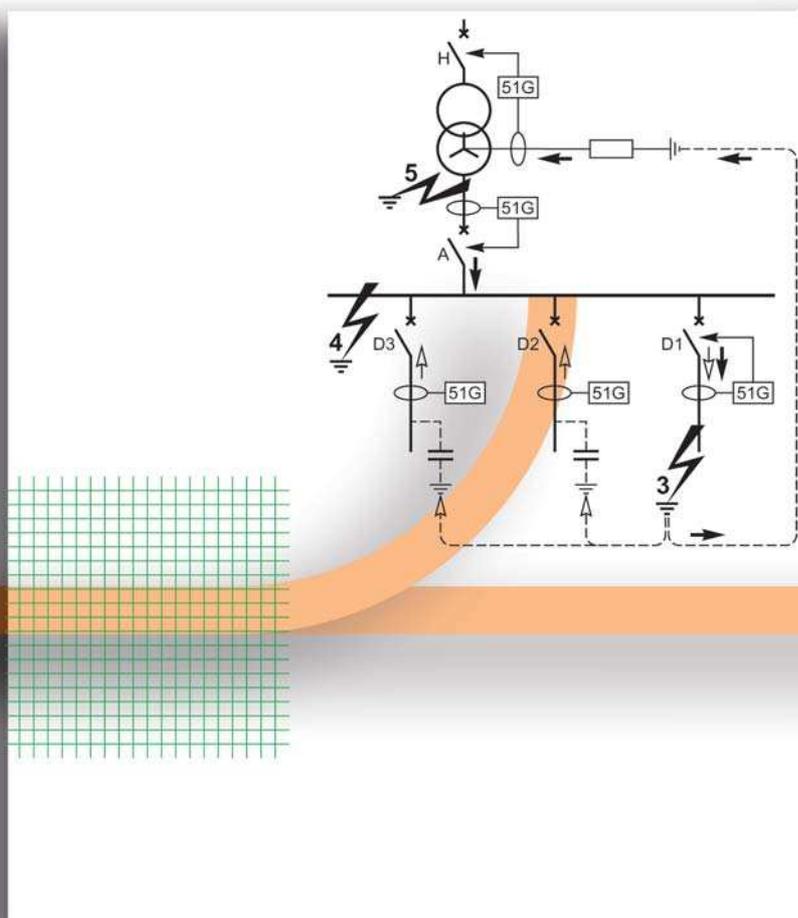


# Protección de red eléctrica

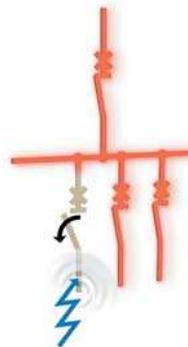
## Guía de protección

Guía



**The Guiding System, combined with the know-how and creativity, allows optimised, reliable, open-ended and standard compliant installations**

**Continuidad del suministro**



*Discriminación garantiza la coordinación entre los operadores características del circuito conectado en serie-interruptores Si se produce un defecto aguas abajo, sólo el interruptor automático colocado inmediatamente aguas arriba de la falla se disparará.*

**SM6**

Sistema de cuadros de media tensión de 1 a 36 kV



**Sepam**

Relés de protección



**Masterpact**

Aparatura de protección de 100 a 6300 A



**Un diseño consistente de ofertas desde Media Tensión hasta Baja Tensión**

**Herramientas de guía para un diseño e implementación más eficiente de sus instalaciones**



**La guía**

Oficina de proyectos, consultor, contratista, cuadrista, docente, formador, La Guía, según IEC 60364, es la herramienta esencial para "orientarlo" en cualquier momento hacia información completa y concreta sobre las nuevas soluciones técnicas, los componentes de una instalación, las modificaciones de las normas IEC, los conocimientos electrotécnicos fundamentales, las etapas de diseño, de media a baja tensión.



**las guías técnicas**

La guía de instalación eléctrica, la guía de implantación de cuadros, las publicaciones técnicas o "Cahiers Techniques" y las tablas de coordinación constituyen auténticas herramientas de referencia para el diseño de instalaciones eléctricas de altas prestaciones. Estas guías lo ayudan a cumplir con las reglas y normas de instalación.

**Cuadros de distribución homologados  
mediante montaje sencillo**



*Conexión directa de canalización prefabricada Canalis KT en la Masterpact 3200A cortacircuitos*

**Conocimiento en todo momento del estado de la instalación**

*Gracias al uso de tecnologías Web estándar, puede ofrecer a sus clientes cuadros inteligentes Merlin Gerin que permitan un fácil acceso a la información: seguimiento de corrientes, tensiones, potencias, historial de consumos, etc.*



**Compacto**

Aparata de protección sistema de 100 a 630 A



**9 múltiples**

Protección modular sistema de conmutación hasta 125A



**prisma plus**

Sistema funcional para cuadros de distribución eléctrica hasta 3200A



**software y herramientas CAD**

El software y las herramientas CAD mejoran la productividad y la seguridad. Le ayudan a crear sus instalaciones al simplificar la elección del producto y al mismo tiempo cumplir con los estándares y los procedimientos adecuados.



**Capacitación**

La formación le permite adquirir la experiencia de Merlin Gerin (diseño de instalaciones, trabajo con encendido, etc.) para aumentar la eficiencia y garantizar un mejor servicio al cliente.

# Guiding

TOOLS

## merlin-gerin.com

Este sitio internacional le permite acceder a todos los productos de Merlin Gerin en solo 2 clics a través de **amplia gama** hojas de datos, con enlaces directos a:

- bbiblioteca completa:
- documentos técnicos, catálogos, preguntas frecuentes,
- folletos...
- bgúías de selección del catálogo electrónico.
- bsitios de descubrimiento de productos y su Flash animaciones

También encontrará resúmenes ilustrados, noticias a las que te puedes suscribir, la lista de contactos de países...



## The technical guide

Estas guías técnicas ayudarle a cumplir con los estándares de instalación y reglas, es decir:

- la guía de instalación eléctrica,
- la protección guía,
- la centralita
- Guía de implementación,
- los folletos técnicos
- y la coordinación

todas las tablas forman herramientas de referencia genuinas para el diseño de equipos eléctricos de alto rendimiento instalaciones.

Por ejemplo, la guía de coordinación de protección BT - discriminación y cascada - optimiza elección de los dispositivos de protección y conexión aumentando también notablemente la continuidad del suministro en las instalaciones.



<b>Presentación</b>	2
<b>Arquitectura del sistema de potencia</b>	
Criteria de selección	4
Ejemplos de arquitecturas	5
<b>puesta a tierra neutra</b>	
Cinco sistemas de puesta a tierra de neutro Neutro aislado	6
Resistencia de puesta a tierra	7
Puesta a tierra de baja reactancia	8
Puesta a tierra de reactancia de compensación	9
Neutro sólidamente puesto a tierra	10
<b>Corrientes de cortocircuito</b>	
Introducción a los cortocircuitos	11
Tipos de cortocircuito	12
Cortocircuito entre terminales del generador Cálculo de corrientes de cortocircuito Comportamiento del equipo durante cortocircuitos	13
<b>Sensores</b>	
Sensores de corriente de fase (CT)	14
Sensores de corriente de fase (LPCT)	15
Sensores de corriente residual	16
Transformadores de tensión (VT)	17
<b>Funciones de protección</b>	
Características generales	18
Lista de funciones	19
Funciones asociadas	20
<b>Discriminación</b>	
Discriminación basada en tiempo	21
Discriminación basada en corriente	22
Discriminación lógica	23
Discriminación de protección direccional	24
Discriminación de protección diferencial	25
Discriminación combinada	26
<b>Protección del sistema de energía</b>	
Sistemas de potencia de entrada única	27
Sistemas de potencia de entrada doble	28
Sistemas de potencia de bucle abierto	29
Sistemas de potencia de bucle cerrado	30
<b>Protección de barras</b>	
Tipos de fallas y funciones de protección	31
<b>Protección de enlace (línea y cable)</b>	
Tipos de fallas y funciones de protección	32
<b>Protección del transformador</b>	
tipos de fallas	33
Funciones de protección	34
Configuraciones recomendadas	35
Ejemplos de aplicaciones	36
<b>Protección del motor</b>	
tipos de fallas	37
Funciones de protección	38
Configuraciones recomendadas	39
Ejemplos de aplicaciones	40
<b>Protección del generador</b>	
tipos de fallas	41
Funciones de protección	42
Configuraciones recomendadas	43
Ejemplos de aplicaciones	44
<b>Protección de condensadores</b>	
tipos de fallas	45
Funciones de protección	46
Ajustes recomendados y ejemplos de aplicaciones	47
<b>Apéndices</b>	
Glosario - Palabras clave y definiciones	48
Bibliografía	49
Definiciones de símbolos	50
Índice de términos técnicos	51

*Las unidades de protección monitorean continuamente el estado eléctrico de los componentes del sistema de energía y los desactivan (por ejemplo, disparando un disyuntor) cuando son el sitio de una perturbación grave, como un cortocircuito, una falla de aislamiento, etc.*

*La elección de un dispositivo de protección no es el resultado de un estudio aislado, sino uno de los pasos más importantes en el diseño del sistema de potencia.*

*Basada en un análisis del comportamiento de los equipos eléctricos (motores, transformadores, etc.) durante las faltas y los fenómenos que se producen, esta guía pretende facilitar la elección de los dispositivos de protección más adecuados.*

**Introducción**

Entre sus múltiples finalidades, los dispositivos de protección: contribuir a la protección de las personas contra riesgos eléctricos, evitar daños en los equipos (un cortocircuito trifásico en barras de media tensión puede fundir hasta 50 kg de cobre en un segundo y la temperatura en el centro del arco puede superar los 10000 °C), limitar el estrés térmico, dieléctrico y mecánico en el equipo, mantener la estabilidad y continuidad del servicio en el sistema eléctrico, proteger las instalaciones adyacentes (por ejemplo, reduciendo el voltaje inducido en los circuitos adyacentes).

Para alcanzar estos objetivos, un sistema de protección debe ser rápido, fiable y garantizar la discriminación.

Sin embargo, la protección tiene sus límites porque las fallas primero deben ocurrir antes de que el sistema de protección pueda reaccionar.

Por lo tanto, la protección no puede prevenir las perturbaciones; sólo puede limitar sus efectos y su duración. Además, la elección de un sistema de protección es a menudo un compromiso técnico y económico entre la disponibilidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica.

**Diseño de la protección del sistema de potencia**

El diseño de protección para un sistema de potencia se puede dividir en dos pasos distintos:

- definición del sistema de protección, también llamado estudio del sistema de protección,
- determinación de los ajustes de cada unidad de protección, también denominada coordinación de protección o discriminación.

**Definición del sistema de protección**

Este paso incluye la selección de los componentes de protección y una estructura general coherente adecuada para el sistema de potencia.

El sistema de protección está compuesto por una serie de dispositivos entre los que se encuentran los siguientes (fig. 1):

- sensores de medición (corriente y voltaje) que suministran los datos necesarios para detectar fallas,

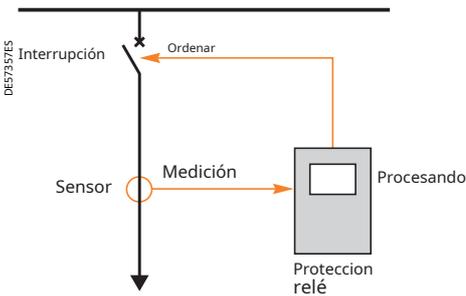


Fig. 1. Sistema de protección.

- relés de protección encargados de monitorear continuamente el estado eléctrico del sistema de potencia hasta e incluyendo la formulación y emisión de órdenes al circuito de disparo para despejar las partes defectuosas,
- aparatación encargada de despejar fallas, tales como disyuntores o combinaciones de interruptores o contactores y fusibles.

**El estudio del sistema de protección** determina los dispositivos a utilizar para la protección contra las principales fallas que afectan el sistema de potencia y las máquinas:

- cortocircuitos fase a fase y fase a tierra,
- sobrecargas,
- fallos específicos de las máquinas rotativas.

El estudio del sistema de protección debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- la arquitectura y tamaño del sistema de potencia, así como los diversos modos de operación,
- los sistemas neutro-tierra,
- las características de las fuentes de corriente y sus aportes en caso de falla,
- los tipos de cargas,
- la necesidad de continuidad del servicio.

**Determinación de los ajustes de la unidad de protección**

Cada función de protección debe configurarse para garantizar la mejor operación posible del sistema de energía en todos los modos de operación.

Los mejores ajustes son el resultado de cálculos completos basados en las características detalladas de los distintos elementos de la instalación.

Estos cálculos ahora se realizan comúnmente mediante herramientas de software especializadas que indican el comportamiento del sistema de potencia durante las fallas y brindan la configuración para cada función de protección.

### Contenido de esta guía

Esta guía está destinada a los encargados de diseñar la protección de los sistemas de potencia. Comprende dos partes:

- parte 1, estudio del sistema de potencia,
- parte 2, Soluciones para cada aplicación.

#### Estudio del sistema de potencia

Esta es una sección teórica que presenta la información requerida para llevar a cabo un estudio del sistema de protección que cubre los siguientes puntos:

- Arquitectura del sistema de potencia: ¿cuáles son las principales arquitecturas utilizadas en los sistemas de potencia de media tensión?
- Sistemas de puesta a tierra de neutro: ¿cuáles son los principales sistemas de puesta a tierra de neutro en media tensión y cuáles son los criterios de selección?
- Corrientes de cortocircuito: ¿cuáles son sus características, cómo se calculan y cómo reaccionan los dispositivos eléctricos?
- sensores de medición: ¿cómo se deben utilizar los transformadores de medida para corriente y tensión?
- funciones de protección: ¿qué funciones proporcionan las unidades de protección y cuáles son sus códigos (códigos ANSI)?
- Discriminación de los dispositivos de protección: ¿qué técnicas se deben utilizar para garantizar una eliminación eficaz de las fallas?

En esta guía no se trata la determinación precisa de los ajustes de protección.

#### Soluciones para cada aplicación

Esta sección proporciona información práctica sobre los tipos de fallas encontradas en cada aplicación:

- sistemas de poder,
  - barras colectoras,
  - líneas y cables,
  - transformadores,
  - motores,
  - generadores,
  - condensadores,
- y las unidades de protección necesarias para cada tipo de defecto, con recomendaciones de ajuste y ejemplos de aplicación.

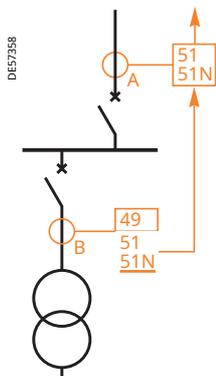


Fig. 1. Estudio del sistema de protección.

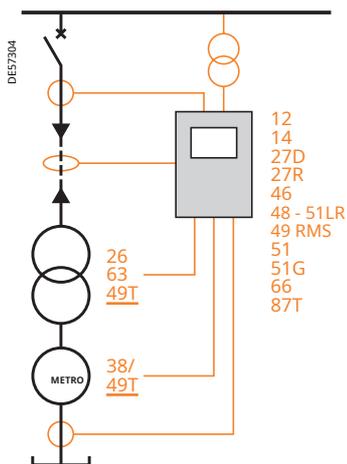


Fig. 2. Ejemplo de aplicación de un motor.

La protección de un sistema de potencia depende de su arquitectura y del modo de operación. Este capítulo compara las estructuras típicas de los sistemas de potencia.

### Arquitectura del sistema de potencia

Los diversos componentes de un sistema de potencia se pueden organizar de diferentes maneras. La complejidad de la arquitectura resultante determina la disponibilidad de energía eléctrica y el coste de la inversión.

Por lo tanto, la selección de una arquitectura para una aplicación dada se basa en un compromiso entre las necesidades técnicas y el costo.

Las arquitecturas incluyen lo siguiente:

- b sistemas radiales
- v alimentador único,
- v alimentador doble,
- v alimentador paralelo,
- v Doble alimentación con doble barra colectora.

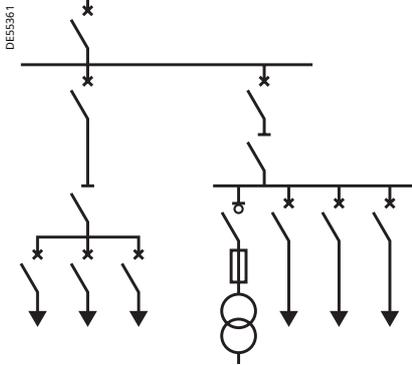
- bsistemas de bucle
- v lazo abierto,
- vbucle cerrado.

- bsistemas con generación de energía interna v
- generación de fuente normal, v generación de
- fuelle de reemplazo.

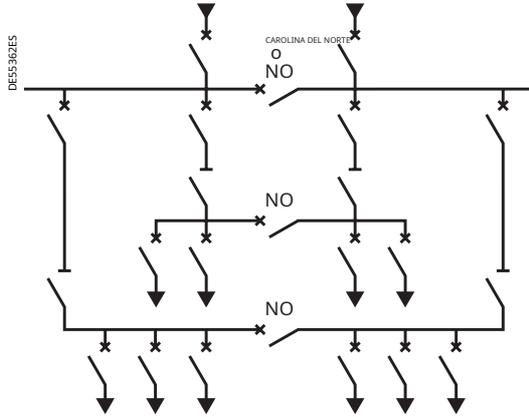
La siguiente tabla enumera las características principales de cada arquitectura para comparar. Las ilustraciones se proporcionan en la página siguiente.

Arquitectura	Usar	Ventajas	inconvenientes
<b>Radial</b>			
Radial de un solo alimentador	Procesos que no requieren suministro continuo <small>Por ejemplo, una fábrica de cemento</small>	La arquitectura más simple Fácil de proteger Costo mínimo	Baja disponibilidad <small>El tiempo de inactividad debido a fallas puede ser prolongado</small> Una sola falla interrumpe el suministro a todo el alimentador
Radial de doble alimentador	Procesos continuos: siderurgia, petroquímica	Buena continuidad de suministro Mantenimiento posible en las barras del cuadro de distribución principal	Solución costosa Operación parcial de barras durante el mantenimiento
alimentador paralelo	Grandes sistemas de energía La expansión futura es limitada	Buena continuidad de suministro Protección sencilla	Requiere funciones de control automático
Embarrados dobles	Procesos que requieren alta continuidad de servicio Procesos con grandes cambios de carga	Buena continuidad de suministro Operación flexible: transferencias sin interrupción Mantenimiento flexible	Solución costosa Requiere funciones de control automático
<b>Sistemas de bucle</b>			
Bucle abierto	Sistemas de energía muy grandes Gran expansión futura Cargas concentradas en diferentes zonas de un sitio	Menos costoso que el circuito cerrado Protección simple	El segmento defectuoso se puede aislar durante la reconfiguración del bucle Requiere funciones de control automático
Bucle cerrado	Sistema de energía que ofrece alta continuidad de servicio Sistemas de potencia muy grandes Cargas concentradas en diferentes zonas de un sitio	Buena continuidad de suministro No requiere funciones de control automático	Solución costosa Sistema de protección complejo
<b>Generación de energía interna</b>			
Fuente normal generación	Sitios de procesos industriales que producen su propia energía <small>Por ejemplo, plantas de papel, acero</small>	Buena continuidad de suministro Coste de la energía (energía recuperada del proceso)	Solución costosa
Fuente de reemplazo (cambio de fuente)	Sitios industriales y comerciales <small>Por ejemplo, hospitales</small>	Buena continuidad de suministro para alimentadores salientes prioritarios	Requiere funciones de control automático

Radial de un solo alimentador



Radial de doble alimentador



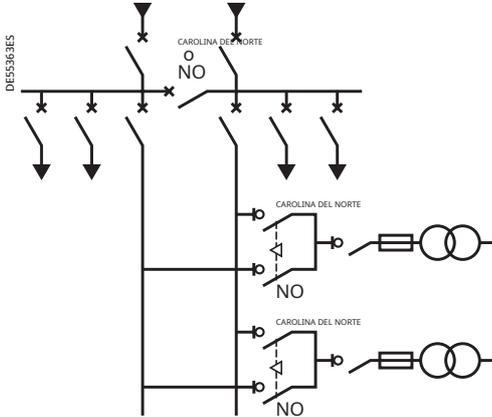
Legenda:

NC: normalmente cerrado

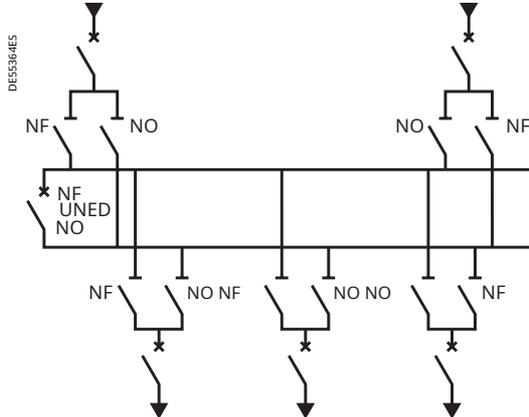
NO: normalmente abierto

A menos que se indique de lo contrario, toda la aparatenta es NC.

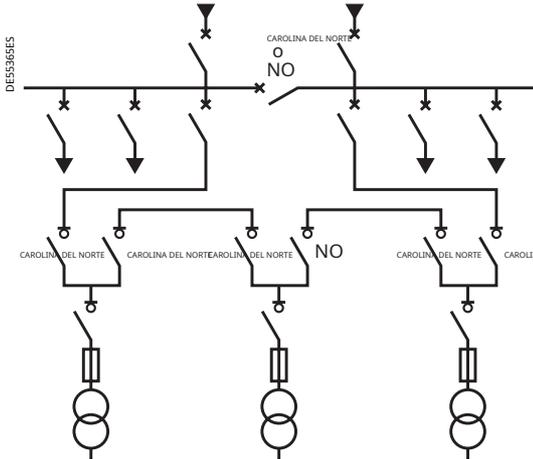
alimentador paralelo



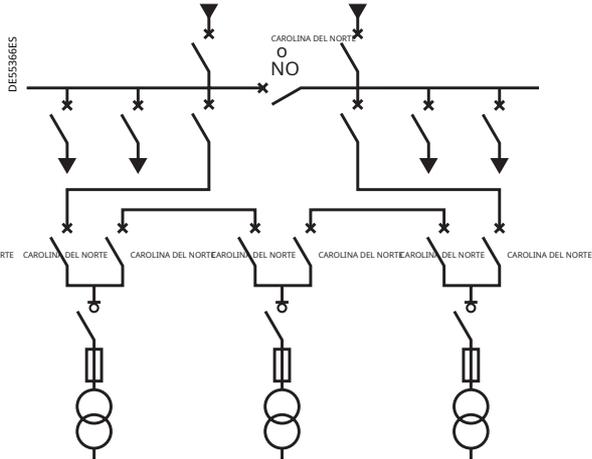
Embarrados dobles



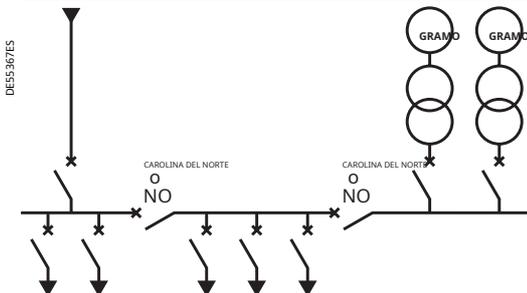
Bucle abierto



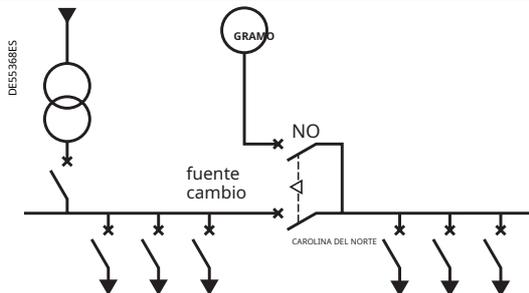
Bucle cerrado



Generación de fuente normal local



Generación de fuente de reemplazo (cambio de fuente)



La elección de la puesta a tierra neutra para los sistemas eléctricos de MT y AT ha sido durante mucho tiempo un tema de acalorada controversia debido al hecho de que es imposible encontrar un compromiso único para los distintos tipos de sistemas eléctricos. La experiencia adquirida ahora permite hacer una elección apropiada de acuerdo con las limitaciones específicas de cada sistema. En este capítulo se comparan los diferentes tipos de puesta a tierra del neutro, diferenciados por la conexión del punto neutro y la técnica de funcionamiento utilizada.

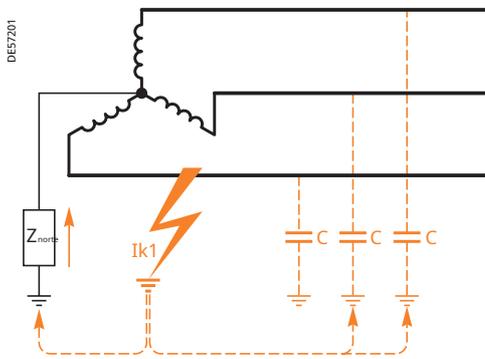


Fig. 1. Diagrama equivalente de un sistema de potencia con falla a tierra.

**Impedancia de puesta a tierra**

El potencial de neutro se puede poner a tierra por cinco métodos diferentes, según el tipo (capacitivo, resistivo, inductivo) y el valor (de cero a infinito) de la impedancia ZN de la conexión entre neutro y tierra:

- bZN = ∞: neutro aislado, es decir, sin conexión a tierra intencional, bZN está relacionado con unresistencia con un valor bastante alto, bZN está relacionado con unresistencia reactiva, con un valor generalmente bajo,
- bZN está relacionado con unreactancia de compensación, diseñado para compensar la capacitancia del sistema,
- bZN = 0: el neutro es sólidamente conectado a tierra.

**Dificultades y criterios de selección**

Los criterios de selección involucran muchos aspectos: bconsideraciones técnicas (funcionamiento del sistema de potencia, sobretensiones, corriente de falla, etc.), bconsideraciones operativas (continuidad del servicio, mantenimiento), bla seguridad,

bcosto (gastos de capital y gastos operativos), b prácticas locales y nacionales.

Dos de las principales consideraciones técnicas resultan ser contradictorias:

**Reducción del nivel de sobretensiones**

Las sobretensiones excesivas provocan la ruptura dieléctrica de los materiales aislantes eléctricos, lo que provoca cortocircuitos.

Las sobretensiones tienen varios orígenes:

- bsobretensión tipo rayo, a la que están expuestas todas las instalaciones aéreas, hasta el punto de alimentación del usuario,
- bsobretensión dentro del sistema causada por maniobras y situaciones críticas como resonancia,
- bsobretensión resultante de un propio defecto a tierra y su eliminación.

**Reducción de la corriente de defecto a tierra (Ik1)(higo. 1)**

Una corriente de defecto demasiado elevada produce toda una serie de consecuencias relacionadas con las siguientes:

- bdaño causado por el arco en el punto de falla; particularmente la fusión de circuitos magnéticos en máquinas rotativas,
- brresistencia térmica del blindaje del cable, btamaño
- y costo de la resistencia de puesta a tierra,
- binducción en circuitos de telecomunicaciones adyacentes,
- bpeligro para las personas creado por el aumento del potencial de las partes conductoras expuestas.

Desafortunadamente, la optimización de uno de estos requisitos es automáticamente una desventaja para el otro. Dos métodos típicos de puesta a tierra del neutro acentúan este contraste:

- bneutro aislado, que elimina el flujo de corriente de falla a tierra a través del neutro pero crea sobretensiones más altas,
- bneutro sólidamente conectado a tierra, lo que reduce la sobretensión al mínimo, pero provoca una alta corriente de falla.

En cuanto a las consideraciones de funcionamiento, según el método de puesta a tierra del neutro utilizado: bla operación continua puede o no ser posible después de una primera falla persistente, blos voltajes de contacto son diferentes,

bla discriminación en materia de protección puede ser fácil o difícil de implementar.

Por lo tanto, a menudo se elige una solución intermedia, es decir, la puesta a tierra neutra a través de una impedancia.

Resumen de las características de puesta a tierra del neutro					
Características	puesta a tierra neutra				
	aislado	compensado	resistencia	resistencia reactiva	directo
Amortiguación de sobretensiones transitorias	-	+ -	+	+ -	+ +
Limitación de sobretensiones de 50 Hz	-	-	+	+	+
Limitación de corrientes de falla	+	+ +	+	+	- -
Continuidad del servicio (no se requiere disparo en la primera falla)	+	+	-	-	-
Fácil implementación de la discriminación de protección	-	- -	+	+	+
Sin necesidad de personal cualificado	-	-	+	+	+

**Leyenda:** + bueno - mediocre

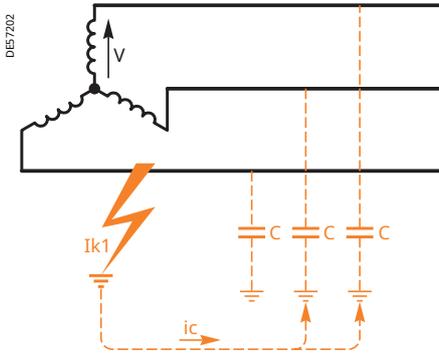


Fig. 1. Corriente de falla capacitiva en un sistema con neutro aislado.

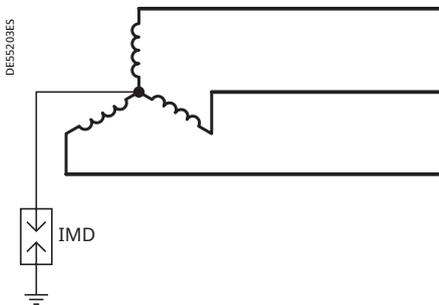


Fig. 2. Dispositivo de control de aislamiento (IMD).

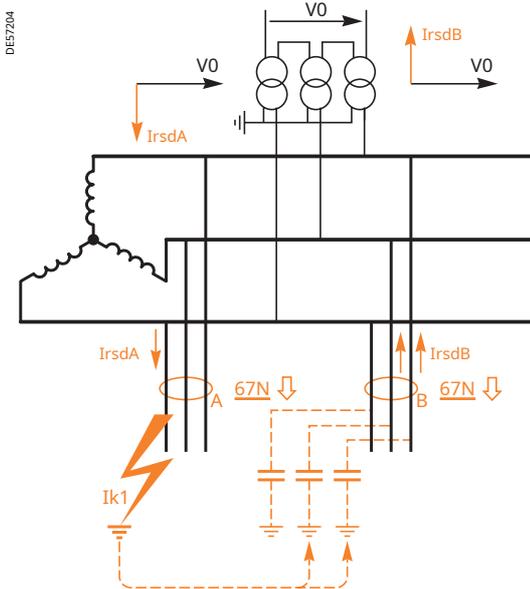


Fig. 3. Detección para protección de falta a tierra direccional.

## Diagrama de bloques

No existe puesta a tierra intencionada del punto neutro, salvo para los dispositivos de medida o protección.

## Técnica de operación

En este tipo de sistema de potencia, una falta fase-tierra sólo produce una corriente baja a través de las capacidades fase-tierra de las fases libres de falta (fig. 1).

Se puede demostrar que  $I_{k1} = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$  donde:

bV es el voltaje de fase a neutro,

bC es la capacitancia de fase a tierra de una fase,

b $\omega$  es la frecuencia angular del sistema de potencia definida como  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

La corriente de defecto  $I_{k1}$  puede permanecer durante mucho tiempo, en principio, sin causar ningún daño ya que no es más que unos pocos amperios (aproximadamente 2 A por km para un cable unipolar de 6 kV con una sección de 150 mm<sup>2</sup>, aislamiento XLPE y una capacitancia de 0,63µF/km). No es necesario tomar medidas para eliminar esta primera falla, lo que hace que esta solución sea ventajosa en términos de mantener la continuidad del servicio.

Sin embargo, esto conlleva las siguientes consecuencias:

bel aislamiento debe monitorearse continuamente y las fallas que aún no se han solucionado deben indicarse mediante un **dispositivo de monitoreo de aislamiento** por una unidad de protección contra desplazamiento de tensión de neutro (ANSI 59N) (fig. 2),

bel seguimiento posterior de fallas requiere un equipo automático complejo para la identificación rápida del alimentador defectuoso y también personal de mantenimiento calificado para operar el equipo,

bsi no se despeja el primer defecto, un segundo defecto que se produzca en otra fase provocará un verdadero cortocircuito bifásico a tierra, que será despejado por las unidades de protección de fase.

## Ventaja

La ventaja básica es la continuidad del servicio ya que la corriente de falla muy baja no provoca el disparo automático por la primera falla; es la segunda falla la que requiere el disparo.

## inconvenientes

bEl hecho de no eliminar las sobretensiones transitorias a través de la tierra puede ser una gran desventaja si la sobretensión es alta.

bAdemás, cuando una fase está puesta a tierra, las otras alcanzan una tensión fase a fase a frecuencia industrial ( $U = 3 \cdot V$ ) con respecto a tierra, y esto aumenta la probabilidad de una segunda falla. Los costes de aislamiento son mayores ya que la tensión fase a fase puede permanecer durante mucho tiempo entre fase y tierra sin disparo automático.

bLa vigilancia del aislamiento es obligatoria, con indicación del primer defecto.

bSe requiere un departamento de mantenimiento con el equipo para rastrear rápidamente la primera falla de aislamiento.

bEs difícil implementar discriminación de protección para el primer defecto. b

Hay riesgos de sobretensiones creadas por ferresonancia.

## función de protección

El alimentador defectuoso puede ser detectado por una unidad de protección de falta a tierra direccional (ANSI 67N) (fig. 3).

El diagrama muestra que la discriminación se implementa mediante una comparación del ángulo de desfase entre la tensión residual y las corrientes residuales, para el alimentador defectuoso y para cada alimentador libre de fallas.

La corriente se mide con un TC equilibrado y se establece el umbral de disparo: bpara evitar tropezos molestos,

binferior a la suma de las corrientes capacitivas de todos los demás alimentadores. Esto dificulta la detección de fallas en los sistemas de energía que tienen un tamaño limitado, que consta de solo unos pocos cientos de metros de cable.

