

Protección del transformador

- Tipos de fallas de transformadores
- Tipos de protección de transformadores
- Consideraciones especiales
- Aplicaciones especiales
- Restauración

La protección de los generadores síncronos

- Revisión de funciones
- Protección diferencial para fallas del estator (87G)
- Protección contra fallas a tierra del arrollamiento del estator
- Protección de tierra del campo
- Protección contra pérdida de excitación (40)
- Protección contra desequilibrio de corriente (46)
- Protección contra anti-motorización (32)
- Protección contra sobreexcitación (24)
- Protección contra Sobretensión (59)
- Protección de desequilibrio de tensión (60)
- Protección de respaldo del sistema (51V y 21)
- Protección pérdida de sincronismo
- Protección contra la operación a frecuencia anormal del generador-turbina
- Protección contra energización accidental
- Falla del interruptor del generador
- Principios de disparo del Generador
- Impacto de los relés digitales multifuncionales del generador

Protección de líneas de transmisión

- La naturaleza del relé
- Relés activados por corriente
- Relés de distancia
- Protección piloto

Protección del sistema

- Estabilidad transitoria y protección pérdida de sincronismo
- Estabilidad de tensión y reducción de carga de subtensión
- Esquemas de protección especial (SPS)
- Mejoras futuras en control y protección

Retransmisión digital

- Muestreo
- Filtros de antialiasing
- Convertidores A / D Sigma-Delta
- Factores de muestras
- Componentes simétricos
- Algoritmos de Protección

Uso de registros de oscilografía para analizar el rendimiento del sistema

Protección del transformador

- **Tipos de fallas de transformadores**

Pueden enumerarse varias razones de fallas eléctricas en un transformador. Las estadísticas muestran que los deterioros del aislamiento en los arrollamientos causan fallas en los transformadores (ANSI / IEEE, 1985) con mayor frecuencia.

A menudo, el resultado de la acción de la humedad, el sobrecalentamiento, la vibración, las sobretensiones y el estrés mecánico, creado durante las fallas del transformador, es la razón principal de fallas en el arrollamiento.

Los cambiadores de tomas de carga de regulación de tensión, cuando se suministran, se clasifican como la segunda causa más probable de una falla del transformador. Las fallas del cambiador de tomas pueden ser causadas por un mal funcionamiento del mecanismo de conmutación mecánica, contactos de alta resistencia de la carga, seguimiento del aislamiento, sobrecalentamiento o contaminación del aceite aislante.

Los bushing del transformador son la tercera causa más probable de falla. El envejecimiento general, la contaminación, el agrietamiento, la humedad interna y la pérdida de aceite pueden hacer que falle un bushing. Otras dos posibles razones son el vandalismo y los animales que deambulan externamente sobre el bushing.

Los problemas del núcleo del transformador se han atribuido a fallas en el aislamiento del núcleo, una correa de tierra abierta o laminaciones en corto.

Otras fallas varias han sido causadas por transformadores de corriente, fugas de aceite debido a soldaduras inadecuadas del tanque, contaminación de aceite por partículas metálicas, sobrecargas y sobretensión.

- **Tipos de protección de transformadores**

Eléctricas

Fusible: Los fusibles de potencia se han utilizado durante muchos años para proporcionar protección contra fallas en el transformador. En general, se recomienda que los transformadores de más de 10 MVA estén protegidos con dispositivos más sensibles, como el relé diferencial que se describe más adelante en esta sección. Los fusibles proporcionan una solución económica y de bajo mantenimiento para la protección. No se requieren dispositivos de protección y control, interruptores, ni baterías de estación.

Hay algunos inconvenientes. Los fusibles proporcionan protección limitada para algunas fallas internas del transformador. Un fusible es también un dispositivo monofásico. Ciertas fallas del sistema solo podrían operar un fusible. Esto dará como resultado un servicio monofásico para clientes conectados en forma trifásica.

Los criterios de selección de fusibles incluyen: capacidad de interrupción adecuada, cálculo de corrientes de carga durante condiciones pico y de emergencia, realización de estudios de coordinación que incluyen equipos de protección del lado fuente y del lado carga, y el tamaño

esperado del transformador y la configuración de conexión de los arrollamientos (ANSI / IEEE, 1985).

