la línea en antena correspondiente a la máxima generación a plena carga de la central o MPE. Adicionalmente, se comprobará que con la característica de fases resultante ajustada a la Zona 3, no hay actuación en el transitorio de arranque de una bomba estando el resto a plena carga

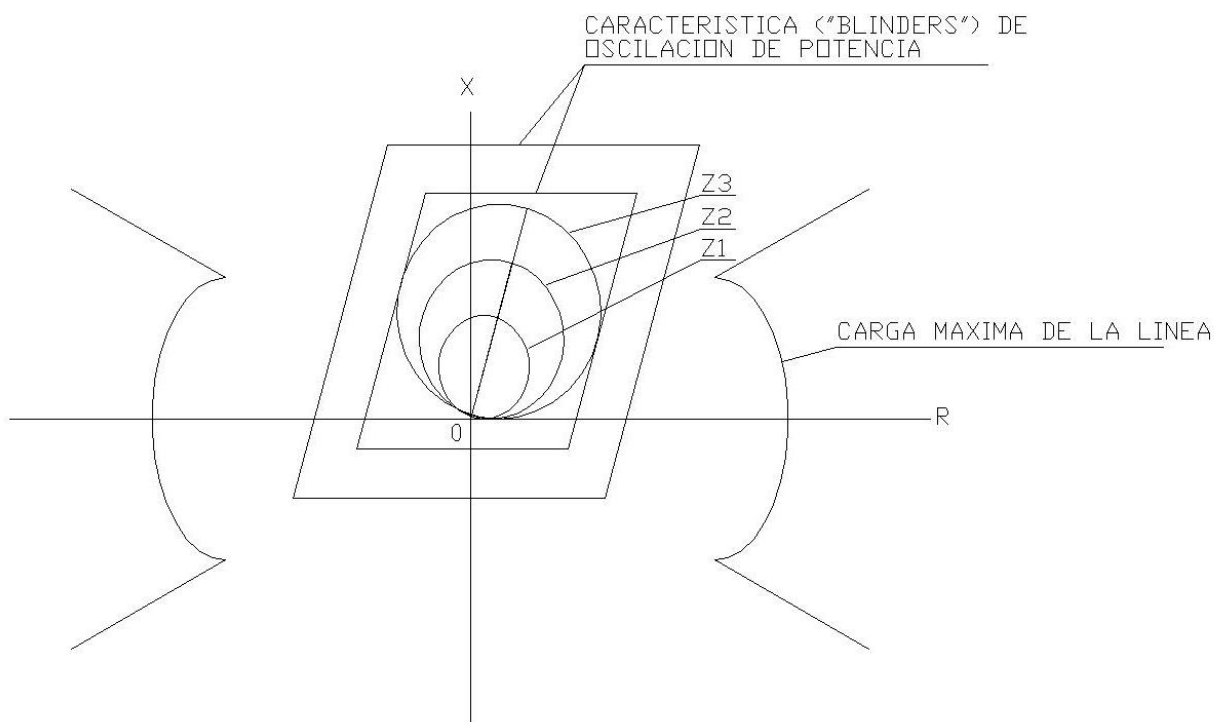


Fig. 4.2.1.b3(2): Característica de detección de oscilación de potencia

El agente generador proporcionará al Operador del Sistema la información técnica necesaria para realizar la coordinación referida.

La Zona 3 también se bloqueará por actuación de la función de Oscilación de Potencia.

Cuando se utilice característica poligonal, el alcance reactivo de la Zona 3 ( $X3$ ) se ajustará al valor de  $Z3$  indicado anteriormente ( $X3 = Z3$ ). Se puede también hacer un ajuste distinto para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $X3 \neq X3G$ ). En este caso aplica la NOTA (2) anterior.

El alcance resistivo ( $R3$ ) a parametrizar en la característica poligonal, será tal que  $R3 \geq R2$ . Es usual ajustar  $R3 = 1.2 \cdot R2$  pero aquí aplican también las limitaciones que puede imponer el modelo utilizado del relé.

El temporizado a ajustar a la zona 3 será como sigue:

$$TZ3 = \text{Máx} [TACPr, (TZ2r, T67Nr, T51/51N/21Tr) + T50S-62r] + \Delta t \leq Tc$$

Según la inecuación anterior, se requiere la coordinación por tiempo con el acoplamiento remoto ( $TACPr$ ), con las zonas 2 de los circuitos remotos ( $TZ2r$ ), con las funciones (67N) de los circuitos remotos ( $T67Nr$ ) y con las funciones (51/51N/21) de los transformadores remotos ( $T51/51N/21Tr$ ). Se considera que hay fallo del interruptor del elemento remoto activado por estos tres últimos grupos de funciones. En los casos en que la subestación remota de transporte es en configuración de barra simple, no es necesaria la coordinación de la Zona 3 con las funciones 50S-62 de los interruptores de la subestación.

Cumpliendo con la inecuación anterior de ( $TZ3$ ), y teniendo en cuenta que se puede considerar un margen de coordinación  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos, es usual en general, y se recomienda, el ajuste  $TZ3 = 0,8$  s para la Zona 3 de los circuitos en antena del extremo de la generación. Asimismo, en aquellos



casos en que haya de ser  $TZ3 > 0,8$  s se recomienda no ajustar ( $TZ3$ ) por encima de 1 s. Se hace referencia para estos casos al apartado general de la Zona 3 (4.1.1.1.c).

El temporizado ( $TZ3$ ) debería ser inferior al tiempo crítico ( $T_c$ ) del sistema eléctrico para faltas en las barras remotas de la subestación de transporte y en las líneas adyacentes. Esto no podrá cumplirse en muchos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación para garantizar la selectividad, que es prioritaria.

#### d) ZONA 4 (Direccionalidad inversa hacia la generación)

##### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

El embarrado de la propia subestación de generación, indirectamente una fracción de los elementos conectados al embarrado para faltas próximas a él, y el sistema de potencia en general.

##### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

- Con la Zona 1 de las funciones de distancia de los elementos conectados a barras de generación (coordinación por alcance y tiempo).
- Con las funciones de protección de Acoplamiento (ACP) de la propia subestación de generación (coordinación por alcance y tiempo) para faltas en la zona de barras.
- Con la función de fallo de interruptor de las posiciones de la subestación (coordinación por tiempo) para subestaciones que no sean en configuración de barra simple.
- Con la función (67N) de las posiciones de línea de la subestación para faltas a tierra sólidas.
- Con las funciones (50/51/51N) de protección de los transformadores, reactancias y bancos de condensadores conectados a barras de la central si aplica (coordinación por tiempo).
- Con las zonas de la función (21) y las funciones (67/67N) de los transformadores, caso de existir, con direccionalidad hacia el transformador.

##### -CRITERIOS DE AJUSTE

Se informará al agente generador del alcance y temporizado de la Zona 4, debido a que se trata de una función que puede o no aplicarse (tiene carácter discrecional) y se coordinará conjuntamente considerando los criterios de seguridad del sistema eléctrico.

Se remite al subapartado general 4.1.1.1.d) correspondiente a la Zona 4. En el presente, se indicarán los aspectos más relevantes para las antenas de generación. Véase la Fig. 4.2.1.b4(1) siguiente.

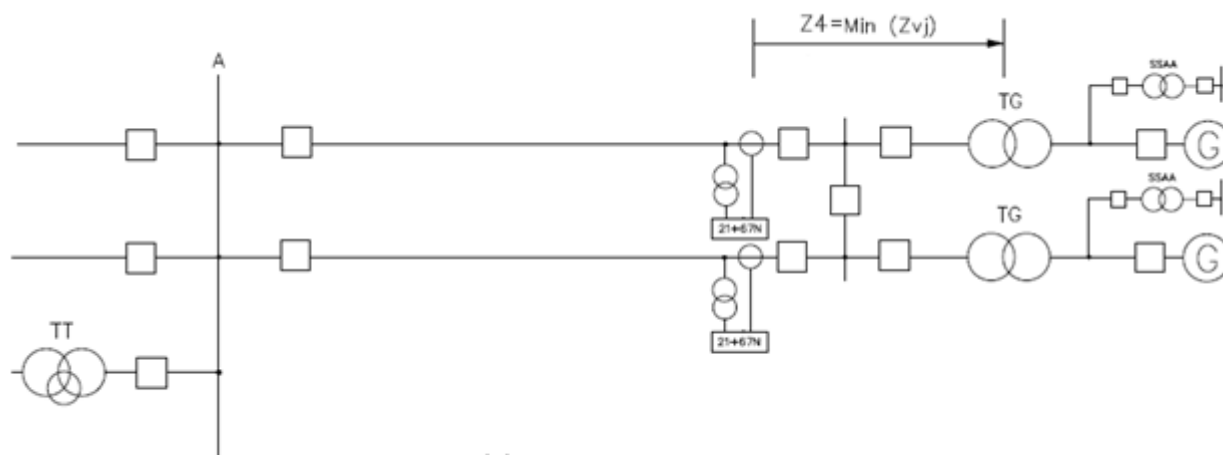


Fig. 4.2.1.b4(1) Zona 4



El alcance mínimo a ajustar ( $Z_4$ ) deberá garantizar la detección de cortocircuitos sólidos de cualquier tipo en la zona de barras de la subestación de generación.

El alcance de ( $Z_4$ ) a ajustar será como sigue:  $1,15 \cdot Z_B \leq Z_4 = \text{Mín} \{ Z_{vj} \}$

siendo:  $Z_{vj} = K_{\text{mín apor } j} \cdot Z_{1j} \cdot K_4$

El significado de ( $Z_{vj}$ ) y ( $K_{\text{mín apor } j}$ ) es el mismo que se ha indicado en el subapartado 4.1.1.1.b correspondiente a la Zona 2 de protección de líneas.

( $Z_{1j}$ ) es el alcance de impedancia ajustado a la Zona 1 de la línea ( $j$ ). En el caso de que el elemento ( $j$ ) sea un transformador, es preciso sustituir ( $Z_{1j}$ ) por su impedancia óhmica de cortocircuito.

El factor ( $K_4$ ) de seguridad deberá ser  $K_4 \leq 0,85$ . Es usual, y recomendable, considerar  $K = 0,8$ .

( $Z_B$ ) es la impedancia de barras desde la localización de la protección hasta el punto de defecto en barras ( $Z_B \sim 0$ ).

No se detectarán con la Zona 4 las faltas en el lado opuesto de tensión de los transformadores de generación o colectores de MPE conectados a las barras de generación.

Los cálculos, consideraciones y criterios a seguir para la determinación del factor ( $K_{\text{mín apor } j}$ ) son los mismos que se indicaron en el Subapartado 4.1.1.1.b. Si se desea realizar un diferente ajuste del alcance para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $Z_4 \neq Z_{4G}$ ) también se seguirán las indicaciones dadas en dicho subapartado.

La característica ajustada para la Zona 4 no se cortará con la característica de carga máxima de la línea en el diagrama R-X, ni con las características de oscilación de potencia. Esto se cumplirá en el régimen estacionario de plena carga en bombeo y en el transitorio del arranque de un grupo como bomba con los otros grupos bombeando a plena carga en régimen estacionario. Se comprobará que en estas condiciones no se produce la actuación de la Zona 4 por alcance de impedancia.

Se considerará como máxima carga de la línea, la correspondiente a una mínima impedancia de valor  $Z_c = 0,9 \cdot U_n / \sqrt{3} \cdot I_n (\Omega)$  con el factor de potencia asignado de la central; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad que circula por la línea correspondiente a la intensidad de la central a plena carga.

La Zona 4 se bloqueará por actuación de la función de oscilación de potencia.

Con este ajuste se garantiza la coordinación por alcance con la protección del Acoplamiento de barras cuyo criterio de ajuste del alcance para faltas en la zona de barras es el mismo que el de la Zona 4 -Véase el Apdo. 4.1.2.

Cuando se utilice característica poligonal, el alcance reactivo de la Zona 4 ( $X_4$ ) se ajustará al valor de ( $Z_4$ ) indicado anteriormente. Se puede también hacer un ajuste distinto para faltas entre fases que para faltas monofásicas a tierra ( $X_4 \neq X_{4G}$ )

En cuanto a su alcance resistivo  $R_4$  el valor máximo a ajustar viene limitado a:  $R_4 = K' \cdot X_4$



Siendo ( $K'$ ) un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección, dependiente del ajuste que se haga de ( $X4$ ), así como de otros factores. Normalmente  $K' = 2 \div 5$ .

El temporizado ( $TZ4$ ) a ajustar a la Zona 4 será:

$$TZ4 = \text{Máx} [TACP, (TZ1, T51/51N/21T, T67/67NT) + T50S-62] + \Delta t$$

Los tiempos de actuación ( $T51/51N/21T$ ), ( $T67/67NT$ ) de los transformadores de generación o colectores de MPE, y de otros elementos conectados a las barras, son tiempos de actuación instantáneos para las faltas en sus acometidas o instalaciones de enlace a dichas barras. Lo mismo cabe decir del ( $TZ1$ ) de los circuitos. Se asume que con su actuación se produce fallo del interruptor del elemento.

( $TACP$ ) representa el temporizado de las Zonas 1 y 3 de la función (21) del ACP para faltas en la zona de barras. También representa el temporizado de las funciones (51D/51ND) para dichas faltas.

Considerando  $\Delta t = 0,2$  s como margen de coordinación con protecciones digitales e interruptores modernos, un ajuste usual en la red de transporte es  $TZ4 = 0,4$  s; sin embargo para subestaciones de generación en configuración de barra simple no se requiere la coordinación con la función de fallo de interruptor, por lo que es usual, y se recomienda, ajustar en estos casos  $TZ4 = 0,2$  s.

El temporizado ( $TZ4$ ) a ajustar debería ser inferior al tiempo crítico ( $T_c$ ) del sistema de potencia para faltas en las barras de la subestación de generación. Esto no podrá cumplirse en muchos casos debido a la necesidad de mantener la coordinación para garantizar la selectividad, que es prioritaria.

#### 4.2.1.2 Función 67 (Direccional)

Esta función sólo se plantea en el extremo de transporte en enlaces de interconexión (antenas de generación) a transformador de central, en el caso de estudio 2 con o sin interruptor de generador, cuando no se cuenta con una función (21) con direccionalidad hacia la central. Véase la Fig. 4.2.1.d.1 siguiente.

Se considera dos funciones (67), una a tiempo definido y otra a tiempo inverso.

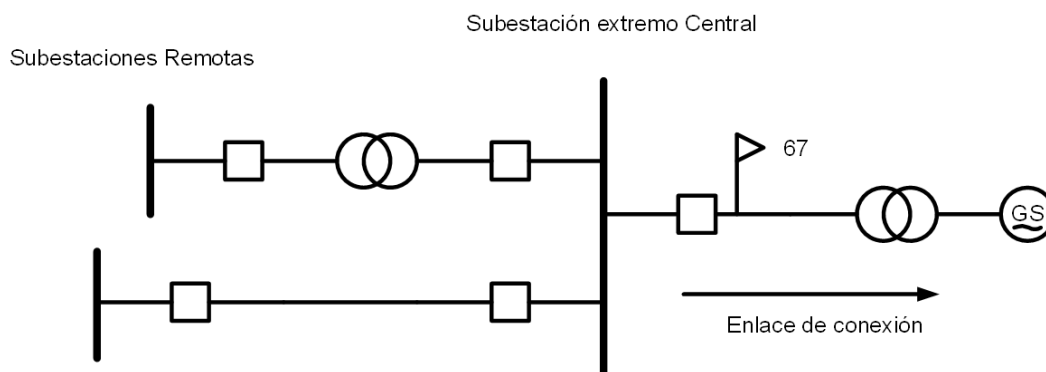


Figura 4.2.1.d.1: Esquema de protección



## -ELEMENTOS QUE PROTEGE

En estos casos de aplicación se carece de interruptor en el extremo de AT del transformador de generador; por lo tanto los elementos en protección son el propio enlace (línea en antena), el transformador de generación, y en algunos casos, puede incluir parte de espiras del generador y de los transformadores de servicios auxiliares. También protege al sistema eléctrico, en general.

## -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

La función (67) a tiempo definido no requiere coordinación por tiempo con ninguna otra función de protección por su característica de tiempo de actuación prácticamente instantánea.

La función (67) a tiempo inverso coordinará por tiempo con las funciones instantáneas de protección del sistema de generación para faltas en el lado del generador.

Por otra parte, se recomienda la comprobación de que cualquier tipo de falta sólida en el sistema de distribución de los servicios auxiliares de la planta generadora, no provoca el arranque de las funciones (67). Si se produjera dicho arranque, entonces deberá existir coordinación por tiempo entre la(s) función(es) (67) y las protecciones de servicios auxiliares.

## -CRITERIOS DE AJUSTE

Se definirán dos tipos de características, siendo la primera a tiempo definido y la segunda a tiempo inverso.

Ambas características tienen un sentido de polarización hacia el transformador de generación, y en consecuencia con bloqueo ante faltas externas al enlace de interconexión (resto del sistema eléctrico incluyendo la falta en la propia subestación de transporte).

Los criterios de ajuste a tener en cuenta son los siguientes:

### a). Función (67) a tiempo definido.

Esta función se utiliza para detectar cualquier tipo de cortocircuito sólido o poco resistivo dentro del enlace eléctrico (línea en antena) pudiendo incluir parcialmente el transformador de generación.

La función debe ser deshabilitada en operación en modo bombeo en centrales de bombeo durante el arranque desde la red.

El valor del umbral de ajuste ( $I_{67P\ def}$ ) de la función (67) es:

$$I_{67P\ def} = k \cdot \text{Máx} [I_{\text{máx apor}} , I_{TR\ MAG}]$$



Siendo:

$k$  el factor de seguridad de valor  $1,2 \leq k \leq 1,3$ .

$I_{m\acute{a}x\ apor}$  la máxima corriente de cortocircuito aportada por el sistema para faltas entre fases en el lado de baja tensión del transformador de grupo. Se considerará escenario punta y con potencia de cortocircuito máxima a futuro (1,15 a 1,20 la actual), tensión de prefalta la máxima de servicio, típicamente (1,1 ·  $U_n$ ) para 220 kV y (1,05 ·  $U_n$ ) para 400 kV, siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema.

ITR MAG la máxima corriente transitoria de magnetización para la toma principal del transformador. No se considerará esta corriente en caso de habilitarse la función de bloqueo para el transitorio de magnetización ('inrush current'). (ITR MAG) se determinará para la máxima potencia de cortocircuito a futuro del sistema y en escenario punta.

El valor del temporizado a tiempo definido a ajustar es mínimo:  $T_{67P\ def} \leq 100\ ms$ .

### b). Función (67) a tiempo inverso.

Esta función se utiliza también para detectar cualquier tipo de cortocircuito sólido o poco resistivo en el enlace eléctrico (línea en antena) incluyendo parcial o totalmente el transformador de generación.

La función (67) debe ser deshabilitada en operación modo bomba en centrales de bombeo.

El valor de ajuste de la intensidad de arranque ( $I_{67P\ inv}$ ) de la función es:

$$I_{67P\ inv} > k \cdot I_c$$

Siendo:

$K$  el factor de seguridad. Valor comprendido típicamente entre 1,10 y 1,25.

$I_c$  la menor de las intensidades de carga en operación normal por el transformador de generación.

El valor del Dial de Tiempos (DT) a escoger, debe ser tal que para cualquier tipo de falta sólida en el lado de BT del transformador de generación, se garantice el tiempo de despeje de la misma en valores no inferiores a 0,3 segundos, considerando el escenario de mayor potencia de cortocircuito desde el sistema. Se recomienda el uso de características del tipo ANSI / IEEE.

Al energizar un transformador de grupo desde la subestación de transporte, aparecerá una corriente transitoria de magnetización ('inrush current'), y se procederá como sigue:

- Se verificará si puede seleccionarse en el relé de protección la función de bloqueo de la corriente transitoria de magnetización de esta función. Se recomienda su habilitación.



- En el resto de casos, se deberá comprobar que la función (67) a tiempo inverso no actúa durante las maniobras de energización del transformador desde la red.

### 4.2.1.3 Función (67N). Direccional de neutro

---

La función (67N) se emplea para la detección de faltas a tierra resistivas en la línea en antena de generación. En los CGP'S se requiere la detección de faltas resistivas de  $150 \Omega$  sin postular fallo simultáneo del sistema de protección. Estas faltas, normalmente no se pueden detectar con la función (21) y sí con la función (87) de línea, si existe. En general la función (67N) es una función de apoyo.

En aquellas líneas donde hay dos funciones (21), la función (67N) adquiere total importancia para detectar faltas resistivas.

En las actuales protecciones digitales se puede ajustar una función (67N) a tiempo definido y otra a tiempo inverso en el mismo equipo protector, donde se puede eliminar la curva a tiempo inverso a partir del valor de arranque de la intensidad de neutro (3.I0) ajustada a la función a tiempo definido.

Para facilitar su tratamiento, se analizan por separado los criterios de ajuste de las protecciones de los extremos de transporte y de generación.

Función (67N): Extremo de transporte

#### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea en antena en consideración, las barras remotas, parcialmente los elementos remotos hasta el alcance ajustado, en particular el transformador de generación, y también protege el sistema de potencia en general.

#### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

- Debe coordinar en apoyo o respaldo con las funciones de línea principales (21) para faltas en la propia línea (Coordinación por tiempo)
- Deberá coordinar con las funciones de protección de los elementos conectados a la subestación remota de generación y en particular con las funciones de sobreintensidad de fases y de neutro del transformador de generación o colector de MPE (Coordinación por alcance y tiempo).
- Para las subestaciones de generación que no sean en barra simple, con la función 50S-62 de fallo del interruptor del lado de alta tensión (Coordinación por tiempo).
- Con las funciones de distancia y/o de sobreintensidad de neutro de la protección del acoplamiento remoto de barras de generación (Coordinación por alcance y tiempo).

#### -CRITERIOS DE AJUSTE

Son de aplicación los criterios generales de ajuste establecidos en el apartado 4.1.1.2. Los criterios de ajuste que siguen, tienen en cuenta las particularidades de las líneas en antenas de generación y también que suelen ser de corta longitud (pequeña impedancia).



Normalmente se parametriza una función a tiempo definido (67ND) y otra a tiempo inverso (67NI).

### a). Función (67ND) a tiempo definido.

Esta función se emplea para detectar cortocircuitos sólidos o poco resistivos a tierra en el primer tramo de la línea, es decir hasta donde alcanza la Zona 1 instantánea de la función (21). También es factible su uso para faltas en todo punto de la línea dependiendo de la topología del caso de estudio.

Dada la pequeña impedancia que tienen normalmente las líneas en las antenas de generación, la intensidad de falta al principio y al final de la línea puede ser prácticamente la misma, por lo que en estos casos suele ser difícil discriminar por intensidad las faltas internas de las faltas externas.

Considerando las anteriores circunstancias, y con la topología del caso de estudio 2, se ajustará su intensidad de arranque ( $I_{Ndef}$ ) a:

$$I_{Ndef} = K \cdot (3.IO)_{MÍN}$$

Siendo típicamente  $0,65 \leq K \leq 0,75$  y  $(3.IO)_{MÍN}$ , el valor de la corriente residual en escenario valle con la topología de la subestación para obtener corriente de cortocircuito mínima, tanto en faltas sólidas monofásicas como bifásicas a tierra postuladas en bornas de alta tensión del transformador de grupo. Se trata en este caso de estudio de detectar faltas en la acometida al transformador e incluso en una parte de su devanado de AT en estrella.

En este caso se recomienda ajustar el temporizado a 0 s (instantáneo).

Para los casos de estudio 1, 3, 4 y 5, en general, se puede ajustar la intensidad de arranque de la función (67ND) a:

$$I_{Ndef} = K \cdot (3.IO)_{MÁX}$$

Siendo:

K: factor de seguridad para no detectar faltas al final de la línea. Debe seleccionarse  $K \geq 1,3$

$(3.IO)_{MÁX}$ : intensidad residual (de neutro o a tierra) para cortocircuito sólido a tierra al 100% de la longitud de la línea, en escenario punta con proyección de potencia de cortocircuito máxima a futuro ( $S_{ccmáx}$ ), configurando la subestación para obtener la máxima intensidad de cortocircuito de paso por la función (67ND). Con este ajuste no se detectarán faltas en el extremo remoto de generación, por lo que el temporizado puede también ajustarse a 0 s (instantáneo). Este ajuste de  $I_{Ndef}$  tiene sentido hacerlo si para faltas al principio de la línea, la función (67ND) actúa al detectar  $3.IO > I_{Ndef}$  con algún margen superior al 10% respecto a  $I_{Ndef}$ , en el escenario de ( $S_{ccmáx}$ ) y con los dos tipos de falta a tierra indicados.

Siguiendo con los casos de estudio 1, 3, 4 y 5, y debido a la corta longitud de la línea en antena de generación, puede resultar imposible un ajuste según el criterio arriba indicado, ya que el valor de  $(3.IO)$  para falta en la salida de la línea puede ser inferior al valor de  $(1,1 \cdot I_{Ndef})$ . En estos casos se pueden aplicar los criterios de ajuste que siguen:



Para los casos particulares de estudio 1, 3 y 4 (simple barra), en que existe interruptor en el lado de alta tensión del transformador de grupo, y no existe interruptor de acoplamiento de barras en el lado de la central, se recomienda ajustar al valor de arranque que viene dado por  $IN_{def} = K \cdot (3 \cdot I_0)_{MÍN}$ , según el criterio de ajuste anterior del caso de estudio 2, y se recomienda un temporizado de 0.2 s para coordinar con las protecciones instantáneas del transformador de grupo para faltas en su zona de protección.

Para el caso de estudio 5, y en general con existencia de acoplamiento de barras de la subestación de central, el criterio de ajuste del arranque es el referido de:  $IN_{def} \geq 1,3 \cdot (3 \cdot I_0)_{MÁX}$  con temporizado a 0 s (instantáneo) y con las consideraciones realizadas anteriormente.

## b). Función (67NI) a tiempo inverso.

Esta función como principal se emplea para detectar faltas resistivas en toda la línea y además como apoyo remoto debe coordinar con las protecciones de las barras y los elementos remotos, para todo tipo de faltas a tierra en ellos, tanto resistivas como no resistivas. Para lograrlo se aplican una serie de criterios de ajuste a cumplir, pero seguramente en algunos casos pueden aparecer conflictos entre ellos que requerirá tener que sacrificar alguno.

Los criterios de ajuste son los siguientes:

1. En líneas cortas no se debe producir la actuación de disparo por la intensidad transitoria de magnetización ("inrush current") de neutro del transformador de generación de más potencia, en su conexión en vacío.
2. La intensidad de arranque ( $IN_{inv}$ ) se ajustará para detectar faltas monofásicas a tierra resistivas de 150  $\Omega$  al final de la línea en escenario valle. Se considerará cerrado el interruptor remoto de la línea y fuera de servicio el elemento local que más corriente ( $3 \cdot I_0$ ) aporte al fallo pasando por la función. Sea  $IN = 3 \cdot I_0$  la intensidad de neutro así calculada. Resultará entonces un valor de arranque ( $IN_{inv}$ ) que debe cumplir:

$$IN_{inv} \leq 0,85 \cdot IN; \text{ siendo } 0,85 \text{ el máximo factor de seguridad asumible}$$

3. La intensidad de arranque ( $IN_{inv}$ ) se ajustará por encima de la máxima corriente de neutro de desequilibrio permanente  $IN_{des} = 3 \cdot I_0$ , que pueda circular por la línea en explotación a plena carga de la misma (considerando régimen máximo de bombeo de la central). Esta ( $IN_{des}$ ) es debida al desequilibrio natural inherente a un sistema trifásico, sobre todo cuando no se transponen las líneas o cables. Normalmente ( $IN_{des}$ ) no supera el 10% de la Intensidad máxima admisible de la línea ( $I_n$ ). Se elegirá normalmente:

$$IN_{inv} \geq 0,15 \cdot I_n \quad \text{Siendo } 0,15 \text{ el mínimo factor de seguridad recomendado.}$$

4. El valor de arranque ( $IN_{inv}$ ) que se adopte, debe coordinar con los valores de arranque de todas las funciones (67N) de las líneas que pudieran existir en paralelo (multicircuito) con el interruptor adyacente de la línea en la subestación de transporte abierto, y también coordinar con el valor de arranque de las funciones de sobreintensidad de tierra (51N) y/o (67N) de los transformadores de generación, o colectores de MPE. Esto debe ser así para todo escenario (punta, valle) y para cualquier topología que pueda darse. Este criterio requiere simular faltas sólidas y resistivas a tierra en cada elemento remoto para determinar la ( $IN_{inv}$ ) a ajustar, de modo que se coordine por alcance con el valor de arranque ( $IN_{arr}$ ) de la función (51N) y/o (67N) de cada elemento remoto en el extremo de generación. En el caso de postular las faltas en el otro circuito paralelo se considerará el mínimo número de grupos de la central operando.



5. Se elegirá una curva de tipo inverso ANSI/IEEE o CEI. Los valores del Dial de Tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque (INinv) a ajustar, se calcularán de modo que haya coordinación con la protección del Acoplamiento de barras de la subestación remota (casos de estudio 4 y 5), con las segundas zonas de distancia y con las funciones (67N) de las protecciones remotas de los circuitos paralelos con su interruptor local abierto (en la subestación de transporte) para faltas en ellos; también con las funciones de sobreintensidad, distancia y direccionales de otros elementos conectados a las barras remotas (extremo de generación), en particular los transformadores de generación y con la función de fallo de interruptor de todos los elementos remotos. Para ello concretamente, se simularán faltas, en escenario valle, en los elementos remotos, con el máximo número de grupos conectados buscando la mínima intensidad de tierra por la función (67NI). Se simularán tanto faltas monofásicas como bifásicas a tierra sólidas.

Se recomienda para la función (67NI) un margen de coordinación por tiempos deberá superior o igual a 0,25 s con protecciones de tecnología analógica o digital, para todos los valores de intensidad de falta a tierra.

6. Se seleccionará el valor del Dial de Tiempos (DT) de modo que para el valor resultante de (IN) que detecta la función (67N) actúe en tiempo  $T \geq 0,4$  s si existe Acoplamiento remoto y en  $T \geq 0,2$  s si no lo hay, para faltas a tierra en la zona de barras de generación. Se considerarán los casos de estudio 4 y 5, suponiendo el interruptor local del otro circuito paralelo abierto (multicircuito), garantizando la coordinación con las protecciones de dicho circuito en la subestación de la central, para faltas a tierra en todo punto del circuito abierto en el extremo de transporte. Con este criterio de ajuste se garantizará también la coordinación con las funciones de sobreintensidad del transformador de grupo para faltas a tierra en la zona de terminales de AT de dicho transformador y las protecciones del otro circuito paralelo en la subestación de la central.
7. Con la curva ya seleccionada, se chequeará que para faltas a tierra sólidas en la zona de barras remotas de generación, el tiempo de actuación sea similar al del temporizado ajustado a la zona 2 del relé de distancia (0,4 s). Esto debe chequearse tanto en escenario punta como en valle. Dada la imposibilidad de cumplirse este tiempo fijo para ambos escenarios, se admite el intervalo entre  $0,4 \div 0,6$  s, que garantiza la coordinación con la función de fallo de interruptor de las salidas remotas y la protección del acoplamiento remoto en caso de existir. En caso de que el Dial de Tiempos no esté en dicho intervalo, nuevamente se podrá cambiar su multiplicador y/o la Intensidad de Arranque (INinv) para conseguirlo. En los casos en que la subestación remota es en configuración de barra simple, el tiempo de actuación para falta a tierra en la zona de barras remotas puede bajarse hasta los 0,2 s (0.2-0.35 s es admisible), dado que no es necesario coordinar por tiempo con la función de fallo de interruptor de las salidas remotas.
8. Con la curva de tipo inverso seleccionada se comprobará que para la (IN) de cortocircuito sólido a tierra en la propia salida de línea, en escenario punta con potencia de cortocircuito máxima a futuro (Sccmáx) y todos los elementos de la propia subestación conectados a barras, el tiempo de actuación de la función (67NI) a tiempo inverso sea igual a 0,2 s, o a lo sumo 0,25 s, al objeto de coordinar por tiempo con las funciones instantáneas de protección de la línea y con la Zona 2 de las funciones de distancia remotas, a espaldas de la función (67NI).

En aquellas antenas que por su longitud se pueda discriminar por intensidad las faltas a tierra al final de la línea respecto al principio, puede ser factible truncar o eliminar por lógica interna la función (67NI) a tiempo inverso a partir del ajuste (INdef) de la función a tiempo definido a ajustar. Solución factible con relés numéricos actuales -véase la Fig. 4.2.1.c1 siguiente.

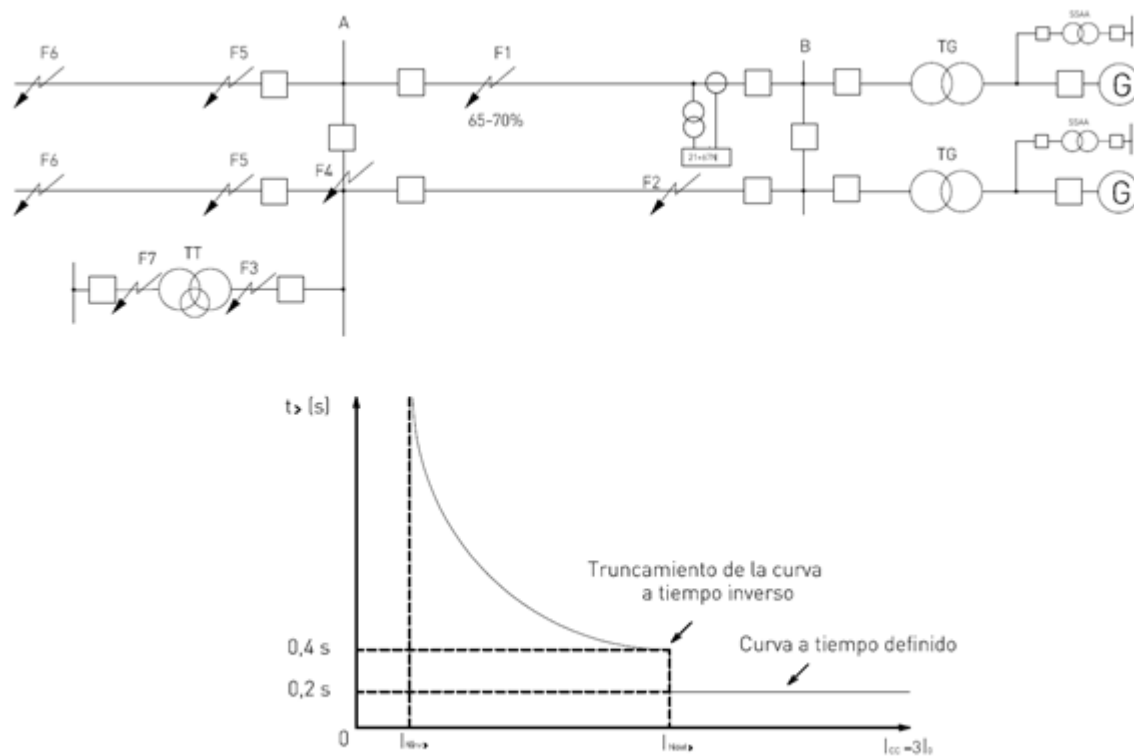


Fig. 4.2.1. c1 Direccional de Neutro

9. Falta serie en las líneas remotas. Se comprobará que con apertura de una fase en cada línea remota (multicircuito), la función (67NI) que se ajusta actúa coordinadamente con la función (67NI) de la línea en defecto. Se comprobará para un escenario de máxima carga previa por las líneas y para otro de mínima carga previa por ellas, considerando las configuraciones de mínima y máxima aportación de la central. Se admite que si hay coordinación, también la habrá para otro tipo de faltas serie, como por ejemplo apertura de dos fases.

Puede ser difícil, o incluso imposible en la mayoría de los casos, conseguir ajustar una curva que cumpla con todos los criterios anteriores. Si así ocurriera, se tendrá que sacrificar alguno de ellos.

Es preciso establecer ciertas estrategias para intentar minimizar los sacrificios y lograr el mejor grado de cumplimiento:

- Criterio 1. Algunas veces es preciso incumplirlo. Es asumible si existe función (87L) que puede detectar normalmente resistencias de falta superiores a 150  $\Omega$ .
- Criterio 2. Es imperativo cumplirlo pero casi nunca es limitativo. Si entrara en conflicto con el Criterio 1 prevalecería el 2.
- Criterio 3. Debe cumplirse. Si no se cumple puede haber disparo indeseado (intempestivo) de la línea con operación de la misma a elevadas cargas.
- Criterio 4. Debe cumplirse para que haya coordinación por arranque con todas las funciones de tierra en el lado de la generación.
- Criterios 5, 6, 7 y 8. Deben cumplirse. Para faltas en la zona de barras de generación, no admite más relación que aceptar el tiempo de disparo en el intervalo (0,4-0,6 s) ya referido, y bajar hasta (0,20-0,35 s) en los casos en que la subestación remota es en barra simple.



No aplicaría la función (67NI) a tiempo inverso si se utilizara (67ND) a tiempo definido con truncamiento de la de tiempo inverso (véase el apartado correspondiente a este criterio). Se recomienda utilizar esta aplicación cuando la tecnología de los relés a instalar lo permita (caso de los actuales relés digitales).

- Criterio 9. No es prioritario. Este criterio es de comprobación una vez que se ha ajustado la función (67NI) en base a los restantes criterios. Si no se puede cumplir, la coordinación para apertura de una fase, en toda la línea remota en los dos escenarios de carga requeridos, entonces que al menos se cumpla para el escenario de carga previa y topología de líneas más usuales. Para ello podría requerirse modificar (INinv) y/o el valor del multiplicador del Dial de Tiempos.

El criterio 2 es de carácter imperativo. Los criterios prioritarios a cumplir son el 3, 4, 5, 6, 7 y 8. Los criterios 1 y 9 no son prioritarios.

## Función (67N): Extremo de generación

---

### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

La línea en consideración, las barras remotas, parcialmente los elementos conectados a barras remotas y al sistema de generación.

### -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE QUE COORDINAR

- Debe coordinar en apoyo o respaldo con las funciones de línea principales (21) para faltas en la propia línea (Coordinación por tiempo)
- Deberá coordinar con las funciones de protección de los elementos conectados a la subestación remota de transporte para faltas a tierra en ellos (Coordinación por alcance y tiempo)
- Para las subestaciones remotas de transporte que no sean en barra simple, coordinará con la función 50S-62 de fallo del interruptor del lado de alta tensión (Coordinación por tiempo).
- Con las funciones de distancia y/o de sobreintensidad de neutro de la protección del acoplamiento remoto de barras de generación (Coordinación por alcance y tiempo).

### -CRITERIOS DE AJUSTE

Son de aplicación los criterios generales de ajuste establecidos en el apartado 4.1.1.2. Los criterios y consideraciones de ajuste que siguen, tienen en cuenta las particularidades de las líneas en antenas de generación y también que suelen ser de corta longitud (pequeña impedancia).

Normalmente se parametriza una función a tiempo definido (67ND) y otra a tiempo inverso (67NI). Los criterios y consideraciones a tener en cuenta son los siguientes:

#### a). Función (67ND) a tiempo definido.



Esta función se suele emplear para detectar cortocircuitos sólidos o pocos resistivos a tierra en el primer tramo de la línea desde el extremo de la generación. Su alcance no será mayor que el alcance de la Zona 1 instantánea del relé de distancia. (Ver la Fig. 4.2.1-c1 del subapartado anterior relativo al extremo de transporte).

Se ajusta su intensidad de arranque ( $I_{Ndef}$ ) al máximo valor de la intensidad de neutro entre la falta monofásica y la bifásica a tierra al 70% de la longitud de la línea, en escenario con todos los transformadores de generación conectados (según el caso de estudio que corresponda) y con el interruptor del extremo remoto de transporte abierto, al objeto de que sea máxima la intensidad de cortocircuito de paso por la función (67ND).

En el caso de estudio 3, circuitos en T, el alcance ( $I_{Ndef}$ ) ajustado al 70%, aplicará al tramo de menor impedancia desde la posición donde se ubica la función (67ND) en estudio.

Con el ajuste de ( $I_{Ndef}$ ) que se haga, es preciso garantizar que no se detectan las faltas a tierra, de intensidad de neutro máxima ( $3.I_0$ ), en las barras de la subestación de transporte remota con la máxima generación acoplada en la central o en el MPE. Se recomienda un margen de seguridad no inferior al 15% para garantizar la no detección.

En el caso usual de líneas de generación en antena cortas (pequeña impedancia), pudiera ocurrir que el nivel de cortocircuito a tierra al 70% de la longitud de la línea, fuese muy similar al de la falta a tierra próxima a la posición de generación; en tal caso puede no existir margen suficiente para realizar un ajuste seguro a la función (67ND). Se recomienda no utilizarla en estos casos.

Se ajustará su temporizado ( $T_{Ndef}$ ) para quedar comprendido entre los disparos instantáneos (20-40 ms) de las protecciones principales de la propia línea (21 en zona 1) y el temporizado de la Zonas 2 (0,4 s normalmente) y de las protecciones de otros elementos a espaldas de la función (67ND) en la propia central y con direccionalidad hacia la línea de generación. Resulta así un valor de ajuste usual  $T_{Ndef} = 0,2$  s. Se consigue con ello coordinación por tiempo. Esto es así en el caso de que en la antena de generación se plantee realizar el reenganche monofásico.

En los casos en los que no haya reenganche monofásico para faltas monofásicas en la antena de generación, se podría ajustar a instantáneo el temporizado ( $T_{Ndef}$ ).

### -Función (67NI) a tiempo inverso.

Esta función es principal para detectar faltas resistivas en toda la línea en antena, y además como apoyo remoto debe coordinar con las protecciones de las barras y de los elementos remotos conectados a ellas para todo tipo de faltas a tierra en ellos, tanto resistivas como no resistivas. Se hace referencia a la Fig. 4.2.1.c1 del subapartado anterior relativo al extremo de transporte. Para lograrlo se aplican una serie de criterios de ajuste a cumplir, pero seguramente en algunos casos pueden aparecer conflictos entre ellos lo que requerirá tener que sacrificar alguno.

Los criterios de ajuste son los siguientes:

1. La intensidad de arranque ( $I_{Ninv}$ ) se ajustará para detectar faltas monofásicas a tierra resistivas de  $150 \Omega$  al final de la línea en la configuración de la central de mínima aportación a la falta a tierra. Sea  $I_N = 3.I_0$  la intensidad a tierra así calculada. Resultará entonces un valor de arranque ( $I_{Ninv}$ ) que debe cumplir:

$$I_{Ninv} \leq 0,85 \cdot I_N \text{ siendo } 0,85 \text{ el máximo factor de seguridad recomendado.}$$



2. La intensidad de arranque ( $I_{Ninv}$ ) se ajustará por encima de la máxima corriente permanente de desequilibrio a tierra  $I_{Ndes} = 3 \cdot I_0$ , que pueda circular por la línea en explotación a plena carga de la central. Esta ( $I_{Ndes}$ ) es debida al desequilibrio natural inherente a un sistema trifásico, sobre todo cuando no se transponen las líneas o cables. Normalmente ( $I_{Ndes}$ ) no supera el 10% de la Intensidad máxima admisible de la central ( $I_{máx\ central}$ ). Se elegirá normalmente:

$$I_{Ninv} \geq 0,15 \cdot I_{máx\ central} \quad \text{siendo } 0,15 \text{ el mínimo factor de seguridad recomendado}$$

3. El valor de la intensidad de arranque ( $I_{Ninv}$ ) que se adopte para la línea en antena del extremo de generación, debe coordinar con los valores de arranque de todas las funciones (67N) de las líneas conectadas a las barras remotas, incluyendo la línea paralela con su interruptor de la central abierto (caso de multicircuito). Esto debe ser así para todo escenario (punta y valle) y para cualquier topología que pueda darse suprimiendo el elemento remoto que más ( $I_0$ ) aporte al fallo. Este criterio requiere simular faltas a tierra de los dos tipos en cada línea remota ( $j$ ) hasta que pase por su función (67N $_j$ ) su intensidad de arranque ( $I_{Ninv\ j}$ ), y determinando la ( $I_N$ ) que pasa por la función (67N) a ajustar. El valor ( $I_{Ninv}$ ) que se adopte, debe coordinar con todos los valores de arranque ( $I_{Ninv\ j}$ ) de las funciones (67N $_j$ ) de las líneas remotas.
4. Se elegirá una curva de tipo inverso ANSI/IEEE o CEI. Los valores del Dial de Tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque ( $I_{Ninv}$ ) a ajustar, se calcularán de modo que haya coordinación con la protección del Acoplamiento de barras de la subestación remota, con las segundas zonas de distancia y con las funciones (67N) de las protecciones remotas y también en particular con las de los circuitos paralelos con su interruptor local en el extremo de central abierto. También se deberá garantizar la coordinación con las funciones de sobreintensidad, distancia y direccional de otros elementos conectados a las barras remotas, en especial los transformadores, y con la función de fallo de interruptor de todos los elementos remotos. Se hace referencia a las faltas F2, F3, F4, según la Fig. 4.2.1.c2 siguiente. Para ello, concretamente, se simularán faltas, en las configuraciones de mínima y máxima aportación de la central a la falta a tierra, en los elementos remotos. Se simularán tanto faltas monofásicas como bifásicas a tierra sólidas y se considerará también la posibilidad de tener el elemento de la subestación remota que más corriente ( $I_0$ ) aporte al cortocircuito desconectado.

Al objeto de garantizar también la coordinación con las funciones de protección de los elementos remotos (Zona 1, Zona 2, 67N, 51, 51N) para los defectos F5, F6, F7 de la Fig. 4.2.1.c2, se contemplarán faltas próximas y lejanas en la configuración de mínima y máxima aportación de la central a la falta a tierra, tanto para la monofásica como para la bifásica a tierra.

Se recomienda para las funciones (67NI) un margen de coordinación por tiempos superior o igual a 0,25 s con protecciones de tecnología analógica o digital, para todos los valores de intensidad de falta a tierra.

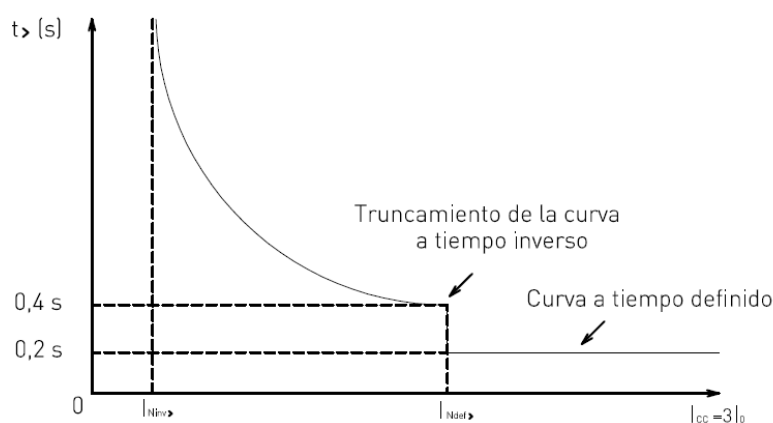
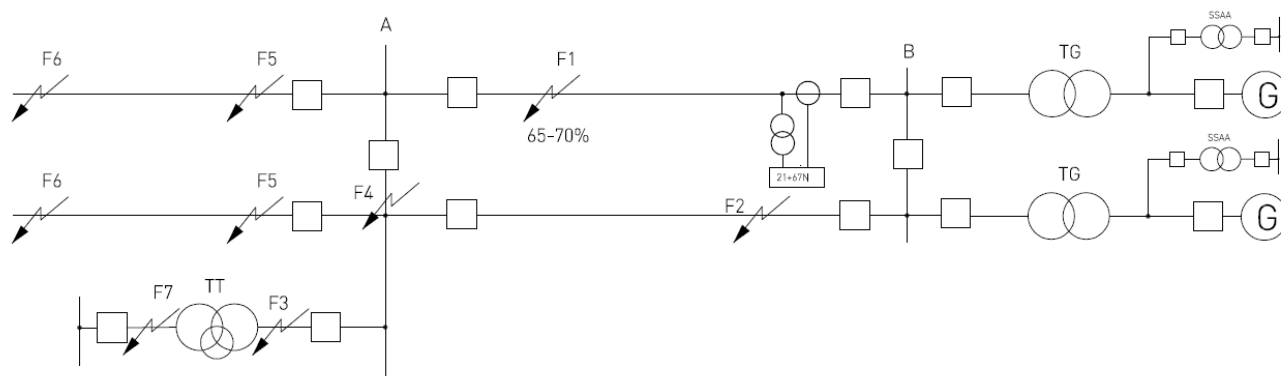


Fig. 4.2.1.c2 Direccional de Neutro

- Una vez seleccionados la curva de tipo inverso, el valor de arranque ( $I_{Ninv}$ ), y su multiplicador del Dial de Tiempos, según los apartados anteriores, y si se utiliza el reenganche monofásico, es preciso chequear que en la pausa del reenganche (tiempo de 1 s ajustado normalmente) tras la duración del cortocircuito a tierra, no se produce la actuación del (67N). En aquellos casos en que no sea así se puede modificar el ajuste del arranque ( $I_{N>}$ ) e incluso mejor cambiar el Dial de Tiempos hasta conseguir la no actuación de la función (67N). Debe considerarse que la línea aérea operaba a la máxima capacidad de la central justo antes de que ocurriera el cortocircuito monofásico a tierra.