## Aplicaciones

Esta solución se usa a menudo para sistemas de energía industrial ( $\leq 15$  kV) que requieren continuidad de servicio.

También se utiliza para los sistemas de distribución pública en España, Italia y Japón.

DE57205

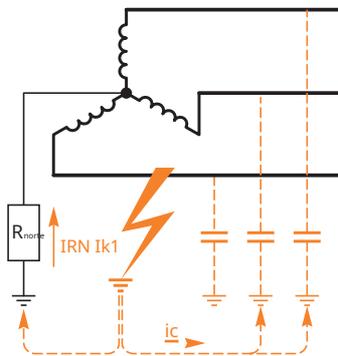


Fig. 1. Puesta a tierra con neutro accesible: resistencia entre neutro y tierra.

DE55200

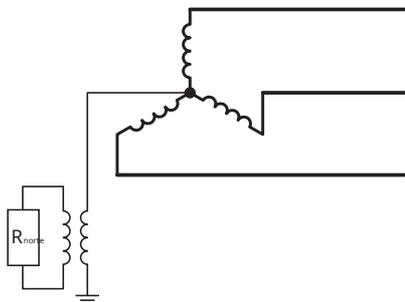
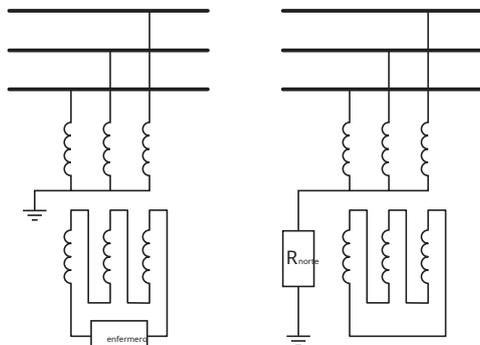


Fig. 2. Puesta a tierra con neutro accesible: resistencia en el circuito secundario del transformador monofásico.

DE55206



Puesta a tierra con neutro inaccesible: Fig. 3. Resistencia limitadora en el circuito secundario.

Fig. 4. Resistencia limitadora en el circuito primario.

DE57208

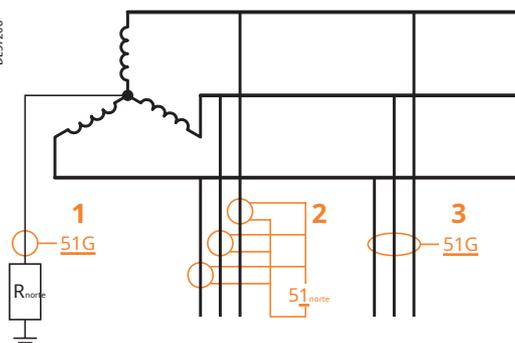


Fig. 5. Soluciones de protección contra fallas a tierra.

**Diagrama de bloques**

Se conecta intencionalmente una resistencia entre el punto neutro y la tierra.

**Técnica de operación**

En este tipo de sistema de potencia, la impedancia resistiva limita la corriente de falla a tierra  $I_{k1}$  y todavía permite la evacuación satisfactoria de sobretensiones.

Sin embargo, se deben usar unidades de protección para despejar automáticamente la primera falla. En los sistemas de potencia que alimentan máquinas rotativas, la resistencia se calcula para obtener una corriente de defecto  $I_{k1}$  de 15 a 50 A. Sin embargo, esta baja corriente debe ser  $IRN \geq 2 I_c$  (donde  $I_c$  es la corriente capacitiva total en el sistema de energía) para reducir las sobretensiones de conmutación y permitir una detección simple.

En los sistemas de distribución eléctrica se utilizan valores superiores (100 a 300 A) ya que son más fáciles de detectar y permiten la evacuación de las sobretensiones de rayo.

**Ventajas**

bEste sistema es un buen compromiso entre baja corriente de falla y evacuación satisfactoria de sobretensiones.

bNo requiere equipos con aislamiento fase a tierra dimensionados para la tensión fase a fase.

bLas unidades de protección son simples y selectivas y la corriente es limitada.

**inconvenientes**

bLa continuidad del servicio del alimentador defectuoso se degrada y las fallas a tierra deben eliminarse tan pronto como ocurren (disparo por primera falla).

bCuanto mayor sea el voltaje y la corriente limitada, mayor será el costo de la resistencia de puesta a tierra.

**puesta a tierra neutra**

bSi el punto neutro es accesible (devanados conectados en estrella con neutro accesible), la resistencia de puesta a tierra puede conectarse entre neutro y tierra (fig. 1) o mediante un transformador monofásico con una carga resistiva equivalente en el devanado secundario (Figura 2).

bCuando el neutro no es accesible (devanado conectado en triángulo) o cuando el estudio del sistema de protección demuestra que es adecuado, se crea un punto neutro artificial mediante un **generador de secuencia cero** conectado a las barras colectoras; consiste en un transformador especial con una reactancia de secuencia cero muy baja.

vTransformador estrella-triángulo con neutro primario sólidamente conectado a tierra y una conexión en triángulo que incluye una resistencia limitadora (aislamiento de BT, por lo tanto, la solución más económica) (fig. 3),

vtransformador estrella-triángulo con resistencia limitadora (aislamiento HV) entre el punto neutro primario y tierra, y una conexión en triángulo cerrado (sin resistencia); esta solución se usa con menos frecuencia (fig. 4).

**Funciones de protección**

Para detectar una corriente de defecto  $I_{k1}$  que sea baja, se requieren funciones de protección distintas a las de sobreintensidad de fase (fig. 5).

Estas funciones de protección de "fallo a tierra" detectan la corriente de defecto:

bdirectamente en la puesta a tierra del neutro **1**,

bo en el sistema de potencia por la suma vectorial de las 3 corrientes medidas por: v3 sensores de corriente que alimentan las unidades de protección **2**,

vo una tomografía computarizada de equilibrio central **3**: método preferido ya que es más preciso.

El umbral se establece en función de la corriente de defecto  $I_{k1}$  calculada sin tener en cuenta la impedancia homopolar de la fuente y de la conexión en relación con la impedancia  $R_N$ , respetando dos reglas:

bajuste > 1,3 veces la corriente capacitiva del sistema de potencia aguas abajo de la unidad de protección,

bajuste en el rango de 10 a 20% de la corriente máxima de falla a tierra.

Además, si se utilizan 3 TC para la detección, en vista de las tecnologías actuales, el ajuste debe estar entre el 5 y el 30 % de la clasificación del TC para tener en cuenta la incertidumbre relacionada con: b asimetría de corriente transitoria, bsaturación de TC,

bdispersión del rendimiento.

**Aplicaciones**

Sistemas de distribución de MT públicos e industriales.

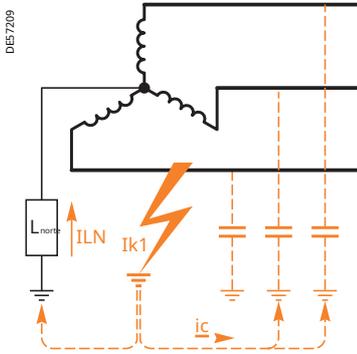


Fig. 1. Puesta a tierra con neutro accesible.

### Diagrama de bloques

Un reactor está conectado intencionalmente entre el punto neutro y la tierra. Para tensiones del sistema de potencia superiores a 40 kV, es preferible utilizar un reactor en lugar de una resistencia debido a las dificultades derivadas de la emisión de calor en caso de falla (fig. 1).

### Técnica de operación

En este tipo de sistema de potencia, una impedancia inductiva limita la corriente de falla a tierra  $I_{k1}$  y todavía permite la evacuación satisfactoria de sobretensiones. Sin embargo, se deben usar unidades de protección para despejar automáticamente la primera falla.

Para reducir las sobretensiones de conmutación y permitir una detección simple, la corriente  $I_L$  debe ser mucho más alta que la corriente capacitiva total del sistema de potencia  $I_c$ .

En los sistemas de distribución se utilizan valores superiores (300 a 1000 A) ya que son más fáciles de detectar y permiten la evacuación de las sobretensiones de rayo.

### Ventajas

- bEste sistema limita la amplitud de las corrientes de falla.
- bLa discriminación de protección es fácil de implementar si la corriente límite es mucho mayor que la corriente capacitiva en el sistema de potencia.
- bLa bobina tiene una resistencia baja y no disipa una gran cantidad de energía térmica; por lo tanto, la bobina puede reducirse de tamaño.
- bEn sistemas de alta tensión, esta solución es más rentable que la puesta a tierra por resistencia.

### inconvenientes

- bSe degrada la continuidad del servicio del alimentador defectuoso; los defectos a tierra deben eliminarse tan pronto como se produzcan (primer disparo por defecto).
- bCuando se eliminan las fallas a tierra, pueden ocurrir sobretensiones altas debido a la resonancia entre la capacitancia y la reactancia del sistema de potencia.

### puesta a tierra neutra

bSi el punto neutro es accesible (devanados conectados en estrella con neutro accesible), se puede conectar la reactancia de puesta a tierra entre el neutro y la tierra. bCuando el neutro no es accesible (devanado conectado en triángulo) o cuando el estudio del sistema de protección demuestra que es adecuado, se crea un punto neutro artificial mediante un **bobina de punto neutro** conectado a las barras colectoras; consiste en una bobina en zigzag con un neutro accesible (fig. 2).

La impedancia entre las dos partes del devanado, esencialmente inductiva y baja, limita la corriente a valores que quedan por encima de los 100 A.

Se puede agregar una resistencia limitadora entre el punto neutral de la bobina y la tierra para reducir la amplitud de la corriente de falla (aislamiento HV).

### Funciones de protección

bEl ajuste de protección está en el rango de 10 a 20% de la corriente máxima de falla. bLa función de protección es menos restrictiva que en el caso de la puesta a tierra por resistencia, especialmente considerando el alto valor de  $I_{LN}$  dado que  $I_c$  es menor que la corriente limitada.

### Aplicaciones

Sistemas de distribución de MT públicos e industriales (corrientes de varios cientos de amperios).

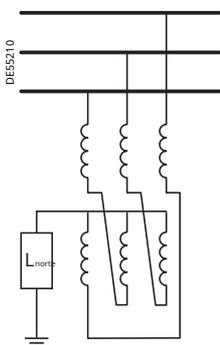


Fig. 2. Puesta a tierra con neutro inaccesible.

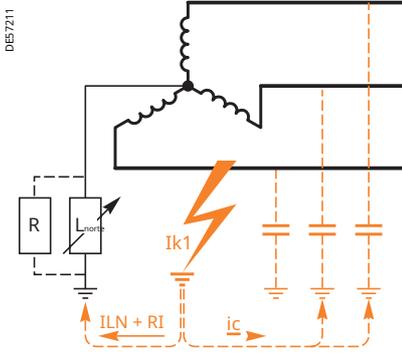


Fig. 1. Falta a tierra en sistema de potencia con puesta a tierra de reactancia de compensación.

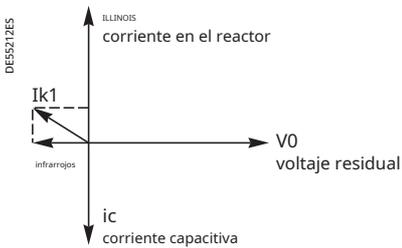


Fig. 2. Diagrama vectorial de corrientes durante un defecto a tierra.

### Diagrama de bloques

Entre el punto neutro y tierra se inserta una reactancia sintonizada a la capacidad total fase-tierra del sistema de potencia de modo que la corriente de defecto sea próxima a cero si se produce un defecto a tierra (fig. 1).

### Técnica de operación

Este sistema se utiliza para compensar la corriente capacitiva en el sistema de potencia. La corriente de falla es la suma de las corrientes que fluyen a través de los siguientes circuitos: bCircuito de puesta a tierra de reactancia, bCapacidades de fase libres de fallas con respecto a tierra. Las corrientes se compensan entre sí ya que: buno es inductivo (en el circuito de puesta a tierra), bel otro es capacitivo (en las capacitancias de fase libre de fallas). Por lo tanto, se suman en fase opuesta.

En la práctica, debido a la ligera resistencia de la bobina, existe una baja corriente resistiva de unos pocos amperios (fig. 2).

### Ventajas

- bEl sistema reduce la corriente de falla, incluso si la capacitancia fase a tierra es alta: extinción espontánea de fallas a tierra no permanentes.
- bEl voltaje de contacto está limitado en la ubicación de la falla.
- bLa instalación permanece en servicio incluso en caso de avería permanente. bLa primera falla se indica mediante la detección de corriente que fluye a través de la bobina.

### Inconvenientes

- bEl costo de la puesta a tierra de la reactancia puede ser alto, ya que es necesario modificar la reactancia para adaptar la compensación.
- bEs necesario asegurarse de que la corriente residual en el sistema de potencia durante la falla no sea peligrosa para las personas o los equipos.
- bExiste un alto riesgo de sobretensiones transitorias en el sistema de potencia. bEl personal debe estar presente para supervisar.
- bEs difícil implementar discriminación de protección para el primer defecto.

### función de protección

La detección de fallas se basa en el componente activo de la corriente residual. La falla crea corrientes residuales en todo el sistema de potencia, pero el circuito defectuoso es el único a través del cual fluye la corriente residual resistiva. Además, las unidades de protección deben tener en cuenta las faltas repetitivas autoextinguibles (fallas recurrentes). Cuando se sintonizan la reactancia de puesta a tierra y la capacitancia del sistema de potencia ( $3 L_N \cdot C \cdot \omega^2 = 1$ ) bLa corriente de falla es mínima, bes una corriente resistiva, bla falla es autoextinguible.

La reactancia de compensación se llama **bobina de extinción**, o **bobina Petersen**.

### Solicitud

Sistemas de distribución de MT públicos e industriales con alta corriente capacitiva.

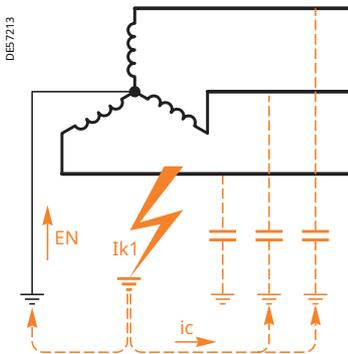


Fig. 1. Fallo a tierra en un sistema de alimentación con neutro sólidamente conectado a tierra.

### Diagrama de bloques

Se establece intencionadamente una conexión eléctrica de impedancia cero entre el punto neutro y tierra.

### Técnica de operación

Dado que el neutro está puesto a tierra sin ninguna impedancia limitante, la corriente de defecto fase-tierra  $I_{k1}$  es prácticamente un cortocircuito fase-neutro, y por tanto es elevada (fig. 1). El disparo se produce cuando se produce el primer defecto de aislamiento.

### Ventajas

bEste sistema es ideal para evacuar sobretensiones.

bSe puede usar equipo con aislamiento dimensionado para voltaje de fase a neutro.

bNo se requieren unidades de protección específicas: las unidades de protección de sobreintensidad de fase normal se pueden utilizar para despejar faltas a tierra sólidas.

### Inconvenientes

bEste sistema involucra todos los inconvenientes y peligros de la alta corriente de falla a tierra: máximo daño y perturbaciones.

bNo hay continuidad de servicio en el alimentador defectuoso.

bEl peligro para el personal es alto durante la falla ya que los voltajes de contacto creados son altos.

### función de protección

Las fallas impedantes son detectadas por una unidad de protección de falla a tierra retardada (ANSI 51N), configurada en el rango de la corriente nominal.

### Aplicaciones

bEste tipo de sistema no se utiliza en los sistemas eléctricos de media tensión aéreos o subterráneos de Europa, pero prevalece en los sistemas de distribución de América del Norte. En los sistemas eléctricos norteamericanos (sistemas aéreos), entran en juego otras características para justificar la elección:

vconductor neutro distribuido,

vDistribución trifásica o bifásica + neutro o fase + neutro,

vuso del conductor neutro como conductor de protección con puesta a tierra sistemática en cada polo de transmisión.

bEste tipo de sistema puede utilizarse cuando la potencia de cortocircuito de la fuente es baja.

Un cortocircuito es uno de los principales incidentes que afectan a los sistemas de potencia.

Este capítulo describe los cortocircuitos y sus efectos en los sistemas de potencia y su interacción con los equipos.

También proporciona un método y las principales ecuaciones para calcular corrientes y voltajes cuando ocurren cortocircuitos.

**Definiciones**

- bUn cortocircuito es una conexión accidental entre conductores por una impedancia cero (cortocircuito sólido) o distinta de cero (cortocircuito impedante).
- bUn cortocircuito se denomina interno si se encuentra dentro del equipo o externo si ocurre en los enlaces.
- bLa duración de un cortocircuito es variable. Se dice que un cortocircuito es autoextinguible si su duración es demasiado corta para el disparo de los dispositivos de protección, transitorio si se elimina después del disparo y reenganche de los dispositivos de protección y continuo o sostenido si no desaparece después del disparo.
- bLas causas de un cortocircuito pueden ser mecánicas (una pala, una rama, un animal), eléctricas (aislamiento dañado, sobretensiones) o humanas (error de funcionamiento) (fig.1).

**Efectos de las corrientes de cortocircuito**

- Las consecuencias suelen ser graves, si no dramáticas.
  - bUn cortocircuito perturba el entorno del sistema de energía alrededor del punto de falla al causar una caída repentina de voltaje.
  - bRequiere la desconexión, mediante la actuación de los dispositivos de protección, de una parte (a menudo grande) de la instalación.
  - bTodos los equipos y conexiones (cables, líneas) sometidos a un cortocircuito están sometidos a un alto estrés mecánico (fuerzas electrodinámicas) que pueden provocar roturas y un estrés térmico que puede fundir los conductores y destruir el aislamiento.
  - bEn el punto de falla, a menudo hay un arco eléctrico de alta energía que causa daños muy graves que pueden propagarse rápidamente.
- Aunque los cortocircuitos son cada vez menos probables en instalaciones modernas, bien diseñadas y bien operadas, las graves consecuencias que pueden causar son un incentivo para implementar todos los medios posibles para detectarlos y eliminarlos rápidamente.
- Se debe calcular la corriente de cortocircuito en diferentes puntos del sistema de potencia para diseñar los cables, barras y todos los dispositivos de maniobra y protección y determinar sus ajustes.

**Caracterización de cortocircuitos**

- En un sistema de potencia pueden ocurrir varios tipos de cortocircuitos.
- b**Cortocircuito trifásico**: defecto entre las tres fases. Este tipo provoca generalmente las corrientes más altas (fig. 2).
- b**Cortocircuito fase-tierra**: falta entre una fase y tierra. Este tipo es el más frecuente (fig. 3).
- b**Cortocircuito bifásico libre de tierra**: defecto entre dos fases (tensión fase a fase). La corriente resultante es inferior a la de un cortocircuito trifásico, excepto cuando la falta se produce en las inmediaciones de un generador (fig. 4).
- b**Cortocircuito bifásico a tierra**: falta entre dos fases y tierra (fig. 5).

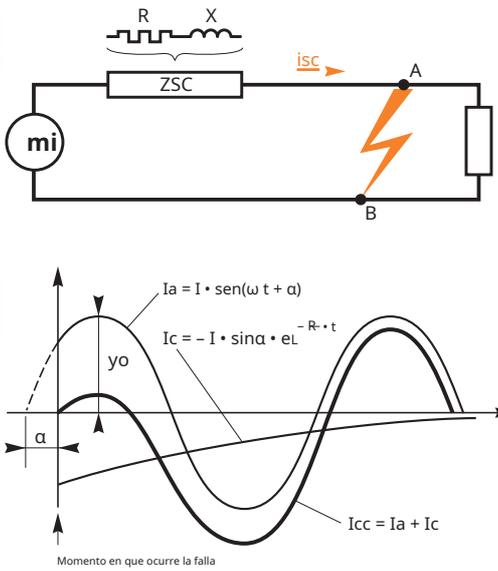


Fig. 1. Representación gráfica de una corriente de cortocircuito basada en un diagrama equivalente.



Fig. 2. Cortocircuito trifásico (5% de los casos).

Fig. 4. Cortocircuito bifásico libre de tierra.

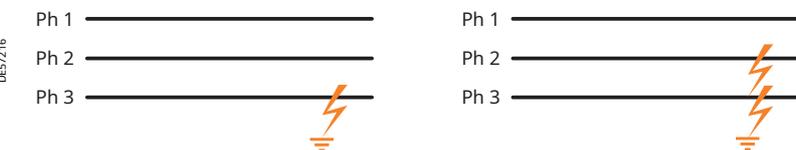


Fig. 3. Cortocircuito fase-tierra (80% de los casos).

Fig. 5. Cortocircuito bifásico a tierra.

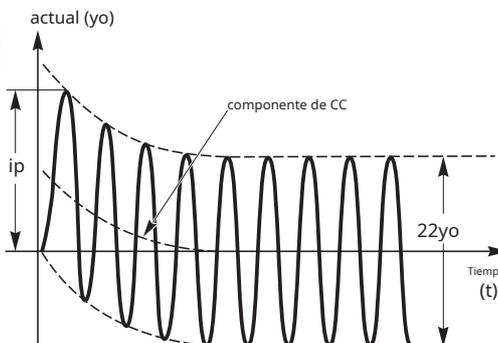


Fig. 6. Curva típica de corriente de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito en un punto dado del sistema de potencia se expresa como la **valor rms Ik**(en kA) de su componente AC (fig. 6). El máximo **valor instantáneo** que puede alcanzar la corriente de cortocircuito es el **valor pico IP** del primer medio ciclo. Este valor máximo puede ser mucho más alto que  $2 \cdot Ik$  debido a la amortiguación **Componente de CC IDC** que se puede superponer al componente de CA.

Esta componente de CC depende del valor instantáneo de la tensión en el arranque del cortocircuito y de las características del sistema de potencia. El sistema de potencia se define por la potencia de cortocircuito, según la ecuación:

$$S_{cc} = 3 \cdot N_{Unidas} \cdot y_o \text{ (en MVA)}$$

Este valor teórico no tiene realidad física; es un valor convencional práctico comparable a una potencia nominal aparente.

### Componentes simétricos

Durante el funcionamiento simétrico equilibrado normal, el análisis de los sistemas trifásicos es similar al de un sistema monofásico equivalente, caracterizado por las tensiones de fase a neutro, las corrientes de fase y las impedancias del sistema de potencia (llamadas impedancias cíclicas). Tan pronto como aparece una disimetría significativa en la configuración o en la operación del sistema de potencia, la simplificación ya no es posible. No es posible establecer relaciones eléctricas simples en los conductores, utilizando las impedancias cíclicas. En este caso se utiliza el método de las componentes simétricas, que consiste en expresar el sistema real como una superposición de tres sistemas de potencia monofásicos independientes, denominados:

secuencia positiva (designada por un subíndice 1, por ejemplo, V1),

secuencia negativa (designada por un subíndice 2, por ejemplo, V2),

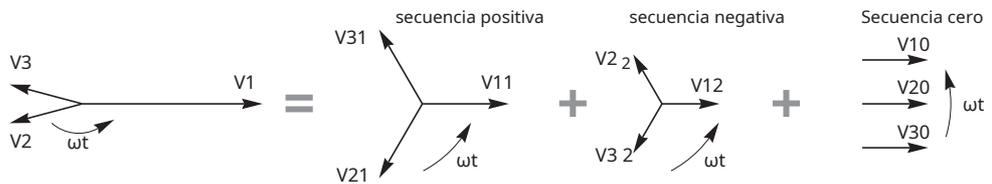
secuencia cero (designado por un subíndice 0, por ejemplo, V0).

Para cada sistema (secuencia positiva, negativa y cero respectivamente), los voltajes V1, V2, V0 y corrientes y01, y02, y00 están relacionados por las impedancias Z1, Z2, Z0 del mismo sistema.

Las impedancias simétricas son función de las impedancias reales, en particular de las inductancias mutuas.

La noción de componentes simétricos también es aplicable al poder.

$\vec{V}_1 = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_0 \rightarrow$ $\vec{V}_2 = a^2 \vec{V}_1 + a \vec{V}_2 + \vec{V}_0 \rightarrow \rightarrow$ $\vec{V}_3 = a \vec{V}_1 + a^2 \vec{V}_2 + \vec{V}_0 \rightarrow \rightarrow$ <p>dónde <math>a = m_i \cdot j^{\frac{2\pi}{3}}</math></p>	$\vec{V}_1 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a \vec{V}_2 + a^2 \vec{V}_3) \rightarrow$ $\vec{V}_2 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a^2 \vec{V}_2 + a \vec{V}_3) \rightarrow$ $\vec{V}_0 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3) \rightarrow$ <p>dónde <math>a = m_i \cdot j^{\frac{2\pi}{3}}</math></p>
--	--



#### Descomposición de un sistema trifásico en componentes simétricas.

La descomposición en componentes simétricos no es simplemente una técnica matemática, corresponde a la realidad física de los fenómenos. Es posible medir directamente los componentes simétricos (tensiones, corrientes, impedancias) de un sistema desequilibrado.

Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de un elemento en el sistema de potencia son las impedancias del elemento sujeto a sistemas de voltaje que son, respectivamente, trifásico positivo, trifásico negativo y fase a tierra en tres fases paralelas.

Los generadores producen el componente de secuencia positiva y las fallas pueden producir los componentes de secuencia negativa y cero.

En el caso de los motores, el componente de secuencia positiva crea el campo giratorio útil, mientras que el componente de secuencia negativa crea un campo giratorio de frenado. Para transformadores, una falla a tierra crea un componente de secuencia cero que produce un campo de secuencia cero que pasa a través del tanque.

DE55214ES

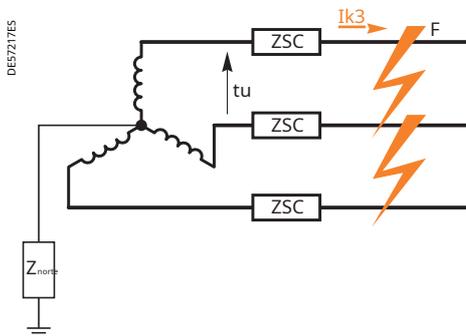


Fig. 1. Cortocircuito trifásico.

## Cortocircuito trifásico entre los conductores de fase (higo. 1)

El valor de la corriente de cortocircuito trifásico en un punto F dentro del sistema de potencia es:

$$I_{k3} = \frac{tu}{3 \cdot Z_{SC}}$$

donde U se refiere al voltaje de fase a fase en el punto F antes de que ocurra la falla y Zsc es la impedancia del sistema de potencia aguas arriba equivalente vista desde el punto de falla. En teoría, este es un cálculo simple; en la práctica, es complicado debido a la dificultad de calcular Zsc, una impedancia equivalente a todas las impedancias unitarias de las unidades conectadas en serie y en paralelo ubicadas aguas arriba de la falla. Estas impedancias son en sí mismas la suma cuadrática de las reactivas y resistencias.

$$Z_{SC} = \sqrt{R_2^2 + X_2^2}$$

Los cálculos pueden simplificarse mucho conociendo la potencia de cortocircuito Ssc en el punto de conexión de la red eléctrica. Es posible deducir el equivalente impedancia Za aguas arriba de este punto.

$$Z_a = \frac{tu^2}{S_{SC}} \quad I_{sc} = \frac{tu}{3 \cdot Z_a}$$

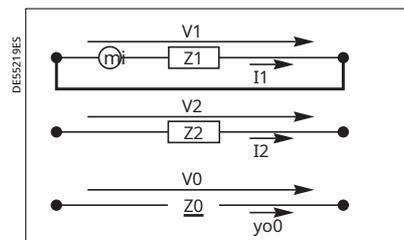
Del mismo modo, puede no haber una única fuente de tensión, sino varias fuentes en paralelo, en particular, motores síncronos y asíncronos que actúan como generadores cuando se producen cortocircuitos.

La corriente de cortocircuito trifásica es generalmente la corriente más fuerte que puede fluir en el sistema de potencia.

$$y_{01} = \frac{m_i}{Z_1}$$

$$y_{02} = y_{00} = 0$$

$$V_1 = V_2 = V_0 = 0$$



Modelo de un cortocircuito trifásico utilizando las componentes simétricas.

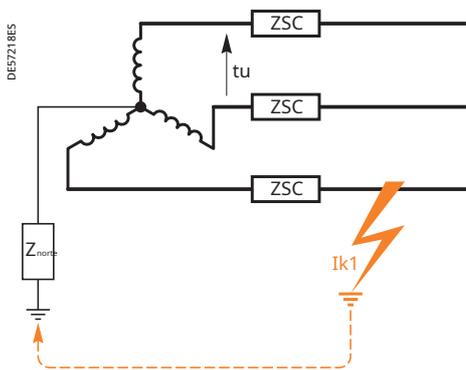


Fig. 2. Cortocircuito fase-tierra.

## Cortocircuito monofásico entre un conductor de fase y tierra (higo. 2)

El valor de esta corriente depende de la impedancia ZN entre el neutro y tierra. Esta impedancia puede ser prácticamente nula si el neutro está sólidamente conectado a tierra (en serie con la resistencia de puesta a tierra) o, por el contrario, casi infinita si el neutro está aislado (en paralelo con la capacitancia fase a tierra del sistema de potencia).

El valor de la corriente de falta de fase a tierra es:

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot tu}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_N)}$$

Este cálculo es necesario para sistemas de potencia en los que el neutro está puesto a tierra por una impedancia ZN. Se utiliza para determinar el ajuste de los dispositivos de protección de "defecto a tierra" que deben interrumpir la corriente de defecto a tierra.

Si Z1, Z2 y Z0 son despreciables con respecto a ZN, entonces:

$$I_{k1} = \frac{tu}{3 \cdot Z_N}$$

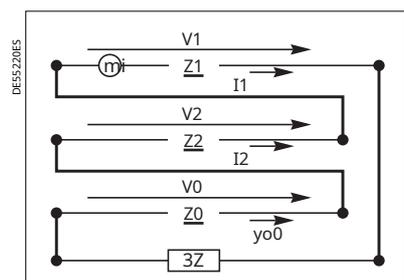
Este es el caso, por ejemplo, cuando Ik1 se limita a 20 A en un sistema de potencia de MT alimentado por un transformador de alta potencia (10 MVA).

$$y_{01} = y_{02} = y_{00} = \frac{m_i}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$

$$V_1 = \frac{m_i(Z_2 + Z_0 + 3Z)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$

$$V_2 = \frac{-Z \cdot m_i}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$

$$V_0 = \frac{-Z_0 m_i}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$



Modelo de un cortocircuito fase-tierra utilizando las componentes simétricas.

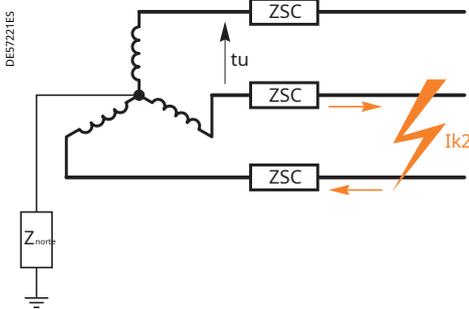


Fig. 1. Cortocircuito bifásico libre de tierra.

## Cortocircuito bifásico entre conductores de fase (Figura 1)

El valor de la corriente de cortocircuito bifásico en un punto dentro del sistema de potencia es:

$$I_{k2} = \frac{tu}{Z_1 + Z_2}$$

En un sistema de potencia alimentado por un transformador (falla lejos de las fuentes), el valor de la corriente de cortocircuito de dos fases en un punto dentro del sistema de potencia es:

$$I_{k2} = \frac{tu}{2 \cdot Z_{SC}}$$

La corriente de cortocircuito de dos fases es más débil que la corriente de cortocircuito de tres fases, en una proporción de 3/2, es decir, aproximadamente el 87%.

Si la falla ocurre cerca de un generador ( $Z_2 \leq Z_1$ ), la corriente puede ser mayor que en una falla trifásica.

$$y_{01} = \frac{mi}{Z_1 + Z_2 + Z}$$

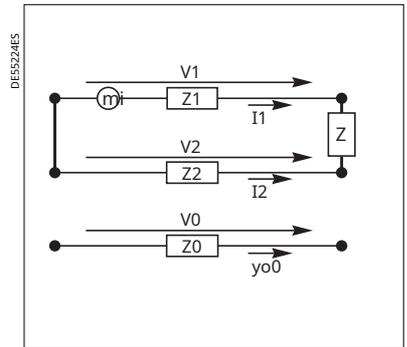
$$y_{02} = \frac{-mi}{Z_1 + Z_2 + Z}$$

$$y_{00} = 0$$

$$V_1 = \frac{mi(Z_2 + Z)}{Z_1 + Z_2 + Z}$$

$$V_2 = \frac{mi \cdot Z}{Z_1 + Z_2 + Z}$$

$$V_0 = 0$$



Modelo de un cortocircuito bifásico utilizando las componentes simétricas.

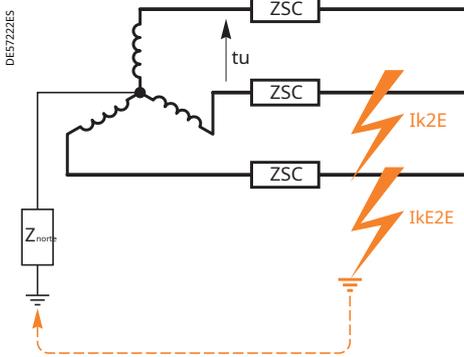


Fig. 2. Cortocircuito bifásico a tierra.