Protección contra sobrecorrientes: Los relés de sobrecorriente generalmente proporcionan el mismo nivel de protección que los fusibles de potencia. Se puede lograr una mayor sensibilidad y tiempos de eliminación de fallas en algunos casos mediante el uso de un relé de sobrecorriente conectado para medir la corriente residual. Esta aplicación permite que la configuración de recogida sea inferior a la corriente de carga máxima esperada. También es posible aplicar un conjunto de relés instantáneos de sobrecorriente para responder solo a fallas dentro del primer 75% del transformador. Esta solución, para la cual se necesitan cálculos cuidadosos de la corriente de falla, no requiere coordinación con dispositivos de protección del lado de carga.

Los relés de sobrecorriente no tienen las mismas ventajas de mantenimiento y costo que los fusibles de potencia. Se requieren dispositivos de protección y control, interruptores y baterías de estación. Los relés de sobrecorriente son una pequeña parte del costo total, y cuando se elige esta alternativa, generalmente se agregan relés diferenciales para mejorar la protección del transformador. En este caso, los relés de sobrecorriente proporcionarán protección de respaldo para los diferenciales.

Diferencial: El dispositivo más ampliamente aceptado para la protección de transformadores se llama relé diferencial con restricción. Este relé compara los valores de corriente que circulan dentro y fuera de los arrollamientos del transformador. Para garantizar la protección en diferentes condiciones, el elemento de protección principal tiene una característica multi-pendiente de restricción. La pendiente inicial asegura la sensibilidad para fallas internas al tiempo que permite hasta un 15% de diferencia cuando el transformador de potencia está en el límite de su rango de TAP (si se suministra con un TAP e carga). A corrientes superiores a la capacidad nominal del transformador, se pueden introducir gradualmente errores adicionales como resultado de la saturación del TC.

Sin embargo, el mal funcionamiento del elemento diferencial es posible durante la energización del transformador. Pueden producirse altas corrientes de energización (Inrush), dependiendo del punto de la onda de tensión durante la conmutación de cierre, así como del estado magnético del núcleo del transformador. Dado que la corriente de energización circula solo en el arrollamiento energizado, se obtiene una corriente diferencial. El uso de la segunda restricción armónica tradicional para bloquear el relé durante las condiciones de arranque puede

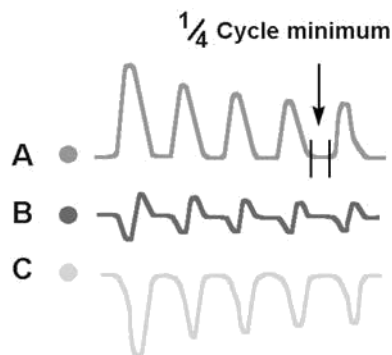


FIG. 9.1 Formas de onda de corriente de entrada del transformador.

resultar en una desaceleración significativa del relé durante fallas internas graves, debido a la posible presencia de segundos armónicos como resultado de la saturación de los transformadores de corriente de línea. Para superar esto, algunos relés utilizan una técnica de reconocimiento de forma de onda para detectar la condición de entrada. La forma de onda de corriente diferencial asociada con el Inrush se caracteriza por un período de cada ciclo donde su magnitud es muy pequeña, como se muestra en Fig. 9.1. Midiendo el tiempo de este período de baja corriente, se puede identificar una condición de Inrush. La detección de la corriente Inrush en la corriente diferencial se usa para inhibir esa fase del algoritmo diferencial con restricción de ajuste bajo. Más adelante, en esta sección, se describe otro método de alta velocidad comúnmente utilizado para detectar fallas de alta magnitud en la unidad instantánea no restringida.

Cuando una carga se desconecta repentinamente de un transformador de potencia, la tensión en los terminales de entrada del transformador puede aumentar entre un 10 y un 20% del valor nominal, causando un aumento apreciable en la corriente de excitación de estado estable del transformador. La corriente de excitación resultante circula solo en un arrollamiento y, por lo tanto, aparece como corriente diferencial que puede elevarse a un valor lo suficientemente alto como para operar la protección diferencial. Una forma de onda de este tipo se caracteriza por la presencia del quinto armónico. Se utiliza una técnica de Fourier para medir el nivel de quinta armónica en la corriente diferencial. La relación de quinta armónica a fundamental se utiliza para detectar la excitación e inhibe la función de protección diferencial restringida. La detección de condiciones de sobreflujo en cualquier fase bloquea esa fase particular de la función diferencial de ajuste bajo.