En el caso de que no se active el reenganche monofásico para faltas en la línea en antena, es necesario cumplir con el requisito del párrafo anterior para faltas monofásicas con reenganche en las líneas de transporte adyacentes.

Tanto en un caso como en otro, el Operador del Sistema (OS) facilitará los equivalentes necesarios en los escenarios punta y valle, para la realización de los cálculos necesarios.

- Con la curva ya seleccionada, se chequeará que para faltas a tierra sólidas en la zona de barras remotas (Falta F4), el tiempo de actuación sea al menos el del temporizado ajustado a la Zona 2 del relé de distancia. Esto debe chequearse en las configuraciones de mínima y máxima aportación de la central a los dos tipos de falta a tierra postulados. Dada la imposibilidad de cumplirse este tiempo fijo para ambos escenarios, se admite un margen de 0,2 s sobre el temporizado ajustado a la zona 2, lo que garantiza también la coordinación con la función de fallo de interruptor de las salidas remotas y la protección del acoplamiento remoto en caso de existir. En caso de que el Dial de Tiempos no cumpla con el tiempo de disparo en dicho intervalo,



(0,4 – 0,6 s) se podrá cambiar el valor del multiplicador del Dial de Tiempos y/o la Intensidad de Arranque (INinv) hasta conseguirlo. En los casos en que la subestación remota es en configuración de barra simple, el tiempo de actuación para las faltas a tierra en la zona de barras remotas puede bajarse hasta 0,2 s dado que no es necesario coordinar por tiempo con la función de fallo de interruptor de las salidas remotas.

7. Con la curva de tipo inverso seleccionada se comprobará que para la (IN) de cortocircuito solido a tierra (faltas monofásicas y bifásicas a tierra) en la propia salida de línea, en la configuración de máxima aportación al cortocircuito de la planta y con todos los elementos de la propia subestación conectados a barras, el tiempo de actuación de la función (67NI) a tiempo inverso sea igual a 0,2 s o a lo sumo 0,25 s, al objeto de coordinar por tiempo con las funciones instantáneas de protección de la propia línea y con su Zona 2; así como con las funciones de neutro (51N), (67N) de otros elementos a espaldas de la función (67NI) que se ajusta.

Si no es posible conseguir el tiempo de operación anterior, existen al menos dos soluciones:

- A. Modificar el arranque (INinv) y/o el Dial de Tiempos de la función (67NI) a tiempo inverso.
  - B. Truncar o eliminar por lógica interna la función (67NI) a partir de una intensidad igual al ajuste (INdef) de la función a tiempo definido (67ND) a ajustar. Solución factible con relés numéricos actuales -véase la Fig. 4.2.1. c2 anterior.
8. Falta serie en las líneas remotas. Se comprobará que con apertura de una fase en cada línea remota, la función (67NI) que se ajusta actúa coordinadamente en tiempo con la función (67NI) de la línea en defecto. Se comprobará para un escenario de máxima carga previa por las líneas y para otro de mínima carga previa por ellas, considerando las configuraciones de mínima y máxima aportación de la central. Se admite que si hay coordinación, también la habrá para otro tipo de faltas serie, como por ejemplo la apertura de dos fases.

Puede ser difícil, o incluso imposible, en la mayoría de los casos, conseguir ajustar una curva que cumpla con todos los criterios anteriores. Si así ocurriera, se tendrá que sacrificar alguno de ellos.

Es preciso establecer ciertas estrategias para intentar minimizar los sacrificios y lograr el mejor grado de cumplimiento:

- Criterio 1. Algunas veces es preciso incumplirlo. Es asumible si existe función (87L) que detecta normalmente resistencias de falta superiores a 150 Ω.
- Criterio 2. Es imperativo cumplirlo pero casi nunca es limitativo. Si entrara en conflicto con el Criterio 1, prevalecería el Criterio 2.
- Criterio 3. Debe cumplirse. Si no se cumple habrá descoordinación por arranque con algunas de las funciones (67N) de la subestación remota, para faltas lejanas o resistivas.
- Criterio 4. Debe cumplirse, pero puede relajarse aumentando el margen de coordinación por tiempo sobre el indicado en el propio Criterio.
- Criterio 5. Debe cumplirse para no disparar intempestivamente en el periodo de polo abierto de la propia línea durante la pausa del reenganche monofásico en caso de ser utilizado. Si es necesario relajar este criterio puede utilizarse como carga previa de la central (Iprevia) antes del cortocircuito, un porcentaje K% de su Intensidad Máxima Admisible de Carga (Imáx central) en aquellos casos en que esta carga máxima se dé con frecuencia estacional:

$$I_{previa} = K\% / 100 \cdot I_{máx} \quad K\% < 100$$



- Criterio 6. Debe cumplirse. En caso de que el Dial de Tiempos no cumpla con el tiempo de disparo en dicho intervalo, se podrá cambiar su multiplicador y/o la Intensidad de Arranque para conseguirlo. En los casos en que la subestación remota es en configuración de barra simple, el tiempo de actuación para falta a tierra en la zona de barras remotas puede bajarse hasta 0,2 s.
- Criterio 7. Debe cumplirse. No aplicaría a la función (67NI) a tiempo inverso si se utilizara (67ND) a tiempo definido con truncamiento / eliminación de la de tiempo inverso (véase el apartado correspondiente a este criterio). Se recomienda utilizar esta aplicación cuando la tecnología de los relés a instalar lo permita (caso de los actuales relés digitales).
- Criterio 8. No es prioritario. Este criterio es de comprobación una vez que se ha ajustado la función (67NI) en base a los 7 restantes criterios. Si no se puede cumplir, la coordinación para apertura de una fase, en toda la línea remota en los dos escenarios de carga requeridos, entonces que al menos se cumpla para el escenario de carga previa y topología de líneas más usuales. Para ello podría requerirse modificar el Dial de Tiempos y/o la Intensidad de Arranque para conseguirlo.

El criterio 2 es de carácter imperativo. Los criterios prioritarios a cumplir son el 3, 4, 5 y 6 si se utiliza función (67ND) a tiempo definido. Si no se utiliza entonces se incluirá también el 7 como prioritario. Los criterios 1 y 8 no son prioritarios.

#### 4.2.1.4 Función (79). Reenganchador automático

---

Se hace referencia para los aspectos generales al subapartado 4.1.1.3.

Es conocido que los reenganches automáticos someten a los ejes de los sistemas turbina - generador a importantes esfuerzos electromecánicos que pueden reducir su vida, más severos en el caso de falta polifásica con disparo trifásico y reenganche trifásico, que con falta monofásica y disparo y reenganche monofásico.

Los reenganches automáticos trifásicos en las antenas de generación simples (casos de estudio 1, 2 y 3) dan lugar a una pérdida irreparable de la estabilidad del grupo en los potenciales tiempos muertos de reenganche, por lo que para máquinas síncronas no se consideran viables. Se generaliza su no utilización a todos los casos.

La aplicación de los reenganches automáticos monofásicos quedará supeditada al mutuo acuerdo entre el Operador del Sistema y el Agente Generador.

En caso de utilizarse, el reenganche automático será sólo ante falta monofásica en la línea con disparo monopolar de la fase en falta y estará incluido en cada extremo de ella. En el caso de estudio 2, al no contarse con interruptor en el lado de AT del transformador, no se plantea la posibilidad de reenganche automático. En el caso de líneas mixtas es necesario discriminar la localización del defecto, de modo que el reenganche quede bloqueado si éste está situado en el cable.

Con respecto al tiempo muerto o de pausa ( $T_e$ ) del reenganche, hay dos métodos: el reenganche automático rápido ( $T_e \leq 1$  s) y el reenganche automático lento ( $T_e > 1$  s). En antenas de generación, y con generación síncrona, se utilizará siempre el reenganche automático rápido.

### ELEMENTOS QUE PROTEGE

Al sistema de potencia favoreciendo su estabilidad y la disponibilidad de la planta generadora.



## FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

Con la función de discordancia de polos de su propia posición en caso de reenganche.

Se recuerda aquí que se tienen que coordinar las funciones (51N) y (46) de los grupos, y las funciones (67N) de las líneas, con el tiempo de pausa del reenganche (tiempo muerto) tras el cortocircuito a tierra.

### -CRITERIOS DE AJUSTE

Los reenganches monofásicos se iniciarán simultáneamente en los dos extremos de la línea con la señal de disparo de las protecciones instantáneas del circuito en antena.

Sólo se permitirá un ciclo de reenganche automático.

El tiempo muerto del reenganche ( $T_e$ ) deberá ser superior al tiempo máximo de desionización del arco en el punto de falta y suficientemente bajo para limitar los efectos sobre el generador. En consecuencia, el tipo de reenganche será el rápido y el tiempo muerto a ajustar se recomienda entre 0,9 y 1 s, similar valor de ajuste que el utilizado en las líneas de la red de transporte.

El ajuste del tiempo de bloqueo o de reposición ("reclaim time") de la función de reenganche ( $T_b$ ), deberá ser superior al máximo tiempo de preparación ( $T_i$ ), que el interruptor necesita tras un reenganche exitoso, para hacer el cierre posterior en un nuevo ciclo de disparo y reenganche.

$$T_b \geq 1,3.T_i$$

Siendo ( $T_i$ ) el máximo tiempo de preparación del interruptor; así por ejemplo en un interruptor de accionamiento por resortes, será el máximo tiempo de carga de resortes tras el reenganche exitoso.

#### 4.2.1.5 Función 50S-62. Fallo de interruptor

---

La protección de fallo de interruptor (50S-62) de la antena de generación es una función de respaldo local y disparará todos los interruptores que conectan las fuentes de intensidad a la falta.

La función (50S-62) debe detectar fallo en la apertura del interruptor al despejar una falta o anomalía.

Son de aplicación los criterios de ajuste y consideraciones realizados en el subapartado general 4.1.1.4, con las particularidades específicas de las antenas de generación y en especial del lado de central o MPE, que se indican a continuación.

### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

El propio interruptor, el elemento conectado a barras y el sistema de potencia.



## -CRITERIOS DE AJUSTE

La unidad de arranque de la función (50S-62) reconoce la orden de disparo de todas aquellas funciones de protección eléctricas que se haya decidido que sea necesario que lo activen, en función del caso de estudio.

La unidad de detección de la función (50S-62) tiene el objetivo de comprobar que el interruptor no ha abierto mecánicamente o eléctricamente. Esta detección, para líneas en antena, es por supervisión de intensidad y/o por contactos del interruptor y basta con detectar un cierto valor de la misma, según se indica a continuación.

El criterio de ajuste de esta intensidad de supervisión (I50BF) dependerá del caso de estudio y de la ubicación del interruptor en particular para el que se postula el fallo.

En los interruptores situados inmediatamente aguas arriba de los transformadores de grupo (extremo de central), tales como los de los casos de estudio 1, 3, 4 y 5, el ajuste de la intensidad de supervisión (I50BF) debe estar entre el 10% y el 50% de la corriente asignada del generador. Estos interruptores no pertenecen a la antena de generación, salvo los casos de estudio 1 y 3 donde también se aplicará el criterio anterior para (I50BF).

En el extremo de transporte de la línea en antena, el ajuste de la intensidad de supervisión (I50BF) debe establecerse según lo indicado en el apartado 4.1.1.4 de las líneas de transporte.

Los detectores de intensidad de neutro (residual) del interruptor del extremo de la central (I50NBF) inmediatamente aguas arriba del transformador de central, tales como los de los casos de estudio 1, 3, 4 y 5, se ajustarán con el fin de vigilar desequilibrios de corriente por polo abierto, recomendándose un ajuste entre el 20-40% de la intensidad asignada del grupo. Estos interruptores no pertenecen a la antena de generación, salvo los casos de estudio 1 y 3 en los que también se aplicará el criterio anterior para (I50NBF).

En todo caso, se comprobará que dicho ajuste no es superior al 85% de la intensidad de arranque de la función (67N), si existe, del enlace interruptor-transformador de grupo. Dependiendo del caso de estudio, si no existe la función (67N), se tomará en su lugar la intensidad de arranque de la función (51N) del propio transformador de grupo.

En el extremo de transporte de la línea en antena, el ajuste de la intensidad de supervisión de neutro (I50NBF) debe establecerse según los criterios del subapartado general 4.1.1.4 de las líneas de transporte.

La temporización deberá ser superior al máximo tiempo de ruptura del interruptor más el tiempo de reposición de la unidad de arranque, con un margen de seguridad. El valor usual recomendado es 200 ms.

## 4.3 Área de protección de la subestación de generación

---

### 4.3.1 Posición de AT del Transformador de Grupo

---

Las protecciones de los transformadores de generación que se considerarán en este apartado son aquellas que formando parte del sistema de protección de dichos transformadores, tienen como objetivo fundamental el dar respaldo ante faltas externas en caso de fallo del sistema de protección del elemento afectado por la falta.



Deben asegurar la integridad del transformador ante faltas pasantes y por otra parte ser selectivas y no actuar ante transitorios no dañinos para el transformador ni el generador.

Las funciones de protección que normalmente se utilizan en los transformadores de generación y que es necesario tener en cuenta para la coordinación en relación con los cortocircuitos, son las siguientes:

- 21 -Función de distancia.
- 50 -Función de sobreintensidad de fase instantánea.
- 51 -Función de sobreintensidad de fase a tiempo inverso y a tiempo definido.
- 51N -Función de sobreintensidad de neutro a tiempo inverso y a tiempo definido.
- 50S-62 - Función de fallo de interruptor

A continuación se desglosan sus criterios de ajuste:

#### 4.3.1.1 Función 21 (distancia en el lado de AT)

En el lado de alta tensión del transformador de grupo se pueden ajustar tres posibles zonas de distancia temporizadas (Z1T, Z2T y Z3T) como funciones de respaldo: dos con direccionalidad hacia el transformador (Z1T, Z2T) y una zona (Z3T) con direccionalidad hacia las barras de la subestación dónde se ubica la protección. (Ver la Fig. 4.3.1.a.1.1)

La función (Z1T) se considera de apoyo local parcial respecto a las protecciones instantáneas del transformador.

La función (Z2T) se considera de apoyo local a las protecciones instantáneas de Central.

La función (Z3T) se considera de apoyo local a las protecciones diferencial de barras y a la protección de acoplamiento, en caso de existir. Indirectamente también proporciona respaldo local parcial a las protecciones de los elementos conectados a la subestación.

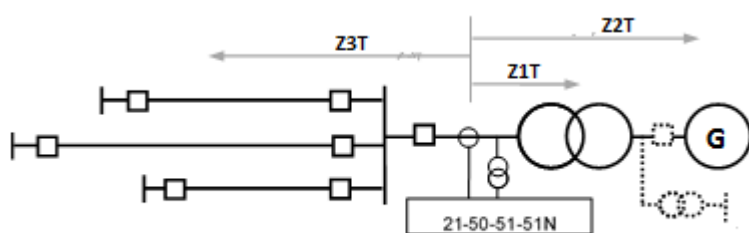


Fig. 4.3.1.a.1.1

##### a). ZONA 1 con direccionalidad hacia el transformador (Z1T)

###### Elementos que protege

La acometida (enlace), las propias bornas de alta tensión del transformador, y parcialmente el transformador de grupo hasta el alcance óhmico definido por el ajuste realizado (Fig. 4.3.1.a.1.1). También el sistema eléctrico en general.



## Funciones de protección con las que tiene que coordinar

En el caso en que se temporice, deberá coordinar con las funciones instantáneas de protección del transformador.

### Criterios de ajuste

Detectará todo cortocircuito en la acometida y en las bornas del transformador, así como en una fracción del devanado de AT. Actuará como respaldo parcial de las funciones principales instantáneas del transformador (diferencial, diferencial de bloque transformador-generador, sobreintensidad instantánea y Buchholz).

Se comprobará que durante la energización del transformador, en el caso de contar con interruptor de generación en su lado de baja tensión, la función (Z1T) no actúa.

En el caso de grupos de bombeo, durante la maniobra de arranque, se comprobará que no se produce actuación de la protección, pudiendo ser bloqueada si fuera necesario.

El alcance óhmico de la Zona 1 a ajustar con direccionalidad hacia el transformador será:

$$Z1TRF = K1TRF \cdot ZTRF$$

Siendo:

ZTRF la impedancia de cortocircuito del transformador vista desde el devanado de AT considerando las tomas normales de funcionamiento

K1TRF un valor determinado por el agente generador, normalmente establecido entre valores de  $K1TRF = 0,7 \div 0,85$

El factor (K1TRF) de seguridad tiene en cuenta los errores de los T/i, de los T/t, del equipo de protección, de la posibilidad de una impedancia del transformador distinta a la (ZTRF) considerada, etc., para nunca sobrepasar la impedancia del transformador de potencia. Se recomienda tomar un valor inferior o igual a 0,8.

En el caso de grupos de bombeo, el alcance del ajuste que se haga para la Zona 1 y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la de máxima carga del transformador en el diagrama R-X -véase la figura 4.3.1.a.1.2. Para ello se considerará la característica de carga a la correspondiente a la zona delimitada por una mínima impedancia  $Z_c = 0,85 \cdot U_n / (\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot I_n)$ ; siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $I_n$ ) la intensidad del transformador asignada al lado de tensión donde está la protección cuya (Z1TRF) se ajusta; con un ángulo de la impedancia ( $\varphi_{TRF}$ ) comprendido entre  $-45^\circ \leq \varphi_{TRF} \leq 45^\circ$  (Ver el área 1 en la figura 4.3.1.a.1.2.).

En aquellas protecciones que lo permitan, se requiere la activación del bloqueo de la función (Z1T) por actuación de la función de oscilación de potencia.

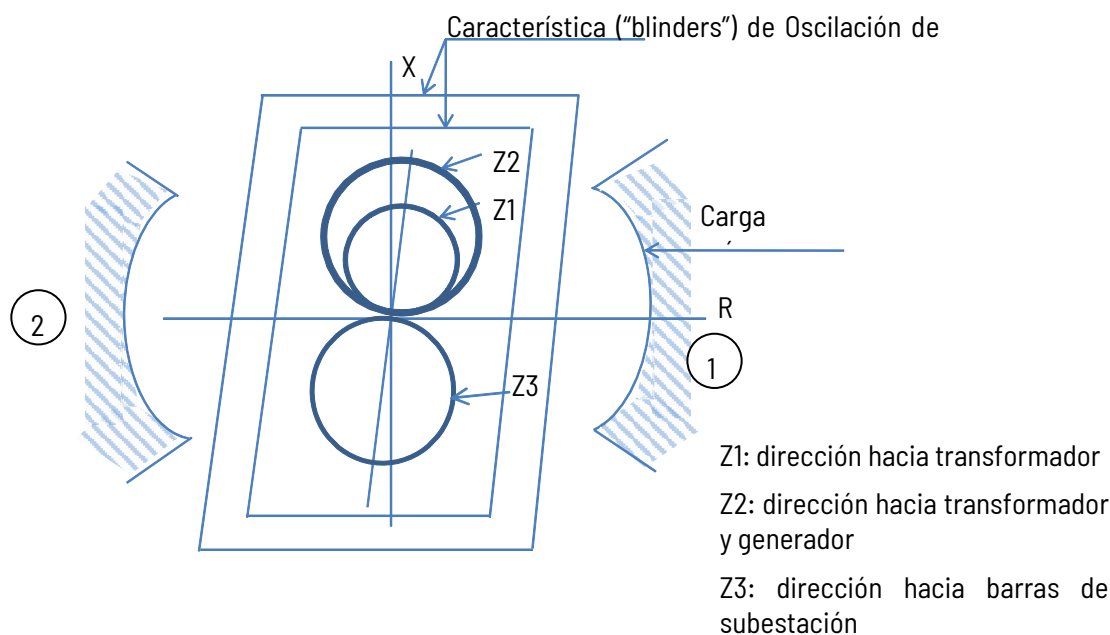


Figura 4.3.1.a.1.2 - Característica de detección de oscilación de potencia.

Cuando se emplee la característica poligonal, el alcance óhmico reactivo ( $X1TRF$ ) de la Zona 1 será:

$$X1TRF = Z1TRF$$

En cuanto a su alcance óhmico resistivo ( $R1TRF$ ), el valor máximo a ajustar viene limitado a:

$$R1TRF = K1' \cdot X1TRF$$

Siendo:

$K1'$  un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X1TRF$ ). El valor del ajuste a realizar debe ser tal que no interferirá con la característica de carga y tampoco deberá cortar con los límites de las características ("blinders") de oscilación de potencia.

Para las unidades de distancia de faltas monofásicas a tierra se ajustará un factor de compensación homopolar ( $K0$ ) igual al del circuito de interconexión con las bornas del lado de alta tensión del transformador.

El temporizado a ajustar a la ( $Z1T$ ) podría ser instantáneo ( $t = 0$  ms), aunque puede asumirse una temporización para permitir coordinación con las protecciones instantáneas del transformador, ajustándose entre 150÷300ms. Si hay redundancia de protección instantánea en el transformador (protección diferencial de transformador y de bloque), suele ajustarse la temporización de la ( $Z1T$ ) en 200ms, dejando así la Zona 1 como respaldo de las anteriores.



## b). ZONA 2 con direccionalidad hacia el transformador (Z2T)

### Elementos que protege

El transformador de grupo, incluyendo su acometida (enlace), las bornas de los lados de AT y de BT, sus devanados, las barras del lado de tensión de generación, y una fracción del devanado del generador hasta el alcance óhmico ajustado (Fig. 4.3.1.a.1.1).

### Funciones de protección con las que tiene que coordinar

Deberá coordinar con las funciones de protección del transformador y con diferentes funciones de protección del alternador, dependiendo de la topología de la Central, según se disponga o no de interruptor de generador en el lado de BT del transformador, como más adelante se analizará.

### Criterios de ajuste

Actuará como respaldo de las funciones principales instantáneas del transformador (diferencial, diferencial de bloque transformador-generador, sobreintensidad instantánea y Buchholz), y coordinará con las funciones de sobreintensidad de fase y neutro.

Se considerará todo tipo de falta polifásica en el transformador y en el lado de baja tensión de generación.

Se comprobará que durante la energización del transformador, en el caso de contar con interruptor de generación en el lado de baja tensión, la función de distancia de Zona 2 (Z2T) no actúa.

En el caso de grupos de bombeo, durante la maniobra de arranque, se comprobará que no se produce actuación de la protección, pudiendo ser bloqueada si fuera necesario.

El alcance óhmico (Z2TRF) de la Zona 2 a ajustar con direccionalidad hacia el transformador será un valor comprendido entre:

$$1,15 \cdot ZTRF < Z2TRF < 1,3 \cdot ZTRF$$

Siendo:

ZTRF la impedancia de cortocircuito del transformador vista desde el devanado de AT, considerando las tomas normales de funcionamiento.

Se comprobará que con el ajuste anterior no se detectan faltas en barras de servicios auxiliares de central.

En el caso de grupos de bombeo, el alcance del ajuste que se haga para la Zona 2 y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la de máxima carga del transformador en el diagrama R-X -véase la Figura 4.3.1.a.1.2. Para ello se considerará la característica de carga a la correspondiente a la zona delimitada por:

- una mínima impedancia  $Z_c = 0,85 \cdot U_n / (\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot I_n)$ , siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema, e ( $I_n$ ) la intensidad del transformador asignada al lado de tensión donde está el relé cuyo (Z2TRF) se ajusta.
- y un ángulo ( $\varphi_{TRF}$ ) de la impedancia mínima de carga comprendido entre  $-45^\circ \leq \varphi_{TRF} \leq 45^\circ$

(Ver el área 1 en la Figura 4.3.1.a.1.2.)



En aquellas protecciones que lo permitan, se requiere la activación del bloqueo de la función (Z2T) por actuación de la función de oscilación de potencia.

Cuando se emplee la característica poligonal, el alcance reactivo (X2TRF) de la Zona 2 será:

$$X2TRF = Z2TRF$$

Ajustándose (Z2TRF) como se ha indicado anteriormente.

El alcance resistivo (R2TRF) a parametrizar en la característica poligonal, será tal que  $R2TRF \geq R1TRF$ . Es usual ajustar  $R2TRF = 1,2 \cdot R1TRF$ , considerando las limitaciones que puede imponer el modelo utilizado del relé.

El temporizado a ajustar a la (Z2T) será entre 200 y 400 ms, para permitir la actuación selectiva de las protecciones instantáneas del transformador o del generador, en el caso de existir interruptor de generación (Ver la Fig. 4.3.1.a.1.1) con el fin de mantener la alimentación a servicios auxiliares de Planta, y dejar esta función como respaldo de la Zona 1. Se considera 200 ms el temporizado típico de la Zona 2.

La característica ajustada para la Zona 2 no se cortará con la curva de carga máxima en el diagrama R-X, ni en regímenes de plena carga en bombeo, ni en el transitorio del arranque de un grupo como bomba con otros grupos bombeando en régimen estable. Se comprobará que en estas condiciones no se produce disparo de la Zona 2 por alcance de impedancia. Adicionalmente, se comprobará que las características de oscilación de potencia ("blindings") quedan entre la característica de la Zona 2 y la curva de máxima carga en el bombeo.

### c). ZONA 3 con direccionalidad inversa hacia la subestación de AT (Z3T)

#### Elementos que protege

Las barras locales de la subestación, indirectamente una fracción de los elementos conectados a dichas barras hasta el alcance definido por el ajuste y al grupo generador (Ver la Fig. 4.3.1.a.1.1).

Funciones de protección con las que tiene que coordinar

- Con las funciones de distancia (21) de todos los circuitos conectados a las barras locales
- Con la función (67N) de los elementos conectados a las barras locales
- Con las funciones (50, 51, 51N y 21) de protección de los transformadores conectados a las barras locales
- Con las funciones (50, 51, 51N) de reactancias y bancos de condensadores conectados a las barras locales
- Con las funciones de protección del Acoplamiento (ACP) de la propia subestación
- Con la función de fallo de interruptor (50S-62) de las posiciones de las barras locales de la subestación cuando ésta no es configuración de simple barra

#### Criterios de ajuste

Se presentan dos posibles casos de ajuste de la (Z3T) a decidir por el agente generador:

- A. Alcance corto para detección de faltas en las barras de la subestación



Se detectará todo cortocircuito sólido de los cuatro tipos en barras locales y se asumirá el valor de la mínima impedancia vista por la protección, simulando faltas al límite de la Zona 1 de cualquier elemento conectado a barras. Para ello se considerará, el efecto de las mínimas aportaciones intermedias y asumiendo fuera de servicio el elemento que más intensidad aporte a dicho cortocircuito si el número de elementos que aportan intensidad es inferior o igual a tres, descontando el grupo generador y el elemento donde se simula la falta. Si el número de aportaciones intermedias al fallo es superior a tres (excluido el elemento en falta y el grupo generador) se desconectarán los dos elementos que más intensidad aporten al cortocircuito, incluyendo en esta consideración otros grupos de generación conectados a barras. Para determinar la mínima aportación intermedia se deben contemplar los dos escenarios de generación extremos: punta y valle, así como los cuatro tipos de cortocircuitos sólidos y considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento en falta.

El alcance de la Zona 3 a ajustar con direccionalidad hacia las barras (inversa) será como sigue:

$$Z_{3TRF} \leq \text{Mín} \{Z_{vj}\}$$

Siendo:  $Z_{vj} = K_{\text{mín apor } j} \cdot Z_{1j} \cdot K_3$

$K_{\text{mín apor } j}$ : Factor mínimo de las aportaciones intermedias para faltas en el elemento (j)

$Z_{vj}$ : Impedancia detectada por la función (21) para falta al límite de la Zona 1 del relé (21) del elemento (j)

$Z_{1j}$  es el alcance de impedancia ajustado a la Zona 1 del circuito (j). En el caso de que el elemento (j) sea otro transformador, es preciso sustituir ( $Z_{1j}$ ) por su impedancia de cortocircuito referida al lado de tensión de la ( $Z_{3T}$ ), y para faltas en barras del otro lado de tensión del transformador, de cara al factor ( $K_{\text{mín apor } j}$ )

$K_3$  es el factor de seguridad que tiene en cuenta los errores de los T/i, los T/t, los parámetros de las líneas, etc., para nunca sobrepasar el alcance de la Zona 1 de la protección del elemento donde se postule la falta, y puede tomarse inferior o igual a 0,85; aunque cuando el elemento (j) sea otro transformador, se recomienda inferior o igual a 0,8

Los cálculos, consideraciones y criterios a seguir para la determinación del factor ( $K_{\text{mín apor } j}$ ) son los mismos que se indicaron en el subapartado 4.1.1.1.b) de la Zona 2 de líneas de transporte.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 3 y su característica de actuación, serán tales que dicha característica, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la máxima carga del transformador en el diagrama R-X (véase la Figura 4.3.1.a.1.2). Para ello se considerará la característica correspondiente a la zona delimitada por:

- una mínima impedancia de carga  $Z_c = 0,85 \cdot U_n / (\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot I_n)$ , siendo ( $U_n$ ) la tensión nominal del sistema e ( $I_n$ ) la intensidad del transformador asignada al lado de tensión donde está el relé cuyo ( $Z_{3TRF}$ ) se ajusta.
- un ángulo ( $\varphi_{TRF}$ ) de la carga tomado conservadoramente, tal que:

$$-\varphi_r \leq \varphi_{TRF} \leq \varphi_r$$

Siendo ( $\varphi_r$ ) el ángulo correspondiente al factor de potencia asignado del generador (Ver el área 1 en la Figura 4.3.1.a.1.2).

En aquellas protecciones que lo permitan, se requiere la activación del bloqueo de la función ( $Z_{3T}$ ) por actuación de la función de oscilación de potencia.



Con este ajuste se garantiza la coordinación por alcance con la protección del acoplamiento de barras cuyo criterio de ajuste del alcance es el mismo que el de (Z3TRF).

Cuando se emplee la característica poligonal el alcance reactivo (X3TRF) de la Zona 3 será:  $X3TRF = Z3TRF$

En cuanto a su alcance resistivo (R3TRF) el valor máximo a ajustar viene limitado a:  $R3TRF = K' \cdot X3TRF$

Siendo (K') un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de (X3TRF), así como de otros factores. Normalmente  $K' = 2 \div 5$ .

Para faltas monofásicas a tierra se utilizará un factor de compensación homopolar (K0) igual al usual de los circuitos aéreos de salida de las barras de la subestación.

El temporizado (TZ3TRF) a ajustar a la (Z3T) para faltas en la zona de barras y salida de elementos, se define para coordinar con las funciones de protección del acoplamiento en configuración de doble barra, con la función de fallo de interruptor, con las funciones de Zona 1 de los elementos, y con las funciones (67N) y de sobreintensidad de transformadores y circuitos. Será como sigue:

$$TZ3TRF \geq \text{Máx} \{ TZ1/Z3/51D/51ND/ACP, T67NL, [(T(21//67N/50/51/51N)trafo, TZ1L) + T50S-62] \} + \Delta t$$

Siendo  $\Delta t = 0,2$  s el margen de coordinación con protecciones digitales e interruptores modernos.

En configuración de subestación en barra simple no será necesario coordinar por tiempo con la función de fallo de interruptor (T50S-62).

Un ajuste usual – y recomendable – que cumple la anterior inecuación es  $TZ3TRF = 0,4$  s.

#### B. Alcance largo como apoyo a protecciones de elementos conectados a la subestación

Se pretende detectar con la (Z3T) los cortocircuito sólidos de los cuatro tipos más allá de las barras locales; es decir en una mayor o menor extensión de los elementos conectados a dichas barras. Para ello se podría asumir el valor de la mínima impedancia vista por la protección, simulando faltas al límite de la Zona 2 de cualquier circuito conectado a barras. Se consideraría, el efecto de las mínimas aportaciones intermedias y se asumiría fuera de servicio el elemento que más intensidad aporte a dicho cortocircuito si el número de elementos que aportan intensidad es inferior o igual a tres (descontando el grupo generador y el elemento donde se simula la falta). Si el número de aportaciones intermedias al fallo es superior a tres (excluido el elemento en falta y el grupo generador) se desconectarían los dos elementos que más intensidad aporten al cortocircuito, incluyendo en esta consideración otros grupos de generación conectados a barras. Para determinar la mínima aportación intermedia se deberían contemplar los dos escenarios de generación extremos: punta y valle, así como los cuatro tipos de cortocircuitos sólidos y considerando disparado el interruptor del extremo remoto del elemento en estudio.

El objetivo de este criterio de ajuste sería coordinar con todas las Zonas 2 de los circuitos remotos, en el supuesto de que los elementos remotos estuviesen equipados adecuadamente según se estipula en los Criterios Generales de Protección (CGPs). Sin embargo, debido a la gran complejidad del criterio de ajuste anterior, se considera suficiente – y conservador – para la Zona 3 de los transformadores de central, simplificarlo, pasando a simular las faltas en las barras remotas de los circuitos adyacentes, en vez de al límite de sus Zonas 2.



El alcance (Z3TRF) de la Zona 3 a ajustar con direccionalidad hacia las barras (inversa) será como sigue:

$$Z3TRF \leq \text{Mín} \{Zvj\}$$

Siendo:  $Zvj = K_{\text{mín}} \text{apor } j \cdot ZLj \cdot K3$

$K_{\text{mín}} \text{apor } j$ : Factor mínimo de aportaciones intermedias para faltas en el extremo remoto del elemento (j)

$Zvj$ : Impedancia detectada por la Zona 3 para falta en las barras remotas del elemento (j)

$ZLj$  es la impedancia del elemento adyacente (j). En el caso de que el elemento (j) sea otro transformador, es preciso sustituir ( $ZLj$ ) por su impedancia de cortocircuito referida al lado de tensión de la función (21) y simular faltas en barras del otro lado de tensión del transformador, de cara al factor ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ )

El factor ( $K3$ ) de seguridad tiene en cuenta los errores de los T/i, los T/t, los parámetros de las líneas, etc, para nunca sobrepasar el alcance de la Zona 1 de la protección del elemento donde se postule la falta y puede tomarse inferior o igual a 0,85; aunque cuando el elemento (j) sea otro transformador, se recomienda inferior o igual a 0,8.

Los cálculos, consideraciones y criterios a seguir para la determinación del factor ( $K_{\text{mín}} \text{apor } j$ ) son los mismos que se indicaron en el subapartado 4.1.1.1.b) de la Zona 2 de líneas de transporte, pero considerando el interruptor remoto de cada elemento adyacente (j) cerrado, dado que se simula falta en barras remotas.

El alcance del ajuste que se haga para la Zona 3 y su característica de actuación serán tales que dicha curva, quedando inscrita en las de detección de oscilación de potencia, no interfiera con la máxima carga del transformador en el diagrama R-X (véase la figura 4.3.1.a.1.2). Para ello se considerará la característica correspondiente a la zona delimitada por:

- una mínima impedancia de carga  $Zc = 0,85 \cdot Un / (\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot In)$ ; siendo ( $Un$ ) la tensión nominal del sistema e ( $In$ ) la intensidad del transformador asignada al lado de tensión donde está el relé cuya ( $Z3T$ ) se ajusta.
- Un ángulo de carga ( $\varphi_{TRF}$ ) para el que se toma el criterio aproximado y conservador de:

$$-\varphi_r \leq \varphi_{TRF} \leq \varphi_r$$

Siendo ( $\varphi_r$ ) el ángulo correspondiente al factor de potencia asignado del generador. (Ver área 1 en la Figura 4.3.1.a.2.)

En aquellas protecciones que lo permitan, se requiere la activación del bloqueo de la función ( $Z3T$ ) por actuación de la función de oscilación de potencia.

Con este ajuste se garantiza la coordinación por alcance con la protección del acoplamiento de barras cuyo criterio de ajuste es el mismo que el de ( $Z3TRF$ ).

Cuando se emplee la característica poligonal, el alcance reactivo ( $X3TRF$ ) de la Zona 3 será:  $X3TRF = Z3TRF$

En cuanto a su alcance resistivo ( $R3TRF$ ) el valor máximo a ajustar viene limitado a:  $R3TRF = K' \cdot X3TRF$



Siendo ( $K'$ ) un valor que normalmente facilita el fabricante de la protección dependiente del ajuste que se haga de ( $X3TRF$ ), así como de otros factores. Normalmente  $K'=2÷5$ .

Para faltas monofásicas a tierra se utilizará un factor de compensación homopolar ( $K_0$ ) igual al de los circuitos aéreos de salida de las barras de la subestación.

El temporizado a ajustar a la ( $Z3T$ ) se hará para coordinar con las funciones del acoplamiento (ACP) en configuración de doble barra, con la función de fallo de interruptor (50S-62), con las Zonas 2 de los elementos adyacentes, con las funciones (67N) de líneas y transformadores, y con las funciones de sobreintensidad de estos. Será así:

$$TZ3TRF \geq \text{Máx} \{ TZ2/Z4/51/51NACP, [(T67NL, T(21//67N/50/51/51N)trafo, TZ2L) + T50S-62] \} + \Delta t$$

Siendo  $\Delta t = 0,2$  s con protecciones digitales e interruptores modernos.

En configuración de subestación en barra simple no será necesario coordinar por tiempo con la función de fallo de interruptor (50S-62).

En el caso de no contar con transformadores adyacentes, un ajuste usual que cumple la anterior fórmula es  $TZ3TRF = 0,8$  s.

#### 4.3.1.2 Funciones 50-51-51N (sobreintensidad) en el lado de AT

Se consideran como protección de respaldo de las protecciones principales (ver la Figura 4.3.1.b.1.1).

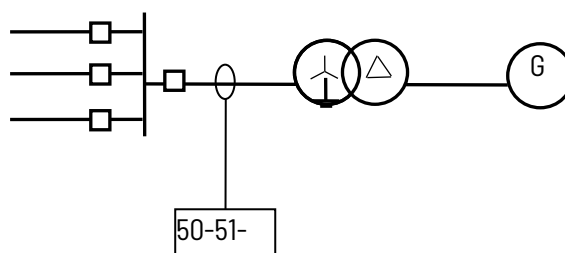


Figura 4.3.1.b.1.1 – Funciones de sobreintensidad 50-51-51N

Las funciones de sobreintensidad (51 y 51N) se consideran también como protección de respaldo de las protecciones de los elementos de la red ante faltas en barras de la subestación o en dichos elementos, no despejadas en tiempo apropiado por las protecciones principales, por diferentes causas.

Asimismo para faltas externas al transformador, pero comprendidas en la zona de su protección diferencial, actuarían como respaldo en tiempo largo (51, 51N) ante el fallo de la protección diferencial del transformador.



La función de sobreintensidad instantánea (50) dará respaldo en la detección de faltas internas en el transformador y en su circuito de enlace (acometida).

## -ELEMENTOS QUE PROTEGEN

El propio transformador, indirectamente una fracción o la totalidad de los elementos locales conectados a la subestación de AT, y a las barras de generación.

En el caso de que los T/i estén situados en la subestación de AT, la zona protegida incluirá el circuito de enlace del transformador con las barras de AT.

Si la ubicación de los T/i es en las bornas pasatapas ("bushings") del transformador, o en su proximidad, la zona protegida por la función (50) no incluye el tramo de enlace.

## -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENEN QUE COORDINAR

Las protecciones de sobreintensidad del transformador deberán coordinar con las funciones de protección de todos los elementos conectados a barras locales del lado de AT del transformador.

## -CRITERIOS DE AJUSTE

### a). Función (50) de sobreintensidad instantánea de fases

Esta función está ubicada en el lado de AT del transformador y su objetivo es detectar todo cortocircuito entre fases y a tierra, desde la localización de los T/i hasta una fracción interna del devanado de AT del transformador determinada por el valor de ajuste de la intensidad de arranque; por lo tanto se considera una función de apoyo parcial a las protecciones diferenciales del transformador en el tramo reseñado.

El objetivo de la función (50) es la detección de faltas internas en el transformador y su circuito de enlace sin actuar por cortocircuitos en su lado de BT, sin actuación ante faltas en la red, y salvando sin operar ante la intensidad transitoria de magnetización del transformador ("inrush current") en los casos que aplique.

Los criterios de ajuste para determinar el valor del arranque (Iarr 50TRF) de la función (50) son los siguientes:

a). En los casos en los que se dispone de interruptor de generador, (Iarr 50TRF) debe ser superior a la máxima corriente de magnetización transitoria (IMAG) cuando se energiza el transformador en vacío desde el lado de AT. En este sentido se debe considerar:

$$I_{MAG} = K \cdot I_{asig\ DEV}$$

Siendo (Iasig DEV) la intensidad asignada del transformador del lado de AT



Normalmente  $K = 6 \div 10$  dependiendo del tipo de transformador y del relé. El valor de (K) lo deberá proporcionar el fabricante del transformador.

En el caso de que el relé disponga de bloqueo por detección de corriente transitoria de magnetización ("inrush current") este criterio no será de aplicación.

b). El valor de ajuste ( $I_{arr}$  50TRF) debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima ( $I_{ccBT}$ ) para cualquier tipo de falta sólida en el lado de BT. En este sentido se debe considerar:

$$I_{ccBT} = K \cdot I_{m\acute{a}x\ apor}$$

Siendo:

$K$  un factor de seguridad  $1,2 \div 1,6$ , pudiendo establecerse en  $1,2 \div 1,3$  en el caso de relés de tecnología digital y en  $1,3 \div 1,6$  en el caso del resto de tecnologías.

$I_{m\acute{a}x\ apor}$  la intensidad de falta máxima aportada desde el sistema ante falta polifásica en el lado de BT.

c). El valor de ajuste ( $I_{arr}$  50TRF) deberá ser superior a la máxima intensidad de cortocircuito aportada desde el lado de BT ( $I_{ccAT}$ ), ante falta sólida de cualquier tipo, en la acometida (enlace) a barras de AT. En este sentido se debe considerar:

$$I_{ccAT} = (130-150\%) \cdot I_{m\acute{a}x\ apor}$$

Siendo ( $I_{m\acute{a}x\ apor}$ ) la intensidad de falta máxima aportada en el lado de AT desde el sistema de generación. Se considerará el tipo de falta que dé lugar a una mayor corriente cortocircuito y estando el generador en condición de sobretensión máxima admisible permanente (Véase la Figura 4.3.1.b.1.2 siguiente)

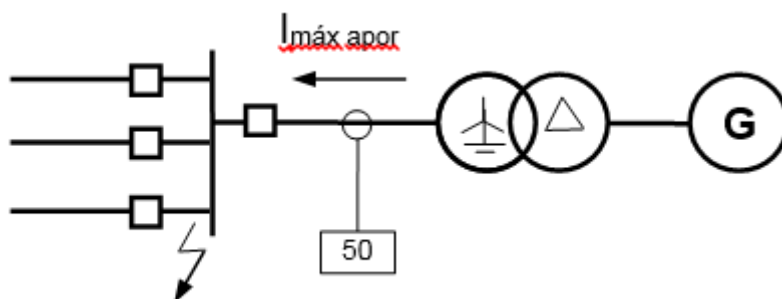


Figura 4.3.1.b.1.2 - Intensidad de falta aportada por la generación

d). Por otra parte, se calculará la mínima intensidad de cortocircuito ( $I_{redmin}$ ) que pasa por el enlace del transformador desde la red, para falta sólida en sus bornas de AT (Véase la Figura 4.3.1.b.1.3 siguiente). Se calculará en escenario valle, para los cuatro tipos de faltas, siendo típicamente la bifásica la que proporciona la intensidad más pequeña. Se asumirá una tensión de prefalta de la fuente ligeramente inferior (0.97-0.98) a la nominal del sistema.

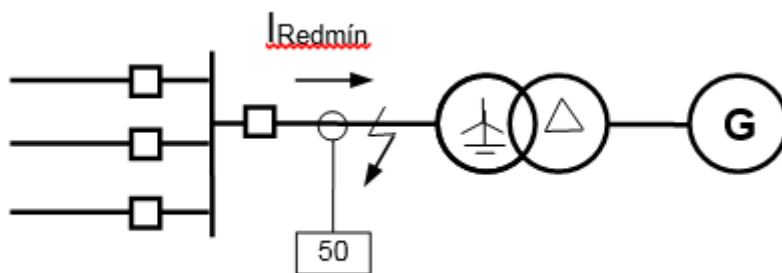


Figura 4.3.1.b.1.3 –Intensidad de falta mínima aportada por el sistema eléctrico

Teniendo en cuenta todos los factores citados para el ajuste, el valor ( $I_{arr 50TRF}$ ) de ajuste para esta función (50) instantánea, se determinará según la inecuación general siguiente:

$$\text{Máx}(IMAG, I_{ccBT}, I_{ccAT}) \leq I_{arr 50TRF} \leq K \cdot I_{Redmín}$$

Donde (K) es un factor del intervalo  $0,85 \pm 1$ , siendo recomendable un valor de (K) próximo o igual a 0,85. Se comprobará el margen, y en el caso de no cumplirse dicha condición se considerará un valor de (K) más alto dentro de este rango, e incluso superior a 1 si fuera necesario, por ejemplo, en el caso de potencias de cortocircuito ( $I_{Redmín}$ ) en la red muy bajas.

#### b). Función (51) de sobreintensidad de fases a tiempo inverso

Su objetivo es proteger al transformador ante potenciales daños térmicos ocasionados por una falta pasante al mismo, es decir, faltas externas al transformador y que no quedan dentro de la zona de protección de la función diferencial de transformador o de bloque (generador-transformador); así como dar respaldo a las protecciones del sistema ante faltas en barras o en los elementos conectados a las mismas y coordinando con ellas.

Esta función debe ser deshabilitada en operación modo bombeo en centrales de bombeo durante el arranque desde red.

Se determinará el valor del arranque ( $I_{arr 51TRF}$ ), multiplicador del dial de tiempos y tipo de curva de la función (51) del lado de AT, con los siguientes criterios de ajuste:

- La intensidad de arranque ( $I_{arr 51TRF}$ ) debe ser superior a la intensidad asignada del transformador, permitiendo con este ajuste ligeras sobrecargas de la máquina, por transitorios u oscilaciones del sistema.

En este sentido, y teniendo en cuenta los requisitos anteriores, se debe ajustar el valor de arranque a:

$$I_{arr 51TRF} = K \cdot I_{sig DEV}$$

Siendo ( $I_{sig DEV}$ ) la intensidad asignada del transformador desde el lado de AT.

Normalmente  $K=1,15 \pm 1,30$  dependiendo del tipo de transformador y del sistema eléctrico.