## Cortocircuito bifásico entre dos conductores de fase y tierra (higo. 2)

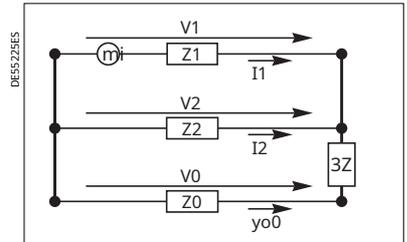
Para un cortocircuito sólido (falta alejada de las fuentes), el valor del cortocircuito bifásico a tierra es:

$$I_{kE2E} = \frac{\sqrt{3} \cdot tu}{(Z_1 + 2Z_0)}$$

$$y_{01} = \frac{mi(Z_2 Z_0 + 3Z)}{Z_1 \cdot Z_2 + (3Z + Z_0) \cdot (Z_1 + Z_2)}$$

$$y_{02} = \frac{-mi(Z_0 + 3Z)}{Z_1 \cdot Z_2 + (3Z + Z_0) \cdot (Z_1 + Z_2)}$$

$$y_{00} = \frac{-mi \cdot Z}{Z_1 \cdot Z_2 + (3Z + Z_0) \cdot (Z_1 + Z_2)}$$



Modelo de un cortocircuito bifásico a tierra utilizando las componentes simétricas.

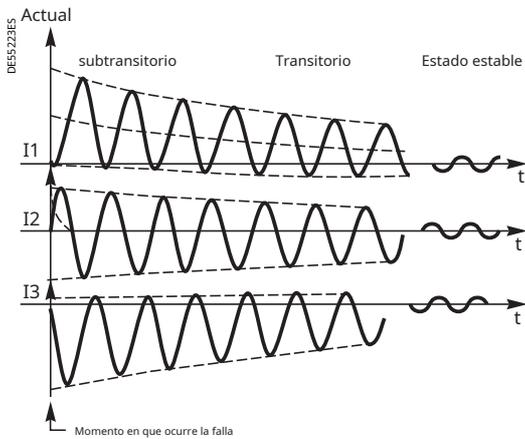


Fig. 1. Curvas típicas para corrientes de cortocircuito en los terminales del generador.

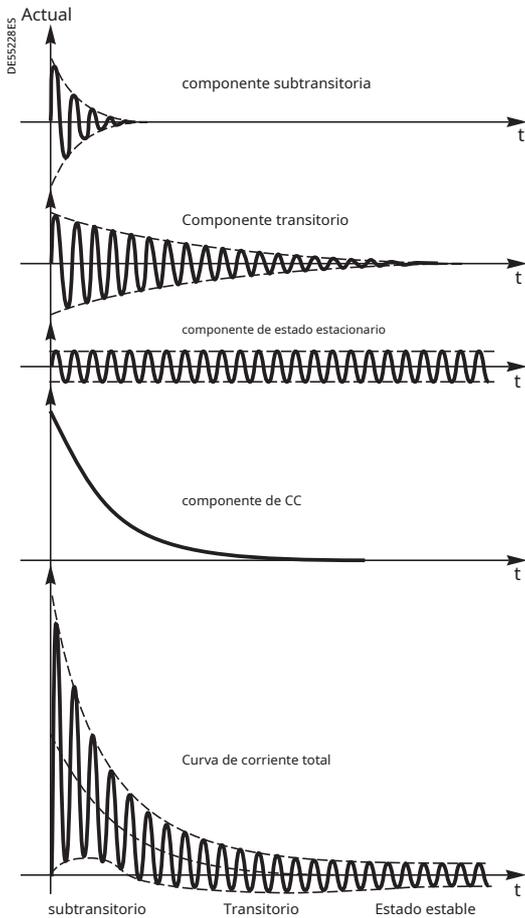


Fig. 2. Descomposición de la corriente de cortocircuito.

Es más complicado calcular la corriente de cortocircuito entre los terminales de un generador síncrono que entre los terminales de un transformador conectado al sistema de potencia.

Esto se debe a que la impedancia interna de la máquina no puede considerarse constante después del inicio de la falla. Aumenta progresivamente y la corriente se debilita, pasando por tres etapas características:

**subtransitorio** (aproximadamente de 0,01 a 0,1 segundos), la corriente de cortocircuito (valor eficaz del componente de CA) es alta, de 5 a 10 veces la corriente continua nominal. **transitorio** (entre 0,1 y 1 segundo), la corriente de cortocircuito desciende entre 2 y 6 veces la corriente nominal.

**estado estable**, la corriente de cortocircuito cae entre 0,5 y 2 veces la corriente nominal.

Los valores dados dependen de la potencia nominal de la máquina, de su modo de excitación y, para la corriente en régimen permanente, del valor de la corriente de excitación, por lo tanto de la carga de la máquina en el momento del fallo.

Además, la impedancia de secuencia cero de los generadores de CA es generalmente de 2 a 3 veces menor que su impedancia de secuencia positiva. La corriente de cortocircuito fase-tierra es por lo tanto mayor que la corriente trifásica.

A modo de comparación, la corriente de cortocircuito trifásica en estado estacionario entre los terminales de un transformador oscila entre 6 y 20 veces la corriente nominal, según la potencia nominal.

Se puede concluir que los cortocircuitos entre los terminales del generador son difíciles de evaluar, en particular su valor bajo y decreciente, dificulta el ajuste de la protección.

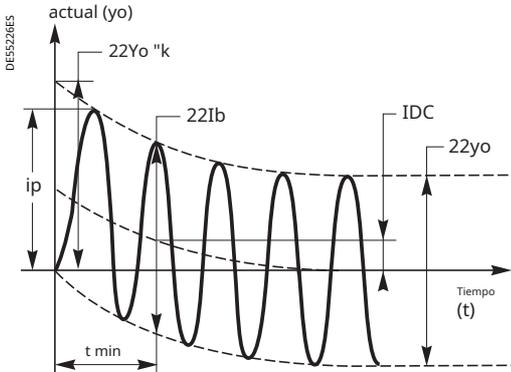


Fig. 1. Representación gráfica de las magnitudes de cortocircuito según IEC 60909.

**Método IEC (estándar 60909)**

Las reglas para el cálculo de corrientes de cortocircuito en instalaciones eléctricas se presentan en la norma IEC 60909, emitida en 2001.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito en varios puntos de un sistema de potencia puede convertirse rápidamente en una ardua tarea cuando la instalación es complicada.

El uso de software especializado acelera los cálculos.

Esta norma general, aplicable a todos los sistemas de potencia radiales y mallados, 50 o 60 Hz y hasta 550 kV, es extremadamente precisa y conservadora.

Puede ser utilizado para manejar los diferentes tipos de cortocircuitos sólidos (simétricos o asimétricos) que pueden ocurrir en una instalación eléctrica:

- b cortocircuito trifásico (las tres fases), generalmente el tipo que produce las corrientes más altas,
- b cortocircuito bifásico (entre dos fases), corrientes inferiores a fallas trifásicas, b
- cortocircuito bifásico a tierra (entre dos fases y tierra),
- b cortocircuito fase-tierra (entre una fase y tierra), el tipo más frecuente (80% de los casos).

Cuando ocurre una falla, la corriente transitoria de cortocircuito es una función del tiempo y consta de dos componentes (fig. 1):

un componente de CA, que disminuye a su valor de estado estable, causado por las diversas máquinas rotativas y una función de la combinación de sus constantes de tiempo, b un componente DC, decreciente a cero, causado por la iniciación de la corriente y una función de las impedancias del circuito.

En términos prácticos, se deben definir los valores de cortocircuito que son útiles para seleccionar los equipos del sistema y el sistema de protección:

- bI" k: valor eficaz de la corriente simétrica inicial,
- bIb: valor eficaz de la corriente simétrica interrumpida por el dispositivo de maniobra cuando el primer polo se abre en tmin (retardo mínimo),
- bI k: valor eficaz de la corriente simétrica en régimen permanente,
- bI p: valor instantáneo máximo de la corriente en el primer pico, b
- IDC: valor DC de la corriente.

Estas corrientes se identifican con los subíndices 3, 2, 2E, 1, según el tipo de cortocircuito, respectivamente trifásica, bifásica libre de tierra, bifásica a tierra, fase a tierra.

El método, basado en el teorema de superposición de Thevenin y descomposición en componentes simétricas, consiste en aplicar al punto de cortocircuito una fuente de tensión equivalente para determinar la corriente. El cálculo se realiza en tres pasos.

bDefina la fuente de voltaje equivalente aplicada al punto de falla. Representa la tensión existente justo antes de la falla y es la tensión nominal multiplicada por un factor que tiene en cuenta las variaciones de la fuente, los cambiadores de tomas en carga del transformador y el comportamiento subtransitorio de las máquinas.

bCalcular las impedancias, vistas desde el punto de falla, de cada ramal que llega a este punto. Para sistemas de secuencia positiva y negativa, el cálculo no tiene en cuenta las capacitancias de línea y las admitancias de cargas paralelas no giratorias. bUna vez definidos los valores de tensión e impedancia, calcular los valores mínimo y máximo característicos de las corrientes de cortocircuito.

Los diversos valores de corriente en el punto de falla se calculan usando: blas ecuaciones proporcionadas,

buna ley de suma para las corrientes que fluyen en las ramas conectadas al nodo: vI" k, véanse las ecuaciones para I" k en las tablas adjuntas, donde el factor de tensión c está definido por la norma; suma geométrica o algebraica,

vI p = κ · 2 · I" k, donde κ es menor que 2, dependiendo de la relación R/X de la impedancia de secuencia positiva para la rama dada; suma de picos,

vI b = μ · q · I" k, donde μ y q son menores a 1, dependiendo de los generadores y motores, y el retardo mínimo de interrupción de corriente; suma algebraica, vI k =

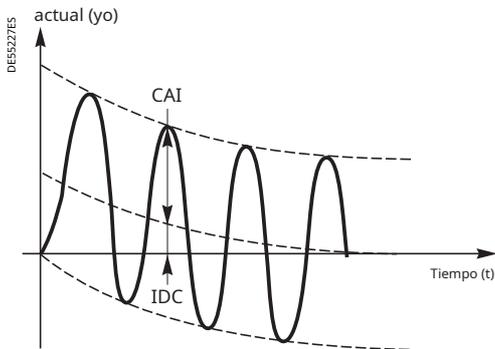
I" k, cuando la falla está lejos del generador, vI k = λ · I r, para un generador, donde I r es la corriente nominal del generador y λ es un factor que depende de su inductancia de saturación; suma algebraica.

Tipo de cortocircuito	Yo k
3 fases	$\sqrt{3} \cdot Z_1$
2 fases	$Z_1 + Z_2$
2 fases a tierra	$Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_0$
Fase a tierra	$Z_1 + Z_2 + Z_0$

Corrientes de cortocircuito según IEC 60909 (situación general).

Tipo de cortocircuito	Yo k
3 fases	$\sqrt{3} \cdot Z_1$
2 fases	$2 \cdot Z_1$
2 fases a tierra	$Z_1 + 2Z_0$
Fase a tierra	$2Z_1 + Z_0$

Corrientes de cortocircuito según IEC 60909 (faltas a distancia).



IAC: pico de la componente periódica.  
IDC: componente aperiódico.

Fig. 1. Corriente nominal de corte de un interruptor automático sometido a un cortocircuito según IEC 60056.

## Caracterización

Existen 2 tipos de equipos del sistema, en función de si reaccionan o no cuando se produce un fallo.

### Equipo pasivo

Esta categoría comprende todos los equipos que, por su función, deben tener la capacidad de transportar tanto corriente normal como corriente de cortocircuito. Este equipo incluye cables, líneas, barras colectoras, seccionadores, interruptores, transformadores, reactancias y capacitores en serie, transformadores de medida. Para este equipo, la capacidad de soportar un cortocircuito sin daño se define en términos de:

**resistencia electrodinámica**(expresado en kA pico), que caracteriza la resistencia mecánica a la tensión electrodinámica,

**resistencia térmica**(expresado en rms kA durante 1 a 5 segundos), que caracteriza el aumento de calor máximo permisible.

### Equipo activo

Esta categoría comprende los equipos destinados a despejar corrientes de cortocircuito, es decir, disyuntores y fusibles. Esta propiedad se expresa por el poder de corte y, si se requiere, el poder de cierre cuando ocurre una falla.

**Capacidad de Interrupción**(higo. 1)

Esta característica básica de un dispositivo de interrupción de corriente es la corriente máxima (en rms kA) que es capaz de interrumpir en las condiciones específicas definidas por las normas; generalmente se refiere al valor rms del componente CA de la corriente de cortocircuito. A veces, para ciertos interruptores, el valor rms de la suma de las 2 componentes (CA y CC), en cuyo caso se trata de la "corriente asimétrica".

La capacidad de ruptura depende de otros factores tales como: v Voltaje,

vRelación R/X del circuito interrumpido, v frecuencia natural del sistema eléctrico,

vnúmero de pausas a la corriente máxima, por ejemplo el ciclo: O - C/O - C/O (O = apertura, C = cierre),

vestado del dispositivo después de la prueba.

El poder de corte es una característica relativamente complicada de definir, por lo que no sorprende que a un mismo dispositivo se le puedan asignar diferentes poderes de corte dependiendo de la norma que lo defina. **Capacidad de cierre de cortocircuito**

En general, esta característica está implícitamente definida por el poder de corte porque un dispositivo debe poder cerrarse para una corriente que pueda cortar.

A veces, la capacidad de cierre debe ser mayor, por ejemplo, para los interruptores automáticos que protegen los generadores.

La capacidad de cierre se define en términos del pico kA porque el primer pico asimétrico es el más exigente desde el punto de vista electrodinámico.

Por ejemplo, según la norma IEC 60056, un disyuntor utilizado en un sistema de alimentación de 50 Hz debe poder manejar una corriente de cierre máxima igual a 2,5 veces la corriente de corte rms.

### Posible corriente de ruptura de cortocircuito

Algunos dispositivos tienen la capacidad de limitar la corriente de falla a ser interrumpida. Su capacidad de corte se define como la máxima corriente de corte prevista que se desarrollaría durante un cortocircuito sólido entre los terminales aguas arriba del dispositivo.

## Características específicas del dispositivo

Las funciones proporcionadas por varios dispositivos de interrupción y sus principales limitaciones se presentan en la siguiente tabla.

Dispositivo	Aislamiento	Conmutación de corriente condiciones		Limitaciones principales
		Normal	Culpa	
Desconectador	SÍ	NO	NO	Aislamiento longitudinal de entrada/salida Seccionador de puesta a tierra: poder de cierre en cortocircuito
Cambiar	NO	SÍ	NO	Conexión y desconexión de la corriente de carga normal Capacidad de conexión en cortocircuito Con fusible: poder de corte en cortocircuito en la zona de no fusión del fusible
contactor	no si, si es extraíble	SÍ	NO	Capacidades nominales de cierre y corte Capacidades máximas de cierre y corte Características de servicio y resistencia
Cortacircuitos	no si, si es extraíble	SÍ	SÍ	Capacidad de corte en cortocircuito Capacidad de cierre en cortocircuito
Fusible	NO	NO	SÍ	Capacidad mínima de corte en cortocircuito Capacidad máxima de corte en cortocircuito

Los dispositivos de protección y medición requieren datos sobre la clasificación eléctrica del equipo a proteger.

Por motivos técnicos, económicos y de seguridad, estos datos no se pueden obtener directamente de la fuente de alimentación de alta tensión.

del equipo Se necesitan los siguientes dispositivos intermediarios:

b sensores de corriente de fase,

b CT de balance de núcleo para medir corrientes de falla a tierra,

b transformadores de tensión (TT).

Estos dispositivos cumplen las siguientes funciones: b reducción del valor a medir (p. ej. 1500/5 A),

b aislamiento galvánico,

b suministro de la potencia necesaria para el tratamiento de datos y para la propia función de protección.

La función de un sensor de corriente de fase es proporcionar a su devanado secundario una corriente proporcional a la corriente primaria medida. Se utilizan tanto para medidas como para protección.

Hay dos tipos de sensores: b transformadores de corriente (TC), b transformadores de corriente con salida de tensión (LPCT).

### Características generales (Figura 1)

El transformador de corriente está compuesto por dos circuitos, el primario y el secundario, acoplados por un circuito magnético.

Cuando hay varias vueltas en el circuito primario, el transformador es del tipo primario bobinado.

Cuando el primario es un solo conductor que atraviesa un sensor, el transformador puede ser del tipo primario-barra (primario integrado formado por una barra de cobre), del tipo soporte (primario formado por un conductor no aislado de la instalación) o del tipo toroidal. (primario formado por un cable aislado de la instalación).

Los TC se caracterizan por los siguientes valores (según norma IEC 60044)(1).

#### Nivel de aislamiento nominal CT

Este es el voltaje más alto aplicado al primario del TC.

Tenga en cuenta que el primario está en el nivel de voltaje HV y que uno de los terminales secundarios generalmente está conectado a tierra.

De forma similar a otros equipos, se definen los siguientes valores: b máximo 1 min. tensión soportada a frecuencia industrial, b máxima tensión soportada de impulso.

Ejemplo. Para una tensión nominal de 24 kV, el TI debe soportar 50 kV durante 1 minuto a 50 Hz y una tensión de impulso de 125 kV.

#### Relación de transformación nominal

Normalmente se da como la relación de transformación entre la corriente primaria y secundaria  $I_p/I_s$ .

La corriente secundaria nominal es generalmente de 5 A o 1 A.

#### Precisión

Está definido por el error compuesto para la corriente límite de precisión.

El factor de límite de precisión es la relación entre la corriente límite de precisión y la corriente nominal.

b Para la clase P:

5P10 significa 5% de error para 10 In y 10P15 significa 10% de error para 15 In, 5P y 10P son las clases de precisión estándar para CT de protección, 5 In, 10 In, 15 In, 20 In son las corrientes de límite de precisión estándar.

b La clase PR se define por el factor de remanencia, la relación entre el flujo remanente y el flujo de saturación, que debe ser inferior al 10%.

5PR y 10PR son las clases de precisión estándar para los TC de protección.

b La clase PX es otra forma de especificar las características del TC en función del "voltaje del punto de inflexión", la resistencia secundaria y la corriente de magnetización (consulte la página siguiente, fig. 1, respuesta del TC en estado saturado).

#### Salida nominal

Esta es la potencia aparente en VA que el TC debe suministrar al circuito secundario a la corriente secundaria nominal sin que los errores excedan los valores especificados.

Representa la potencia consumida por todos los dispositivos y cables conectados. Si un TC se carga con una potencia inferior a su salida nominal, su nivel de precisión real es mayor que el nivel de precisión nominal. Asimismo, un TC sobrecargado pierde precisión.

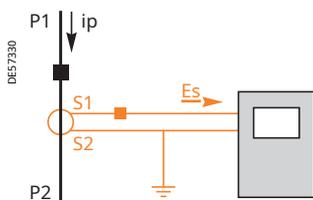
#### Corriente de resistencia de corta duración

Expresada en kA rms, la corriente máxima admisible durante 1 segundo ( $I_{th}$ ) (siendo el secundario cortocircuitado) representa la resistencia térmica del TC a las sobrecorrientes. El TC debe ser capaz de soportar la corriente de cortocircuito durante el tiempo necesario para despejarla. Si el tiempo de despeje  $t$  es diferente a 1 seg., la corriente que puede soportar el TC es  $I_{th} \sqrt{t}$

La resistencia electrodinámica expresada en kA pico es al menos igual a  $2.5 \cdot I$ -ésimo Valores normales de corrientes primarias nominales (en A):

10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y múltiplos o submúltiplos decimales.

(1) También se deben tener en cuenta elementos relacionados con el tipo de montaje, características del sitio (por ejemplo, temperatura, etc.), frecuencia de alimentación, etc.



IP: corriente primaria

IS: corriente secundaria (proporcional a Ip y en fase)

Fig. 1. Transformador de corriente.

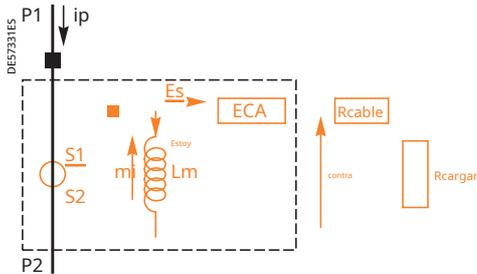


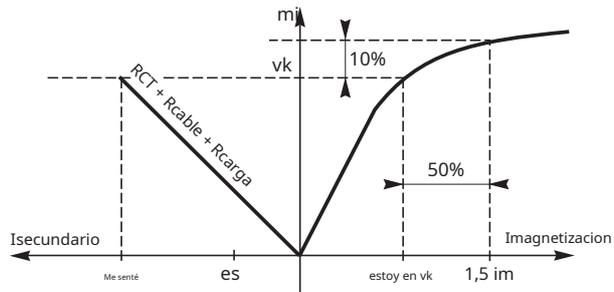
Fig. 1. Diagrama equivalente de corriente secundaria de un TC...

**Respuesta de CT en estado saturado**

Cuando se somete a una corriente primaria muy alta, el TC se satura. La corriente secundaria ya no es proporcional a la corriente primaria. El error de corriente que corresponde a la corriente de magnetización aumenta significativamente.

**Voltaje de punto de inflexión (Figura 1)**

Este es el punto en la curva de magnetización del transformador de corriente en el que un aumento del 10% en el voltaje  $E$  requiere un aumento del 50% en la corriente de magnetización  $I_m$ .



y curva de magnetización CT.

El secundario del TC satisface la ecuación:  $(R_{CT} + R_{carga} + R_{cable}) \cdot ALF \cdot I_{sn2} = \text{constante}$  donde  $I_{sn}$  = corriente secundaria nominal  
 $ALF$  = factor de límite de precisión  
 $I_{sat} = ALF \cdot I_{sn}$

**TI para protección de sobreintensidad de fase**

**Para la protección contra sobrecorriente de tiempo definido**, si no se alcanza la saturación a 1,5 veces la corriente configurada, el funcionamiento está asegurado por muy alta que sea la corriente de falla (fig. 2).

**Para la protección contra sobrecorriente IDMT**, la saturación no debe alcanzarse a 1,5 veces el valor actual correspondiente al máximo en la parte útil de la curva de funcionamiento (fig. 3).

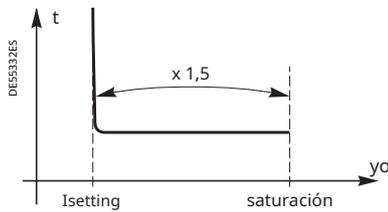


Figura 2.

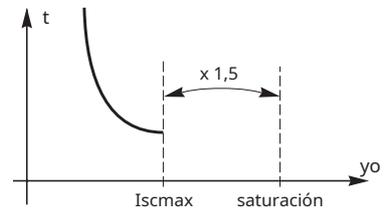


Fig. 3.

**CT para protección diferencial (higo. 4)**

Los TI deben especificarse para cada aplicación, de acuerdo con el principio de funcionamiento de la unidad de protección y el componente protegido. Consulte el manual de instrucciones de la unidad de protección.

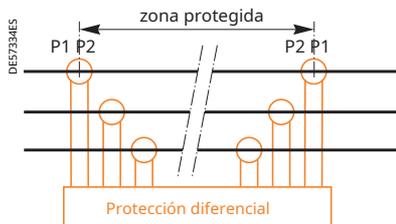


Figura 4.

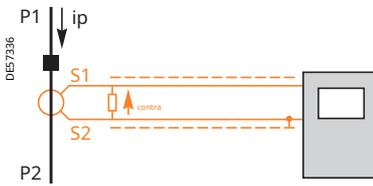


Fig. 1. Sensores de corriente tipo LPCT.

**Transductores de corriente de baja potencia (LPCT)**(Figura 1)

Se trata de sensores especiales de salida de tensión del tipo Low-Power Current Transducer (LPCT), conformes a la norma IEC 60044-8.

Los LPCT se utilizan para funciones de medición y protección. Se definen por:

- bla corriente primaria nominal,
- bla corriente primaria extendida nominal, bla
- corriente primaria del límite de precisión nominal.

Tienen una salida lineal en un amplio rango de corriente y comienzan a saturarse en niveles por encima de las corrientes a interrumpir.

**Ejemplo de características de medición según IEC 60044-8 b**

- Corriente nominal primaria  $I_{pn} = 100\text{ A}$
- bCorriente nominal primaria ampliada  $I_{pe} = 1250\text{ A}$
- bTensión secundaria  $V_{sn} = 22,5\text{ mV}$  bClase 0.5:

- vprecisión 0,5% de 100 A a 1250 A, v
- precisión 0,75% a 20 A, vprecisión 1,5%
- a 5 A.

**Ejemplo de características de protección según IEC 60044-8 b**

- Corriente primaria  $I_{pn} = 100\text{ A}$  bTensión secundaria  $V_{sn} = 22,5\text{ mV}$
- bClase 5P de 1,25 kA a 40 kA (fig.2).

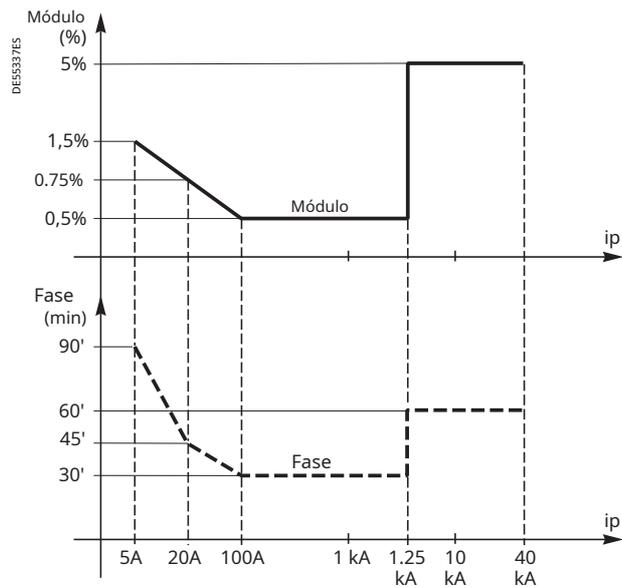


Fig. 2. Características de precisión de LPCT.

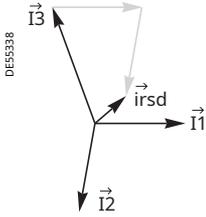


Fig. 1. Definición de corriente residual.

### Corriente homopolar - corriente residual

La corriente residual que caracteriza la corriente de falla a tierra es igual a la suma vectorial de las 3 corrientes de fase (fig.1).

La corriente residual es igual a tres veces la corriente homopolar I0.

$$irsd = 3 \cdot i_0 = I_1 + I_2 + I_3$$

### Detección de la corriente de falla

La corriente de falla a tierra se puede detectar de varias maneras.

Medición sensores	Precisión	Recomendado umbral mínimo por defecto a tierra proteccion	Asamblea
Núcleo especial TC de equilibrio <small>DE57339</small>	+++	unos pocos amperios	<p>Medición directa por toroidal de núcleo especial conectado directamente al relé de protección. El TC se instala alrededor de los conductores vivos y crea directamente la corriente residual.</p>
TC toroidales + anillo de interposición <small>DE57341ES</small>	++	10% de InCT (DT) 5% de InCT (IDMT)	<p>Medida diferencial mediante un TC toroidal clásico instalado alrededor de los conductores activos y generador de la corriente residual, más un TC de anillo interpuesto utilizado como adaptador para el relé de protección.</p>
TC trifásicos + anillo de interposición <small>DE57342ES</small>	++	10% de InCT (DT) 5% de InCT (IDMT)	<p>Medida de las corrientes en las tres fases con un TI por fase y medida de la corriente residual por medio de un TI anular interpuesto especial.</p> <p>En términos prácticos, el umbral de corriente residual debe ser:  <math>bes_0 \geq 10\% InCT</math> (protección DT), <math>bes_0 \geq 5\% InCT</math> (protección IDMT).</p>
TC trifásicos (Irsd calculado por relevo) <small>DE57344</small>	+	Sin restricción H2 30% InCT (DT) 10% InCT (IDMT)  Con restricción H2 10% InCT (DT) 5% InCT (IDMT)	<p>Cálculo basado en la medida de las corrientes en las tres fases con un TI por fase.</p> <p>bLa corriente residual es calculada por el relé de protección.                  bLa precisión de la medición no es alta (suma de errores de CT y características de saturación, corriente calculada).                  bLa instalación es más sencilla que en el caso anterior, pero la precisión de la medida es menor. En términos prácticos, la configuración del umbral de protección debe cumplir con las siguientes reglas:</p> <p><math>bes_0 \geq 30\% InCT</math> para protección DT (10% InCT para un relé de protección con restricción H2), <math>bes_0 \geq 10\% InCT</math> para protección IDMT.</p>

La función de un transformador de tensión es proporcionar a su devanado secundario una tensión proporcional a la aplicada al circuito primario. Los transformadores de tensión se utilizan tanto para medidas como para protección.

### Medida de tensiones fase a fase

El transformador de tensión está formado por dos devanados, el primario y el secundario, acoplados por un circuito magnético, y las conexiones se pueden realizar entre fases o entre una fase y tierra.

Los transformadores de tensión se caracterizan por los siguientes valores: (publicaciones IEC 60186, IEC 60044-2 y NFC 42-501)  
 f frecuencia de red, generalmente 50 o 60 Hz, b voltaje primario más alto en el sistema de energía,  
 btensión secundaria nominal 100, 100/3, 110, 110/3 voltios según el tipo de conexión,  
 bfactor de tensión nominal utilizado para definir las características de aumento de calor,  
 bpotencia aparente, en VA, que el transformador de tensión puede suministrar al secundario, sin causar errores que superen su clase de precisión, cuando está conectado a la tensión nominal del primario ya su carga nominal. Tenga en cuenta que un TT nunca debe cortocircuitarse en el secundario, porque la potencia suministrada aumenta y el transformador puede dañarse por el aumento de calor resultante.  
 bclase de precisión que define los límites de error garantizados para la relación de tensión y el desplazamiento de fase en las condiciones de potencia y tensión especificadas.

Son posibles varios conjuntos de medición: bMontaje en estrella de 3 transformadores (fig. 1) (requiere 1 terminal de alto voltaje aislado por transformador)

Relación de transformación:  $\frac{Naciones Unidas}{100}$  por ejemplo

bMontaje en "V" de 2 transformadores, (fig. 2) (requiere 2 terminales de alta tensión aislados por transformador) Relación de transformación:  $\frac{Naciones Unidas}{100}$  por ejemplo

En sistemas con neutro aislado, todos los TT de fase-neutro suficientemente cargados para evitar el riesgo de resonancia ferromagnética.

(1) También se deben tener en cuenta elementos relacionados con el tipo de montaje, características del sitio (por ejemplo, temperatura), etc.

### Medida de tensión residual

La tensión residual que caracteriza la tensión del punto neutro respecto a tierra es igual a la suma vectorial de las 3 tensiones fase-tierra.

La tensión residual es igual a tres veces la tensión homopolar  $V_0$ :  
 $V_{rsd} = 3 \cdot V_0 = V_1 + V_2 + V_3$  (higo. 3)

La aparición de esta tensión señala la existencia de un defecto a tierra. Se puede medir o calcular:

bmedida mediante tres transformadores de tensión cuyos primarios están conectados en estrella y los secundarios, en disposición delta abierta, suministran la tensión residual (fig. 4), b cálculo por el relé, utilizando tres transformadores de tensión cuyos primarios y secundarios están conectados en estrella (fig. 5).

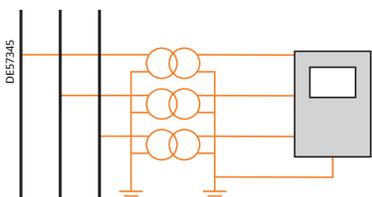


Fig. 1. Transformadores de tensión (TT) conectados en estrella.

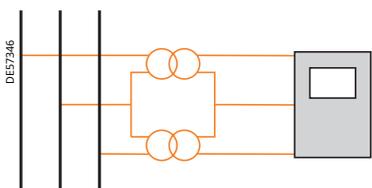


Fig. 2. Transformadores de tensión (VT) conectados en V.

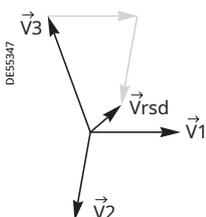


Fig. 3. Definición de tensión residual.

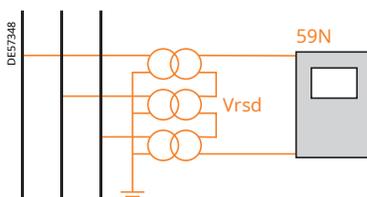


Fig. 4. Medida directa de tensión residual.

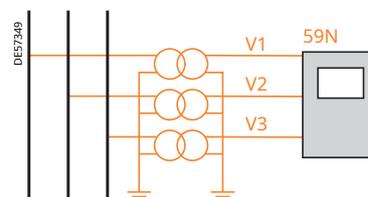


Fig. 5. Cálculo de la tensión residual.

Los relés de protección que monitorean continuamente las variables del sistema de potencia incluyen combinaciones de funciones básicas para adaptarse a los componentes del sistema de potencia que se monitorean.

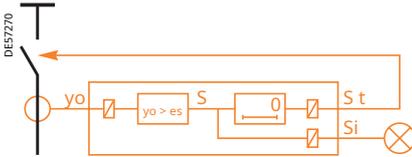


Fig. 1. Principio de funcionamiento del relé.  
(ejemplo de relé de protección de sobrecorriente de fase ANSI 51)

## Operación

El relé incluye (fig. 1):  
 bentrada de medida analógica de la variable observada, recibida del sensor, bresultado lógico del procesamiento de la medición (anotado S),  
 bsalida lógica instantánea de la función de protección, utilizada para indicación, por ejemplo (anotado Si),  
 bsalida lógica retardada de la función de protección, utilizada para controlar el disparo del interruptor automático (anotado St).

## Características (higo. 2)

El modo de trabajo de la función de protección implica tiempos característicos (IEC 60255-3):  
 b tiempo de funcionamiento: es el tiempo entre la aplicación de la cantidad característica (al doble del umbral establecido) y la conmutación del relé de salida (salida instantánea),  
 b tiempo de sobreimpulso: es la diferencia entre el tiempo de funcionamiento y el tiempo máximo durante el cual se puede aplicar la cantidad característica sin disparo,  
 b tiempo de reinicio: este es el tiempo entre una disminución repentina en la cantidad característica y la conmutación del relé de salida.

