

1. Preámbulo

En un sistema eléctrico, los grupos generadores constituyen un elemento claramente diferenciado del resto de equipos existente. Ante una situación de perturbación, provocada por causas diversas, los grupos generadores han de mantenerse en servicio, siempre que sea posible, para evitar mayores consecuencias en el sistema. No siempre se consigue ésto, principalmente por las limitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas de la turbina, del alternador o de los servicios auxiliares de la central, frente a unas solicitaciones demasiado severas impuestas por la propia avería.

Por otra parte, los alternadores, al ser máquinas rotativas, se ven afectados por las perturbaciones de la red, de forma muy distinta al resto de los equipos no rotativos.

También pueden producirse averías internas en sus arrollamientos rotórico y estatórico, que pueden ser muy dañinas para la máquina. Detectar este tipo de faltas precisa, en ocasiones, de sistemas de cierta sofisticación.

Es importante definir las necesidades que las propias centrales demandan de la red de transporte, para garantizar:

- La seguridad de las centrales ante incidentes en la red.
- La estabilidad del Sistema Eléctrico.
- La continuidad de la producción.
- El abaratamiento de costes de producción y mantenimiento de la vida remanente de las centrales, por disminución de paradas no programadas.

Las propias funciones de protección deben analizarse, clasificándolas según su misión:

- Protecciones cuya misión es la estricta protección de la central generadora. Su actuación ni afecta ni es influida por las incidencias de la red, exceptuando, claro está, el desacoplamiento producido por su actuación.

- Protecciones de una central cuya misión es detectar y actuar ante faltas o perturbaciones en red, o que son afectadas por las perturbaciones de red.

En las recomendaciones se tendrá en cuenta la naturaleza de las centrales objeto de las mismas:

- Centrales nucleares.
- Centrales térmicas convencionales.
- Centrales hidráulicas.

Según su importancia en el comportamiento y estabilidad del Sistema Eléctrico, los generadores se clasificarán en:

- Grupo A: Turbogeneradores de más de 200 MVA (Nucleares y convencionales)
- Grupo B: Turbogeneradores entre 50 y 200 MVA
- Grupo C: Generadores hidráulicos de más de 50 MVA
- Grupo D: Grupos de bombeo de más de 25 MVA

Las protecciones de generadores con potencias inferiores se aplicarán y ajustarán atendiendo a los criterios y recomendaciones del fabricante y de la compañía explotadora. No son objeto de este documento, sin que ello signifique que, al menos en parte, no sean aplicables los criterios de los generadores más importantes.

Se estudian las protecciones de generación, clasificándolas según el tipo de defecto:

- Cortocircuitos: a tierra entre fases
- Funcionamientos anormales del sistema de intercambio generador-red, que afectan al generador.
- Funcionamientos anormales del generador y de la turbina primaria.
- Redundancias.

El esquema adjunto (Figura 9) es un ejemplo típico de protección de una central generadora. Existen otras configuraciones igualmente válidas y muy utilizadas, sin pretender descri-

bir todas ellas en este documento. La codificación de relés es la que luego se cita en el texto.

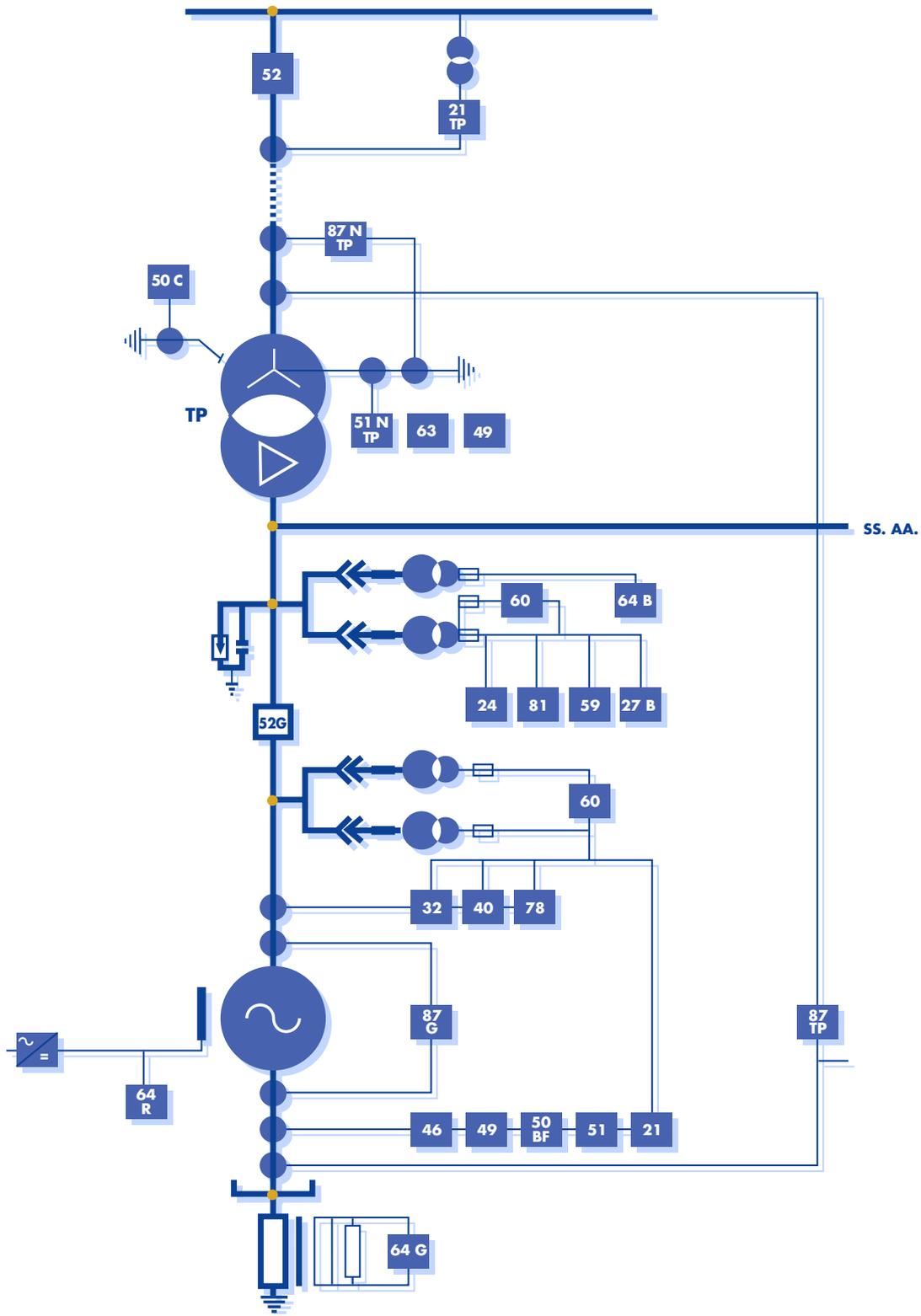


Figura 9. Ejemplo típico de una central generadora

2. Faltas a tierra en el sistema de generación, y protecciones recomendadas

2.1. Protección contra faltas a tierra en el lado de baja tensión del sistema de generación, 64G y 64B

A pesar de las mejoras introducidas en los aislamientos de las máquinas eléctricas, el contacto con tierra sigue siendo una de las averías más frecuentes. Los contactos entre espiras y entre devanados se inician, en la mayoría de los casos, por una falta previa a tierra en el estator, seguida de una segunda falta. Además, la intensidad, en estas faltas, circula a través del circuito magnético, que puede quedar seriamente dañado (ver figura 11).

Por estas razones, se debe intentar:

- **a)** detectar las faltas a tierra en el 100% del devanado estático,
- **b)** limitar las intensidades de falta para evitar daños en la chapa magnética, y
- **c)** insensibilizar la protección frente a faltas a tierra de la red exterior.

El sistema de generación presenta una particularidad: el transformador de acoplamiento a red se conecta en triángulo-estrella con neutro (ver figura 10). Esto supone el aislamiento del sistema homopolar del grupo respecto del lado de la red. Esta característica es importante, porque implica una selectividad intrínseca del sistema de generación frente a las faltas a tierra que tienen lugar fuera de él. Además, se consigue aislar la red frente al tercer armónico, resultante de una ligera deformación de la forma de onda de la tensión generada.

La problemática ligada a las faltas a tierra en la zona del estator se estudia atendiendo fundamentalmente a dos factores:

- La intensidad de falta.
- Las sobretensiones que aparecen en los arrollamientos estáticos a consecuencia de la falta.

En cuanto a la intensidad de falta, estudios experimentales ponen de manifiesto la rela-



Figura 10: Esquema unifilar simplificado

ción entre la importancia de los daños ocasionados a la máquina y la magnitud y duración de dicha intensidad. En la Figura 11 se muestra esta relación, y de ella se deduce que es aconsejable limitar el valor de la intensidad de falta por debajo de 20A.

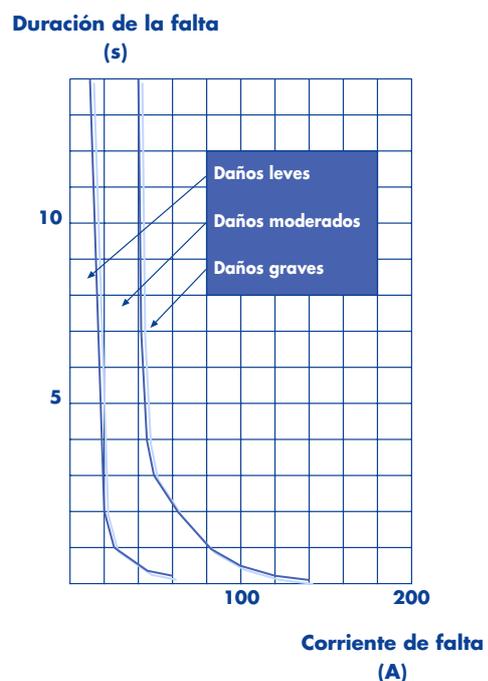


Figura 11: Relación entre la intensidad de falta y los daños provocados a la máquina

Por otro lado, las sobretensiones que aparecen se deben principalmente a dos causas:

- **1)** Una sobretensión permanente, que se produce al ponerse una fase a tierra, ya que las otras dos fases sanas toman una tensión compuesta.
- **2)** Los arrollamientos de los alternadores son circuitos inductivos y, por tanto, la variación súbita de intensidad, en el instante en que tiene lugar la falta a tierra, produce sobretensiones transitorias de pico, que se suman a la tensión compuesta.

El valor de la intensidad de falta y las sobretensiones dependen, en gran proporción, del modo de puesta a tierra del generador. En principio, el objetivo de la puesta a tierra de los generadores es conseguir una protección adicional del alternador y, por tanto, del sistema eléctrico, sin introducir con ello riesgos desproporcionados. Todo sistema de puesta a tierra debe cumplir las siguientes condiciones básicas:

- Disponer una forma rápida, segura y fiable de detectar una falta a tierra en el sistema de generación.
- Evitar sobretensiones que pueden dañar el aislamiento de la máquina.
- Reducir las corrientes de falta a valores no destructivos.

Entre los distintos métodos de puesta a tierra, se recomiendan los siguientes:

- Unir directamente el neutro a tierra a través de una resistencia.
- Con transformador monofásico de potencia y resistencia secundaria.

La protección más habitual contra faltas a tierra en el estator es un *relé de máxima tensión*, que mide la tensión homopolar en el neutro de la máquina. Al producirse la falta, circula intensidad por el neutro y se eleva la tensión de éste respecto de tierra, utilizándose esta tensión para detectar la falta a tierra. Si el neutro no es accesible, se puede fabricar un neutro

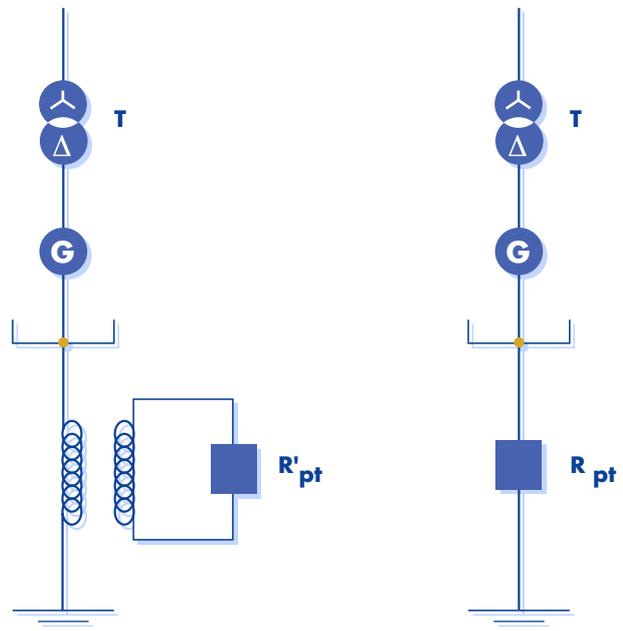


Figura 12: Puestas a tierra

artificial mediante un transformador estrella-triángulo, con el secundario abierto. Además, se suele utilizar un filtro de tercer armónico, para evitar que el relé sea sensible a tensiones de esta frecuencia. En otras ocasiones, se utiliza un relé de sobreintensidad, que detecta la aparición de intensidad homopolar en el neutro de la máquina.