Las fallas de transformadores de diferente naturaleza pueden generar corrientes de falla dentro de un rango muy amplio de magnitudes. Las fallas internas con corrientes de falla muy altas requieren una rápida eliminación de fallas para reducir el efecto de la saturación del transformador de corriente y el daño al transformador protegido. Un elemento diferencial instantáneo de ajuste alto sin restricciones asegura la eliminación rápida de tales fallas. Tal elemento esencialmente mide el valor pico de la corriente de entrada para asegurar una operación rápida para fallas internas con TC saturados. Las unidades restringidas generalmente calculan un valor de corriente eficaz utilizando más muestras de forma de onda. La función diferencial de ajuste alto no está bloqueada en caso de Inrush o en condiciones de excitación, por lo tanto, el ajuste debe establecerse de manera que no funcione para las corrientes Inrush más grandes esperadas.

En el otro extremo del espectro de fallas hay fallas de bobinado de baja corriente. Tales fallas no se eliminan mediante la función diferencial convencional. La protección restringida de falla a tierra brinda una mayor sensibilidad para las fallas a tierra y, por lo tanto, protege más del arrollamiento. Se proporciona un elemento separado basado en el principio de corriente circulante de alta impedancia para cada arrollamiento.

Los transformadores tienen muchas configuraciones posibles de arrollamiento que pueden crear un cambio de fase de tensión y corriente entre los diferentes arrollamientos. Para compensar cualquier cambio de fase entre dos arrollamientos de un transformador, es necesario proporcionar una corrección de fase para el relé diferencial (consulte la sección Consideraciones especiales).

Además de compensar el cambio de fase del transformador protegido, también es necesario considerar la distribución de la corriente de secuencia cero primaria en el esquema de protección. El filtrado necesario de la corriente de secuencia cero también se ha proporcionado

tradicionalmente mediante la conexión adecuada de transformadores de corriente auxiliares o mediante la conexión delta de los arrollamientos secundarios del TC primario. En relés de protección microprocesados de transformadores, el filtrado de corriente de secuencia cero se implementa en el software, cuando de otro modo se requeriría una conexión delta de los CT. En situaciones en las que un arrollamiento de transformador puede producir corriente de secuencia cero causada por una falla a tierra externa, es esencial que se emplee alguna forma de filtrado de la corriente de secuencia cero. Esto asegura que las fallas a tierra fuera de la zona de protección no causen que el relé diferencial funcione por error. Como ejemplo, una falla a tierra externa en el lado wye de un transformador de potencia conectado en triángulo/estrella dará como resultado un flujo de corriente de secuencia cero en los transformadores de corriente asociados con el arrollamiento en estrella pero, debido al efecto del arrollamiento en triángulo, no habrá corriente de secuencia cero correspondiente en los transformadores de corriente asociados con el arrollamiento delta, es decir, el flujo de corriente diferencial hará que el relé funcione. Cuando se aplica el filtro de corriente de secuencia cero virtual dentro del relé, este disparo no deseado no ocurrirá.

Algunas de las configuraciones de subestación más típicas, especialmente en el nivel de transmisión, son de interruptor y medio o bus en anillo. No es tan común, pero aún se usan los esquemas de dos interruptores. Cuando se conecta un transformador de potencia a una subestación utilizando una de estas configuraciones de interruptor, la protección del transformador se conecta a tres o más conjuntos de transformadores de corriente. Si se trata de un transformador de tres arrollamientos o un autotransformador con un terciario conectado a un sistema de subtransmisión de bajo tensión, pueden estar disponibles cuatro o más conjuntos de CT.

Se recomienda encarecidamente que se usen conexiones de entrada de relé separadas para cada conjunto utilizado para proteger el transformador. El incumplimiento de esta práctica puede dar como resultado una respuesta de relé diferencial incorrecta. La prueba adecuada de un relé de protección para dicha configuración es otra tarea difícil para el ingeniero de relés.

Sobreexcitación: La sobreexcitación también puede ser causada por un aumento en la tensión del sistema o una reducción en la frecuencia. Por lo tanto, se deduce que los transformadores pueden soportar un aumento de tensión con un aumento correspondiente de frecuencia pero no un aumento de tensión con una disminución de frecuencia. La operación no puede mantenerse cuando la relación de tensión a frecuencia excede más de una pequeña cantidad.