Para mejorar la estabilidad, las funciones tienen una relación de abandono/recuperación  $d$  que es un % del ajuste del umbral: en el ejemplo de la figura 3,  $S$  va de 1 a 0 cuando  $I = d \cdot Es$

**Nota:** También se encuentran comúnmente otros términos no estandarizados, cuyas definiciones pueden variar de un fabricante a otro: tiempo de recuperación, tiempo sin respuesta, tiempo de disparo instantáneo, tiempo de memoria.

Para mejorar la estabilidad, las funciones tienen una relación de abandono/recuperación  $d$  que es un % del ajuste del umbral: en el ejemplo de la figura 3,  $S$  va de 1 a 0 cuando  $I = d \cdot Es$

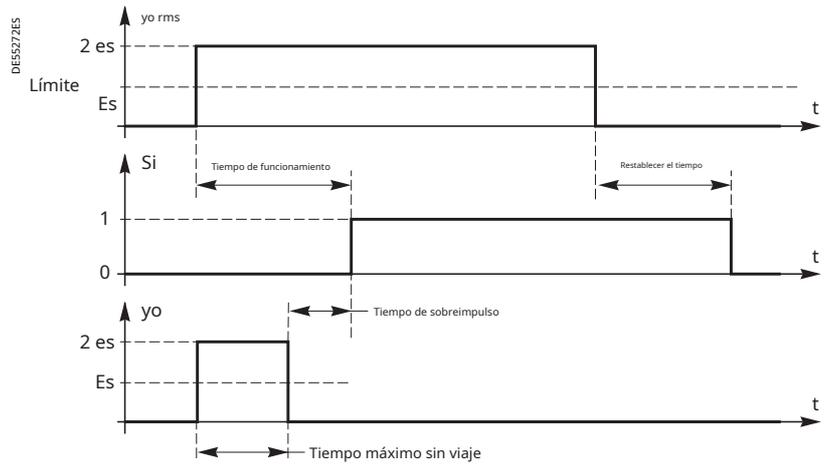


Fig. 2. Tiempos característicos de la función de protección.

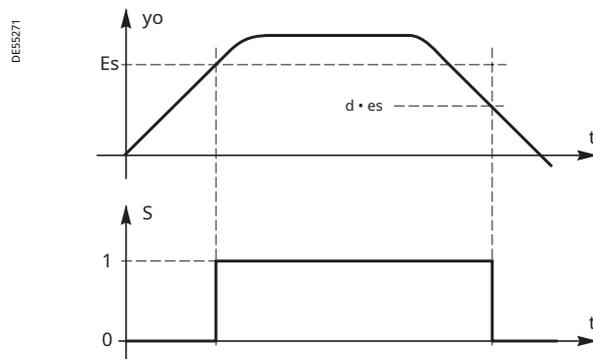


Fig. 3. Ratio abandono/recuperación.

## Ajustes

Algunas funciones de protección pueden ser configuradas por el usuario, en particular:

**punto de ajuste de disparo:** establece el límite de la cantidad observada que acciona la función de protección.

**tiempo de disparo:**

retardo de tiempo definido (DT)

El ejemplo de la figura 1, aplicado a un relé de corriente, muestra que por encima del umbral de corriente  $I_s$ , el tiempo de actuación de la protección es constante (ajuste de temporización T).

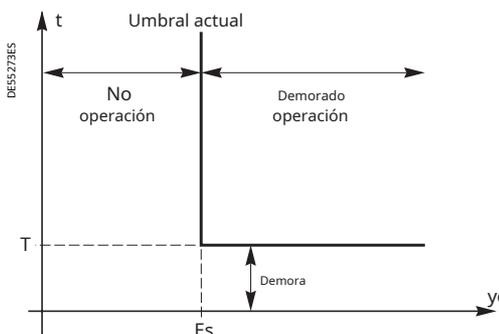


Fig. 1. Principio de disparo de tiempo definido.

**Retardo IDMT (IDMT: tiempo mínimo definido inverso)**

El ejemplo de la figura 2, aplicado a un relé de corriente, muestra que por encima del umbral de corriente  $I_s$ , cuanto mayor sea la corriente, menor será el tiempo de actuación de la protección.

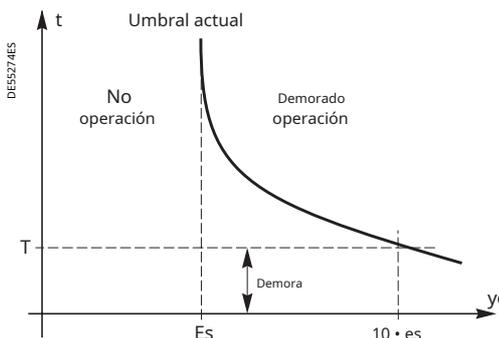


Fig. 2. Principio de disparo de IDMT.

Existen varios tipos de curvas, determinadas por ecuaciones y definidas por los distintos organismos de normalización: por ejemplo, la IEC define las siguientes (fig. 3):

- tiempo inverso estándar (SIT),
- tiempo muy inverso (VIT),
- tiempo extremadamente inverso (EIT).

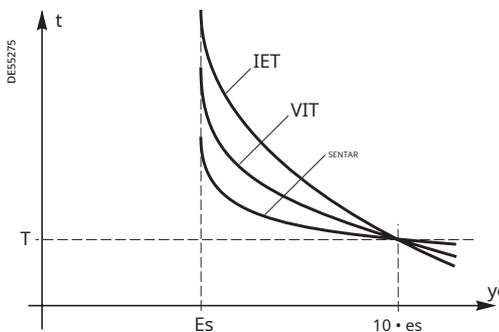


Fig. 3. Curvas de disparo de IDMT.

**retención del temporizador:** tiempo de reinicio ajustable,

**restricción:** inhibición de disparo según porcentaje de segundo armónico, **constantes de tiempo** (por ejemplo, sobrecarga térmica ANSI 49RMS), **ángulo característico** (ej., sobrecorriente direccional ANSI 67).

Las principales funciones de protección se enumeran con una breve definición en la siguiente tabla. Se enumeran en orden numérico según el código ANSI C37.2.

código ANSI	Nombre de la función	Definición
12	Sobre velocidad	Detección de sobrevelocidad de máquina giratoria
14	subvelocidad	Detección de subvelocidad de máquina giratoria
21	Protección de distancia	Detección de medición de impedancia
21B	subimpedancia	Protección contra cortocircuito de fase a fase de respaldo para generadores
24	control de flujo	Comprobación de sobreflujo
25	Comprobación de sincronismo	Verifique antes de conectar en paralelo dos partes del sistema de energía
26	Termostato	Protección contra sobrecargas
27	bajo voltaje	Protección para control de huecos de tensión
27D	Subtensión de secuencia positiva	Protección de motores contra el funcionamiento con tensión insuficiente
27R	Subtensión remanente	Verificar la desaparición de la tensión sostenida por las máquinas rotativas tras la desconexión de la alimentación
27TN	Subtensión del tercer armónico	Detección de fallas a tierra del aislamiento del devanado del estator (neutro impedante)
32P	Dominio activo direccional	Protección contra la transferencia de potencia máxima activa
32Q	Sobrepotencia reactiva direccional	Protección contra la transferencia de potencia reactiva
37	Subcorriente de fase	Protección trifásica contra subcorriente
37P	Subpotencia activa direccional	Protección contra la transferencia de subpotencia activa
37Q	Subpotencia reactiva direccional	Protección contra la transferencia de subpotencia reactiva
38	Supervisión de la temperatura de los cojinetes	Protección contra el sobrecalentamiento de los cojinetes de las máquinas giratorias
40	pérdida de campo	Protección de máquinas síncronas contra fallas o pérdida de campo
46	Secuencia negativa / desequilibrio	Protección contra corriente de fase desequilibrada
47	Sobretensión de secuencia negativa	Protección de voltaje de secuencia negativa y detección de rotación inversa de máquinas rotativas
48 - 51LR	Tiempo de arranque excesivo y rotor bloqueado	Protección de motores contra arranques con sobrecarga o tensión reducida, y para cargas que pueden bloquearse
49	Sobrecarga térmica	Protección contra sobrecargas
49T	RTD	Protección contra el sobrecalentamiento de los devanados de la máquina.
50	Sobreintensidad de fase instantánea	Protección trifásica contra cortocircuitos
50BF	Fallo del interruptor	Comprobación y protección si el interruptor automático no se dispara después de una orden de disparo
50N o 50G	falla a tierra instantanea	Protección contra fallas a tierra: 50N: corriente residual calculada o medida por 3 TI 50G: corriente residual medida directamente por un solo sensor (CT o core balance CT)
50V	Sobreintensidad de fase restringida por tensión instantánea	Protección trifásica contra cortocircuitos con umbral dependiente de la tensión
50/27	Activación inadvertida del generador	Detección de activación inadvertida del generador
51	Sobreintensidad de fase retardada	Protección trifásica contra sobrecargas y cortocircuitos
51N o 51G	falla a tierra retardada	Protección contra fallas a tierra: 51N: corriente residual calculada o medida por 3 TI 51G: corriente residual medida directamente por un solo sensor (CT o core balance CT)
51V	Sobreintensidad de fase restringida por tensión retardada	Protección trifásica contra cortocircuitos con umbral dependiente de la tensión
59	Sobretensión	Protección contra tensión excesiva o detección de tensión suficiente
59N	Desplazamiento de voltaje neutro	Protección contra fallas de aislamiento
63	Presión	Detección de fallas internas del transformador (gas, presión)
64 REF	Diferencial de falla a tierra restringida	Protección de defecto a tierra para devanados trifásicos conectados en estrella con neutro puesto a tierra
64G	100% falla a tierra del estator del generador	Detección de faltas a tierra del aislamiento del devanado del estator (sistemas de potencia con neutro impedante)
66	Inicio sucesivos	Función de protección que monitorea el número de arranques del motor
67	Sobreintensidad de fase direccional	Protección trifásica contra cortocircuito según la dirección del flujo de corriente
67N/67NC	falla a tierra direccional	Protección de falla a tierra dependiendo de la dirección del flujo de corriente (NC: Neutro compensado)
78	Cambio de vector	Protección de desconexión de cambio de vector
78PS	Deslizamiento de polos	Detección de pérdida de sincronización de máquinas síncronas
79	reconector	Dispositivo automático que vuelve a cerrar el interruptor después de un disparo por falla de línea transitoria
81H	sobrefrecuencia	Protección contra frecuencia anormalmente alta
81L	subfrecuencia	Protección contra frecuencia anormalmente baja
81R	Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF)	Protección para la desconexión rápida de dos partes del sistema de potencia
87B	Diferencial de barras	Protección trifásica contra faltas internas de barras
87G	Diferencial generador	Protección trifásica contra fallas internas en generadores AC
87L	Diferencial de línea	Protección trifásica contra faltas internas de línea
87M	Diferencial motor	Protección trifásica contra fallas internas en motores
87T	Transformador diferencial	Protección trifásica contra faltas internas en transformadores

*Las funciones de protección se completan con las siguientes:*

*bfunciones de control adicionales, b*

*funciones de monitoreo de operación, b*

*funciones de operación,*

*bfunciones de indicación, b*

*funciones de medición,*

*bfunciones de diagnóstico,*

*bfunciones de comunicación,*

*para mejorar el funcionamiento de los sistemas de potencia.*

*Todas estas funciones pueden ser proporcionadas por la misma unidad de protección digital.*

## Control de aparamenta

Esta función controla los diferentes tipos de bobinas de cierre y disparo del cuadro.

## Supervisión del circuito de disparo

Esta función indica fallas en el circuito de disparo del tablero.

## Lógica de control

Esta función se utiliza para implementar discriminación lógica por el envío y/o recepción de "señales de bloqueo" por parte de diferentes unidades de protección.

## Funciones lógicas

Estas funciones realizan operaciones de ecuaciones lógicas para generar datos u órdenes adicionales utilizados para la aplicación.

## Funciones de operación

Estas funciones hacen que la operación sea más conveniente para el usuario. b  
Cambiadores de tomas bajo carga de transformadores, bRegulación de energía reactiva, bLocalizador de fallas (ANSI 21FL), bControl de banco de condensadores,

bTiempo de funcionamiento restante antes del disparo por sobrecarga térmica.

## Funciones de medición

Estas funciones proporcionan la información requerida para una buena comprensión de la operación del sistema de potencia.

bCorriente de fase,

bcorriente de disparo,

bcorriente residual,

bCorrientes diferenciales y de paso, bTHD actual (distorsión armónica total),

bTensiones fase a neutro y fase a fase,

btensiones de secuencia positiva, de secuencia negativa y residuales, bTensión THD (distorsión armónica total), bFrecuencia,

bPotencia activa, reactiva y aparente, b

Factor de potencia ( $\cos \phi$ ), bEnergía activa y reactiva,

bPico de demanda de corriente, potencia activa y reactiva,

bLa temperatura,

bHora de arranque del motor, b

Registro de perturbaciones.

## Funciones de diagnóstico de aparamenta

bContadores de maniobras de cierre y disparo por falta de aparamenta, b

Tiempo de operacion,

bTiempo de carga,

bSupervisión de sensores (VT, CT); esta función monitorea la cadena de medida del transformador de tensión o corriente y actúa sobre las funciones de protección relacionadas, bCorriente de corte acumulada (kA<sub>2</sub>).

## Funciones de comunicación

Estas funciones se utilizan para el intercambio de datos disponibles por los diferentes componentes del sistema eléctrico (medidas, estados, órdenes de control...).

Las funciones de protección forman un sistema coherente según la estructura general del sistema de distribución de energía y la disposición de puesta a tierra del neutro. Por lo tanto, deben ser vistos como un sistema basado en el principio de discriminación, que consiste en aislar la parte defectuosa del sistema de potencia y solo esa parte lo más rápido posible, dejando energizadas todas las partes del sistema de potencia libres de fallas.

Se pueden utilizar varios medios para implementar la discriminación en la protección del sistema de potencia: bdiscriminación basada en el tiempo, bdiscriminación basada en la corriente, bdiscriminación por intercambio de datos, denominada discriminación lógica, bdiscriminación por el uso de funciones de protección direccional, bdiscriminación por el uso de funciones de protección diferencial, bdiscriminación combinada para asegurar un mejor rendimiento global (técnico y económico), o back-up.

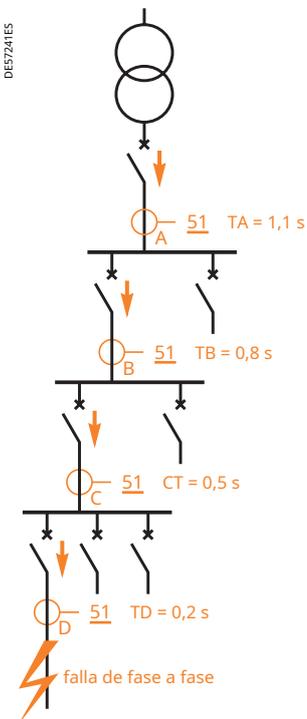


Fig. 1. Principio de discriminación basado en el tiempo.

Principio

La discriminación basada en el tiempo consiste en asignar diferentes retardos de tiempo a las unidades de protección contra sobrecorriente distribuidas a través del sistema de potencia. Cuanto más cerca esté el relé de la fuente, mayor será el tiempo de retardo.

Modo operativo

La falla que se muestra en el diagrama adjunto (fig. 1) es detectada por todas las unidades de protección (en A, B, C y D). Los contactos de la unidad de protección retardada D se cierran más rápido que los de la unidad de protección C, que a su vez se cierran más rápido que los de la unidad de protección B... Una vez que se dispara el interruptor automático D y se elimina la corriente de falla, las unidades de protección A, B y C, que son ya no es necesario, vuelva a la posición de espera.

La diferencia en el tiempo de operación  $\Delta T$  entre dos unidades de protección sucesivas es el intervalo de discriminación. Se tiene en cuenta (fig. 2):

btiempo de corte  $T_c$  del interruptor automático aguas abajo, que incluye el tiempo de respuesta del interruptor y el tiempo de arco,

btolerancias de retardo de tiempo  $dT$ ,

btiempo de sobreimpulso de la unidad de protección aguas arriba:  $tr$ ,  $bun$  margen de seguridad  $m$ .

$\Delta T$  debería por lo tanto satisfacer la relación:  $\Delta T \geq T_c + tr + 2dT + m$

Teniendo en cuenta el rendimiento actual de la aparatamiento y los relés,  $\Delta T$  se le asigna un valor de 0,3 s.

Ejemplo:  $T_c = 95$  ms,  $dT = 25$  ms,  $tr = 55$  ms; para un intervalo de discriminación de 300 ms, el margen de seguridad es de 100 ms.

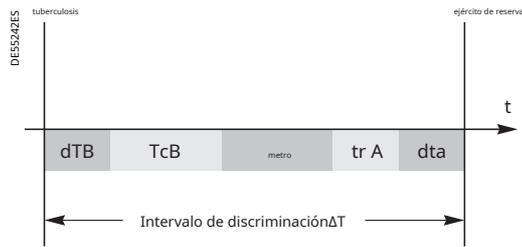


Fig. 2. Desglose de un intervalo de discriminación.

Ventajas

Este sistema de discriminación tiene dos ventajas:

bproporciona su propia copia de seguridad; por ejemplo, si falla la unidad de protección D, se activa la unidad de protección C más tarde, bEs simple.

inconvenientes

Sin embargo, cuando hay un gran número de relés en cascada, dado que la unidad de protección ubicada más lejos aguas arriba tiene el retardo de tiempo más largo, el tiempo de despeje de falla se vuelve prohibitivo e incompatible con la resistencia de corriente de cortocircuito del equipo y las necesidades externas de operación (por ejemplo, restricción impuesta por utilidad).

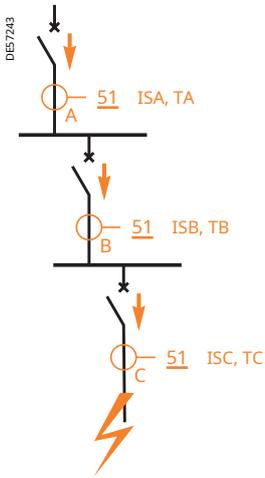


Fig. 1. Sistema de potencia radial con discriminación basada en el tiempo.

### Solicitud

Este principio se utiliza en los sistemas de potencia radial. (Figura 1)

Los retardos de tiempo establecidos para la discriminación basada en el tiempo se activan cuando la corriente excede la configuración del relé. Los ajustes deben ser consistentes.

Hay dos casos, según el tipo de retardo de tiempo utilizado.

#### Relés de tiempo definido(higo. 2)

Las condiciones a cumplir son:  $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$  y  $T_A > T_B > T_C$ . El intervalo de discriminación  $\Delta T$  está convencionalmente en el rango de 0,3 segundos.

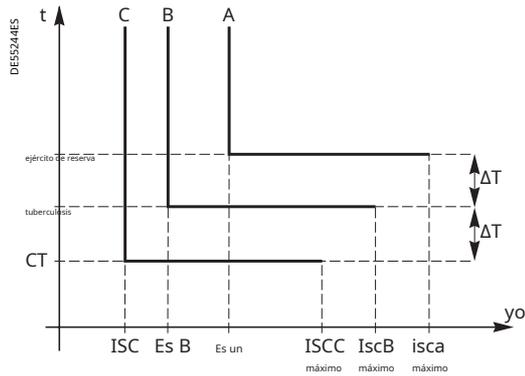


Fig. 2. Discriminación basada en el tiempo con relés de tiempo definido.

#### Relés IDMT(higo. 3)

Si los umbrales se ajustan a la corriente nominal  $I_n$ , se garantiza la protección contra sobrecargas al mismo tiempo que la protección contra cortocircuitos y la coherencia de ajuste.

$$I_nA > I_nB > I_nC$$

$$I_{sA} = I_nA, I_{sB} = I_nB \text{ e } I_{sC} = I_nC$$

Los tiempos de retardo se configuran para obtener el intervalo de discriminación  $\Delta T$  para la corriente máxima vista por el relé de protección aguas abajo. Se utiliza la misma familia de curvas para evitar la superposición en una parte del dominio.

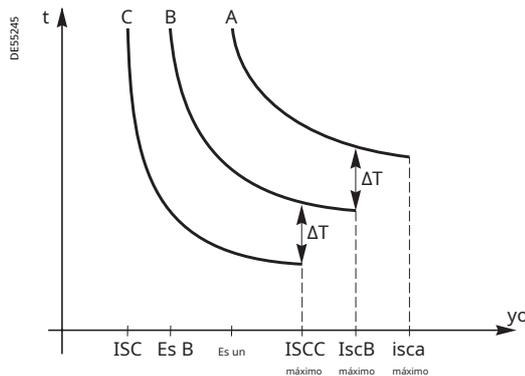


Fig. 3. Discriminación basada en el tiempo con relés IDMT.

### Principio

La discriminación basada en corriente utiliza el principio de que dentro de un sistema de potencia, cuanto más lejos está la falla de la fuente, más débil es la corriente de falla.

### Modo operativo

Se instala una unidad de protección de corriente en el punto inicial de cada sección: el umbral se establece en un valor inferior a la corriente mínima de cortocircuito provocada por un defecto en la sección supervisada, y superior a la corriente máxima provocada por un defecto aguas abajo ( fuera del área monitoreada).

### Ventajas

Con estos ajustes, cada dispositivo de protección solo se activa ante fallas ubicadas inmediatamente aguas abajo, dentro de la zona monitoreada, y no es sensible a fallas fuera de esa zona.

Para tramos de líneas separados por un transformador, puede ser beneficioso utilizar este sistema ya que es simple, económico y rápido (disparo sin retardo).

A continuación se muestra un ejemplo (fig. 1):

1):  $I_{scBmax} < I_{sA} < I_{scAmin}$

$I_{sA}$  = configuración actual

$I_{scB}$  en el primario del transformador es proporcional a la corriente de cortocircuito máxima en el secundario.

Los retrasos de tiempo  $T_A$  y  $T_B$  son independientes, y  $T_A$  puede ser más corto que  $T_B$ .

### inconvenientes

La unidad de protección aguas arriba (A) no proporciona respaldo para la unidad de protección aguas abajo (B).

En la práctica, es difícil definir los ajustes para dos unidades de protección en cascada y aun así garantizar una discriminación satisfactoria, cuando no hay una disminución notable de la corriente entre dos áreas adyacentes. Este es el caso de los sistemas de potencia de media tensión, excepto para las secciones con transformadores.

### Solicitud

El siguiente ejemplo se refiere a la protección de corriente de un transformador entre dos secciones de cable.

El ajuste de la protección contra sobrecorriente  $I_s$  satisface la

relación:  $1,25 I_{scBmax} < I_{sA} < 0,8 I_{scAmin}$

Se asegura la discriminación entre las dos unidades de protección.

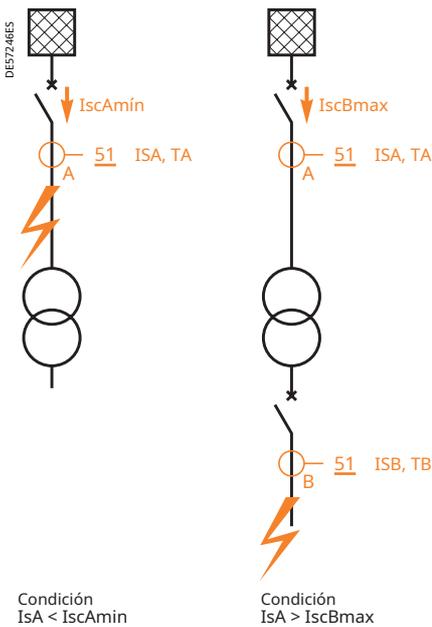
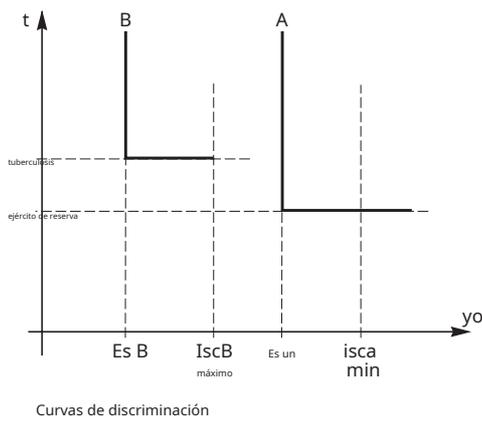


Fig. 1. Operación de discriminación basada en corriente.



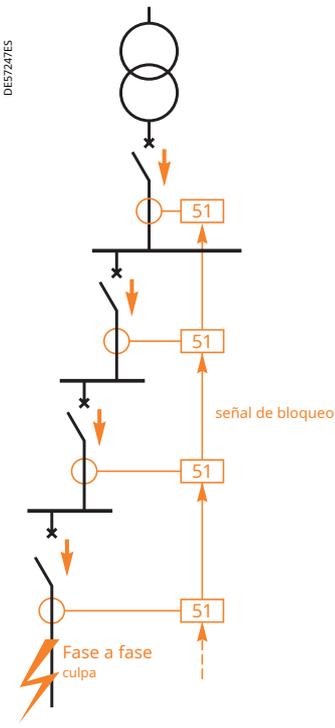


Fig. 1. Principio de discriminación lógica.

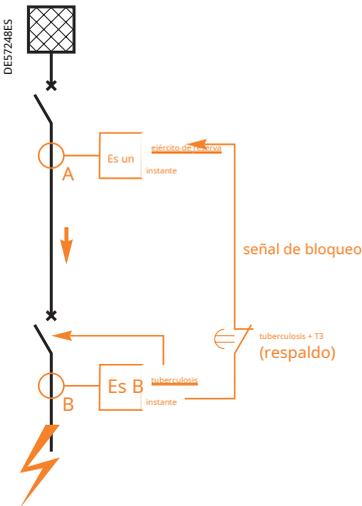


Fig. 2. Operación de discriminación lógica.

## Principio

Este sistema fue desarrollado para resolver los inconvenientes de la discriminación basada en el tiempo. Este principio se utiliza cuando se requiere un tiempo de eliminación de fallas corto (fig. 1).

## Modo operativo

El intercambio de datos lógicos entre unidades de protección sucesivas elimina la necesidad de intervalos de discriminación y, por lo tanto, reduce considerablemente el tiempo de disparo de los interruptores automáticos más cercanos a la fuente.

En los sistemas de potencia radial, se activan las unidades de protección ubicadas aguas arriba de la falla; los de abajo no lo son. Por lo tanto, el punto de falla y el disyuntor que debe dispararse pueden ubicarse claramente.

Cada unidad de protección activada por una falla envía:

- una orden de disparo al nivel aguas arriba (una orden para aumentar el retardo de tiempo del relé aguas arriba),

- una orden de disparo al interruptor correspondiente, a menos que ya haya recibido una señal de bloqueo del nivel aguas abajo.

El disparo temporizado se proporciona como respaldo.

El principio se ilustra en la figura 2:

- cuando aparece una falla aguas abajo de B, la unidad de protección en B bloquea la unidad de protección en A,

- si la unidad de protección en B provoca el disparo después del retardo  $T_B$ , siempre que no haya recibido una señal de bloqueo,

- la duración de la señal de bloqueo para la unidad de protección en A está limitada a  $T_B + T_3$ , con  $T_3 \geq$

- tiempo de apertura y extinción del arco del interruptor automático B (típicamente 200 ms), así el interruptor automático B no se dispara, la unidad de protección A da una orden de disparo en  $T_B + T_3$ , b
- cuando aparece una falla entre A y B, la unidad de protección A se dispara después del retardo  $T_A$ .

## Ventajas

El tiempo de disparo no está relacionado con la ubicación de la falla dentro de la cadena de discriminación ni con el número de unidades de protección en la cadena.

Esto significa que es posible la discriminación entre una unidad de protección aguas arriba con un retardo de tiempo corto y una unidad aguas abajo con un retardo de tiempo largo. Por ejemplo, se puede usar un retardo de tiempo más corto en la fuente que cerca de las cargas.

El sistema también tiene una copia de seguridad diseñada en él.

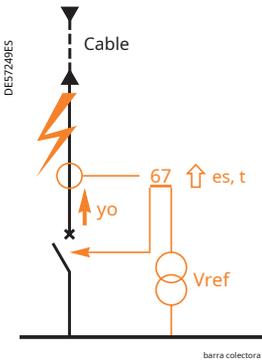
## Inconvenientes

Dado que las señales lógicas deben transmitirse entre los diferentes niveles de las unidades de protección, se debe instalar cableado adicional. Esto puede ser una restricción considerable cuando las unidades de protección están muy separadas entre sí, en el caso de enlaces largos, por ejemplo (varios cientos de metros de largo).

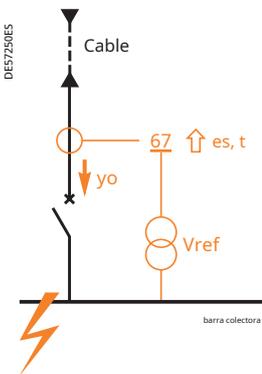
Esta dificultad se puede sortear combinando funciones: discriminación lógica en los cuadros próximos y discriminación temporal entre zonas alejadas (ver capítulo de lógica combinada + discriminación temporal).

## Solicitud

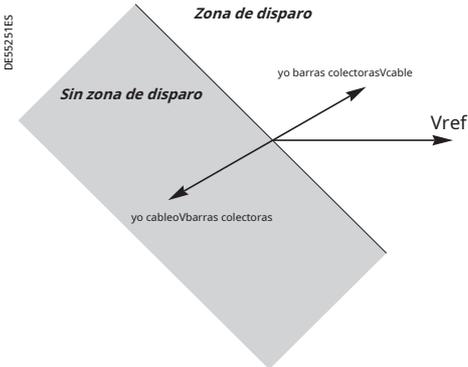
Este principio se utiliza a menudo para proteger los sistemas de potencia de media tensión que incluyen ramas radiales con varios niveles de discriminación.



Principio de protección direccional Fig. 1. Unidad de protección activa.



Principio de protección direccional Fig. 2. Unidad de protección no activa.



Principio de protección direccional Fig. 3. Detección de dirección de corriente.

## Principio

En un sistema de potencia en bucle, en el que las fallas se alimentan desde ambos extremos, es necesario utilizar una unidad de protección que sea sensible a la dirección del flujo de la corriente de falla para localizar y eliminar la falla de manera selectiva. Este es el papel de las unidades direccionales de protección contra sobrecorriente.

## Modo operativo

Las acciones de protección difieren según el sentido de la corriente (figs. 1 y 2), es decir, según el desfase de la corriente con relación a una referencia dada por el vector tensión; por lo tanto, el relé necesita datos de corriente y tensión.

Las condiciones de funcionamiento, es decir, la posición de las zonas de disparo y de no disparo, se adaptan al sistema de potencia a proteger (fig. 3).

Ejemplo de uso de unidades direccionales de protección (fig. 4):

Los interruptores automáticos D1 y D2 están equipados con unidades de protección direccional que se activan si la corriente fluye desde las barras colectoras hacia el cable.

Si ocurre una falla en el punto 1, solo es detectado por la unidad de protección en D1.

La unidad de protección en D2 no lo detecta, debido a la dirección de corriente detectada. El disyuntor D1 se dispara.

Si ocurre una falla en el punto 2, no es detectado por estas unidades de protección y los interruptores automáticos D1 y D2 permanecen cerrados.

Se deben incluir otras unidades de protección para proteger las barras.

## Ventaja

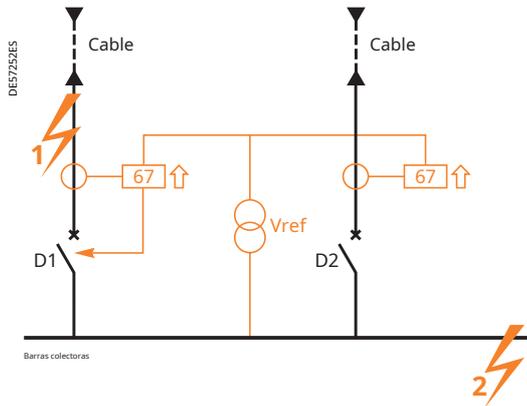
La solución es sencilla y puede utilizarse en un gran número de casos.

## Retirarse

Se deben usar transformadores de voltaje para proporcionar una referencia de fase para determinar la dirección de la corriente.

## Solicitud

Este principio se utiliza para proteger entradas paralelas y sistemas de potencia de bucle cerrado y también para ciertos casos de protección contra fallas a tierra.



Protección direccional Fig. 4. Ejemplo de dos entrantes paralelos.



Fig. 1. Principio de protección diferencial.

## Principio

Estas unidades de protección comparan la corriente en los dos extremos de la sección monitoreada del sistema de potencia (fig. 1).

## Modo operativo

Cualquier diferencia de amplitud o fase entre las corrientes indica la presencia de una falla: Las unidades de protección solo reaccionan ante fallas dentro del área que cubren y son insensibles a cualquier falla fuera de esa área. Este tipo de protección es, por tanto, selectiva por naturaleza.

El disparo instantáneo se produce cuando  $I_A - I_B \neq 0$

Para que la protección diferencial funcione, es necesario utilizar transformadores de corriente dimensionados específicamente para que las unidades de protección sean insensibles a otros fenómenos.

Lo que hace que las unidades de protección diferencial sean estables es que no arrancan mientras no haya fallas en la zona que se protege, incluso si se detecta una corriente diferencial: bcorriente de magnetización del transformador, bcorriente capacitiva de línea,

bcorriente de error debido a la saturación de los sensores de corriente.

Hay dos principios principales según el modo de estabilización:

bprotección diferencial de alta impedancia: el relé está conectado en serie a una resistencia de estabilización  $R_s$  en el circuito diferencial (figs. 2 y 3),

bprotección diferencial porcentual: el relé se conecta de forma independiente a los circuitos que conducen las corrientes  $I_A$  e  $I_B$ . La diferencia entre las corrientes  $I_A$  e  $I_B$  se determina en la unidad de protección y la estabilidad de la protección se obtiene mediante una restricción relacionada con la corriente de paso (figs. 4 y 5).