Sería necesario incorporar una protección de tierra (64B), con medida en el triángulo abierto de un transformador de medida de tensión, si:

- **a)** el generador dispone de interruptor de grupo (52G), situado en el lado de baja tensión del sistema de generación, y
- **b)** se pueden alimentar los servicios auxiliares de la central a través del Transformador Principal, con el 52G abierto.

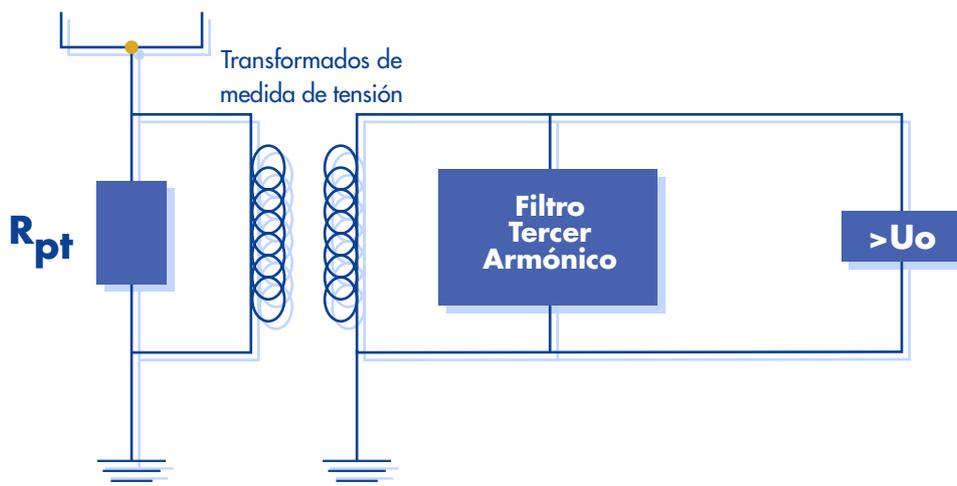


Figura 13: Protección de máxima tensión de neutro

Cuando se produce una falta a tierra, la tensión del neutro es proporcional al número de espiras entre fase y neutro, desde el punto del devanado donde ocurre la falta. La máxima tensión aparecerá para faltas en bornes o fuera del estator. Si la falta se origina en las proximidades del neutro, la tensión resultará prácticamente nula. Además, se pueden producir pequeños desequilibrios en las tensiones de generación, que provocarían la aparición de tensión homopolar en el neutro, incluso sin falta real. Para conseguir proteger el 100% del arrollamiento, el ajuste del relé debería ser muy bajo, y podría provocar, por tanto, disparos intempestivos. Un valor razonable del ajuste, de cara a la sensibilidad y selectividad, es el 5%, quedando protegido sólo el 95% del arrollamiento estático, contado a partir de las bornas de salida a línea del alternador.

El aislamiento galvánico entre el lado de alta tensión y el lado de generación evitará permanentemente, para faltas en el lado de alta, la aparición de tensiones homopolares en el lado de generación. Transitoriamente, y debido al acoplamiento capacitivo entre ambos arrollamientos del transformador, aparecen tensiones homopolares. En esta situación, la capacidad existente entre ambos devanados del transformador permite que aparezca una componente homopolar en el lado de generación. La duración de este transitorio depende del valor de las constantes de tiempo de los

elementos del circuito, y será necesario temporizar el relé, para evitar que actúe por este fenómeno.

Si la falta se produce en la zona cercana al neutro, la intensidad correspondiente es pequeña. Si no se despeja, puede originar una segunda falta, de gran intensidad, dado que el neutro se puso rígidamente a tierra con la primera falta. Por tanto, en máquinas grandes, es preciso disponer de otro sistema de protección adicional, que permita detectar y despejar faltas, que la protección principal no es capaz de detectar, en la zona del 5% próxima al neutro.

Por todo lo dicho anteriormente, se recomienda proteger el 100% de los arrollamientos estáticos.

Se utilizan dos tipos de métodos de protección:

1) Medida de la tensión de tercer armónico

En funcionamiento normal, aparecerá una tensión de tercer armónico en la impedancia de puesta a tierra del neutro. Esto se debe a que la tensión generada por la máquina no es perfectamente senoidal, sino que tiene un contenido en componente de tercer armónico del 2% al 5%, aproximadamente, del valor de la componente fundamental. Cuando la falta a tierra tiene

lugar en las proximidades del neutro, la tensión de tercer armónico disminuye considerablemente. Se utiliza un relé de mínima tensión con filtro para paso de 150 Hz. Su ajuste debe cubrir sobradamente la parte de los arrollamientos del generador que no protege el relé de máxima tensión homopolar.

2) Inyección de tensión en el neutro (Figura 14)

Se realiza inyectando una tensión codificada al circuito de puesta a tierra del neutro, y se controla el valor de la intensidad codificada, que será prácticamente nulo en tanto no exista falta a tierra.

Frente a la vigilancia de la tensión de tercer armónico, este método presenta las siguientes ventajas:

- No depende de una magnitud generada por la propia máquina.
- Su zona de protección abarca todo el sistema de generación.
- Permite detectar faltas sin tener el generador en tensión.

2.2. Protección contra faltas a tierra, en el Transformador Principal y en el lado de alta tensión del sistema de generación

2.2.1. Protección de sobreintensidad en el neutro del Transformador Principal, 51NTP

Formada por un relé monofásico temporizado de tiempo inverso, que mide la intensidad que circula por la puesta a tierra del neutro de la estrella, en el lado de alta del Transformador Principal.

Está prevista esta protección como función de apoyo para faltas a tierra en las líneas de alta tensión y, en general, en zonas próximas del Sistema Eléctrico. Asimismo, será protección de reserva de la protección diferencial, para faltas a tierra en el arrollamiento de alta del Transformador Principal, y para aquéllas en

Como contrapartida, se pueden señalar los siguientes inconvenientes:

- Es un sistema más complicado, menos robusto y más caro.
- Es necesario ponerlo en descargo cuando se realizan trabajos de mantenimiento, para evitar daños al personal que manipula la instalación.

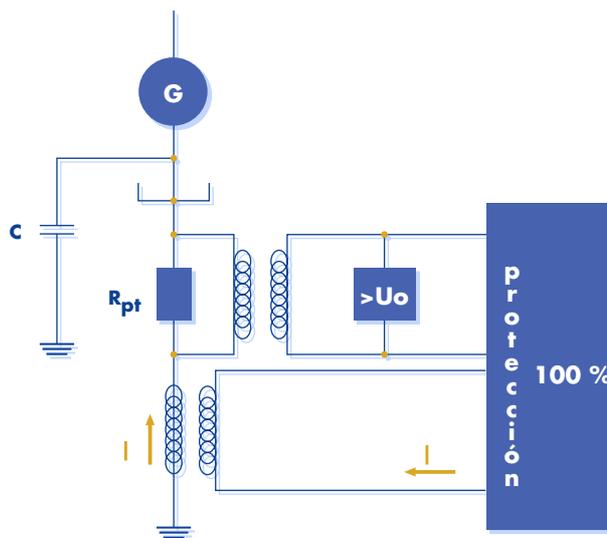


Figura 14:
Inyección de tensión en el neutro

que la sensibilidad de otras protecciones resulta insuficiente.

Su actuación será temporizada, normalmente con característica de tiempo inverso, y deberá calcularse con el criterio de actuar en un tiempo no inferior a la 3ª zona de los relés de las líneas, incluso en el caso de tener una sola de ellas en servicio.

2.2.2. Protección de tierra restringida o diferencial de neutro en el Transformador, 87NTP

Las faltas a tierra pueden ser muy débiles, de forma que la protección diferencial no las detecta y la de sobreintensidad sí, pero al cabo de un tiempo, quizá muy grande, sobre todo si se usan relés con característica de tiempo inverso.

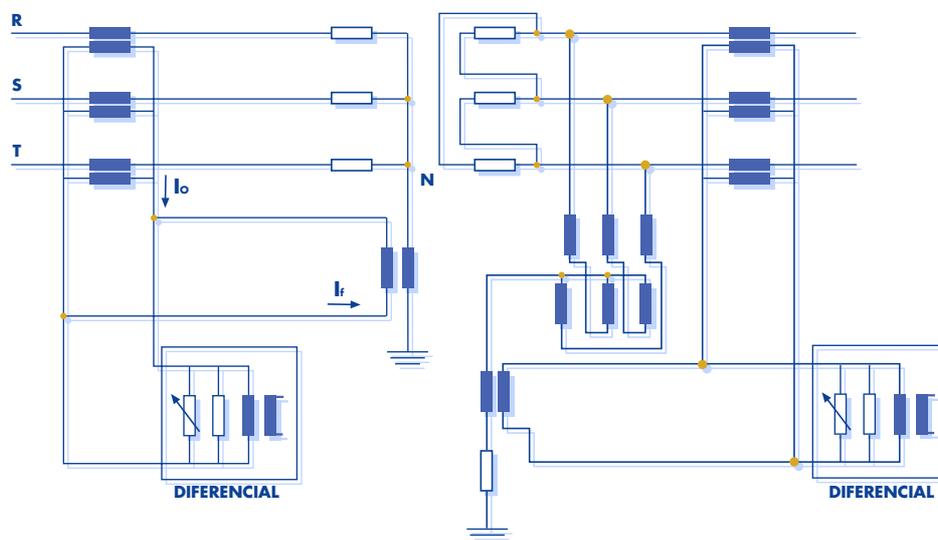


Figura 15: Protección de tierra restringida

La protección de tierra restringida se utiliza para despejar faltas a tierra de forma instantánea, y con mayor sensibilidad que otras protecciones. Trata de conseguir, por tanto, dentro de su zona, una sensibilidad equivalente a los relés de neutro, pero con disparo instantáneo.

En la figura 15 se representa un transformador con protección de tierra restringida en los dos arrollamientos. Este esquema normalmente sólo se pone en el lado de la estrella, dado que las faltas en el arrollamiento en triángulo, en el lado de baja tensión, son protegidas por los relés 64G ó 64B.

Este método requiere un estudio muy detallado del sistema: curva de saturación de los transformadores de intensidad, impedancia de los transformadores, impedancia del relé, conexiones, intensidades máximas y mínimas, etc. Con todos estos datos es posible conocer el valor del máximo pico de tensión y, de esta forma, ajustar el relé.

2.2.3. Protección de cuba, 50C

En un sistema con neutro a tierra, es posible aislar de tierra la cuba del transformador, excepto en un punto. Intercalando un T/i entre la cuba y el punto de tierra, y conectando a su secundario un relé de sobreintensidad, se conseguiría detectar cualquier falta interna a tierra o contorneo de las bornas del transformador (ver figura 16). Tiene el inconveniente de que exige vigilar y mantener el aislamiento de la cuba, ya que, en caso contrario, la sensibilidad del relé disminuiría notablemente. Especialmente, deberá cuidarse esta vigilancia en condiciones climatológicas desfavorables. Se considera adecuado un aislamiento mínimo de 25Ω .

Por otro lado, se pueden producir actuaciones incorrectas debido a faltas a tierra accidentales:

- **a)** por puesta a tierra de elementos auxiliares del transformador, o
- **b)** descargas motivadas por fallo del pararrayos, si va montado en el transformador.