La protección contra condiciones de sobreflujo no requiere disparo a alta velocidad. De hecho, el disparo instantáneo no es deseable, ya que provocaría un disparo por perturbaciones transitorias del sistema, que no son perjudiciales para el transformador.

Se activa una alarma a un nivel más bajo que el ajuste de disparo y se usa para iniciar una acción correctiva. La alarma tiene un retardo de tiempo definido, mientras que la característica de disparo generalmente tiene una opción de retardo de tiempo definido o característica de tiempo inverso.

Mecánicas

Hay **dos métodos generalmente aceptados** que se utilizan para detectar fallas de transformadores utilizando métodos mecánicos. Estos métodos de detección proporcionan detección de fallas sensibles y complementan la protección provista por relés diferenciales o de sobrecorriente.

Gases Acumulados: El primer método se basa en la acumulación de gases creados como subproducto de la descomposición del aceite aislante creado por el calentamiento excesivo dentro del transformador. La fuente de calor proviene del arco eléctrico o de un área caliente en el núcleo de acero. Este relé está diseñado para transformadores de tanque conservador y capturará gas a medida que se eleva en el aceite. El relé, a veces denominado relé Buchholz, es lo suficientemente sensible como para detectar fallas muy pequeñas.

Relés de presión: El segundo método se basa en el aumento de la presión interna del transformador que resulta de una falla. Un diseño es aplicable a los transformadores con amortiguación de gas y está ubicado en el espacio de gas sobre el aceite. El otro diseño está montado muy por debajo del nivel mínimo de líquido y responde a los cambios en la presión del aceite. Ambos diseños emplean un sistema de compensación que compensa los cambios de presión debidos a la temperatura (ANSI / IEEE, 1985).

Térmicas

Temperatura de punto caliente: En cualquier diseño de transformador, hay una ubicación en el arrollamiento que el diseñador cree que es el *lugar más caliente* dentro de ese transformador (ANSI / IEEE, 1995). La importancia de la "temperatura del punto caliente" medida en esta ubicación es una relación asumida entre el nivel de temperatura y la tasa de degradación del aislamiento de celulosa. Se utiliza a menudo un ajuste de alarma o disparo instantáneo, ajustado a un nivel justificado por encima de la temperatura de punto caliente nominal a plena carga (110 ° C para transformadores de aumento de 65 ° C). [Tener en cuenta que "65 ° C de aumento" se refiere al aumento de la temperatura *promedio* del arrollamiento a carga nominal completa]. Además, un relé o sistema de monitoreo puede integrar matemáticamente la tasa de degradación, es decir, la tasa de pérdida de vida del aislamiento para fines de evaluación de sobrecarga.

Calentamiento debido a la sobreexcitación: Densidad de flujo del núcleo del transformador (B), tensión inducida (V) y frecuencia (f) están relacionados por la siguiente fórmula.

$$B = k_1 \cdot \frac{V}{f} \quad (9.1)$$

dónde K_1 es una constante para un diseño de transformador particular. Cuando B se eleva por encima del 110% de lo normal, es decir, cuando comienza la saturación, se produce un calentamiento significativo debido a las corrientes parásitas de flujo en las partes metálicas estructurales no laminadas, incluido el tanque. Dado que es el cociente tensión/hertz en la Ec. (9.1) el que define el nivel de B, al relé que detecta este cociente a veces se llama relé de "volt por hertz". Las expresiones "sobreexcitación" y "sobreflujo" se refieren a esta misma condición. Dado que el aumento de la temperatura es proporcional a la integral de potencia con respecto al tiempo (despreciando los procesos de enfriamiento) se deduce que una característica de tiempo de inverso es útil, es decir, *volt por hertz* versus tiempo. Otro enfoque es utilizar una alarma con retardo de tiempo definido o disparo a niveles de flujo en *por unidad* (pu) específicos.