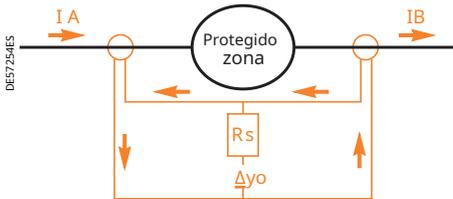


Fig. 2. Esquema de protección diferencial de alta impedancia.

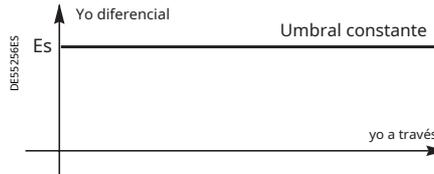


Fig. 3. Estabilidad por resistencia.

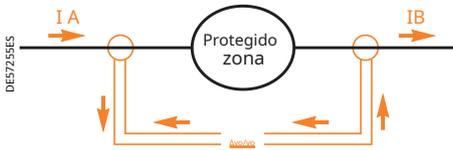


Fig. 4. Diagrama de protección diferencial porcentual.

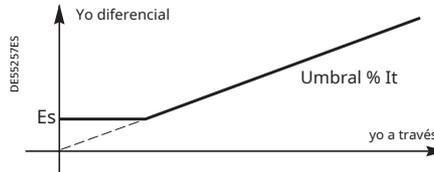


Fig. 5. Estabilidad por restricción.

## Ventajas

bProtección sensible a corriente de falla menor que la corriente nominal del equipo protegido.

bProtección de zona que puede dispararse instantáneamente.

## Inconvenientes

bEl costo de la instalación es alto. bSe necesita habilidad para implementar el sistema.

bEs necesario incluir una función de respaldo de sobrecorriente.

## Comparación de los dos principios

bProtección diferencial de alta impedancia:

vlos TC aguas arriba y aguas abajo deben tener las mismas corrientes nominales (primario y secundario),

vla resistencia de la resistencia de estabilización se elige para evitar disparos por faltas externas con un TI saturado y permitir que el relé sea alimentado por el TI,

vEl relé es relativamente simple, pero requiere el uso de resistencias de estabilización.

bProtección diferencial porcentual:

vse puede adaptar para adaptarse al equipo a proteger,

vel relé es relativamente más complicado, pero es fácil de usar.

## Solicitud

La protección diferencial puede afectar a todos los componentes prioritarios de alta potencia: motores, generadores, transformadores, barras colectoras, cables y líneas.

La discriminación combinada es una combinación de funciones básicas de discriminación que proporciona ventajas adicionales en comparación con los tipos individuales de discriminación. bdiscriminación absoluta, b redundancia o respaldo.

A continuación se dan varios ejemplos prácticos de aplicaciones que utilizan la discriminación combinada:

bbasado en la corriente + basado en el tiempo, blógica + basada en el tiempo, b basado en el tiempo + direccional, blógica + direccional, bdiferencial + basado en el tiempo.

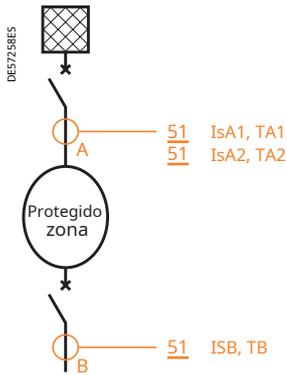


Figura 1. Discriminación basada en corriente + basada en tiempo.

**Discriminación basada en la corriente + basada en el tiempo**

El ejemplo muestra un arreglo con los dos siguientes: b discriminación basada en corriente entre A1 y B, b discriminación basada en el tiempo entre A2 y B. Esto proporciona discriminación total y la unidad de protección en A proporciona respaldo para la unidad de protección en B.

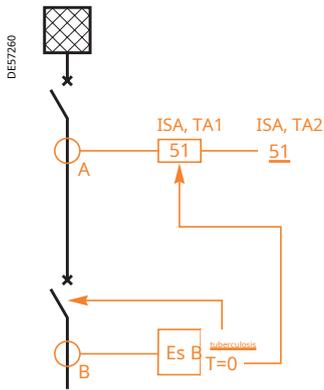
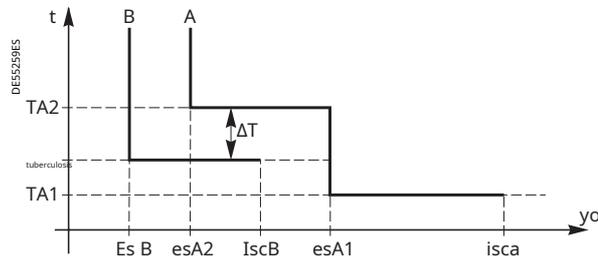
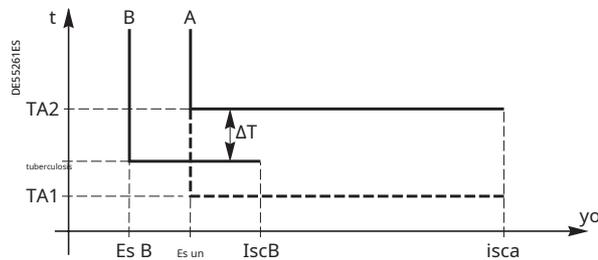


Fig. 2. Lógica + discriminación basada en el tiempo de respaldo.

**Lógica + discriminación basada en el tiempo de respaldo**

El ejemplo muestra un arreglo con los dos siguientes: b discriminación lógica entre A1 y B, bdiscriminación basada en el tiempo entre A2 y B. La unidad de protección A2 proporciona respaldo a la unidad de protección A1, si A1 no dispara debido a una falla de la señal de bloqueo (señal de bloqueo permanente).



**Lógica + discriminación basada en el tiempo**

El ejemplo muestra un arreglo con los dos siguientes: b discriminación lógica dentro de un cuadro (entre A y B y entre C y D). bDiscriminación temporal entre dos cuadros B y D, con TB = TD + ΔT. No es necesario instalar un enlace de transmisión de señales lógicas entre dos cuadros que estén muy separados. Los retardos de disparo son más cortos que con la discriminación basada en el tiempo sola (fig. 3).

bLa discriminación basada en el tiempo de respaldo debe incluirse en los puntos A y C (consulte el párrafo anterior).

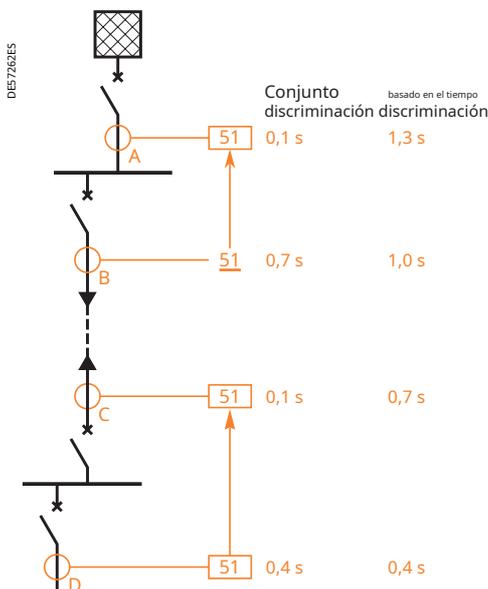


Fig. 3. Comparación de los tiempos de actuación de la discriminación combinada (lógica + temporal) y la discriminación basada en el tiempo.

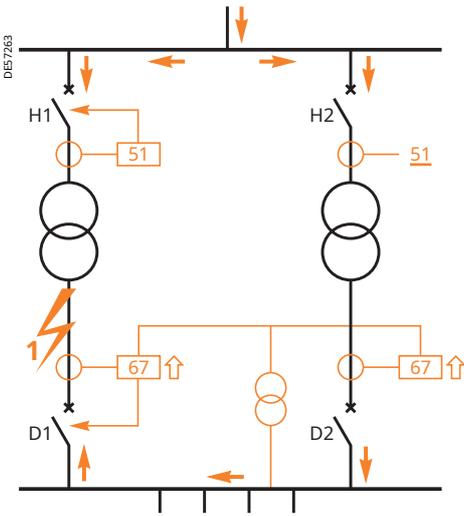


Fig. 1. Discriminación direccional + basada en el tiempo.

**Discriminación direccional + basada en el tiempo**

D1 y D2 están equipados con unidades de protección direccional de retardo de tiempo corto; H1 y H2 están equipados con unidades de protección contra sobrecorriente con retardo de tiempo. Si ocurre una falla en el punto 1, sólo es detectado por las unidades de protección D1 (direccional), H1 y H2. La unidad de protección en D2 no lo detecta, debido a la dirección de corriente detectada. Viajes D1. Cae la unidad de protección H2, dispara H1 y se aísla la sección H1-D1 averiada.  
 $TH1 = TH2$   
 $TD1 = TD2$   
 $TH = DT + \Delta T$

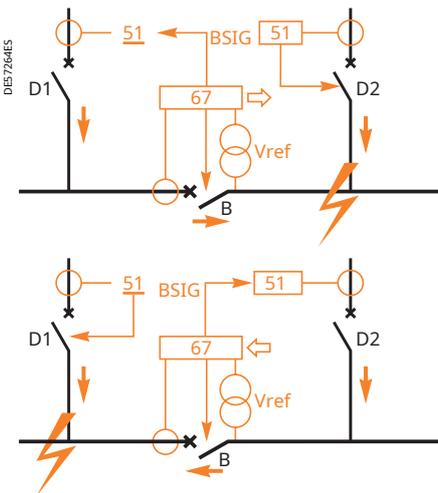


Fig. 2. Lógica + discriminación direccional.

**Lógica + discriminación direccional**

El ejemplo muestra que la orientación de las señales de bloqueo depende de la dirección del flujo de corriente. Este principio se utiliza para acoplamiento de barras y bucles cerrados.  
 Fallo en el extremo D2: b disparo en D2 y B, bD1 está bloqueado por B (BSIG: señal de bloqueo).

Fallo en el extremo D1: b disparo en D1 y B, bD2 está bloqueado por B (BSIG: señal de bloqueo).

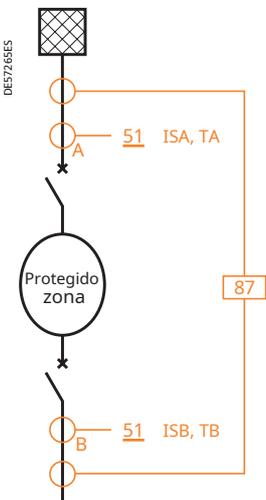


Figura 3. Discriminación diferencial + temporal.

**Discriminación diferencial + basada en el tiempo**

El ejemplo muestra un arreglo con los dos siguientes: b protección diferencial instantánea, b una unidad de protección de sobreintensidad de fase o defecto a tierra en A como respaldo de la unidad de protección diferencial, b una unidad de protección de corriente en B para proteger la zona aguas abajo, b discriminación basada en el tiempo entre las unidades de protección en A y B, con  $TA = TB + \Delta t$   
 Esto proporciona respaldo para la función de protección diferencial, pero a veces se necesitan transformadores de corriente de doble bobinado.  
 Nota: la discriminación basada en el tiempo puede ser reemplazada por discriminación lógica.

La protección del sistema de energía debe: *b* detectar fallas, *b* aislar las partes defectuosas del sistema de potencia, *b* manteniendo las partes libres de fallas en funcionamiento. Las unidades de protección se eligen de acuerdo con la configuración del sistema de potencia (funcionamiento en paralelo de generadores o transformadores, sistema de potencia en bucle o radial, disposición de puesta a tierra del neutro...).

Se debe tener en cuenta: *b* protección contra fallas de fase a fase, *b* protección contra fallas a tierra, vinculada a la disposición de puesta a tierra del neutro.

Se examinarán los siguientes tipos de sistemas: entrada única, entrada doble, bucles abiertos y bucles cerrados.

**Faltas fase a fase**(higo. 1)

La entrada y los alimentadores están equipados con unidades de protección de sobrecorriente de fase (ANSI 51). La discriminación basada en el tiempo se utiliza entre la unidad de protección de entrada (A) y las unidades de protección de alimentador (D).

La unidad de protección en D detecta falla **1** en el alimentador y dispara el interruptor automático D después de un retardo TD.

La unidad de protección en A detecta falla **2** en las barras y dispara después de un retraso TA. También actúa como respaldo en caso de que falle la protección D.

Elige:  $EsA \geq ISD$  y  $TA \geq TD + \Delta T$   $\Delta T$ : intervalo de discriminación (generalmente 0,3 s).

La unidad de protección en D debe ser selectiva en relación con las unidades de protección aguas abajo: si el retardo requerido para la protección A es demasiado largo, se debe utilizar discriminación lógica o combinada (lógica + basada en el tiempo).

**Faltas de fase a tierra**

**Resistencia de puesta a tierra en el transformador.**(Figura 2)

Las unidades de protección contra fallas a tierra (ANSI 51N) están instaladas en los alimentadores, entranes y conexión a tierra del neutro.

Se utiliza la discriminación basada en el tiempo entre las diferentes unidades de protección. Estas unidades son necesariamente diferentes de las unidades de protección contra fallas de fase ya que las corrientes de falla están en un rango diferente.

Las unidades de protección del alimentador se configuran selectivamente en relación con la unidad de protección del entrante, que a su vez se configura selectivamente en relación con la unidad de protección de puesta a tierra del neutro (de acuerdo con los intervalos de selectividad).

La corriente de falla fluye a través de las capacitancias de los alimentadores libres de falla y la resistencia de puesta a tierra.

Todos los sensores de línea libres de fallas detectan corriente capacitiva.

Para evitar disparos involuntarios, la unidad de protección en cada alimentador se establece más alta que la corriente capacitiva del alimentador.

culpa en **3**: el interruptor automático D1 se dispara por la unidad de protección conectada a él, culpa en **4**: el interruptor automático A es disparado por la unidad de protección de ingreso, culpa en **5**: la unidad de protección en la puesta a tierra del neutro dispara el interruptor automático H en el circuito primario del transformador. (Figura 1).

La unidad de protección en D debe ser selectiva en relación con las unidades de protección aguas abajo: si el retardo requerido para la protección A es demasiado largo, se debe utilizar la discriminación lógica. La unidad de protección de puesta a tierra del neutro en H actúa como respaldo en caso de que la unidad de protección de entrada en A no se dispare.

La unidad de protección de entrada en A actúa como respaldo en caso de que una unidad de protección de alimentador en D no se dispare.

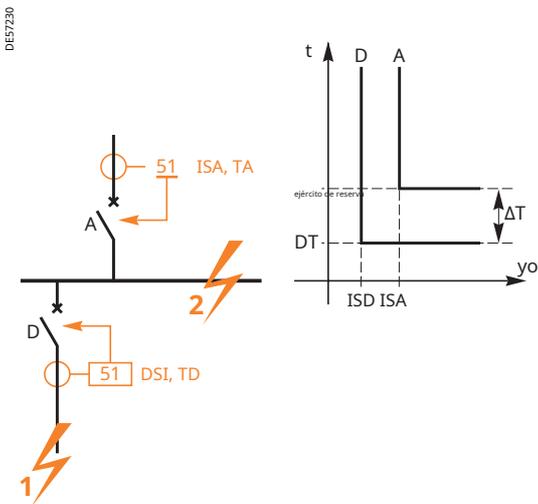


Fig. 1. Protección contra fallas de fase a fase.

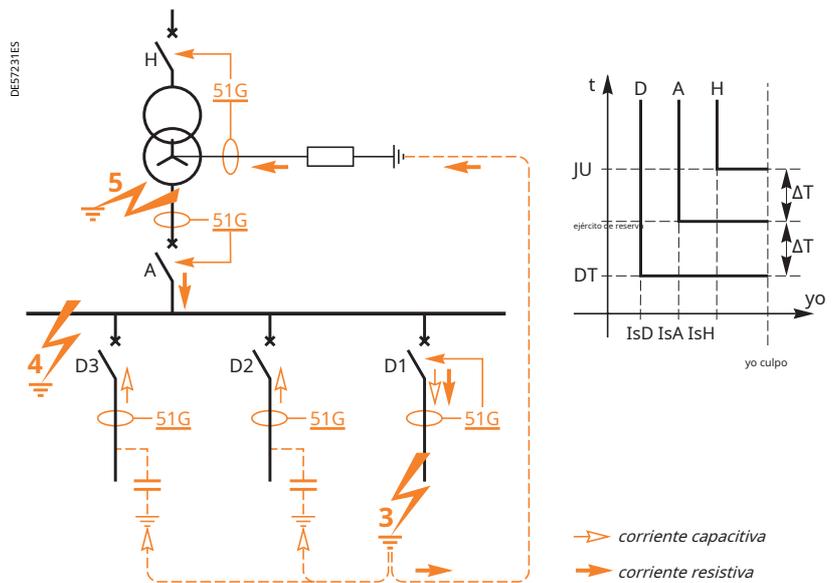


Fig. 2. Protección de defecto fase-tierra (neutro puesto a tierra por resistencia en el transformador).

DIE57232

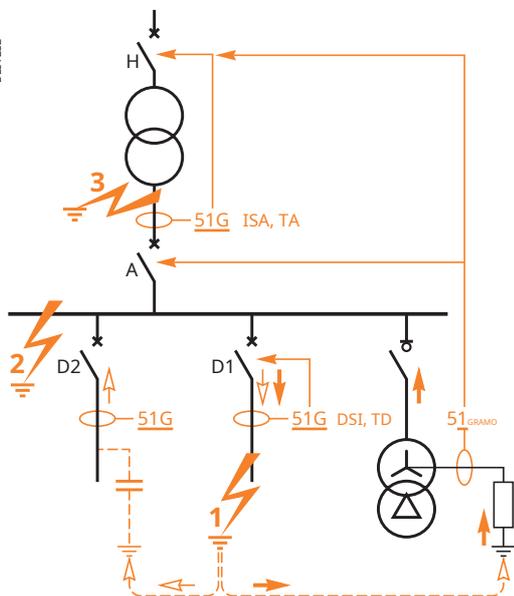


Fig. 1. Protección falta fase-tierra (neutro puesto a tierra por resistencia en barras).

**Faltas de fase a tierra(continuación)**

**Neutro puesto a tierra por resistencia en barras(higo. 1)**

Se utiliza un generador de secuencia cero para la puesta a tierra por resistencia. Las unidades de protección contra fallas a tierra (ANSI 51G) están instaladas en los alimentadores, entranes y generador de secuencia cero. Se utiliza la discriminación basada en el tiempo entre las diferentes unidades de protección. Las unidades de protección de alimentador y la unidad de protección de entrante se configuran selectivamente en relación con la unidad de protección de impedancia de puesta a tierra. Al igual que en el caso anterior, la unidad de protección de cada alimentador se establece por encima de la corriente capacitiva del alimentador. En caso de falla en el alimentador 1, solo se dispara el interruptor automático del alimentador D1. En caso de avería en las barras 2, solo la unidad de protección en la conexión a tierra detecta la falla. Dispara el disyuntor A. En caso de defecto en el circuito secundario del transformador 3, las unidades de protección de entrada detectan la falla. Dispara el disyuntor H.

Nota: cuando el interruptor automático A está abierto, el neutro del circuito secundario del transformador está aislado. Puede ser necesario protegerlo mediante una medición de desplazamiento de tensión de neutro (ANSI 59N).

La unidad de protección del generador de secuencia cero actúa como respaldo en caso de que la unidad de protección del alimentador en A o la unidad de protección del alimentador en D no se disparen. Si la condición  $I_{SD} > 1,3 I_C$  no se puede cumplir para un alimentador, se puede usar una unidad de protección de falla a tierra direccional para discriminar entre la corriente de falla y la corriente capacitiva.

**Neutro puesto a tierra por reactancia**

Se utiliza el mismo procedimiento que para la puesta a tierra por resistencia en el transformador o barras.

**Neutro aislado(higo. 2)**

Una falla, independientemente de su ubicación, produce corriente que fluye a través de la capacitancia de los alimentadores libres de fallas. En los sistemas de energía industrial, esta corriente es generalmente débil (unos pocos amperios), lo que permite que las operaciones continúen mientras se rastrea la falla. Se utiliza la discriminación basada en el tiempo entre las diferentes unidades de protección. La falla es detectada por un dispositivo de monitoreo de aislamiento o una unidad de protección de desplazamiento de voltaje neutral (ANSI 59N). Cuando la corriente capacitiva total de un sistema de potencia es alta (en el rango de diez amperios), se deben tomar medidas adicionales para eliminar rápidamente la falla. La protección de falta a tierra direccional se puede utilizar para disparar selectivamente el alimentador de falta.

**Neutro sólidamente conectado a tierra**

Esto es similar a la puesta a tierra por resistencia en el transformador, pero las corrientes capacitivas son insignificantes en comparación con la corriente de falla, por lo que la función de protección es más sencilla de implementar.

**neutro compensado**

El sistema de alimentación está conectado a tierra en el transformador. Las fallas son detectadas por una unidad de protección de falla a tierra direccional específica (ANSI 67NC), que monitorea la corriente residual activa y reconoce las fallas durante su fase transitoria inicial.

DIE57233E

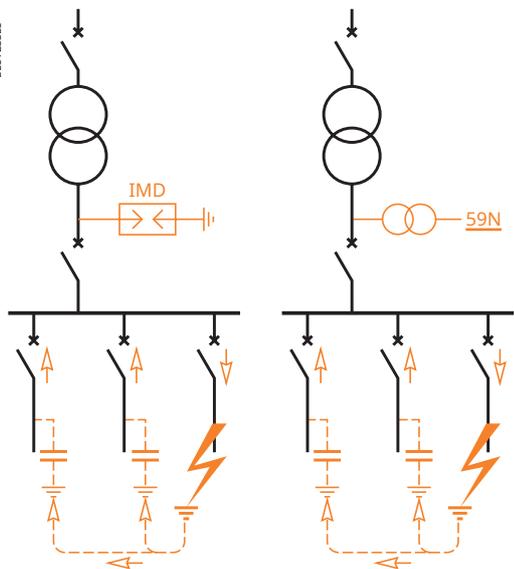


Fig. 2. Protección falta fase-tierra (neutro aislado).

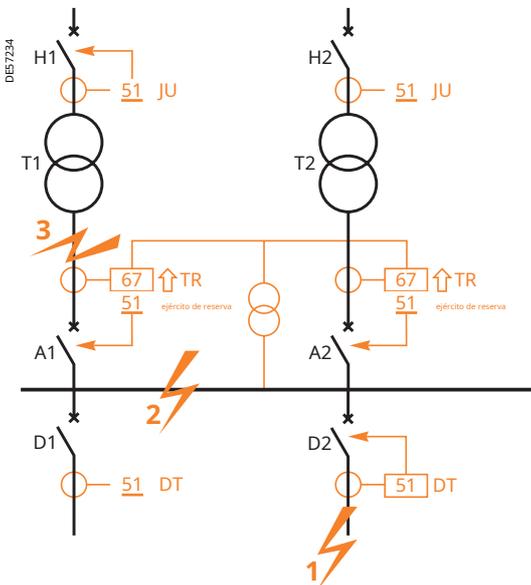


Fig. 1. Protección contra fallas de fase a fase.

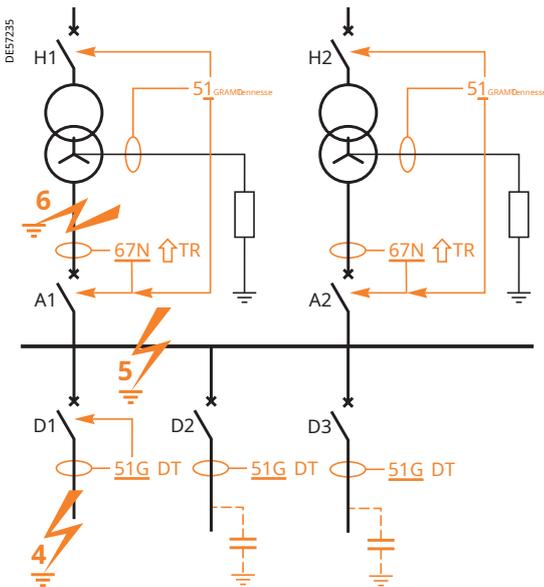


Fig. 2. Protección de defecto fase-tierra (neutro puesto a tierra por resistencia en el transformador).

### Faltas fase a fase (higo. 1)

#### Sistema de potencia con dos entradas de transformador o dos entradas de línea

Los alimentadores están equipados con unidades de protección de sobrecorriente de fase con retardos establecidos en TD.

Los dos entrantes A1 y A2 están equipados con unidades de protección de sobreintensidad de fase (ANSI 51) configuradas selectivamente en relación con los alimentadores, es decir

$$ejército\ de\ reserva \geq TD + \Delta t$$

También están equipados con unidades de protección direccional (ANSI 67) con retardos establecidos en  $TR < TA - \Delta t$

La discriminación basada en el tiempo se utiliza entre las unidades de protección de entrada A y las unidades de protección de alimentador D.

La discriminación basada en corriente se utiliza entre las unidades de protección H de la fuente de alimentación y las unidades de protección A del entrante.

Esto significa que una falla en 1 se borra con el disparo de D2 después de un retardo TD. una falla en 2 se despeja por el disparo de A1 y A2 con un retardo de TA (las unidades de protección direccional no detectan la falta).

una falla en 3 es detectada por la unidad de protección direccional A1 que se dispara en el tiempo TR, permitiendo el funcionamiento continuo de la parte libre de fallas del sistema de potencia.

Sin embargo, la falla en 3 todavía es alimentado por T1. En el momento  $TH \geq TA + \Delta T$ , H1 es disparado por la unidad de protección de sobreintensidad de fase asociada a él.

### Faltas de fase a tierra (higo. 2)

#### Neutro puesto a tierra por resistencia en los transformadores de entrada

En los alimentadores se instalan unidades de protección contra fallas a tierra (ANSI 51G) y se configuran por encima de las corrientes capacitivas correspondientes, con retardos de TD.

En las entradas A1 y A2 se instalan unidades direccionales de protección contra fallas a tierra (ANSI 67N), con temporizaciones de TR.

Las unidades de protección contra fallas a tierra (ANSI 51G) se instalan en las conexiones a tierra y se configuran más altas que las unidades de protección de entrada y línea, con retardos de tiempo tales que  $TN \geq TD + \Delta t$

Se utiliza la discriminación basada en el tiempo entre las diferentes unidades de protección. Esto significa que una falla en 4 se borra con el disparo de D1.

una falla en 5 se despeja por el disparo de A1, A2, H1 y H2 por parte de las unidades de protección situadas en las conexiones de puesta a tierra del neutro de los 2 transformadores.

una falla en 6 es detectada por la unidad de protección direccional A1 que se dispara en el tiempo TR, permitiendo el funcionamiento continuo de la parte libre de fallas del sistema de potencia.

Sin embargo, la falla en 6 continúa siendo alimentado hasta el momento TN en que la unidad de protección de la puesta a tierra del transformador correspondiente dispara el interruptor automático H1.

#### Neutro puesto a tierra por resistencia en las barras

Se utiliza un generador de secuencia cero para la puesta a tierra por resistencia.

Las unidades de protección contra fallas a tierra están instaladas en los alimentadores, entrantes y generador de secuencia cero.

Se utiliza la discriminación basada en el tiempo entre las diferentes unidades de protección. El sistema opera de la misma manera que en los sistemas eléctricos de entrada única.

#### Neutro aislado

El sistema opera de la misma manera que en los sistemas eléctricos de entrada única.

#### Neutro sólidamente conectado a tierra

Esto es similar a la puesta a tierra por resistencia, pero la corriente de fase a tierra es mayor y alcanza el nivel de corriente de fase a fase.

#### neutro compensado

Solo una bobina de puesta a tierra está en servicio en un momento dado para garantizar la coincidencia de capacitancia del sistema de energía; esto es similar a los sistemas de energía de un solo ingreso.

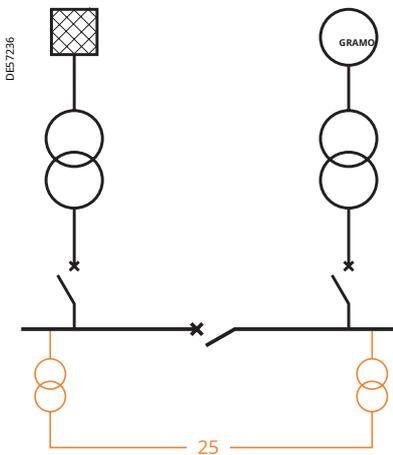


Fig. 1. Protección de acoplamiento del sistema de potencia.

### Funciones de protección adicionales

#### Acoplamiento (higo. 1)

La función de verificación de sincronismo (ANSI 25) se utiliza para verificar que los circuitos a conectar tengan diferencias de amplitud, fase y frecuencia de voltaje dentro de los límites aceptables para permitir el cierre del interruptor automático de acoplamiento.

#### desacoplamiento

Cuando las instalaciones eléctricas son alimentadas por la red pública y una fuente de energía independiente, se debe evitar la interferencia entre las dos fuentes como resultado de eventos tales como una falla de la red pública o fallas a tierra. Las consecuencias incluyen fluctuaciones de voltaje y frecuencia e intercambios de corriente y potencia entre los diferentes circuitos. Las funciones de protección a menudo se defienden o imponen en las guías técnicas de los distribuidores.

Existen varios métodos para desacoplar dos fuentes:

- bsupervisión de la dirección de la potencia activa y protección mediante un relé de protección de potencia inversa (ANSI 32P),
- bmonitoreo de amplitud de voltaje y protección contra bajo o sobrevoltaje (ANSI 27 o 59),
- bmonitoreo de frecuencias y protección de subfrecuencia (ANSI 81L) o sobre frecuencia (ANSI 81H),
- bprotección contra desfases causados por faltas (ANSI 78),
- bmonitoreo de variaciones de frecuencia y protección ROCOF (tasa de cambio de frecuencia) (ANSI 81R) con respecto a un umbral. Esta función de protección es más rápida que las funciones de protección de frecuencia y más estable que la protección de cambio de fase.

#### Transferencia automática de fuente (higo. 2)

El sistema de la figura 2 muestra una instalación con dos barras normalmente alimentadas por dos fuentes con el acoplamiento abierto (configuración 2/3).

Si se pierde la fuente 1, el sistema de energía se reconfigura. Se abre la fuente 1 y se cierra el acoplamiento; esta transferencia automática de fuente se realiza según un procedimiento:

- binicialización de la transferencia por detección de subtensión (ANSI 27) en la fuente 1 que provoca la apertura del disyuntor de la fuente 1:  $U_s = 70\% U_n$ ,
- binhibición de la transferencia si se detecta una falla aguas abajo de la fuente 1 por una unidad de protección contra sobrecorriente (ANSI 50 y 50N),
- bla habilitación de la transferencia después de la desaparición de la tensión sostenida por las máquinas rotativas es controlada por la unidad de protección de mínima tensión remanente (ANSI 27R):

Nosotros = 25% ONU,

- bhabilitación de la transferencia después de verificar que hay tensión suficiente (ANSI 59) en la fuente 2 y cierre del interruptor automático de acoplamiento:  $U_s = 85\% U_n$ .

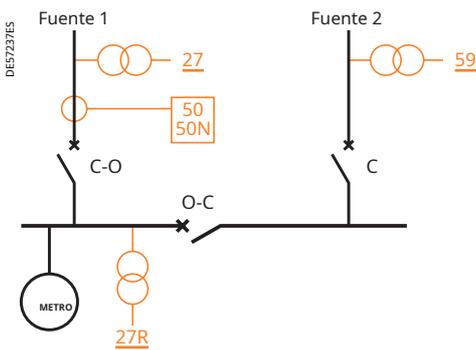


Fig. 2. Transferencia automática de fuente.

En los sistemas de distribución que incluyen subestaciones alimentadas en bucles abiertos, la protección se proporciona en la cabeza del bucle.

El sistema de potencia funciona como un lazo abierto y se proporciona protección en los extremos de los lazos, que están equipados con interruptores automáticos (fig. 1).

Los dispositivos de conmutación utilizados en las subestaciones son interruptores.

Las fallas provocan cortes de energía.

Las unidades de protección contra sobrecorriente de fase y falla a tierra (ANSI 51 y 51N) están instaladas en los interruptores automáticos en la cabeza de cada lazo.

Una falla que ocurre en un cable que conecta 2 subestaciones puede disparar cualquiera de estos disyuntores dependiendo de la posición de apertura del bucle.

La protección a menudo se completa con un dispositivo automatizado que:

borra la falla (con la alimentación apagada) abriendo los dispositivos ubicados en los extremos del cable defectuoso, después de que el detector de fallas haya localizado el cable defectuoso, bcierra el disyuntor que se ha disparado en la cabeza del bucle, bcierra el dispositivo que aseguraba la apertura normal del lazo para restaurar la energía a la mitad del lazo aguas abajo libre de fallas.

El sistema de energía se puede volver a poner en su estado operativo inicial después de que se haya reparado el circuito defectuoso.

La interrupción puede durar desde unos pocos segundos hasta unos minutos, dependiendo de si el bucle se reconfigura de forma automática o manual.

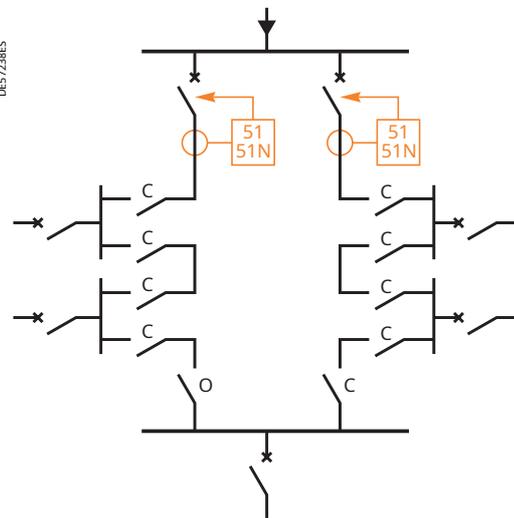


Fig. 1. Principio de protección de bucle abierto.