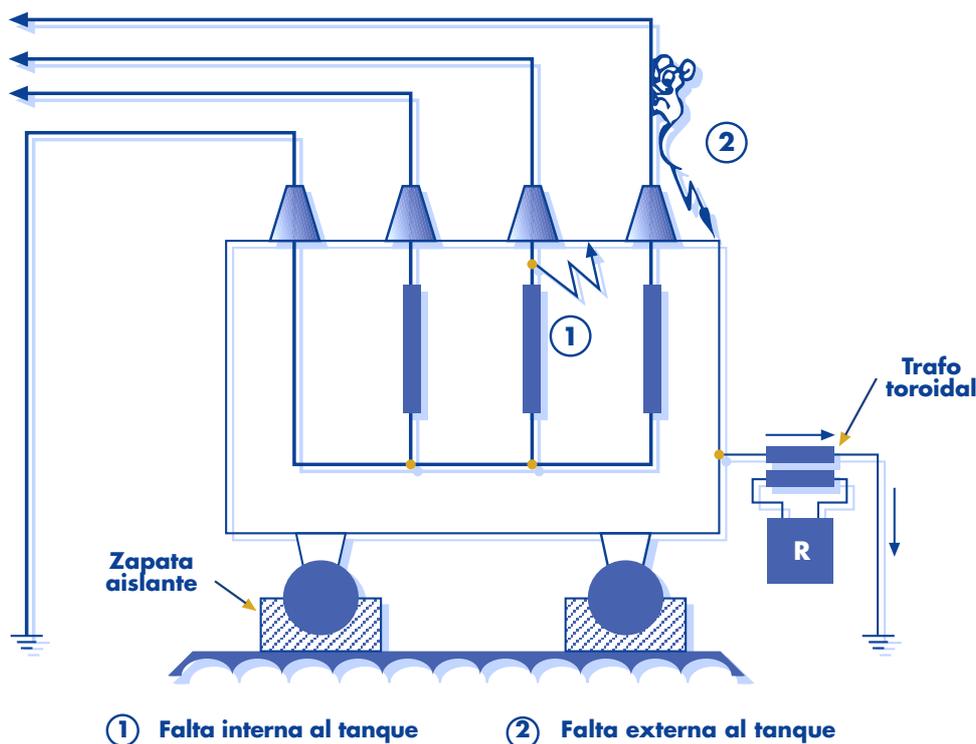


Figura 16: Protección de cuba

2.3. Protección contra faltas a tierra en el rotor, 64R

El arrollamiento de campo es un circuito alimentado en corriente continua, sin puesta a tierra. Por tanto, si existe un punto de éste que se pone a tierra, no ocurrirá nada, ya que no hay camino para que circule la corriente de falta. En cambio, si son dos los puntos de puesta a tierra, se cortocircuita parte del arrollamiento, circulando una intensidad de falta. En ese caso, aparte de los daños que produce esta intensidad, se crea mecánicamente un desequilibrio magnético que puede hacer vibrar la máquina.

La probabilidad de que ocurra una doble falta a tierra simultánea en el rotor es pequeña, pero sí es alta la posibilidad de que ocurra una segunda falta después de que haya tenido lugar la primera, si ésta no ha sido detectada. Se podrían ocasionar, en ese caso, daños importantes.

Existen varios métodos para detectar la aparición de un punto de contacto con tierra en

el arrollamiento. Están basados en que, antes de aparecer la falta, existe una capacidad entre el rotor y tierra, que se anula al aparecer el defecto.

Éste es un sistema independiente que no requiere coordinación con el resto de protecciones del sistema.

3. Faltas entre fases en el sistema de generación, y protecciones recomendadas

Las faltas entre fases en el sistema de generación son de carácter grave, ya que pueden provocar daños serios en aislamientos, arrollamientos y chapa magnética del estator, así como esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor.

Se necesita *un sistema de protección que sea muy selectivo*, dado que el sistema de generación, de por sí, no tiene zonas definidas contra faltas entre fases, a diferencia del caso de las faltas a tierra. Además, debe ser muy rápido, ya que las intensidades de falta son bastante elevadas, porque no hay impedancias adicionales que las limiten, y conviene despejarlas cuanto antes. Dada la importancia de estas faltas, se dispondrá, en general, de una protección principal (con redundancia o no) y otra de apoyo.

3.1. Protección principal

La protección principal a utilizar son los *relés diferenciales de alta velocidad*.

3.1.1. Diferencial de generador, 87G

La intensidad de falta lleva asociada una componente continua, que puede saturar los transformadores de intensidad, introduciendo errores en la medida. Si la falta es interna, los errores no afectan, porque la intensidad es suficientemente grande para que la protección actúe. Las faltas externas, teóricamente, deberían producir una corriente diferencial nula. Debido a los errores de medida de los transformadores de intensidad, y principalmente por fenómenos de saturación, en la práctica pueden aparecer corrientes diferenciales mayores que el umbral de ajuste del relé, haciéndolo actuar. Para evitar este problema, se utilizan *relés diferenciales de pendiente porcentual*, que son muy sensibles a intensidades débiles y poco sensibles a intensidades grandes (ver figura 17).

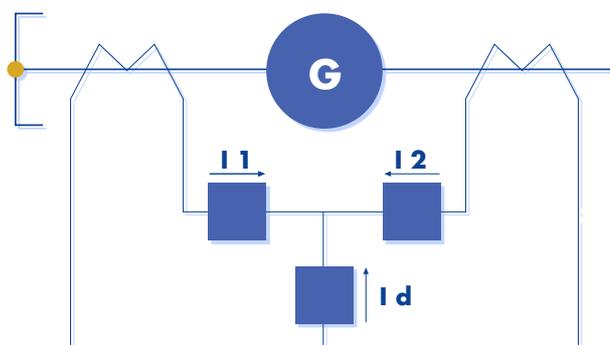


Figura 17: Protección diferencial de generador

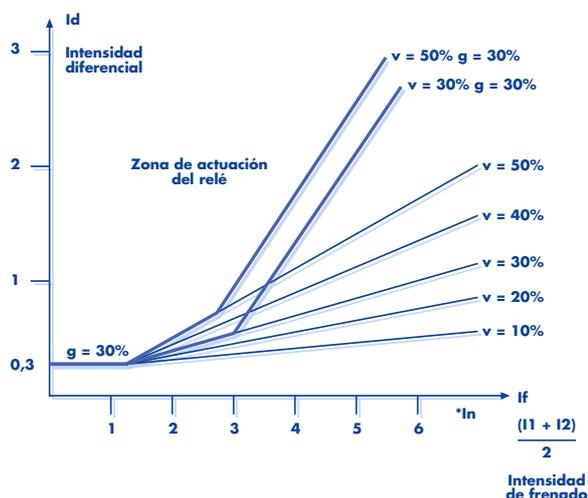


Figura 18: Características porcentuales

La figura 18 muestra las características de actuación para el caso de un relé diferencial de transformador. Se utilizan características quebradas, porque:

- **a)** para valores de intensidad próximos a la nominal, los transformadores de intensidad no se saturan, y
- **b)** para valores superiores, se va aumentando la pendiente, es decir, insensibilizando el relé.

En los generadores se utilizan curvas similares, pero el valor de g es inferior, normalmente entre el 5% y el 10% de la intensidad nominal, y no se requieren pendientes de frenado tan fuertes.

3.1.2. Protección diferencial del Transformador Principal o diferencial bloque, 87TP

Esta protección detecta los cortocircuitos entre fases y las derivaciones a masa en el lado de alta, dentro de su zona protegida. Actúa rápida y selectivamente ante los defectos internos al transformador.

El relé actuará cuando la corriente de operación supere un valor determinado. Sin embargo, en la aplicación de la protección diferencial al transformador, se dan varias circunstancias que dificultan su planteamiento:

- Las corrientes a uno y otro lado del transformador son de distinta magnitud. Para conectar directamente el relé a los secundarios de los T/i's, se deberán elegir éstos con relaciones de transformación tales que igualen las intensidades entrantes al relé, ante faltas externas o condiciones de carga. Ello, sin embargo, no es viable en la práctica, debido al uso de T/i's de relaciones de transformación normalizadas y, en general, no dedicados. Por ello, es preciso recurrir a T/i's auxiliares o, de forma más generalizada, a relés que dispongan de tomas de igualación de corriente. Aun así, no es posible igualar totalmente las corrientes y eliminar completamente el error.
- El grupo de conexión del transformador introduce un desfase entre las corrientes primaria y secundaria, que obliga a conectar los secundarios del T/i de forma adecuada. Hoy en día, los fabricantes de protecciones incorporan T/i 's internos en sus diseños para la compensación de fase.
- Si uno de los arrollamientos puede dar corriente de falta a tierra y el otro no, para evitar la actuación del relé ante faltas a tierra externas es preciso filtrar las componentes homopolares del circuito diferencial, de dos maneras:

a) mediante conexiones en triángulo de los T/i's, o

b) con un filtro de intensidad homopolar, que facilite a la misma un camino de mínima impedancia.

- En la energización del transformador, se establece una corriente magnetizante transitoria. Esta corriente de inserción aparece como falta interna para un relé diferencial.

En la sensibilidad del relé, se debe tener en cuenta:

- El efecto producido por las tomas en vacío o regulación en carga (si existe).
- El error de igualación de las tomas de corriente del relé.
- Los errores de transformación de los T/i's (relación y ángulo), sobre todo en condiciones transitorias (errores de saturación, magnetismo remanente, etc.)

Para evitar actuaciones por corriente diferencial ante faltas externas, este relé incorpora un frenado, que es función de los niveles de corriente en los devanados. Este frenado permite incrementar la velocidad y seguridad, con razonable sensibilidad, ante corrientes de falta reducidas.

La cantidad de frenado se establece como un porcentaje que relaciona la corriente de operación (diferencial) y la corriente de frenado, habitualmente proporcional al valor medio de las corrientes de ambos devanados. Ello significa que, a niveles elevados de corrientes, se admiten mayores valores de corriente diferencial, dado que los errores de igualación aumentan con los niveles de corriente. El porcentaje no se mantiene para bajas intensidades, de modo que la intensidad diferencial debe superar un valor umbral que determina la sensibilidad mínima.

La mayoría de los fabricantes disponen de relés con porcentaje variable o ajustable, con un rango de 15 a 40% aproximadamente.

Esta pendiente o porcentaje se seleccionará para que queden cubiertos:

- **a)** el error de relación de los T/i's,
- **b)** el de igualación de las tomas de corriente del relé, y
- **c)** el producido por el cambio de relación de transformación nominal del transformador, debido al cambiador de tomas.

Sin embargo, los relés pueden actuar indeseadamente, por las corrientes de inserción que se producen al energizar el transformador. Dado el elevado contenido en armónicos presente en estas corrientes (alrededor del 70% en el 2º armónico), ciertos relés diferenciales utilizan, al menos, el 2º armónico de corriente para frenar o reducir la sensibilidad del relé, durante el periodo de energización del transformador. Para realizar las funciones de frenado, estos relés utilizan circuitos selectivos de frecuencia, donde se genera una tensión proporcional a la intensidad de 100 Hz que circula por la bobina diferencial. Si la corriente tiene un alto contenido en 2º armónico (superior al 15% o 20%), dicha tensión bloquea el relé.

El propósito de estos diseños es proporcionar un frenado, independientemente de la cantidad de corriente de inserción, y permitir la operación si se produce una falta interna durante el proceso de energización. Otros diseños se basan en no incorporar excesivo frenado de armónicos, ya que éstos también están presentes en las corrientes secundarias, debidas a la saturación del T/i durante una falta interna severa. Las corrientes de inserción pueden ser de tres tipos:

- Inicial: producida al energizar el transformador.
- De recuperación: después de despejar una falta externa, y al volver la tensión a su nivel normal.
- De influencia o simpatía: al poner en paralelo un transformador con otro ya energizado. Este último, por influencia, se ve sometido a una corriente de inserción, con mayor grado cuanto menor sea la potencia de cortocircuito del sistema.