-El tipo de curva a seleccionar, y/o el valor del dial de tiempos a ajustar, serán tales que, protegiendo la característica térmica admisible del transformador, permitan también sobreintensidades transitorias en él, sin llegar a actuar y desconectar la máquina. Se recomienda adoptar estas medidas de ajuste antes que un incremento en la intensidad de arranque de la función (51).

- Para facilitar la coordinación, se recomienda elegir una familia de curvas (ANSI/IEEE o CEI), y dentro de dicha familia una curva (Inversa, Muy inversa, Extremadamente inversa, etc.) del mismo tipo que las curvas de las funciones de protección de los elementos de la red con las que tiene que coordinar.

-Los valores del Dial de Tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque (Iarr 51TRF) a ajustar, se calcularán para faltas tanto en el lado de tensión donde se localiza la función (51) que se ajusta, como en el opuesto, de modo que haya coordinación con las siguientes protecciones de los elementos de ambos lados del transformador:

- a) La protección de acoplamiento de barras del lado de AT, cuando exista.
- b) La segunda y tercera zona de distancia, así como la función (67N), de los circuitos conectados a barras de AT.
- c) Las protecciones de otros transformadores de generación o de distribución conectados a las barras de AT, para faltas internas en aquéllos o en cualquiera de sus lados de tensión.
- d) Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras del transformador del lado de AT, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra.
- e) Las protecciones de otros elementos conectados a barras de AT, tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en ellos.

Para ello será preciso simular cortocircuitos en los elementos en falta y en sus barras, que conducen a la máxima intensidad de fase (usualmente la trifásica o monofásica) en escenario punta, y por otra parte, simular también la falta que conduce a la mínima intensidad de fase (usualmente la bifásica) en escenario valle.

Cuando existen varios transformadores de generación conectados a las mismas barras con el que tiene la protección (51) que se ajusta, para determinar la intensidad de falta mínima en valle por el transformador, se supondrá que todos ellos están conectados aportando su intensidad de falta. En el caso de escenario punta se desconectará uno para determinar la intensidad de falta máxima pasante por el transformador cuyo (51) se ajusta.

El criterio de ajuste del dial de tiempos de la función (51) será tal que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección arriba indicadas para las faltas mínima y máxima referenciadas anteriormente, por lo que deberá resultar en todas las condiciones anteriores que el tiempo de actuación ( $T_{act} 51TRF$ ) cumpla:

$$T_{act} 51 TRF \geq [(t_{ACP}, t_{Z2}, t_{Z3}, t_{67N}, t_{PROT-TRAFOS}, t_{PROT-REAC}) + t_{50S-62}] + \Delta t$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar en este caso de función (51) con curva de tipo inverso, será  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales e interruptores modernos.

Se indican a continuación algunas recomendaciones para la determinación del ajuste de tiempos:

- a) Las faltas en F1 en los circuitos (véase la fig. 4.3.1.b.2) se harán como mínimo al límite de la zona 1 del circuito de la red de menor impedancia (normalmente el más corto). En este caso se considera abierto el interruptor del extremo remoto de dicho circuito.



- b) Para faltas en barras remotas F2 de un doble circuito (véase la fig. 4.3.1.b.2), es preciso determinar la intensidad de falta aportada por el transformador, que normalmente será superior a la correspondiente a la F1 (al límite de su zona 1) circulante por uno de los dos circuitos.

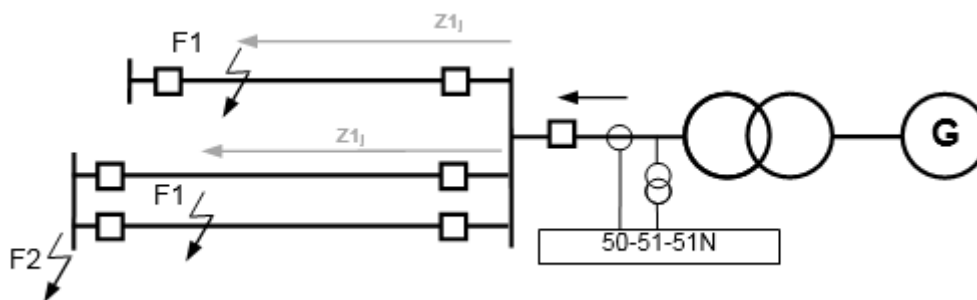


Figura 4.3.1.b.2 – Funciones de sobreintensidad 50-51-51N

- c) Con la curva resultante de los ajustes de intensidad de arranque y dial de tiempos adoptados, se comprobará que se protege a la característica térmica admisible del transformador ( $I_2 t = K$ ) ante faltas pasantes en ambos lados de tensión. Esta característica la proporcionará el fabricante del transformador. En su ausencia se tomará la indicada o deducida a partir de las normas.
- d) También se ha de comprobar que esta función (51) no actúe ante la máxima corriente de magnetización transitoria cuando se energiza el transformador en vacío, en aquellos casos en los que exista interruptor de generador. A falta de datos del transformador, se puede considerar conservadoramente  $6 \div 10$  veces la intensidad asignada durante 0,5 s.

### c). Función (51D) de sobreintensidad de fases a tiempo definido

Su objetivo es proteger al transformador ante faltas pasantes al mismo en la zona de barras de AT y en el lado de BT tensión de generación, es decir, faltas externas al transformador y que no quedan dentro de la zona de protección de la diferencial de transformador o de bloque (generador-transformador), así como dar respaldo a las protecciones de barras de la subestación ante faltas en ellas, a las protecciones del transformador, y a las protecciones de los elementos conectados a las barras, coordinando con ellas.

Esta función debe ser deshabilitada en operación modo bombeo en centrales de bombeo durante el arranque desde red.

Se determinará el valor de la intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51DTRF}$ ) y el ajuste del tiempo fijo ( $T_{51D\ TRF}$ ), de la función (51D) del lado de AT, con los siguientes criterios de ajuste:

- La intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51DTRF}$ ) debe ser superior a la intensidad asignada del transformador. En este sentido se debe ajustar el valor de arranque:

$$I_{arr\ 51DTRF} = K \cdot I_{sig\ DEV}$$

Siendo ( $I_{sig\ DEV}$ ) la intensidad asignada del transformador desde el lado de AT

Normalmente  $K = 1,15 \div 1,30$  dependiendo del tipo de transformador y del sistema eléctrico.



- El valor de la intensidad de arranque (Iarr 51DTRF) y del temporizado (T51D TRF) a ajustar, serán tales que, para faltas a ambos lados de tensión del transformador, y en cualquier escenario de punta o valle, se deberá mantener la coordinación con:

- a) La protección de Acoplamiento de barras cuando exista (coordinación por alcance y tiempo).
- b) La segunda y tercera zonas de distancia (coordinación por alcance y tiempo), así como con la función (67N), de los circuitos conectados a barras de AT.
- c) Las protecciones de otros transformadores conectados a las barras de AT, para faltas internas en aquéllos o en su enlace, y en ningún caso alcanzando su otro lado de tensión (coordinación por alcance y tiempo).
- d) Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras de AT, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra (coordinación por tiempo).
- e) Las protecciones de otros elementos conectados a barras de la subestación, tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en su acometida o en ellos, hasta el alcance ajustado (Iarr 51DTR)(coordinación por alcance y tiempo).

Tan solo en los casos en los que se pueda producir la energización del transformador desde el lado de AT, hay que considerar la condición de no disparar (coordinación por tiempo), debido a su corriente transitoria de magnetización ("inrush current").

El temporizado a ajustar (T51D TRF) deberá resultar, en todas las condiciones anteriores:

$$T51D TRF \geq [(tACP, tZ2, tZ3, t67N, tPROT-TRAFOS, tPROT-REAC) + t50S-62 ] + \Delta t$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar en este caso de transformadores de sistemas de generación, será superior al convencional para funciones a tiempo definido. Considérese  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales e interruptores modernos.

En algunos casos puede resultar muy difícil obtener un ajuste de (T51D TRF) que cumpla todos los criterios de ajuste anteriores y más aún para faltas de todo tipo.

Como referencia, un ajuste de tiempo habitual de este temporizado es en el intervalo:  $T51D TRF = 1,5 \div 2$  s

Podría resultar de la inecuación anterior un valor inferior al de este intervalo, en el caso de temporizado bajo de la Zona 3 (Z3) y/o de los tiempos de actuación de las restantes funciones de protección.

Con los ajustes (Iarr 51DTRF) y (T51D TRF) seleccionados, se verificará que se evita la actuación de la protección ante oscilaciones de potencia estables del generador. Para ello se propone la siguiente metodología de cálculo:

- Se calcularán las oscilaciones transitorias (intensidad y tiempo) del generador, alcanzadas ante falta trifásica en salida de línea en la subestación, con el generador a plena carga, y despejada en instantáneo (100ms).
- Se compararán estas (intensidades-tiempos) de oscilación con el ajuste propuesto (Iarr 51DTRF) y (T51D TRF), confirmando la no actuación intempestiva de la función.



#### d). Función (51N) de sobreintensidad de neutro a tiempo inverso

Su objetivo es dar respaldo a las protecciones del sistema ante faltas a tierra en barras de AT de la subestación o en los elementos conectados a las mismas y coordinando con ellas, así como dar respaldo ante la detección de faltas internas a tierra en el bobinado de AT del transformador.

Se determinará el valor del arranque (I<sub>arr</sub> 51NTRF), multiplicador del dial de tiempos, y tipo de curva de la función (51N) del lado de AT, con los siguientes criterios de ajuste:

- Se simularán faltas monofásicas y bifásicas a tierra en el lado de AT al límite de todas las zonas 3 de los circuitos que salen de las barras. En cada simulación se anotará la (3.I<sub>0</sub>)<sub>j</sub> por el lado de AT del transformador.
- Se simularán faltas monofásicas y bifásicas a tierra resistivas en el lado de AT al límite del arranque de las funciones (67N) de todos los circuitos que salen de las barras. Para ello se variará la resistencia de falta hasta que la intensidad (3.I<sub>0</sub>) por el circuito coincida con el valor de (3.I<sub>0</sub>) de arranque de su función (67N). En cada simulación se anotará la (3.I<sub>0</sub>)<sub>k</sub> por el lado de AT del transformador.

Estas simulaciones se realizarán en los escenarios de Punta y Valle, y en situación N y N-1 si el número total de elementos o grupos que aportan intensidad de falta desde las barras remotas es inferior o igual a tres (excluidos el grupo cuya función (51N) se ajusta y el elemento en falta), o N-2 si es superior, respectivamente. El elemento (o dos elementos) a desconectar, será(n) aquel(aquellos) que más (3.I<sub>0</sub>) aporten a la falta postulada.

El valor de arranque de la función (51N) será:

$$I_{arr} \text{ 51NTRF} = K \cdot \text{Máx} \{ (3.I_0)_j, (3.I_0)_k \}$$

Siendo K = 1,15 - 1,30 y dependiendo del tipo de transformador y del sistema eléctrico.

Normalmente resultará un valor en el intervalo [0,25, 0,45] p.u respecto a (I<sub>asig</sub> DEV); siendo (I<sub>asig</sub> DEV) la intensidad asignada del transformador del lado de AT.

Para facilitar la coordinación, se recomienda elegir una familia de curvas (ANSI/IEEE o CEI) y dentro de dicha familia una curva (Inversa, Muy inversa, Extremadamente inversa, etc.), del mismo tipo que las curvas de las funciones de protección de los elementos de la red con las que tiene que coordinar.

Los valores del Dial de Tiempos (multiplicador) y de la intensidad de arranque (I<sub>arr</sub> 51NTRF) a ajustar, se calcularán para faltas en el lado de AT, de modo que haya coordinación con las siguientes protecciones:

- a) La protección de Acoplamiento de barras cuando exista (coordinación por alcance y tiempo).
- b) Las Zonas 1, 2 y 3 de distancia (coordinación por alcance y tiempo) y con la función (67N) (coordinación por alcance y tiempo), para faltas a tierra monofásicas y bifásicas hasta el valor de arranque de dichas funciones. Esto deberá calcularse tanto en escenario de punta como de valle, y en condiciones de N y N-1 o N-2 según lo indicado anteriormente.



- c) Las protecciones de otros transformadores conectados a las barras del lado de AT, para faltas internas en aquéllos o en su acometida (coordinación por alcance y tiempo).
- d) En el caso de detectarse faltas en los otros niveles de tensión de otros transformadores conectados a las barras del lado de AT, el temporizado de la función (51N) será tal que se mantenga la coordinación por tiempo con las protecciones de estos transformadores, ubicadas en el mismo nivel de tensión de AT del transformador de generación. Para esto se simularán faltas monofásicas y bifásicas a tierra, en escenarios de punta y valle, y en condiciones de N y N-1 o N-2 según lo indicado anteriormente. Se contemplará la situación de operación de transformadores en paralelo.
- e) Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras del lado de AT donde se localiza la función (51N) a ajustar, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra (coordinación por tiempo).
- f) Las protecciones de otros elementos conectados a barras de AT del transformador, tales como reactancias y bancos de condensadores, para faltas en su acometida (enlace) o en ellos, hasta el alcance ajustado (Iarr 51NTRF) (coordinación por alcance y tiempo).
- g) Una vez seleccionados el valor de arranque (Iarr 51NTRF) y el multiplicador del dial de tiempos según los apartados anteriores, es preciso chequear que para la intensidad de cortocircuito a tierra (Icc) en salida de los circuitos conectados a las barras de AT, durante tcc=100 ms de falta, seguida de la intensidad residual de polo abierto (Ipa) durante el tiempo muerto del reenganchador (tpa=1 s normalmente), no se produce la actuación de la función (51N) del transformador, tras reenganche sobre falta.

Se define (tpx) como el tiempo límite de disparo a la intensidad constante de polo abierto (Ipa) que produce la misma respuesta (recorrido) que el ciclo real (Icc-tcc + Ipa-tpa). Para garantizar la no actuación del relé se establece el valor de ajuste del dial para un tiempo superior (tpx+Δt) según se indica en la inecuación siguiente de (T51N TRF).

Debe considerarse que el transformador de generación operaba a su máxima capacidad justo antes de que ocurriera el cortocircuito monofásico a tierra.

En el caso de que no se active el reenganche monofásico para faltas en la línea en antena, es necesario cumplir con el requisito del párrafo anterior para faltas monofásicas con reenganche en las líneas de transporte adyacentes.

El Operador del Sistema (OS) facilitará todos los datos necesarios en los escenarios punta y valle, para la determinación de los criterios de ajuste definidos.

El tiempo de actuación (T51N TRF) de la función (51N) deberá resultar, en todas las condiciones anteriores:

$$T51N TRF \geq \text{Máx}[(tACP, tZ2, tZ3, t67N, tPROT-TRAFOS, tPROT-REAC) + t50S-62, tpx] + \Delta t$$

El margen de coordinación (Δt) a considerar, será  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales e interruptores modernos.

### e). Función (51ND) de sobreintensidad de neutro a tiempo definido

Su objetivo es dar respaldo a las protecciones del sistema ante faltas a tierra en barras de AT o en los elementos conectados a las mismas y coordinando con ellas. También dar respaldo ante la detección de faltas internas a tierra en el bobinado de AT del transformador.



Se determinarán el valor del arranque ( $I_{arr 51NDTRF}$ ) y el temporizado ( $T_{51ND TRF}$ ) de la función (51ND) del lado de AT, en base a los siguientes criterios de ajuste:

- Se simularán faltas monofásicas y bifásicas a tierra al límite de todas las Zonas 3 de los circuitos que salen de las barras de AT de la subestación.  
En cada simulación se anotará la  $(3.I0)_j$  por el lado de AT del transformador.
- Se simularán faltas monofásicas y bifásicas a tierra resistivas en el lado de AT, al límite del arranque de las funciones (67N) de todos los circuitos que salen de las barras. Para ello se variará la resistencia de falta hasta que la intensidad  $(3.I0)$  por el circuito coincida con el valor de  $(3.I0)$  de arranque de la función (67N). Cuando ello suceda, en cada simulación, se anotará la  $(3.I0)_k$  por el lado de AT del transformador.

Estas simulaciones se realizarán en los escenarios de punta y valle, y en situación N y N-1 si el número total de elementos o grupos que aportan intensidad de falta es inferior o igual a tres (excluidos el grupo cuya función (51ND) se estudia y el elemento en falta), y N-2 si es superior. El elemento, o dos elementos, a desconectar será(n) aquel(ellos) que más  $(3.I0)$  aporte(n) a la falta postulada.

Igualmente, en el caso de contar con más de un generador conectado a barras de BT del transformador, se considerarán las condiciones de mínimo aporte  $(3.I0)$  contando con un único generador acoplado.

El valor de arranque de la función (51ND) del transformador será:

$$I_{arr 51NDTRF} = K \cdot \text{Máx} \{ (3.I0)_j , (3.I0)_k \}$$

Siendo ( $K = 1,15 - 1,3$ ) y dependiendo del tipo de transformador y del sistema eléctrico.

Normalmente resultará un valor en el intervalo entre  $[0,25, 0,45]$  p.u respecto a ( $I_{sig DEV}$ ); siendo ( $I_{sig DEV}$ ) la intensidad asignada del transformador del lado de AT.

- El valor del temporizado ( $T_{51ND TRF}$ ) a ajustar, será tal que para faltas en lado de AT, y en cualquier escenario de punta o valle, se deberá mantener la coordinación con:
  - a) La protección de Acoplamiento de barras cuando exista (coordinación por alcance y tiempo)
  - b) Las Zonas 1, 2 y 3 (coordinación por tiempo) y con la función (67N) (coordinación por tiempo), para faltas a tierra monofásicas y bifásicas hasta el valor de arranque de dichas funciones. Esto deberá calcularse tanto en escenario de punta y valle, y en condiciones de N y N-1 o N-2 según lo indicado anteriormente
  - c) Las protecciones de otros transformadores conectados a las barras del lado de AT, para faltas internas en aquéllos o en su acometida (coordinación por tiempo)
  - d) En el caso de detectarse faltas en los otros niveles de tensión de otros transformadores conectados a las barras del lado de AT, el temporizado de la función (51ND) será tal que se mantenga la coordinación por tiempo con las protecciones de estos transformadores, ubicadas en el mismo nivel de tensión de AT del transformador de generación. Para esto se simularán faltas monofásicas y bifásicas a tierra, en escenarios de punta y valle, y en condiciones de N y N-1 o N-2 según lo indicado anteriormente. Se contemplará la situación de operación de transformadores en paralelo
  - e) Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a las barras del lado de AT donde se localiza la función 51N a ajustar, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra (coordinación por tiempo)



- f) Las protecciones de otros elementos conectados a barras AT del transformador tales como reactivancias y bancos de condensadores, para faltas en su acometida o en ellos, hasta el alcance ajustado (Iarr 51NDTRF)(coordinación por alcance y tiempo).
- g) Una vez seleccionado el valor de arranque (Iarr 51INDTRF) y el de su temporizado (T51ND TRF) según los apartados anteriores, es preciso chequear para la función reenganchador que en la pausa del reenganche (típicamente 1 s) tras la duración del cortocircuito a tierra (100 ms) no se produce la actuación de la función (51ND). En aquellos casos en que no sea así, será necesario incrementar el temporizado hasta conseguir la no actuación de la función (51ND). Debe considerarse que el transformador de generación operaba a su máxima capacidad justo antes de que ocurriera el cortocircuito monofásico a tierra.

En el caso de que no se active el reenganche monofásico para faltas en la línea en antena, es necesario cumplir con el requisito del párrafo anterior para faltas monofásicas con reenganche en las líneas de transporte adyacentes.

El temporizado a considerar (tcc79) deberá ser superior al tiempo de duración del cortocircuito (100ms) más el tiempo de la pausa del reenganche (normalmente 1 s)

El Operador del Sistema (OS) facilitará todos los datos necesarios en los escenarios punta y valle, para la realización de los cálculos de cara a la aplicación de los criterios de ajuste definidos.

El temporizado a ajustar deberá resultar, en todas las condiciones anteriores:

$$T51ND TRF \geq \text{Máx}[(tACP, tZ2, tZ3, t67N, tPROT-TRAFOS, tPROT-REAC) + t50S-62, tcc79] + \Delta t$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar será  $\Delta t \geq 0,2$  s con relés digitales e interruptores modernos.

En algunos casos puede resultar muy difícil obtener un ajuste de (T51N TRF) que cumpla todos los criterios de ajuste anteriores, especialmente en la coordinación con la función (67N), necesiándose elevar el ajuste de (T51N TRF) a valores de tiempo muy altos.

Suelen ajustarse valores de (T51ND TRF) por encima de 1,4 s.

#### 4.3.1.3 Función 50S-62 (fallo de interruptor)

---

La protección de fallo de interruptor (50S-62) es una función de respaldo local y disparará todos los interruptores colaterales que conectan fuentes de intensidad a la falta.

La función (50S-62) debe detectar fallo en la apertura del interruptor al despejar una falta o anomalía del grupo generador.

#### -ELEMENTOS QUE PROTEGE

El propio interruptor, el elemento conectado a barras (grupo generador) y el sistema de potencia.



## -FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

Con ninguna.

## -CRITERIOS DE AJUSTE

Las unidades de arranque de la función (50S-62) reconocen la orden de disparo de todas aquellas funciones de protección eléctricas que se haya decidido que sea necesario que lo activen, en función del caso de estudio.

La unidad de detección de la función (50S-62) tiene el objetivo de comprobar que el interruptor no ha abierto mecánicamente o eléctricamente. Esta detección se realiza por supervisión de intensidad y/o por contactos del interruptor y basta con detectar un cierto valor de la misma, según se indica a continuación.

El criterio de ajuste de esta intensidad de supervisión de fases (I50BF) dependerá del caso de estudio (ver figuras del Apdo 4.2) y el interruptor en particular para el que se postula el fallo.

En los interruptores situados inmediatamente aguas arriba de los transformadores de grupo, el ajuste de la intensidad de supervisión debe estar entre el 10% y el 50% de la corriente asignada del generador.

Los detectores de intensidad de neutro (residual) se ajustarán con el fin de vigilar desequilibrios de corriente por polo abierto, recomendándose un ajuste entre el 20% y el 40% de la intensidad asignada del generador. En todo caso, se comprobará que dicho ajuste no es superior al 85% de la intensidad de arranque de las funciones de corriente de neutro, (51N) y/o (67N) del transformador.

La temporización deberá ser superior al máximo tiempo de ruptura del interruptor más el tiempo de reposición de la unidad de arranque, con un margen de seguridad. El valor usual, y que se recomienda, es de 200 ms.

## 4.4 Área de protección del sistema de generación

---

### 4.4.1 Protecciones del generador

---

Las funciones de protección que normalmente se utilizan en generadores y que es necesario tener en cuenta para la coordinación con las protecciones de la red de transporte son las siguientes:

- 21 Función de mínima impedancia
- 51/51V Funciones de máxima intensidad
- 46 Función de máxima intensidad de secuencia inversa

A continuación, se desglosan sus criterios de ajuste:

#### 4.4.1.1 Función de mínima impedancia (21)

---



Se recomienda el uso máximo de dos zonas de ajuste (Zona 1 y Zona 2), aunque en la mayoría de los casos el ajuste de la Zona 1 puede ser suficiente.

### a). Zona 1

#### ELEMENTOS QUE PROTEGE

El sistema de generación ante cortocircuitos polifásicos, incluyendo el generador, barras de generación, transformadores principal y de servicios auxiliares.

Las faltas monofásicas a tierra en ambos lados del transformador de grupo no serán observables por alcance dentro de la zona de protección.

Dependiendo del valor del ajuste adoptado, la cobertura protectora del devanado del alternador puede no ser total. Asimismo esta zona protege sólo parcialmente al transformador de grupo.

#### FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

Funciones instantáneas del conjunto alternador/transformador de grupo, al considerarse función de protección de respaldo de éstas.

#### CRITERIOS DE AJUSTE

Existen diferentes características de impedancia disponibles, aunque es habitual emplear características tipo impedancia constante o característica tipo "Mho". La característica "Mho" puede estar desplazada y/o disponer de un ángulo direccional.

Debido a los posibles errores de medida de los T/i y de los T/t, así como al del propio relé, y al sobrealcance ocasionado por la componente de continua del transitorio de la falta, en generadores con puesta a tierra del neutro de alta impedancia (el caso usual), se ajustará el alcance de la Zona 1 al valor:

$$Z1 = K \cdot ZT$$

Siendo:

ZT la impedancia de cortocircuito del transformador de grupo en su toma principal vista desde el lado del generador (BT)

K el factor de seguridad que tiene en cuenta los errores indicados anteriormente y que garantiza la no detección de faltas en barras y líneas adyacentes, al objeto de coordinar por alcance con sus funciones instantáneas (87B, Zona 1). Siendo un valor recomendable en el intervalo  $0.70 \leq K \leq 0.90$ . Normalmente  $K = 0.80$ .

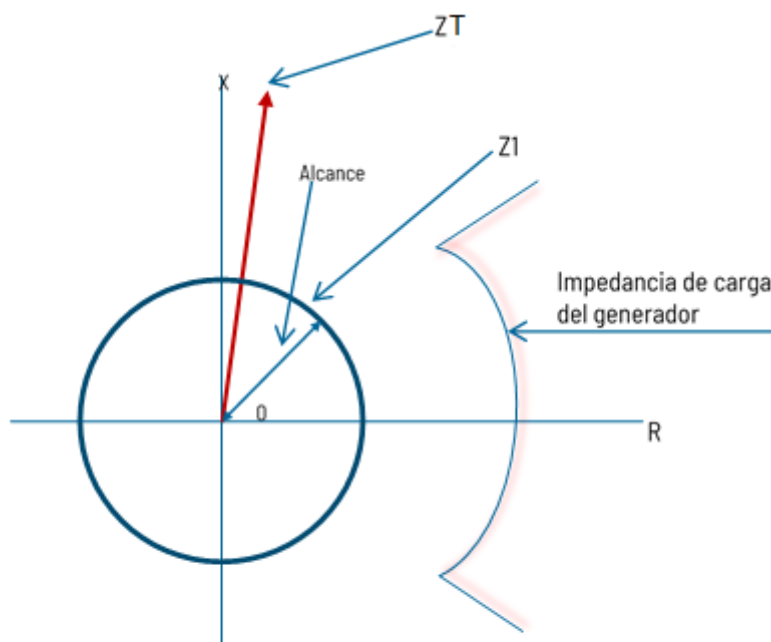
El temporizado de la Zona 1 estará comprendido entre 100 y 250 ms para coordinar por tiempo con las protecciones instantáneas del conjunto alternador/transformador de grupo.

Esta función debe bloquearse por defecto de lectura de los transformadores de tensión por actuación de una función (60) y/o de supervisión interna de tensiones.

En el caso de ajustes de característica "Mho" donde se requiera especificar el ángulo característico y el desplazamiento, se recomienda que el ángulo se aproxime al ángulo de la impedancia del transformador.

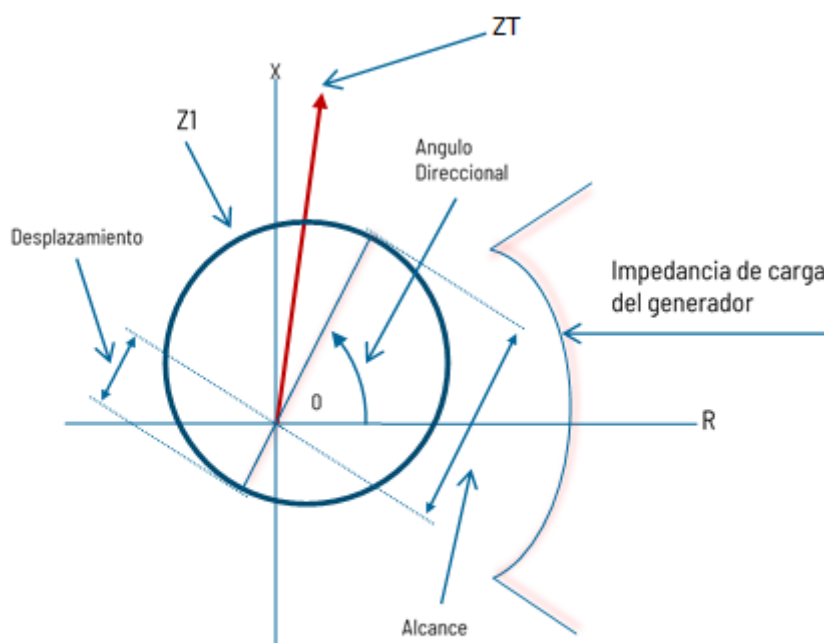


Para el parámetro de desplazamiento ("offset") se recomienda un valor superior al 10 % de la impedancia del transformador principal del grupo, para así garantizar la actuación en faltas cercanas al punto de medida de tensión del generador.



Característica de Impedancia

Fig. 4.4.1.a1



Característica Mho

Fig. 4.4.1.a2



Nota: la experiencia indica que ante oscilaciones de potencia estables de gran amplitud, con estos ajustes recomendados no actúa la Zona 1.

## b). Zona 2

### ELEMENTOS QUE PROTEGE

El sistema de generación ante cortocircuitos bifásicos o trifásicos, incluyendo el generador (protección total o parcial), las barras de generación, el transformador principal y parcialmente el de servicios auxiliares.

Las faltas monofásicas a tierra en ambos lados del transformador de grupo no serán observables por alcance dentro de la zona de protección.

El transformador de grupo se protegerá en su totalidad; así como las barras de la subestación de conexión a la red y parcialmente las líneas/transformadores de salida de la subestación de conexión a la red ante todo tipo de defectos.

### FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

Si el alcance no supera las bornas de AT del transformador principal serán las mismas que para la Zona 1. Si las supera se precisa la coordinación con las funciones de protección de los elementos conectados a las barras de AT hasta el alcance que se ajuste a la Zona 2

### CRITERIOS DE AJUSTE

Existen diferentes características de impedancia disponibles para la Zona 2, aunque es habitual emplear características tipo impedancia constante o característica tipo "Mho", tal y como se ha indicado para la Zona 1. La característica "Mho" puede estar desplazada y/o disponer de un ángulo direccional.

Debido a los posibles errores de medida de los T/i y T/t, así como a los del propio relé, y al sobrealcance ocasionado por la componente continua del transitorio de la falta, se ajustará el alcance de la Zona 2 (Fig. 4.4.1.a3) al valor:

$$Z2 = K \times \text{Mód}(ZT + RT2 \cdot ZL) > Z1$$

Siendo:

ZT la impedancia óhmica de cortocircuito más elevada del transformador de grupo considerando las tomas y referida al lado del generador

ZL la impedancia de la línea más corta de salida de la subestación de conexión a la red

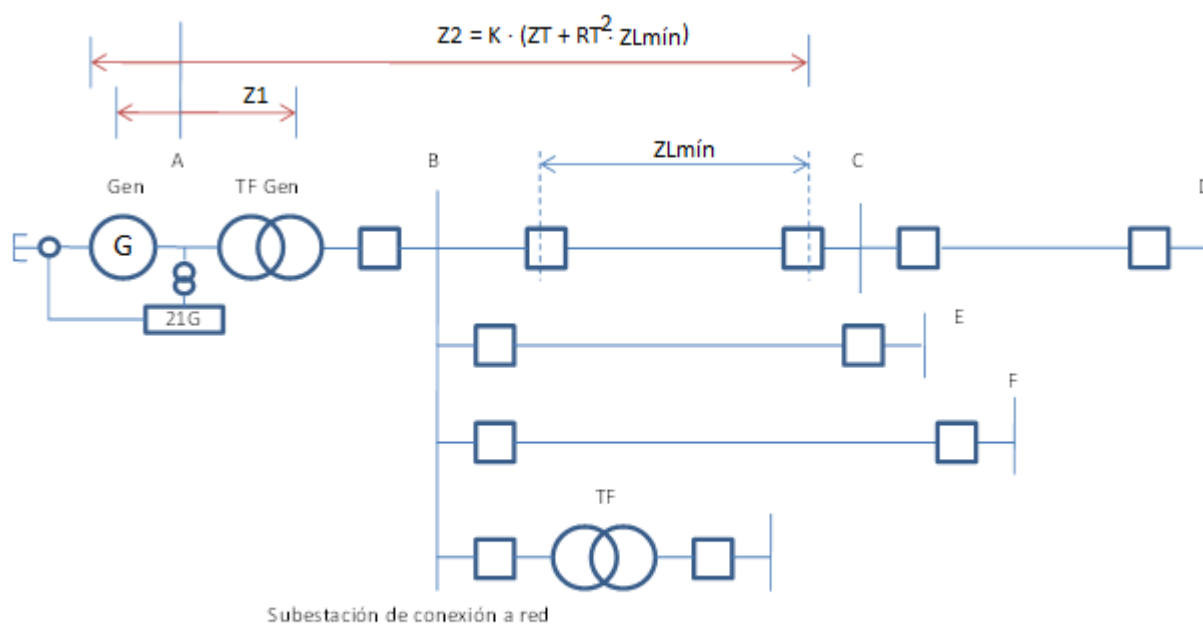


Fig. 4.4.1.a3 Alcance de la Zona 2

K el factor de seguridad; para el que se recomienda:  $K \leq 0.85$

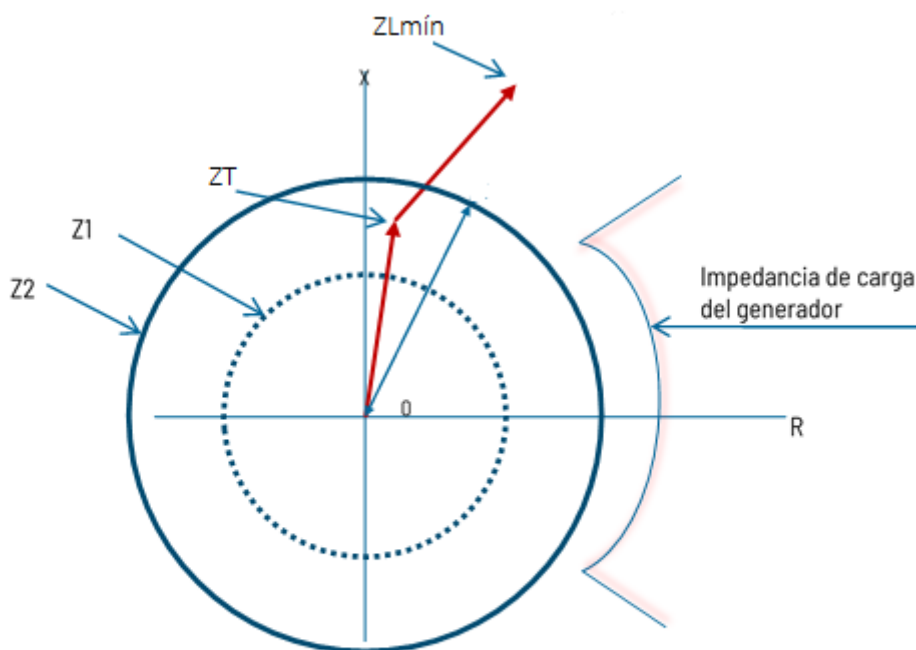
RT la relación  $U_{1r} / U_2$ , con  $U_{1r}$  y  $U_2$  la tensión asignada primaria y la de la toma considerada de los devanados de BT y AT respectivamente del transformador de grupo.

Se deberá considerar en (Z2) el efecto del grupo de conexión horario en la impedancia del transformador en aquellos relés que no hagan la compensación de dicho ángulo.

Con el ajuste propuesto, se asegurará que el alcance de la Zona 2 de la protección de impedancia del generador no alcance ninguna de las barras de las subestaciones remotas a la subestación de conexión a la red.

En los casos en los que el ajuste de (Z2) no permita alcanzar las barras de la subestación de conexión a la red, es obligado disponer de otra protección de respaldo ante faltas en ellas, o aumentar el alcance de la Zona 2 de la protección de impedancia del generador; tal que  $Z2 \geq 1.15 \cdot ZT$ . En estos casos, es obligado garantizar la selectividad con las protecciones de los elementos conectados a las barras.

Se aconseja que el alcance de la Zona 2 no tenga valores cercanos al de la impedancia de carga del alternador a su potencia asignada, para factores de potencia comprendidos entre el asignado y el de máxima subexcitación a dicha potencia.



Zona 2 en característica de impedancia

Fig. 4.4.1.a4

El temporizado de la Zona 2 se ajustará para coordinar por tiempo con la zona 2 de los relés de distancia de las líneas que salen de la subestación de conexión a la red; así como con las funciones de protección del ACP de la subestación para faltas en las líneas. También debe coordinar con las funciones de protección de otros elementos conectados a las barras de la subestación de red, tales como transformadores, reactancias y bancos de condensadores para faltas en ellos para faltas en ellos. En todos los casos se asumirá fallo del interruptor del circuito o del elemento. La coordinación debe garantizarse para los escenarios extremos de Punta y Valle.

Contemplando los criterios anteriores, el ajuste usual, y que se recomienda adoptar, está en el intervalo 1 – 1,5 s

Esta función debe bloquearse por defecto de lectura de los transformadores de tensión por actuación de una función 60 y/o supervisión interna de tensiones.

En aquellos relés de protección que dispongan de la función de bloqueo de la Zona 2 por detección de oscilación de potencia se recomienda su activación.

#### 4.4.1.2 Funciones (51 – 51V). Sobreintensidad de fases del generador

Se aconseja el uso de funciones de sobreintensidad temporizada dependientes del tiempo (curvas del tipo inverso). En todo caso, se recomienda que el tipo de característica escogida para estas funciones sea del mismo tipo que las utilizadas para la sobreintensidad de fases y neutro temporizada del transformador de grupo.

Se desaconseja el uso de la protección de sobreintensidad instantánea para unidades de generación (función 50). Por esta razón, no se darán criterios de coordinación sobre esta función.



## ELEMENTOS QUE PROTEGE

Ante faltas internas al sistema de generación se da protección al generador y sus barras de salida, al transformador principal y parcialmente al de servicios auxiliares ante cortocircuitos polifásicos. En los casos en que el sistema de puesta a tierra del sistema de generación sea por baja impedancia, se debe considerar también su actuación ante los cortocircuitos monofásicos.

Ante faltas externas al sistema de generación, se protege al sistema de generación, a las barras de la subestación de generación, a las líneas / transformadores de salida a la subestación de generación y en general al sistema de potencia ante todo tipo de defectos externos al sistema de generación.

## FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

Con las funciones de sobreintensidad de fases y de neutro del transformador principal (50-51-51N) y las funciones de sobreintensidad de fases del transformador de servicios auxiliares. También con las funciones de distancia del generador (21). Se trata de una función de protección de respaldo a las funciones instantáneas del conjunto alternador/transformador de grupo.

## CRITERIOS DE AJUSTE

Estas funciones deberán ser deshabilitadas durante los procesos de arranque de unidades de bombeo para evitar actuaciones indebidas.

### a). Función (51) de sobreintensidad de fases a tiempo inverso

Su objetivo es proteger al conjunto generador - transformador ante faltas internas entre fases, incluyendo todos los elementos comprendidos entre ambos: las barras de fases, cable aislado de enlaces, el interruptor de generación si existiera, seccionadores, etc.

Además, protegerá al conjunto generador - transformador de los posibles daños térmicos ocasionados por faltas pasantes de elevado valor; es decir, faltas externas al transformador de grupo o próximas a la subestación de conexión a la red y que son externas a la función diferencial de bloque del generador-transformador. Asimismo, debe dar respaldo a las protecciones de los elementos del sistema ante faltas en barras de la subestación de conexión a la red, o en los elementos conectados a estas y en coordinación con las mismas.

Para facilitar la coordinación, se recomienda elegir una familia de curvas (ANSI/IEEE o CEI) y dentro de dicha familia una curva (Inversa, Muy inversa, Extremadamente inversa, etc.) del mismo tipo que las curvas de las funciones de protección de los elementos de la red con las que tiene que coordinar.

Se determinará el valor de la intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51GEN}$ ) y del multiplicador del dial de tiempos, así como el tipo de curva de la función (51) del generador, con los siguientes criterios de ajuste:

La intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51GEN}$ ) debe ser superior a la intensidad asignada del generador, permitiendo con este ajuste un transitorio de sobreintensidad de la máquina, por oscilaciones de potencia. Se deberá considerar el efecto de la variación de la corriente de cortocircuito respecto del tiempo y su afección en la actuación de la curva característica de disparo de la unidad de protección.



En este sentido y teniendo en cuenta los requisitos anteriores se debe ajustar el valor de arranque a:

$$I_{arr\ 51GEN} = K \cdot I_{sig\ GEN}$$

Siendo ( $I_{sig\ GEN}$ ) la intensidad asignada del generador.

Normalmente el valor del factor (K) estará comprendido en el intervalo  $K=1,15 \div 1,5$ .

El valor del multiplicador del dial de tiempos de la curva característica de disparo se ajustará para coordinación con las siguientes funciones protectivas de los elementos de la red (selectividad):

- Las funciones de sobreintensidad de fases y neutro temporizadas del transformador de grupo (51 – 51 N)
- La función de protección del acoplamiento de barras de la subestación de conexión (ACP), cuando exista.
- La segunda y tercera zona de distancia, así como la función (67N), de los circuitos de conexión a las barras de la subestación de generación.
- Las protecciones de otros transformadores de generación / distribución, reactancias y bancos de condensadores conectados a las barras de subestación de conexión a la red
- La función de fallo de interruptor (50S-62) de los elementos conectados a la subestación de conexión a la red, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra.

Para ello será preciso simular cortocircuitos en cada uno de los elementos locales del sistema (líneas, transformadores y barras), que conducen a la máxima intensidad de fase (usualmente la trifásica o la monofásica) en escenarios de punta, y por otra parte, simular también la falta que conduce a la mínima intensidad de fase (usualmente la bifásica) para escenarios de valle.

El criterio de ajuste del dial de tiempos (multiplicador) de la función (51) a tiempo inverso, será tal que exista coordinación por tiempo con las funciones de protección arriba indicadas para las faltas mínima y máxima referenciadas anteriormente, por lo que deberá resultar en todas las condiciones anteriores que el tiempo de actuación ( $T_{act\ 51GEN}$ ) cumpla con la inecuación siguiente :

$$T_{act\ 51GEN} \geq [(T_{act\ 51TRF}, T_{act\ 51NTRF}, T_{act\ ACP}, TZ2, TZ3, T_{act\ 67N}, T_{prot\ TRAFOS}, T_{prot\ REAs}) + T_{50S-62}] + \Delta t$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar en este caso será  $\Delta t \geq 0,3$  s con relés digitales.

Se indican a continuación algunas recomendaciones para la determinación del ajuste de tiempos:

- Las faltas en F1 en los circuitos (véase la Fig. 4.4.1.b.1) se harán como mínimo al límite de la Zona 1 del circuito de la red de menor impedancia (normalmente el más corto). En este caso se considera abierto el interruptor del extremo remoto de dicho circuito.
- Para faltas en barras remotas de un doble circuito F1(x2) (véase la fig. 4.4.1.b.1), es preciso determinar la intensidad de falta aportada por el generador, que normalmente será superior a la correspondiente a la F2(x1) (al límite de su zona 1) circulante por uno de los dos circuitos.
- Con la curva resultante de los ajustes de intensidad de arranque y del dial de tiempos adoptados, se comprobará que se protege a la característica térmica admisible del generador dada por el fabricante, o en su defecto la prescrita en las normas CEI o ANSI/IEEE.

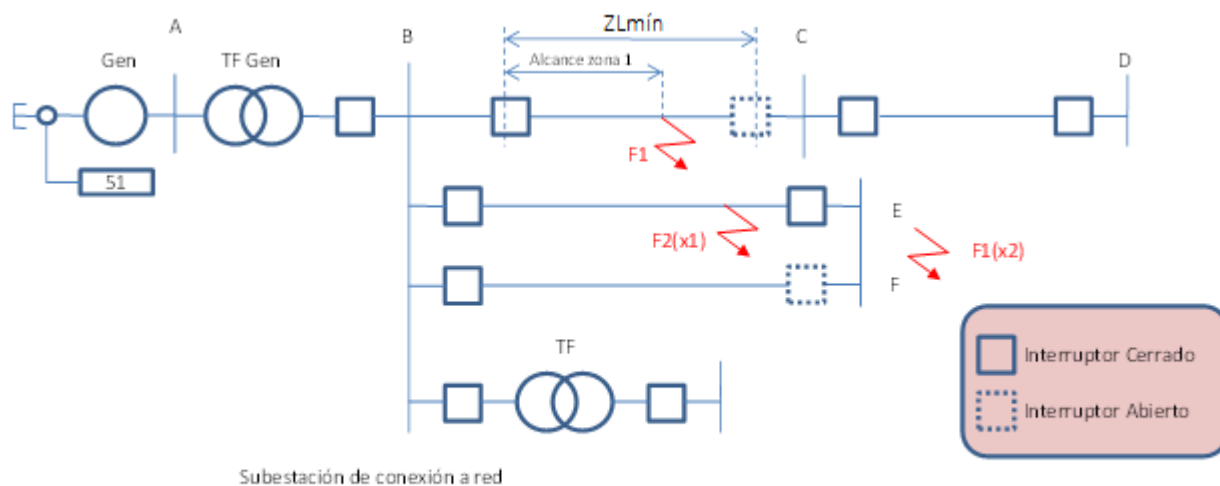


Fig. 4.4.1.b.1 Función (51) de sobreintensidad de fases del generador

La función (51) no debe actuar ante oscilaciones de potencia estables del generador. Para ello se calculará la respuesta de la intensidad del generador respecto del tiempo ante oscilaciones transitorias estables, provocadas por una falta trifásica en el punto de conexión a la red, con el generador a plena carga, y con despeje de la misma en tiempo instantáneo (100 ms). Se comprobará la no actuación intempestiva de la función (51) de sobreintensidad del generador ante la evolución temporal de la corriente calculada.

Por otra parte se comprobará que la característica de actuación de la función (51) a tiempo inverso protege también a la característica térmica del transformador de grupo ante faltas pasantes a él en el lado de alta tensión del transformador (características del tipo  $I^2 \cdot t = K$ )

### b). Función (51D) de sobreintensidad de fases a tiempo definido

Se determinará el valor de la intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51DGEN}$ ), y el del temporizado ( $T_{51D\ GEN}$ ) de la función (51D) del generador, considerando los siguientes criterios de ajuste:

La intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51DGEN}$ ) debe ser superior a la intensidad asignada del generador, permitiendo con este ajuste un transitorio de sobreintensidad de la máquina, por oscilaciones de potencia. Se deberá considerar el efecto de la variación de la corriente de cortocircuito respecto del tiempo.

En este sentido, y teniendo en cuenta los requisitos anteriores, se debe ajustar el valor de arranque a:

$$I_{arr\ 51DGEN} = K \cdot I_{asig\ GEN}$$

Siendo ( $I_{asig\ GEN}$ ) la intensidad asignada del generador y ( $K$ ) el factor de seguridad que normalmente estará en el intervalo  $1,15 \div 1,50$ .

El valor de la intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51DGEN}$ ) y del temporizado ( $T_{51D\ GEN}$ ) a ajustar, serán tales que, para faltas en cada uno de los elementos locales del sistema (líneas, transformadores y barras), y en cualquier escenario de punta o valle, se deberá mantener la coordinación con:



- a) La protección de sobreintensidad de fases a tiempo definido del transformador de grupo (coordinación por umbral de arranque y por tiempo). No se garantiza coordinación por tiempo con su protección de sobreintensidad de fases a tiempo inverso, coordinando solo ante faltas sólidas próximas a la subestación de central. Además debe tener coordinación (por umbral de arranque y por tiempo) con la protección de sobreintensidad de neutro del transformador a tiempo definido. Pudiera darse, en algún caso particular, descoordinación entre la función de sobreintensidad de fases del generador a tiempo definido con la función de sobreintensidad de neutro del transformador a tiempo inverso
- b) La protección del acoplamiento de barras de la subestación de conexión a la red, cuando exista
- c) La segunda y tercera zona de distancia, así como la función (67N), de los circuitos de conexión a las barras de la subestación de conexión a la red (generación)
- d) Las protecciones de otros transformadores de generación/distribución, reactancias y bancos de condensadores conectados a las barras de la subestación de generación
- e) Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a la subestación de generación, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra.