En los sistemas de distribución que incluyen subestaciones alimentadas en lazos cerrados, se proporciona protección para diferentes secciones.

El sistema de energía puede funcionar en bucles cerrados, con cada sección protegida por interruptores automáticos en los extremos de la sección. La mayoría de las fallas no provocan cortes de energía. Se pueden utilizar varias soluciones de protección.

**Protección diferencial**(higo. 1)

Cada cable está equipado con una unidad de protección diferencial de línea (ANSI 87L) y cada subestación está equipada con una unidad de protección diferencial de barras (ANSI 87B). Este tipo de protección es muy rápida.

Si el neutro está puesto a tierra mediante resistencia, la sensibilidad de las unidades de protección diferencial debe cubrir las faltas de fase a tierra.

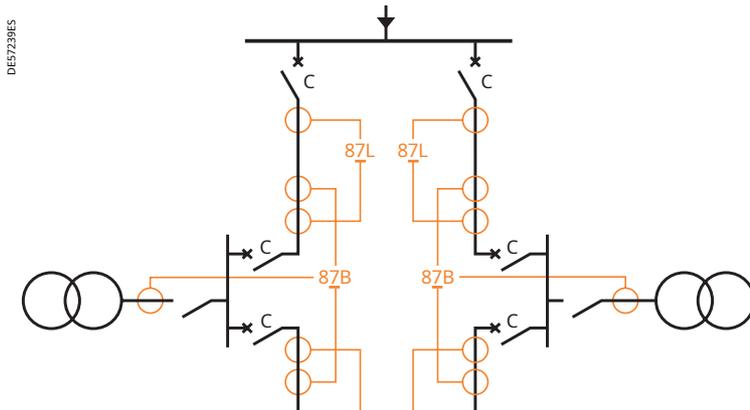


Fig. 1. Protección diferencial de lazo cerrado.

**Protección contra sobrecorriente y discriminación lógica direccional**(higo. 2) Los interruptores automáticos en el bucle están equipados con unidades de protección de sobrecorriente y direccional. La discriminación lógica se utiliza para eliminar las fallas lo más rápido posible. Una falla en el lazo activa:

- todas las unidades de protección si el lazo está cerrado,
  - todas las unidades de protección aguas arriba de la falla cuando el lazo está abierto.
- Cada unidad de protección envía una señal de bloqueo a una de las unidades adyacentes en el bucle, de acuerdo con los datos transmitidos por la unidad de protección direccional. Las unidades de protección que no reciben una señal de bloqueo disparan con un retardo mínimo que no depende de la posición de la falla en el lazo: la falla se elimina mediante dos interruptores automáticos, uno a cada lado de la falla si el circuito está cerrado, y todos los tableros de distribución permanecen energizados, la falla es eliminada por el disyuntor aguas arriba si el bucle está abierto. Esta solución es integral ya que protege cables y embarrados. Es rápido, selectivo e incluye protección de respaldo.

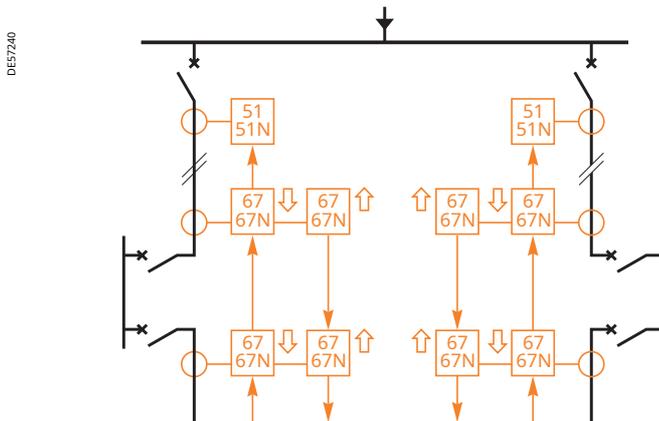


Fig. 2. Protección de sobreintensidad de bucle y discriminación lógica direccional.

Los embarrados son nodos de despacho de energía eléctrica que generalmente tienen más de dos extremos.

La protección específica de barras se puede proporcionar de varias maneras, utilizando funciones básicas.

## Faltas fase a fase y fase a tierra

### Protección contra la sobretensión

El uso de discriminación basada en el tiempo con las funciones de protección de sobrecorriente (ANSI 51) y falla a tierra (ANSI 51N) puede resultar rápidamente en un tiempo de despeje de falla excesivo debido a la cantidad de niveles de discriminación.

En el ejemplo (fig. 1), la unidad de protección B dispara en 0,4 s cuando hay una falta de barras en el punto 1; cuando se produce un fallo de barras en el punto 2, la unidad de protección A dispara en 0,7 s, ya que el intervalo de discriminación está configurado en 0,3 s.

El uso de discriminación lógica (fig. 2) con protección de sobreintensidad proporciona una solución sencilla para la protección de barras.

Una falla en el punto 3 es detectado por la unidad de protección B, que envía una señal de bloqueo a la unidad de protección A.

La unidad de protección B se dispara después de 0,4 s.

Sin embargo, una falla en el punto 4 sólo lo detecta la unidad de protección A, que dispara después de 0,1 s; con protección de respaldo proporcionada si es necesario en 0,7 s.

### Protección diferencial

La protección diferencial (ANSI 87B) se basa en la suma vectorial de la corriente que entra y sale de las barras para cada fase. Cuando las barras están libres de fallas, la suma es igual a cero, pero cuando hay una falla en las barras, la suma no es cero y los interruptores automáticos de alimentación de las barras se disparan.

Este tipo de protección es sensible, rápida y selectiva.

Con protección diferencial de baja impedancia basada en porcentaje, la diferencia se calcula directamente en el relé. El ajuste del umbral es proporcional a la corriente de paso y se pueden utilizar TC con diferentes relaciones. Sin embargo, el sistema se complica cuando aumenta el número de entradas.

Con protección diferencial de alta impedancia (fig. 3), la diferencia se calcula en los cables y se instala una resistencia de estabilización en el circuito diferencial. Los TC están dimensionados para tener en cuenta la saturación de acuerdo con una regla dada por el fabricante del relé de protección. El ajuste del umbral es de aproximadamente 0,5 CT In y es necesario utilizar CT con las mismas clasificaciones.

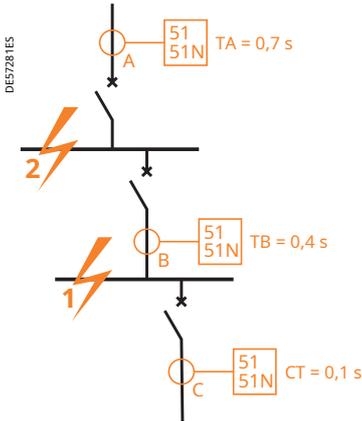


Figura 1. Discriminación basada en el tiempo.

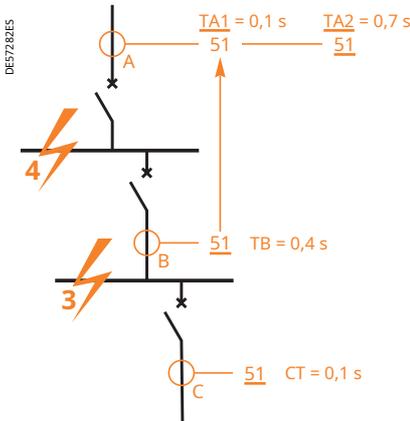


Fig. 2. Discriminación lógica.

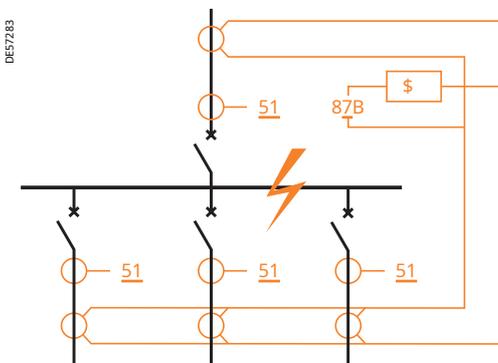


Fig. 3. Protección diferencial.

## Función de deslastre de carga

La función de deslastre de carga se utiliza cuando la escasez de potencia disponible en comparación con la demanda de la carga provoca una caída anormal de la tensión y la frecuencia: ciertas cargas de consumo se desconectan de acuerdo con un escenario preestablecido, llamado plan de deslastre de carga, para recuperar el equilibrio de energía requerido. Se pueden elegir diferentes criterios de deslastre de carga: bsubtensión (ANSI 27), bsubfrecuencia (ANSI 81L), btasa de cambio de frecuencia (ANSI 81R).

## Fallo del interruptor

La función de fallo de interruptor (ANSI 50BF) proporciona respaldo cuando un interruptor defectuoso no se dispara después de haber recibido una orden de disparo: se disparan los interruptores automáticos entrantes adyacentes.

El ejemplo (fig. 1) muestra que cuando ocurre una falla en el punto 1 y el interruptor al que se ha enviado la orden de disparo falla, la función de protección contra fallo de interruptor es más rápida que la acción de la discriminación por tiempo de la protección aguas arriba: 0,6 s en lugar de 0,7 s.

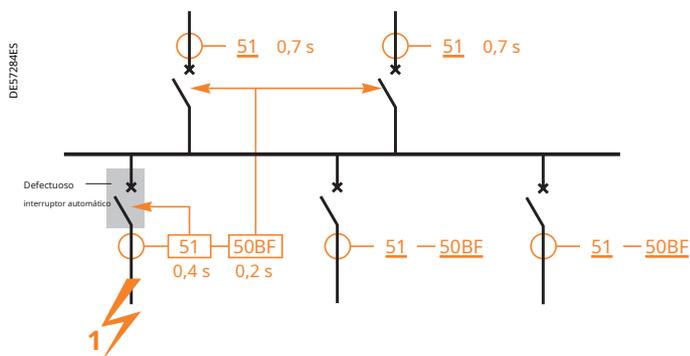


Fig. 1. Fallo del interruptor.

El término "enlace" se refiere a los componentes diseñados para transportar energía eléctrica entre dos puntos que están separados entre varios metros y varios kilómetros: los enlaces son generalmente líneas aéreas con conductores desnudos o cables con conductores aislados.

Se requiere un tipo específico de protección para los enlaces.

### Sobrecarga térmica

La función de protección contra sobrecarga térmica (ANSI 49RMS), que estima la acumulación de temperatura de acuerdo con la medición de corriente, proporciona protección contra sobrecalentamiento debido a corrientes de sobrecarga en conductores en condiciones de estado estable.

### Cortocircuitos fase a fase

La protección de sobrecorriente de fase (ANSI 51) se puede usar para despejar la falla, y el retardo de tiempo se establece para proporcionar discriminación.

Una falla bifásica distante crea un bajo nivel de sobrecorriente y un desequilibrio; se utiliza una función de protección de secuencia negativa/desequilibrio (ANSI 46) para completar la función de protección básica (fig. 1).

Para reducir el tiempo de resolución de fallas, se puede utilizar una función de protección diferencial basada en porcentaje (ANSI 87L). Se activa cuando la corriente diferencial es igual a más de un determinado porcentaje de la corriente de paso. Hay un relé en cada extremo del enlace y los relés intercambian información a través de un piloto (fig. 2).

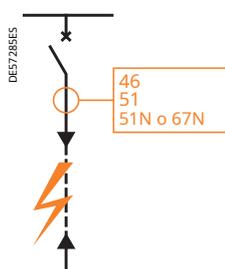


Fig. 1. Protección de enlace por relé de sobreintensidad.

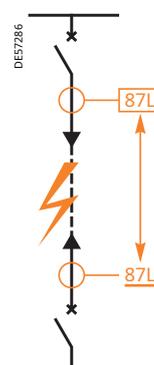


Fig. 2. Protección del enlace por relés diferenciales.

### Cortocircuitos fase-tierra

La protección contra sobrecorriente con retardo de tiempo (ANSI 51N) se puede usar para despejar fallas con un alto grado de precisión (fig. 1).

Sin embargo, para alimentadores largos, con alta corriente capacitiva, la función de protección de falla a tierra direccional (ANSI 67N) permite que el umbral de corriente se establezca por debajo de la corriente capacitiva en el cable, siempre que la conexión a tierra del sistema se realice a través de un neutro resistivo.

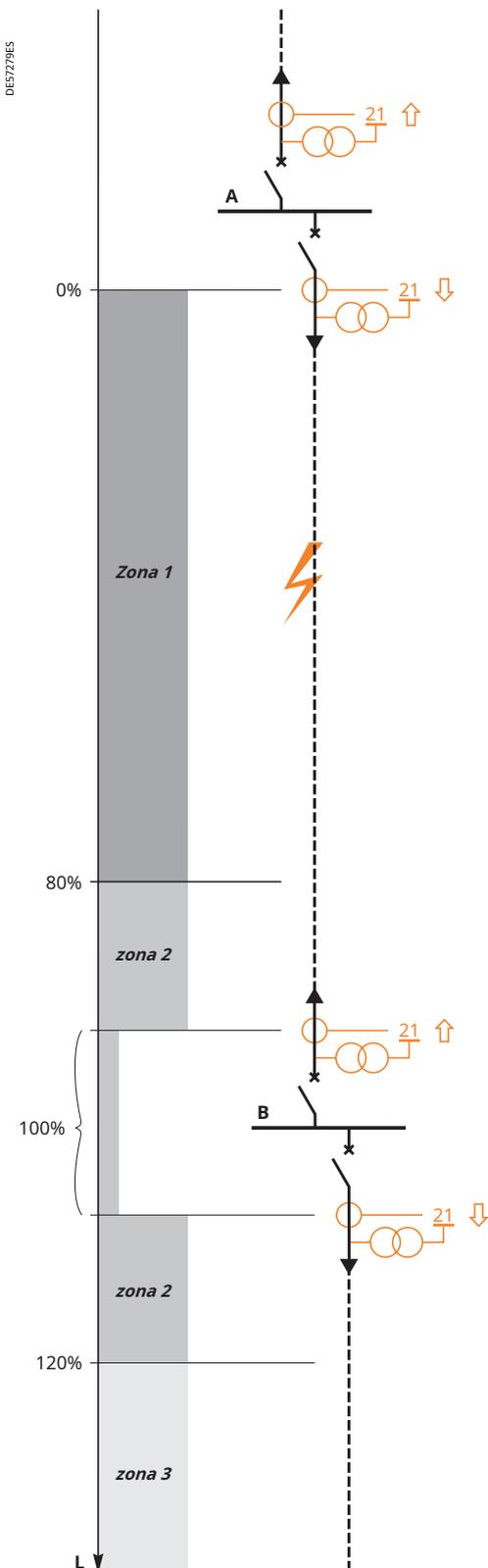


Fig. 1. Principio de protección de distancia.

## Protección de distancia

La protección de distancia (ANSI 21) contra fallas que afectan secciones de líneas o cables se utiliza en sistemas de potencia mallados (enlaces paralelos, varias fuentes).

Es selectivo y rápido, sin necesidad de discriminación por tiempo. La sensibilidad depende de la potencia de cortocircuito y de la carga. Es difícil de implementar cuando el tipo de enlace no es el mismo en todas partes (línea aérea + cable).

Funciona de acuerdo con el siguiente principio:

a) medición de una impedancia proporcional a la distancia desde el punto de medición hasta la falla,

b) delimitación de zonas de impedancia que representan secciones de línea de diferentes longitudes (fig.1),

c) disparo por zona con retardo de tiempo.

El ejemplo de la figura 2 muestra lo siguiente para la unidad de protección en el punto A en la sección de línea AB:

a) un círculo de impedancia al 80% de la longitud de la línea (zona 1), dentro del cual el disparo es instantáneo,

b) una banda de impedancia entre el 80% y el 120% de la longitud de la línea (zona 2), en la que se retarda el disparo (200 ms),

c) un círculo de impedancia al 120% de la longitud de la línea (zona 3), fuera del cual se produce un disparo de respaldo retardado de larga duración de la unidad de protección B fuera de AB, un círculo de impedancia al 120% aguas abajo para proporcionar respaldo para la protección aguas abajo,

d) Cuando existe comunicación entre las unidades de protección en los extremos, el disparo puede producirse instantáneamente entre el 0 y el 100%.

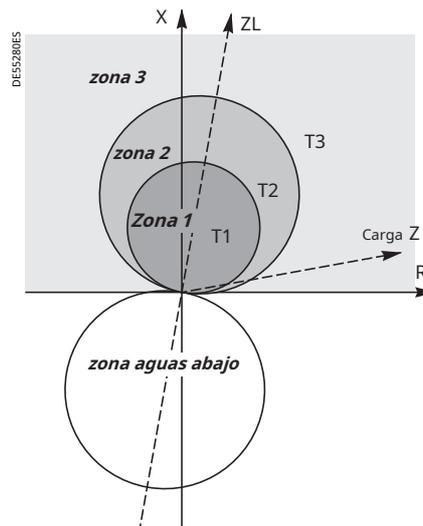


Fig. 2. Círculos de impedancia.

## reconector

La función de reconector (ANSI 79) está diseñada para eliminar fallas transitorias y semipermanentes en líneas aéreas y limitar el tiempo de inactividad tanto como sea posible. La función de reconector genera automáticamente órdenes de recierre del interruptor automático para reabastecer las líneas aéreas después de una falla. Esto se hace en varios pasos:

a) disparo cuando aparece la falla para desenergizar el circuito,

b) retardo de tiempo requerido para la recuperación del aislamiento en la ubicación de la falla,

c) realimentación del circuito por reconexión. El reenganche es activado por las unidades de protección del enlace.

El reenganchador puede ser monofásico y/o trifásico, y puede comprender uno o más ciclos de reenganche consecutivos.

**El transformador es un componente particularmente importante del sistema de potencia.**

**Los transformadores requieren una protección eficaz contra todos los defectos que puedan dañarlos, ya sean de origen interno o externo.**

**La elección de una unidad de protección a menudo se basa en consideraciones técnicas y económicas relacionadas con la potencia nominal.**

Las principales fallas que pueden afectar a los transformadores son: b sobrecargas, bCorto circuitos, bfallos de cuadro.

## Sobrecargas

Las sobrecargas pueden ser causadas por un aumento en el número de cargas alimentadas simultáneamente o por un aumento en la potencia consumida por una o más cargas. Las sobrecargas provocan sobreintensidad de larga duración, provocando un aumento de la temperatura perjudicial para la conservación del aislamiento y la vida útil del transformador.

## Corto circuitos

Los cortocircuitos pueden ocurrir dentro o fuera del transformador.

**Cortocircuitos internos:**fallas entre diferentes conductores de fase o fallas entre espiras de un mismo devanado. El arco de falla daña el devanado del transformador y puede provocar un incendio. En los transformadores de aceite, el arco provoca la emisión de gases de descomposición.

Si la falla es leve, se emite una pequeña cantidad de gas y la acumulación de gas puede volverse peligrosa.

Un cortocircuito violento puede causar daños importantes que pueden destruir el devanado y también la estructura del tanque por la propagación del aceite en llamas.

**Cortocircuitos externos:**faltas fase a fase en las conexiones aguas abajo. La corriente de cortocircuito aguas abajo crea una tensión electrodinámica en el transformador que puede tener un efecto mecánico en los devanados y provocar una falla interna.

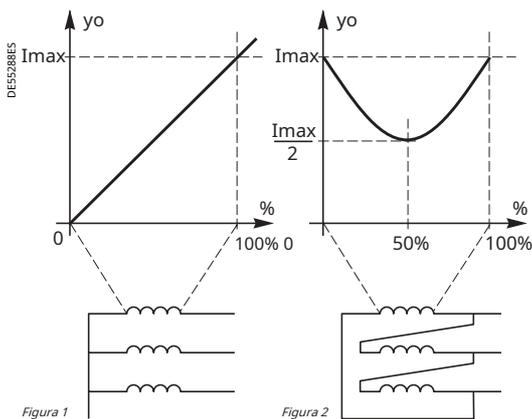


Figura 1 Corriente de falla según la posición de la falla en el devanado.

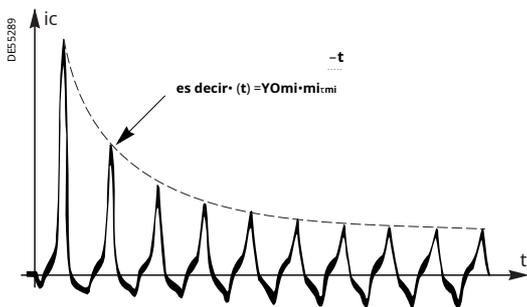


Fig. 3. Transformador energizando. Es decir: envoltorio de corriente de irrupción te: constante de tiempo

## fallas de marco

Las fallas de marco son fallas internas. Pueden ocurrir entre el devanado y el marco del tanque o entre el devanado y el núcleo magnético.

Provocan emisión de gases en transformadores de aceite. Al igual que los cortocircuitos internos, pueden provocar daños en el transformador e incendios. La amplitud de la corriente de falla depende de las disposiciones de puesta a tierra del neutro aguas arriba y aguas abajo, y también de la posición de la falla en el devanado:

ben arreglos conectados en estrella (fig. 1), la corriente de falla del marco varía entre 0 y el valor máximo dependiendo de si la falla está en el extremo neutro o en la fase del devanado.

ben los arreglos conectados en delta (fig. 2), la corriente de cuadro varía entre el 50 y el 100% del valor máximo dependiendo de si la falla está en el medio o al final del devanado.

## Información sobre el funcionamiento del transformador

**Energización del transformador**(higo. 3)

La activación del transformador crea una corriente de irrupción máxima transitoria que puede alcanzar 20 veces la corriente nominal con constantes de tiempo de 0,1 a 0,7 segundos. Este fenómeno se debe a la saturación del circuito magnético que produce una alta corriente de magnetización. La corriente pico está en su punto más alto cuando tiene lugar la energización cuando el voltaje pasa por cero y hay una inducción remanente máxima en la misma fase. La forma de onda contiene una cantidad sustancial de segundos armónicos.

Este fenómeno es parte de la operación normal del sistema de potencia y no debe ser detectado como una falla por las unidades de protección, las cuales deben dejar pasar la corriente máxima de energización.

## sobreflujo

La operación del transformador a un voltaje o frecuencia que es demasiado baja crea una corriente de magnetización excesiva y conduce a la deformación de la corriente por una cantidad sustancial de armónicos 5.

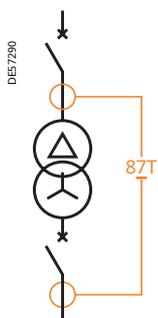


Fig. 1. Protección diferencial del transformador.

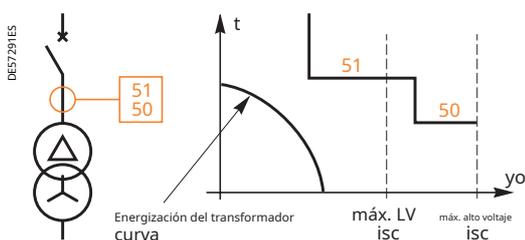


Fig. 2. Protección contra sobrecorriente del transformador.

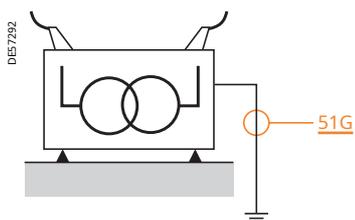


Fig. 3. Protección contra fallas en el marco del tanque del transformador.

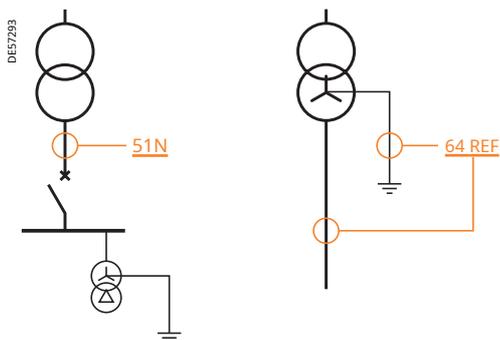


Fig. 4. Protección contra defecto a tierra. Fig. 5. Falta a tierra restringida protección.

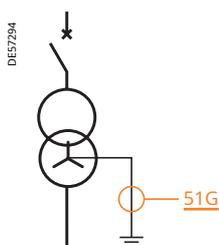


Fig. 6. Protección de tierra del punto neutro.

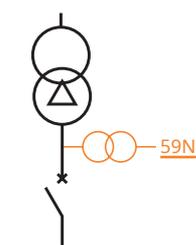


Fig. 7. Protección contra desplazamiento de tensión de neutro.

### Sobrecargas

La sobrecorriente de larga duración puede ser detectada por una unidad de protección de sobrecorriente retardada IDMT o de tiempo definido (ANSI 51) que proporciona discriminación con respecto a las unidades de protección secundarias.

Se monitorea la temperatura dieléctrica (ANSI 26) para transformadores con aislamiento líquido y se monitorea la temperatura del devanado (ANSI 49T) para transformadores de tipo seco.

La protección de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS) se utiliza para un control más sensible del aumento de temperatura: el aumento de calor se determina mediante la simulación de la liberación de calor según la corriente y la inercia térmica del transformador.

En el caso de los transformadores de MT/BT, las sobrecargas pueden detectarse en el lado de baja tensión mediante la función de disparo prolongado del interruptor automático de BT principal.

### Corto circuitos

Pueden implementarse varias funciones de protección.

Para transformadores de aceite, dispositivos sensibles a la emisión de gases o movimiento de aceite (ANSI 63) causados por cortocircuitos entre espiras de la misma fase o cortocircuitos de fase a fase:

- vRelés Buchholz para transformadores HV/HV de respiración libre,
- vdetectores de gas y presión para transformadores HV/LV sellados herméticamente.

bProtección diferencial del transformador (ANSI 87T) (fig.1) que proporciona una protección rápida contra faltas entre fases. Es sensible y se utiliza para transformadores vitales de alta potencia. Para evitar disparos molestos, el segundo armónico de la corriente diferencial se mide para detectar la activación del transformador (restricción H2) y el quinto armónico se mide para detectar el sobreflujo (restricción H5).

El uso de esta función de protección con tecnología de red neuronal ofrece las ventajas de una configuración sencilla y estabilidad.

bUna unidad de protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50) (fig. 2) conectada al interruptor automático ubicado en el circuito primario del transformador brinda protección contra cortocircuitos violentos. El umbral de corriente se establece más alto que la corriente debido a cortocircuitos en el devanado secundario, lo que garantiza la discriminación basada en la corriente.

bLos fusibles HV se pueden usar para proteger transformadores con clasificaciones bajas de kVA.

### fallas de marco

bFalla en el marco del tanque (fig. 3)

Esta unidad de protección contra sobrecorriente ligeramente retardada (ANSI 51G), instalada en la conexión a tierra del bastidor del transformador (si la configuración es compatible con la disposición de puesta a tierra del neutro), es una solución simple y efectiva para fallas internas de devanado a bastidor. Para su uso, el transformador debe estar aislado de la tierra. Esta función de protección es selectiva: solo es sensible a fallas en la estructura del transformador en los lados primario y secundario.

Otra solución consiste en utilizar la protección contra fallas a tierra:

- bprotección contra falla a tierra (ANSI 51N) ubicada en el sistema de potencia aguas arriba para fallas en el marco que afectan el circuito primario del transformador.

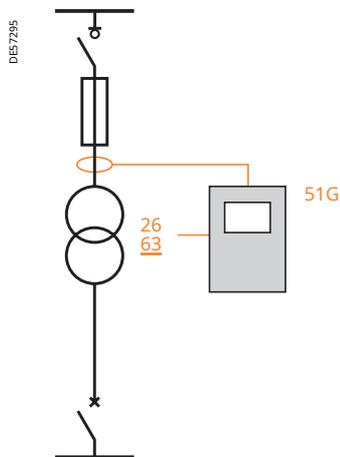
- bprotección contra defecto a tierra (ANSI 51N) situada en la entrada del cuadro alimentado, si el neutro del sistema de alimentación aguas abajo está puesto a tierra en las barras (fig. 4).

Estas funciones de protección son selectivas: sólo son sensibles a faltas de fase a tierra situadas en el transformador o en las conexiones aguas arriba y aguas abajo. bProtección restringida de defecto a tierra (ANSI 64REF) si el neutro del sistema de alimentación aguas abajo está conectado a tierra en el transformador (fig. 5). Es una función de protección diferencial que detecta la diferencia entre las corrientes residuales medidas en el punto neutro de puesta a tierra y en la salida trifásica del transformador.

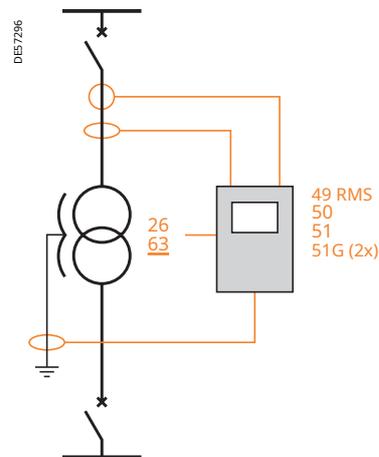
- bprotección de tierra de punto neutro (ANSI 51G) si el sistema de alimentación aguas abajo está conectado a tierra en el transformador (fig. 6).

- bSe puede utilizar la protección contra el desplazamiento del voltaje del neutro (ANSI 59N) si el neutro del sistema de alimentación aguas abajo está aislado de la tierra (fig. 7).

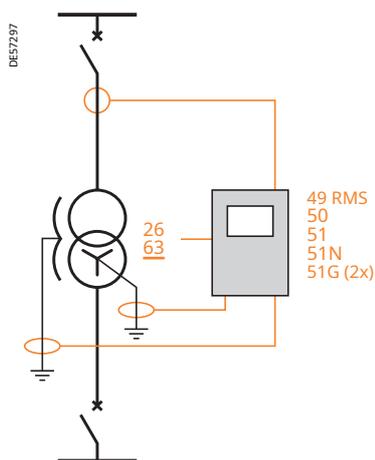
fallas	Función de protección adecuada	código ANSI	Información de configuración
<b>Sobrecargas</b>			
	Supervisión de temperatura dieléctrica (transformadores con aislamiento líquido)	<b>26</b>	Alarma a 95°C; disparo a 100°C
	Monitoreo de temperatura de devanados (transformadores de tipo seco)	<b>49T</b>	Alarma a 150°C; disparo a 160°C
	Sobrecarga térmica	<b>49 rms</b>	Umbral de alarma = 100 % de la capacidad térmica utilizada Umbral de disparo = 120 % de la capacidad térmica utilizada Constante de tiempo en el rango de 10 a 30 minutos
	Disyuntor de baja tensión		Límite ≥ En
<b>Corto circuitos</b>			
	fusibles		Elección de clasificación de acuerdo con el método apropiado para el equipo de distribución en cuestión
	Sobrecorriente instantánea	<b>50</b>	Umbral alto > I <sub>sc</sub> aguas abajo
	Sobrecorriente de tiempo definido	<b>51</b>	Umbral bajo < 5 I <sub>n</sub> Demora ≥ aguas abajo T + 0,3 segundos
	Sobrecorriente IDMT	<b>51</b>	Umbral bajo IDMT, selectivo con aguas abajo, aproximadamente 3 I <sub>n</sub>
	Diferencial basado en porcentaje	<b>87T</b>	Pendiente = 15 % + rango de ajuste Mín. umbral 30%
	Buchholz o detección de gas y presión	<b>63</b>	lógica
<b>fallas a tierra</b>			
	Sobrecorriente del marco del tanque	<b>51G</b>	Umbral > 20 A, retardo 0,1 segundos
	falla a tierra	<b>51N/51G</b>	Límite ≤ 20 % de la corriente máxima de falla a tierra y > 10 % del valor nominal de los TC (con 3 TC y restricción H2) Retraso de 0,1 segundos si la conexión a tierra está en el sistema de alimentación Temporización según selectividad si la puesta a tierra es en el transformador
	Diferencial de falla a tierra restringida	<b>64 REF</b>	Umbral 10% de I <sub>n</sub> , sin demora
	Defecto a tierra punto neutro	<b>51G</b>	Umbral < corriente de resistencia de limitación permanente
	Desplazamiento de voltaje neutro	<b>59N</b>	Umbral aproximadamente 10% de sobretensión residual
<b>sobreflujo</b>			
	control de flujo	<b>24</b>	Umbral > 1,05 Un/fn Retardo: tiempo constante, 1 hora



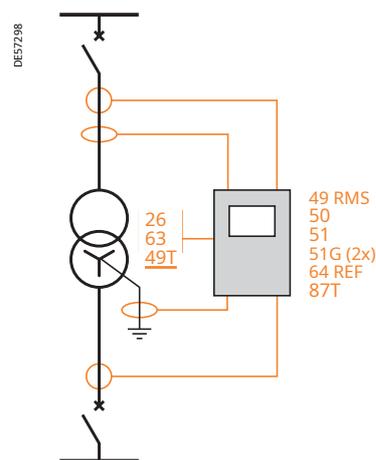
Transformador HV/LV de baja potencia  
*Fusible de protección*



Transformador HV/LV de alta calificación *Protección de disyuntor*



Transformador HV/HV de baja potencia



Transformador HV/HV de alta calificación

**Los motores son la interfaz entre los equipos eléctricos y mecánicos. Están conectados a las máquinas que conducen y, por lo tanto, están expuestos al mismo entorno.**

**Los motores pueden estar sujetos a esfuerzos mecánicos internos debido a sus partes móviles. Un solo motor defectuoso puede interrumpir todo un proceso de producción. Los motores modernos tienen características optimizadas que los hacen inadecuados para un funcionamiento que no sea el de sus características nominales. Esto significa que son cargas eléctricas relativamente frágiles que deben protegerse cuidadosamente.**

**Hay motores asíncronos (principalmente motores de jaula de ardilla o motores de rotor bobinado) y motores síncronos (motores con excitación de rotor de CC).**

**Las preguntas relativas a los motores síncronos son las mismas que las relativas a los motores asíncronos más las relativas a los generadores.**

Los motores se ven afectados por:  
 bfallas relacionadas con las cargas accionadas, b  
 fallas en la fuente de alimentación, bfallas internas del motor.