Frecuentemente, el relé diferencial con frenado de armónicos incluye también una unidad instantánea, que se ajusta por encima de la máxima corriente de inserción, pero por debajo de la corriente que podría resul-

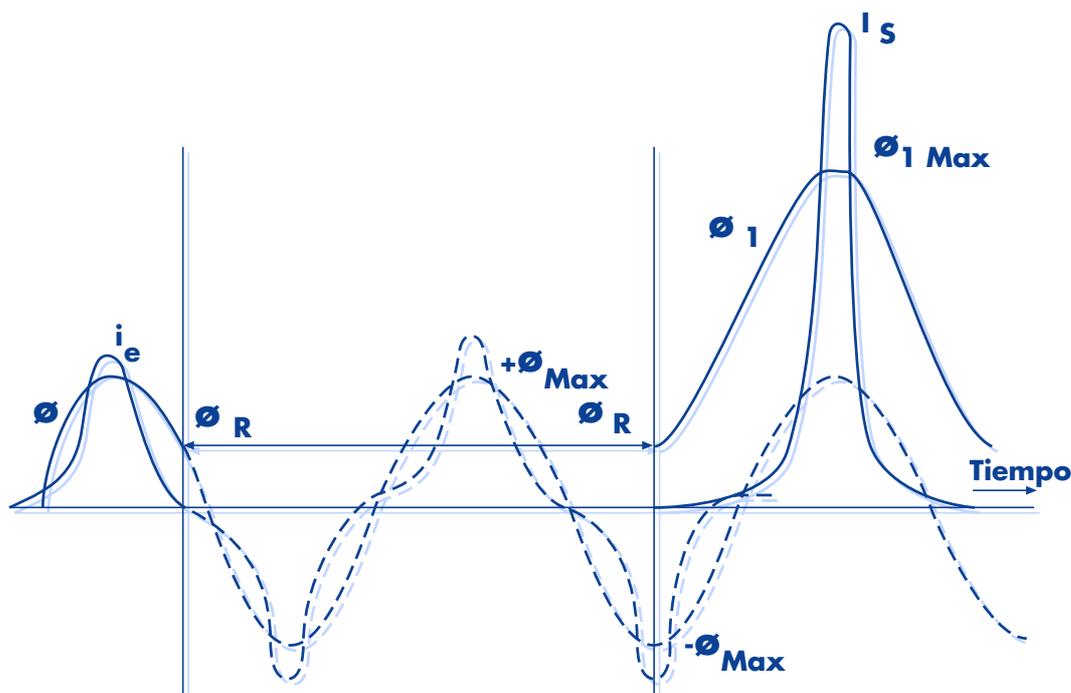


Figura 19: Flujo e intensidad de excitación de un transformador monofásico

tar en la saturación de los T/i's. Los fabricantes suelen fijar este valor en 8 a 10 veces el valor de la toma.

Otra consideración en el uso del frenado por armónicos es el comportamiento durante la sobreexcitación de la máquina. En este caso, el relé diferencial operará con la corriente de excitación, dependiendo de:

- **a)** la magnitud de esta corriente,
- **b)** el contenido de armónicos (predominantemente de orden 5, 7 y 11), y
- **c)** la característica de frenado del relé. Un relé con frenado en armónicos impares es menos probable que opere ante tales condiciones.

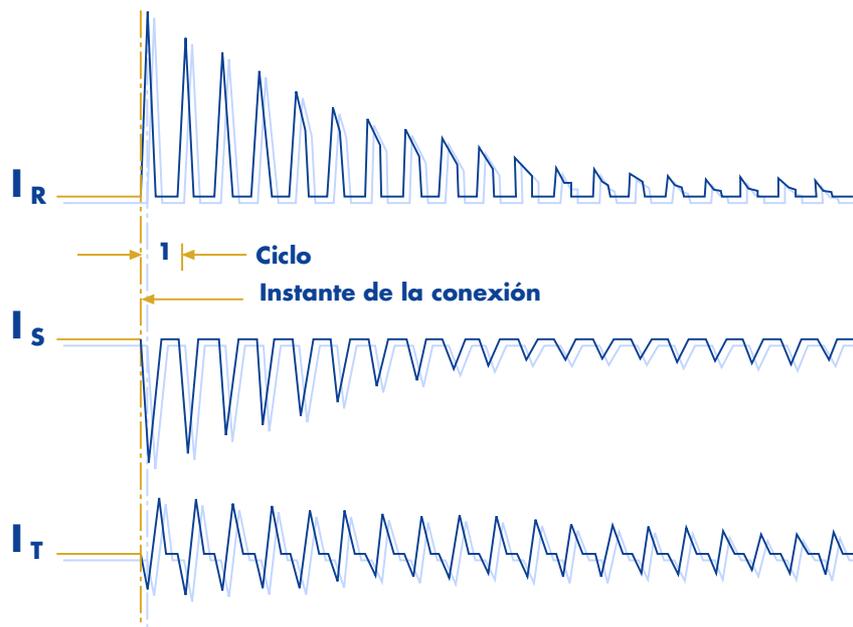


Figura 20: Corriente de inserción del transformador

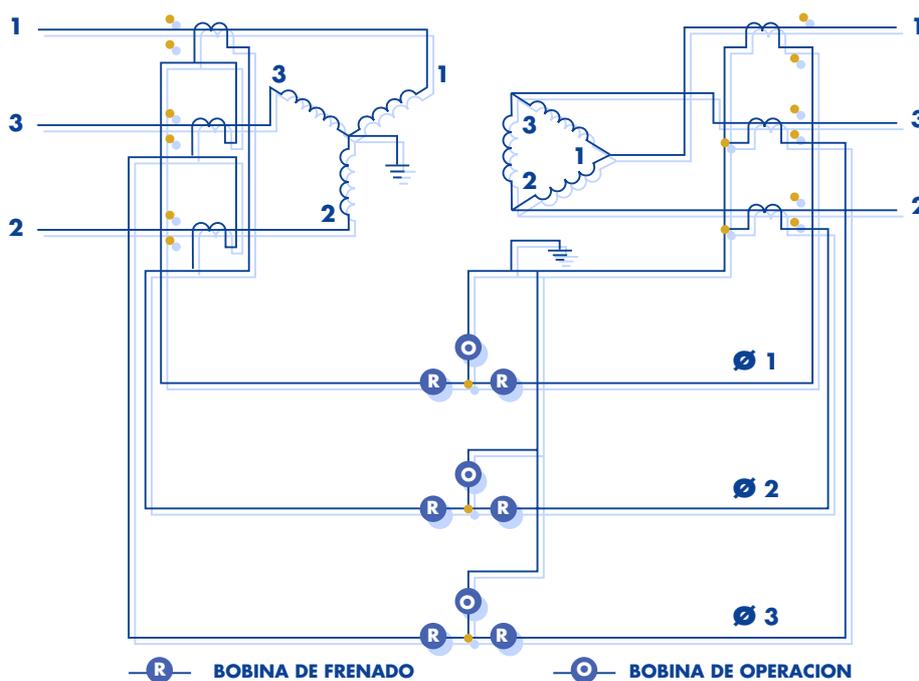


Figura 21: Protección diferencial de un transformador Y-D

3.2. Protecciones de apoyo

Para protección de apoyo se utilizan varios sistemas como:

- Relé de sobreintensidad
- Relé de mínima impedancia

3.2.1. Sobreintensidad, 51

La *protección de sobreintensidad* se coloca en el lado de neutro de la máquina, porque interesa medir la aportación del generador a la falta, y no la de la red. No es una protección selectiva, ve las faltas en cualquier parte. Es una protección temporizada, de tiempo fijo o inverso según convenga, y no sólo es de apoyo para el generador, sino también para el resto de la central y la red. Se ajusta a 1,2 ó 1,3 veces el valor de la intensidad nominal.

La principal ventaja de la protección de sobreintensidad es su sencillez, pero presenta un inconveniente: en máquinas autoexcitadas, cuando ocurre un cortocircuito, la tensión se reduce aportando cada vez menos intensidad, y la protección recae sin haberlo despejado (Figura 23). Para solucionarlo, se utilizan *relés de sobreintensidad con memoria de tensión*, que disponen de dos elementos: uno de mínima tensión y otro de intensidad. Con falta, arrancan los dos, y si al llegar el tiempo de disparo del relé, el elemento de tensión no se ha recuperado, dispara aunque haya recaído la intensidad.

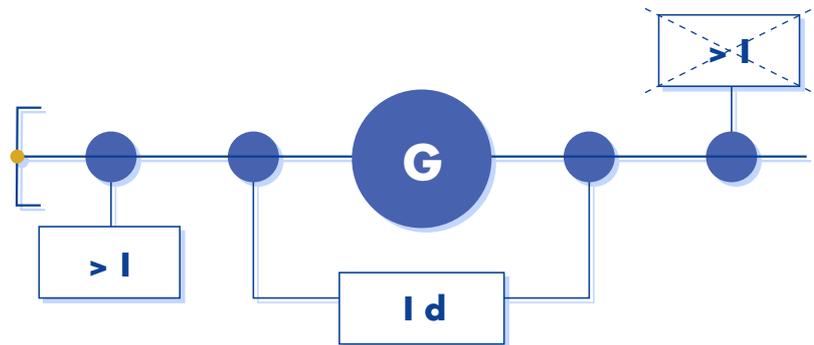


Figura 22: Protección de sobreintensidad

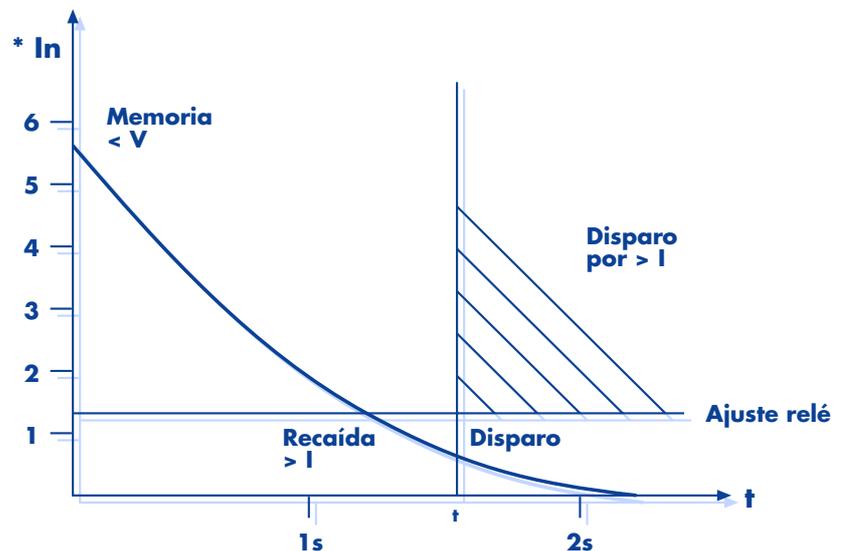


Figura 23: Característica de sobreintensidad de un generador con cortocircuito en bornas

3.2.2. Protección de mínima impedancia del generador, 21

La protección de mínima impedancia es mucho más selectiva y rápida. Por tanto, como la intensidad no tiene tiempo de recaer, no presenta el inconveniente de la anterior. Se ajusta el círculo de forma que no vea faltas más allá del transformador (Radio= 0,9 veces la reactancia de cortocircuito del transformador).

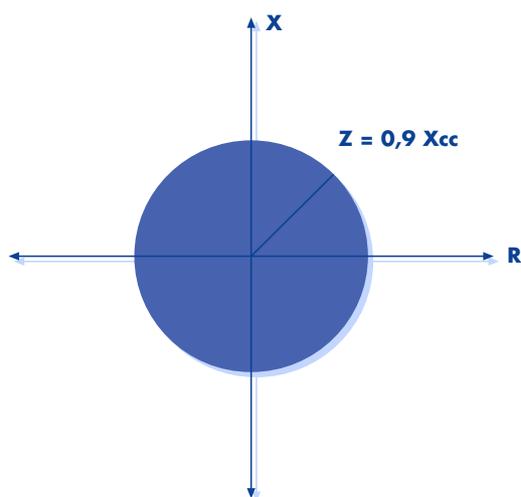


Figura 24: Característica de mínima impedancia

No hay que coordinar su temporizado con las protecciones externas, sino solamente con las de la propia central. La protección es más costosa y se utiliza poco, porque no sirve de apoyo remoto, salvo que se utilice un segundo escalón con alcance extendido fuera de la central (ve faltas en líneas) y, por tanto, con un temporizado más largo.

Por idénticas razones que para los relés de sobreintensidad (51), las corrientes deberán medirse en el lado del neutro del generador.

3.2.3. Mínima impedancia del lado de alta del Transformador Principal, 21TP

Se sitúa normalmente en la salida de la línea del generador, en la subestación que recibe la energía, y se polariza en la dirección del alternador.

Detectará faltas entre fases y a tierra, con su elemento de medida de primera zona. Con la 2ª zona en dirección inversa, servirá de apoyo a las protecciones de la red externa. Su temporización será de 2ª o 3ª zona.