El temporizado a ajustar ( $T_{51D\ GEN}$ ) será, en todas las condiciones anteriores, según se indica a continuación:

$$T_{51D\ GEN} \geq [(T_{51D\ TRF}, T_{51ND\ TRF}, T_{ACP}, T_{Z2}, T_{Z3}, T_{67N}, T_{prot\ TRAFOS}, T_{prot\ REAs}) + T_{50S-62}] + \Delta t$$

El margen de coordinación ( $\Delta t$ ) a considerar en este caso será  $\Delta t \geq 0,2$  s con relés digitales.

Como referencia, un ajuste habitual del temporizado, está en el intervalo:  $T_{51D\ GEN} = 1,5 \div 2,0$  s.

Con los valores propuestos de ajuste ( $I_{arr\ 51DGEN}$ ) y ( $T_{51D\ GEN}$ ), la función de sobreintensidad de fases (51D) no debe actuar ante oscilaciones de potencia estables del generador. Para ello se calculará la respuesta de la intensidad del generador respecto del tiempo ante oscilaciones transitorias estables, provocadas por una falta trifásica en el punto de conexión a la red, con el generador a plena carga, y con despeje de la misma en instantáneo (100 ms). Se comprobará la no actuación intempestiva de la función (51D) ante la evolución temporal de la corriente calculada del generador.

### c). Función (51V) de sobreintensidad de fases temporizada con control/frenado por tensión

Existen diferentes tipos de características de sobreintensidad temporizada de fases con control o frenado por tensión, dependiendo del tipo de protección utilizada.

Estas funciones se caracterizan por disponer de:

- una característica de sobreintensidad de fases a tiempo inverso o a tiempo definido, caracterizadas por un valor de arranque ( $I_{arr\ 51VGEN}$ ), y por un dial de tiempos (multiplicador) cuando la característica de actuación es a tiempo inverso, o por un temporizado fijo en el caso de que la característica de actuación sea a tiempo definido
- un elemento de control de tensión, definido por un umbral, y que desplaza automáticamente la característica de sobreintensidad en valor de arranque y/o tiempo de actuación, en función de la evolución de la tensión de salida del generador.



### La característica de sobreintensidad:

Se determinará el valor del arranque ( $I_{arr\ 51VGEN}$ ), el del multiplicador del dial de tiempos, y el tipo de curva de la función ( $51V$ ) del generador, con los siguientes criterios de ajuste:

La intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51VGEN}$ ) debe ser superior a la intensidad asignada del generador ( $I_{asig\ GEN}$ ), permitiendo con este ajuste un transitorio de sobreintensidad de la máquina por oscilaciones de potencia estables. Se deberá considerar el efecto de la variación de la corriente de cortocircuito respecto del tiempo y su afección en la actuación de la curva característica de disparo de la unidad de protección en el caso de temporizado por curva de tipo inverso.

En este sentido y teniendo en cuenta los requisitos anteriores se debe ajustar el valor de arranque a:

$$I_{arr\ 51VGEN} = K \cdot I_{asig\ GEN}$$

Normalmente el valor del factor (K) está en el intervalo:  $K = 1,15 \div 1,50$ .

El valor de la intensidad de arranque ( $I_{arr\ 51VGEN}$ ) y del dial de tiempos (multiplicador), o del temporizado ( $T51VGEN$ ) a ajustar, serán tales que, para faltas en cada uno de los elementos locales del sistema (líneas, transformadores y barras), en cualquier escenario de punta o valle, y para cualquier tensión de generación, se deberá mantener la coordinación con:

- Las funciones de sobreintensidad de fases y neutro del transformador de grupo
- La protección de acoplamiento de barras de la subestación de conexión a la red, cuando exista
- La segunda y tercera zonas de distancia, así como la función (67N), de los circuitos de conexión a las barras de la subestación de conexión a la red (generación)
- Las protecciones de otros transformadores de generación/distribución, reactancias y bancos de condensadores conectados a las barras de subestación de generación.
- Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a la subestación de central, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra.

El multiplicador del dial de tiempos, o el temporizado a ajustar, deberá resultar en todas las condiciones anteriores, como a continuación se indica:

$$T_{act\ 51VGEN\ o\ T51VGEN} \geq [(T_{act\ 51/51DTRF}, T_{act\ 51N/51NDTRF}, T_{ACP}, T_{Z2}, T_{Z3}, T_{67N}, T_{prot-TRF}, T_{prot\ REAs}) + T_{50S-62}] + \Delta t$$

Donde:

$T_{act\ 51VGEN}$ , se corresponde al tiempo de actuación de la función de sobreintensidad de fases del generador a tiempo inverso para el dial de tiempos ajustado.

$T51VGEN$ , se corresponde al valor del temporizado fijo a ajustar.

El margen de coordinación  $\Delta t$  a considerar será  $\Delta t \geq 0,20$  s con relés digitales en caso de coordinación entre curvas a tiempo definido, y de  $\Delta t \geq 0,30$  s en casos de curvas de tipo inverso.



### La característica de control de tensión:

Se recomienda ajustar el valor del umbral de control de tensión ( $U_{\text{control 51VGEN}}$ ) a un nivel inferior a la tensión del generador ( $U_{\text{gen falta Trafo AT}}$ ) soportada para cualquier tipo de cortocircuito en el lado de alta tensión (AT) del transformador principal de grupo, de forma que:

$$U_{\text{control 51VGEN}} \leq K \cdot U_{\text{gen falta Trafo AT}}$$

Siendo, (K) un factor de valor comprendido entre 0,70 y 0,85.

Por debajo de este valor umbral de tensión ( $U_{\text{control 51VGEN}}$ ), se controla la característica de sobreintensidad, definiéndose diferentes actuaciones sobre la misma en función del nivel de tensión del generador.

Normalmente, los equipos de protección definen un factor multiplicador [ $p(U) \leq 1.00$ ] de reducción de la corriente de arranque, en función de la tensión (U) del generador. Esta función puede ser determinada por un único valor (tensión umbral y factor de reducción, véase la figura 4.4.1.b.2), o a través de varios puntos formando una característica más compleja, con varios valores de tensión a los que les corresponden diferentes factores de reducción (véase la figura 4.4.1.b.3). La intensidad de arranque en función de (U) es como sigue:

$$I_{\text{arr 51VGEN}}(U) = I_{\text{arr 51VGEN}}(U_{\text{asignada}}) \cdot p(U)$$

Atendiendo a este modo de funcionamiento descrito, y al valor definido de umbral de control de tensión, se garantiza la coordinación con el resto de protecciones del sistema, al no modificar la característica de sobreintensidad cuando la falta es externa al conjunto generador/transformador de grupo.

Se recomienda que el factor multiplicador de reducción aplicado a la corriente de arranque sea tal que su valor permita la actuación de la característica de sobreintensidad en tiempos inferiores o iguales a 250 ms para cualquier tipo de falta en bornas de alternador.

Se debe garantizar que para todo tipo de faltas en lado de alta tensión (AT) del transformador de grupo, y en bornas del generador, la aplicación del factor de reducción de la corriente de arranque permite actuar con la corriente de cortocircuito aportada por el generador, considerando el efecto de reducción de ésta provocado por la disminución de la tensión durante la falta en máquinas auto excitadas, y que pueden minorar el valor de corriente a niveles inferiores al 100% del asignado.

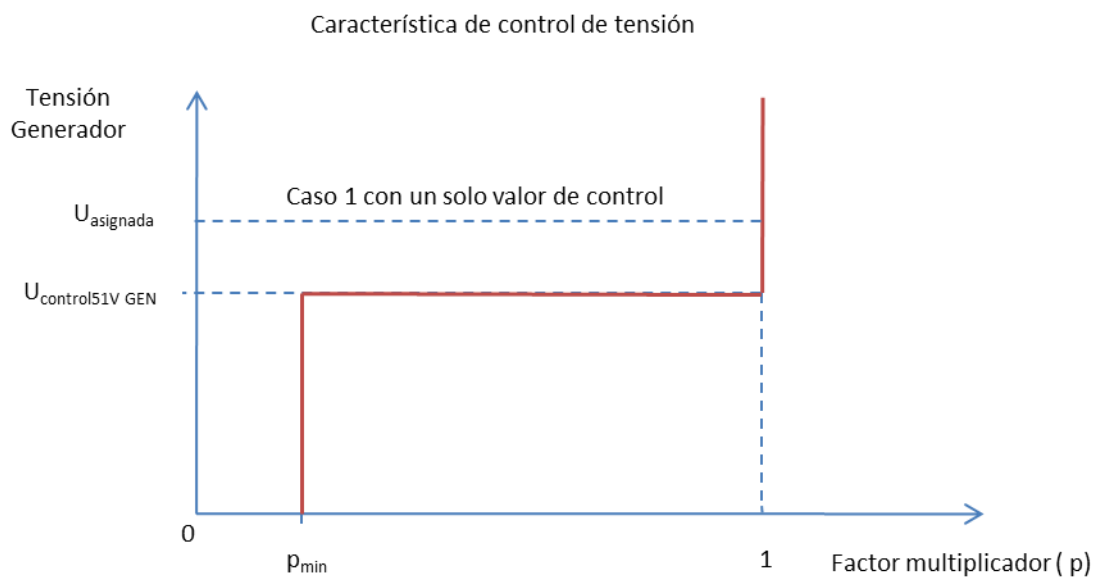


Fig. 4.4.1.b.2

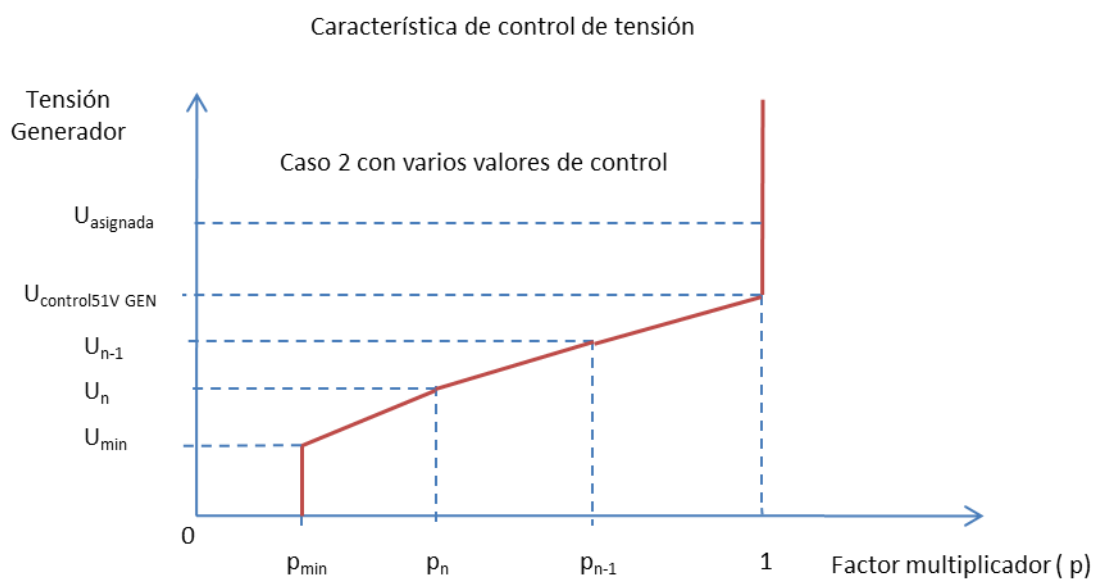


Fig. 4.4.1.b.3

La característica de control de tensión debe bloquearse por fallo de los transformadores de tensión.



### 4.4.1.3 Función de máxima intensidad de secuencia inversa (46)

#### ELEMENTOS QUE PROTEGE

El generador. La componente de secuencia inversa induce en el rotor del alternador una corriente de frecuencia el doble de la nominal, provocando un calentamiento adicional al de funcionamiento habitual del mismo.

#### FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON LAS QUE TIENE COORDINAR

Debe coordinar, bien por tiempo, o bien por alcance con las siguientes funciones de protección:

- Sobreintensidad de fases y neutro temporizada del transformador de grupo (51 – 51N)
- Sobreintensidad de fases temporizada del generador de grupo (51-51V)
- La protección de acoplamiento de barras (ACP) de la subestación de conexión a la red, cuando exista
- La segunda y tercera zona de distancia, así como la función (67N), de los circuitos de conexión a las barras de la subestación de generación
- Las protecciones de otros transformadores de generación/distribución, reactancias y bancos de condensadores conectados a las barras de subestación de conexión a la red (generación)
- Las protecciones de fallo de interruptor de los elementos conectados a la subestación de generación, excepto en el caso en que dichas barras sean en configuración de simple barra.

Se comprobará que la función (46) es estable ante cortocircuito monofásico a tierra en las líneas de transporte seguido de la apertura de uno de los polos durante el tiempo muerto (normalmente 1 s) de un reenganche monofásico no exitoso (sobre falta). Vease la Fig. 4,4.1.c.1.

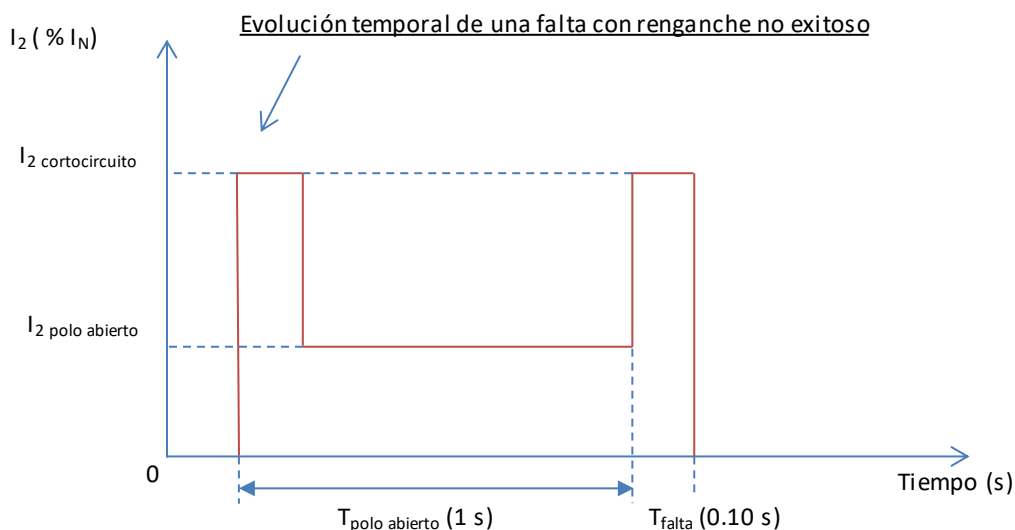


Fig. 4.4.1.c. 1

#### CRITERIOS DE AJUSTE

Para el ajuste de esta función se requiere disponer de la curva de capacidad facilitada por el fabricante del alternador a proteger. En todo momento se protegerá esta característica según referencias de las normas UNE-EN 60034-1 o de ANSI C50.13, de aplicación.

Se recomienda disponer de un nivel de alarma temporizado que permita la actuación del operador antes de producirse el disparo.



### a) Función (46) de intensidad de secuencia inversa (Tiempo inverso)

Existen diferentes tipos de curvas dependientes a tiempo inverso para proteger el alternador por esta función. La curva que mejor se adapta al comportamiento de sobrecarga térmica de secuencia inversa del generador, es la función de la corriente inversa ( $I_2$ ) siguiente:

$$I_2^2 \cdot t = K_2$$

Donde ( $K_2$ ) es la constante térmica de la característica dada en unidad de segundos si ( $I_2$ ) está en valor por unidad de corriente referida a la asignada del alternador, y su valor de ajuste cumplirá con la siguiente inequación:

$$K_2 \leq K_{2\text{Termica}}$$

Donde ( $K_{2\text{Termica}}$ ) es la constante térmica de calentamiento por corriente inversa admisible del generador facilitada por el fabricante, o en su defecto la obtenida a partir de las normas vigentes descritas anteriormente.

La relación entre ( $K_2$ ) y ( $K_{2\text{Termica}}$ ) es un valor de ajuste comprendido entre 0,70 y 1,00.

Esta función, debe estar truncada para permitir un valor permanente de operación,  $I_2 \geq I_2$  permanente, cumpliéndose a su vez:

$$I_2 \text{ permanente} = K \cdot I_2 \text{ permanente admisible}$$

Siendo ( $I_2$  permanente admisible) la intensidad de secuencia inversa admisible en régimen permanente por el alternador (dato facilitado por el fabricante, o en su defecto la correspondiente a la indicada por las normas vigentes) y  $K$  es un factor de ajuste comprendido entre 0,80 y 1,00.

Opcionalmente, puede establecerse un valor de tiempo mínimo de operación ( $T_{\text{min}}$ ), que permitirá limitar la actuación de esta función ante cortocircuitos desequilibrados en la red. ( $T_{\text{min}}$ ) se determinará como un valor igual o inferior al obtenido de la característica térmica admisible por corriente inversa del generador ( $I_2^2 \cdot t = K_2$ ) calculado para la corriente inversa máxima aportada por el alternador en un cortocircuito bifásico aplicado en sus bornas. En caso de que alguna parte de la característica térmica de corriente inversa quedara sin proteger por este truncamiento, se deberá comprobar que la totalidad de esta área tiene cobertura por otras funciones de protección basadas en otros principios de medida (funciones diferencial, de distancia, o sobreintensidad de fases).

En la Fig. 4.4.1.c.2 se muestran la característica límite del generador a la secuencia inversa, y la curva seleccionada de disparo para su protección. También se indica un nivel de alarma ajustado.

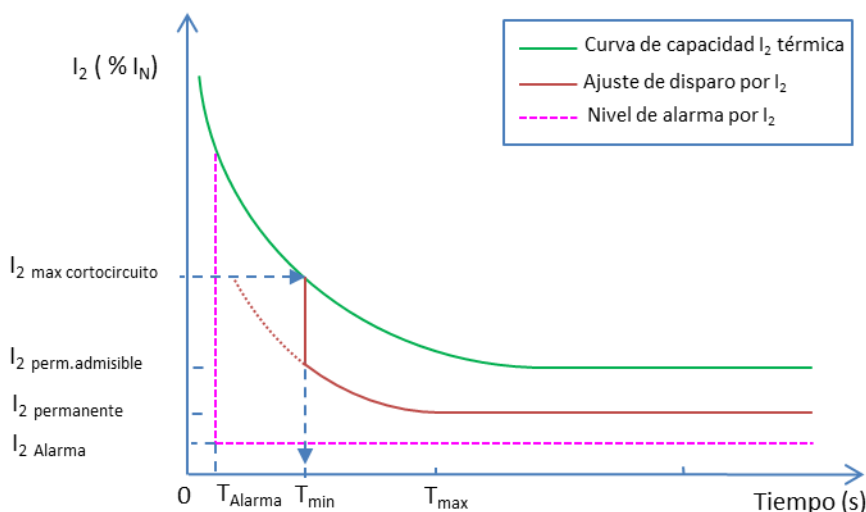


Fig. 4.4.1.c. 2

### b) Función (46) de intensidad de secuencia inversa (Tiempo definido)

Para el uso de una característica a tiempo definido, se aconseja que el ajuste se realice por dos escalones o niveles, con el objeto de poder distinguir entre desequilibrios pequeños de régimen cuasi permanente (nivel bajo  $I_{2>}$ ) y sobrecargas térmicas elevadas a niveles de corriente de secuencia inversa mayores y próximas a la corriente asignada (nivel alto  $I_{2>>}$ ).

#### Nivel de sobrecargas permanentes $I_{2arr}$ ( $I_{2>}$ )

Se determina el valor de arranque  $I_{2arr}$  ( $I_{2>}$ ) como un valor inferior a la corriente de componente inversa admisible en régimen permanente.

$$I_{2arr} (I_{2>}) = K \cdot I_{2 \text{ permanente admisible}}$$

Donde ( $I_{2 \text{ permanente admisible}}$ ) es la corriente de componente inversa admisible en régimen permanente por el alternador y ( $K$ ) es un factor de ajuste comprendido entre 0,80 y 1,00.

El valor del temporizado  $T(I_{2>})$  puede ser fijado en valores de minutos, y con un valor prefijado de alarma que permita al operador de la planta maniobrar la desconexión del generador sin necesidad de alcanzar el valor final de actuación de la protección.

#### Nivel sobrecargas térmicas elevadas $I_{2arr}$ ( $I_{2>>}$ )

Se determina el valor de arranque  $I_{2arr}$  ( $I_{2>>}$ ) para sobrecargas térmicas elevadas próximas a la corriente asignada como un valor de arranque determinado por:

$$I_{2arr} (I_{2>>}) = K \cdot I_{asig \text{ GEN}}$$

Siendo ( $I_{asig \text{ GEN}}$ ) la corriente asignada del alternador y ( $K$ ) un valor de ajuste comprendido entre ( $C$ ) y 1,00 ; obteniéndose ( $C$ ) de la siguiente expresión:



$$C = 1,10 \cdot \sqrt{I_2 \text{ permanente admisible} / I_{\text{asig GEN}}}$$

El valor del temporizado  $T(I_{2>>})$  debe ser superior a 1 segundo para permitir la operación del reenganche monofásico de las líneas conectadas en la subestación de conexión a la red (central) ante faltas monofásicas, e inferior al valor del tiempo admisible soportado por el alternador por corriente inversa para el valor de la corriente inversa máxima aportada por el alternador en un cortocircuito bifásico aplicado en sus bornas. En el caso de que no se puedan cumplir ambos criterios, prevalecerá el del reenganche.

En la Fig. 4.4.1.c.3 se ilustran las curvas indicadas anteriormente, así como un nivel de alarma ajustado.

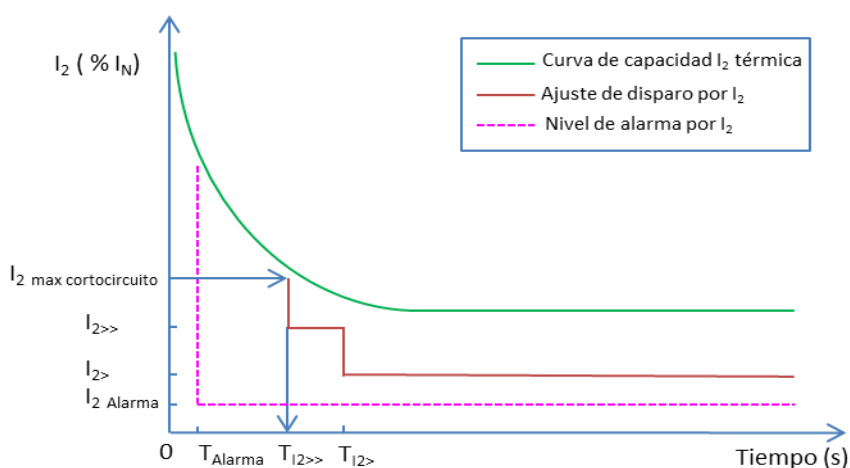


Fig. 4.4.1.c. 3



## 5 ANEXO. GENERACIÓN BASADA EN ELECTRÓNICA DE POTENCIA

### 5.1 INTRODUCCIÓN

---

El notable incremento actual de las fuentes de energía renovables y el gran crecimiento que se prevé en los próximos 20 años, junto con otros retos futuros tales como el almacenamiento de energía eléctrica, la proliferación del vehículo eléctrico, el potencial autoconsumo en el sector doméstico, y el empleo de la electrónica de potencia a todos los niveles del sector eléctrico, van a implicar un gran cambio en la generación, distribución y transporte de la energía eléctrica en el mundo.

El control y la protección de las tecnologías de generación (módulos de generación eléctrica, MGE) de las fuentes de energía renovable y no renovable, así como de las redes eléctricas forman ya, y formarán aún más, parte importante de este gran cambio que se avecina en el sector eléctrico (Referencia [1]).

En particular, los sistemas de protección se ven afectados fuertemente por estas nuevas tecnologías de generación no síncrona (en base a módulos de parque eléctrico, MPE), pues su comportamiento ante los distintos tipos de cortocircuito no es el mismo que tienen ante las fuentes clásicas de generación representadas por el generador síncrono (módulos de generación eléctrica síncrona, MGES).

Desde hace años los MPE están ya integrados en el sistema eléctrico y su impacto en el mismo es creciente, por lo que es esencial tenerlos en consideración en todos los ámbitos y en particular en el de la protección de los elementos del sistema eléctrico y del sistema en sí mismo.

En los diferentes capítulos del documento principal de Criterios de Ajuste de las protecciones se han ido exponiendo los citados criterios de las protecciones de los distintos elementos del sistema en base a la generación síncrona clásica (MGES).

En el presente ANEXO se va a definir el comportamiento de las funciones de protección, en base a los criterios de ajuste que han sido estipulados en los distintos apartados del documento base, cuando la tecnología de generación es mayoritariamente del tipo MPE (fuentes de energía eólica y fotovoltaica principalmente). Este tipo de tecnología puede mostrar un comportamiento distinto ante el cortocircuito respecto al de la generación síncrona clásica (MGES), por lo que es preciso un conocimiento de su respuesta para verificar primeramente si se produce la detección de la falta por los distintos tipos de protección, y en segundo lugar si la protección actúa en el tiempo esperado.

En el presente documento se va a definir el comportamiento de las funciones de protección, cuando la generación es del tipo MPE.

Se analizarán las principales tecnologías de generación del tipo MPE, haciendo especial énfasis en su respuesta ante los distintos tipos de falta. Indicar que actualmente no es un tema cerrado, pues los fabricantes están incorporando modificaciones y mejoras en los sistemas de control para cumplir con los requisitos de los códigos internacionales.

Se comentará el grado de penetración de estas fuentes renovables de energía, así como su localización física topológica respecto a la ubicación concreta en la red de las protecciones de la misma. Este es un asunto clave para el funcionamiento del sistema protector cuando aparece un cortocircuito. Asimismo es importante el "mix" de fuentes de energía renovables acoplado en un mismo nudo, de cara a la desigual respuesta que puedan tener las protecciones de los elementos de la red.

Se van a poner de manifiesto las limitaciones que pueden aparecer en el sistema protector para la detección de los cortocircuitos, al considerar las tecnologías de generación del tipo MPE que mayoritariamente estén presentes, así como del tipo de función de protección utilizada.

Se considerarán las aplicaciones existentes a día de hoy que se encuentran en operación en la red actual desde hace años con las tecnologías actuales, pero adicionalmente se darán indicaciones respecto a las tendencias futuras que se prevén como realistas en los próximos años.

Los fabricantes de protecciones eléctricas, los usuarios de las mismas en las redes eléctricas, y los fabricantes de estos MPE están implicados en distinta medida y forma, en la integración de las energías renovables de modo que se garanticen la fiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.



## 5.2 TIPOS DE MÓDULOS DE PARQUE ELÉCTRICO Y SU COMPORTAMIENTO ANTE LAS FALTAS. RESPUESTA DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Se van a considerar como fuentes de generación de los MPE, la eólica y la solar fotovoltaica. Dentro de la eólica se distinguirá entre las siguientes tecnologías de generación:

- Generadores asíncronos de jaula de ardilla o de rotor bobinado
- Generadores asíncronos doblemente alimentados (DFIG)
- Generadores síncronos con convertidor de plena potencia conectado al devanado del estator o más resumidamente del tipo "Full converter", abreviadamente (FC)

El comportamiento singular y específico de cada uno de ellos ante los diferentes tipos de faltas viene dado por su diseño, construcción y funcionamiento específicos.

En cuanto a la generación fotovoltaica, es también del tipo (FC) donde el convertidor del lado de red controla la respuesta en intensidad del generador fotovoltaico ante un cortocircuito.

Otras potenciales futuras fuentes de generación que puedan aparecer se asimilarán a algún tipo de los citados.

Los generadores doblemente alimentados, los eólicos del tipo (FC), y los sistemas fotovoltaicos, incluyen convertidores a base de electrónica de potencia, siendo su forma de control la clave en la respuesta de los mismos ante los distintos tipos de faltas.

En la FIGURA 1 se ilustra un caso general de parque eólico de una determinada tecnología que vierte la energía eléctrica a la red de Transporte a 220 kV a través de un transformador colector TC. Una línea a 220 KV evacúa la energía del parque a la red de Transporte.

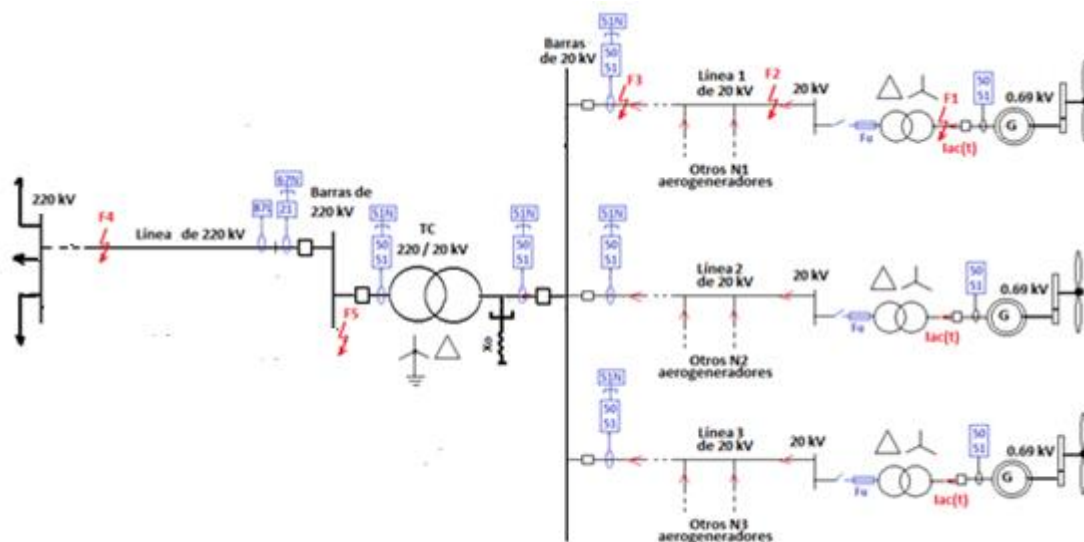


FIGURA 1

Se postularán faltas equilibradas y desequilibradas en distintas localizaciones F1, F2, F3, F4 y F5 para cada una de las distintas tecnologías y se va a analizar la respuesta de las protecciones usuales que tienen que detectar la falta.

De cara al sistema eléctrico de Transporte, son relevantes las faltas F4 en la línea de Transporte, y las F5 en las barras de 220 kV, con sólo generación renovable aportando su contribución de intensidad al cortocircuito al punto de defecto. Las protecciones de la línea de 220 kV y del Transformador Colector (TC) se ven sometidas a la intensidad de falta aportada por las fuentes de generación. Es lo novedoso e interesante.



Para faltas como la F1, el sistema eléctrico se va a considerar que contribuye con suficiente presencia de generación clásica (síncrona) para la detección de las faltas, lo cual no aporta novedad, pues es la situación clásica convencional.

Se muestran las funciones de protección que se consideran en los tres niveles de tensión. Para el aerogenerador funciones directas de sobreintensidad de fases (50), (51) incluidas en el interruptor de BT. Fusibles limitadores o funciones de sobreintensidad (50), (51) en el lado de 20 kV del transformador elevador del aerogenerador y funciones de sobreintensidad (50), (51), (51N) y/o (50N) en las barras de MT de las salidas de 20 kV.

Para el Transformador Colector (TC) se utilizan también funciones (50, 51, 51N) y diferencial (87T) no mostrada en la FIGURA 1.

Las funciones de protección de la línea de Transporte a 220 kV que se consideran son las siguientes:

- Función de distancia (21) con escalones de alcance óhmico y temporizados crecientes en zonas 1, 2 y 3 y direccionalidad hacia la línea
- Función direccional de neutro (67N) también con direccionalidad hacia la línea
- Función diferencial de línea (87L) y
- Esquema de Teleprotección (TP) a sobrealcance o subalcance permisivo (85) con las zonas 1 y 2 de distancia para detectar y despejar las faltas instantáneamente en cualquier punto de la línea de Transporte (220 kV). No se muestra este esquema en la FIGURA 1.

El sistema de 20 KV está puesto a tierra mediante una reactancia en zig-zag de valor ( $X_0$ ) para limitar la falta a tierra en cualquier punto de él al valor de 300 A o algo superior, dependiendo de la filosofía protectora del propietario de la planta generadora.

## 5.2.1 Generador asíncrono de jaula de ardilla o de rotor bobinado

Este tipo de generadores son clasificados como de velocidad fija ya que el deslizamiento de funcionamiento ( $s$ ) sobre la velocidad de sincronismo ( $N_s$ ) es normalmente muy pequeño ( $-0.04 < s < 0$ ) por lo que la velocidad de giro estará usualmente en el intervalo:

$$N_s(1-s) = N_s(1.01...1.04)$$

En la FIGURA 2 se muestra un esquema simplificado de un aerogenerador asíncrono de jaula de ardilla (G A) de 700 kW junto con su transformador elevador.

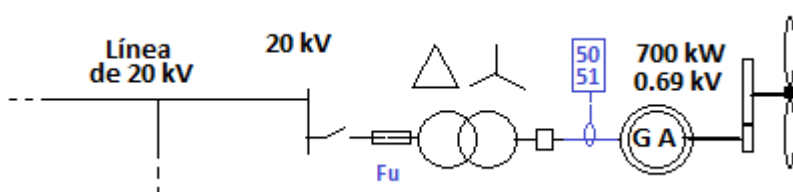


FIGURA 2

El aerogenerador evacúa su energía a una línea colectora de 20 kV, normalmente subterránea, a la que se conectan en T otros aerogeneradores (conexión multiterminal).

La turbina eólica está conectada al eje del generador eléctrico mediante una caja de transmisiones a base de engranajes para elevar la velocidad de la turbina a la velocidad de sincronismo del generador de jaula.

### 5.2.1.1 Falta trifásica en los terminales del generador

El comportamiento del generador asíncrono ante una falta trifásica en sus terminales, viene caracterizado por la expresión del valor eficaz de la componente de alterna  $i_{ac}(t)$  de la intensidad de cortocircuito que aporta al defecto por cada una de sus tres fases:



$$I_{ac}(t) = I' \cdot e^{\frac{-t}{T'}} \quad I' = \frac{|E'|}{\sqrt{R^2 + X'^2}}$$

(I') es la intensidad transitoria del generador

(E') es el valor eficaz de la f.e.m interna transitoria

(T') es la constante de tiempo transitoria del generador asíncrono

(R) es la resistencia por fase del devanado del estator (Rs) más la del rotor (Rr) por fase referida al estator.  $R = R_s + R_r$  (resistencia del generador a rotor bloqueado).  $R = R_s + R_r + R_{ex}$  si en un generador de rotor bobinado se ha añadido en el circuito del rotor la resistencia por fase externa (Rex)

(X') es la reactancia transitoria por fase del generador (aproximadamente igual a la reactancia de dispersión del generador a rotor bloqueado; es decir la suma de la reactancia por fase de dispersión del devanado del estator (Xs) y la del circuito del rotor (Xr) referida al estator.  $X' = X_s + X_r$ )

Es usual despreciar (R) frente a (X') en la fórmula de (I'), al ser  $R \ll X'$

La f.e.m transitoria (E') depende de las condiciones de carga previas del generador que son conocidas:

$$E' = U + (R + jX') \cdot I$$

(U) e (I) son los complejos de tensión simple en los terminales del generador y la intensidad de carga generada respectivamente, justo antes de producirse el cortocircuito trifásico (FIGURA 3). En el caso particular de que el generador eólico estuviese en vacío resultaría  $E' = U$ .

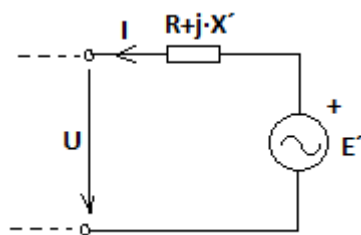


FIGURA 3

La expresión de la intensidad de falta  $I_{ac}(t)$  de cada fase muestra como la componente de c.a de la intensidad de cortocircuito decae de forma exponencial con el tiempo, con una velocidad que depende de la constante de tiempo transitoria de la máquina (T').

La constante de tiempo transitoria del generador asíncrono (T') es muy aproximadamente:

$$T' = \frac{X'}{\omega \cdot R_r}$$

Para un generador de rotor bobinado habría que sumar a (Rr) la resistencia externa por fase (Rex) introducida en serie en su circuito rotórico, por medio de los anillos rozantes.

Son valores normales que pueden considerarse representativos para generadores eólicos de BT (400 V, 690 V) de jaula de ardilla los de:  $I' = 2.9 \dots 4$  p.u y  $T' = 30 \dots 60$  ms

En la FIGURA 4 se representa la variación de  $I_{ac}(t)$  con el tiempo para el caso particular de un generador de jaula de ardilla de  $I' = 3.3$  p.u y  $T' = 0.04$  s.

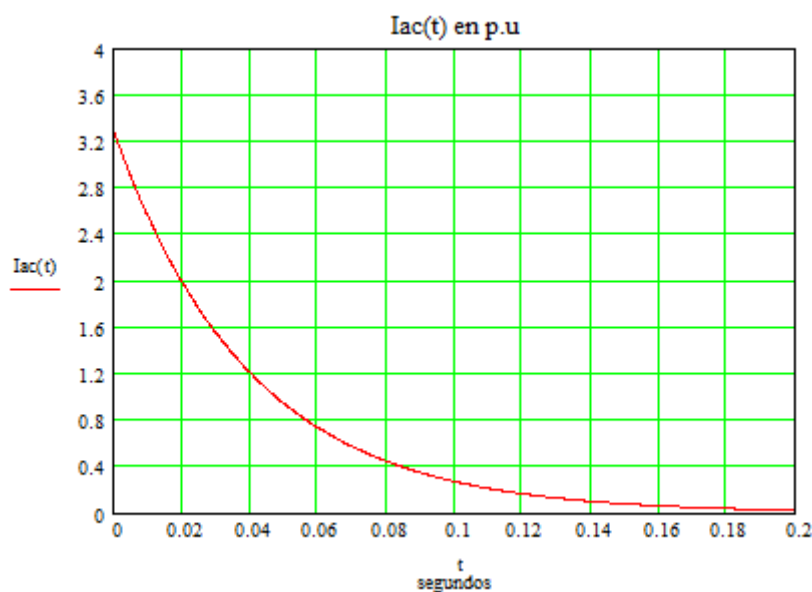


FIGURA 4

Se aprecia que a partir de  $t = 5 \cdot T' = 200$  ms la intensidad de falta aportada por el generador es despreciable. Este hecho es muy importante de cara al funcionamiento de las protecciones, pues ya no existe intensidad de falta que puedan detectar en un tiempo tan pequeño e incluso menor.

La frecuencia de la onda sinusoidal de intensidad alterna de cortocircuito, cuyo valor eficaz decreciente es  $I_{ac}(t)$ , resulta ser  $f' = f \cdot (1-s)$ ; pero dado el pequeño valor del deslizamiento de funcionamiento ( $s$ ), se puede decir que es  $f' \approx f = 50$  Hz.

Adicionalmente a la componente de c.a.  $I_{ac}(t)$ , aparece una componente de continua  $I_{dc}(t)$  en cada fase que se superpone a ella. Esta componente de continua es diferente para cada fase y su valor máximo se consigue para aquélla de las tres en que la tensión instantánea pasa por cero justo cuando aparece el cortocircuito. En este caso resulta:

$$I_{dc}(t) = \sqrt{2} \cdot I' \cdot e^{-\frac{t}{T_s}} \quad T_s = \frac{X'}{\omega \cdot R_s}$$

Siendo ( $T_s$ ) la constante de tiempo transitoria del estator de la máquina dependiente de la resistencia por fase del estator ( $R_s$ ).

Los generadores eólicos de jaula a los que responde la fórmula de  $I_{ac}(t)$  anterior son los de jaula simple. En el caso de generadores asíncronos eólicos de doble jaula de ardilla o de ranura profunda, aparece antes de la intensidad transitoria ( $I'$ ) una intensidad subtransitoria ( $I''$ ) de muy corta duración gobernada por la constante de tiempo subtransitoria de la máquina ( $T''$ ). La expresión de  $I_{ac}(t)$  en este caso resulta ser:

$$I_{ac}(t) = (I'' - I') \cdot e^{-\frac{t}{T''}} + I' \cdot e^{-\frac{t}{T'}}$$

$$I'' := \frac{|E''|}{\sqrt{R^2 + X''^2}} \quad I' := \frac{|E'|}{\sqrt{R^2 + X'^2}}$$

Las constantes de tiempo subtransitoria ( $T''$ ) y transitoria ( $T'$ ), así como las reactancias subtransitoria ( $X''$ ) y transitoria ( $X'$ ) son datos que dependen, entre otros, del diseño de las jaulas del rotor del generador y deben ser proporcionados por su fabricante.

Las f.e.m subtransitoria ( $E''$ ) y transitoria ( $E'$ ) dependen de las condiciones previas de carga del generador asíncrono eólico justo antes del cortocircuito:



$$E' := U + (R + j \cdot X') \cdot I$$

$$E'' := U + (R + j \cdot X'') \cdot I$$

(U) e (I) son los complejos de tensión simple en los terminales del generador y la intensidad de carga generada respectivamente, justo antes de producirse el cortocircuito trifásico. En el caso particular de que el generador eólico estuviese en vacío resultaría  $E'' = E' = U$ .

En la FIGURA 5 se ilustra el valor eficaz de la máxima componente de c.a decreciente  $I_{ac}(t)$  de la intensidad de cortocircuito de un generador asíncrono eólico de ranura profunda de valores:

$$I'' = 4.25 \text{ p.u.}, \quad I' = 3.27 \text{ p.u.}, \quad T'' = 10 \text{ ms} \text{ y } T' = 40 \text{ ms}$$

El periodo subtransitorio de falta dura aproximadamente 40-50 ms y a partir de ahí es el régimen transitorio gobernado por la constante de tiempo ( $T'$ ) el que queda.

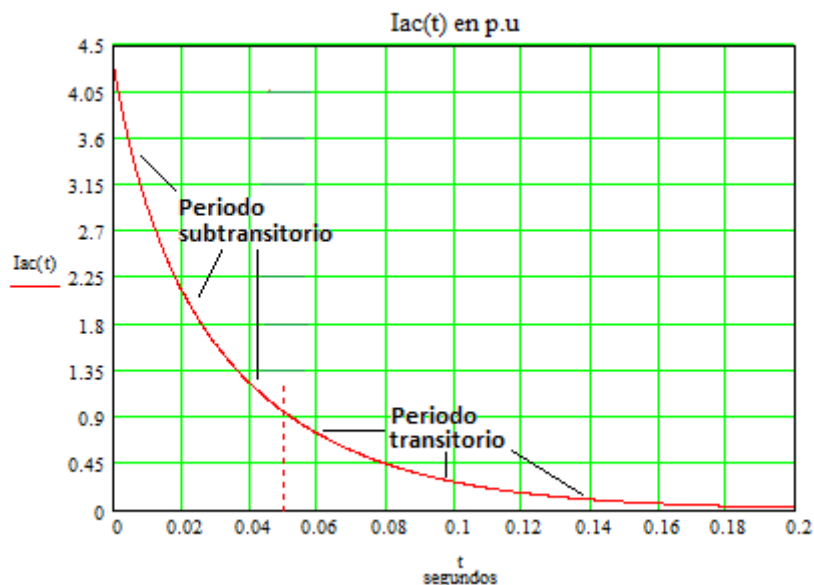


FIGURA 5

- **Comportamiento de las protecciones eléctricas:**

Las protecciones digitales filtran la componente de continua  $I_{dc}(t)$  que aparece en cada fase, de modo que sólo procesan la componente  $I_{ac}(t)$  de c.a ya vista, por lo que  $I_{dc}(t)$  no se considera.

La falta trifásica en el lado de BT (0.69 kV) del aerogenerador de jaula o de rotor bobinado, debe ser detectada por la protección instantánea de sobreintensidad (función 50) interna al interruptor de BT del mismo, que ha sido ajustada para ello. Su actuación y despeje del cortocircuito deberá ser en 40-50 ms.

La rápida extinción de la corriente de falta del generador, que decaerá a intensidad de falta nula en un muy breve tiempo de aproximadamente ( $5 \cdot T'$ ), como anteriormente se ha visto, no presupone un riesgo térmico de extra-calentamiento del aislamiento de la máquina rotativa, aún en el caso de que no hubiese actuado la función (50) asociada al interruptor de BT del generador, o si la falta estuviese localizada entre el interruptor y el generador.

Por otra parte, desde el lado del transformador elevador del aerogenerador, estas faltas también se despejarán en el menor tiempo posible debido a la alta contribución de intensidad de cortocircuito del sistema de MT, gracias a la fusión instantánea de los fusibles o a la actuación de las funciones de sobreintensidad de fases (50) instaladas en el lado de 20 kV del transformador elevador.

Para la falta trifásica F1 postulada en los terminales del generador asíncrono (FIGURAS 1 y 6), las protecciones de la red de transporte (220 kV) no actuarán pues no pueden detectar esta falta. La función (21) de línea del lado del TC no tiene direccionalidad de disparo y la del extremo remoto de la líneas se ajusta su alcance para no ver ni siquiera las faltas en el lado de 20 kV del TC.

En cuanto a las funciones (50-51) del interruptor 52-1 de la Línea 1, supuesta la falta trifásica en la zona de 0.69 kV del generador representado en la FIGURA 6, no tendrán tiempo ni de arrancar si los fusibles han limitado



fundiéndose en 2-3 ms. En el caso de utilización de funciones 50/51 en el lado de AT del transformador del aerogenerador, su actuación instantánea (40-50 ms) garantizará la coordinación por tiempo con la función (51) del 52-1. La función (50) instantánea asociada al interruptor 52-1 deberá estar ajustada de modo que no arranque ante la intensidad de falta resultante.

Lo mismo aplica a las protecciones (50-51) del Transformador Colector (TC) del parque eólico. La función (50) se ajustará para no detectar la falta en la zona de los terminales del generador y la función (51) deberá coordinar por tiempo para no dar disparo (selectividad).

### 5.2.1.2 Falta trifásica alejada del generador

Cuando la falta trifásica (F3) aparece en el nivel de MT tal como el representado de 20 kV en la FIGURA 6, o aún más lejos eléctricamente como por ejemplo en el nivel de 220 kV de transporte al que tributa el parque eólico (véase la FIGURA 1), la intensidad de cortocircuito  $I_{acc}(t)$  se ve modificada tanto en magnitud como en velocidad de decrecimiento. La impedancia interpuesta entre el generador asíncrono debida a su transformador elevador, a los cables de interconexión, e incluso la impedancia de otros transformadores que eleven a tensiones superiores, es la responsable de la modificación.

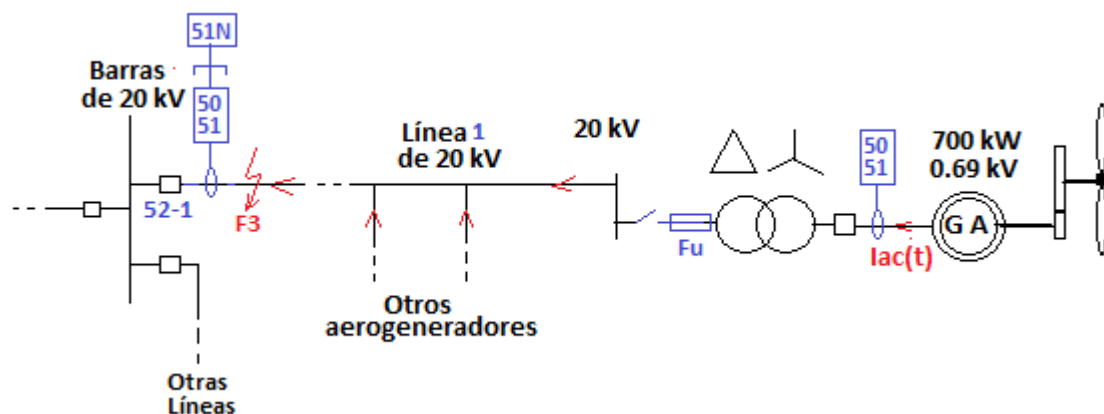


FIGURA 6

Se considera  $Z_d = R_d + jX_d$  la impedancia total suma de la del transformador elevador del aerogenerador más la de los cables de 20 kV, hasta el punto de falta y referida al lado de tensión de la máquina.