Calentamiento debido al contenido armónico actual (ANSI / IEEE, 1993): un efecto de las corrientes no senoidales es causar que el valor eficaz de la corriente (I_{RMS}) sea incorrecto, si el método de medición no es "verdadero valor eficaz".

$$I_{RMS}^2 = \sum_{n=1}^N I_n^2 \quad (9.2)$$

dónde n es el orden armónico, N es el armónico más elevado de magnitud significativa, e I_n es el valor eficaz de la corriente armónica. Si un relé de sobrecarga determina el efecto de calentamiento I^2R usando el componente fundamental de la corriente solamente [I_1] entonces subestimaré el efecto de calentamiento. Hay que tener en cuenta que los "verdadero valor eficaz " son tan buenos como la pasa-banda de los filtros antialiasing y la frecuencia de muestreo, para los relés numéricos.

Un segundo efecto es el calentamiento debido a la pérdida por corrientes parásitas de alta frecuencia en el cobre o aluminio de los arrollamientos. La pérdida por corrientes de Foucault del arrollamiento debido a cada armónico es proporcional al cuadrado de la amplitud armónica y al cuadrado de su frecuencia también. Matemáticamente,

$$P_{EC} = P_{EC-RATED} \cdot \sum_{n=1}^N I_n^2 n^2 \quad (9.3)$$

dónde P_{EC} es la pérdida por corrientes parásitas y $P_{EC-RATED}$ es la pérdida nominal de corriente parásita del arrollamiento (50-60 Hz puro), y I_n es el n^{th} armónico de la corriente en por unidad basada en la fundamental. Observe la diferencia fundamental entre el efecto de los armónicos en la Ec. (9.2) y su efecto en la Ec. (9.3). En este último, los armónicos más altos tienen un efecto proporcionalmente mayor debido al factor n^2 . *IEEE Standard C57.110-1986 (R1992), Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents* da dos métodos empíricos para calcular el factor de reducción de potencia de un transformador en estas condiciones.

Calentamiento debido a corrientes inducidas por el sol: Las perturbaciones magnéticas solares causan corrientes inducidas geomagnéticamente (GIC) en la superficie de la tierra (EPRI, 1993). Estas corrientes continuas pueden ser del orden de decenas de amperios durante decenas de minutos y circular hacia los neutros de los transformadores conectados a tierra, lo que incircula en la magnetización del núcleo. El efecto es peor en unidades monofásicas y despreciable en unidades trifásicas. La saturación del núcleo provoca un contenido de segundo armónico en la corriente, lo que resulta en un aumento de *seguridad* en relés diferenciales de transformador con restricción de segundo armónico, pero disminución de *sensibilidad*. Los relés de aumento de presión repentina de gas podrían proporcionar la alternativa de disparo necesario para falla interna. Otro efecto es el aumento del calentamiento disperso en el transformador, cuya protección se puede lograr utilizando relés de acumulación de gas para transformadores con sistemas de conservación de aceite. El disparo de puntos calientes no es suficiente porque el modelo de simulación de puntos calientes comúnmente utilizado no tiene en cuenta GIC.

Sobrecalentamiento del TAP de carga: Los contactos de conducción de corriente dañados dentro de una caja del TAP de baja carga pueden crear un calentamiento excesivo. Usando este síntoma de calentamiento, una forma de detectar el desgaste excesivo es instalar sensores de temperatura montados magnéticamente en el gabinete del TAP y en el tanque principal. Aunque el método no mide con precisión la temperatura interna en cada ubicación, la *diferencia* es relativamente precisa, ya que el error es el mismo para cada uno. Por lo tanto, se indica un desgaste excesivo si un relé/monitor detecta que la diferencia de temperatura ha cambiado significativamente con el tiempo.

- **Consideraciones Especiales**

Transformadores de corriente

La selección y el rendimiento de la relación de transformación del transformador de corriente (TC) requieren especial atención al aplicar la protección del transformador. Los factores únicos asociados con los transformadores, incluidas sus relaciones entre arrollamientos, la corriente Inrush de magnetización y la presencia de TAP de arrollamiento o TAP de carga, son fuentes de dificultades para diseñar un esquema de protección confiable y seguro para el transformador. Los errores resultantes de la saturación del CT y los cambiadores de TAP de carga son particularmente críticos para los esquemas de protección diferencial donde se comparan las corrientes de más de un conjunto de CT. Para compensar los errores de saturación/discordancia, los relés de sobrecorriente deben configurarse para funcionar por encima de estos errores.