4. Funcionamientos anormales de la red que afectan a los generadores, y protecciones recomendadas

4.1. Protección contra sobrecargas en estator y rotor, 49

Una situación de sobrecarga es aquella en que existe un régimen de carga superior al nominal, no provocado por un cortocircuito. Esta sobrecarga estará motivada, no sólo porque el alternador esté suministrando la máxima potencia activa que le permite su accionamiento (el alternador está suficientemente dimensionado para hacerlo), sino porque, además, esté consumiendo o generando una cantidad muy importante de potencia reactiva.

Un alternador puede sufrir daños serios en el estator por efectos térmicos, debidos a:

- **a)** intensidades elevadas durante tiempos cortos, o
- **b)** intensidades superiores a la nominal, funcionando en régimen permanente.

Se definen, en general, tres zonas del margen de temperaturas, en el que puede funcionar un alternador:

- **Funcionamiento nominal:** en un régimen de corrientes igual o menor al nominal.
- **Sobrecarga admisible en régimen permanente:** rango de temperaturas no peligrosas para el alternador, pero que no debe ser utilizado en la explotación normal, ya que acorta la vida del alternador por envejecimiento de los compuestos aislantes.
- **Sobrecarga transitoria:** Con sobrecarga durante un corto período, no se llega a temperaturas peligrosas, aun sobrepasando el valor límite de la intensidad que, para tiempos largos, daría lugar a temperaturas inadmisibles.

Existen varios métodos para proteger el alternador contra sobrecargas:

- **1) Sondas de temperatura.** Realiza la medida directa de la temperatura con sondas. Estas sondas son resistencias de coeficiente de temperatura negativo, por lo que van disminuyendo su resistencia con el aumento de temperatura. Un relé de protección mide la intensidad circulante por la sonda, y emite un disparo cuando la intensidad equivale a un valor de resistencia correspondiente a un valor de temperatura inadmisibles. Su mayor inconveniente es que miden la temperatura en un punto concreto, y ésta no se distribuye uniformemente. Para solventarlo, se colocan varias sondas.
- **2) Relés digitales de sobrecarga.** Son relés basados en contadores que hacen el seguimiento de la curva del fabricante del alternador, relativa a la sobrecarga admisible por el generador. En turboalternadores, estas curvas son homologadas según normas ASA. Cuando la medida de intensidad supera la intensidad máxima permanente, arranca un contador con una frecuencia de conteo proporcional a la constante de calentamiento, y con un totalizador proporcional al punto de la curva que se haya alcanzado. Si desaparece la sobrecarga, se inicia una cuenta atrás. Este relé permite obtener características de disparo por alta temperatura en los devanados rotóricos y estáticos, mediante la reproducción de la evolución térmica de la

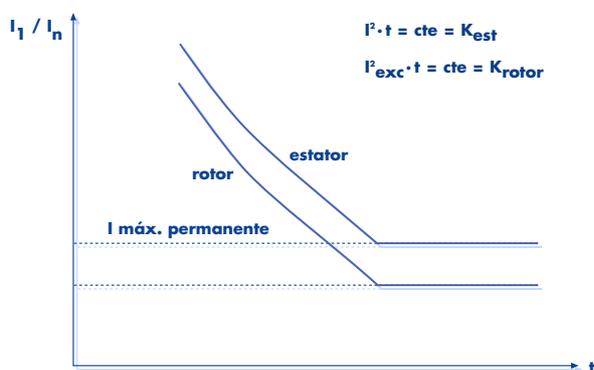


Figura 25:
Características de sobrecarga

máquina, a partir de la medida de las corrientes estáticas (o rotóricas).

- **3) Imagen térmica.** Se construye un modelo con la misma constante de calentamiento que el generador, con un elemento que se alimenta con la intensidad del mismo. Se mide la temperatura en el modelo que se ha construido, de manera que resulte uniforme.

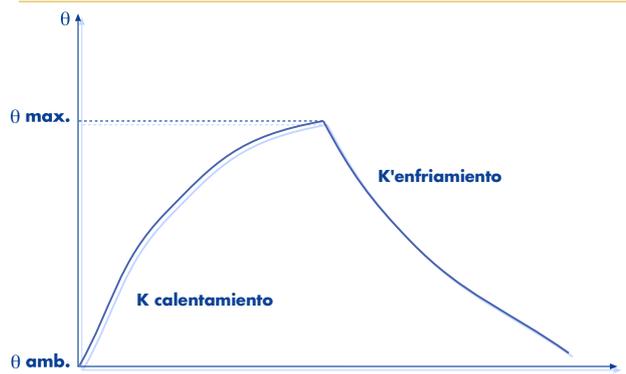


Figura 26:
Característica relé de imagen térmica

Con relés electrónicos, es muy frecuente realizar una imagen térmica mediante un circuito resistencia-capacidad, cuyas constantes de carga y descarga corresponden a las constantes de calentamiento y enfriamiento de la máquina. Precisamente, reciben el nombre de imagen térmica porque antiguamente funcionaban por calentamiento de una masa metálica uniforme, cuyas constantes eran las mismas que las de la máquina. Midiendo la temperatura en el modelo (imagen), se obtenía la temperatura de la máquina.

4.2. Protección contra carga desequilibrada, 46

Las intensidades desequilibradas en un alternador pueden aparecer por diversas causas, entre las cuales podemos señalar:

- Asimetrías de reactancias en el sistema de transporte.
- Cargas desequilibradas.
- Faltas desequilibradas.
- Fases abiertas, por aperturas de conexiones.

Las intensidades inversas, obtenidas al descomponer el sistema desequilibrado en componentes simétricas, inducen intensidades de frecuencia doble en el rotor. Estas corrientes inducidas provocan pérdidas que, por efecto Joule, calientan el rotor en poco tiempo. Debido a las diferencias existentes en las construcciones de los rotores, los turboalternadores son capaces de soportar un porcentaje inferior de intensidad de secuencia inversa que los alternadores de centrales hidráulicas. Normalmente, el fabricante especifica la capacidad de soportar intensidades inversas, en tanto por ciento de la intensidad nominal.

Además del problema térmico, se ha descubierto que, en algunos turboalternadores de centrales nucleares, y térmicas en general, asociado al

problema de calentamiento bajo carga desequilibrada, se producen vibraciones en el conjunto rotórico de la turbina, debidas al campo magnético giratorio de frecuencia 100 Hz producido por el sistema inverso. Al ser las frecuencias propias próximas a este valor, las amplitudes de vibración pueden ser grandes y muy peligrosas, originando grietas por fatiga. Por tanto, a la hora de ajustar la protección, deberá tenerse en cuenta la posible aparición de este fenómeno, junto con el límite térmico impuesto por el fabricante.

Está especificado en normas (ANSI C50.13) que todo generador debe soportar, en régimen permanente y sin daño alguno, los efectos de la circulación de una corriente inversa, cuyo valor se especifica en la siguiente tabla:

TIPO DE GENERADOR			% I _n
ROTOR LISO	Refrigeración indirecta		10
	Refrigeración directa	0 - 960 MVA	8
		960 - 1200 MVA	6
		1201 - 1500 MVA	5
POLOS SALIENTES	Con arrollamiento amortiguador	10	
	Sin arrollamiento amortiguador	5	

Tabla 1. Límite de corriente inversa

Estos límites son válidos siempre que:

- **a)** la corriente máxima del generador, en cualquiera de sus fases, no supere el 105% de su valor nominal, y
- **b)** no se sobrepasen los MVA nominales.

Veamos dos sistemas de protección contra este defecto:

- **1) Relé de sobreintensidad temporizado con escalones discretos.** Mide la intensidad de secuencia negativa y dispone de dos esca-

los de temporización. El primero, ajustado al valor de la intensidad máxima de secuencia inversa en régimen permanente, actuará dando alarma, para que el operador pueda bajar carga y corregir el defecto. El segundo, de temporizado más corto, estará ajustado a un valor mayor de intensidad inversa y su actuación provocará el disparo del generador.

- **2) Relé de característica de tiempo inverso.** Existe una familia de curvas de ajuste del relé (I_2 permanente + $I_2^2 t = cte$). Se busca la curva que esté lo más próxima posible, siempre por debajo de la intensidad inversa máxima

admisible. Este sistema es preferible al anterior, ya que permite seguir las sobrecargas, grandes y pequeñas, y tiene en cuenta,

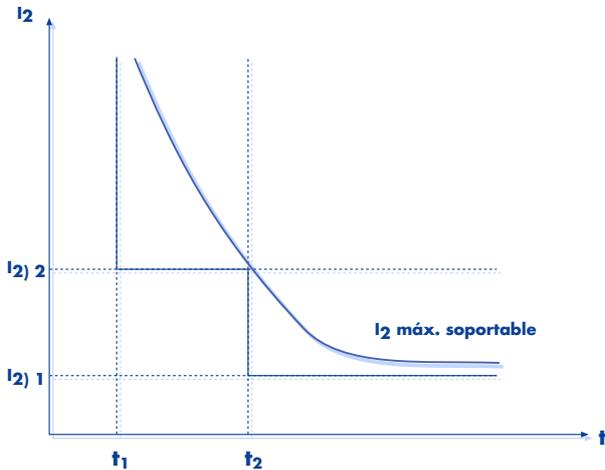


Figura 27: Escalones discretos

4.3. Protección contra pérdida de sincronismo, 78

Una red eléctrica funcionando en condiciones estables se caracteriza por mantener equilibrado el balance de energía. Sin embargo, son muchos los fenómenos en la red que introducen desequilibrios en el balance potencia generada-carga y provocan oscilaciones de potencia. Algunos de estos fenómenos pueden ser: cortocircuitos, variaciones bruscas de carga, cierres asíncronos, etc...

Un factor que influye notablemente es el tiempo de despeje de las faltas. Al construirse los generadores cada vez de mayor tamaño, aumenta la reactancia por unidad y disminuye la constante de inercia. Estos factores, combinados, reducen el tiempo crítico para despejar faltas y aislar del generador la parte afectada del sistema, antes de que se produzca la pérdida de sincronismo.

En las situaciones anteriores, las oscilaciones de potencia pueden evolucionar hacia un nuevo estado estable del sistema eléctrico, o, por el contrario, producir la pérdida de sincronismo de uno o varios generadores conectados a la red. De esta forma, la máquina pasa a funcionar a

además, cuándo aparecen y desaparecen desequilibrios.

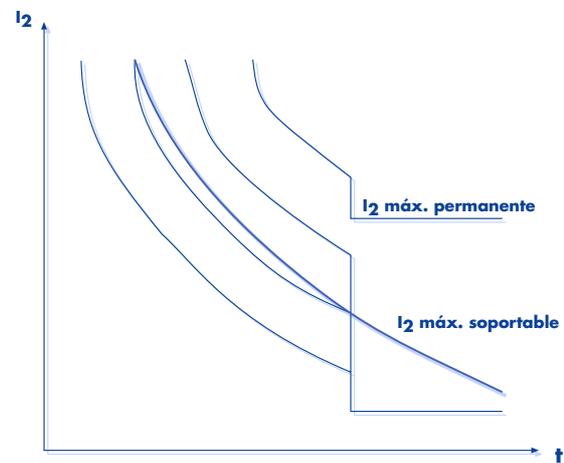


Figura 28: Característica $I_2^2 t = cte$

velocidad distinta de la síncrona, con sucesivos deslizamientos o pérdidas de polos, y ángulos de carga superiores a 90° , manteniendo la excitación conectada. Esta situación produce fuertes oscilaciones de potencia, tanto activa como reactiva, que afectan negativamente al generador y a la red.

Las consecuencias directas sobre el generador son de tipo mecánico, y se deben a los fuertes pares de freno y aceleración a los que se somete la máquina. También se ve afectada la estabilidad de la red, por las oscilaciones de potencia y la dificultad en recuperar la tensión, produciéndose el colapso de tensiones.

Este fenómeno es muy importante, ya que forma parte de los grandes incidentes que pueden tener lugar en la red. Por tanto, es necesario disponer de un sistema de protección que pueda detectar la pérdida de estabilidad e inicie las acciones oportunas para minimizar las consecuencias. Además, este sistema debe ser capaz de distinguir si las oscilaciones son estables, en cuyo caso no tendrá que actuar.