La componente de c.a de la intensidad de cortocircuito denominada  $I_{acd}(t)$ , en valor eficaz, suministrada por el generador asíncrono de simple jaula en sus terminales de salida es ahora, para falta lejana:

$$I_{acd}(t) = I'd \cdot e^{\frac{-t}{T'd}} \quad I'd = \frac{|E'|}{\sqrt{(R + R_d)^2 + (X' + X_d)^2}} \quad E' = U + (R + jX') \cdot I$$

( $I'd$ ) es la intensidad transitoria inicial del generador para la falta lejana

La f.e.m transitoria ( $E'$ ) depende de la tensión ( $U$ ) y de la intensidad ( $I$ ) generadas previamente al cortocircuito (Apdo. 5.3.1).

Se observa que la intensidad de c.a de defecto aportada por el generador se ve claramente disminuida respecto a la de falta trifásica en sus terminales, lo cual tiene un efecto desfavorable de cara a la detección de las faltas por las protecciones.

La constante de tiempo transitoria ( $T'd$ ) para la falta lejana depende ahora también de la ( $X_d$ ) interpuesta:

$$T'd = \left(1 + \frac{X_d}{X'}\right) \cdot T'$$



Se observa el factor de amplificación ( $X_d/X'$ ) que resulta al comparar con la constante de tiempo transitoria propia del generador ( $T'$ ). De aquí se desprende que la intensidad de c.a. aportada por el generador eólico disminuirá más lentamente que para falta en sus terminales. Este hecho favorece la detección de la falta por las protecciones de distancia y sobreintensidad situadas en los niveles de 20 y 220 kV respecto al generador eólico. El efecto favorecedor de cara a las protecciones es tanto más acusado cuanto más alejado esté el punto de falta respecto a la máquina (mayor valor de  $X_d$ ).

De cara a la determinación de ( $I'd$ ) y su decrecimiento ( $T'd$ ) aplica el circuito fase-neutro representado en la FIGURA 3. Es el circuito de secuencia positiva aplicable a un generador asíncrono de simple jaula al que hay que añadir en serie la impedancia equivalente ( $Z_d$ ) que caracteriza a la falta lejana a un aerogenerador.

En la FIGURA 6 se muestra el caso de una falta lejana a un generador eólico a base de máquina asíncrona de jaula de ardilla. Se ha considerado la falta F3 alejada del aerogenerador en la llegada en cable a las barras de 20 kV, con un valor de ( $Z_d$ ) debido al transformador elevador y a los cables de 20 kV de valor  $Z_d = 0.0079 + j0.0711$  p.u., en base a la impedancia asignada de la máquina (0.68  $\Omega$ ).

Para el generador se tiene:  $X' = 0.3$  p.u,  $T' = 40$  ms,  $R_r = 0.0239$  p.u,  $R = 0.061$  p.u,  $E' = 1$  p.u

Resulta:  $I'd = 2.65$  p.u  $T'd = 1.355.T' = 54.2$  ms

Comparando con la falta trifásica en los terminales, se aprecia una bajada de la intensidad del 19% y un incremento de la constante de tiempo del 35.5%.

En la FIGURA 7 se representa la intensidad  $I_{acd}(t)$  (valor eficaz para falta lejana), así como la  $I_{ac}(t)$  para falta en los terminales del generador, al objeto de comparar gráficamente.

Las faltas trifásicas, tanto en los terminales del generador asíncrono como alejadas de él, dan lugar a intensidad de cortocircuito permanente nula, lo que sucede cuando el flujo inicial de partida del generador desaparece al cabo de aproximadamente 5 veces la constante de tiempo que aplique.

El tiempo de desaparición de la intensidad de la falta lejana es unos 70 ms superior al de la falta en los terminales del generador. Aproximadamente aquella desaparece para  $t = 270$  ms.

Si en vez de postular la falta F3 en el nivel de 20 kV, cerca de las barras (FIGURA 6), se hubiera postulado en la línea de 220 kV de la FIGURA 1 (falta F4), el resultado hubiese sido muy similar al obtenido. Las protecciones instantáneas (zona 1 de distancia y diferencial de línea) estarán en disposición de actuar con la sobreintensidad resultante del parque y la bajada apreciable de la tensión. Las zonas 2 y 3 de distancia de la línea del lado del TC temporizadas, no podrán actuar pues la intensidad de falta se habrá desvanecido. Limitación a tener en cuenta ante faltas trifásicas lejanas alimentadas por generadores eólicos de jaula de ardilla.

Se observa que será un reto considerable para las zonas no instantáneas de distancia (21) y las funciones de sobreintensidad de fases (51) la detección también de esta falta lejana debido a su muy corta duración. Se puede decir que no detectarán la falta trifásica pues la intensidad aportada por los aerogeneradores habrá desaparecido cuando transcurra su temporizado.

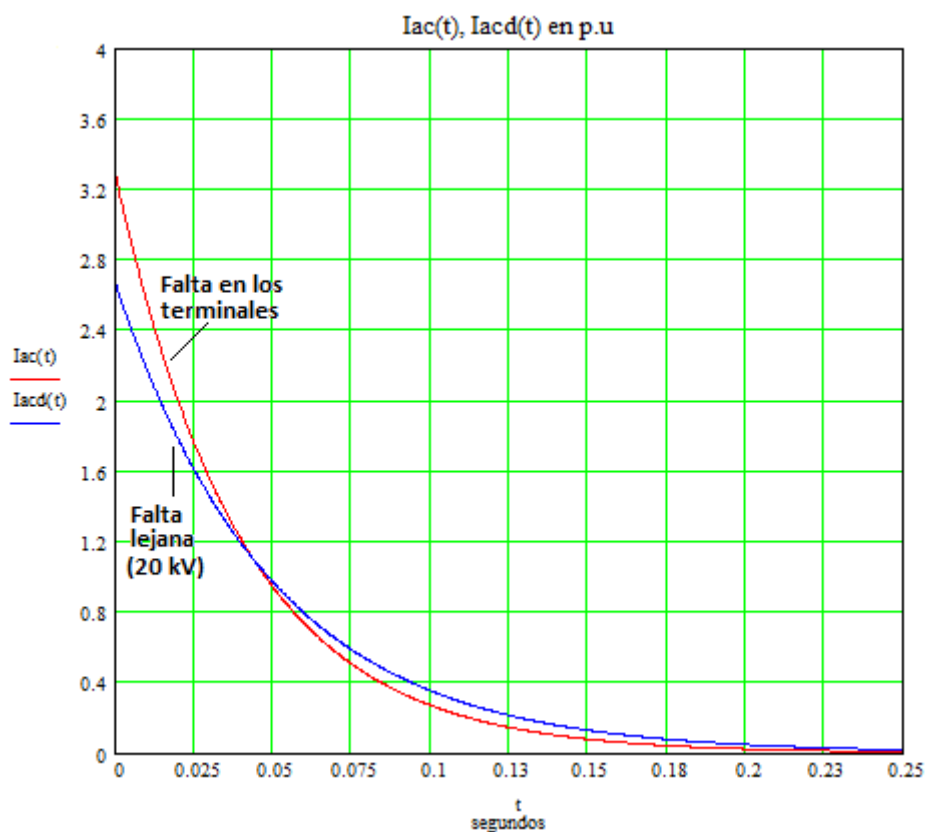


FIGURA 7

### • Comportamiento de las protecciones eléctricas

Se analiza a continuación el previsible comportamiento de las protecciones eléctricas ante faltas trifásicas alejadas a los aerogeneradores.

#### Falta trifásica en el sistema de 20 kV

Una falta en el sistema de 20 kV, como por ejemplo la F2 o la F3 en la Línea 1 repartidora (FIGURAS 1 y 6), será despejada instantáneamente por la función de sobreintensidad de fases (50) del interruptor 52-1 de las cabinas de 20 kV; o si no es así, por su función (51) en muy breve tiempo. La elevada intensidad de falta del sistema de 20 kV más la de los aerogeneradores conectados de las Líneas 2 y 3 propicia el disparo muy rápido del 52-1. Los aerogeneradores aportarán al defecto su intensidad trifásica de cortocircuito decreciente en el tiempo con la constante de tiempo ( $T'd$ ) que les corresponda. Dicha intensidad se hará cero aproximadamente para  $t > 5.T'd$  en cada aerogenerador, como anteriormente se ha visto.

Por otra parte en tan corto periodo de tiempo ( $5.T'd$ ), se tiene que por un lado los fusibles ( $F_u$ ) de 20 kV del transformador de cada aerogenerador de la Línea 1 no deberían tener tiempo suficiente para fundir con la intensidad de cortocircuito decreciente hasta cero aportada por cada uno de ellos a las faltas F2 y F3. En el caso de función (50) en el lado de AT de cada transformador elevador de aerogenerador, dicha función debe estar ajustada para no detectar las faltas en 20 kV con la aportación individual de cada aerogenerador.

La función de sobreintensidad de fases (51) asociada al interruptor de 0.69 kV de cada aerogenerador tampoco debería tener tiempo para dar disparo con su intensidad decreciente de aportación a la falta hasta anularse naturalmente de modo exponencial. En estas circunstancias no se expone al generador a un riesgo de calentamiento peligroso con su propia aportación de intensidad de falta al ser decreciente y de tan corta duración.

En cuanto a la función (51) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, con los ajustes que se les haya realizado y con el muy rápido disparo del 52-1, no deberá actuar (coordinación por tiempo). La intensidad que detectará dicha función es también decreciente y será cero al cabo de poco tiempo, lo que ayuda a su no actuación.



La función instantánea de fases (50) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, deberá estar ajustada para que su intensidad de actuación sea superior a la máxima intensidad trifásica de aportación de todos sus aerogeneradores conectados para falta en salida de la Línea 1 de 20 kV (Falta F3).

Con la no actuación de las funciones (50) y (51) de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3 reseñadas en los dos párrafos precedentes, se consigue su no deseada actuación para la falta trifásica postulada en la Línea 1, manteniendo en servicio sus aerogeneradores (selectividad).

En la situación planteada de falta trifásica en la Línea 1 de 20 kV se pierden irremisiblemente todos los aerogeneradores de dicha línea; es lo que tiene que suceder.

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancarán para la falta trifásica F2 o F3 representadas en las FIGURAS 1 y 6 pero no tendrán tiempo de actuar al ser instantáneo el despeje del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta trifásica. Para ello deben ser ajustadas.

Las funciones de protección de la línea de 220 kV no detectarán habitualmente las faltas trifásicas en el sistema de 20 kV del MPE. Se ajusta su escalón de distancia en zona 3 para no detectar las faltas en este sistema de tensión. En los casos particulares en que sea necesario un largo alcance de la zona 3, que implique la detección de faltas en el sistema de MT, será preciso garantizar la coordinación por tiempo con las protecciones del transformador colector para la falta postulada. En este caso habrá un acuerdo con el propietario del MPE.

#### Falta trifásica en el sistema de 220 kV

Si la falta trifásica lejana es en la línea de 220 kV de Transporte (falta F4 en la FIGURA 1), la zona 1 instantánea de la protección de distancia del lado del TC la podrá detectar, pues la inyección de intensidad de fases aportada por los MPE de tipo jaula de ardilla en los dos primeros ciclos de falta superará a la intensidad de supervisión interna de fases ajustada en la protección, posibilitando así su actuación si la falta está dentro del alcance óhmico ajustado a dicha zona 1.

Las zonas 2 y 3 de distancia de la protección de la línea en falta, con sus temporizado ajustado usualmente a 0.4 s y 0.8 s respectivamente, no es de esperar que detecten esta falta F4 en la línea, pues la intensidad de falta aportada por los generadores de los MPE habrá decaído ya a cero en dicho tiempo, o bien a un valor por debajo del de supervisión interna ajustado. Incluso con un ajuste de la zona 2 a 0.2 s es posible que esta zona no actúe por ser la intensidad inferior a la de supervisión mínima necesaria ajustada internamente en el relé. No hay ninguna certidumbre o garantía de actuación de la zona 2 de distancia y mucho menos aún de la zona 3.

La protección diferencial (87L) de la línea de Transporte, de actuación instantánea, sí que disparará la falta trifásica F4 postulada en la línea.

La función de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancará para falta trifásica en barras de 220 kV (F5), y también para la falta F4 en la línea de 220 kV (FIGURA 1), pero recaerá ("reset") cuando la intensidad de falta del parque de aerogeneradores descienda por debajo de su nivel de reposición (valor ligeramente inferior al de arranque), lo cual sucederá seguramente antes de que se alcance su tiempo de actuación, bien sea éste a tiempo definido, bien sea con curva de tipo inverso. El relativo rápido decrecimiento de la corriente de cortocircuito aportada por el conjunto de aerogeneradores del parque eólico (MPE) a la falta trifásica lejana es la causa de esta muy posible no actuación.

La función de sobreintensidad de fases instantánea (50) del TC deberá estar ajustada con un umbral de intensidad de actuación suficientemente alto para no actuar con la intensidad inicial transitoria de falta del parque de aerogeneradores con todos ellos conectados, de modo que no detectará la falta postulada en la línea de 220 kV.

#### **5.2.1.3 Faltas desequilibradas**

Las faltas desequilibradas dan lugar a un campo magnético giratorio de secuencia negativa, en el entrehierro del generador asíncrono, que gira a la velocidad de sincronismo pero en sentido opuesto al campo giratorio normal directo de velocidad (Ns) r.p.m.; es decir que gira a (-Ns) r.p.m. El rotor del generador gira normalmente a una velocidad muy ligeramente superior a (Ns) y en sentido directo, por lo que el campo magnético giratorio de secuencia negativa induce en él intensidades de secuencia negativa de aproximadamente 100 Hz de frecuencia, que provocan un rápido calentamiento extra del rotor.



La impedancia de secuencia negativa ( $Z_2$ ) vista desde el devanado del estator, que presenta el generador asíncrono de jaula a la tensión de secuencia negativa, como consecuencia de la falta desequilibrada, es muy pequeña y se puede decir a efectos prácticos, y con error despreciable para la propuesta de la determinación de la intensidad de falta, que es aproximadamente igual a la impedancia a rotor bloqueado:

$$Z_2 = R_2 + jX_2 \approx R + jX' = R + jX \quad \text{con} \quad X = X_r + X_s$$

Por lo tanto el circuito equivalente del generador a la secuencia negativa es el mostrado en la FIGURA 8 siguiente:

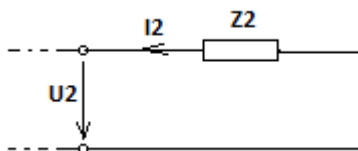


FIGURA 8

En un cortocircuito desequilibrado, la impedancia ( $Z_2$ ) del generador asíncrono no cambia con el tiempo. Este hecho hace que la inyección de corriente de falta del generador se mantenga en el tiempo, lo cual es algo esencial para garantizar su detección por parte de las protecciones del sistema.

La impedancia homopolar ( $Z_0$ ) del generador asíncrono es infinita si su devanado del estator está conectado en triángulo, o estándolo en estrella su punto neutro no está conectado a tierra. Si el devanado en estrella está rígidamente conectado a tierra, entonces la impedancia homopolar del generador es finita y más pequeña que la de secuencia directa  $Z_1 = R + jX'$ . Esta ( $Z_0$ ) es constante en el tiempo al igual que la de secuencia negativa. Debe proporcionarla el fabricante. En la práctica, se puede decir que lo más usual, con mucho, es que sea ( $Z_0$ ) infinita.

### 5.2.1.3.1 Falta monofásica a tierra

Por su interés práctico se analiza la falta monofásica a tierra, pero no en los terminales del generador asíncrono de simple jaula eólico, sino en el lado de AT del transformador elevador del aerogenerador. El esquema de la FIGURA 9 corresponde a la interconexión de las redes de secuencia para este tipo de falta.

La falta monofásica en la fase (a) se considera en el lado de AT del transformador elevador 0.69/20 KV del aerogenerador (véase también la FIGURA 1) en el sistema de 20 kV (Punto P). El sistema eléctrico se ha reducido a su equivalente Thévenin en dicho punto P [Fuente ( $E_s$ ) e impedancias de secuencia  $Z_1s = Z_2s = Z_s$  y homopolar ( $Z_0s$ )].

El generador asíncrono se ha representado por sus esquemas eléctricos a las secuencias positiva y negativa.

El transformador elevador del aerogenerador se ha representado por su impedancia de cortocircuito ( $Z_t$ )

La f.e.m interna del generador asíncrono ( $E_g$ ) es la transitoria ( $E'$ ) en el caso de jaula simple y la subtransitoria ( $E''$ ) si el generador fuese de doble jaula o de ranura profunda. Su valor dependerá de la tensión de prefalta en sus terminales y de la carga previa a la falta (Apdo. 5.3.1).

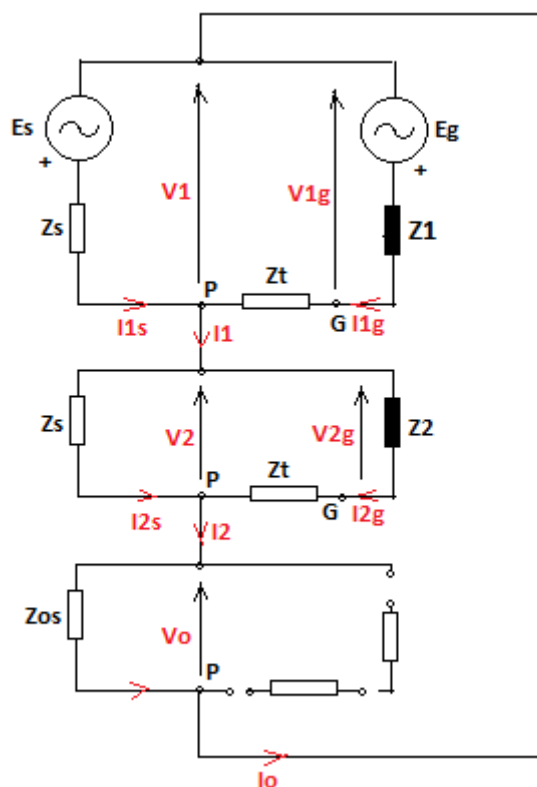


FIGURA 9

La inspección y el análisis del circuito de la FIGURA 9 muestran que la tensión de secuencia positiva en terminales del generador ( $V_{1g}$ ) depende del sistema, del valor de ( $E_g$ ) y de la impedancia de secuencia positiva del generador ( $Z_1$ ) que no es constante en el tiempo. La impedancia ( $Z_1$ ) inicial es la transitoria ( $R + jX'$ ) - o impedancia a rotor bloqueado si se trata de un generador asíncrono de simple jaula -, o la impedancia subtransitoria ( $Z'' = R + jX''$ ) si se trata de un generador de doble jaula o de ranura profunda.

En el régimen estacionario que se alcanzaría, si el cortocircuito monofásico a tierra permaneciera en el tiempo a causa de no haber disparo de las protecciones, la impedancia ( $Z_1$ ), dependiente del deslizamiento de operación ( $s$ ), sería:

$$Z_1 = R_s + jX_s + \frac{1}{\frac{1}{jX_m} + \frac{1}{\frac{R_r}{s} + jX_r}}$$

( $X_m$ ) es la reactancia de magnetización de la máquina y ( $s$ ) el deslizamiento de operación cuando apareció el cortocircuito.

Se puede por lo tanto concluir que ( $Z_1$ ) aumenta durante el tiempo de falta desde  $Z_1 = R + jX'$  hasta la ( $Z_1$ ) estacionaria dada por la fórmula anterior (Véase la referencia bibliográfica [2]).

La impedancia ( $Z_2$ ) de secuencia negativa es constante en el tiempo y es aproximadamente la impedancia transitoria o de rotor bloqueado ( $Z_2 \approx Z' = R + jX'$ ) en el caso de un generador de simple jaula, o bien la impedancia subtransitoria ( $Z_2 \approx Z'' = R + jX''$ ) si se trata de un generador de doble jaula o de ranura profunda. La tensión ( $V_{2g}$ ) depende del propio generador a través de ( $Z_2$ ) y también del sistema eléctrico.

No hay intensidad homopolar por el generador al no estar su neutro conectado a tierra. La intensidad homopolar ( $I_o$ ) la suministra el sistema eléctrico de MT a través de ( $Z_{os}$ ). Esta ( $Z_{os}$ ) es la reactancia ( $X_{os}$ ) de puesta a tierra (p. a t.) en zigzag, del sistema de MT (de 20 kV en este caso particular), y que se selecciona para limitar la intensidad de falta a tierra normalmente a un valor ( $I_f$ ) del intervalo 300 - 800 A. El devanado en triángulo del transformador colector del parque eólico 20/220 kV, en conexión YNd usualmente, imposibilita el paso de corriente a tierra (homopolar) desde el nivel de 220 kV.



$$IF = 3.I_0 \approx Un/(\sqrt{3}.X_{os}) \quad \text{con} \quad X_{os} = Z_{os}$$

Volviendo al circuito de la FIGURA 9, la intensidad inicial (transitoria con superíndice ') resultante del generador por la fase (a) en falta es:

$$I_{ag'} = I_1 g' + I_2 g' \quad \text{siendo } Z_1 = R + j.X' \text{ la impedancia transitoria del generador.}$$

Por las fases (b) y (c) del generador asíncrono circularán en general corrientes iniciales (transitorias) desequilibradas ( $I_{bg'}$ ,  $I_{cg'}$ ):

$$I_{bg'} = a^2.I_1 g' + a.I_2 g' \quad I_{cg'} = a.I_1 g' + a^2.I_2 g' \quad \text{con } a = e^{j.120^\circ}$$

En el régimen final o estacionario del cortocircuito (superíndice ss) aplicaría el circuito de la FIGURA 9 pero siendo ahora ( $Z_1$ ) la impedancia dependiente del deslizamiento (s) formulada anteriormente. Ninguna otra impedancia cambia respecto al inicio de la falta. Resultando:

$$I_{ag^{ss}} = I_1 g^{ss} + I_2 g^{ss} \quad \text{para la fase en falta, y:}$$

$$I_{bg^{ss}} = a^2.I_1 g^{ss} + a.I_2 g^{ss} \quad I_{cg^{ss}} = a.I_1 g^{ss} + a^2.I_2 g^{ss} \quad \text{para las otras dos fases (sanas).}$$

Siguiendo la referencia [2] se obtiene el módulo en valor eficaz de la componente de c.a.  $I_A(t)$  de la intensidad del generador, variable con el tiempo, por la fase (a) en falta, que viene dada por la siguiente expresión:

$$I_A(t) = \left| (I_{ag'} - I_{ag^{ss}})e^{-t/T'd} + I_{ag^{ss}} \right|$$

Con  $T'd = T'(1+Xt/X')$  siendo ( $T'$ ) la constante de tiempo transitoria del generador y ( $Xt$ ) la reactancia de cortocircuito del transformador.

De igual modo de obtiene el módulo de las componentes de c.a.  $I_B(t)$ ,  $I_C(t)$  de la intensidad del generador por sus fases sanas, en función del tiempo:

$$I_B(t) = \left| (I_{bg'} - I_{bg^{ss}})e^{-t/T'd} + I_{bg^{ss}} \right| \quad I_C(t) = \left| (I_{cg'} - I_{cg^{ss}})e^{-t/T'd} + I_{cg^{ss}} \right|$$

A modo de ejemplo, en la FIGURA 10 se muestran las curvas de variación temporal de las intensidades del generador para un caso normal de falta monofásica a tierra donde las protecciones no actúan. Se llegaría a las intensidades de falta en estado estacionario ( $I_{ag^{ss}}$ ,  $I_{bg^{ss}}$ ,  $I_{cg^{ss}}$ ) formuladas anteriormente.

A diferencia de la falta trifásica, la falta monofásica a tierra produciría la intensidad de cortocircuito permanente estacionaria de valores ( $I_{ag^{ss}}$ ,  $I_{bg^{ss}}$ ,  $I_{cg^{ss}}$ ), si las protecciones del transformador (o fusibles) no actuaran. Importante diferencia de comportamiento.

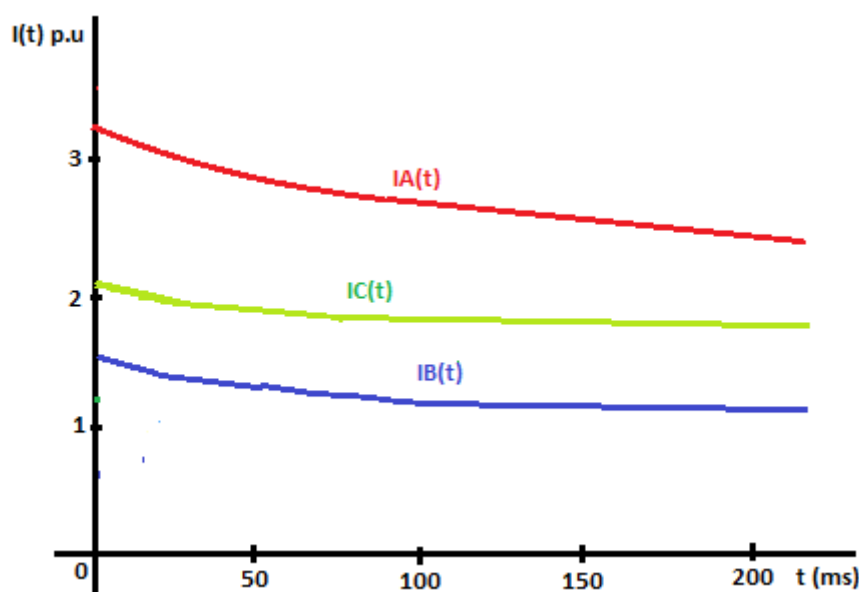


FIGURA 10



- **Comportamiento de las protecciones eléctricas.**

Se postulan faltas monofásicas a tierra en el sistema de 20 kV y en el de 220 kV (Transporte).

Se analiza a continuación el comportamiento de las protecciones eléctricas:

#### Falta monofásica a tierra en el sistema de 20 kV

Para falta monofásica a tierra, por ejemplo en la Línea 1 de 20 kV (FIGURAS 1 y 6), la protección de sobreintensidad de faltas a tierra (51N) de dicha línea localizada en la correspondiente cabina de MT de barras de 20 kV (interruptor 52-1), detectará la corriente residual (3.I<sub>o</sub>) limitada por la reactancia ( $Z_{os} \approx X_{os}$ ) de su sistema de p. a t. El disparo del interruptor 52-1 de la Línea 1 por dicha (51N) será instantáneo o en el muy breve tiempo de actuación ajustado, despejando el cortocircuito, con lo que los aerogeneradores de la Línea 1 se perderán irremisiblemente, tal y como se espera para esta localización de falta. Adicionalmente no hay corriente residual (3.I<sub>o</sub>) de aportación a la falta desde los aerogeneradores de las Líneas 2 y 3 del parque eólico, por lo que la función (51N) de estas dos líneas no arrancará, garantizándose así la continuidad de su operación tras el despeje de la falta.

La función (51) de los interruptores de BT de los aerogeneradores no actuará, porque la intensidad por ellos en la fase en falta, y en las restantes sanas, tiene un valor reducido al estar limitado por la reactancia de p. a t. ( $X_{os}$ ) del sistema de 20 kV. Por el mismo motivo los fusibles (Fu) del lado de 20 kV del transformador de cada aerogenerador no se fundirán (FIGURA 6), ni la función (50) del lado de 20 kV de dicho transformador actuará, ya que cuando abra instantáneamente, o en un muy breve tiempo, el interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1, la corriente aportada por sus aerogeneradores caerá bruscamente a cero. Esta anulación de la intensidad hará que no haya habido tiempo suficiente ni para la actuación de la función de sobreintensidad de fases (51) del interruptor de BT de cada aerogenerador, ni para la fusión de los fusibles (Fu) de su respectivo transformador elevador (FIGURA 6), ni para la actuación de la función (50) del transformador, en caso de utilizarse.

Hasta la rápida apertura del interruptor 52-1 de 20 kV la intensidad de la fase en falta de los aerogeneradores va decayendo exponencialmente con la respectiva constante de tiempo ( $T'd$ ) que le corresponda a cada uno, tal y como se ha visto anteriormente.

Las funciones de protección de las líneas del sistema de 220 kV (21 y 67N) no detectarán la falta monofásica a tierra en el sistema de 20 kV debido a que no hay corriente residual (3.I<sub>o</sub>) por ellas.

Las funciones (51) del Transformador Colector podrán arrancar o no. En caso afirmativo no actuarán debido al elevado tiempo de actuación requerido ante la baja intensidad de falta de fases resultante que ha sido limitada por la reactancia en zig-zag. Tampoco actuarán las funciones (50) del TC pues su valor de ajuste debe ser muy superior a la intensidad de falta de fases (criterio de ajuste).

Las funciones (51N) del TC no detectarán corriente (3.I<sub>o</sub>) para la falta monofásica a tierra en las barras de 20 kV, o en los circuitos de salida de las cabinas de 20 kV.

#### Falta monofásica a tierra en el sistema de 220 kV.

El comportamiento de un MPE con muchos aerogeneradores de jaula de ardilla o de rotor bobinado aportando intensidad a una falta a tierra en el nivel de transporte, por ejemplo a 220 kV (Faltas F4 y F5 de la FIGURA 1), es similar al descrito anteriormente en cuanto a las componentes de secuencia positiva y negativa de intensidad de falta que aportan los aerogeneradores. La intensidad de falta aportada por cada generador es inferior por la mayor impedancia interpuesta entre él y el punto de falta, más alejado eléctricamente, si se compara con una falta en los terminales de BT del aerogenerador. Por otra parte la componente de la corriente de alterna decrecerá más lentamente debido al incremento de la constante de tiempo.

Los aerogeneradores no aportan corriente homopolar al fallo en 220 kV, siendo ésta la del sistema eléctrico de 220 kV más la del transformador colector (TC) del parque que es detectada por las protecciones de la línea.

Considerando una falta monofásica a tierra en la línea de 220 kV, la zona 1 de la función (21) dispondrá de intensidades y tensiones de las tres secuencias (+, - y 0) y se puede decir que se dará su actuación si el punto de defecto está dentro de su alcance ajustado. Lo mismo cabe decir de la actuación instantánea de la función (87L) de línea.

La zona 2 (Z2) de la función de distancia de la línea de 220 kV en falta ubicada en el lado del TC, para faltas en ella alejadas y fuera del alcance de la zona 1, actuará en caso de fallo de las funciones de protección principales de la línea. Las componentes de la intensidad de falta monofásica de secuencias positiva, negativa y cero que resulten



de la aportación de los aerogeneradores de jaula del parque eólico, estarán normalmente por encima de los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, cuando se alcance el temporizado ajustado a la Z2, lo que garantizará su actuación. Cabe esperar que esto sea así aún a pesar del relativo elevado valor usual del temporizado de la (Z2) de 0.4 s, durante el cual la componente de secuencia positiva de los aerogeneradores habrá decaído apreciablemente respecto a su valor inicial (transitorio).

Lo indicado para la (Z2) también es aplicable a la zona 3 (Z3) de distancia, de mayor alcance y temporizado ajustados que a la (Z2). Habrá una menor inyección de componentes de intensidad de falta de secuencias positiva, negativa y cero de los aerogeneradores debido a la mayor impedancia interpuesta entre ellos y el punto de defecto y también a causa del mayor temporizado de la (Z3) que ocasionará un aumento mayor de la impedancia de secuencia positiva de los generadores de jaula. Lo normal es que, al igual que para la (Z2), dichas componentes de intensidad de secuencia aportadas superen a los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, pero pudiera haber casos donde no fuera así, por lo que sólo con un cálculo conservador se podrían tener garantías de actuación. Importante es también para ello que haya un elevado número de aerogeneradores del parque conectados aportando intensidad de falta.

La función (67N) de la línea, que es temporizada, también estará en disposición de actuar ante faltas monofásicas a tierra en la línea o más alejadas. La persistencia de (3.1o) en el tiempo pasando por dicha función aportada por el Transformador Colector TC gracias a su impedancia homopolar finita, hace que la actuación de esta función de protección sea factible. La intensidad a tierra (3.1o) detectada por la función (67N) de la línea en el extremo del TC, dependerá sobre todo de la impedancia homopolar del TC, de la impedancia homopolar del sistema de 220 kV, y del punto de falta en la línea. Con los bajos valores usuales de intensidad residual de arranque que se ajustan a la función (67N) es previsible su actuación ante faltas a tierra incluso resistivas.

En cuanto a la función (51) a tiempo inverso del TC para faltas en las barras de 220 kV y en la línea en antena de 220 KV, es preciso evaluar el decrecimiento en el tiempo de la componente de c.a aportada por el parque desde el TC, en relación con la característica "Intensidad - tiempo" ajustada a la función de sobreintensidad de fases. Dependiendo de ambos factores se podrá tener o no actuación de la función (51), aunque en general lo normal es que actúe en más o menos tiempo si las protecciones principales no lo han hecho. No obstante lo anterior, es la función de sobreintensidad de tierra (51N) del TC la que debe actuar ante la falta monofásica a tierra postulada. Con el valor de arranque que normalmente se ajusta no debería haber problema en la actuación de esta función despejando la falta en apoyo o respaldo cuando sea requerido.

Los criterios de ajuste específicos de estas funciones de sobreintensidad son los mismos que se han establecido para el transformador de generación, a los que se remite.

Se puede generalizar que la generación renovable a base de máquina asíncrona de jaula o de rotor bobinado es parecida a la generación síncrona de cara a la detección y actuación de las protecciones ante las faltas monofásicas a tierra.

### 5.2.1.3.2 Falta bifásica

Se postula falta bifásica (b-c) en el lado de 20 KV del transformador elevador del aerogenerador (FIGURAS 1 y 6). En la FIGURA 11 se muestra la interconexión de las redes de secuencia para este tipo de falta.

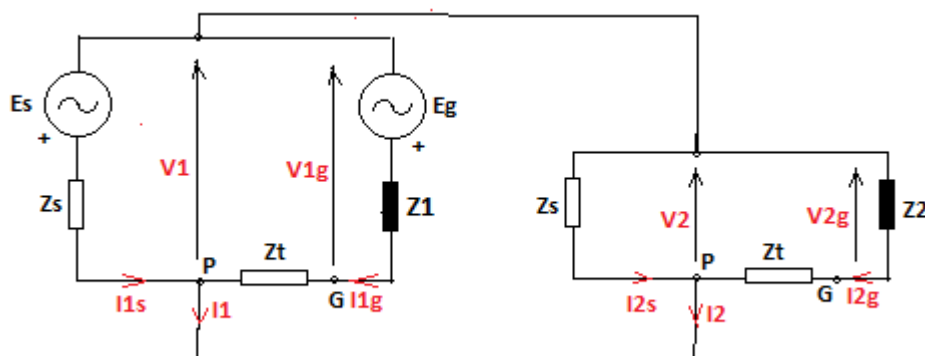


FIGURA 11



La f.e.m interna del generador asíncrono ( $E_g$ ) es la transitoria ( $E'$ ) en el caso de jaula simple y la subtransitoria ( $E''$ ) si el generador fuese de doble jaula o de ranura profunda. Su valor dependerá de la tensión de prefalta en sus terminales y de la intensidad de carga previa a la falta existente (Apdo. 5.3.1).

La tensión de secuencia positiva en terminales del generador ( $V_{1g}$ ) depende del sistema, del valor de ( $E_g$ ) y de la impedancia de secuencia positiva del generador ( $Z_1$ ) que no es constante en el tiempo como se ha visto en el apartado 5.3.3.1 y se ha visto en el anterior. La impedancia ( $Z_1$ ) inicialmente es la transitoria ( $R + jX'$ ) - o impedancia a rotor bloqueado - si se trata de un generador asíncrono de simple jaula, o la impedancia subtransitoria ( $Z'' = R + jX''$ ) si se trata de uno de doble jaula o de ranura profunda. En el régimen final estacionario de falta que se alcanzaría, si la falta bifásica no fuese despejada por las protecciones, la impedancia ( $Z_1$ ), dependiente del deslizamiento de operación ( $s$ ), valdría:

$$Z_1 = R_s + jX_s + \frac{1}{\frac{1}{jX_m} + \frac{1}{\frac{R_r}{s} + jX_r}}$$

Como se aprecia, su valor depende del deslizamiento de operación ( $s$ ) cuando aparece el cortocircuito.

Por otra parte, la impedancia ( $Z_2$ ) de secuencia negativa es constante en el tiempo y es aproximadamente la impedancia transitoria o de rotor bloqueado ( $Z' = R + jX'$ ) en el caso de un generador de simple jaula, o bien la impedancia subtransitoria ( $Z'' = R + jX''$ ) si se trata de uno de doble jaula o de ranura profunda. La tensión ( $V_{2g}$ ) depende del propio generador a través de ( $Z_2$ ) y del sistema eléctrico con sus parámetros (FIGURA 11).

Las intensidades iniciales resultantes del generador por las fases (b) y (c) en falta son las intensidades transitorias (superíndice  $'$ ):

$$I_{bg}' = a^2 I_{1g}' + a I_{2g}' \quad I_{cg}' = a I_{1g}' + a^2 I_{2g}' \quad a = e^{j120^\circ}$$

La intensidad transitoria (inicial) del generador por la fase sana (a) es:  $I_{ag}' = I_{1g}' + I_{2g}'$

En el caso particular en que el generador operara previamente en vacío conectado al sistema ( $E_g = E_s = E'$ ) justo antes del cortocircuito, las intensidades iniciales de falta resultantes serían las siguientes:

$$I_{bg}' = -j\sqrt{3} I_{1g}' \quad I_{cg}' = j\sqrt{3} I_{1g}' \quad \text{con} \quad I_{ag}' = 0$$

En el régimen final estacionario de falta que se alcanzaría si no actuasen las protecciones, la impedancia ( $Z_1$ ) del generador (superíndice  $ss$ ) sería la ( $Z_1$ ) dependiente del deslizamiento de operación ( $s$ ) formulada anteriormente. Nuevamente resolviendo el circuito de la FIGURA 11 con ella y el resto de impedancias sin modificación, se llegaría a las intensidades de falta siguientes:

$$I_{bg}^{ss} = a^2 I_{1g}^{ss} + a I_{2g}^{ss} \quad I_{cg}^{ss} = a I_{1g}^{ss} + a^2 I_{2g}^{ss}$$

Por la fase sana (a) la intensidad estacionaria sería:  $I_{ag}^{ss} = I_{1g}^{ss} + I_{2g}^{ss}$

Se obtiene por fin el módulo de las componentes de c.a.  $I_B(t)$ ,  $I_C(t)$  de la intensidad del generador por sus fases en falta, en función del tiempo (véase la referencia [2] de la bibliografía):

$$I_B(t) = \left| (I_{bg}' - I_{bg}^{ss})e^{-t/T'd} + I_{bg}^{ss} \right| \quad I_C(t) = \left| (I_{cg}' - I_{cg}^{ss})e^{-t/T'd} + I_{cg}^{ss} \right|$$

$$\text{Y también por la fase sana } I_A(t): \quad I_A(t) = \left| (I_{ag}' - I_{ag}^{ss})e^{-t/T'd} + I_{ag}^{ss} \right|$$

Con  $T'd = T'(1+X_t/X')$  siendo ( $T'$ ) la constante de tiempo transitoria del generador y ( $X_t$ ) la reactancia de cortocircuito del transformador.

A diferencia de la falta trifásica, la falta bifásica (b-c) produciría las intensidades de cortocircuito permanentes estacionarias de los valores aproximados anteriores ( $I_{bg}^{ss}$ ,  $I_{cg}^{ss}$ ), si las protecciones no actuaran.

- **Comportamiento de las protecciones eléctricas.**

Se postulan faltas bifásicas en el sistema de 20 kV y en el de 220 kV (Transporte).



Se analiza a continuación el comportamiento de las protecciones eléctricas

#### Falta bifásica en el sistema de 20 kV:

Para falta bifásica, por ejemplo en la Línea 1 de 20 kV (FIGURAS 1 y 6), la protección de sobreintensidad de fases (50-51) de dicha línea, localizada en la correspondiente cabina de MT de barras de 20 kV (interruptor 52-1), detectará la elevada corriente de cortocircuito que aporta el sistema de 20 kV más la que aportan los aerogeneradores de las otras dos líneas del parque eólico (FIGURAS 1 y 6). El disparo del interruptor 52-1 de la Línea 1 por dicha protección (50-51) deberá ser instantáneo (por la 50) o en el muy breve tiempo de actuación ajustado (por la 51). Con este despeje de la falta los aerogeneradores de la Línea 1 se perderán irremisiblemente, tal y como debe ser. La intensidad de aportación a la falta de los aerogeneradores de la Línea 1 en falta decaerá a cero en el tiempo con la constante de tiempo ( $T'd$ ) tras abrir el interruptor 52-1 de 20 kV de dicha Línea 1 (FIGURA 6).

La aportación de intensidad de cortocircuito a la falta bifásica en la Línea 1 desde los aerogeneradores de las Líneas 2 y 3 del MPE, será detectada por la función de sobreintensidad de fases (51) temporizada de sus respectivos interruptores en las cabinas de 20 kV, y dicha función (51) deberá haber sido ajustada para coordinar por tiempo con la función de protección (50-51) de la Línea 1 (criterio de ajuste). De esta forma tras el despeje de la falta, las Líneas 2 y 3 del MPE (FIGURA 1) seguirán activas con sus aerogeneradores en operación, que es lo deseado (selectividad). La función (50) de los interruptores de 20 kV de las Líneas 2 y 3 deberá tener un valor de ajuste por encima de la máxima intensidad de falta aportada por todos los aerogeneradores de su respectiva línea, para así no detectar la falta postulada en la Línea 1 y que puedan seguir en operación tras el despeje de la falta.

La función (51) de los interruptores de BT de los aerogeneradores de la Línea 1 arrancará con la intensidad de falta aportada por cada uno de ellos, pero no deberá actuar durante el breve tiempo de despeje del interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1 (coordinación por tiempo con la protección (50-51) de este interruptor). Se deberá ajustar para que actúe ante este tipo de falta que se mantiene en el tiempo protegiendo así a los aerogeneradores.

Por el mismo motivo, en el caso de tener fusibles en el lado de 20 kV del transformador de cada aerogenerador de la Línea 1, estos no se deben fundir, ya que cuando abre el interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1 (instantáneamente o en un muy breve tiempo) la corriente aportada por los aerogeneradores decae con la constante de tiempo ( $T'd$ ) correspondiente a la falta lejana F3, o cercana F2, en el sistema de 20 kV. La selección de los fusibles debe ser tal que no fundan y sea la función (51) la que despeje el defecto (coordinación). Es lo requerido al objeto de no tener que sustituirlos para faltas en la Línea 1.

Las funciones (51) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3 arrancarán pero recaerán cuando abra instantáneamente el interruptor de 20 kV de la Línea 1. Sus aerogeneradores seguirán en servicio.

Para la falta bifásica en 20 kV, las protecciones de fases de las líneas de Transporte del sistema de 220 kV (función 21 en escalón de Z3) habitualmente tampoco actuarán, pues se suelen ajustar sin necesidad de alcanzar el nivel de 20 kV. En los casos particulares que sí las detectaran se requiere coordinación por tiempo con las funciones de protección del TC.

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector del MPE se ajustarán de forma que coordinen por tiempo con las funciones (50) y (51) del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta (FIGURAS 1 y 6), al objeto de no dar disparo de los interruptores del Transformador Colector antes de que lo hagan dichas funciones de las cabinas de 20 kV.

#### Falta bifásica en el sistema de 220 kV

El comportamiento de un MPE con muchos aerogeneradores de jaula de ardilla o de rotor bobinado aportando intensidad a una falta bifásica en el nivel de transporte, por ejemplo a 220 kV (Falta F4 de la FIGURA 1), es similar al descrito anteriormente en cuanto a las componentes de secuencia positiva y negativa de intensidad de falta que aportan los aerogeneradores en el nivel de 20 kV. La intensidad de falta aportada por cada generador es inferior por la mayor impedancia interpuesta entre él y el punto de falta, más alejado eléctricamente, si se compara con una falta en los terminales de BT del aerogenerador o en el sistema de 20 kV. Por otra parte la componente de la corriente de alterna decrecerá más lentamente debido al incremento de la constante de tiempo ( $T'd$ ).

Concretando; con la aparición de una falta bifásica en la línea de 220 kV, la zona 1 (Z1) de la función (21) dispondrá de intensidades y tensiones de las dos secuencias (+ y -) y se puede decir que se dará su actuación si el punto de defecto está dentro de su alcance ajustado, ya que los niveles de dichas componentes de secuencia de falta serán superiores a los umbrales internos respectivos ajustados en el relé.



Lo mismo cabe decir en cuanto a la actuación instantánea de la función diferencial de línea (87L). Dará disparo con la aportación de cortocircuito desde el lado del MPE y con la del sistema eléctrico desde el otro extremo de la línea de Transporte.

La zona 2 (Z2) de la función de distancia de la línea de 220 kV en falta, ubicada en el lado del TC, para faltas en ella alejadas y fuera del alcance de la zona 1, actuará en caso de fallo de las funciones de protección principales de la línea. Las componentes de la intensidad de falta bifásica de secuencias positiva y negativa que resulten de la aportación de los aerogeneradores de jaula del MPE, estarán normalmente por encima de los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, cuando se alcance el temporizado ajustado a la Z2, lo que garantizará su actuación. Cabe esperar que esto sea así aún a pesar del relativo elevado valor usual del temporizado de la (Z2) de 0.4 s, durante el cual la componente de secuencia positiva de los aerogeneradores habrá decaído apreciablemente respecto a su valor inicial (transitorio).

Lo indicado para la (Z2) también es aplicable a la zona 3 (Z3) de distancia, de mayor alcance y temporizado ajustados que a la (Z2). Habrá una menor inyección de componentes de intensidad de falta de secuencias positiva y negativa de los aerogeneradores debido a la mayor impedancia interpuesta entre ellos y el punto de defecto y también a causa del mayor temporizado de la (Z3) que ocasionará un aumento mayor de la impedancia de secuencia positiva de los generadores de jaula. Lo normal es que, al igual que para la (Z2), dichas componentes de intensidad de secuencia aportadas superen a los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, pero pudiera haber casos donde no fuera así, por lo que sólo con un cálculo conservador se podrían tener garantías de actuación. Importante es también para ello que haya un elevado número de aerogeneradores del parque conectados aportando intensidad de falta.

En cuanto a la función (51) a tiempo inverso del TC para faltas en las barras de 220 kV y en la línea en antena de 220 KV, es preciso evaluar el decrecimiento en el tiempo de la componente de c.a aportada por el parque desde el TC, en relación con la característica "Intensidad - tiempo" ajustada a la función de sobreintensidad de fases. Dependiendo de ambos factores se podrá tener o no actuación de la función (51), aunque en general lo normal es que actúe en más o menos tiempo para la falta en barras de 220 kV si la protección principal diferencial de barras (87B) ha fallado, o bien no existe. Para la falta bifásica en la línea de 220 kV su actuación temporizada debe ser tal que no actúe antes que lo hagan las zonas 2 ó 3 (coordinación por tiempo).

Los criterios de ajuste de estas funciones de sobreintensidad (51) son los mismos que se han establecido para el transformador de generación, a los que se remite.