Discordancia de corriente de los CT: En condiciones normales, sin fallas, un relé diferencial de transformador idealmente debería tener corrientes idénticas en los secundarios de todos los transformadores de corriente conectados al relé para que no circule corriente en su bobina de operación. Sin embargo, es difícil hacer coincidir las relaciones de los TC exactamente con las relaciones entre arrollamientos del transformador. Esta tarea se vuelve imposible con la presencia de TAPs en carga y en vacío del transformador o cambiadores de TAP de carga que cambian las relaciones de tensión de los arrollamientos del transformador dependiendo de la tensión del sistema y la carga del transformador.

Se debe calcular el desajuste de corriente secundaria más alto entre todos los TC conectados en el esquema diferencial, al seleccionar la configuración de funcionamiento del relé. Si se utiliza protección de sobrecorriente con retardo de tiempo, el ajuste de retardo de tiempo también debe basarse en la misma consideración. El cálculo de la falta de coincidencia se debe realizar para condiciones de carga máxima y falla atravesante.

Saturación del CT: La saturación de los CT podría tener un impacto negativo en la capacidad de la protección del transformador para operar para fallas internas (confiabilidad) y no operar para fallas externas (seguridad).

Para fallas internas, la confiabilidad de los relés con restricción armónica podría verse afectada negativamente si los armónicos de corriente generados en el circuito secundario del CT debido a la saturación del CT son lo suficientemente altos como para restringir el relé. Con un TC saturado, predominan inicialmente el 2do y 3er armónicos, pero los armónicos pares desaparecen gradualmente con el decaimiento de la componente de CC de la corriente de falla. El relé puede funcionar eventualmente cuando se reduce el componente armónico de restricción. Estos relés generalmente incluyen un elemento de sobrecorriente instantáneo que no está restringido por los armónicos, pero que está ajustado muy alto (generalmente 20 veces

la corriente nominal del transformador). Este elemento puede funcionar para fallas internas graves.

Para fallas externas, la seguridad de la protección del transformador conectado diferencialmente puede verse comprometida si la saturación desigual de los TC es lo suficientemente severa como para producir una corriente de error por encima del ajuste del relé. Los relés equipados con arrollamientos de restricción en cada circuito de transformador de corriente serían más seguros. El problema de seguridad es particularmente crítico cuando los TC están conectados a interruptores de bus en lugar del transformador mismo. Las fallas externas en este caso podrían ser de muy alta magnitud ya que no están limitadas por la impedancia del transformador.

Corriente Inrush de magnetización (inicial, recuperación, simpática)

Inicial: Cuando un transformador se energiza después de ser desenergizado, puede circular una corriente de magnetización o excitación transitoria que puede alcanzar picos instantáneos de hasta 30 veces la corriente de carga máxima. Esto puede causar operación de relés de sobrecorriente o diferenciales que protegen el transformador. La corriente de magnetización circula en un solo arrollamiento, por lo que aparecerá en un relé conectado diferencialmente como una falla interna.

Las técnicas utilizadas para evitar que los relés diferenciales actúen durante el Inrush incluyen la detección de armónicos de corriente y períodos de corriente cero, ambas características de la corriente Inrush. El primero aprovecha la presencia de armónicos, especialmente el segundo armónico, en la corriente Inrush para restringir el funcionamiento del relé. El último diferencia entre corrientes de falla y corrientes Inrush midiendo los períodos de corriente cero, que serán mucho más largos para las corrientes Inrush que para la corriente de falla.

Inrush de recuperación: Una corriente Inrush de magnetización también puede circular si una caída de tensión es seguida por la recuperación de la tensión a su valor normal. Por lo general, esto ocurre al eliminar una falla externa. Este Inrush de magnetización es usualmente menos severo en este caso que en el Inrush de energización inicial, ya que el transformador no estaba totalmente desenergizado antes de la recuperación de la tensión.

Inrush Simpático: Una corriente Inrush de magnetización puede circular en un transformador energizado cuando se energiza un transformador cercano. La corriente Inrush de compensación del banco siendo energizado encontrará una ruta paralela en el banco energizado. Una vez más, la magnitud suele ser menor que el caso de Inrush inicial.

Tanto los fenómenos de recuperación como simpático sugieren que es necesario restringir la protección del transformador en la corriente Inrush de magnetización en todo momento, no solo cuando se pone el transformador en servicio después de un período de desenergización.