La protección de pérdida de estabilidad se realiza mediante relés de impedancia, cuya carac-

terística en el plano R-X tiene en cuenta la evolución de la impedancia durante un proceso de deslizamiento polar. La figura 29 muestra el lugar geométrico de la impedancia, para un deslizamiento polar entre los sistemas formados por: un generador, y la red representada por un generador equivalente.

En condiciones normales de funcionamiento, el ángulo δ , que representa el desfase entre la tensión E_B y E_A , tendrá un valor en torno a los 30° . Si se producen oscilaciones, el ángulo aumenta considerablemente, desplazándose el punto de funcionamiento de la máquina por una de las curvas descritas en la figura anterior. El sentido de desplazamiento dependerá de la velocidad del generador respecto a la red equivalente:

- $n(E_B) > n(E_A) \rightarrow$ desplazamiento de derecha a izquierda.
- $n(E_B) < n(E_A) \rightarrow$ desplazamiento de izquierda a derecha.

La figura 30 muestra un ejemplo de la característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo, formada, a su vez, por la unión de tres características distintas:

- 1. Lente
- 2. Recta característica de la impedancia
- 3. Lugar de las reactancias

Con ella, no sólo se detectan las oscilaciones, sino que además el relé puede hacer un disparo selectivo en dos zonas, en función del lugar en el que se encuentre el centro de la oscilación.

En la figura 31, aparecen algunos ejemplos de oscilaciones. Para que el relé actúe, es necesario que la oscilación cruce la característica, desde la derecha o la izquierda, y permanezca al menos un cierto tiempo, que se puede ajustar, en cada parte de la lente.

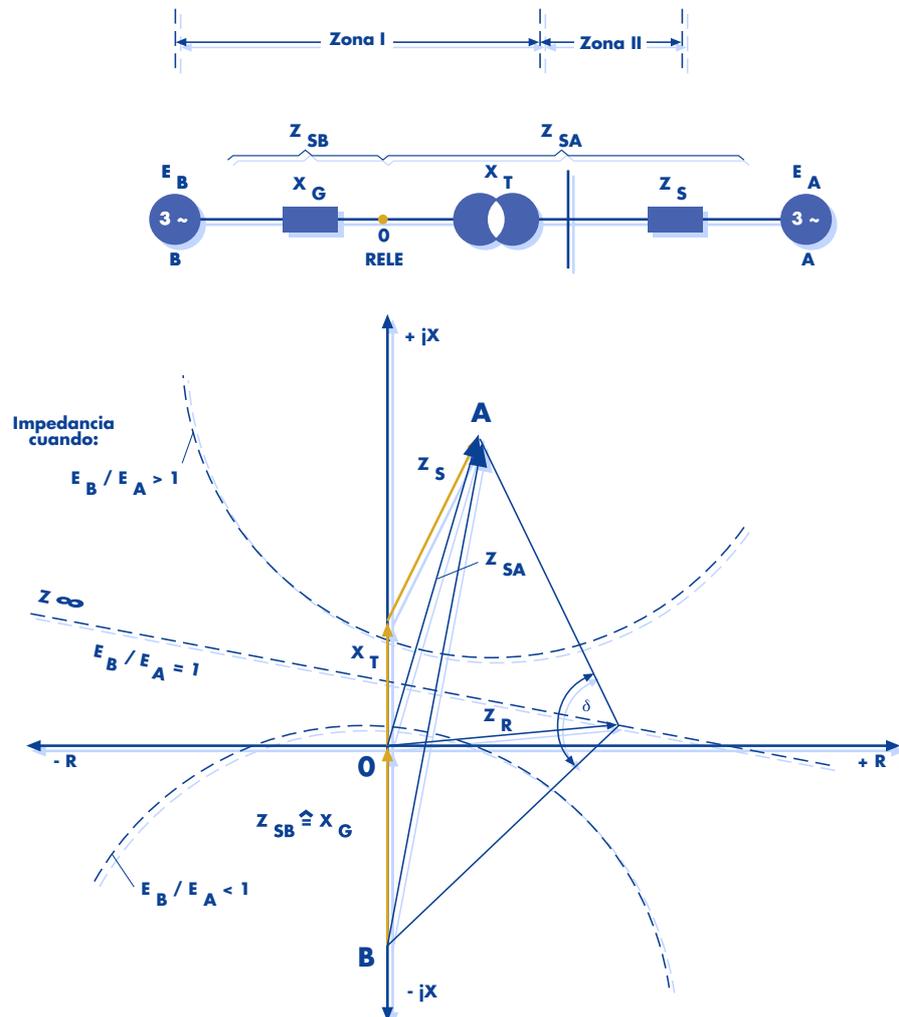


Figura 29: Lugar geométrico de la impedancia en un deslizamiento polar

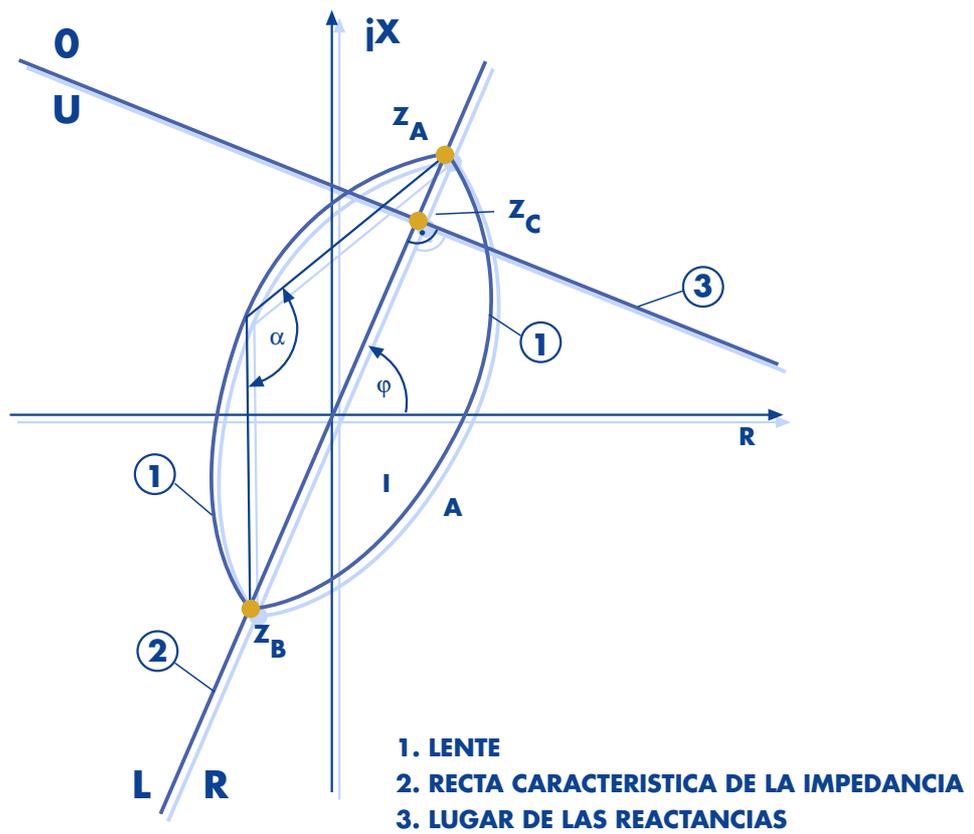


Figura 30: Característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo

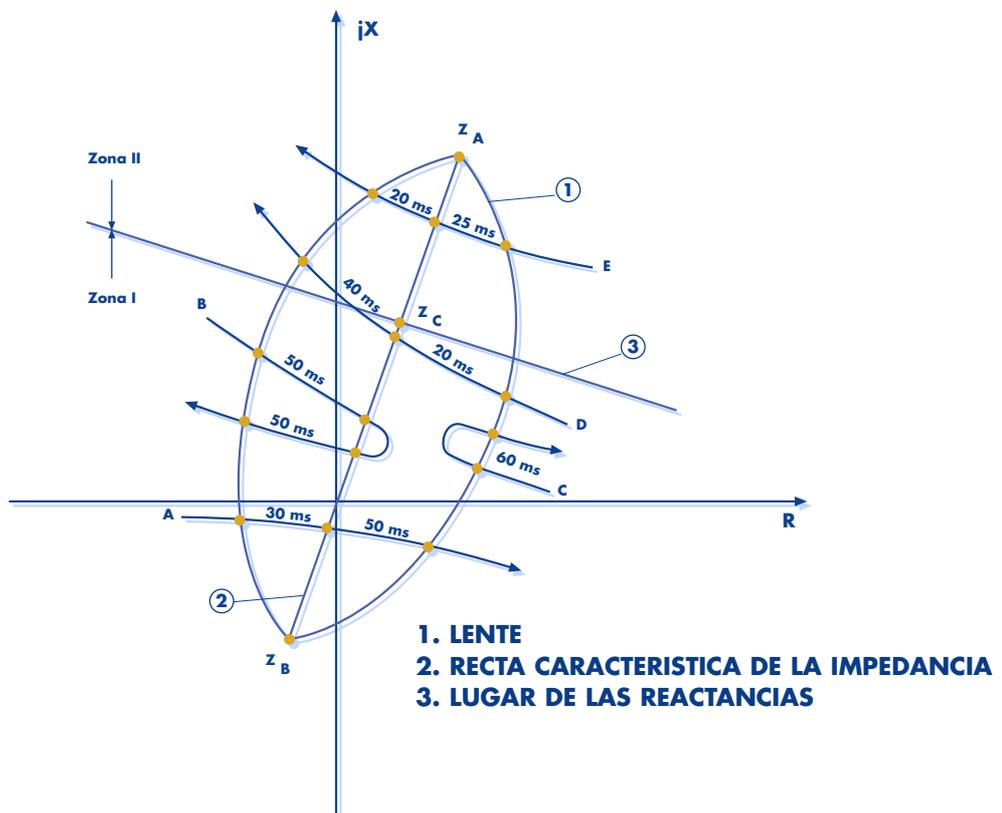


Figura 31: Ejemplos de diversas condiciones de oscilación

Supongamos que se ha ajustado el tiempo de permanencia, en cada parte de la lente, a 25 ms. Si la impedancia sigue el recorrido A durante la oscilación, el relé actuará en primera zona. Para los recorridos B y C no lo hace, porque no cruza completamente la característica. En el recorrido E, actuaría en segunda zona, pero no lo hace porque el tiempo que permanece en el lado izquierdo de la característica es inferior a 25 ms.

Recorridos como el D, que cruzan el lugar de las reactancias entrando por la zona inferior y saliendo por la superior, originan disparo en primera y en segunda zona, si el tiempo que transcurre, desde el cruce de la trayectoria con el lugar de las reactancias hasta su salida de la característica del relé, es inferior a un

tiempo ajustado previamente en el relé (por ejemplo, 50 ms). Si dicho tiempo es superior, dispararía sólo en segunda zona. El recorrido contrario, entrando por la zona superior y saliendo por la inferior, originaría disparo sólo en primera zona. Además, para que se produzcan estos disparos, el tiempo de permanencia en cada lado de la característica debe ser superior a 25 ms.

La protección de pérdida de sincronismo se puede realizar con otras características distintas a la vista anteriormente, pero basadas también en la medida de la impedancia. Un ejemplo sería la característica de la figura 32, que se construye a partir de un relé mho desplazado y una característica tipo doble pantalla.