Para faltas en el sistema de 220 kV, el ajuste que se haga a la función de sobreintensidad de fases (51) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 1, 2 y 3 de aerogeneradores (FIGURA 1), debe ser tal que con la inyección de corriente aportada por todos sus aerogeneradores, el temporizado de actuación sea tal que haya coordinación por tiempo con la función (51) del TC. Es preciso tener en cuenta el decrecimiento de la componente de alterna de la intensidad de falta aportada por los aerogeneradores, pues esta falta bifásica puede durar 0.5 - 1 s si hay fallo de las protecciones principales de la línea de 220 kV. Necesario realizar este chequeo con los ajustes establecidos.

Nuevamente se puede concluir que la generación renovable a base de máquina asíncrona de jaula o de rotor bobinado, es parecida a la generación síncrona de cara a la detección y actuación de las protecciones ante las faltas bifásicas postuladas.

### 5.2.1.3.3 Falta bifásica a tierra

Se postula falta bifásica a tierra (b-c-g) en el lado de 20 kV del transformador elevador del aerogenerador (FIGURA 1). En la FIGURA 12 se muestra la interconexión de las redes de secuencia para este tipo de falta.

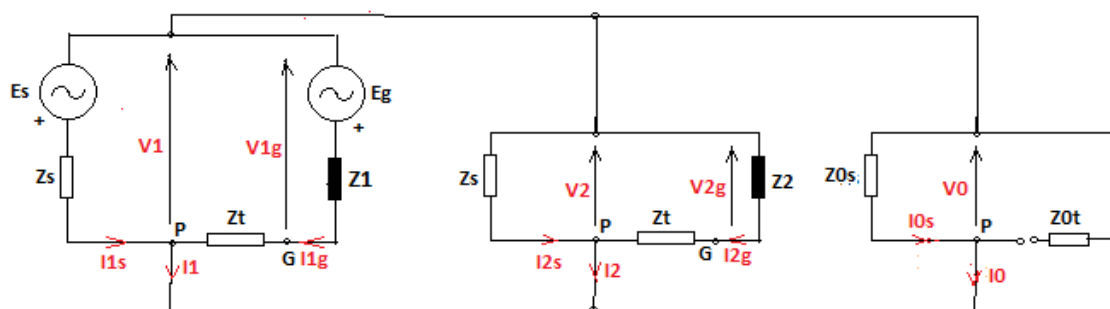


FIGURA 12

Las redes de secuencia positiva y negativa están interconectadas como para la falta bifásica anterior. Lo indicado en 5.3.3.2 para (Z1), (Z2) y (Eg = E') sigue siendo válido también en este caso de falta bifásica a tierra.

También la red homopolar queda reducida a la reactancia (Z0s = X0s) de p. a t del sistema de MT, en paralelo con las redes de secuencia positiva y negativa. No interviene el transformador del aerogenerador al tener conexión Dy por lo que no hay corriente homopolar (de neutro, residual, o a tierra) por ninguno de sus dos devanados para este tipo de falta. Tampoco interviene el transformador colector del parque pues usualmente tiene su devanado de MT (20 kV) también en conexión triángulo.

La resolución del circuito de la FIGURA 12 proporcionará las intensidades transitorias iniciales (superíndice ') de falta del generador (Iag'), (Ibg'), (Icg') a partir de la impedancia de secuencia positiva transitoria del generador Z1 = R + jX' y resto de impedancias:

$$Ibg' = a^2 I1g' + a I2g' \quad Icg' = a I1g' + a^2 I2g' \quad \text{para las fases (b) y (c) en falta}$$

$$Iag' = I1g' + I2g' \quad \text{para la fase (a) sana}$$

Las intensidades (Iag'), (Ibg'), (Icg') del generador no contienen componente homopolar o de neutro (I0g' = 0).

De igual modo se obtendrían las intensidades finales estacionarias (Iagss), (Ibgss), (Icgss) determinadas a partir de la impedancia de secuencia positiva (Z1) estacionaria final, dependiente del deslizamiento de operación (s), si las protecciones no actuaran:

$$Z1 = R_s + jX_s + \frac{1}{\frac{1}{jX_m} + \frac{1}{\frac{R_r}{s} + jX_r}}$$

Resultaría:

$$Ibg^{ss} = a^2 I1g^{ss} + a I2g^{ss} \quad Icg^{ss} = a I1g^{ss} + a^2 I2g^{ss} \quad \text{para las fases (b) y (c) en falta a tierra}$$

$$Iag^{ss} = I1g^{ss} + I2g^{ss} \quad \text{para la fase (a) sana}$$

Se obtiene por fin el módulo de las componentes de c.a. IB(t), IC(t) de la intensidad del generador por sus fases en falta a tierra, en función del tiempo [2]:

$$IB(t) = \left| (Ibg' - Ibg^{ss})e^{-t/T'd} + Ibg^{ss} \right| \quad IC(t) = \left| (Icg' - Icg^{ss})e^{-t/T'd} + Icg^{ss} \right|$$

$$\text{Y también por la fase sana } IA(t): \quad IA(t) = \left| (Iag' - Iag^{ss})e^{-t/T'd} + Iag^{ss} \right|$$

Con T'd = T'(1+Xt/X') siendo (T') la constante de tiempo transitoria del generador y (Xt) la reactancia de cortocircuito del transformador.



A diferencia de la falta trifásica, la falta bifásica a tierra (b-c-g) produciría las intensidades de cortocircuito permanentes estacionarias de los valores aproximados anteriores ( $I_{bgss}$ ,  $I_{cgss}$ ), si las protecciones no actuaran.

- **Comportamiento de las protecciones eléctricas.**

Lo indicado en los apartados precedentes 5.3.3.1 y 5.3.3.2 de cara al comportamiento de las protecciones eléctricas para las faltas postuladas en los sistemas de 20 y 220 kV es igualmente aplicable para la falta bifásica a tierra, por lo que se remite a ellos para el análisis de actuación esperada de las protecciones eléctricas.

## 5.2.2 Aerogeneradores a base de generador asíncrono doblemente alimentado

El generador asíncrono doblemente alimentado (DFIG en siglas anglosajonas de “Doubly Fed Induction Generator”) está compuesto por un generador de inducción de rotor bobinado al que se conecta en su rotor, mediante anillos rozantes y escobillas, una fuente trifásica externa controlada de tensión y frecuencia variables. En la FIGURA 13 se muestra un esquema trifilar completo en el que se aprecia el generador asíncrono de rotor bobinado con sus devanados del estator en estrella (la solución convencional, aunque también hay diseños con conexión en triángulo en grandes máquinas) y del rotor, éste último conectado mediante anillos rozantes y escobillas al convertidor del rotor (inversor) que le inyecta una tensión trifásica controlada en amplitud, fase y frecuencia.

El convertidor del estator rectifica la tensión alterna trifásica a 50 Hz para conseguir la etapa intermedia de corriente continua de alimentación al inversor del rotor. Un condensador de capacidad (C) sirve de filtro a la vez que ofrece resistencia, oposición, a las variaciones transitorias de la tensión en el nudo o “bus” de continua.

El circuito del “crowbar” y el circuito del “chopper” (troceador) de la etapa de corriente continua, son circuitos de protección de gran influencia en la respuesta del DFIG ante los cortocircuitos. Estos dos circuitos se vienen utilizando desde las etapas iniciales de implantación de los DFIG, pero en la actualidad el abaratamiento de la electrónica de potencia hace que haya diseños que no requieran utilizarlos.

De igual modo, el control de los convertidores, especialmente el del rotor, también es fundamental en la respuesta del DFIG pasados los primeros ciclos de la falta.

No se muestran en la FIGURA 13 otros componentes del aerogenerador tales como el freno mecánico, el control del ángulo de giro de los álabes de la turbina eólica (ángulo de “pitch”), interruptores/contactores, etc. por no ser relevantes de cara a la respuesta al cortocircuito del DFIG.

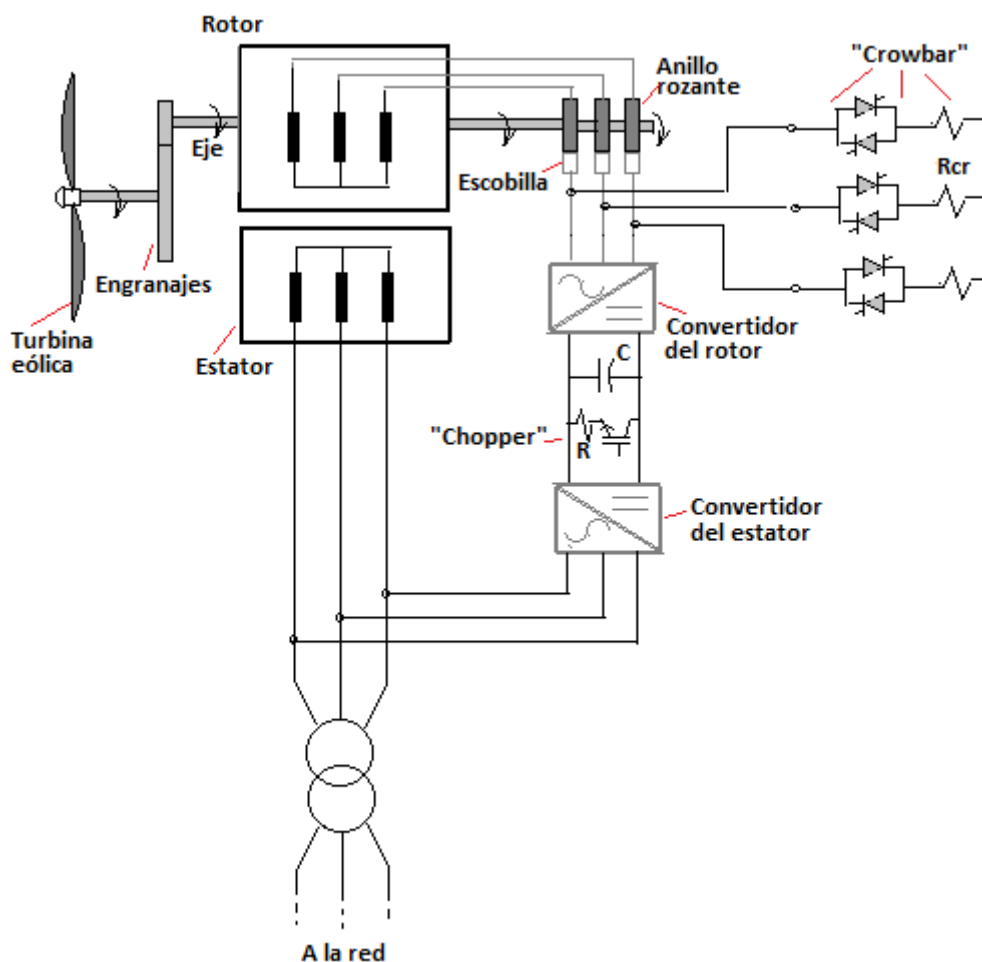


FIGURA 13

### 5.2.2.1 Cortocircuito trifásico en los terminales del aerogenerador

En caso de cortocircuito trifásico en el sistema, la tensión en los terminales del DFIG cae brusca e instantáneamente y las intensidades del estator y rotor se incrementan apreciablemente. La elevada intensidad del devanado del rotor es la misma que la del convertidor de su lado (inversor) y pone en riesgo la integridad de sus semiconductores de potencia (IGBTs) por excesivo calentamiento. Para impedir este perjudicial y destructivo efecto, los semiconductores del convertidor del rotor son bloqueados (apagados) instantáneamente cuando la sobreintensidad excede su nivel máximo admisible y simultáneamente el sistema de control enciende los semiconductores [tiristores (SCRs), o IGBTs, o GTOs] del circuito de protección "crowbar", insertando así las resistencias ( $R_{cr}$ ) en serie con el devanado rotórico (FIGURA 13). Se consigue con ello impedir elevadas sobretensiones en el nivel de continua. Este proceso de by-pass del convertidor para su protección se lleva a cabo en sólo 0.5-1.5 ms y a partir de aquí el generador pasa a funcionar como un generador asíncrono de rotor bobinado con las resistencias ( $R_{cr}$ ) del "crowbar" insertadas en serie con su devanado rotórico.

Si se considera la estrategia de que el sistema de control mantiene el "crowbar" conectado un tiempo ( $T_0$ ) de unos pocos semiperiodos tras su inserción, hasta que la intensidad instantánea del rotor haya decaído por debajo del nivel de seguridad preestablecido para los IGBTs del convertidor rotórico, entonces el control del DFIG en el instante ( $T_0$ ) se hace cargo y enciende los semiconductores del convertidor conectándolo nuevamente al rotor, a la vez que apaga los tiristores del "crowbar" que queda ya inactivo. A partir de ( $T_0$ ) el convertidor del rotor queda sobre el circuito del rotor sin el "crowbar" y así la inyección de corriente por el estator del DFIG a la falta está controlada y limitada al valor prescrito por su fabricante (1 - 1.1 p.u normalmente).

En la mayoría de diseños actuales, para impedir elevadas sobretensiones en el bus de continua, el sistema de control enciende también los semiconductores (IGBT's, o GTOs, o SCR's) del circuito troceador ("chopper"), puenteando el condensador con la resistencia ( $R$ ) (FIGURA 13). Esta maniobra de encendido es simultánea con la de inserción



del "crowbar" y permite mantener menos tiempo insertado el circuito del "crowbar", de modo que se anticipa así la entrada del control del convertidor del rotor para la limitación de la intensidad reactiva aportada por el DFIG a la falta.

Para falta trifásica en los terminales del generador, el valor instantáneo de la componente de c.a aportada por el DFIG con el "crowbar" insertado en el rotor, es el siguiente (Referencia bibliográfica [3]):

$$I(t) = \frac{\sqrt{2} \cdot E'}{(1-s) \cdot \sqrt{(R_s + R_r + R_{cr})^2 + X'^2}} \cdot e^{-\frac{t}{T'_{cr}}} \cdot \cos[(1-s) \cdot \omega \cdot t - \theta]$$

(E') es la f.e.m transitoria del generador

(s) representa el deslizamiento de operación justo antes de producirse el cortocircuito

(R<sub>r</sub>) y (R<sub>cr</sub>) son las resistencias por fase del devanado del rotor y del "crowbar" respectivamente, referidas al estator.

(R<sub>s</sub>) es la resistencia por fase del estator

(X') representa la reactancia transitoria del generador. Aproximadamente igual a su reactancia a rotor bloqueado

(θ) es un ángulo inicial correspondiente al instante aleatorio de aparición del cortocircuito trifásico. Puede tomar cualquier valor (0 ≤ θ ≤ π)

(T'<sub>cr</sub>) es la constante de tiempo transitoria del DFIG con el circuito del "crowbar" insertado en serie con el devanado del rotor (referencia bibliográfica [3]):

$$T'_{cr} = \frac{X'}{\omega \cdot (R_r + R_{cr})}$$

La pulsación es  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot \pi \cdot 50$  rad/s

En la FIGURA 14 se representa la componente de c.a de la intensidad instantánea de falta I(t) anterior aportada por un típico aerogenerador DFIG.

Los datos principales son: X' = 0.3 p.u, T'<sub>cr</sub> = 0.0181 s, R<sub>r</sub> = 0.024 p.u, R<sub>cr</sub> = 0.0288 p.u.

Se ha considerado E' = 1; es decir el DFIG operaba en vacío justo antes de la aparición del cortocircuito y gira con un deslizamiento s = - 0.25 correspondiente a una velocidad de valor n = N<sub>s</sub>(1-s) = 1.25.N<sub>s</sub> en supersincronismo.

Se observa que aproximadamente para t ≥ 5.T'<sub>cr</sub> = 0.09 s la intensidad de falta ha desaparecido. Es un tiempo muy pequeño aportando intensidad a la falta. Dado que esta falta se ha postulado en los terminales del generador, sólo las protecciones instantáneas o los fusibles del mismo la tendrían que detectar. Adicionalmente las protecciones, o los fusibles, del transformador elevador del aerogenerador también tendrán que detectar esta falta y despejar la aportación de intensidad de cortocircuito del sistema de MT.

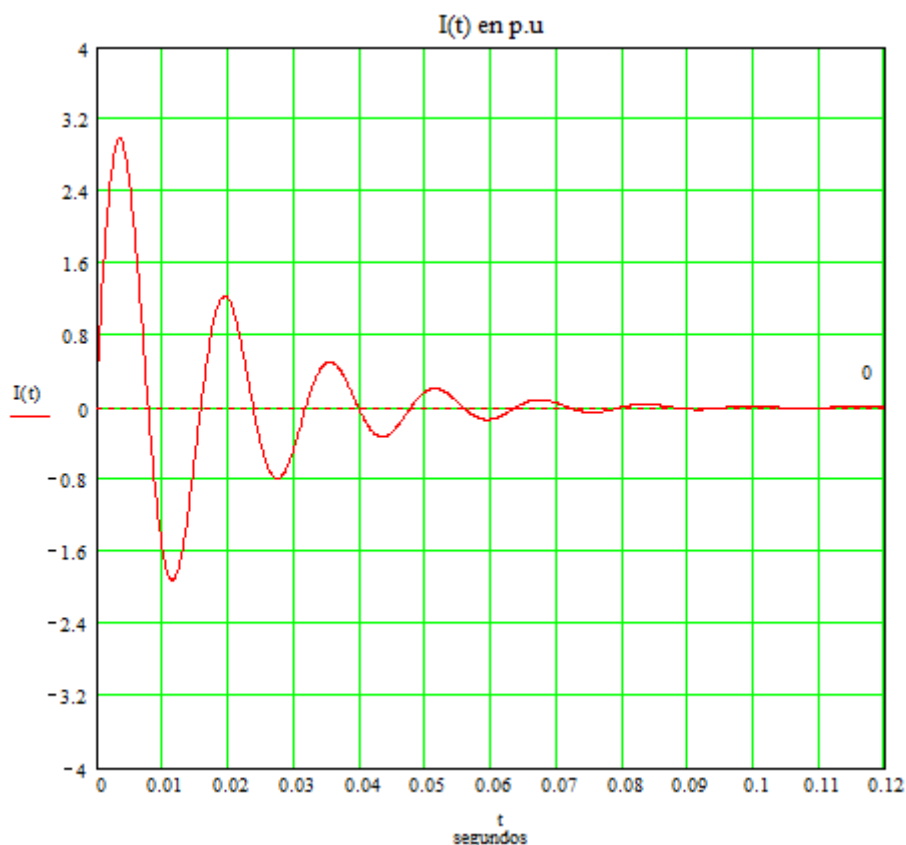


FIGURA 14

El valor eficaz de la componente de c.a correspondiente a la  $I(t)$  instantánea, es la  $I_{cr}(t)$  que sigue (referencia [3]):

$$I_{cr}(t) = \frac{E'}{(1-s) \cdot \sqrt{(R_s + R_r + R_{cr})^2 + X^2}} \cdot e^{-\frac{t}{T'_{cr}}}$$

Esta componente de alterna  $I(t)$  es la que procesan las protecciones digitales, pues la componente de continua  $I_{dc}(t)$ , normalmente presente en la intensidad de falta, es filtrada por ellas; es decir las protecciones digitales sólo reaccionan ante  $I_{cr}(t)$ .

Al igual que sucede con la máquina de jaula, la intensidad de c.a  $I_{cr}(t)$  del DFIG decrece exponencialmente con la constante de tiempo ( $T'_{cr}$ ) que es más pequeña que la del generador de jaula, debido a la ( $R_{cr}$ ) adicional. Esto ocasiona un decrecimiento más rápido de la corriente alterna de falta aportada por el DFIG. Hecho de gran importancia; pues dificulta la detección de la falta por las protecciones de sobreintensidad.

Otra característica distintiva del DFIG respecto al generador asíncrono de jaula, es el valor inicial de  $I_{cr}(t)$  que puede ser apreciablemente más pequeño. Dos hechos contribuyen a ello:

- La presencia de ( $R_{cr}$ ) que no existe en los generadores asíncronos de jaula. Este factor es poco influyente.
- El término  $(1-s)$  que puede llegar a valer usualmente como máximo 1.33 cuando el generador opera a velocidades por encima de la de sincronismo y aparece el cortocircuito. Esto se traduce en una corriente alterna de falta de valor 0.75 veces la equivalente de un generador asíncrono de jaula con los mismos parámetros internos que el DFIG.

Nuevamente con intensidades de c.a resultantes más bajas que con un generador de jaula se dificulta la detección de las faltas por las protecciones.

Por el contrario, si el generador opera a deslizamientos positivos (operación subsíncrona con valores de  $s$ :  $0 < s < 0.33$ ) cuando sobreviene la falta trifásica, la intensidad  $I_{cr}(t)$  es más elevada (factor multiplicador de hasta 1.5 veces la del generador equivalente de jaula, en los casos usuales).

En la FIGURA 15 se muestra el valor eficaz de la componente de corriente alterna de falta  $I_{cr}(t)$  aportada por el DFIG anterior. Se puede comparar con la respuesta  $I_{ac}(t)$  de un generador de jaula con las mismas constantes y valores



previos a la falta que el DFIG. Se observa su más rápido decrecimiento en el tiempo y su menor valor inicial y valores posteriores.

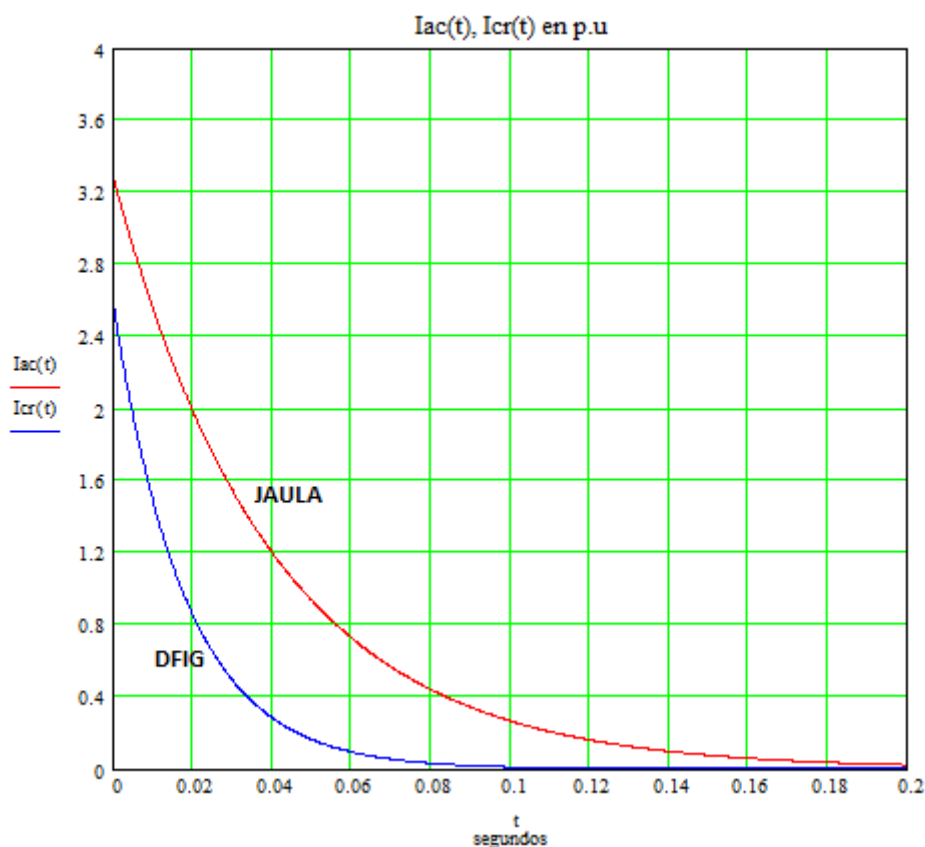


FIGURA 15

Adicionalmente, como se aprecia en la fórmula de  $I(t)$ , la frecuencia de la corriente de falta aportada por el DFIG no es la de la red ( $f = 50$  Hz), sino  $(1-s)f = (1-s)50$  Hz. Al poder ser normalmente el deslizamiento extremo de operación del generador  $s = \pm 0.33$ , la frecuencia de su corriente de falta podría ser algún valor en el intervalo  $[33.5, 66.5]$  Hz. Decisivo asunto de cara a las protecciones digitales que podrían verse afectadas muy negativamente, y no funcionar, de cara a la detección de la falta cuando el deslizamiento positivo o negativo de operación del generador en cortocircuito supere el 5-7%. Dependerá del tipo de modelo de protección y de su diseño, pero será preciso que el fabricante de las protecciones garantice el correcto funcionamiento en falta con frecuencias en el rango mínimo (33 – 66 Hz) para generadores doblemente alimentados conectados a la red de frecuencia nominal  $f = 50$  Hz.

Volviendo a la anterior expresión de  $I(t)$ ; se tiene que la f.e.m transitoria compleja por fase ( $E'$ ) es:

$$E' = V + (R_s + R_r + jX')I$$

Siendo ( $V$ ) la tensión simple compleja de prefalta en los terminales del generador, e ( $I$ ) la intensidad compleja de carga de prefalta saliente del mismo (véase la FIGURA 2 aplicable también al caso del DFIG).

Al igual que sucedía en el generador de jaula, la corriente permanente de cortocircuito es nula con falta trifásica en los terminales del DFIG. La rápida extinción del flujo interno giratorio atrapado inicialmente hace que la corriente se extinga también con gran rapidez según se aprecia en las figuras anteriores.

#### • Comportamiento de las protecciones eléctricas

Ante una falta trifásica en los terminales del DFIG, y como se ha visto, su aportación de corriente de falta durante los primeros ciclos con el "crowbar" insertado en serie con el devanado del rotor, presenta diversas peculiaridades de riesgo de no detección por las protecciones digitales que se puedan utilizar, y/o potencial incorrecto funcionamiento de las mismas ante las faltas trifásicas. Se debe a que la frecuencia de la intensidad de cortocircuito aportada no es la nominal de la red (50 Hz), pudiendo ser claramente diferente.



La falta trifásica en el lado de BT (0.69 kV) del DFIG, debería ser detectada por la protección instantánea de sobreintensidad (función 50) interna al interruptor de BT del mismo, que habrá sido ajustada para ello. Su actuación y despeje del cortocircuito debería ser en 40-50 ms.

La rápida extinción de la corriente de falta aportada por el DFIG, que decaerá a intensidad de falta nula en un muy breve tiempo de aproximadamente (5.T'), como anteriormente se ha visto, no presupone un riesgo térmico de calentamiento extra del aislamiento de la máquina rotativa, aún en el caso de que no hubiese actuado la función (50) asociada al interruptor de BT del generador, o si la falta está localizada entre el interruptor y el generador.

Por otra parte desde el lado del transformador elevador del aerogenerador estas faltas también se despejarán en el menor tiempo posible debido a la alta contribución de intensidad de cortocircuito del sistema de MT más la de los aerogeneradores de las Líneas 2 y 3, gracias a la fusión de los fusibles (Fu) instalados en el lado de 20 kV del transformador elevador, o a la actuación instantánea de la función (50) en dicho lado, caso de utilizarse. Los fusibles, actuando en limitación debido a la gran intensidad de falta aportada, se fundirán en 2-3 ms dejando aislado el aerogenerador en defecto del resto de aerogeneradores de la línea de 20 kV. Es lo mejor que puede pasar.

En cuanto a las funciones (50-51) del interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1, supuesta la falta trifásica en la zona de 0.69 kV del generador representado en la FIGURA 6, no tendrán tiempo ni de arrancar si los fusibles han limitado fundiéndose en 2-3 ms. Lo mismo aplica a las protecciones de sobreintensidad (50-51) del Transformador Colector (TC) del parque eólico.

Para la falta trifásica F1 postulada en los terminales del DFIG (FIGURA 1 o FIGURA 6), las protecciones de la red de transporte (220 kV) no actuarán pues con los ajustes que se les aplican no detectarán la falta en esta localización.

### 5.2.2.2 Cortocircuito trifásico alejado del aerogenerador

Si la falta trifásica está alejada eléctricamente del generador, por ejemplo en el sistema de MT a 20 kV, o más lejos aún (sistemas de 132 ó 220 kV), la intensidad inicial de falta aportada por el DFIG disminuye respecto a cuando la falta es en sus terminales. Asimismo su decrecimiento en el tiempo es más lento. La impedancia ( $Z_d = R_d + jX_d$ ) interpuesta entre el generador y el punto de defecto causa la menor intensidad aportada e incrementa la constante de tiempo transitoria, como se indicó en el Apdo. 5.3.2.

Si la intensidad por el devanado del rotor supera el umbral preestablecido en el sistema de control, éste apaga en 0.5-1.5 ms los semiconductores IGBTs del inversor del rotor para su protección y simultáneamente enciende los SCRs del circuito del "crowbar" insertando las resistencias (Rcr) en serie con el devanado del rotor. Es igual que para la falta en los terminales del DFIG.

La componente de c.a de la intensidad de falta  $I_{crd}(t)$  aportada por el DFIG en valor eficaz es ahora:

$$I_{crd}(t) = \frac{E'}{(1-s)\sqrt{(R_s + R_r + R_{cr} + R_d)^2 + (X' + X_d)^2}} \cdot e^{\frac{-t}{T'_{crd}}} \quad T'_{crd} = T'_{cr} \left( 1 + \frac{X_d}{X'} \right)$$

Siendo ( $T'_{crd}$ ) la constante de tiempo transitoria claramente aumentada por la relación ( $X_d/X'$ ).

( $T'_{cr}$ ) es la constante de tiempo transitoria del DFIG con el "crowbar" insertado (Apdo. 5.4.1 anterior).

( $E'$ ) depende de la tensión (U) del generador y de su intensidad (I) de carga, previas al cortocircuito:

$$E' = U + (R_r + R_s + jX')I$$

Tras unos pocos semiciclos, cuando la intensidad por el rotor ha decaído por debajo del umbral programado en el sistema de control, este sistema ordena el encendido de los IGBTs del inversor del rotor a la vez que ordena el apagado de los semiconductores del circuito del "crowbar" (SCRs o IGBTs). Ya no hay peligro de elevada intensidad para los IGBTs del inversor del rotor. El sistema de control limita la intensidad de salida del DFIG por el estator a un valor muy reactivo, usualmente en torno a 1 p.u. Esta inyección controlada de intensidad se hace a partir de la baja tensión existente en los terminales del DFIG, que es la de alimentación al convertidor del estator.

En la FIGURA 16 se muestra la evolución en el tiempo de la componente de c.a en valor eficaz durante un cortocircuito trifásico alejado del DFIG durante los primeros ciclos en que puede ser mantenida.

Los datos del DFIG considerado son los siguientes:



$R_s = 0.037 \text{ p.u}$   $R_r = 0.024 \text{ p.u}$   $X' = 0.3 \text{ p.u}$   $R_{cr} = 0.5 R_r = 0.036 \text{ p.u}$

Resulta:  $T'_{cr} = 0.0265 \text{ s}$   $T'_{crd} = 0.039 \text{ s}$

Deslizamiento de operación  $s = -0.15$  (supersincronismo a  $n = 1.15 N_s \text{ r.p.m}$ ) y  $E' = 1.0 \text{ p.u}$

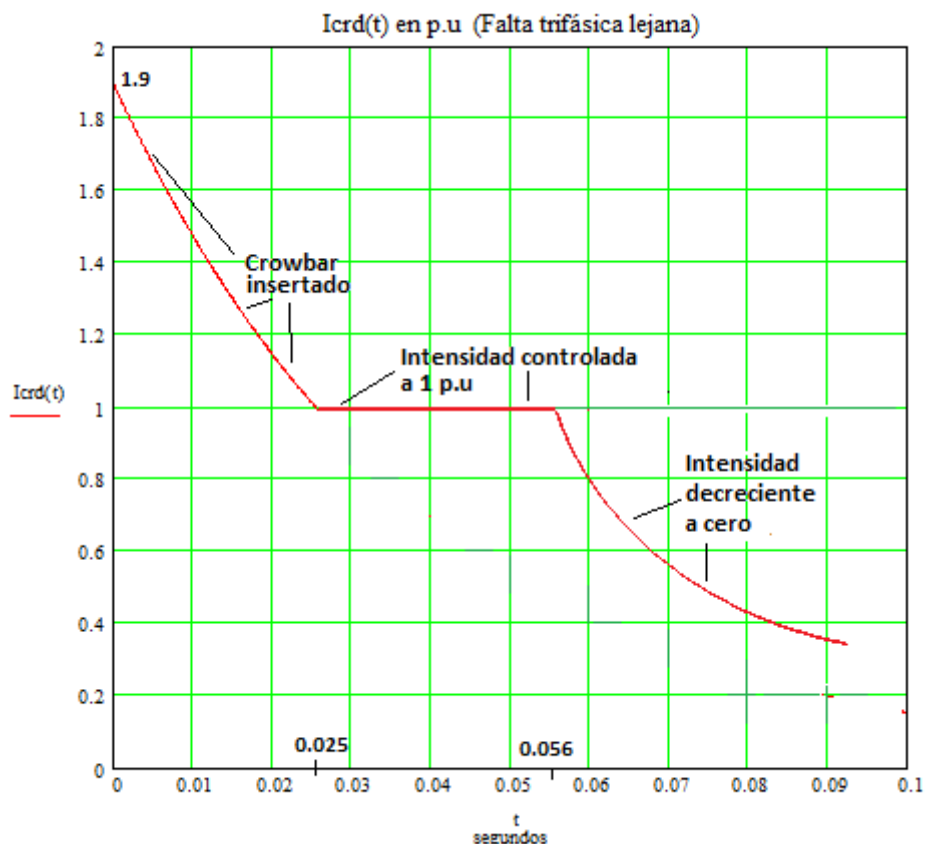


FIGURA 16

La impedancia entre el generador y el punto de falta es  $Z_d = 0.022 + j0.14 \text{ p.u}$  correspondiente a una falta en el nivel de 220 kV

Se aprecia que en este caso a  $T_0 = 25 \text{ ms}$  el control del DFIG entra en juego suprimiendo las resistencias del "crowbar" y haciendo que el rotor sea alimentado por su convertidor. A partir de este instante, y hasta el instante  $T_1 = 56 \text{ ms}$ , la intensidad de salida del DFIG a la red, que es muy reactiva, es controlada y limitada a 1 p.u, valor así ajustado por el fabricante del DFIG. Este periodo de tiempo de intensidad controlada pudiera ser mínimo o incluso inexistente. Para valores de  $t > T_1$  la intensidad decrece exponencialmente hacia cero debido a la muy pequeña tensión inducida en los terminales del DFIG por el flujo residual de la máquina que tiende a cero. En este caso de cortocircuito trifásico alejado podría existir un pequeño periodo de tiempo a intensidad controlada de 1 p.u. como el representado, pero en la realidad también pudiera no existir.

Cuando la falta está muy alejada del aerogenerador (gran  $Z_d$ ) y la intensidad aportada por él es suficientemente pequeña de modo que no resulta peligrosa para los IGBTs del convertidor del rotor, el sistema de control puede no activar el "crowbar" y seguirse operando con el rotor alimentado por su convertidor tal que la intensidad inyectada por el DFIG a la red sea controlada y de valor el de limitación (1 p.u en el ejemplo anterior) o incluso inferior a él. Esto será así con tensiones en los terminales del aerogenerador bastante elevadas para el circuito en falta. Conforme el flujo magnético del DFIG decae, la tensión en sus terminales también lo hace, y por ello la intensidad que aporta será nula al final, a partir de unas cinco veces la constante de tiempo del circuito en falta.

### • Comportamiento de las protecciones eléctricas

Se analiza a continuación el comportamiento de las protecciones eléctricas ante faltas trifásicas alejadas en los sistemas de 20 kV y de 220 KV alimentadas por los DFIG. A destacar que las funciones de protección digitales por las que sólo pasa la intensidad de falta aportada por los aerogeneradores DFIG, tales como las de la línea de



Transporte de 220 kV, o incluso las de las cabinas de 20 kV, pueden no funcionar con este tipo de falta, o hacerlo incorrectamente, debido a que la frecuencia de la componente de c.a de dicha intensidad aportada puede diferir apreciablemente de la nominal de 50 Hz en la que están basadas los algoritmos de medida de las protecciones digitales.

#### Falta trifásica en el sistema de 20 kV

Una falta trifásica en el sistema de 20 kV, como por ejemplo la F2 o la F3 en la Línea 1 repartidora (FIGURAS 1 y 6), será despejada instantáneamente por la función de sobreintensidad de fases (50) del interruptor 52-1 de las cabinas de 20 kV; o si no es así, por su función (51) en muy breve tiempo. La elevada intensidad de falta del sistema de 20 kV más la de los aerogeneradores DFIG conectados de las Líneas 2 y 3 propicia el disparo muy rápido del 52-1.

Los aerogeneradores aportarán al defecto su intensidad trifásica de cortocircuito rápidamente decreciente en el tiempo al principio con la constante de tiempo ( $T_{crd}$ ) que les corresponda. Dicha intensidad tenderá a cero irremisiblemente para cada aerogenerador pues el control del DFIG hará por mantenerla, pero no es posible debido a la extinción progresiva del campo magnético giratorio en la máquina rotativa ante una falta trifásica.

Por otra parte en el corto periodo de tiempo de duración del cortocircuito, se tiene que por un lado los fusibles (Fu) de 20 kV del transformador de cada aerogenerador de la Línea 1 no deberían tener tiempo suficiente para fundir (ni darse la actuación instantánea de la función (50) en el lado de MT del transformador del aerogenerador, caso de utilizarse, con la intensidad de cortocircuito decreciente hasta cero aportada por cada uno de ellos a las faltas F2 y F3.

Por otro lado la función de sobreintensidad de fases (51) asociada al interruptor de 0.69 kV de cada aerogenerador tampoco debería tener tiempo suficiente para dar disparo con su intensidad decreciente de aportación a la falta hasta anularse naturalmente de modo exponencial. En estas circunstancias no se expone al generador a un riesgo de calentamiento peligroso con su propia aportación de intensidad de falta al ser decreciente y de tan corta duración.

En cuanto a la función instantánea de fases (50) de cada DFIG de la Línea 1 en falta, podrá no actuar, o sí disparando su interruptor de 0.69 kV, según sea el ajuste que se haya hecho de su intensidad de actuación, dependiendo de la velocidad de decrecimiento de la intensidad de falta y según sea el punto de defecto más o menos alejado de su TC.

En cuanto a la función (51) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, con los ajustes que se les haya realizado, y con el muy rápido disparo del 52-1, no deberá actuar (coordinación por tiempo). La intensidad que detectará dicha función es también decreciente y será cero al cabo de poco tiempo, lo que ayuda a su deseada no actuación.

La función instantánea de fases (50) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, deberá estar ajustada para que su intensidad de actuación sea superior a la máxima intensidad trifásica de aportación de todos sus aerogeneradores conectados para falta en salida de la Línea 1 de 20 kV (Falta F3).

Con la no actuación de las funciones (50) y (51) de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3 reseñadas en los dos párrafos precedentes, se consigue su no deseada actuación para la falta trifásica postulada en la Línea 1, manteniendo en servicio sus aerogeneradores (selectividad).

En la situación planteada de falta trifásica en la Línea 1 de 20 kV se pierden irremisiblemente todos los aerogeneradores DFIG de dicha Línea; es lo que tiene que suceder.

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancarán para la falta trifásica F2 o F3 representadas en las FIGURAS 1 y 6, dado que su intensidad de arranque debe ser muy inferior a la intensidad de falta aportada por el sistema, pero no tendrán tiempo de actuar (coordinación por tiempo) al ser instantánea la actuación de la función (50) del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta trifásica.

Las funciones de protección de la línea de 220 kV no detectarán habitualmente las faltas trifásicas en el sistema de 20 kV del MPE. Se ajusta su escalón de distancia en zona 3 para no detectar las faltas en este sistema de tensión. En los casos particulares en que sea necesario un largo alcance de la zona 3, que implique la detección de faltas en el sistema de MT, será preciso garantizar la coordinación por tiempo con las protecciones del transformador colector para la falta postulada. En este caso habrá un acuerdo con el propietario del MPE.

#### Falta trifásica en el sistema de 220 kV



Si la falta trifásica lejana es en la línea de 220 kV de Transporte (falta F4 en la FIGURA 1), la zona 1 instantánea de la protección de distancia del lado del TC cabe pensar que la podrá detectar, pues la inyección de intensidad de falta inicial aportada por el parque eólico de aerogeneradores DFIG en los dos primeros ciclos superará a la intensidad de supervisión interna de fases ajustada en la protección, posibilitando así su actuación si la falta está dentro del alcance óhmico ajustado a dicha zona 1.

Las zonas 2 y 3 de distancia de la protección de la línea en falta del lado del TC, con su temporizado ajustado usualmente a 0.4 s y 0.8 s respectivamente, no es de esperar que detecten esta falta F4 en la línea, pues la intensidad de falta aportada por los aerogeneradores DFIG habrá decaído ya a cero en dicho tiempo, o bien a un valor por debajo del de supervisión interna ajustado, especialmente en el caso de la zona 3. Incluso con un ajuste de la zona 2 a 0.2 s es posible que esta zona no actúe por ser la intensidad inferior a la de supervisión mínima necesaria ajustada internamente en el relé de distancia. No hay ninguna certidumbre o garantía de actuación de la zona 2 y mucho menos aún de la zona 3 ante falta trifásica en la línea de 220 kV.

La protección diferencial (87L) de la línea de Transporte, de actuación instantánea, sí que disparará la falta trifásica F4 postulada en la línea.

La función de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancará para la falta trifásica (F5) en barras de 220 kV (F5), y seguramente también lo hará para la falta F4 en la línea de 220 kV (véase la FIGURA 1) dependiendo del valor de la intensidad de arranque ajustado a la función así como de la lejanía eléctrica de la misma respecto al conjunto del parque eólico y el TC, pero recaerá ("reset") cuando la intensidad de falta del parque de aerogeneradores descienda por debajo del nivel de ajuste (arranque), lo cual sucederá seguramente antes de que se alcance su tiempo de actuación, bien sea éste a tiempo definido, bien sea con curva de tipo inverso. El relativo rápido decrecimiento de la corriente de cortocircuito aportada por el conjunto de aerogeneradores DFIG del parque eólico a la falta trifásica lejana es la causa de esta muy posible no actuación.

La función de sobreintensidad de fases instantánea (50) del TC deberá estar ajustada con un umbral de intensidad de actuación suficientemente alto para no actuar con la intensidad inicial transitoria de falta del parque de aerogeneradores DFIG con todos ellos conectados, de modo que no detectará la falta postulada en la línea de 220 kV. Es lo requerido a esta función.

### 5.2.2.3 Faltas desequilibradas

Ante una falta desequilibrada en los terminales del generador, o lejana, el sistema de control introduce normalmente el circuito del "crowbar" en 0.5-1.5 ms tras originarse el cortocircuito, y bloquea simultáneamente los IGBTs del inversor del rotor, haciendo que el circuito del rotor del DFIG sea así más resistivo. Simultáneamente el sistema de control también puede activar (encender) el "chopper" para limitar las sobretensiones en el nudo de continua a la vez que disminuir el tiempo de inserción del "crowbar" cuando la falta no es cercana.

La impedancia de secuencia negativa (Z2) vista desde el devanado del estator que presenta un DFIG, como consecuencia de la falta desequilibrada, se puede decir a efectos prácticos que es aproximadamente igual a:

$$Z2 = R_s + R_r + R_{cr} + jX_2 \approx R + R_{cr} + jX' \quad \text{con } X' = X_2 = X_r + X_s \quad R = R_s + R_r$$

Esta impedancia (Z2) se mantiene constante con el transcurso del tiempo de cortocircuito sea la falta en los terminales del DFIG o lejana. Es una particularidad debido a la presencia de tensión de secuencia negativa permanente en los terminales del generador.

Sin embargo, la impedancia de secuencia positiva del generador (Z1) para faltas desequilibradas no es constante en el tiempo sino que aumenta (referencia [2]), desde el valor inicial transitorio con la resistencia del "crowbar" insertada:

$$Z1 = R + R_{cr} + jX'$$

Hasta el valor:

$$Z1 = R_s + jX_s + \frac{1}{\frac{1}{jX_m} + \frac{1}{\left(\frac{R_r + R_{cr}}{s}\right) + jX_r}}$$



Que alcanzaría en el régimen estacionario final con el "crowbar" insertado y sin que las protecciones actuaran.

En cuanto a la impedancia homopolar ( $Z_0$ ), será de valor infinito al estar normalmente el generador con su neutro aislado de tierra ( $Z_0 \rightarrow \infty$ ).

Sólo si el neutro del generador está rígidamente puesto a tierra (caso raro) la impedancia homopolar tendrá un valor finito y en este caso además resulta ser más pequeño que el de la ( $X'$ ) transitoria. En el caso de falta a tierra en los terminales del generador, esta ( $Z_0$ ) implicará una elevada corriente a tierra por los devanados del mismo. Sus protecciones deberán detectarla y disparar el interruptor del DFIG.

Si la falta a tierra es en lado de AT del transformador elevador del aerogenerador, el grupo de conexión Dy hace que no haya corriente a tierra (homopolar) por los devanados del DFIG aun estando puesto a tierra rígidamente el neutro de su estrella. Sólo contribuirá con intensidades de falta de secuencia positiva y negativa a esta falta lejana.

En consecuencia los circuitos de secuencia positiva y negativa del DFIG con el "crowbar" insertado son los siguientes:

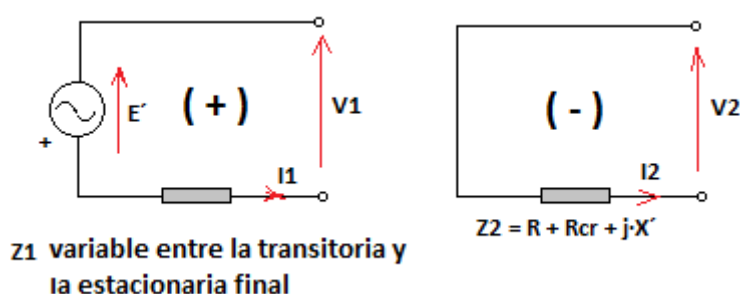


FIGURA 17

En el caso de faltas relativamente cercanas (Tensión en terminales del DFIG por debajo de aproximadamente 0.55 p.u), y debido a la constancia en el tiempo de la intensidad de secuencia negativa del DFIG, podrían darse casos en que la intensidad rotórica estuviese en todo instante por encima del valor admisible de los IGBTs del convertidor del rotor. Para paliar este hecho, el circuito del "crowbar" quedaría permanentemente insertado desde el inicio de la falta y durante la plena duración de la misma hasta que sea despejada por las protecciones correspondientes que tengan que actuar, dependiendo de donde esté el punto de defecto. En estos casos el sistema de control tiene permanentemente bloqueados a los IGBTs del convertidor del rotor, que no conduce intensidad (apagado), quedando así protegido de la elevada corriente de cortocircuito rotórica y de la sobretensión que resultaría en el nudo de continua.

Por el contrario, para faltas desequilibradas muy alejadas eléctricamente, en las que la impedancia ( $Z_d$ ) interpuesta entre el generador y el punto de defecto es muy grande, la intensidad por las fases del rotor puede ser inferior a la admisible por los IGBTs de su convertidor, en cuyo caso el sistema de control se hace cargo del cortocircuito desde el inicio de la falta sin precisar la entrada del "crowbar" en ningún instante. El convertidor del rotor alimenta continuamente a éste durante la falta. La presencia de tensión de secuencia negativa, aunque muy pequeña, hará que las corrientes controladas aportadas por el DFIG sean desequilibradas, siendo la mayor de las tres fases la de consigna de control (en torno a 1 p.u usualmente).

### 5.2.2.3.1 Falta monofásica a tierra

Para una falta monofásica a tierra en el lado de AT del transformador elevador 0.69/20 kV del aerogenerador DFIG, la conexión de los circuitos de secuencia es idéntica a la mostrada en la FIGURA 9 (apartado 5.3.3.1).