- **Cambio de fase primario-secundario**

Para los transformadores con conexiones estándar delta-wye, las corrientes en los lados delta y wye tendrán un cambio de fase de 30° uno con respecto al otro. Los transformadores de corriente utilizados para los relés diferenciales tradicionales deben conectarse en estrella-

triángulo (opuesto a las conexiones del arrollamiento del transformador) para compensar el cambio de fase del transformador.

La corrección de fase a menudo se proporciona internamente en relés de protección de transformador microprocesados, a través de interposición virtual de CT vía software, para cada arrollamiento de transformador y, como con la corrección de la relación de transformación, dependerá de la configuración seleccionada para las entradas restringidas. Esto permite que todos los primarios de los TC se conecten en estrella.

- **Fallas entre espiras**

Las corrientes de falla resultantes de una falla entre espiras tienen bajas magnitudes y son difíciles de detectar. Por lo general, la falla tendrá que evolucionar y afectar una buena parte del arrollamiento o el arco hacia otras partes del transformador antes de ser detectada por relés de protección diferencial o de sobrecorriente.

Para la detección temprana, generalmente se hace uso de dispositivos que pueden medir la acumulación resultante de gas o los cambios de presión dentro del tanque del transformador.

- **Fallas atravesantes**

Las fallas atravesantes podrían tener un impacto tanto en el transformador como en su esquema de protección. Dependiendo de su severidad, frecuencia y duración, las corrientes de falla pueden causar daños mecánicos en el transformador, aunque la falla esté algo limitada por la impedancia del transformador.

Para la protección diferencial del transformador, la discordancia y la saturación del TC podrían producir corrientes de actuación para fallas atravesantes. Esto debe tenerse en cuenta al seleccionar el esquema, la relación del TC, la sensibilidad del relé y el tiempo de funcionamiento. Los esquemas de protección diferencial equipados con arrollamientos de restricción ofrecen una mayor seguridad para estas fallas atravesantes.

- **Protección de respaldo**

La protección de respaldo, generalmente relés de sobrecorriente o impedancia aplicados a uno o ambos lados del transformador, realiza dos funciones. Una función es hacer respaldo de seguridad de la protección primaria, probablemente un relé diferencial, y operar en caso de que este no actúe.

La segunda función es la protección contra daños térmicos o mecánicos en el transformador. Se debe considerar una protección que pueda detectar estas fallas externas y operar a tiempo para evitar daños al transformador. La protección debe estar ajustada para funcionar antes de que se alcance el límite de la capacidad de resistencia del transformador ante fallas atravesantes. Si, debido a su gran tamaño o importancia, solo se aplica protección diferencial a un transformador, se debe garantizar la eliminación de fallas externas por otros dispositivos de protección, antes de que se pueda dañar el transformador.

- **Aplicaciones especiales**

Reactores shunt

La protección del reactor shunt variará según el tipo de reactor, el tamaño y la aplicación del sistema. La aplicación del relé de protección será similar a la utilizada para los transformadores.

Los relés diferenciales son quizás el método de protección más común (Blackburn, 1987). Los relés con entradas de fase separadas proporcionarán protección de tres reactores monofásicos conectados entre sí o para una sola unidad trifásica. Los transformadores de corriente deben estar disponibles en el extremo de fase y neutro de cada arrollamiento en la unidad trifásica.

Los relés de sobrecorriente de fase y tierra pueden usarse para respaldar los relés diferenciales. En algunos casos, donde el reactor es pequeño y el costo es un factor, puede ser apropiado usar relés de sobrecorriente como única protección. El relé de sobrecorriente de tierra no se aplicaría en sistemas donde la corriente de secuencia cero es insignificante.

Al igual que con los transformadores, las fallas entre espiras son más difíciles de detectar ya que hay poco cambio en la corriente en los terminales del reactor. Si el reactor está lleno de aceite, un relé de elevación repentina de presión proporcionará una buena protección. Si el reactor es de tipo seco sin conexión a tierra, se puede usar un relé de sobretensión (dispositivo 59) aplicado entre el neutro del reactor y un conjunto de transformadores de tensión conectados delta rotos (ABB, 1994).

Los relés de secuencia negativa y de impedancia también se han utilizado para la protección del reactor, pero su aplicación debe investigarse cuidadosamente (ABB, 1994).