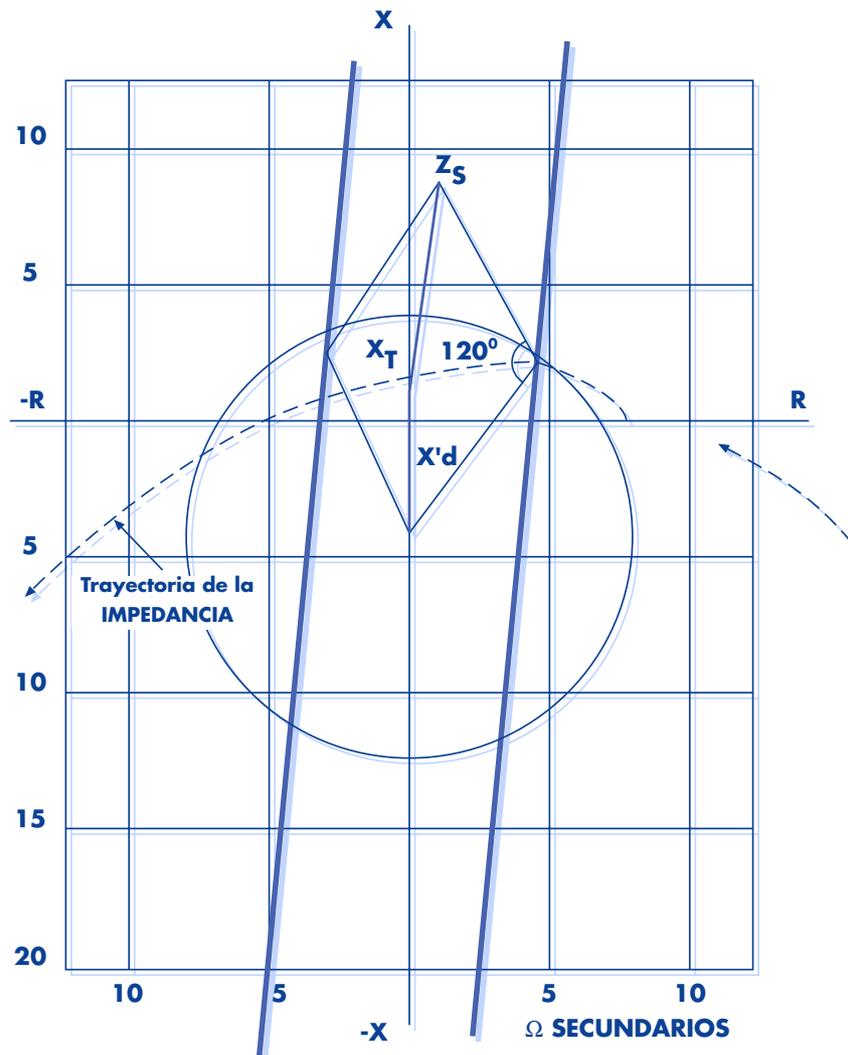


Figura 32: Característica de un relé de pérdida de sincronismo

4.4. Protección contra variaciones de frecuencia, 81

Las protecciones de sobrefrecuencia y mínima frecuencia se tratan en el apartado 5 de este capítulo, sobre protección contra funcionamientos anormales del generador, punto 5.5.

4.5. Protecciones de mínima tensión de Servicios Auxiliares

Una caída de tensión en la red externa a una Central de los Grupos A y B, tiene especial repercusión en los servicios auxiliares de ésta.

El motivo es la relación directa de la magnitud de tensión con el par desarrollado por los motores $P=k.V^2$.

Una caída de tensión puede producirse en barras de servicios auxiliares por distintos motivos:

- Oscilación en la red externa a la Central
- Cortocircuitos
- Arranques de los propios motores

Dependiendo de la magnitud y duración de la caída de tensión, se puede llegar a una pérdida de par motor en los accionamientos, con una disminución de velocidad. Se puede llegar, incluso, a bloquear la máquina, con el consiguiente trastorno en las condiciones del proceso que, en este caso, ha de ser debidamente desconectado.

El objeto de la protección de mínima tensión en barras de servicios auxiliares es:

- **a)** detectar las caídas de tensión,
- **b)** iniciar la secuencia de disparo del conjunto caldera-turbina-alternador, antes de que se produzca el bloqueo de los accionamientos, y
- **c)** evitar el arranque simultáneo de todos los motores ante una pérdida de tensión.

El ajuste de las protecciones de mínima tensión depende de unos factores muy concretos de la instalación, como son:

- Curva de par en los motores, en comparación con la curva de par en las máquinas accionadas.

En general, en las Centrales Térmicas, los motores se diseñan con una curva de par y un par máximo, que permite el funcionamiento a tiempo parcial con el 80% de la tensión nominal.

- Inercia de los elementos rodantes en los distintos accionamientos.

Esta característica es muy variable de unos accionamientos a otros. Resulta difícil, pues, establecer unos datos concretos del tiempo en que las máquinas continúan rodando si se pierde par motor.

Dependiendo del tipo de conexión de los contactores, sobre todo en baja tensión, hay casos en que la propia tensión de barras de fuerza se usa al mismo tiempo como tensión de control. En estos casos, se recomienda dotar los contactores de una unidad de retardo a la desconexión de $0,8 \div 1$ sg, para evitar que actúen indebidamente.

La mayoría de los motores instalados en las Centrales Térmicas están construidos con un par máximo de 1,8 veces el par nominal, por lo que una tensión en barras de un 80% del valor nominal, no produce pérdida apreciable de velocidad.

Se debe vigilar la caída de tensión en las tres fases.

El ajuste de las protecciones de mínima tensión deberá calcularse en cada caso, dependiendo de las características de los motores de la central y de los dispositivos de control del proceso.

Un ajuste razonable podría ser:

- Arranque del relé al 80% Un.
- Punto de disparo lento al 70% Un, disparo 3s.
- Punto de disparo rápido al 30% Un, disparo 0,5 s.

Para minimizar los efectos de caída de tensión debidos a las faltas externas, conviene alimentar los servicios auxiliares de la central desde los transformadores conectados directamente al alternador.

5. Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red, y protecciones recomendadas

5.1. Protección contra sobretensiones, 59

Dos son los tipos de sobretensiones que pueden afectar al funcionamiento normal del alternador:

- Sobretensiones transitorias. Son tensiones transitorias rápidas. Pueden ser:
 - Sobretensiones de maniobra
 - Sobretensiones de origen atmosférico.
- Por defectos de regulación. Son de origen interno, debidas a un funcionamiento anómalo del regulador de tensión, por avería, por ineficacia, o por falsa maniobra del mismo en modo manual. Este fenómeno es más importante en grupos hidráulicos que en térmicos.

Se utilizan *relés de sobretensión*, con dos escalones de actuación. El primero es instantáneo y se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1,10 y 1,20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de característica de tiempo inverso.

Estos relés deberán mantener sus características de forma insensible al valor de la frecuencia, especialmente en el caso de grupos hidráulicos. La razón es que, por su mayor estatismo, para un rechazo de carga se pueden alcanzar valores elevados de frecuencia.

5.2. Protección contra retorno de energía, 32

La protección contra retorno de energía (también denominada de antimotorización) sirve para separar el generador de la red cuando falle su energía motriz. Es decir, cuando éste pase a funcionar como motor síncrono para mover a la turbina.

Esta protección es, en realidad, una protección de la turbina, ya que es ésta la que, bajo estas condiciones de funcionamiento, puede estar sometida a esfuerzos anormales de presión en los álabes: calentamientos por ausencia de ventilación, dilataciones, e incluso, en turbinas de vapor, rozamientos de la corona fija con la móvil. En turbinas hidráulicas, aparece el fenómeno de la cavitación, y en los grupos Diesel, existe peligro de explosión.

La capacidad para soportar la motorización del generador depende del tipo de turbina. Las turbinas de vapor y de gas son las que peor soportan esta situación de motorización. Entre las hidráulicas, las turbinas Kaplan son las menos robustas en este sentido, las Francis pueden soportarla algunas veces y las Pelton son insensibles al fenómeno.

En la mayoría de los casos, se utiliza como protección un *relé direccional de potencia* monofásico, que debe ser muy sensible. Se ajusta a un valor inferior al correspondiente de la suma de las pérdidas mecánicas y eléctricas de la máquina, normalmente entre 0,005 y 0,05 veces la potencia nominal de ésta, y produce dos actuaciones:

- **1)** Actuación rápida, condicionada al estado de cierre del distribuidor o inyector de la turbina.
- **2)** Actuación lenta, con una temporización que permite un cierto régimen de oscilaciones de potencia y evita disparos intempestivos, como podría ocurrir durante el instante de sincronización de la máquina.

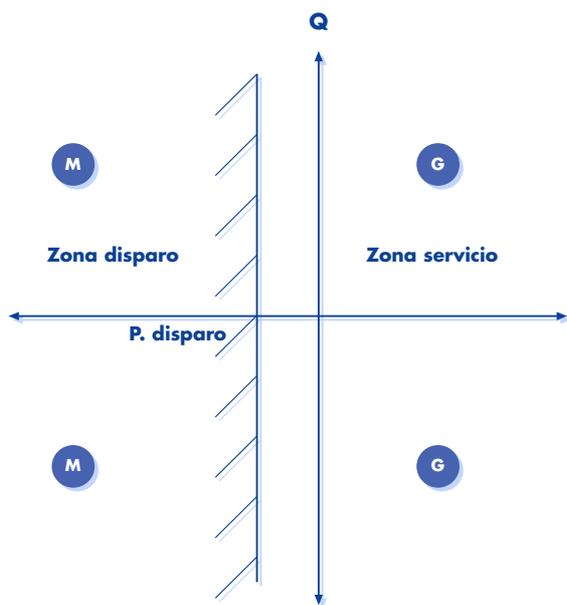


Figura 33: Característica direccional de potencia

5.3. Protección contra pérdida de excitación, 40

La pérdida de la excitación puede producirse por diversos motivos: apertura accidental del interruptor de excitación, fallo en el sistema de regulación, pérdida de la alimentación de la excitación, etc. Esta situación puede provocar daños serios en el alternador y en el sistema eléctrico, especialmente con el alternador trabajando a plena carga antes de producirse el defecto.

Al perder excitación, el grupo generador consume potencia reactiva de la red, para absorber de ésta su excitación, lo cual puede desestabilizarlo. La magnitud de potencia reactiva consumida está próxima al valor de la potencia nominal de la máquina.

Además, un grupo que ha perdido su excitación tiende a embalsarse y a trabajar asincrónamente. El embalsamiento y pérdida de sincronismo es más probable en turboalternadores que en máquinas de polos salientes, debido a la menor inercia mecánica de la máquina. También se producen calentamientos anormales en el rotor, debido a los valores elevados de las corrientes inducidas que circulan.

La protección más sencilla contra este tipo de defecto es un *relé de mínima intensidad* en el rotor, que dispare cuando se alcanza un valor de intensidad inferior al ajustado. Sin embargo, presenta inconvenientes:

- **a)** no permite la plena explotación del grupo, y
- **b)** la intensidad de excitación mínima no es constante, sino que depende de la carga.

Otro posible esquema de protección contra este defecto es un relé sensible al aumento de corriente reactiva o potencia reactiva que consume el generador.

Lo más práctico es medir la impedancia del sistema en bornas del generador, detectando cuándo la impedancia del sistema es tal, que se está consumiendo reactiva. Es decir, cuándo el generador se comporta como una reactancia capacitiva.

Cuando la máquina funciona a plena carga, la impedancia que ve en sus terminales varía, en el diagrama R-X, desde un valor en el primer cuadrante, hasta un valor en el cuarto cuadrante, algo mayor que $X'_{d/2}$, cuando está muy subexcitada. En caso de funcionar en vacío, este último valor llega hasta X_q .

El *relé de impedancia* se ajusta siguiendo la siguiente característica:

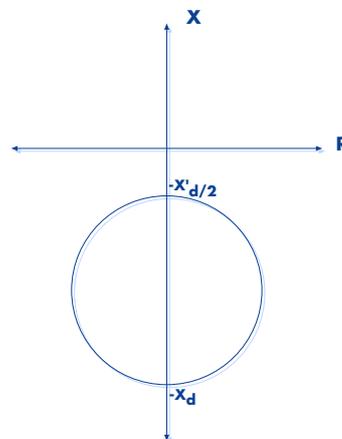


Figura 34: Característica de pérdida de excitación

siendo: X_d = reactancia síncrona directa.
 X'_d = reactancia transitoria directa.

Además de por pérdida de excitación, el relé podría actuar en caso de oscilaciones de potencia de la máquina. Para evitar esta actuación incorrecta se temporiza, de forma que le dé tiempo a recaer en caso de una oscilación. Algunos modelos disponen de un contador de oscilaciones o un integrador que actúa con un número determinado de éstas.

5.4. Protección contra sobreexcitación, V/Hz

Es una protección típica de transformadores acoplados a generadores. Con valores elevados de tensión y/o valores reducidos de frecuencia, aparece un aumento de la intensidad magnetizante (con el consiguiente incremento de las pérdidas), que puede conducir a serios daños en los arrollamientos y en el circuito magnético, por calentamiento. Los transformadores suelen ser más restrictivos que los generadores frente a estos fenómenos, debido a la ausencia de entrehierro en su circuito magnético.

La protección de sobreexcitación vigila la relación tensión/frecuencia, actuando si se supera el valor de tarado del relé, que depende del transformador que se desea proteger.