Teniendo en cuenta lo allí indicado para la falta monofásica a tierra y la interconexión de las redes de secuencia, aparecerá inicialmente por el DFIG en sus terminales de salida, una intensidad transitoria inicial ( $I_{ag}'$ ) de falta dependiente de la impedancia transitoria ( $Z1 = R + Rcr + jX'$ ), así como las ( $I_{bg}'$ ), ( $I_{cg}'$ ) transitorias de las fases sanas.



La intensidad de falta final estacionaria que aparecería (lagss) si el control del DFIG no existiera depende de la impedancia final estacionaria de secuencia positiva ( $Z1$ ) indicada anteriormente, que es función del deslizamiento de operación previa ( $s$ ) y también de la resistencia del "crowbar" ( $R_{cr}$ ):

$$Z1 = R_s + j \cdot X_s + \frac{1}{\frac{1}{j \cdot X_m} + \frac{1}{\left(\frac{R_r + R_{cr}}{s}\right) + j \cdot X_r}}$$

En el DFIG no se alcanza este valor final de la impedancia de secuencia positiva ( $Z1$ ) porque antes, en un instante ( $T_0$ ), el control limita la mayor intensidad de las tres fases al valor de aproximadamente (1 -1.1 p.u) previsto por el fabricante del DFIG, siendo la intensidad resultante en las otras dos fases inferior a este valor.

La variación de la intensidad de falta decrece exponencialmente con la constante de tiempo ( $T'd$ ):

$$T'd = X' / [\omega \cdot (R_r + R_{cr})]$$

( $T'd$ ) es la constante de tiempo transitoria del generador incluyendo la resistencia adicional del "crowbar" si la falta es en terminales del DFIG.

Si la falta es alejada del generador con una impedancia  $Z_d = R_d + j \cdot X_d$  interpuesta entre los terminales del estator y el punto de falta, entonces la constante de tiempo es ( $T'd_f$ ) en vez de la ( $T'd$ ) anterior:

$$T'd_f = (1 + X_d/X') \cdot T'd$$

Siendo ( $X'$ ) la reactancia transitoria del DFIG

Se tienen así unas intensidades desequilibradas de c.a  $I_A(t)$ ,  $I_B(t)$ ,  $I_C(t)$  decrecientes exponencialmente de aportación del DFIG a la falta monofásica a tierra, que son las que aparecen hasta que el sistema de control enciende el convertidor del rotor y apaga el "crowbar". Desde este instante ( $T_0$ ), el control limita la máxima intensidad de fase del DFIG al valor prescrito y ajustado por el fabricante del aerogenerador (normalmente en el intervalo 1 - 1.1. p.u).

En la FIGURA 18 siguiente se muestra la evolución en el tiempo de la componente de c.a en valor eficaz durante un cortocircuito monofásico alejado de un DFIG en el lado de 220 kV del transformador colector 20/220 KV del parque eólico.

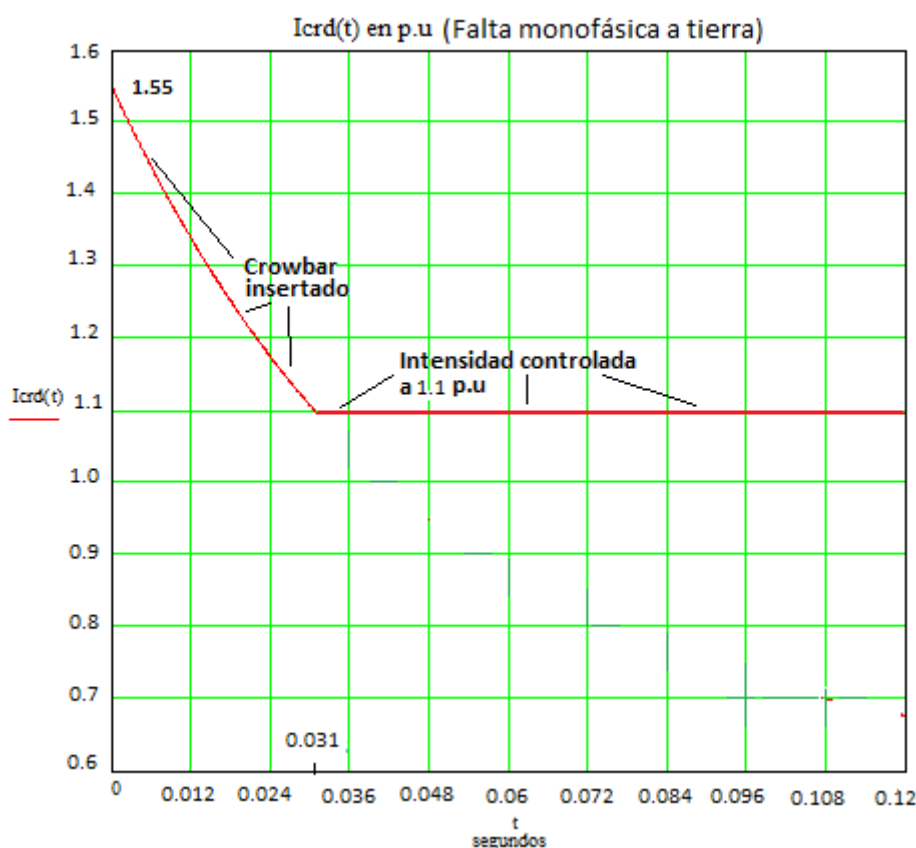




FIGURA 18

Se aprecia que en  $T_0 = 31$  ms el control del DFIG entra en juego suprimiendo las resistencias del "crowbar" y haciendo que el rotor sea alimentado por su convertidor. A partir de este instante la intensidad de salida del DFIG a la red, que es muy reactiva, es controlada y limitada en este caso a 1.1 p.u, valor así ajustado por el fabricante del DFIG. Esta intensidad aportada al cortocircuito permanece hasta que la falta desaparezca eliminada por las protecciones correspondientes.

- **Comportamiento de las protecciones eléctricas.**

Se postulan faltas monofásicas a tierra en el sistema de 20 kV y en el de 220 kV (Transporte).

Se analiza a continuación el comportamiento de las protecciones eléctricas ante la aportación a la falta monofásica a tierra del parque de aerogeneradores DFIG:

#### Falta monofásica a tierra en el sistema de 20 kV

Para falta monofásica a tierra, por ejemplo faltas como las F2 y F3 en la Línea 1 de 20 kV (FIGURAS 1 y 6), la protección de sobreintensidad de faltas a tierra (51N) de dicha línea localizada en la correspondiente cabina de MT de barras de 20 kV (interruptor 52-1), detectará la corriente residual (3.Io) limitada por la reactancia ( $Z_{os} \approx X_{os}$ ) de su sistema de p.a t. El disparo del interruptor 52-1 de la Línea 1 por dicha (51N) será instantáneo o en el muy breve tiempo de actuación ajustado, despejará el cortocircuito y los aerogeneradores de la Línea 1 se perderán irremisiblemente, tal y como se espera para esta localización de falta. Adicionalmente no hay corriente residual (3.Io) de aportación a la falta desde los aerogeneradores DFIG de las Líneas 2 y 3 del parque eólico, por lo que la función de faltas a tierra (51N) de estas dos líneas localizada en las cabinas de 20 kV no arrancará, garantizándose así la continuidad de operación de sus aerogeneradores tras el despeje de la falta.

La función (51) de sobreintensidad de fases interna a los interruptores de BT de los aerogeneradores DFIG de la Línea 1 en falta, normalmente no actuará porque la intensidad inicial por ellos en la fase en defecto, y en las restantes, tendrá un valor reducido al estar limitado por la reactancia de p. a t. ( $X_{os}$ ) del sistema de 20 kV. Por el mismo motivo los fusibles ( $F_u$ ) del lado de 20 kV del transformador de cada aerogenerador no se fundirán (FIGURA 6), ya que cuando abra en muy breve tiempo el interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1, la corriente de falta aportada por los aerogeneradores DFIG de la Línea 1 se anulará instantáneamente. Esta anulación hará que normalmente no haya habido tiempo suficiente para la actuación de la función de sobreintensidad de fases (51) del interruptor de BT de cada DFIG, ni para la fusión de los fusibles ( $F_u$ ) de su respectivo transformador elevador (FIGURA 6), ni darse la actuación instantánea de la función (50) en el lado de MT del transformador del aerogenerador, caso de utilizarse.

Hasta que haya abierto el interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1, la intensidad de la fase en falta aportada por sus aerogeneradores habrá decaído exponencialmente en el tiempo de forma rápida según la constante de tiempo ( $T'd$ ) de cada uno y según haya sido el valor del muy breve tiempo de duración de la falta esta intensidad se habrá anulado bruscamente partiendo desde un valor de la citada exponencial decreciente, o bien desde el valor de limitación (1 – 1.1 p.u) ajustado ya en curso.

Las funciones de protección de la línea del sistema de 220 kV (21 y 67N) no detectarán la falta monofásica a tierra en el sistema de 20 kV debido a que no hay corriente residual (3.Io) por ellas.

Las funciones (51) del Transformador Colector podrán arrancar o no. En caso afirmativo no actuarán debido al elevado tiempo de actuación requerido ante la baja intensidad de falta de fases resultante que ha sido limitada por la reactancia en zig-zag; coordinación por tiempo con la función (50N) o la (51N) de la cabina de 20 kV de actuación instantánea. Para ello debe hacerse el ajuste del multiplicador del Dial de Tiempos, o del temporizado de la función (51).

Tampoco actuarán las funciones (50) del TC pues su valor de ajuste debe ser muy superior a la intensidad de falta de fases.

Las funciones (51N) del TC no detectarán corriente (3.Io) para la falta monofásica a tierra en las barras de 20 kV, o en los circuitos de salida de las cabinas de 20 kV.

#### Falta monofásica a tierra en el sistema de 220 kV.



El comportamiento de un parque eólico con muchos aerogeneradores DFIG aportando intensidad a una falta a tierra en el nivel de transporte, por ejemplo a 220 kV (Faltas F4 y F5 de la FIGURA 1), es similar al descrito anteriormente para falta en 20 kV en cuanto a las componentes de secuencia positiva y negativa de intensidad de falta que aportan los aerogeneradores, si bien la intensidad inicial de falta aportada ahora por cada DFIG es inferior por la mayor impedancia interpuesta entre él y el punto de defecto, más alejado eléctricamente, si se compara con una falta en el sistema de 20 kV. Por otra parte la componente de la corriente alterna de la fase en falta de cada DFIG decrecerá más lentamente debido al incremento de la constante de tiempo. Esto será así hasta que el sistema de control limite la intensidad de la fase en falta al valor controlado y constante de limitación seleccionado  $IL = 1 - 1.1 \text{ p.u.}$

Los aerogeneradores DFIG no aportan corriente homopolar al defecto de aislamiento en 220 kV, siendo ésta la suma de la del sistema eléctrico de 220 kV y la del transformador colector (TC) del parque que es la detectada por las protecciones de la línea de Transporte.

Considerando una falta monofásica a tierra en la línea de 220 kV, y dependiendo de su lejanía eléctrica respecto a los DFIG del parque eólico, podrá entrar o no el circuito del "crowbar". En caso afirmativo la constante de tiempo de decrecimiento de la intensidad inicial de cada aerogenerador será la ( $T'd$ ) que le corresponda según su ubicación en el parque eólico. Entre o no el circuito del "crowbar", cabe esperar que la zona 1 de la función (21) de la línea del lado del TC dispondrá de tensiones e intensidades de las tres secuencias (+, - y 0), siendo estas últimas superiores a los umbrales internos correspondientes ajustados, por lo que se puede prever que se dará su actuación instantánea si el punto de defecto está dentro de su alcance ajustado.

Lo mismo cabe decir de la actuación instantánea de la función diferencial de línea (87L). Se espera su disparo también ante falta en la línea de Transporte.

La zona 2 (Z2) de la función de distancia de la línea de 220 kV en falta, ubicada en el lado del TC, para faltas alejadas en ella, y fuera del alcance de la zona 1, actuará en caso de fallo de las funciones de protección principales de la línea. Las componentes de la intensidad de falta monofásica de secuencias positiva, negativa y cero que resulten de la aportación de los aerogeneradores DFIG del parque eólico a través del TC, estarán normalmente por encima de los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, cuando se alcance el temporizado ajustado a la Z2, lo que garantizará su actuación. Al cabo de dicho temporizado de la zona 2 (0.4 s típicamente), el valor de la intensidad de la fase en falta será ya el controlado previsto de limitación  $IL = (1 - 1.1 \text{ p.u.})$  si y sólo si el interruptor del extremo remoto de la línea no ha abierto, de modo que el sistema de 220 kV aún sigue también sobre la falta. Esto equivale a decir que sus protecciones principales también han fallado.

Al contrario; si las protecciones del extremo remoto de la línea de 220 kV en falta abren instantáneamente su interruptor (lo usual), siendo única la línea de evacuación en antena de generación del parque eólico, entonces a partir de dicho instante (50 - 70 ms) la intensidad de falta de cada aerogenerador y sus componentes de secuencia (+ y -) decaerán exponencialmente hasta cero al cabo de un tiempo determinado por la constante de tiempo global de todos los DFIG del parque. Los aerogeneradores se quedan solos con la falta monofásica a tierra. En esta situación, de cara al comportamiento de la zona 2 caben dos posibles opciones:

(a) Que las componentes de las intensidades de secuencia de falta sean superiores a los respectivos umbrales internos de componentes de secuencia y fases ajustados en el relé, en cuyo caso habría disparo de la zona 2; o por el contrario:

(b) Que dichas componentes fuesen inferiores a alguno de estos umbrales, con lo cual no habría disparo de la zona 2. En este último caso la intensidad aportada por los aerogeneradores se seguiría extinguendo hasta a cero progresivamente de forma exponencial en ausencia de red en paralelo.

Dado el relativo elevado temporizado de la zona 2, cabe esperar esta opción (b) como la más probable a ocurrir. Sólo con simulaciones o cálculos podría determinarse la opción que resultará.

Lo indicado para la (Z2) también es aplicable a la zona 3 (Z3) de distancia, de mayor alcance y temporizado ajustados que la (Z2). Habrá una menor inyección inicial de componentes de intensidad de falta de secuencias positiva, negativa y cero de los aerogeneradores DFIG debido a la mayor impedancia interpuesta entre ellos y el punto de defecto y también a causa del mayor temporizado de la (Z3) que ocasionará un aumento mayor de la impedancia de secuencia positiva de los generadores. Habrá casos en los que, al igual que para la (Z2), dichas componentes de intensidad de secuencia aportadas superen a los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, pero pudiera haber también casos donde no fuera así, por lo que sólo con un cálculo conservador se podrían tener garantías de actuación. Importante es también para ello que haya un elevado número de aerogeneradores del



parque conectados aportando intensidad de falta. Al cabo del temporizado de la zona 3 (usualmente 0.8 s), la intensidad de la fase en falta podrá ser: (a) la de limitación prevista  $IL = (1 - 1.1 \text{ p.u.})$  sin el "crowbar insertado; o (b) inferior a ella extinguiéndose de forma exponencial a cero tras la apertura previa del extremo remoto de la línea de la antena de generación exclusiva de evacuación del parque eólico del tipo DFIG.

La función (67N) de la línea, que es temporizada, también estará en disposición de actuar ante faltas monofásicas a tierra en la línea de 220 kV o más alejadas. Asumiendo que el interruptor de la línea en falta del extremo remoto no ha abierto ante la falta postulada en la línea (fallo de sus protecciones principales), la persistencia de la componente (3.1o) en el tiempo pasando por el Transformador Colector (TC) del parque eólico, aun con la intensidad de falta de cada DFIG limitada y controlada a  $IL = I_{\text{máx}} (IA, IB, IC) = 1 - 1.1 \text{ p.u.}$ , será detectada por la función (67N). Esta (3.1o), que es aportada por el (TC) gracias a su impedancia homopolar finita, hace que la actuación de esta función de faltas a tierra sea factible en respaldo. El valor de la (3.1o) detectada dependerá de la impedancia homopolar del TC, de la impedancia homopolar del sistema de 220 kV, del punto de falta en la línea y del tiempo transcurrido, pues la intensidad aportada por cada DFIG del parque irá decreciendo exponencialmente hasta quedar limitada al valor controlado  $IL = 1 - 1.1 \text{ p.u.}$  en muy pocos ciclos. Con los bajos valores usuales de intensidad residual de arranque que se suelen ajustar a la función (67N) de tiempo inverso, cabe concluir que es previsible su actuación ante faltas a tierra sólidas cuando fallen las protecciones principales de tierra e incluso ante faltas resistivas que pudieran no ser detectadas por la diferencial de línea (87L).

Si ante la falta monofásica a tierra en la línea de 220 KV, considerada como antena exclusiva de generación del parque eólico del tipo DFIG, abre instantáneamente el interruptor del extremo remoto de la línea por sus protecciones principales (lo usual), no actuando las protecciones principales de la línea en el extremo del TC (fallo de ellas), entonces a partir de ese instante el parque eólico se queda sólo sobre la falta a tierra en la línea de Transporte. La apertura remota habrá sido en 50 - 70 ms y a partir de dicho instante la corriente de falta a tierra total del parque eólico y su componente residual (3.1o) decaerán exponencialmente hasta cero con una constante de tiempo global del parque ( $T'_{dp}$ ) formada a partir de las individuales ( $T'd$ ) de cada aerogenerador DFIG hasta el punto de falta. Este decrecimiento podría hacer recaer ("reset") a la función (67N) antes de alcanzar su tiempo de disparo, de modo que no habría tal disparo. Debido al relativo alto valor del temporizado de la función (67N) es muy probable que se dé la desactivación ("reset").

En cuanto a la función (51) del TC a tiempo inverso, para faltas en las barras de 220 kV y en la línea en antena de 220 KV, cabe esperar que pasará por ella la intensidad suma de los valores de cortocircuito limitados y controlados de cada DFIG ( $IL = 1 - 1.1 \text{ p.u.}$ ); es decir ( $\sum IL_i$ ). La intensidad de arranque ajustada a la función (51) será superior a ( $\sum IL_i$ ) por lo que la función (51) del TC ni siquiera arrancará. Es preciso indicar que la intensidad de falta que pasa por el TC no será ni siquiera una sobrecarga para él, de modo que su integridad térmica está asegurada.

Es la función de sobreintensidad de tierra (51N) del TC la que debe actuar ante las faltas monofásicas a tierra postuladas en las barras de 220 kV y en la línea de Transporte funcionando como respaldo ante fallo de las protecciones principales. Con el valor de arranque que normalmente se ajusta no debería haber problema en la actuación de esta función despejando la falta en apoyo cuando sea requerido. Será así siempre que la fuente de tensión que supone el sistema eléctrico de 220 KV no haya desconectado (disparado).

Se puede generalizar que la generación renovable a base del tipo DFIG no es parecida a la generación síncrona de cara a la detección y actuación de las protecciones ante las faltas monofásicas a tierra, presentando limitaciones tal y como se ha indicado.

### 5.2.2.3.2 Falta bifásica

Para una falta bifásica en el lado de AT del transformador elevador 0.69/20 kV del aerogenerador DFIG, la conexión de los circuitos de secuencia es la mostrada en la FIGURA 11. Una diferencia con respecto a ella es el valor de ( $Z_1$ ) y de ( $Z_2$ ) que ahora son más resistivas que en el caso de un generador de jaula, debido a la presencia de las resistencias del "crowbar" insertadas en el circuito del rotor por el sistema de control:

$$Z_2 \approx R + R_{cr} + j.X'$$

La pequeñez de la parte resistiva de la impedancia respecto a la reactiva hace que este efecto sea poco apreciable de cara al valor de la intensidad de falta aportada.



(Z2) es constante durante todo el tiempo del cortocircuito pero (Z1) se asume que no lo es según se indica en la referencia [2], y se ha considerado su valor dependiente del deslizamiento de operación (s) tal y como se ha indicado en 5.4.3 y en 5.4.3.1, hasta que actúen las protecciones (o los fusibles) del transformador elevador del aerogenerador despejando la falta para él si está localizada aguas arriba de la cabina de MT donde se localizan dichas protecciones.

Para faltas bifásicas más alejadas eléctricamente, como por ejemplo cerca de la subestación colectora de MT (20 kV), se insertará entre el transformador del aerogenerador [impedancia (Zt)] y el punto P de falta, la impedancia de los cables, tanto en el circuito de secuencia positiva como negativa.

Para faltas bifásicas lejanas, en el nivel de Transporte o de Distribución (AT = 132 kV, 220 kV, 400 kV), se insertará en las redes de secuencia entre el transformador del aerogenerador [impedancia (Zt)] y el punto P de falta, la impedancia de los cables de 20 kV hasta la subestación colectora, más la impedancia del transformador colector del parque eólico 20/AT kV que aparece entre el DFIG y el punto de defecto, disminuyendo aún más la intensidad aportada por el aerogenerador.

Lo indicado en el Apdo. 5.3.3.2 para generadores de jaula de ardilla es también esencialmente válido para el caso del DFIG hasta que el control suprime el circuito del "crowbar", que es cuando la intensidad de las fases en falta decrece por debajo de un determinado valor predefinido por el fabricante del aerogenerador. A partir de este instante el sistema de control enciende los semiconductores de potencia del convertidor del rotor y controla la intensidad de salida del DFIG al valor de limitación estipulado (un valor en el intervalo 1 – 1.1 p.u típicamente). La componente de c.a de la intensidad de salida es desequilibrada, conteniendo componente de secuencia negativa permanente como corresponde al tipo de falta que ha tenido lugar. La intensidad de limitación será siempre al valor mayor de las dos intensidades de fase en falta y su variación en el tiempo será similar a la representada en la FIGURA 18

- **Comportamiento de las protecciones eléctricas.**

Se postulan faltas bifásicas en el sistema de 20 kV y también en el de 220 kV (Transporte).

Se analiza a continuación el comportamiento de las protecciones eléctricas ante la aportación a la falta bifásica del parque de aerogeneradores del tipo DFIG:

#### Falta bifásica en el sistema de 20 kV

Para falta bifásica, por ejemplo faltas como las F2 y F3 en la Línea 1 de 20 kV (FIGURAS 1 y 6), la protección de sobreintensidad de fases (50-51) de dicha línea, localizada en la correspondiente cabina de MT de barras de 20 KV (interruptor 52-1), detectará la elevada corriente de cortocircuito aportada por el sistema eléctrico y los aerogeneradores DFIG de las Líneas 2 y 3 de 20 kV. El disparo del interruptor 52-1 de la Línea 1 por (50-51) será instantáneo o en el muy breve tiempo de actuación ajustado, despejando el cortocircuito, con lo que los aerogeneradores de la Línea 1 se perderán irremisiblemente, tal y como se espera para esta localización de falta. Adicionalmente, la aportación de intensidad de falta desde los aerogeneradores DFIG de las Líneas 2 y 3 del parque eólico, arrancarán la función (51) de su respectiva cabina de 20 kV pero no actuará en los 50-70 ms de duración de la falta, gracias a la coordinación por tiempo que existirá con la función (50-51) del 52-1 de la Línea 1, garantizándose así la continuidad de operación de los aerogeneradores de las Líneas 2 y 3 tras el despeje de la falta por el 52-1 de la Línea 1. Se requiere ajustar estas funciones (51) para cumplir con el criterio de ajuste de coordinación.

La función (51) de sobreintensidad de fases interna asociada a los interruptores de BT de los aerogeneradores DFIG de la Línea 1 en falta, normalmente no actuará porque al abrir el interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1 es de esperar la recaída o desactivación de la función (51) de los aerogeneradores DFIG antes de llegarse a su tiempo de disparo, debida al rápido decrecimiento exponencial de la intensidad de falta aportada por cada aerogenerador.

Por el mismo motivo los fusibles (Fu) del lado de 20 kV del transformador de cada aerogenerador no se fundirán (FIGURA 6), ya que cuando abra en 50-70 ms el citado interruptor 52-1, la corriente de falta aportada por los aerogeneradores DFIG de la Línea 1 decaerá rápidamente como se ha indicado, no dando tiempo a alcanzarse la fusión de los fusibles. No se dará la actuación instantánea de la función (50) en el lado de MT del transformador del aerogenerador, caso de utilizarse, al no alcanzarse el umbral de ajuste requerido con la aportación de intensidad de falta del aerogenerador.



Hasta el instante en que haya abierto el interruptor 52-1 de 20 kV de la Línea 1, la intensidad de la fase en falta aportada por sus aerogeneradores habrá decaído exponencialmente en el tiempo de forma rápida según la constante de tiempo ( $T'd$ ) de cada uno (resistencia del "crowbar" incluida) y según haya sido el valor del muy breve tiempo de duración de la falta.

Las protecciones del sistema de 220 kV (línea y TC) tampoco actuarán, con sus ajustes usuales; así:

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancarán para las faltas bifásicas F2 o F3 representadas en las FIGURAS 1 y 6, dado que su intensidad de arranque debe ser muy inferior a la intensidad de falta aportada por el sistema, pero no tendrán tiempo de actuar (coordinación por tiempo) al ser instantánea la actuación de la función (50) del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta bifásica. Para ello deben ajustarse.

Las funciones de protección de la línea de 220 kV no detectarán habitualmente las faltas bifásicas en el sistema de 20 kV del MPE. Se ajusta su escalón de distancia en zona 3 para no detectar las faltas en este sistema de tensión. En los casos particulares en que sea necesario un largo alcance de la zona 3, que implique la detección de faltas en el sistema de MT, será preciso garantizar la coordinación por tiempo con las protecciones del transformador colector para la falta postulada. En este caso habrá un acuerdo con el propietario del MPE.

La función (51) del TC sí arrancará pero no disparará en los 50-70 ms de duración de la falta para ella, al estar coordinada con la función (50-51) del interruptor 52-1 de la cabina de 20 kV de la Línea 1. Se ajustará para ello.

#### Falta bifásica en el sistema de 220 kV.

El comportamiento de un parque eólico con muchos aerogeneradores DFIG aportando intensidad a una falta bifásica en el nivel de transporte, por ejemplo en 220 kV (Faltas F4 y F5 de la FIGURA 1), es similar al descrito anteriormente para falta en 20 kV en cuanto a las componentes de secuencia positiva y negativa de intensidad de falta que aportan los aerogeneradores, si bien la intensidad inicial de falta aportada ahora por cada DFIG es inferior por la mayor impedancia interpuesta entre él y el punto de defecto, más alejado eléctricamente, si se compara con una falta en el sistema de 20 kV. Por otra parte la componente de la corriente alterna de las fases en falta de cada DFIG decrecerá más lentamente debido al incremento de la constante de tiempo. Esto será así hasta que el sistema de control limite la mayor intensidad de las dos fases en falta al valor controlado y constante de limitación  $IL = 1 - 1.1$  p.u.

Considerando una falta bifásica en la línea de 220 kV, y dependiendo de su lejanía eléctrica respecto a los DFIG del parque eólico, podrá entrar o no el circuito del "crowbar". En caso afirmativo la constante de tiempo de decrecimiento de la intensidad inicial de cada aerogenerador será la ( $T'd$ ) que le corresponda según su ubicación en el parque eólico. Entre o no el circuito del "crowbar, cabe esperar que la zona 1 instantánea de la función (21) de la línea del lado del TC dispondrá de tensiones e intensidades de secuencias positiva y negativa, siendo superiores a los umbrales internos correspondientes ajustados de las mismas, por lo que se puede prever que se dará su actuación instantánea si el punto de defecto está dentro de su alcance ajustado.

Lo mismo cabe decir de la actuación instantánea de la función diferencial de línea (87L). Se espera su disparo también ante falta bifásica en la línea de Transporte.

La zona 2 (Z2) de la función de distancia de la línea de 220 kV en falta, ubicada en el lado del TC, para faltas alejadas en ella, y fuera del alcance de la zona 1, actuará como respaldo en caso de fallo de las funciones de protección principales de la línea. Las componentes de la intensidad de falta bifásica de secuencias positiva y negativa que resulten de la aportación de los aerogeneradores DFIG del parque eólico a través del TC, estarán normalmente por encima de los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, cuando se alcance el temporizado ajustado a la (Z2), lo que garantizará su actuación. Al cabo de dicho temporizado (0.4 s típicamente), el valor de la mayor intensidad de las dos fases en falta será ya el controlado previsto de limitación  $IL = (1 - 1.1)$  p.u) si y sólo si el interruptor del extremo remoto de la línea no ha abierto, de modo que el sistema de 220 kV aún sigue también sobre la falta. Esto equivale a decir que sus protecciones principales también han fallado. En esta tesitura la zona 2 dará disparo.

Al contrario; si las protecciones del extremo remoto de la línea de 220 kV en falta abren instantáneamente su interruptor (lo usual), siendo única la línea de evacuación en antena de generación del parque eólico, entonces a partir de dicho instante (50 - 70 ms) la intensidad de falta de cada aerogenerador y sus componentes de secuencia (+ y -) decaerán exponencialmente hasta cero al cabo de un tiempo determinado por la constante de tiempo global de todos los DFIG del parque. Los aerogeneradores se quedan solos con la falta bifásica. En esta situación, de cara al comportamiento de la zona 2 caben dos posibles hechos:



(a) Que las componentes de las intensidades de secuencia de falta sean superiores a los respectivos umbrales internos de componentes de secuencia y fases ajustados en el relé, en cuyo caso habría disparo de la zona 2; o por el contrario:

(b) Que dichas componentes fuesen inferiores a alguno de estos umbrales de supervisión, con lo cual no habría disparo de la zona 2. En este último caso la intensidad aportada por los aerogeneradores se seguiría extinguendo hasta a cero progresivamente de forma exponencial en ausencia de red en paralelo.

Dado el relativo elevado temporizado de la zona 2, cabe esperar esta opción (b) como la más probable a ocurrir. Sólo con simulaciones o cálculos podría determinarse la opción que resultará.

Lo indicado para la (Z2) también es aplicable a la zona 3 (Z3) de distancia, de mayor alcance y temporizado ajustados que la (Z2). Habrá una menor inyección inicial de componentes de intensidad de falta de secuencias positiva y negativa de los aerogeneradores DFIG debido a la mayor impedancia interpuesta entre ellos y el punto de defecto, supuesto fuera de la línea de 220 kV y más lejano respecto al parque eólico, y también a causa del mayor temporizado de la (Z3) que ocasionará un aumento mayor en el tiempo de la impedancia de secuencia positiva de los generadores. Habrá casos en los que, al igual que para la (Z2), dichas componentes de intensidad de secuencia aportadas superen a los correspondientes umbrales internos de supervisión ajustados, con lo que habría disparo de la zona 3. Pudiera haber también casos donde no fuera así, no habiendo disparo de la zona 3. Sólo con simulaciones o con un cálculo conservador se podrían tener garantías de actuación. Importante es también para ello que haya un elevado número de aerogeneradores del parque conectados aportando intensidad de falta. Para faltas lejanas fuera de la línea de 220 kV en antena de salida del parque como se consideran aquí, al cabo del temporizado de la zona 3 (usualmente 0.8 s), la intensidad de la fase en falta será normalmente la de limitación prevista  $IL = (1 - 1.1 \text{ p.u.})$  sin el "crowbar" insertado. La conclusión que se deriva del análisis anterior es que la zona 3 en presencia de la red exterior por fallo de sus protecciones podría actuar. Por el contrario si las protecciones instantáneas de la línea en antena despejan la falta desde su lado (60-70 ms), la zona 3 del relé de distancia del lado del TC recaerá y no actuará.

En cuanto a la función (51) del TC a tiempo inverso, para faltas en las barras de 220 kV y en la línea en antena de 220 kV, cabe esperar que pasará por ella la intensidad suma de los valores de cortocircuito limitados y controlados de cada DFIG ( $IL = 1 - 1.1 \text{ p.u.}$ ); es decir ( $\sum IL_i$ ). La intensidad de arranque ajustada a la función (51) será superior a ( $\sum IL_i$ ) por lo que la función (51) del TC recaerá ("reset"), cuando el sistema de control de los aerogeneradores actúe suprimiendo su circuito "crowbar". Es preciso indicar que la intensidad de falta bifásica que pasa por el TC no será ni siquiera una sobrecarga para él, de modo que su integridad térmica está asegurada.

Se puede generalizar que la generación renovable a base del tipo DFIG no es parecida a la generación síncrona de cara a la detección y actuación de las protecciones ante las faltas bifásicas, presentando ciertas peculiaridades y limitaciones tal y como se ha indicado.

### 5.2.2.3.3 Falta bifásica a tierra

Se postula una falta bifásica a tierra en el lado de AT del transformador elevador 0.69/20 kV del aerogenerador DFIG. La conexión de los circuitos de secuencia es la mostrada en la FIGURA 12. Una diferencia con respecto a ella es el valor de (Z1) y de (Z2) que ahora son más resistivas que en el caso de un generador de jaula, debido a la presencia de las resistencias del "crowbar" insertadas en el circuito del rotor:

$$Z2 \approx R + R_{cr} + j.X'$$

La pequeñez de la parte resistiva de la impedancia respecto a la reactiva hace que este efecto sea poco apreciable de cara al valor de la intensidad de falta aportada.

(Z2) es constante durante todo el tiempo del cortocircuito, pero (Z1) se asume que no lo es según se indica en la referencia [2], y se ha considerado su valor dependiente del deslizamiento de operación (s) tal y como se ha indicado en 5.4.3 y en 5.4.3.1, hasta que actúen las protecciones (o los fusibles) del transformador elevador del aerogenerador despejando la falta para él si está localizada aguas arriba de la cabina de MT donde se localizan dichas protecciones.

Para faltas bifásicas a tierra más alejadas eléctricamente, como por ejemplo cerca de la subestación colectora de MT (20 kV) del parque eólico, se insertará entre el transformador del aerogenerador [impedancia (Zt)] y el punto P



de falta, la impedancia de secuencia de los cables y del transformador colector tanto en el circuito de secuencia positiva como negativa.

Para faltas bifásicas a tierra lejanas, en el nivel de Transporte o de Distribución (AT = 132 kV, 220 kV, 400 kV), la suma de la impedancia de los cables de 20 kV hasta la subestación colectora, y la impedancia del transformador colector del parque eólico 20/AT kV que aparece entre el DFIG y el punto de defecto, disminuyen aún más la intensidad aportada por el aerogenerador.

Para las faltas bifásicas a tierra en el lado de AT (132, 220, 400 kV) la corriente homopolar (a tierra) al fallo la aportan el sistema de AT y el transformador colector con su estrella rígidamente p. a t. No hay corriente a tierra (homopolar) desde el DFIG.

Lo indicado en el Apdo. 5.3.3.3 para generadores de jaula de ardilla es también esencialmente válido para el caso del DFIG hasta que el control suprime el circuito del "crowbar", que es cuando la intensidad de las fases en falta decrece por debajo de un determinado valor predefinido por el fabricante del aerogenerador. A partir de este instante el sistema de control enciende los semiconductores de potencia del convertidor del rotor y controla la intensidad de salida del DFIG al valor de limitación estipulado (un valor en el intervalo 1 - 1.1 p.u típicamente). La componente de c.a de la intensidad de salida es desequilibrada, conteniendo componente de secuencia negativa permanente como corresponde al tipo de falta que ha tenido lugar. La intensidad de limitación será siempre al valor mayor de las dos intensidades de fase en falta y su variación en el tiempo será similar a la representada en la FIGURA 18.

- **Comportamiento de las protecciones eléctricas.**

Lo indicado en los apartados precedentes 5.4.3.1 y 5.4.3.2 de cara al comportamiento de las protecciones eléctricas para las faltas postuladas en los sistemas de 20 y 220 kV es igualmente aplicable para la falta bifásica a tierra, por lo que se remite a ellos para el análisis de actuación esperada de las protecciones eléctricas con un parque de aerogeneradores DFIG:

Para faltas bifásicas a tierra en el lado de 20 kV aplica el apartado 5.4.3.2 de faltas bifásicas en relación con el comportamiento de las funciones (50/51) de las cabinas de 20 kV y la función (51) del TC. Las funciones (51N) de las cabinas de MT y del TC arrancarán y recaerán tal y como se ha indicado en 5.4.3.1.

En cuanto a las funciones de distancia (21) de la línea de 220 kV en el caso de que detecten la falta postulada se coordinará por tiempo su actuación con el propietario del MPE tal y como se indicó en el apdo. 5.4.3.2.

Con el ajuste del arranque que se hace a la función (67N) de las líneas no se detectarán este tipo de faltas en el lado de 20 kV (véase el Apdo. 5.4.3.1).

Para faltas bifásicas a tierra en el lado de 220 kV aplica el apartado 5.4.3.2 de faltas bifásicas en relación con el comportamiento de las funciones (50/51) de las cabinas de 20 kV y la función (51) del TC. Las funciones (51N) de las cabinas de MT no pueden detectar este tipo de falta en el nivel de 220 kV. La función (51N) del TC arrancará y si fallan las protecciones principales de línea, para falta en ella, actuará en respaldo gracias a la intensidad residual aportada por el sistema tal y como se ha indicado en 5.4.3.1.

En cuanto a los escalones de distancia (21) de la línea de 220 kV del lado del TC, se remite a lo indicado en el Apdo. 5.4.3.2. Aplican también el comportamiento y los criterios reseñados para la falta bifásica.

Con el ajuste del arranque que se hace a la función (67N) de la línea del lado del TC, arrancará y actuará en situación de respaldo si fallan las protecciones principales de dicho lado, pues detecta la corriente residual del TC.

### **5.2.3 Fuentes renovables a base de convertidores de plena potencia ("Full Converter")**

En la FIGURA 19 se muestra la configuración típica de un aerogenerador de plena potencia o "Full Converter" - (FC) abreviadamente - como se le conoce en la literatura anglosajona.

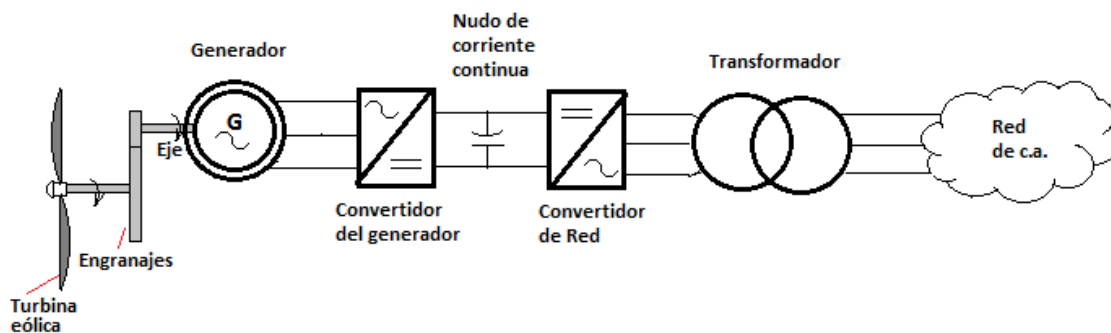


FIGURA 19

La turbina eólica se conecta al rotor del generador, normalmente del tipo síncrono, mediante la transmisión de engranajes. El devanado del estator del generador alimenta al convertidor del generador que actúa como rectificador trifásico controlado proporcionando la energía al nivel de corriente continua (“DC bus”).

La tensión continua alimenta al convertidor de red que actúa como inversor trifásico controlado generando en su salida la onda trifásica de tensión a la frecuencia de la red (50 Hz) para evacuar la energía por medio del transformador.

Los dos convertidores y la etapa de continua se diseñan para dar salida permanente a la plena potencia del generador al estar en serie con él, y de ahí viene su nombre de “plena potencia” o (FC).

Se trata, al igual que el DFIG, de un aerogenerador de velocidad variable, en el que la velocidad de giro de la turbina eólica y la correspondiente del generador serán variables y quedan desacopladas de la frecuencia generada por el inversor que será controlada siempre a 50 Hz para cualquier velocidad de rotación del eje del generador.

En la FIGURA 19 se ha representado el generador acoplado a la turbina eólica mediante una caja de engranajes, pero también hay muchos diseños donde no existe tal transmisión y el acoplamiento es directo entre la turbina eólica y el generador síncrono, que suele ser multipolar (baja velocidad de sincronismo) y con el circuito del rotor a base de imanes permanentes.

La generación fotovoltaica responde también a un esquema parecido al de la FIGURA 19, pero con salida en corriente continua desde los paneles fotovoltaicos a un nivel de tensión continua ( $U_{dc1}$ ). Desde este nudo se alimenta al convertidor DC/AC de red (inversor) y desde éste al transformador de salida igual que en las etapas finales de la FIGURA 19. En la FIGURA 20 se representa este caso de MPE fotovoltaico (FV) que es el más usual.

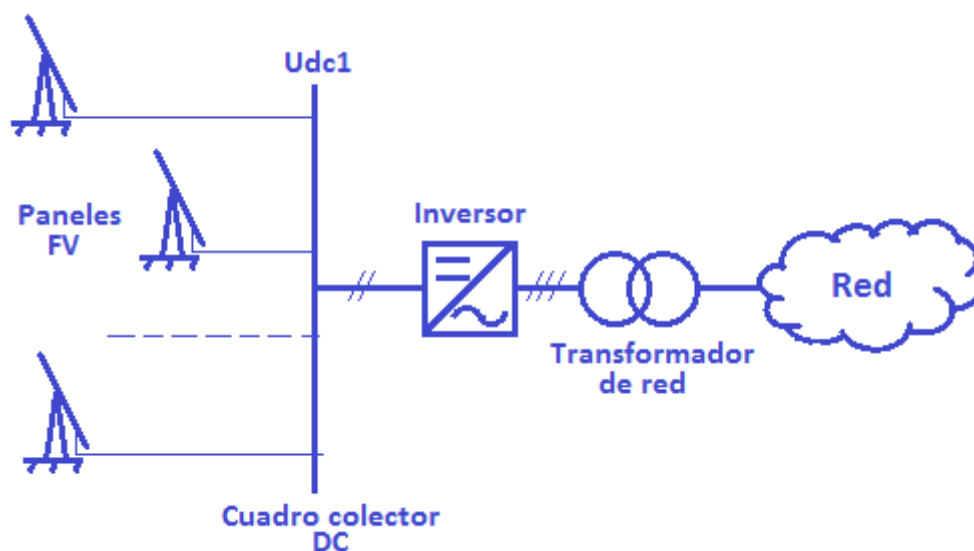


FIGURA 20



### 5.2.3.1 Cortocircuito trifásico

En caso de cortocircuito en el sistema de corriente alterna de un MPE a base de generadores (FC), los convertidores aíslan al generador síncrono de la falta y el comportamiento de éste con sus características eléctricas de funcionamiento no influye en la respuesta del aerogenerador ante el cortocircuito. Es el inversor de red y su sistema de control quienes van a determinar la respuesta del aerogenerador en falta.

Lo mismo sucede en los parques fotovoltaicos (FV). Es el convertidor (inversor) de red quien define la respuesta de intensidad de este generador renovable de MPE ante la falta.

Justo antes de la falta, la estrategia de control del inversor definía la potencia reactiva a/de la red y la tensión en sus terminales. Cuando aparece la falta trifásica en la red o en los terminales de AT del transformador del aerogenerador, la tensión de salida en el inversor cae bruscamente.

La intensidad pasa del valor de prefalta ( $I_0 \leq 1$  p.u) a un valor inicial superior ( $I_1$ ) que puede estar en el intervalo 2 - 3 p.u, para decrecer rápidamente hasta que el sistema de control la limita al valor de ajuste ( $I_L$ ) realizado por el fabricante, normalmente un valor del intervalo 1 - 1.2 p.u.

El tiempo que transcurre hasta que el control logra la limitación suele ser normalmente de 40-50 ms en el caso de aerogeneradores (FC) y ligeramente inferior en el caso de parques fotovoltaicos (FV).

En la FIGURA 21 se ilustra la evolución del valor eficaz de la intensidad de falta para un cortocircuito trifásico en el lado de AT del transformador, con limitación del inversor a la intensidad permanente  $I_{cc} = I_L = 1$  p.u de c.a a 50 Hz:

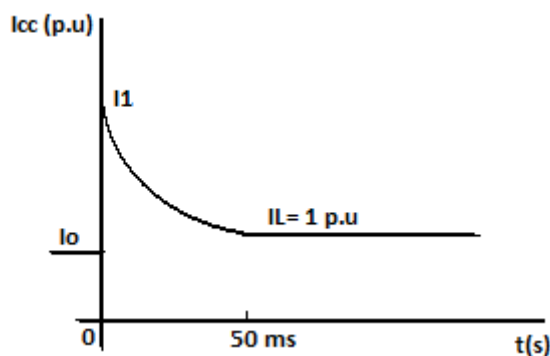


FIGURA 21

En cada una de las tres fases la componente de c.a es la misma, así como su variación en el tiempo. Es esta componente la que detectan las protecciones digitales pues filtran la componente de continua que también existe.

El comportamiento del aerogenerador del tipo (FC), o del parque fotovoltaico (FV), se asume como el de una fuente de intensidad constante para cada fase, de valor eficaz el de limitación ( $I_L$ ) y desfasadas las tres fases entre sí  $120^\circ$  de forma equilibrada.

La detección es internamente por medición de la baja tensión producida durante la falta. Si la falta trifásica está en los terminales de salida del convertidor de red, la tensión es nula y la referencia de frecuencia para el inversor se pierde.

Se representa el aerogenerador (FC), o el parque fotovoltaico (FV), como una fuente de intensidad equilibrada constante e independiente, de valor  $I_{cc} = I_L$  (p.u) válida para tiempos de cortocircuito  $T > 40-50$  ms. Se representa en la FIGURA 22.

La tensión en el Inversor es:  $U_i = I_L(Z_t + Z_c)$  p.u

La tensión en bornas de AT del transformador del Inversor es:  $U_t = I_L Z_c$  p.u

Estos valores de tensión dependen del punto de falta ( $Z_c$ ). Para el caso particular de cortocircuito trifásico en los terminales de AT del transformador del aerogenerador se reducen a los mínimos:  $U_t = 0$  y  $U_i = I_L Z_t$

El Inversor con esta baja ( $U_i$ ) resultante generaría la ( $I_L$ ) de limitación prevista por el fabricante

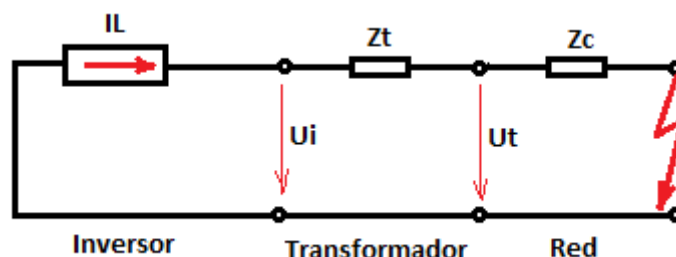


FIGURA 22

Las protecciones deberán detectar la intensidad de cortocircuito (IL) en torno a 1 p.u del inversor, la cual es una carga normal, no una sobreintensidad de falta, por lo que las funciones de sobreintensidad de fases (51) no arrancarán al ser su valor de arranque ajustado siempre superior a 1 p.u. (no detección de la falta).

Las protecciones de distancia de la línea en falta podrían operar si la impedancia vista  $Z_v = U/(\sqrt{3} \cdot I_L)$  queda dentro de la característica de operación ajustada del escalón de distancia. La intensidad (IL) de supervisión que detectan es claramente superior a la mínima de supervisión necesaria para la correcta operación del escalón de distancia que aplique.

### • Comportamiento de las protecciones eléctricas

Se observa que la intensidad permanente de c.a de defecto aportada por el generador del tipo (FC) para faltas trifásicas alejadas (niveles de 20 kV o de 220 kV) es la misma independientemente del punto de defecto. Su valor es el de limitación (IL) que ha sido determinado por el fabricante. Es un valor controlado de salida del inversor.

Se analiza a continuación el previsible comportamiento de las protecciones eléctricas ante faltas trifásicas alejadas a los aerogeneradores (FC) de un parque eólico, por ejemplo.