### Fallos relacionados con las cargas accionadas

#### Sobrecargas

Si la potencia consumida es superior a la potencia nominal, se produce una sobreintensidad en el motor y un aumento de las pérdidas, provocando un aumento de la temperatura.

#### Tiempo de arranque excesivo y frecuencia de arranques

El arranque del motor crea sobrecorrientes sustanciales que solo son admisibles durante períodos breves. Si un motor arranca con demasiada frecuencia o si el arranque tarda demasiado debido a un par de motor insuficiente en comparación con el par de carga, el sobrecalentamiento es inevitable y debe evitarse. **Bloqueo**

La rotación se detiene repentinamente debido al bloqueo del mecanismo accionado. El motor consume la corriente de arranque y permanece bloqueado a velocidad cero. Ya no hay ventilación y el sobrecalentamiento se produce muy rápidamente.

#### Pérdida de carga

La pérdida de cebado de la bomba o una ruptura en el acoplamiento de carga provocan el funcionamiento sin carga del motor, lo que no daña directamente el motor. Sin embargo, la bomba en sí se daña rápidamente.

### fallas en la fuente de alimentación

#### Pérdida de suministro

Esto hace que los motores funcionen como generadores cuando la inercia de la carga impulsada es alta.

#### Caída de tensión

Esto reduce el par y la velocidad del motor: la ralentización provoca un aumento de la corriente y pérdidas. Por lo tanto, se produce un sobrecalentamiento anormal.

#### Desequilibrar

La fuente de alimentación trifásica puede estar desequilibrada por las siguientes razones:

bla fuente de alimentación (transformador o generador de CA) no suministra tensión trifásica simétrica,

btodos los demás consumidores juntos no constituyen una carga simétrica y esto desequilibra el sistema de suministro de energía,

bel motor es alimentado por dos fases después de que se haya fundido un fusible en una fase, bEl orden de las fases se invierte, cambiando la dirección de rotación del motor. El desequilibrio de la fuente de alimentación crea una corriente de secuencia negativa que provoca pérdidas muy altas y un sobrecalentamiento rápido del rotor.

**Cuando se vuelve a suministrar tensión** después de una falla de energía del motor, el motor mantiene un voltaje remanente que puede provocar una sobrecorriente cuando el motor vuelve a arrancar o incluso una interrupción mecánica en la transmisión.

### Fallas internas del motor

#### Cortocircuitos fase a fase

Estas fallas varían en intensidad según el lugar donde ocurren en la bobina y causan daños graves.

#### Falla del marco del estator

La amplitud de la corriente de falla depende de la disposición de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico y de la posición de la falla dentro de la bobina.

Los cortocircuitos de fase a fase y las fallas en la estructura del estator requieren el rebobinado del motor, y las fallas en la estructura también pueden dañar irremediablemente el circuito magnético.

#### Fallas en el marco del rotor (para motores de rotor bobinado)

La ruptura del aislamiento del rotor puede provocar un cortocircuito entre espiras y producir una corriente que genere un sobrecalentamiento local.

#### Sobrecalentamiento de rodamientos por desgaste o lubricación defectuosa. pérdida de campo

Esta falla afecta a los motores síncronos; el funcionamiento del motor es asíncrono y el rotor sufre un sobrecalentamiento considerable ya que no está diseñado en consecuencia.

#### Deslizamiento de polos

Este fallo también afecta a los motores síncronos, que pueden perder el sincronismo por diferentes motivos:

bmecánica: variación repentina de la carga,

beléctrico: fallo del sistema de alimentación o pérdida de campo.

### Sobrecargas

Las sobrecargas se pueden monitorear de la siguiente manera:

Protección contra sobrecorriente IDMT (ANSI 51),

protección de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS), que implica sobrecalentamiento debido a la corriente,

Monitoreo de temperatura RTD (ANSI 49T).

### Tiempo de arranque excesivo y rotor bloqueado

La misma función proporciona ambos tipos de protección (ANSI 48-51LR).

Para la protección de tiempo de arranque excesivo, se establece un umbral de corriente instantánea por debajo del valor de la corriente de arranque y se activa después de un retraso que comienza cuando el motor es energizado; el retraso se establece más largo que el tiempo de inicio normal. La protección de rotor bloqueado se activa fuera de los períodos de arranque por corriente por encima de un umbral, después de un retraso.

### Inicios sucesivos

La función de protección de arranques sucesivos (ANSI 66) se basa en el número de arranques dentro de un intervalo de tiempo dado o en el tiempo entre arranques.

### Pérdida de cebado de la bomba

Esto es detectado por una unidad de protección de mínima corriente de tiempo definido (ANSI 37)

que se reinicia cuando la corriente es nula (cuando el motor se detiene).

### Variación de velocidad

Se puede proporcionar protección adicional mediante la medición directa de la velocidad de rotación mediante detección mecánica en el eje de la máquina.

La función de protección contra baja velocidad (ANSI 14) detecta desaceleraciones o velocidad cero como resultado de sobrecargas mecánicas o rotores bloqueados.

La función de protección contra sobrevelocidad (ANSI 12) detecta carreras cuando el motor es accionado por la carga, o una pérdida de sincronización para motores síncronos.

### Pérdida de suministro

La pérdida de suministro es detectada por una unidad de protección de potencia activa direccional (ANSI 32P).

### Caída de tensión

Esto es monitoreado por una unidad de protección de bajo voltaje de secuencia positiva retardada (ANSI 27D).

El umbral de tensión y el retardo se establecen para permitir la discriminación con las unidades de protección contra cortocircuitos del sistema de potencia y para tolerar las caídas normales de tensión, como las que se producen durante el arranque del motor. La misma función de protección puede ser compartida por varios motores en el cuadro.

### Desequilibrar

La protección es proporcionada por la detección de corriente de secuencia negativa por una IDMT o unidad de protección de tiempo definido (ANSI 46).

El sentido de rotación de fase se detecta mediante la medida de sobretensión de secuencia negativa (ANSI 47).

### reabastecimiento

La remanencia del motor es detectada por una unidad de protección de subtensión remanente (ANSI 27R) que permite la realimentación cuando la tensión cae por debajo de un determinado umbral de tensión.

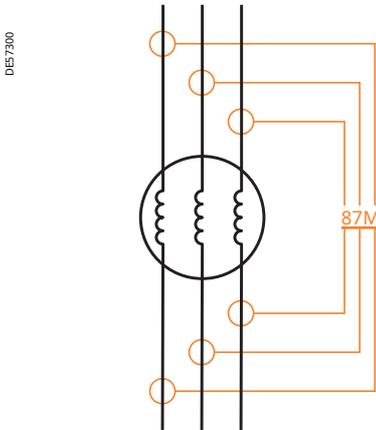


Fig. 1. Cortocircuito fase a fase. Protección diferencial (ANSI 87M)

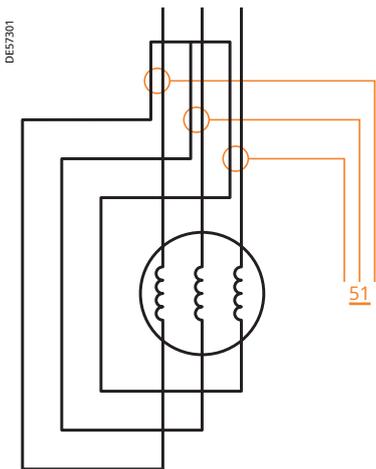


Fig. 2. Cortocircuito fase a fase. Protección de sobrecorriente autodiferencial (ANSI 51)

### Cortocircuitos fase a fase

Son detectados por una unidad de protección de sobrecorriente retardada (ANSI 50 y 51). El umbral de corriente se establece más alto que la corriente de arranque y se aplica un retardo muy corto para evitar que la unidad de protección se dispare en las corrientes de irrupción transitorias. Cuando el dispositivo de corte correspondiente es un contactor, se asocia a fusibles que aseguran la protección contra cortocircuitos.

Para motores grandes se utiliza un sistema de protección diferencial de alta impedancia o basado en porcentaje (ANSI 87M) (fig.1).

Como alternativa, mediante la adaptación adecuada de las conexiones en el lado neutro y mediante el uso de 3 transformadores de corriente sumadores, se puede usar una unidad de protección de sobrecorriente simple (ANSI 51) para proporcionar una detección sensible y estable de fallas internas (fig. 2) .

### Falla del marco del estator

El tipo de protección depende de la disposición de puesta a tierra del neutro. Se requiere una alta sensibilidad para limitar el daño al circuito magnético.

Si el neutro está sólidamente conectado a tierra o conectado a tierra mediante impedancia, se puede utilizar una unidad de protección de sobrintensidad residual retardada (ANSI 51N/51G) para proteger los devanados principales.

En arreglos de neutro aislado, se puede usar una unidad de protección de desplazamiento de voltaje neutro (ANSI 59N) para detectar el desplazamiento de voltaje neutro. Si el alimentador del motor es capacitivo (cable largo), se utiliza una unidad de protección de falta a tierra direccional (ANSI 67N).

### Fallo en el marco del rotor

Un dispositivo de monitoreo de aislamiento con inyección de corriente CA o CC detecta fallas en el aislamiento de los devanados.

### Sobrecalentamiento de rodamientos

La temperatura de los cojinetes se mide mediante RTD (ANSI 38).

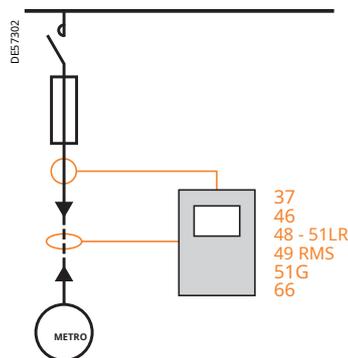
### pérdida de campo

Para motores síncronos: consulte el capítulo sobre generadores.

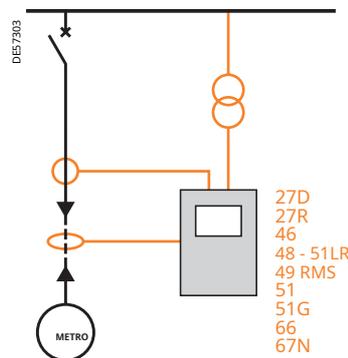
### Deslizamiento de polos

Para motores síncronos: consulte el capítulo sobre generadores.

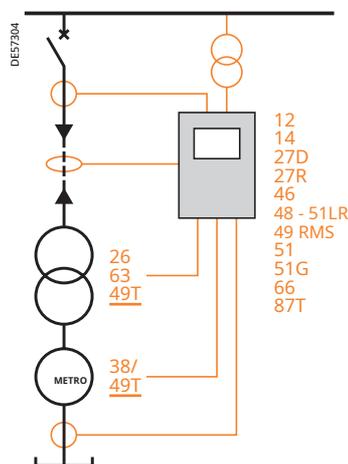
fallas	Función de protección adecuada	código ANSI	Información de configuración	
<b>Fallos relacionados con las cargas accionadas</b>				
Sobrecargas	Sobrecorriente IDMT	50/51	Ajuste que permite iniciar	
	Sobrecarga térmica	49 RMS	Según las características de funcionamiento del motor (constante de tiempo en el rango de 10 a 20 minutos)	
	RTD	49T	Depende de la clase térmica del motor	
Excesivo tiempo de empezar	Umbral de corriente retardada	48	Umbral en el 2.5 En rango Demora: tiempo de inicio + unos segundos	
rotor bloqueado	Umbral de corriente retardada	51LR	Umbral: 2.5 In Retardo: 0,5 a 1 segundo	
Sucesivo empieza	Conteo del número de arranques	66	Según el fabricante del motor	
Pérdida de carga	Subcorriente de fase	37	Umbral en el rango del 70% de la corriente extraída Retraso: 1 segundo	
Variación de velocidad	Detección mecánica de sobrevelocidad, subvelocidad	12, 14	Umbral $\pm$ 5% de la velocidad nominal Retardo de unos segundos	
<b>fallas en la fuente de alimentación</b>				
Pérdida de suministro	Dominio activo direccional	32P	Umbral 5% de Sn Retraso: 1 segundo	
Caída de tensión	Subtensión de secuencia positiva	27D	Umbral de 0,75 a 0,80 Un Delay en el rango de 1 segundo	
Desequilibrar	Secuencia negativa / desequilibrio	46	bTiempo definido Is1 = 20% In, retraso = hora de inicio + unos segundos Is2 = 40% In, retraso 0,5 segundos bIDMT Is = 10% In, tiempo de disparo a 0,3 In > tiempo de arranque	
Rotación dirección	Dirección de rotación de fase	47	Umbral de tensión de secuencia negativa al 40% de Un	
reabastecimiento	Subtensión remanente	27R	Umbral < 20 a 25% de Un Delay en el rango de 0,1 segundos	
<b>Fallas internas del motor</b>				
Fase a fase	fusibles		Clasificación que permite inicios consecutivos	
Corto circuitos	Sobrecorriente de tiempo definido	50/51	Umbral > 1,2 I de arranque, retraso en el rango de 0,1 segundos (DT)	
	Protección diferencial	87M	Pendiente 50%, umbral 5 a 15% de In, sin retardo	
Marco del estator culpa	conectado a tierra neutral	falla a tierra	51N/51G	10% de la corriente máxima de falla a tierra Retardo en el rango de 0,1 segundos (DT)
	Aislado neutral	Sistema de potencia con <b>baja capacitancia</b> Desplazamiento de voltaje neutro	59N	Umbral = 30% de Vn
		<b>Alta capacitancia</b> falla a tierra direccional	67N	Umbral mínimo según sensor
marco del rotor culpa	Dispositivo de control de aislamiento			
Sobrecalentamiento de aspectos	Medición de temperatura	38	Según las instrucciones del fabricante.	
<b>Averías específicas del motor síncrono</b>				
pérdida de campo	Sobrepotencia reactiva direccional	32Q	Umbral 30% de Sn Retraso: 1 segundo	
	subimpedancia	40	Igual que para el generador	
Deslizamiento de polos	Pérdida de sincronización	78PS	Igual que para el generador	



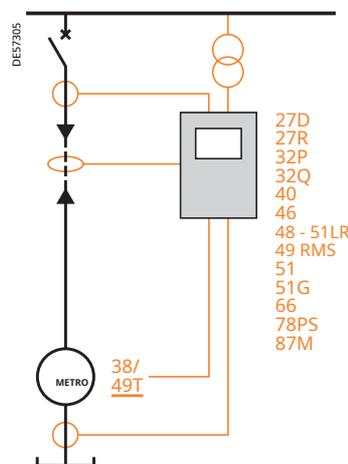
**Motor asíncrono controlado por fusible y contactor**  
Ejemplo: bomba de 100 kW



**Motor asíncrono controlado por disyuntor**  
Ejemplo: ventilador de 250 kW



**Unidad motor-transformador: motor asíncrono/transformador**  
Ejemplo: trituradora de 1 MW



**Motor síncrono de prioridad**  
Ejemplo: compresor de 2 MW

La operación del generador puede verse alterada tanto por fallas dentro de la máquina como por perturbaciones que ocurren en el sistema de energía al que está conectado.

Por lo tanto, un sistema de protección del generador tiene un doble objetivo: proteger la máquina y proteger el sistema de potencia.

Los generadores a los que se hace referencia aquí son máquinas síncronas (generadores de CA).

Las fallas tales como sobrecargas, desequilibrio y fallas internas entre fases son del mismo tipo para generadores y motores.

A continuación se describen únicamente las fallas específicamente relacionadas con los generadores.

## Cortocircuitos de fase a fase externos

Cuando ocurre un cortocircuito en un sistema de energía cerca de un generador, la corriente de falla se parece a la corriente que se muestra en la figura 1.

La corriente máxima de cortocircuito debe calcularse teniendo en cuenta la impedancia subtransitoria  $X''_d$  de la máquina.

La corriente de cortocircuito detectada por una unidad de protección con un tiempo de retardo muy breve (unos 100 ms) debe calcularse teniendo en cuenta la impedancia transitoria  $X'_d$  de la máquina.

La corriente de cortocircuito en condiciones de régimen permanente debe calcularse teniendo en cuenta la impedancia síncrona  $X$ .

Es baja, generalmente menor que la corriente nominal del generador.

Los reguladores de voltaje a menudo pueden mantenerlo más alto que la corriente nominal (2 o 3 veces más alta) durante unos segundos.

## Fallas internas de fase a traza

Este es el mismo tipo de falla que para los motores y los efectos dependen de la disposición de puesta a tierra neutral utilizada. Sin embargo, hay una diferencia en comparación con los motores en que los generadores se pueden desacoplar del sistema de energía durante el arranque y el apagado y también en modo de prueba o de espera. La disposición de puesta a tierra del neutro puede diferir según el generador esté conectado o desconectado y las funciones de protección deben ser adecuadas para ambos casos.

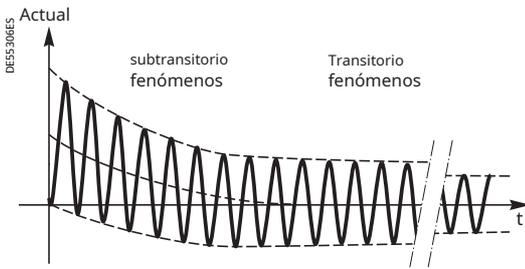


Fig. 1. Corrientes de cortocircuito en los terminales del generador.

### pérdida de campo

Cuando un generador acoplado a un sistema de potencia pierde su campo, se desincroniza con respecto al sistema de potencia. Entonces funciona de forma asíncrona, con un ligero exceso de velocidad, y consume potencia reactiva.

Esto provoca el sobrecalentamiento del estator ya que la corriente reactiva puede ser alta y el sobrecalentamiento del rotor ya que el rotor no está dimensionado para las corrientes inducidas.

## Pérdida de sincronismo

La pérdida de sincronización del generador ocurre cuando la operación de estado estable balanceado se ve interrumpida por fuertes perturbaciones: por ejemplo, cuando un cortocircuito en el sistema de potencia provoca una caída en la potencia eléctrica suministrada por el generador y el generador acelera, aún impulsado por el motor principal. agente de mudanzas.

## Funcionamiento como motor

Cuando un generador es accionado como un motor por el sistema de potencia (al que está conectado), aplica energía mecánica al eje y esto puede causar desgaste y daños en el motor primario.

## Variaciones de voltaje y frecuencia

Las variaciones de voltaje y frecuencia en condiciones de estado estable se deben a fallas en el regulador y causan los siguientes problemas:

- blas frecuencias demasiado altas provocan el sobrecalentamiento del motor, blas frecuencias que son demasiado bajas provocan la pérdida de potencia del motor,
- blas variaciones de frecuencia provocan variaciones en la velocidad del motor, que pueden causar daños mecánicos y mal funcionamiento de los dispositivos electrónicos,
- bel voltaje que es demasiado alto ejerce presión sobre el aislamiento de todas las partes del sistema de energía, provoca el sobrecalentamiento del circuito magnético y daña las cargas sensibles,
- blas voltajes que son demasiado bajos causan pérdida de par y un aumento de la corriente y el sobrecalentamiento del motor,
- blas fluctuaciones de voltaje causan variaciones en el torque del motor que resultan en un parpadeo (parpadeo de las fuentes de luz).

## Gestión de generadores

La gestión normal del generador puede verse perturbada:

benegización involuntaria cuando no se cumple con la secuencia de arranque normal: el generador, apagado pero acoplado al sistema de potencia, funciona como un motor y puede dañar el motor primario,

bgestión de la potencia: cuando hay varias fuentes en paralelo, el número de fuentes debe adaptarse a la potencia consumida por las cargas; también se da el caso de funcionamiento en isla de una instalación con generación propia de energía.

**Sobrecargas**

Las funciones de protección contra sobrecarga para generadores son las mismas que para motores: bSobrecorriente IDMT (ANSI 51), bsobrecarga térmica (ANSI 49RMS),

bMonitoreo de temperatura RTD (ANSI 49T).

**Desequilibrar**

La protección está asegurada, al igual que para los motores, por IDMT o detección de corriente de secuencia negativa de tiempo definido (ANSI 46).

**Cortocircuitos de fase a fase externos (en el sistema de energía)**

bA medida que el valor de la corriente de cortocircuito disminuye con el tiempo hasta aproximadamente la corriente nominal, si no menor, en condiciones de estado estable, la simple detección de corriente puede resultar insuficiente.

Este tipo de falla puede ser detectada efectivamente por un dispositivo de protección contra sobrecorriente con restricción de tensión (ANSI 51V), cuyo umbral aumenta con la tensión (fig. 1). La operación se retrasa.

bCuando la máquina está equipada con un sistema que mantiene el cortocircuito en aproximadamente 3 In, se recomienda el uso de una unidad de protección contra sobrecorriente de fase (ANSI 51). bOtra solución consiste en utilizar una unidad de protección de subimpedancia retardada (ANSI 21G), que también puede proporcionar respaldo (ANSI 21B) para la unidad de protección de sobrecorriente.

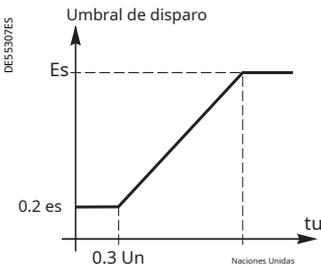


Fig. 1. Umbral de protección de sobreintensidad restringida por tensión.

**Cortocircuitos internos de fase a fase(en el estator)**

bLa protección diferencial de alta impedancia o basada en porcentaje (ANSI 87G) proporciona una solución sensible y rápida.

bSi el generador está operando en paralelo con otra fuente, una unidad de protección de sobrecorriente de fase direccional (ANSI 67) puede detectar fallas internas.

bEn ciertos casos, particularmente para generadores con potencias nominales bajas en comparación con el sistema de potencia al que están conectados, la protección interna contra cortocircuito de fase a fase puede proporcionarse de la siguiente manera (fig. 2):

vprotección de sobrecorriente instantánea (A), validada cuando el interruptor del generador está abierto, con sensores de corriente en el lado del punto neutro, regulados por debajo de la corriente nominal,

vProtección de sobreintensidad instantánea (B), con sensores de corriente en el lado del interruptor automático, configurada por encima de la corriente de cortocircuito del generador.

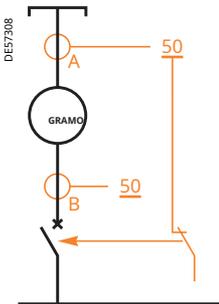


Fig. 2. Generador de CA acoplado a otras fuentes.

**Falla del marco del estator**

bSi el neutro está conectado a tierra en el punto neutro del generador, se utiliza la protección contra fallas a tierra (ANSI 51G) o la protección contra fallas a tierra restringida (ANSI 64REF).

bSi el neutro está conectado a tierra dentro del sistema de potencia en lugar del punto neutro del generador, una falla en el marco del estator se detecta mediante:

vuna unidad de protección contra fallas a tierra en el disyuntor del generador cuando el generador está acoplado al sistema de potencia,

vpor un dispositivo de monitoreo de aislamiento para disposiciones de neutro aislado cuando el generador está desacoplado del sistema de potencia.

bSi el neutro es impedante en el punto neutro del generador, se utiliza una protección contra fallas del marco del estator del 100 % (ANSI 64G). Esta protección combina dos funciones:

vDesplazamiento de voltaje neutro, que protege el 80% de los devanados (ANSI 59N)

vsbntensión del punto neutro del tercer armónico (H3), que protege el 20% de los devanados del lado del neutro (ANSI 27TN).

bSi el neutro está aislado, la protección contra fallas en la estructura es proporcionada por un dispositivo de monitoreo de aislamiento. Este dispositivo funciona detectando tensión residual (ANSI 59N) o inyectando corriente continua entre el neutro y la tierra. Si este dispositivo existe en el sistema de potencia, monitorea el generador cuando está acoplado; Se necesita un dispositivo generador especial, validado por la posición abierta del interruptor automático del generador en la posición abierta, para monitorear el aislamiento cuando el generador está desacoplado.

**Fallo en el marco del rotor**

Quando se puede acceder al circuito de corriente de excitación, las fallas del marco son monitoreadas por un dispositivo de monitoreo de aislamiento.

**pérdida de campo**

La pérdida de campo es detectada ya sea por una unidad de protección de sobrepotencia reactiva retardada (ANSI 32Q) para sistemas de clasificación de alta potencia o por una unidad de protección de baja impedancia (ANSI 40) para sistemas de energía "en isla" con generadores, o por monitoreo directo del circuito de excitación si es accesible (ANSI 40DC).

**Pérdida de sincronización**

La protección contra la pérdida de sincronización la proporciona una función específica de protección contra deslizamiento de polos (ANSI 78PS); el principio de medición del deslizamiento de polos se basa en una estimación de la inestabilidad de la máquina de acuerdo con el criterio de áreas iguales o en la detección de oscilaciones de potencia activa (fig. 1); se puede utilizar una unidad de protección contra sobrevelocidad (ANSI 12) como respaldo.

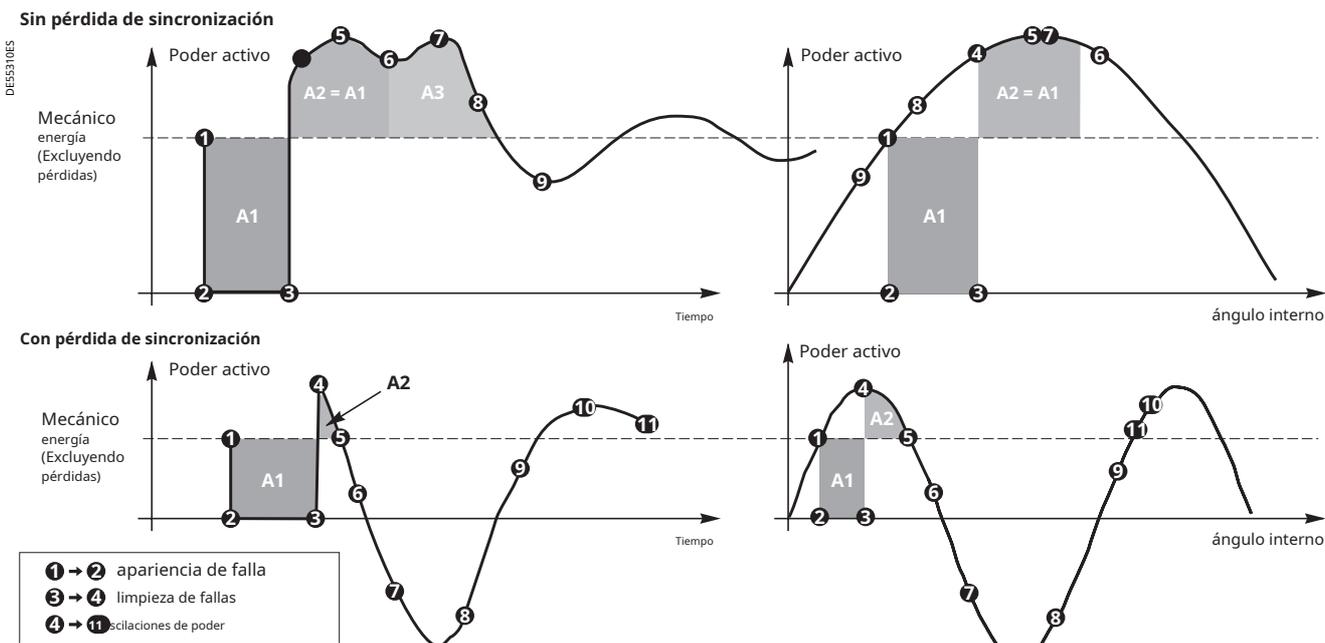


Fig. 1. La potencia activa fluye en un generador después de un cortocircuito.

**Funcionamiento como motor**

Esto es detectado por un relé que detecta la potencia activa inversa (ANSI 32P) consumida por el generador.

**Variaciones de voltaje y frecuencia**

Las variaciones de tensión son monitoreadas por una unidad de protección de sobretensión-subtensión (ANSI 59 y 27) y las variaciones de frecuencia por una unidad de protección de sobrefrecuencia-subfrecuencia (ANSI 81H y 81L).

Las unidades de protección se retrasan ya que los fenómenos no requieren una acción instantánea y porque las unidades de protección del sistema de potencia y los controladores de voltaje y velocidad deben tener tiempo para reaccionar.

La función de control de flujo (ANSI 24) puede detectar el exceso de flujo.

**Energización inadvertida**

El arranque de generadores de acuerdo con una secuencia normal es monitoreado por la función de protección de energización inadvertida (ANSI 50/27). Esta protección implica el uso simultáneo de:

buna función de sobreintensidad instantánea y una función de protección contra subtensión, bla función de protección de mínima tensión se retarda para evitar disparos por defecto trifásico no deseados, y existe otro retardo para permitir el arranque del generador sin presencia de corriente antes del acoplamiento.

**Administración de energía**

La distribución de los flujos de potencia activa se puede gestionar de forma adecuada mediante el uso de unidades de protección de mínima potencia activa direccional (ANSI 37P), que proporcionan un control adecuado del disparo del interruptor automático de la fuente y la carga (ejemplo en la fig. 2).

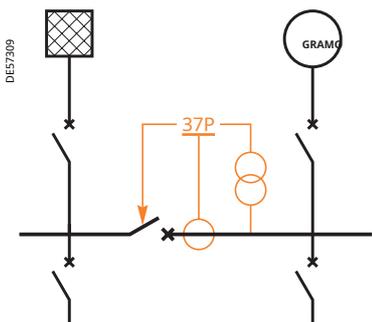
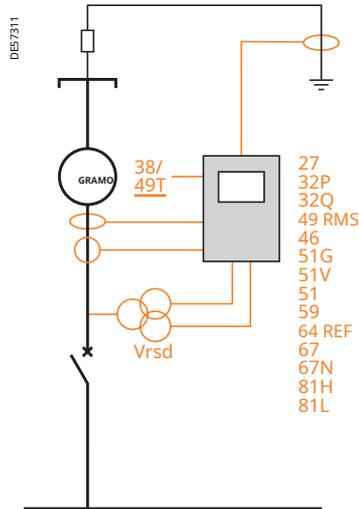
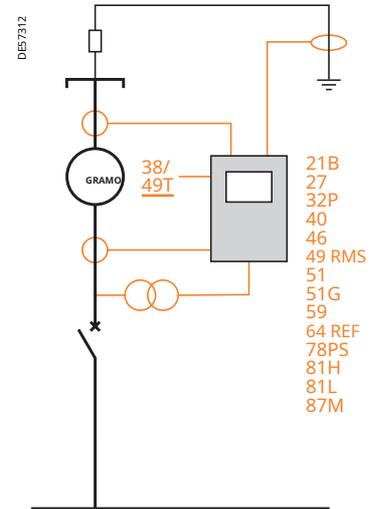


Fig. 2. Funcionamiento autónomo de una instalación con grupo electrógeno propio.

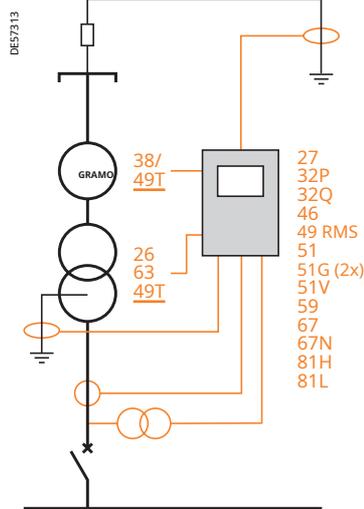
fallas	Función de protección adecuada		código ANSI	Información de configuración
<b>Fallas relacionadas con el motor primario</b>				
Sobrecargas	sobrecorriente		51	En umbral, curva IDMT
	Sobrecarga térmica		49 RMS	Según las características de funcionamiento del generador: capacidad térmica máxima utilizada 115 a 120%
	RTD		49T	Depende de la clase térmica del generador
Operación como motor	Dominio activo direccional		32P	Umbral 5% de Sn (turbina) a 20% de Sn (diésel) Retardo de unos segundos
Variación de velocidad	Detección mecánica de sobrevelocidad, subvelocidad		12, 14	Umbral ± 5% de la velocidad nominal Retardo de unos segundos
<b>Fallas en el sistema de suministro de energía</b>				
Externo Corto circuitos	con corriente mantenido a 3 In	sobrecorriente	51	Umbral 2 en Retardo por discriminación con protección aguas abajo
	sin corriente mantenido a 3 In	Tensión restringida sobrecorriente	51V	Umbral 1.2 In Retardo por discriminación con protección aguas abajo
		subimpedancia (respaldo)	21B	Alrededor de 0,3 Zn Retardo por discriminación con protección aguas abajo
Inadvertido energización	Energización inadvertida		50/27	Umbral de corriente = 10% de In del generador Umbral de tensión = 80% de Un Tiempo de inhibición después de la caída de voltaje = 5 segundos Tiempo mínimo de aparición de corriente tras aparición de tensión = 250 ms
<b>Fallas internas del generador y control del generador</b>				
Fase a fase Corto circuitos	diferencial de alta impedancia		87G	Umbral 5 a 15% de In Sin demora
	Diferencial basado en porcentaje		87G	Pendiente 50%, umbral 5 a 15% de In Sin retardo
	Sobreintensidad de fase direccional		67	Entrada de umbral Retraso según discriminación con las otras fuentes
Desequilibrar	Secuencia negativa / desequilibrio		46	Umbral 15% de In Delay de unos segundos
Marco del estator culpa	si es neutral está conectado a tierra en estator del generador	falla a tierra	51G	Umbral = 10% de la corriente máxima de defecto a tierra Retardo de selectividad con protección aguas abajo
		falla a tierra restringida diferencial	64 REF	Umbral 10% de In Sin demora
	si es neutral es impedante en estator del generador	100% falla del marco del estator	64G/59N	Umbral Vrsd = 30% de Vn Retardo de 5 segundos
			64G/27TN	Umbral adaptativo = 15 % del 3er armónico Vrsd
	si es neutral está conectado a tierra dentro el sistema de poder	Defecto a tierra en el lado del disyuntor del generador	51N/51G	Umbral 10 a 20% de la corriente máxima de falla a tierra Retardo en el rango de 0,1 segundos
		Tensión neutra desplazamiento si el generador está desacoplado	59N	Umbral Vrsd = 30% de Vn Retardo de algunos segundos
si es neutral está aislado	Tensión neutra desplazamiento	59N	Umbral Vrsd = 30% de Vn Retardo de algunos segundos	
marco del rotor culpa	Dispositivo de control de aislamiento			
pérdida de campo	Sobrepotencia reactiva direccional		32Q	Umbral 30% de Sn Retardo de unos segundos
	Medida de impedancia		40	Xa = 0,15 Zn, Xb = 1,15 Zn, Xc = 2,35 Zn Retraso del círculo de Zn: 0,1 segundo Xd circle delay: discriminación con protección aguas abajo
Deslizamiento de polos	Pérdida de sincronización		78PS	Criterio de áreas iguales: retraso de 0,3 segundos Criterio de oscilación de potencia: 2 revoluciones, 10 segundos entre 2 oscilaciones de potencia
Voltaje regulación	Sobretensión		59	Umbral 110% de Un Delay de unos segundos
	bajo voltaje		27	Umbral 80% de Un Delay de unos segundos
Frecuencia regulación	sobrefrecuencia		81H	Umbral + 2 Hz de frecuencia nominal
	subfrecuencia		81L	Umbral - 2 Hz de frecuencia nominal
Sobrecalentamiento de aspectos	RTD		38	Según las especificaciones del fabricante.
Energía administración	Subpotencia activa direccional		37P	Según la aplicación



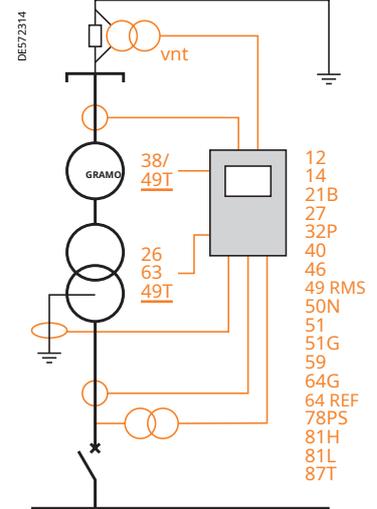
Generador de baja potencia



Generador de potencia media



Generador-transformador de baja potencia



Generador-transformador de media potencia

Los bancos de capacitores se utilizan para compensar la energía reactiva consumida por las cargas del sistema de potencia y, ocasionalmente, en filtros para reducir el voltaje armónico. Su función es mejorar la calidad del sistema eléctrico.