Normalmente es un relé temporizado y hay que coordinarlo con la protección de sobretensión del generador.

Los ajustes deberían tener en cuenta las normas siguientes:

ANSI C57.12.00-1985:

- 1.05·Un secundaria a plena carga, sin exceder límites de calentamiento, en cualquier toma y frecuencia nominal.
- 1.10·Un secundaria en vacío, sin exceder límites de calentamiento, en cualquier toma y frecuencia nominal.

VDE 0532:

- Inducción admisible permanentemente (durante el servicio a plena carga y frecuencia nominal): $B_{max} = 1.05 \cdot B_n$.
- Inducción admisible por breve tiempo (a frecuencia nominal): $B_{max}(t) = 1.3 \cdot B_n$ durante:
 - **a)** 5 min, en transformadores para máquinas con potencia nominal hasta 40 MVA, y
 - **b)** 30 s, en transformadores para máquinas de potencias nominales mayores que 40 MVA.

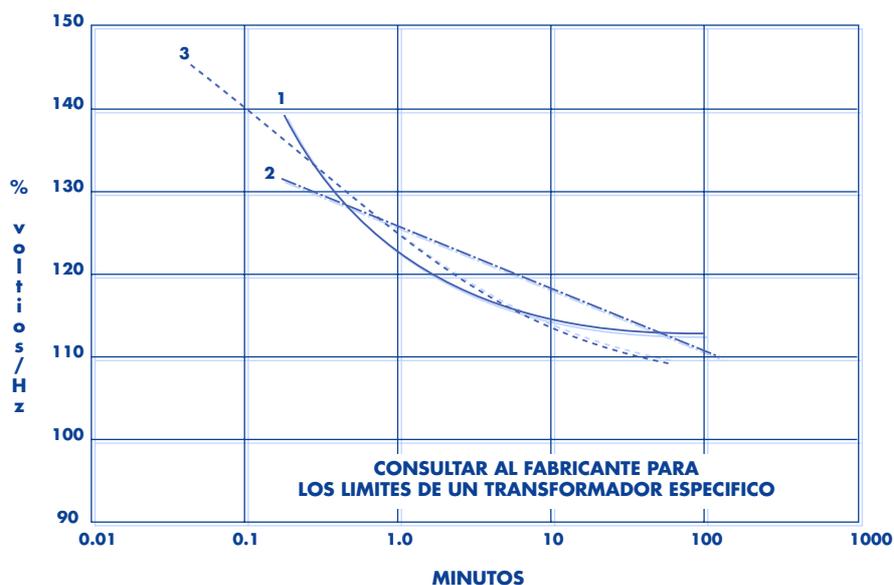


Figura 35: Comparación de los límites de sobreexcitación de transformadores de tres fabricantes

5.5. Protección contra variaciones de frecuencia, 81

Son protecciones de uso muy limitado, dado que las variaciones de frecuencia no suelen darse normalmente, salvo en el caso de:

- a) generadores aislados, o
- b) desastres bruscos, donde los transitorios pueden ser muy fuertes (por ejemplo, una parada de emergencia en la que no dé tiempo a bajar carga).

La protección de sobrefrecuencia de un generador no debe confundirse con la protección de sobrevelocidad, que puede ser mecánica o eléctrica. La primera actúa en un rango de frecuencia del orden de 51 Hz, cuando ocurre alguno de los fenómenos descritos anteriormente.

Sin embargo, la protección de sobrevelocidad actúa cuando se alcanzan valores excesivos de embalamiento, correspondientes a frecuencias de 65 Hz ó 70 Hz. Es decir, cuando se llega en algún instante a:

- a) valores próximos a la velocidad crítica, o
- b) valores inferiores, pero mantenidos un tiempo, al no cerrar en su momento, y en la forma debida, la distribución en unos casos, o los inyectores en otros.

Puede ser un sistema centrífugo, que dispara y da orden de cierre del distribuidor, por medida en un alternador piloto. O bien, un sistema óptico sobre el eje de la máquina.

Los generadores pueden equipar un relé de mínima frecuencia para protección de la turbina, que actuará en caso de grandes caídas de frecuencia.

5.6. Protección contra fallo de interruptor, 50BF

El fallo de un interruptor se produce cuando, recibida la orden de apertura, **y transcurrido el tiempo normal de ésta**, una o varias fases del interruptor permanecen cerradas. La apertura puede fallar por diversas causas, que afectan a las dos condiciones establecidas para considerar el interruptor abierto:

- El interruptor abre sus polos mecánicamente de modo completo.
- Se produce la extinción del arco.

Cuando actúen las protecciones de generación, ya sea por falta dentro o fuera de la zona de generación, resulta imprescindible desconectar el grupo de la red.

La actuación de la protección de fallo de interruptor provoca el disparo de otros interruptores, capaces de ejercer una acción sustitutoria del interruptor en que se produce el fallo. Dependiendo de la configuración existente a la salida de grupo, estos interruptores pueden estar situados en la misma instalación en la que se encuentra el interruptor que falla, o puede ser necesario transferir el disparo a otros interruptores de instalaciones alejadas. La siguiente figura muestra un ejemplo de esto último, lo cual es típico en configuraciones en anillo o interruptor y medio:

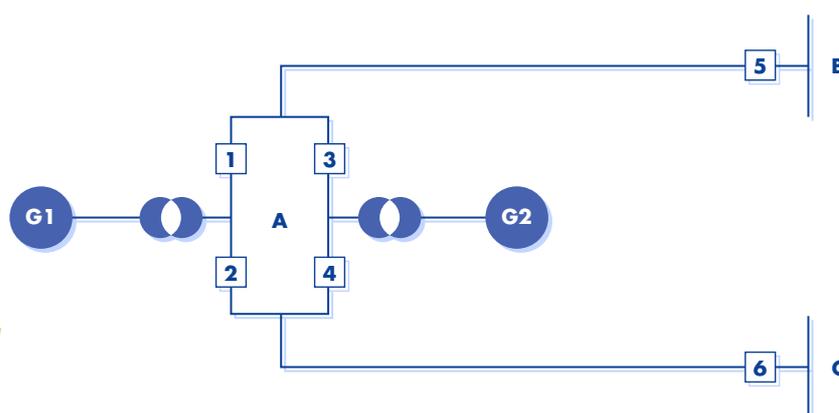


Figura 36: Ejemplo de una configuración en anillo

Con falta en G1, deberán abrir los interruptores 1 y 2. Si falla la apertura de uno de éstos, por ejemplo del 1, deberá abrir el interruptor 3 y transferir el disparo al interruptor 5.

Para mantener la estabilidad, se debe intentar que esta protección actúe en un tiempo lo menor posible, pero sin llegar a comprometer la seguridad del disparo. Es decir, debe esperar, como mínimo, el tiempo suficiente para

que el interruptor complete la secuencia de apertura, y una vez terminada ésta, actuar si es necesario. Con este criterio, los tiempos de actuación deben ser inferiores a los tiempos de disparo en segunda zona de los relés de líneas.

La siguiente figura representa un diagrama funcional de la protección de fallo de interruptor de generador:

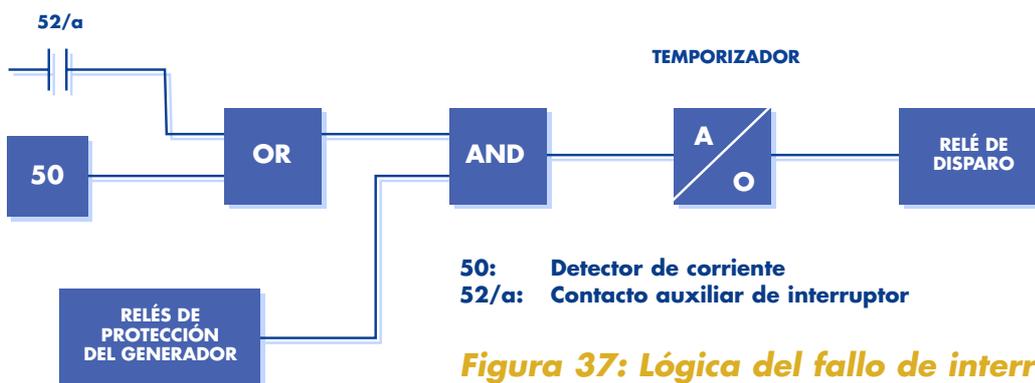


Figura 37: Lógica del fallo de interruptor

Cuando alguno de los relés de protección del grupo detecta una falta, o una condición anómala de funcionamiento, dará orden de disparo al interruptor, a la vez que se inicia el temporizador del fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez transcurrido el tiempo suficiente, se dispararán los interruptores necesarios para desconectar el generador del sistema.

En la figura se observa que, para que actúe la protección de fallo de interruptor, debe existir primero una orden de apertura del mismo, originada por un relé de protección u otra orden de mando. Simultáneamente, debe detectarse un cierto paso de corriente, o bien, a través de un contacto auxiliar del interruptor, que éste sigue cerrado.

5.7. Protección contra la energización accidental del generador

La energización accidental de un generador se origina, generalmente, por el cierre, a máquina parada, del interruptor de grupo. Las causas son: el cebado de arcos entre polos del interruptor, cierres intempestivos debidos a errores de operación, falsas maniobras del equipo de control, etc...

Las configuraciones con más riesgo intrínseco de sufrir este problema son las de anillo e interruptor y medio, debido precisamente a su propia concepción.

Cuando un generador se energiza en parado, sufre una aceleración como si se tratara de un motor de inducción, y la corriente puede alcanzar valores de 3-5 veces la corriente nominal. La corriente que circula por el rotor, en estas condiciones, así como los pares de aceleración brusca que sufre, pueden dañar severamente el generador.

Existen diversos esquemas para esta función de protección, todos ellos basados en la utilización de relés trifásicos e instantáneos de sobrecorriente. Estos relés necesitan una lógica adicional para estar activos, mientras que el interruptor se encuentre en posición de abierto y hasta que transcurra una fracción de segundo después de cerrar. Los esquemas más comúnmente usados son:

- Relés direccionales de sobrecorriente.
- Relés de sobrecorriente supervisados por frecuencia.

- Relés de distancia en la salida del generador, con arranque por sobreintensidad.
- Relés de sobreintensidad con bloqueo por tensión.
- Relés de sobrecorriente con contactos auxiliares del interruptor.

El resto de protecciones existentes no se comporta como sería necesario en caso de la puesta en tensión de un generador parado, pues, aunque algunas de ellas detectan este defecto, su actuación es lenta.

6. Redundancias

En estos conceptos de diseño, tiene especial relieve considerar:

- **a)** la importancia de la instalación,
- **b)** las peculiaridades de sus características, y
- **c)** las necesidades de mantenimiento del servicio, tanto para el servicio al Sistema Eléctrico como para su propia seguridad.

6.1. Faltas a tierra

Será necesaria la protección de tierra en barras, cuando la instalación disponga de interruptor o seccionamiento en barras de generación, por donde se alimenten los Servicios Auxiliares. La protección 100% supone una redundancia de la del 95%.

6.2. Faltas entre fases

En generadores del Grupo A, es frecuente utilizar el criterio de que toda falta que se produzca en la zona de generación sea despejada, de modo instantáneo, por, al menos, dos protecciones de actuación inmediata o con $t < 0,2$ s. Esto puede conseguirse: por solape de protecciones diferenciales, protecciones de reserva tipo impedancia, etc.

El párrafo anterior no excluye las protecciones de reserva habituales.

6.3. Funcionamientos anormales de la red que afectan al generador

Se recomienda duplicar las siguientes funciones de protección:

- Grupo A:
Cargas desequilibradas
- Grupo D:
Escalones de frecuencia

6.4. Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red

Se recomienda duplicar las siguientes funciones de protección:

- Grupo A:
Sobretensión con dos escalones por protección.
Inversión de potencia con dos escalones.
- Grupo B:
Inversión de potencia.
- Grupo D:
En el caso de centrales reversibles de turbina y bombeo, para el servicio motor se deben añadir a las protecciones recomendadas:
 - Mínima tensión
 - Mínima potencia.
 - Mínima frecuencia.
 - Secuencia de fases.

6.5. Equipo Auxiliar

Se recomienda equipar a los interruptores de grupo y de campo con doble bobina de disparo, y que éstas se energicen simultáneamente.

Se recomienda el uso de doble fuente de alimentación y, en el caso de los Grupos A y B, doble batería completa.