#### Falta trifásica en el sistema de 20 kV

Una falta en el sistema de 20 kV, como por ejemplo la F2 o la F3 en la Línea 1 repartidora (FIGURAS 1 y 6), será despejada instantáneamente por la función de sobreintensidad de fases (50) del interruptor 52-1 de las cabinas de 20 kV; o si no es así, por su función (51) en muy breve tiempo. La elevada intensidad de falta del sistema de 20 kV más la de los aerogeneradores (FC) conectados en las Líneas 2 y 3 propicia el disparo muy rápido del 52-1. Los aerogeneradores de la Línea 1 del parque quedan por lo tanto desconectados irremisiblemente.

Por otra parte, en tan corto periodo de tiempo de falta (50-70 ms), se tiene que por un lado los fusibles (Fu) de 20 kV del transformador de cada aerogenerador de la Línea 1 no deberían tener tiempo suficiente para fundir con la intensidad de cortocircuito aportada por cada uno de ellos a las faltas F2 y F3. De igual modo no disparará la función (50) del lado de 20 kV del transformador del (FC), caso de existir, por ser su umbral de disparo claramente superior a la aportación del inversor del (FC).

Por otro lado la función de sobreintensidad de fases (51) asociada al interruptor de 0.69 kV de cada aerogenerador del tipo FC no dará disparo con su intensidad de aportación a la falta, ya que en los primeros 40 - 50 ms arrancará pero no tendrá tiempo para actuar con el ajuste de la curva que se haya parametrizado, y después es la (IL) constante aportada ante la que recaerá "reset". En estas circunstancias no se expone al generador (FC) a un riesgo de calentamiento peligroso con su propia aportación de intensidad de falta durante todo el tiempo hasta que el sistema de control actúe apagando el inversor.

En cuanto a la función instantánea de fases (50) de cada generador (FC) de la Línea 1 en el lado de 0.69 kV, no actuará ante la falta en 20 kV, dado que el ajuste a realizar debe salvar la aportación instantánea del (FC) durante los primeros 40 ms pero ser inferior a la mínima aportación del sistema para falta en el lado de 0.69 kV. El sistema de control al cabo de un tiempo prefijado apagará el inversor.

La función instantánea de fases (50) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, deberá estar ajustada para que su intensidad de actuación sea superior a la máxima intensidad trifásica inicial de aportación de todos sus aerogeneradores conectados para falta en salida de la Línea 1 de 20 kV. En cada generador (FC) esta intensidad decrece desde un valor inicial que contiene componente de continua, hasta el valor de limitación



(IL) estipulado en 40- 50 ms, que ya sólo contiene componente de c.a (FIGURA 21). En esta tesitura no debe haber actuación de las funciones (50) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3.

En cuanto a la función (51) de los interruptores de 20 kV de las Líneas 2 y 3, con los ajustes que se les haya realizado y con el muy rápido disparo del 52-1 de la Línea 1, no deberá actuar (coordinación por tiempo requerida). La intensidad que detectarán dichas funciones (51) es la suma de las intensidades de limitación de cada aerogenerador ( $\Sigma I_{Li}$ ) de su línea; siendo  $I_{Li} = 1 - 1.1$  p.u la intensidad individual de cada uno, constante a partir de 40-50 ms, una vez que el control del inversor ha actuado.

Con la no actuación de las funciones (50) y (51) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3 reseñadas en los dos párrafos precedentes, para la falta trifásica postulada en la Línea 1, se mantienen en servicio sus aerogeneradores.

En la situación planteada de falta trifásica en la Línea 1 de 20 kV se pierden irremisiblemente todos los aerogeneradores de dicha Línea; es lo que tiene que suceder.

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancarán para la falta trifásica F2 o F3 representadas en las FIGURAS 1 y 6, pero no tendrían tiempo de actuar al ser instantáneo el despeje del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta trifásica (coordinación por tiempo requerida).

Las funciones de protección de la línea de 220 kV no detectarán habitualmente las faltas trifásicas en el sistema de 20 kV del MPE. Se ajusta su escalón de distancia en zona 3 para no detectar las faltas en este sistema de tensión. En los casos particulares en que sea necesario un largo alcance de la zona 3, que implique la detección de faltas en el sistema de MT, será preciso garantizar la coordinación por tiempo con las protecciones del transformador colector para la falta postulada. En este caso habrá un acuerdo con el propietario del MPE.

#### Falta trifásica en el sistema de 220 kV

Si la falta trifásica lejana es en la línea de 220 kV de Transporte (falta F4 en la FIGURA 1), la zona 1 instantánea de la protección de distancia del lado del (TC) la podrá detectar, pues la inyección de intensidad de fases aportada por el parque eólico desde el inicio de la falta en los dos primeros ciclos de falta superará a la intensidad de supervisión interna de fases ajustada en la protección digital, posibilitando así su actuación si la falta está dentro del alcance óhmico ajustado a dicha zona 1.

Las zonas 2 y 3 de distancia de la protección de la línea en falta, con sus temporizado ajustado usualmente a 0.4 s y 0.8 s respectivamente, también es de esperar que detecten esta falta trifásica F4 en la línea considerada en antena, pues la intensidad de falta aportada por el parque eólico ( $\Sigma I_{Li}$ ), que es la suma de la de limitación controlada ( $I_{Li}$ ) de todos los aerogeneradores (FC), se mantendrá en su valor constante de limitación ( $\Sigma I_{Li}$ ) superior al de supervisión interna de fases ajustado en el relé (21) para las zonas 2 y 3 durante su temporizado de actuación.

La protección diferencial (87L) de la línea de Transporte, de actuación instantánea, también disparará la falta trifásica F4 postulada en la línea.

La función de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) ni siquiera arrancará para falta trifásica en barras de 220 kV (F5), ya que el ajuste de su intensidad de arranque superará a la máxima contribución de intensidad de falta del parque ( $\Sigma I_{Li}$ ). Lo mismo cabe decir también para la falta F4 en la línea de 220 kV (FIGURA 1). Es preciso tener en cuenta que la intensidad trifásica de falta ( $\Sigma I_{Li}$ ) no representa ni siquiera una sobrecarga para el transformador, por lo que no hay riesgo de calentamiento extra.

La función de sobreintensidad de fases instantánea (50) del (TC) deberá estar ajustada con un umbral de intensidad de actuación suficientemente alto para no actuar con la intensidad inicial de falta del parque de aerogeneradores (FC) con todos ellos conectados, de modo que no detectará la falta postulada en el nivel de 220 kV.

#### **5.2.3.2 Cortocircuitos desequilibrados**

Se postulan faltas monofásicas a tierra, bifásicas y bifásicas a tierra. A día de hoy es preciso analizar las dos estrategias factibles de control del inversor de cara a su intensidad de salida que se pueden presentar en la práctica:



### 5.2.3.2.1 Fuentes renovables del tipo (FC) sin contribución de corriente de secuencia negativa

Hasta el presente día, la estrategia de control seguida por los fabricantes en el inversor de salida de los aerogeneradores del tipo (FC), o de los parques fotovoltaicos (FV), ha sido la de generar las tres intensidades de fase equilibradas ante las faltas desequilibradas que se pueden dar en la red. No hay aportación de secuencia negativa ni homopolar por el inversor del aerogenerador a la falta desequilibrada. En este sentido el aerogenerador se comporta como una fuente de intensidad constante y controlada ( $I_L$ ) en el circuito de secuencia positiva y como una impedancia infinita en los circuitos de secuencia negativa y homopolar de la falta desequilibrada. Se representa en la FIGURA 23.

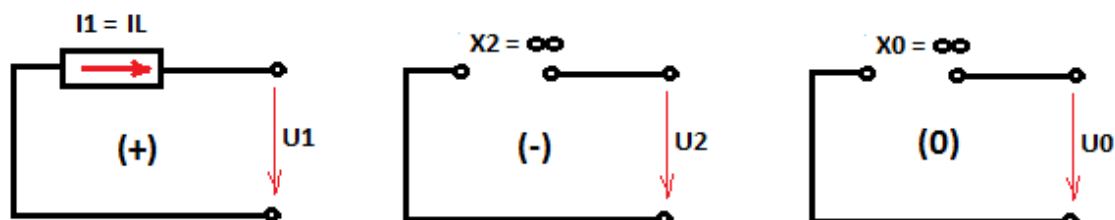


FIGURA 23

Así por ejemplo, para el caso de una falta monofásica a tierra en el sistema de MT (la más común), la conexión de las redes de secuencia sería la mostrada en la FIGURA 24.

Se observa como la tensión de secuencia positiva en el inversor durante la falta ( $U_{1i}$ ) difiere de la ( $U_1$ ) en el punto de defecto, siendo:

$$U_{1i} = I_L(Z_t + Z_c) + U_1$$

Esta ( $U_{1i}$ ) puede ser más o menos elevada dependiendo del valor de la ( $Z_c$ ) de los cables y del punto más o menos lejano del defecto de aislamiento.

La intensidad de secuencia positiva total inyectada en el punto de defecto es:

$$I_1 = I_L + I_{1s}$$

Resultando así la contribución del aerogenerador (FC), o del parque fotovoltaico (FV), y la del sistema eléctrico reducido al de MT.

La tensión de secuencia negativa en el inversor es ( $U_{2i} = U_2$ ) no nula, sin embargo el inversor sólo proporciona ( $I_L$ ) de secuencia positiva. Resulta por ello:  $I_2 = I_{2s}$

No hay tensión homopolar ( $U_{0i}$ ) en los terminales del inversor. La reactancia ( $X_0$ ) es la homopolar del sistema de MT, de modo que la intensidad homopolar ( $I_0$ ) de falta es la proporcionada por dicho sistema ( $I_0 = I_{0s}$ ).

Las intensidades de cortocircuito por las fases A, B y C de salida del aerogenerador serán:

$$I_A = I_L \quad I_B = I_L e^{j240^\circ} \quad I_C = I_L e^{j120^\circ}$$

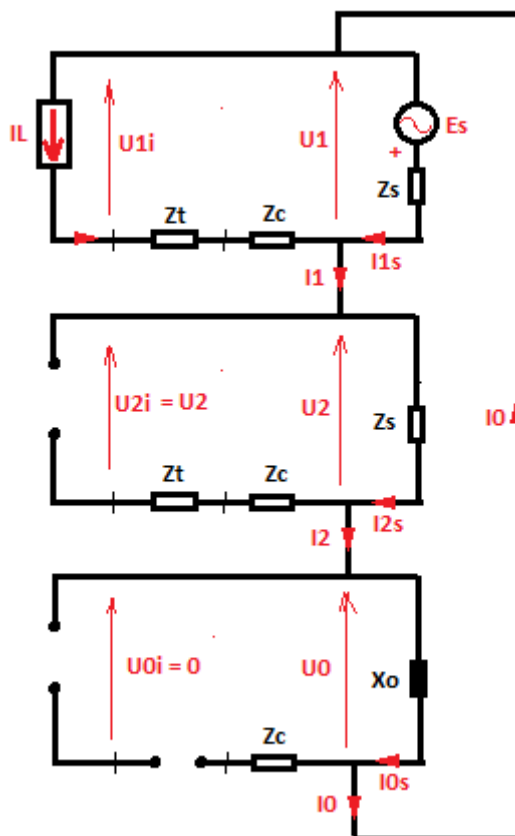


FIGURA 24

Resultan ser perfectamente equilibradas pues así se ha diseñado el sistema de control para generarlas en el inversor de salida de la fuente renovable (FC) o fotovoltaica (FV). Sin embargo las tensiones que resultan en el inversor, consecuencia del cortocircuito, son desequilibradas conteniendo tensión de secuencia positiva y negativa ( $U_{1i}$ ,  $U_{2i}$ ). Lo mismo sucede con las tensiones de fase en el punto de defecto que resultan ser desequilibradas con componentes de secuencia positiva, negativa y cero además ( $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_0$ ).

Las intensidades de fase resultantes hacia el punto de falta son también desequilibradas conteniendo ( $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_0$ ). A la ( $I_1$ ) contribuye el aerogenerador (o el sistema fotovoltaico), pero no lo hace a ( $I_2$ ) ni a ( $I_0$ ).

Para todo tipo de faltas desequilibradas la respuesta del aerogenerador (FC), o del parque fotovoltaico (FV), sería en general la representada en la FIGURA 21.

En la FIGURA 25 se muestra la conexión de las redes de secuencia para una falta bifásica A-B en el sistema de MT del parque eólico tipo (FC) o fotovoltaico (FV).

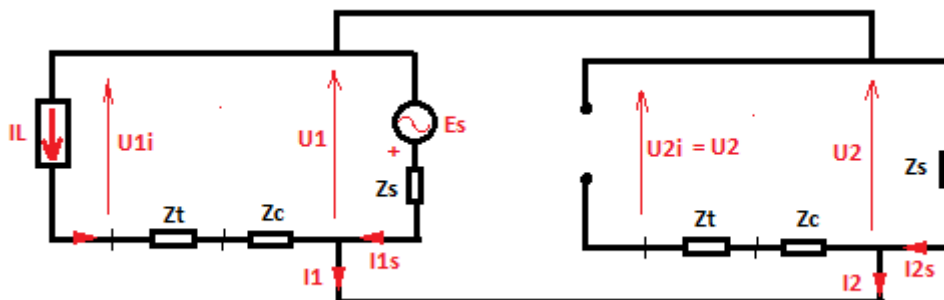


FIGURA 25

En la FIGURA 26 se muestra la simulación de la falta bifásica anterior

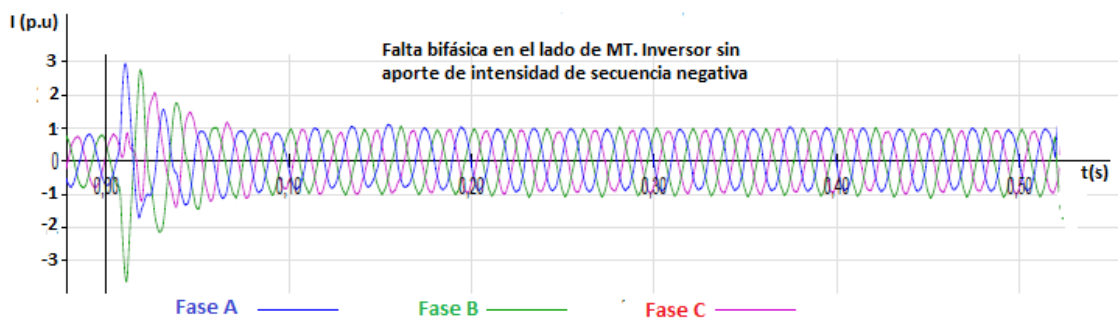


FIGURA 26

Se aprecian las tres intensidades de fase equilibradas cuando el control ha operado. Su valor es  $I_L = 1$  p.u. que ha sido ajustado por el fabricante en este caso. Asimismo se aprecia la componente de continua y el valor de las intensidades de las tres fases en el periodo  $0 < T < 50$  ms antes de que el control haya concluido su actuación.

### • Comportamiento de las protecciones eléctricas

Se analiza el comportamiento de las protecciones eléctricas para faltas desequilibradas en los sistemas de 20 y 220 kV con la aportación de los generadores del tipo (FC) de un parque eólico:

#### Faltas desequilibradas en el sistema de 20 kV

Los aerogeneradores (FC) de este tipo clásico y aún actual, aportan una intensidad trifásica equilibrada generada por el inversor limitada al valor ( $I_L$ ) ante las faltas desequilibradas. No hay intensidades de secuencia negativa y cero (FIGURAS 23, 24 y 25). Esto sucede así a partir de los 40 – 50 ms en los que el control ya ha actuado. Antes, hay una componente de continua adicional que hace que la intensidad supere claramente el valor de limitación controlado ( $I_L$ ) (FIGURA 26)

Una falta bifásica o bifásica a tierra en el sistema de 20 kV, como por ejemplo la F2 o la F3 en la Línea 1 repartidora (FIGURAS 1 y 6), será despejada instantáneamente por la función de sobreintensidad de fases (50) del interruptor 52-1 de las cabinas de 20 kV; o si no es así, por su función (51) en muy breve tiempo. La elevada intensidad de falta del sistema de 20 kV más la de los aerogeneradores (FC) conectados en las Líneas 2 y 3 propicia el disparo muy rápido del 52-1. Los aerogeneradores (FC) de la Línea 1 del parque quedan por lo tanto desconectados irremisiblemente.

Para falta monofásica a tierra, la protección de sobreintensidad de faltas a tierra (51N) de dicha línea, localizada en la correspondiente cabina de MT de barras de 20 kV (interruptor 52-1), detectará la corriente residual ( $3I_0$ ) limitada por la reactancia ( $Z_{os} \approx X_{os}$ ) de su sistema de p.a t. El disparo del interruptor 52-1 de la Línea 1 por dicha (51N) será instantáneo o en el muy breve tiempo de actuación ajustado, despejando el cortocircuito y los aerogeneradores de la Línea 1 se perderán irremisiblemente, tal y como se espera para esta localización de falta. Adicionalmente no hay corriente residual ( $3I_0$ ) de aportación a la falta desde los aerogeneradores (FC) de las Líneas 2 y 3 del parque eólico, por lo que la función de faltas a tierra (51N) de estas dos líneas localizada en las cabinas de 20 kV no arrancará, garantizándose así la continuidad de operación de sus aerogeneradores tras el despeje de la falta.

En tan corto periodo de tiempo de falta desequilibrada (50-70 ms), se tiene que los fusibles ( $F_u$ ) de 20 kV del transformador de cada aerogenerador de la Línea 1 en falta no deberían tener tiempo suficiente para fundir con la intensidad de cortocircuito aportada por cada uno de ellos a las faltas F2 y F3. Su utilidad es para despejar las faltas en el transformador elevador de cada (FC) y en los terminales del inversor, liberando así muy rápidamente al sistema de 20 kV de la falta.

Por otra parte, indicar queda fuera del alcance del presente Anexo la definición del sistema protectorio con el que se despeja el cortocircuito desequilibrado por parte del inversor de cada generador (FC) de la Línea 1 en falta. Es preciso añadir únicamente que no se expone al generador (FC) a un riesgo de calentamiento peligroso con su propia aportación de intensidad de falta trifásica equilibrada, ya que está limitada y controlada a su valor constante de  $I_L = 1$  p.u normalmente.

Las funciones instantáneas de fases (50) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, deberán estar ajustadas para que su intensidad de actuación sea superior a la máxima intensidad inicial de



aportación de todos sus generadores conectados para falta polifásica localizada en salida de la Línea 1 de 20 kV. En cada generador (FC) esta intensidad decrece en 40 – 50 ms desde un valor inicial que contiene componente de continua, hasta el valor de limitación (ILi) estipulado, que ya sólo contiene componente de c.a (FIGURA 21). En esta tesitura no debería haber actuación (arranque) de las funciones (50) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3.

En cuanto a la función (51) de los interruptores de 20 kV de las Líneas 2 y 3, con los ajustes que se les haya realizado y con el muy rápido disparo del 52-1 de la Línea 1 en falta, no deberán actuar (coordinación por tiempo requerida). La intensidad que detectarán dichas funciones (51) es la suma de las intensidades de limitación de cada aerogenerador ( $\sum ILi$ ) de su línea; siendo  $ILi = 1 - 1.1$  p.u la intensidad individual de cada (FC), constante a partir de 40-50 ms, una vez que el control del inversor ha actuado.

Con la no actuación de las funciones (50) y (51) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3 reseñadas en los dos párrafos precedentes, para la falta desequilibrada postulada en la Línea 1, se mantienen en servicio sus aerogeneradores.

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancarán para las faltas polifásicas desequilibradas F2 y F3 representadas en las FIGURAS 1 y 6, pero no tendrán tiempo de actuar al ser instantáneo el despeje del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta (coordinación por tiempo requerida).

Las funciones de protección de la línea de 220 kV no detectarán habitualmente las faltas polifásicas desequilibradas en el sistema de 20 kV del MPE. Se ajusta su escalón de distancia en zona 3 para no detectar las faltas en este sistema de tensión. En los casos particulares en que sea necesario un largo alcance de la zona 3, que implique la detección de faltas en el sistema de MT, será preciso garantizar la coordinación por tiempo con las protecciones del transformador colector para la falta postulada. En este caso habrá un acuerdo con el propietario del MPE.

#### Faltas desequilibradas en el sistema de 220 kV

Si la falta desequilibrada lejana es en la línea de 220 kV de Transporte (falta F4 en la FIGURA 1) es dentro del alcance ajustado a la zona 1 instantánea de la protección de distancia del lado del (TC), dicha zona actuará si y sólo si durante los dos primeros ciclos del régimen transitorio inicial de la falta, la inyección de intensidad de secuencia negativa del parque de generación renovable del tipo (FC) que pudiera aparecer es superior al correspondiente umbral internamente ajustado en el relé digital de distancia. Esto es así porque la mayoría de relés digitales utilizan en su algoritmo de medida la intensidad de secuencia negativa en faltas desequilibradas. Queda la incertidumbre en la actuación de la zona 1.

Ante una potencial no actuación inicial de la zona 1 local, la situación es distinta a partir del momento en que el extremo remoto de la línea abre instantáneamente por sus protecciones principales (lo usual). Ahora el sistema de 220 kV ha quedado aislado de la falta y el parque eólico del tipo (FC) clásico se queda solo sobre ella que es desequilibrada. El sistema de control de los inversores de los generadores (FC) no puede mantener un sistema equilibrado de intensidades en esta situación, por lo que deberá desconectarlos de forma instantánea. Su intensidad aportada al defecto se anula bruscamente.

Si se postula falta alejada en la línea fuera del alcance de la zona 1 pero dentro del alcance de la zona 2, y mientras el extremo remoto de la línea no haya abierto por sus protecciones principales (lo que implica fallo de éstas), la zona 2 de distancia del relé digital de protección de la línea en el extremo del parque de fuentes del tipo (FC), no tiene garantía de actuación ante la falta desequilibrada al carecer la corriente inyectada por el parque de componente de intensidad de secuencia negativa, pero sí existiendo para él tensión de secuencia negativa aportada por el sistema de 220 kV.

Si el extremo remoto de la línea abre instantáneamente ante dicha falta, como es lo normal, entonces el parque de fuentes renovables del tipo (FC) clásico, deja bruscamente de inyectar corriente a la falta desequilibrada. Los inversores no pueden mantener un sistema equilibrado de intensidades en esta situación por lo que serán desconectados al momento. La zona 2 tampoco ha actuado.

Para falta en las barras remotas de 220 KV en ausencia de diferencial de barras, o con fallo de ella, nuevamente la zona 2 local no tiene ninguna garantía de actuación, pues no hay inyección de intensidad de secuencia negativa por el parque de generadores (FC) ante la falta desequilibrada.

El comportamiento de la zona 3 de distancia de la protección digital de la línea en el extremo de la generación renovable del tipo (FC), es igual que el de la zona 2. No hay ninguna garantía de actuación ante la falta.



La protección diferencial (87L) de la línea de Transporte, sí que disparará instantáneamente la falta desequilibrada F4 postulada en la línea.

Para faltas a tierra en la línea de 220 kV la función (67N) del relé del lado del parque de fuentes renovables, arrancará gracias a la aportación de intensidad de secuencia cero ( $3I_0$ ) del Transformador Colector (TC), así como a la presencia de tensión residual de polarización ( $3V_0$ ) para la función de tierra. Esto será así, si y sólo si el extremo remoto de la línea no ha abierto, lo cual implica que sus protecciones instantáneas no han actuado (fallo de ellas). En estas condiciones la función (67N) dará disparo de su interruptor cuando se alcance el tiempo de actuación previsto ajustado.

Si ante la falta a tierra en línea, el extremo remoto de ella abre instantáneamente por sus protecciones (el caso normal), la intensidad equilibrada de los aerogeneradores clásicos del tipo (FC) cae bruscamente a cero en ese instante. El inversor de cada generador (FC) no puede en esta situación mantener un sistema equilibrado de intensidades aportando corriente a la falta sobre la que se ha quedado aislado el parque de renovables.

La función de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) ni siquiera arrancará para falta desequilibrada en barras de 220 kV (Falta F5 en la FIGURA 1), ya que el ajuste de su intensidad de arranque superará a la máxima contribución de intensidad de falta del parque ( $\Sigma I_{Li}$ ) formada por la suma de las intensidades equilibradas ( $I_{Li}$ ) de cada generador (FC). Lo mismo cabe decir también para la falta F4 en la línea de 220 kV (FIGURA 1). Es preciso tener en cuenta que la intensidad equilibrada de falta ( $\Sigma I_{Li}$ ) aportada por el parque de generadores (FC) clásicos, no representa ni siquiera una sobrecarga para el transformador, por lo que no hay riesgo de calentamiento extra.

La función de sobreintensidad de fases instantánea (50) del (TC) deberá estar ajustada con un umbral de intensidad de actuación suficientemente alto para no actuar con la intensidad inicial de falta del parque de aerogeneradores (FC) con todos ellos conectados, de modo que no detectará la falta postulada en el nivel de 220 kV.

Si la falta desequilibrada es en barras de 220 kV y con contacto a tierra, la componente residual ( $3I_0$ ) que introduce el (TC) hará arrancar y actuar a su función (51N), ya que normalmente superará al umbral de arranque ajustado. Dará disparo del interruptor del transformador al cabo de cumplirse su tiempo de actuación o el temporizado ajustado. Esto será así en ausencia de protección diferencial de barras, o en caso de fallo de ella de modo que el sistema de 220 kV quede conectado a las barras en defecto. Lo mismo cabe decir en caso de falta a tierra en la línea de 220 kV con fallo de las protecciones de la línea del lado del parque de las fuentes renovables. La función (51N) acudirá en respaldo disparando el interruptor de AT del (TC). Para que se dé esta actuación es preciso que también hayan fallado las protecciones de la línea del extremo remoto, de modo que el sistema de 220 KV esté permanentemente sobre la falta. Por el contrario, si para la falta a tierra postulada en la línea abre instantáneamente su interruptor remoto ordenado por las protecciones principales, entonces en dicho instante la intensidad de los generadores (FC) clásicos caerá bruscamente a cero, porque en estas circunstancias su inversor no puede mantener un sistema equilibrado de intensidades aportando a la falta desequilibrada, por lo que quedarán desacoplados. No hay intensidad ( $3I_0$ ) por el transformador.

#### 5.2.3.2.2 Fuentes renovables del tipo (FC) con contribución de corriente de secuencia negativa

En el caso de faltas desequilibradas, existen diferentes formas de aportar corriente de secuencia negativa. Una de ellas, quizá la más extendida, es considerar que el sistema de control del inversor cuando mide una tensión de secuencia negativa en su salida, como consecuencia de una falta desequilibrada, actúa generando una intensidad de secuencia negativa en cuadratura con aquélla asimilándose así a una reactancia. La posibilidad de ajustar esta reactancia al valor deseado por el usuario es una facilidad adicional que se puede incorporar.

Según lo anterior, el circuito de secuencia negativa, una vez que ha actuado el sistema de control, es decir a partir de  $T > 40-50$  ms desde el inicio del cortocircuito, se compone de una reactancia ( $jX_2$ ) de valor constante pero configurable por el usuario. Se representa en la FIGURA 27

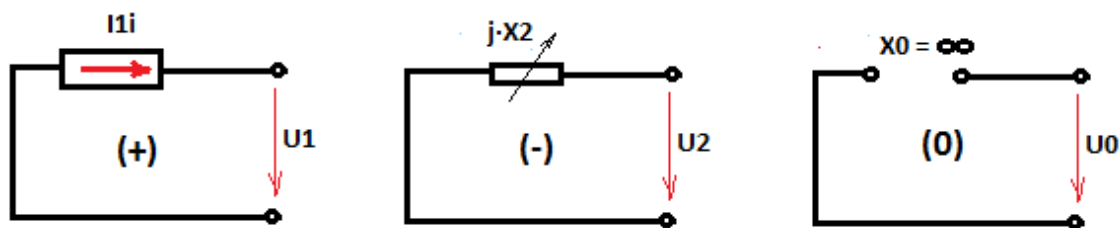


FIGURA 27

Con esta estrategia se consigue que el comportamiento del aerogenerador del tipo (FC) o del parque fotovoltaico (FV) sea equivalente al de un generador síncrono convencional ante las tensiones desequilibradas por faltas o situaciones de desequilibrio que superen el umbral mínimo de tensión de secuencia negativa ajustado en el sistema de control.

Como se aprecia en la figura, el circuito de secuencia positiva sigue como una fuente de intensidad constante ( $I_{1i}$ ) de secuencia positiva. Su valor lo definirá el fabricante, pues ahora las intensidades de fase de salida del inversor son desequilibradas y deben estar limitadas a un valor ( $I_L$ ) compatible con la electrónica de potencia del inversor de salida.

En general el comportamiento del inversor en cuanto a sus intensidades de salida ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ) ante la falta desequilibrada será como sigue:

$$I_A = I_{1i} + I_{2i} \quad I_B = a^2 \cdot I_{1i} + a \cdot I_{2i} \quad I_C = a \cdot I_{1i} + a^2 \cdot I_{2i} \quad a = e^{j120^\circ}$$

Dependiendo del tipo de falta que aparezca, así se interconectarán las redes de secuencia resultando las intensidades desequilibradas ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ) anteriores, que diferirán en general en módulo y desfase entre ellas distinto de  $120^\circ$ . La estrategia del fabricante será normalmente la de limitar a un valor dado ( $I_L$ ), y controlado, la máxima de las tres intensidades de fase una vez que el sistema de control actúe:

$$I_L = \text{Máx}(I_A, I_B, I_C)$$

En estos casos, la fuente de intensidad constante de secuencia positiva ( $I_{1i}$ ) tendrá generalmente un valor inferior a ( $I_L$ ) y que proporcionará el fabricante. Normalmente ( $I_L$ ) será un valor del intervalo  $I_L = 1 - 1.2 \text{ p.u.}$

En la FIGURA 28 se vuelve a representar el caso más común de la falta monofásica a tierra en el lado de MT de un aerogenerador (FC) o de un parque fotovoltaico (FV) con aporte de intensidad de secuencia negativa ( $I_{2i}$ ).

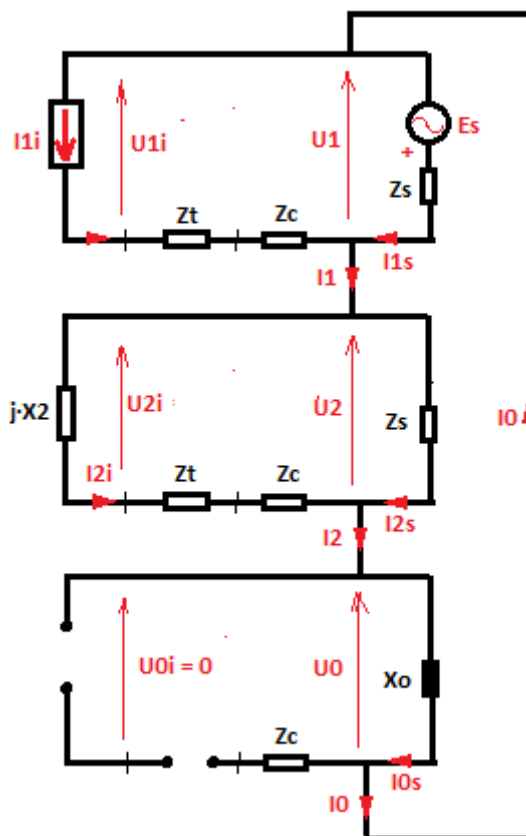


FIGURA 28

La corriente de secuencia negativa del inversor ( $I_{2i}$ ) dependerá de ( $jX_2$ ) y del resto de parámetros del sistema eléctrico. De igual modo para la tensión ( $U_{2i}$ ) en los terminales del inversor.

Para otros tipos de faltas desequilibradas cambia la interconexión de las redes de secuencia de la FIGURA 27 y con ello las intensidades desequilibradas ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ) de falta aportadas por el inversor (fuente renovable), siendo la corriente limitada ( $I_L$ ) nuevamente la máxima de las tres fases con la estrategia indicada. En la FIGURA 29 se muestra el circuito que resulta para la determinación de una falta bifásica.

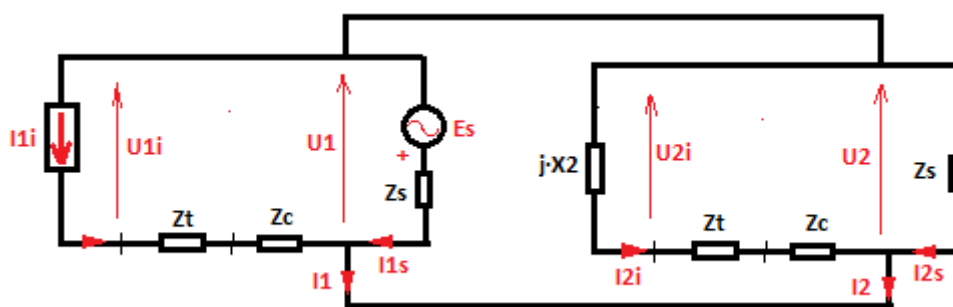


FIGURA 29

Se aprecia como la intensidad de secuencia positiva del inversor ( $I_{1i}$ ) se suma a la aportada por el sistema de MT ( $I_{1s}$ ) para componer la intensidad total de secuencia positiva de falta ( $I_1$ ).

Lo mismo para la intensidad de secuencia negativa ( $I_2$ ) de falta que es la suma de la ( $I_{2i}$ ) del inversor y la intensidad de secuencia negativa del sistema ( $I_{2s}$ ).

En la FIGURA 30 se ilustran las intensidades de fase  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  por el inversor de un aerogenerador del tipo (FC) para una falta bifásica A-B en el lado de MT del parque eólico (falta lejana).

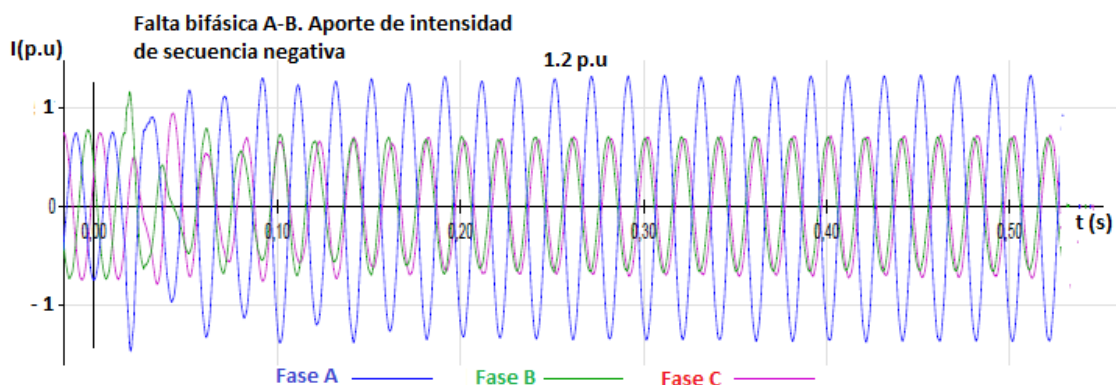


FIGURA 30

Obsérvese que la intensidad de limitación ajustada por el fabricante (IL) en el sistema de control es para generar 1.2 p.u y que es la fase A en falta (color azul) la que produce la mayor intensidad de las tres fases.

En este caso particular se aprecia también que a partir de unos 80 ms aproximadamente, el sistema de control particular seleccionado por el fabricante ya limita la intensidad de falta a 1.2 p.u, y que en las fases B y C la intensidad resultante es del orden de 0.5 p.u y casi sin desfase entre ambas.

La corriente previa existente antes del cortocircuito era inferior a 1 p.u como puede apreciarse.

Es preciso indicar que, en general, durante los primeros 40-50 ms de falta, en los que el sistema de control aún no ha concluido su actuación, las intensidades desequilibradas de las fases alcanzan valores normalmente superiores a los de (IA, IB, IC) una vez que el control ha actuado. Contienen también componente de corriente continua que requiere de un tiempo mínimo de filtrado con los relés digitales. En este periodo inicial de falta descontrolado, en el procesado de la componente de corriente alterna a 50, Hz pueden aparecer errores de detección de la(s) fase(s) en falta por determinados modelos de protección de distancia, dependiendo ello de los algoritmos de selección de fases que utilicen, lo que representa una severa limitación para algunos modelos de protección de distancia en su zona instantánea. El problema de la incorrecta selección de fase(s) en falta se ha puesto de manifiesto en la referencia bibliográfica [4]. Los errores de selección desaparecen una vez que el control ha actuado pasados los 40-50 ms iniciales de falta.

### • Comportamiento de las protecciones eléctricas

Se analiza el comportamiento de las protecciones eléctricas para faltas desequilibradas en los sistemas de 20 y 220 kV con la aportación de los generadores del tipo (FC) que incorporan inyección de intensidad de secuencia negativa a la falta:

#### Faltas desequilibradas en el sistema de 20 kV

Los aerogeneradores (FC) de este tipo, aportan intensidades de fases desequilibradas que contienen componentes de secuencia positiva y negativa generadas por el inversor de forma que se limita al valor controlado ( $IL = 1 - 1.2$  p.u) la máxima de las tres intensidades de fase ante las faltas desequilibradas (FIGURAS 27, 28 y 29).

Una falta bifásica, o bifásica a tierra, en el sistema de 20 kV, como por ejemplo la F2 o la F3 en la Línea 1 repartidora (FIGURAS 1 y 6), será despejada instantáneamente por la función de sobreintensidad de fases (50) del interruptor 52-1 de las cabinas de 20 kV; o si no es así, por su función (51) en muy breve tiempo. La elevada intensidad de falta del sistema de 20 kV más la de los aerogeneradores (FC) conectados en las Líneas 2 y 3 propicia el disparo muy rápido del 52-1. Los aerogeneradores (FC) de la Línea 1 del parque quedan por lo tanto desconectados irremisiblemente.

Para falta monofásica a tierra, la protección de sobreintensidad de faltas a tierra (51N) de dicha línea, localizada en la correspondiente cabina de MT de barras de 20 KV (interruptor 52-1), detectará la corriente residual (3.Io) limitada por la reactancia ( $Zos \approx Xos$ ) de su sistema de p.a t. El disparo del interruptor 52-1 de la Línea 1 por dicha (51N) será instantáneo o en el muy breve tiempo de actuación ajustado, despejando el cortocircuito y los aerogeneradores de la Línea 1 se perderán irremisiblemente, tal y como se espera para este tipo y localización de falta. Adicionalmente no hay corriente residual (3.Io) de aportación a la falta desde los aerogeneradores (FC) de las Líneas 2 y 3 del parque



eólico, por lo que la función de faltas a tierra (51N) de estas dos líneas localizada en las cabinas de 20 kV no arrancará, garantizándose así la continuidad de operación de sus aerogeneradores tras el despeje de la falta.

En tan corto periodo de tiempo de falta desequilibrada (50-70 ms), se tiene que los fusibles (Fu) de 20 kV del transformador de cada aerogenerador de la Línea 1 en falta no deberían tener tiempo suficiente para fundir con la intensidad de cortocircuito aportada por cada uno de ellos a las faltas F2 y F3 en 20 kV (FIGURA 6). Su utilidad es para despejar las faltas en el transformador elevador de cada (FC) y en los terminales del inversor, liberando así muy rápidamente al sistema de 20 kV de la falta.

Por otra parte, se indica que queda fuera del alcance del presente Anexo la definición del sistema protectivo con el que se despeja el cortocircuito desequilibrado por parte del inversor de cada generador (FC) de la Línea 1 en falta. Es preciso añadir únicamente que no se expone al generador (FC) a un riesgo de calentamiento peligroso con su propia aportación de intensidad de falta desequilibrada, ya que está limitada y controlada a su valor constante de  $IL = 1-1.2$  p.u normalmente.

Las funciones instantáneas de fases (50) de los interruptores de 20 kV de las cabinas de MT de las Líneas 2 y 3, deberán estar ajustadas para que su intensidad de actuación sea superior a la máxima intensidad inicial de aportación de todos sus generadores conectados para falta polifásica localizada en salida de la Línea 1 de 20 kV. En cada generador (FC) esta intensidad decrece en 40 - 50 ms desde un valor inicial que contiene componente de continua, hasta el valor de limitación (ILi) estipulado, que ya sólo contiene componente de c.a (FIGURA 30). En esta tesitura no debería haber actuación (arranque) de las funciones (50) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3.

En cuanto a la función (51) de los interruptores de 20 kV de las Líneas 2 y 3, con los ajustes que se les haya realizado y con el muy rápido disparo del 52-1 de la Línea 1 en falta, no deberán actuar (coordinación por tiempo). La intensidad que detectarán dichas funciones (51) es la suma de las intensidades de limitación de cada aerogenerador ( $\sum ILi$ ) de su línea; siendo normalmente  $ILi = 1 - 1.2$  p.u la intensidad individual de cada (FC), constante a partir de 40-50 ms, una vez que el control del inversor ha actuado.

Con la no actuación de las funciones (50) y (51) de las cabinas de 20 kV de las Líneas 2 y 3 reseñadas en los dos párrafos precedentes, para la falta desequilibrada postulada en la Línea 1, se mantienen en servicio sus aerogeneradores.

Las funciones de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) arrancarán para la falta polifásica F2 o F3 representadas en las FIGURAS 1 y 6, pero no tendrían tiempo de actuar al ser instantáneo el despeje del interruptor 52-1 de la Línea 1 en falta (coordinación por tiempo).

Las funciones de protección de la línea de 220 kV no detectarán habitualmente las faltas polifásicas desequilibradas en el sistema de 20 kV del MPE. Se ajusta su escalón de distancia en zona 3 para no detectar las faltas en este sistema de tensión. En los casos particulares en que sea necesario un largo alcance de la zona 3, que implique la detección de faltas en el sistema de MT, será preciso garantizar la coordinación por tiempo con las protecciones del transformador colector para la falta postulada. En este caso habrá un acuerdo con el propietario del MPE.

#### Faltas desequilibradas en el sistema de 220 kV

Si la falta desequilibrada lejana en la línea de 220 kV de Transporte (falta F4 en la FIGURA 1) es dentro del alcance ajustado a la zona 1 instantánea de la protección digital de distancia del lado del (TC), esta zona actuará correctamente si y sólo si la selección de fase(s) en falta durante los primeros dos ciclos del régimen transitorio es acertada, lo cual dependerá del algoritmo del modelo de relé utilizado (Referencia bibliográfica [4]). Con la inyección de corriente de secuencia negativa de este tipo de generadores (FC) desde el primer instante de falta, que será superior al correspondiente umbral Interno ajustado en el relé digital, habrá actuación correcta de la zona 1 si la selección de fase(s) en falta fue acertada.

Ante una potencial no actuación inicial de la zona 1 local, la situación es distinta a partir del momento en que el extremo remoto de la línea abre instantáneamente por sus protecciones principales (lo usual). Ahora el sistema de 220 kV ha quedado aislado de la falta y el parque eólico del tipo (FC) se queda solo sobre ella que es desequilibrada. Dado que habrán transcurrido ya 50-70 ms, el sistema de control de los inversores de los generadores FC se ha hecho ya con el control y limita la intensidad de falta al valor  $IL = \text{Máx} (IA, IB, IC) = 1 - 1.2$  p.u normalmente. La corriente homopolar ( $I_0$ ) al defecto la aporta el (TC) si la falta involucra tierra, de modo que para cualquier tipo de falta desequilibrada es segura la actuación de la zona 1 instantáneamente en esta situación a partir de  $t = 50-70$  ms. Cabe decir que cuando el control del inversor está actuando la selección de fase(s) en falta por parte del relé será correcta.



Si se postula falta alejada en la línea fuera del alcance de la zona 1 pero dentro del alcance de la zona 2, y mientras el extremo remoto de la línea no haya abierto por sus protecciones principales (lo que implica fallo de éstas), la zona 2 de distancia del relé digital de protección de la línea en el extremo del parque de fuentes del tipo (FC), tiene garantía de actuación ante la falta desequilibrada al detectar la corriente de secuencia negativa inyectada por el parque de este tipo de generadores renovables del tipo (FC).

Si el extremo remoto de la línea abre instantáneamente ante dicha falta, como es lo normal, entonces el parque de fuentes renovables (FC) de este tipo, seguirá inyectando corriente a la falta desequilibrada con componentes de secuencia positiva y negativa. Si la falta involucra tierra el (TC) inyectará también componente de secuencia cero que también será detectada por la zona 2 de la línea. La zona 2 disparará su interruptor de línea cuando se cumpla el temporizado ajustado (normalmente 0.4 s y en algunas ocasiones 0.2 s o 0.6 s).

Para falta en las barras remotas de 220 kV en ausencia de diferencial de barras, o con fallo de ella, nuevamente la zona 2 local tiene garantía de actuación.

El comportamiento de la zona 3 de distancia de la protección digital de la línea en el extremo de la generación renovable del tipo (FC), es igual que el de la zona 2. Cabe esperar su actuación temporizada al cabo del ajuste TZ3 = 0.8 s normalmente, o 1 s en algunos casos.

La protección diferencial (87L) de la línea de Transporte, también disparará instantáneamente la falta desequilibrada F4 postulada en la línea de 220 kV.

Para faltas a tierra en la línea de 220 kV la función (67N) del relé del lado del parque de fuentes renovables, arrancará gracias a la aportación de intensidad de secuencia cero ( $3.I_0$ ) del Transformador Colector (TC), así como a la presencia de tensión residual de polarización ( $3.V_0$ ) para la función de tierra. Esto será así tanto si el extremo remoto de la línea no ha abierto como si lo ha hecho. En consecuencia la función (67N) dará disparo al cumplirse su temporizado ajustado o su tiempo previsto de actuación.

La función de sobreintensidad de fases (51) del Transformador Colector (TC) ni siquiera arrancará para falta desequilibrada en barras de 220 kV (Falta F5 en la FIGURA 1), ya que el ajuste de su intensidad de arranque de fases superará a la máxima contribución de intensidad de falta del parque ( $\Sigma I_{Li}$ ) formada por la suma de las intensidades equilibradas  $I_{Li} = \text{Máx}(I_A, I_B, I_C = 1-1.2 \text{ p.u. normalmente de cada generador (FC)}$ ). Lo mismo cabe decir también para la falta F4 en la línea de 220 kV (FIGURA 1). Es preciso tener en cuenta que la intensidad equilibrada de falta ( $\Sigma I_{Li}$ ) aportada por el parque de generadores (FC) de este tipo, no representa ni siquiera una sobrecarga para el transformador, por lo que no hay riesgo de calentamiento extra.

La función de sobreintensidad de fases instantánea (50) del (TC) deberá estar ajustada con un umbral de intensidad de actuación suficientemente alto para no actuar con la intensidad inicial de falta del parque de aerogeneradores (FC) con todos ellos conectados, de modo que no detectará la falta postulada en el nivel de 220 kV.

Si la falta desequilibrada es en barras de 220 kV y con contacto a tierra, la componente residual ( $3.I_0$ ) que introduce el (TC) hará arrancar y actuar a su función (51N), ya que normalmente superará al umbral de arranque ajustado. Dará disparo del interruptor del transformador al cabo de cumplirse su tiempo de actuación o el temporizado ajustado. Esto será así en ausencia de protección diferencial de barras, o en caso de fallo de ella. Lo mismo cabe decir en caso de falta a tierra en la línea de 220 kV. La función (51N) acudirá en respaldo ante fallo de las protecciones de línea disparando el interruptor de AT del (TC).



## 6 REFERENCIAS

---

- [1]. Procedimiento de Operación 12.2 del Operador del Sistema (OS)(P.0 12.2)
- [2]. Fault Current Contributions from Wind Plants. A report to the Transmission & Distribution Committee. Electric Machinery Committee of the IEEE Power and Energy Society. (Prepared by the Joint Working Group).
- [3]. Power Systems Modelling and Fault Analysis. Theory and Practice. (Nasser Tleis)
- [4]. Negative sequence current injection by power electronics based generators and its impact on faulted phase selection algorithms of distance protection. (MIGRATE Consortium).