Pueden conectarse en estrella, triángulo y doble estrella, según el nivel de tensión y la potencia nominal total de las cargas.

Un condensador viene en forma de caja con terminales aislantes en la parte superior. Se compone de condensadores individuales (fig. 1) que tienen voltajes máximos permitidos limitados (por ejemplo, 2250 V) y están montados en grupos: *ben serie para obtener la tensión soportada requerida,*

*ben paralelo para obtener la potencia nominal deseada.*

Hay 2 tipos de bancos de capacitores: *bsin protección interna,* *bcon protección interna donde se agrega un fusible para cada capacitor individual.*

Los principales fallos que pueden afectar a las baterías de condensadores son: b sobrecargas, bCorto circuitos, b fallos de cuadro, bcortocircuito de un condensador individual.

## Sobrecargas

Una sobrecarga se debe a una sobrecorriente continua o temporal:

bsobrecorriente continua debido a: v un aumento en el voltaje de suministro,

vel flujo de corriente armónica debido a la presencia de cargas no lineales como convertidores estáticos (rectificadores, variadores de velocidad), hornos de arco, etc.,

bsobreintensidad transitoria debida a la energización de un escalón del banco de condensadores. Las sobrecargas dan como resultado un sobrecalentamiento que tiene un efecto adverso en la resistencia dieléctrica y conduce al envejecimiento prematuro del condensador.

## Corto circuitos

Un cortocircuito es una falla interna o externa entre conductores activos, fase a fase (conexión en triángulo de capacitores) o fase a neutro (conexión en estrella).

La aparición de gas en la caja hermética al gas del condensador crea una sobrepresión que puede provocar la apertura de la caja y la fuga del dieléctrico.

## fallas de marco

Una falla de marco es una falla interna entre un componente vivo del capacitor y el marco formado por la caja de metal que está conectada a tierra por motivos de seguridad.

La amplitud de la corriente de falla depende de la disposición de puesta a tierra del neutro y del tipo de conexión (estrella o triángulo).

De forma similar a un cortocircuito interno, la aparición de gas en la caja hermética al gas del condensador crea una sobrepresión que puede provocar la apertura de la caja y la fuga del dieléctrico.

## Cortocircuito de un condensador individual

La ruptura dieléctrica de un condensador individual da como resultado un cortocircuito. **Sin**

**protección interna,** la unidad defectuosa deriva los condensadores individuales conectados en paralelo:

bse modifica la impedancia del condensador,

bel voltaje aplicado se distribuye a un grupo menos en la serie,

bcada grupo está sujeto a una mayor tensión, lo que puede dar lugar a más averías en cascada, hasta un cortocircuito total.

La figura 2 muestra la situación en la que el grupo 2 se desvía después de la ruptura de un capacitor individual.

**Con protección interna,** la fusión del fusible interno relacionado borra el condensador individual defectuoso:

bel capacitor permanece libre de fallas, bsu

impedancia se modifica en consecuencia.

La Figura 3 muestra la situación en la que el capacitor individual del grupo 2 se despeja con su fusible interno y el grupo 2 permanece en servicio.

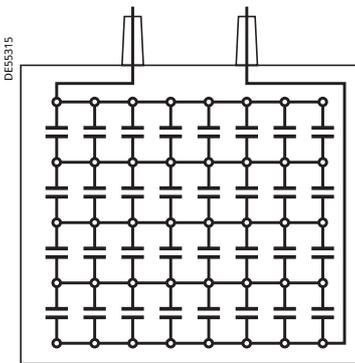


Fig. 1. Banco de condensadores.

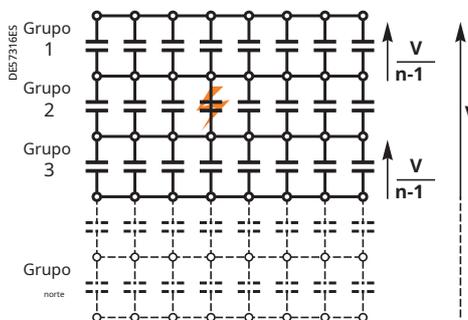


Fig. 2. Banco de condensadores sin fusibles internos.

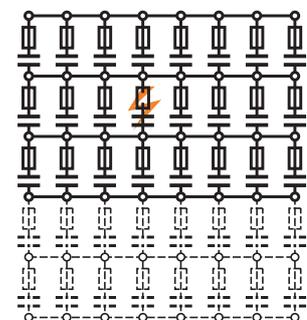


Fig. 3. Banco de condensadores con fusibles internos.

Los capacitores no deben energizarse a menos que hayan sido descargados. La reenergización debe ser temporizada para evitar sobretensiones transitorias. Un retraso de 10 minutos permite una descarga natural suficiente.

Se pueden usar inductores de descarga rápida para reducir el tiempo de descarga.

### Sobrecargas

Las sobrecorrientes prolongadas debidas a aumentos en el voltaje de suministro se pueden evitar mediante la protección contra sobrevoltaje (ANSI 59) que monitorea el voltaje del sistema de alimentación. Esta protección puede cubrir el capacitor mismo o una parte mayor del sistema de potencia. Dado que el condensador generalmente puede soportar una tensión del 110% de su tensión nominal durante 12 horas al día, este tipo de protección no siempre es necesaria.

Las sobrecorrientes prolongadas debidas al flujo de corriente armónica se detectan mediante una protección de sobrecarga de uno de los siguientes tipos:

vsobrecarga térmica (ANSI 49RMS),

vsobreintensidad retardada (ANSI 51), siempre que tenga en cuenta las frecuencias armónicas.

La amplitud de las sobrecorrientes cortas debidas a la activación de un escalón del banco de capacitores está limitada por el montaje de inductores de impulso en serie con cada escalón.

### Corto circuitos

Los cortocircuitos son detectados por la protección contra sobrecorriente con retardo de tiempo (ANSI 51). Los ajustes de corriente y retardo de tiempo permiten operar con la corriente de carga máxima permitida, así como cerrar y cambiar los pasos del banco de condensadores.

### fallas de marco

Este tipo de protección depende de la disposición de puesta a tierra del neutro.

Si el neutro está conectado a tierra, se utiliza la protección de falla a tierra retardada (ANSI 51G).

### Cortocircuito del componente del condensador

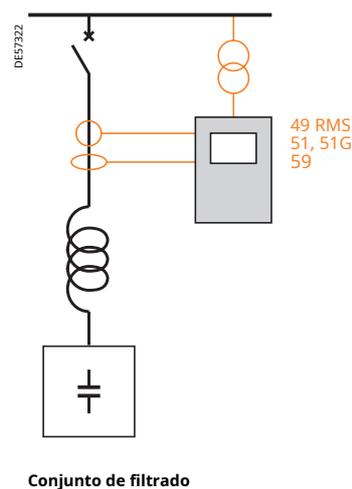
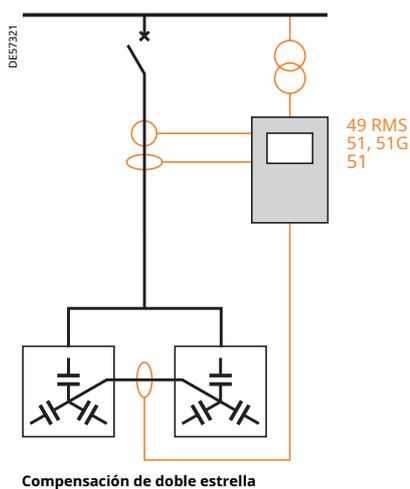
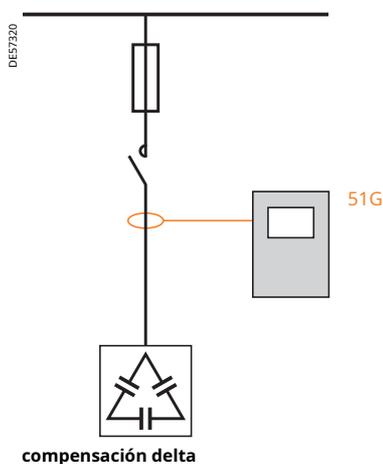
La detección de faltas se basa en la modificación de la impedancia creada: b cortocircuitando el componente para condensadores sin protección interna, blimpiando el capacitor individual defectuoso para capacitores con fusibles internos. Cuando el banco de condensadores está conectado en estrella doble, el desequilibrio creado por el cambio de impedancia en una de las estrellas hace que fluya corriente en la conexión entre los puntos neutros. Este desequilibrio es detectado por un dispositivo de protección contra sobrecorriente sensible con retardo de tiempo (ANSI 51).

# Configuraciones recomendadas y ejemplos de aplicaciones

## Configuraciones recomendadas

fallas	Funciones de protección adecuadas	código ANSI	Información de configuración
Sobrecargas	Sobretensión	59	Límite ≤ 110% ONU
	Sobrecarga térmica	49 rms	Límite ≤ 1,3 pulgadas Constante de tiempo en el rango de 10 minutos
	Sobrecorriente temporizada	51	Límite ≤ 1,3 pulgadas, curva IDMT
Corto circuitos	Sobrecorriente temporizada	51	Umbral aproximadamente 10 In Retardo de tiempo aproximadamente 0,1 s (DT)
fallas de marco	Defecto a tierra temporizado	51N/51G	Límite ≤ 20% I falla a tierra máxima Límite ≥ El valor nominal del 10 % del TI lo proporcionan 3 TI, con restricción H2 Retardo de tiempo de aproximadamente 0,1 s (DT)
Condensador componente cortocircuito	Sobrecorriente temporizada	51	Umbral aprox. 1 A, dependiendo de la aplicación Retardo de tiempo de aproximadamente 1 s (DT)

## Ejemplos de aplicaciones





Palabras clave	Definiciones
<b>Potencia activa en MW</b>	La parte de la potencia aparente que se puede convertir en potencia mecánica o térmica.
<b>componente aperiódico</b>	Valor promedio (que cae a cero) de las envolventes superior e inferior de una corriente durante la energización o el inicio de un cortocircuito.
<b>Potencia aparente en MVA</b>	Potencia en MVA consumida por las cargas en un sistema de potencia.
<b>señal de bloqueo</b>	Orden enviada a un dispositivo de protección aguas arriba por un dispositivo que ha detectado un fallo.
Capacidad de Interrupción	Corriente máxima que un dispositivo de interrupción es capaz de interrumpir en las condiciones prescritas.
<b>neutro compensado</b>	El sistema de potencia está conectado a tierra a través de un reactor sintonizado a las capacidades de fase a tierra.
<b>Bobina de compensación (bobina Petersen)</b>	Reactancia de puesta a tierra del neutro adaptada a las capacidades fase-tierra.
TC de equilibrio central	Sensor de corriente utilizado para medir la corriente residual sumando los campos magnéticos.
Porque $\phi$	Coseno del ángulo entre las componentes fundamentales de la corriente y la tensión.
Acoplamiento	Operación mediante la cual una fuente o parte de un sistema de potencia se conecta a un sistema de potencia que ya está en funcionamiento cuando se cumplen las condiciones necesarias.
<b>Sensor actual</b>	Dispositivo utilizado para obtener un valor relacionado con la corriente.
<b>Discriminación basada en corriente</b>	Sistema de discriminación basado en el hecho de que cuanto más cerca se encuentra la falla de la fuente, más fuerte es la corriente de falla.
desacoplamiento	Operación mediante la cual una fuente o parte de un sistema de potencia se desconecta de un sistema de potencia.
Retraso de tiempo definido	Retardo de tiempo antes del disparo del dispositivo que no depende de la corriente medida.
<b>Discriminación</b>	Capacidad de un conjunto de dispositivos de protección para distinguir entre las condiciones en las que debe operar un dispositivo de protección determinado y aquellas en las que no debe hacerlo.
<b>Estabilidad dinámica</b>	Capacidad de un sistema de potencia para volver al funcionamiento normal después de una perturbación repentina.
Alimentador	Cables que llegan de un juego de barras y alimentan una o más cargas o subestaciones.
<b>Armónicos</b>	Serie de señales sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental.
retardo IDMT	Retardo de tiempo variable antes del disparo del dispositivo que es inversamente dependiente de la corriente medida.
<b>CEI 60909</b>	Norma internacional que trata sobre el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de potencia trifásicos.
<b>neutro impedante</b>	El sistema de potencia está conectado a tierra a través de una resistencia o una reactancia baja.
Inmigrante	Línea que suministra energía desde una fuente a las barras colectoras de una subestación.
Corriente de irrupción	Corriente transitoria que ocurre cuando una carga está conectada a un sistema de potencia. Para cargas inductivas, comprende una componente aperiódica.
Dispositivo de monitoreo de aislamiento (IMD)	En un sistema con neutro aislado, dispositivo que verifica la ausencia de falla.
<b>Neutro aislado</b>	El neutro del sistema de potencia no está conectado a tierra excepto para conexiones de alta impedancia a dispositivos de protección o medición.
<b>Reconexión de carga</b>	Restablecimiento del suministro a las cargas que se hayan cortado, cuando se hayan restablecido las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico.
Desconexión de carga	Desconexión de cargas no prioritarias del sistema eléctrico cuando ya no existan las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico.
<b>Discriminación lógica</b>	Sistema de discriminación en el que cualquier dispositivo de protección que detecta una falla envía un orden de "no disparo" (señal de bloqueo) al dispositivo de protección aguas arriba. La protección aguas arriba dispara un interruptor automático solo si no recibió una señal de bloqueo del dispositivo aguas abajo.
Capacidad de fabricación	Corriente máxima que un dispositivo de corte es capaz de producir bajo condiciones prescritas. Es al menos igual a la capacidad de ruptura.
puesta a tierra neutra	Método por el cual el neutro del sistema de potencia se conecta a tierra.
<b>Carga no lineal</b>	Carga dibujando una corriente con una forma de onda que no es idéntica a la del voltaje. Las variaciones de corriente no son proporcionales a las variaciones de voltaje.
<b>Sobrecarga</b>	Sobrecorriente de larga duración que afecta a uno de los elementos del sistema de potencia.

Palabras clave	Definiciones
<b>Tensión de polarización</b>	En una función de protección de fase direccional, el valor de la tensión entre fases en cuadratura con la corriente para $\cos \phi = 1$ . En una función de protección de falta a tierra direccional, es la tensión residual.
<b>Factor de potencia</b>	Relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Para señales sinusoidales, el factor de potencia es igual a $\cos \phi$ .
<b>Sistema de poder</b>	Conjunto de centros de producción y consumo de energía eléctrica interconectados por varios tipos de conductores.
<b>Configuración de protección</b>	Ajustes de la función de protección determinados por el estudio del sistema de protección.
<b>Sistema de protección</b>	Conjunto de dispositivos y sus ajustes utilizados para proteger los sistemas de potencia y sus componentes contra las fallas principales.
<b>Estudio del sistema de protección</b>	Selección racional de todos los dispositivos de protección para un sistema de potencia, teniendo en cuenta su estructura y puesta a tierra del neutro.
<b>Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF)</b>	Protección utilizada para el desacoplamiento rápido de una fuente que alimenta un sistema de potencia en caso de falla.
<b>Potencia reactiva en Mvar</b>	La parte de la potencia aparente que alimenta los circuitos magnéticos de las máquinas eléctricas o que es generada por capacitores o la capacitancia parásita de los enlaces.
<b>reconectador</b>	Dispositivo automático que vuelve a cerrar un interruptor automático que se ha disparado por una falla.
<b>Corriente residual</b>	Suma de las corrientes de línea instantáneas en un sistema de potencia polifásico.
<b>Voltaje residual</b>	Suma de las tensiones fase a tierra instantáneas en un sistema de potencia polifásico.
<b>Protección de defecto a tierra restringida</b>	Protección de un devanado trifásico con neutro puesto a tierra contra faltas de fase a tierra.
<b>Cortocircuito</b>	Contacto accidental entre conductores o entre un conductor y tierra.
<b>Potencia de cortocircuito</b>	Potencia teórica en MVA que puede suministrar un sistema de potencia. Se calcula sobre la base de la tensión nominal del sistema de potencia y la corriente de cortocircuito.
<b>Neutro sólidamente conectado a tierra</b>	El neutro del sistema de potencia está conectado a tierra a través de una conexión con impedancia cero.
<b>Transferencia de origen</b>	Operación por la cual un sistema de energía es desconectado de una fuente y conectado a otra. Las fuentes pueden o no estar conectadas en paralelo.
<b>subtransitorio</b>	Periodo de entre 0 y 100 ms desde la aparición de una avería.
<b>Componentes simétricos</b>	Tres sistemas monofásicos independientes (secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero) superpuestos para describir cualquier sistema real.
<b>Reconfiguración del sistema</b>	Operación, después de un incidente, que involucra la conmutación de interruptores automáticos e interruptores para reabastecer las cargas del sistema de energía.
<b>Tiempo de retardo</b>	Retraso intencional en la operación de un dispositivo de protección.
<b>Discriminación basada en el tiempo</b>	Sistema de discriminación en el que los dispositivos de protección que detectan una falla están organizados para operar uno tras otro. El dispositivo de protección más cercano a la fuente tiene el mayor retardo de tiempo.
<b>Distorsión armónica total</b>	Relación del valor rms de los armónicos al de la fundamental.
<b>Transitorio</b>	Período que dura entre 100 ms y 1 segundo después de la aparición de una falla.
<b>Umbral de disparo</b>	Valor del parámetro monitoreado que dispara el funcionamiento del dispositivo de protección.
<b>sensor de voltaje</b>	Dispositivo utilizado para obtener un valor relacionado con el voltaje.
<b>Generador de secuencia cero</b>	Transformador trifásico utilizado para crear un punto neutro en un sistema de potencia para puesta a tierra neutra.

tipos de documentos	Títulos
Estándares	bVocabulario electrotécnico internacional IEC 60050 b Transformadores de corriente IEC 60044 bTransformadores de tensión IEC 60186 bRelés eléctricos IEC 60255  bCálculo IEC 60909 de corrientes de cortocircuito en sistemas de CA trifásicos bDesignaciones de contacto y números de función de dispositivo de sistema de energía eléctrica estándar IEEE C37.2
Documentación de Schneider Electric	bguía de diseño de MV bProtección de sistemas eléctricos (Editorial Hermès) b socio de mv bCahier técnicas publicaciones vN° 2 Protección de redes de distribución eléctrica por el sistema lógico-selectivo vN° 18 Análisis de redes trifásicas en condiciones transitorias utilizando componentes simétricas vN° 62 Puesta a tierra del neutro en una red industrial AT vN° 113 Protección de máquinas y redes industriales de alta tensión v N° 158 Cálculo de corrientes de cortocircuito vN° 169 Diseño de redes industriales AT vN° 174 Protección de redes industriales y terciarias de MT vN° 181 Equipos de protección direccional vN° 189 Seccionamiento y protección de bancos de condensadores de MT vN° 192 Protección de transformadores de subestaciones MT/ BT vN° 194 Transformadores de corriente: cómo especificarlos vN° 195 Transformadores de corriente: errores de especificación y soluciones bSitio de Schneider Electric: <a href="http://www.schneider-electric.com">http://www.schneider-electric.com</a> b Sitio del relé de protección Sepam: <a href="http://www.sepamrelay.com">http://www.sepamrelay.com</a> bCatálogos Sepam
General	bLes technics de l'ingénieur (Técnicas de ingeniería) bGuide de l'ingénierie électrique (Manual de ingeniería eléctrica) (Lavoisier)

Símbolo	Definición
<b>ALFA</b>	factor de límite de precisión
<b>C</b>	capacitancia de una fase con respecto a tierra
<small>Connecticut</small>	transformador de corriente
<b>D</b>	disyuntor del alimentador
<b><math>\Delta t</math></b>	diferencia entre los tiempos de funcionamiento de dos dispositivos de protección
<b>dT</b>	tolerancia a los retrasos de tiempo
<b>mi</b>	tensión fase-neutro del diagrama monofásico equivalente
<b>F</b>	frecuencia de poder
<b><math>y_0</math>"k</b>	corriente de cortocircuito simétrica inicial
<b><math>y_{00}</math></b>	componente de secuencia cero de la corriente
<b><math>y_{01}</math></b>	componente de secuencia positiva de la corriente
<b><math>y_{02}</math></b>	componente de secuencia negativa de la corriente
<b>I1</b>	corriente de fase 1
<b>I2</b>	corriente de fase 2
<b>I3</b>	corriente fase 3
<b>Ib</b>	corriente de cortocircuito simétrica interrumpida cuando el primer polo se separa
<b>ic</b>	corriente capacitiva
<b>IDC</b>	componente aperiódica decreciente de la corriente de cortocircuito
<b>yo</b>	corriente continua de cortocircuito
<b>Ik1</b>	corriente continua de cortocircuito entre fase y tierra
<b>Ik2</b>	corriente de cortocircuito de dos fases
<b>Ik3</b>	corriente de cortocircuito trifásica
<b>ILN</b>	corriente que fluye en el reactor de puesta a tierra neutral
<small>Estoy</small>	corriente magnetizante
<b>IMD</b>	dispositivo de control de aislamiento
<b>En</b>	corriente nominal de un componente eléctrico
<b>EN</b>	corriente que fluye en el circuito de punto neutro sólidamente conectado a tierra
<b>InCT</b>	corriente nominal de un transformador de corriente
<b>ip</b>	valor pico de la corriente de cortocircuito
<b>IPCT</b>	corriente primaria en un transformador de corriente
<b>irn</b>	circuito que circula en la resistencia de puesta a tierra del neutro
<b>irsd</b>	corriente residual
<b>Es</b>	ajuste de umbral actual
<small>Me senté</small>	corriente de saturación en un transformador de corriente
<b>isc</b>	corriente de cortocircuito
<b>Iscmax</b>	la corriente de cortocircuito más alta
<b>ISCT</b>	corriente secundaria en un transformador de corriente
<b>Ith</b>	corriente máxima permitida por 1s
<b>LN</b>	reactancia de puesta a tierra de punto neutro
<b>LPCT</b>	transformador de corriente de baja potencia
<small>metro</small>	margen de seguridad
<b>MALTA</b>	toma de tierra

Símbolo	Definición
<b>PNJ</b>	bobina de punto neutro
<b>Ph1</b>	fase 1
<b>Ph2</b>	fase 2
<b>Ph3</b>	fase 3
<b>R</b>	resistencia
<b>ECA</b>	resistencia del devanado en un transformador de corriente
<small>enfermero</small>	resistencia de puesta a tierra del punto neutro
<b>\$</b>	resistencia de estabilización en un circuito diferencial
<b>SSC</b>	potencia de cortocircuito
<b>T</b>	retardo de tiempo de disparo
<b>Td</b>	tiempo de viaje
<b>THD</b>	Distorsión armónica total
<b>Tmin</b>	tiempo de interrupción del interruptor automático (tiempo mínimo antes de la separación del 1er polo)
<b>tr</b>	tiempo de sobreimpulso de la protección
<b>tu</b>	voltaje de fase a fase
<small>Naciones Unidas</small>	Tensión nominal fase a fase
<small>A nosotros</small>	umbral de tensión fase a fase
<b>V</b>	voltaje de fase a neutro
<b>V0</b>	componente de secuencia cero del voltaje
<b>V1</b>	componente de voltaje de secuencia positiva
<b>V2</b>	componente de secuencia negativa del voltaje
<b>V1</b>	fase 1 voltaje de fase a neutro
<b>V2</b>	fase 2 voltaje de fase a neutro
<b>V3</b>	fase 3 voltaje de fase a neutro
<b>vk</b>	voltaje de punto de inflexión
<b>vn</b>	tensión nominal de fase a neutro
<b>Vrsd</b>	voltaje residual
<small>contra</small>	umbral de tensión de fase a neutro
<small>Vermont</small>	Transformador de voltaje
<b>X</b>	resistencia reactiva
<b>xd</b>	reactancia síncrona
<b>x</b>	reactancia transitoria
<b>X"d</b>	reactancia subtransitoria
<b>Z0</b>	impedancia de secuencia cero
<b>Z1</b>	impedancia de secuencia positiva
<b>Z2</b>	impedancia de secuencia negativa
<b>Za</b>	impedancia equivalente
<b>zinc</b>	impedancia nominal aparente (transformador, condensador, motor, generador)
<b>ZN</b>	impedancia entre el punto neutro y tierra
<b>ZSC</b>	impedancia de cortocircuito

- A**  
componente aperiódico 18
- B**  
señal de bloqueo 27, 31, 34, 35, 41, 42  
poder de corte 18  
barras colectoras 4, 5, 33
- C**  
cable 18, 33, 41, 44, 45  
capacitor 18, 27, 60, 61, 62  
banco de capacitores 27  
ángulo característico 25  
disyuntor 17, 18, 27, 36–43, 45 falla del disyuntor 43  
bobina  
extinción 10  
punto neutro 9  
petersen 10  
contactor 2, 18, 52, 54 núcleo  
balance CT 7, 8, 22, 26  
acoplamiento 35, 39, 46, 57  
corriente  
residuos 10, 22  
cortocircuito 12–19, 28, 30  
sensores de corriente 19–22, 33
- D**  
desacoplamiento 19, 26,  
39 protección diferencial  
barras colectoras 26  
generador 26  
alta impedancia 33, 58  
línea 26  
motor 26  
basado en porcentaje 48, 58 falla a tierra restringida 26, 47, 48, 56, 58 transformador 26
- discriminación  
combinado 34, 36  
basado en corriente 30, 34, 47  
diferencial 35  
direccional 35  
lógica 34, 35, 36  
basado en el tiempo 28, 29, 31, 34, 35, 38
- mi**  
puesta a tierra 6–11
- F**  
avería, caracterización 12, 18  
fusible 18, 47, 50, 52, 60
- GRAMO  
generador 14–17, 33, 55–59
- H**  
armónicos 46, 47, 56, 58, 60
- yo**  
CEI 60909 17
- L**  
línea 18, 33, 44, 45  
deslastre de carga 43  
LPCT 19, 21
- METRO  
capacidad de fabricación 18  
motor  
asíncrono 14, 50, 54, 55  
síncrono 14, 50, 53, 54
- norte  
neutral  
compensado 6, 26, 37, 38  
impedante 26, 56, 58  
aislado 6, 7, 23 sólidamente  
conectado a tierra 11, 37, 38  
neutro a tierra 6–11  
punto neutro 6–11, 37, 47, 48, 52, 56
- O**  
desbordante 47  
sobrecarga 44, 47, 51, 56, 61  
sobretensión 6–12, 61
- PAGS**  
energía  
activo 27, 39, 51, 53, 57, 58  
aparente 19, 23  
salida nominal 19  
reactivo 53, 55, 57, 58  
cortocircuito 11, 12, 45  
sistema de potencia  
arquitectura 3, 4, 5 bucle 4,  
5, 32, 35, 40, 41 radial 4, 5,  
29, 31, 36 factor de  
potencia 27  
proteccion  
100% estator generador 26  
barras 42, 43  
condensador 60–62  
fallo del disyuntor 26  
diferencial 20, 26, 33, 35, 41, 42, 44, 47, 52, 53, 56  
control activo direccional 26  
Subpotencia activa direccional 26, 58  
Sobrepotencia reactiva direccional 26, 53, 58  
Subpotencia reactiva direccional 26 Distancia  
26, 45  
tiempo de arranque excesivo y rotor bloqueado 26, 51  
pérdida de campo 26, 50, 52, 53, 55, 57, 58  
generador 55–59  
energización inadvertida del generador 26  
enlaces 44, 45  
motores 50–54  
protección de secuencia negativa / desequilibrio 26, 44, 53, 58  
sobretensión de secuencia negativa 26

desplazamiento de voltaje neutro 26, 48, 53, 58  
 sobrecorriente  
     falta a tierra retardada 11, 26, 44, 61, 62  
     fase retardada 26, 47, 52, 62  
     fase con restricción de tensión retardada 26, 56  
     falta a tierra direccional 7, 26, 37, 44, 52, 53  
     fase direccional 26, 56, 58  
     falta a tierra 36, 37, 38, 40, 42, 48, 53, 56, 58  
     falta a tierra instantánea 26  
     fase instantánea 26, 47, 48 tensión restringida instantánea fase 26 fase 20, 36, 38, 40, 44, 56  
 sobreflujo 26, 48, 57  
 sobrefrecuencia 26, 58  
 sobrevelocidad 26, 53, 58 sobretensión 26, 37, 47, 58, 62 subcorriente de fase 26, 53 deslizamiento de polos 26, 50-58

subtensión de secuencia positiva 26, 51, 53  
 sistema de potencia 36-41  
 presión 26, 47, 48  
 tasa de cambio de frecuencia (rocof) 26, 39, 43  
 reconectador 26, 45  
 subtensión remanente 26, 51, 53  
 subtensión residual (tercer armónico) 26, 56, 58  
 RTD 26, 51, 53, 56, 58  
 inicios sucesivos 26  
 control de sincronismo 26, 39  
 monitoreo de temperatura 26  
 imagen térmica 26, 44, 47, 51, 53, 56, 58, 61, 62  
 termostato 26  
 transformador 46-49  
 subfrecuencia 26, 58  
 baja impedancia 26, 53, 56, 57, 58  
 baja velocidad 26, 53, 58  
 subtensión 26, 57, 58  
 cambio de vector 26  
 coordinación de protección 2  
 relés de protección 22, 24, 42  
 ajustes de protección 14  
 estudio del sistema de protección 2, 3, 8, 9

**R**

tasa de cambio de frecuencia 26, 39, 43  
 reconectador 26, 45  
 tensión residual 7, 23, 37, 47, 52, 56  
 restricción  
     actual 33  
     H2 (segundo armónico) 22, 25, 47, 48, 62 H5 (quinto armónico) 47  
     tensión 26, 56, 58  
 falla a tierra restringida 26, 47, 48, 56, 58

**S**

saturación  
     de un TC 8, 19, 20, 22, 33, 42 de un transformador 46  
 cortocircuito  
     fase a tierra 12, 14, 17 fase a fase 12, 14, 17, 44, 47, 52, 56 trifásico 12, 14, 17  
     bifásico 15, 17  
     bifásico libre de tierra 12 bifásico a tierra 7, 12, 15, 17 transferencia de fuente 39  
 subtransitorio 16, 17, 55  
 interruptor 2, 18, 40  
 componentes simétricos 13, 14, 15, 17

**T**

temperatura 27, 47, 51, 52  
 tiempo  
     operación 24, 28  
     rebasamiento 24, 28  
     restablecer 24, 25  
         temporizador de espera 25  
     disparo 24, 25, 31, 34, 53 retardo de tiempo  
     definido 25  
     IDMT 25  
 distorsión armónica total 27  
 relación de transformación 23  
 transformador  
     corriente 19, 21, 27, 33, 35, 52  
     voltaje 19, 23, 27, 32  
 energización del transformador 46 transitorio 6, 7, 10, 16, 46, 55  
 umbral de disparo 7, 25, 48

**Z**

generador de secuencia cero 8, 37, 38











## Industrias Schneider Electric SAS

Dirección postal:  
Communication Distribution Electrique  
38050 Grenoble Cedex 9 - Francia Tel.:  
+33 (0)4 76 57 60 60

<http://www.schneider-electric.com>  
<http://www.merlin-gerin.com> <http://www.sepamrelay.com>

Debido a que los estándares, especificaciones y diseños cambian de vez en cuando, solicite confirmación de la información proporcionada en esta publicación.



***Este documento ha sido  
impreso en papel ecológico.***

Diseño: Graphème  
Publicación: Schneider Electric Impreso:  
Imprimerie du Pont-de-Claix