Transformadores Zig-Zag

La protección más común para los transformadores en zig-zag (o de conexión a tierra) es tres relés de sobrecorriente que están conectados a los transformadores de corriente ubicados en los bushings de fase primaria. Estos transformadores de corriente deben conectarse en delta para filtrar corrientes de secuencia cero no deseadas (ANSI / IEEE, 1985).

También es posible aplicar un relé diferencial convencional para protección contra fallas. Los transformadores de corriente en los bushings de fase primaria están en paralelo y conectados a una entrada. Se usa un CT de neutro para la otra entrada (Blackburn, 1987).

Un relé de sobrecorriente ubicado en el neutro proporcionará protección de tierra de respaldo para cualquiera de estos esquemas. Debe coordinarse con otros relés de tierra en el sistema.

Los relés de presión repentina proporcionan una buena protección para fallas entre espiras.

Reguladores de ángulo de fase y reguladores de tensión

La protección de ángulo de fase y reguladores de tensión varía con la construcción de la unidad. La protección debe establecerse con el fabricante en el momento del pedido para asegurar que los TC se instalen dentro de la unidad en los lugares apropiados para respaldar los esquemas de protección planificados. Los relés diferencial, sobrecorriente y de presión

súbita se pueden usar en conjunto para proporcionar protección adecuada ante fallas (Blackburn, 1987; ABB, 1994).

Sistemas unitarios

Un sistema de unidad consta de un generador y un transformador elevador asociado. El arrollamiento del generador está conectado en estrella con el neutro conectado a tierra a través de un sistema de conexión a tierra de alta impedancia. El arrollamiento del lado de baja del transformador elevador en el lado del generador está conectado delta para aislar el generador de las contribuciones del sistema a fallas que involucran la conexión a tierra. El arrollamiento del lado de alta del transformador está conectado en estrella y conectado a tierra en forma rígida. Generalmente no hay interruptor instalado entre el generador y el transformador.

Es una práctica común proteger el transformador y el generador con un diferencial de transformador general que incluya ambos equipos. Puede ser apropiado instalar un diferencial adicional para proteja solo el transformador. En este caso, el diferencial general actúa como protección secundaria o de respaldo para el diferencial del transformador. Lo más probable es que se aplique otro relé diferencial específicamente para proteger el generador.

A menudo se recomienda un relé de volt por hertz, cuya actuación es función de la relación de tensión a frecuencia, para la protección contra sobreexcitación. El transformador de unidad puede estar sometido a una sobreexcitación durante el arranque y parada del generador cuando está funcionando a frecuencias reducidas o cuando hay una pérdida importante de carga que puede causar sobretensión y sobrevelocidad (ANSI / IEEE, 1985).

Al igual que con otras aplicaciones, los relés de presión súbita proporcionan protección sensible para fallas entre espiras que generalmente no se detectan inicialmente por los relés diferenciales.

Se puede proporcionar protección de respaldo para fallas de fase aplicando relés de impedancia o relés de sobrecorriente controlados por tensión al lado del generador del transformador de la unidad. Los relés de impedancia deben estar conectados para responder a fallas localizadas en el transformador (Blackburn, 1987).

Transformadores monofásicos

Los transformadores monofásicos a veces se utilizan para formar bancos trifásicos. Los métodos de protección estándar descritos anteriormente en esta sección también son apropiados para bancos de transformadores monofásicos. Si uno o ambos lados del banco están conectados en delta y los transformadores de corriente ubicados en los bushings del transformador deben usarse para protección, no se puede usar la conexión diferencial estándar. Para proporcionar una protección adecuada contra fallas a tierra, se deben utilizar transformadores de corriente de cada uno de los bujes (Blackburn, 1987).

Desbalance sostenido de tensión

Durante condiciones de desbalance sostenido de tensión, los transformadores tipo núcleo conectados en estrella sin un arrollamiento terciario conectado, pueden producir calor perjudicial. En esta situación, la cuba del transformador puede producir calor dañino debido a la corriente de circulación sostenida. Es posible detectar esta situación ya sea utilizando un relé

térmico diseñado para monitorear la temperatura del tanque, o aplicando un relé de sobrecorriente conectado para detectar corriente terciaria "efectiva" (ANSI / IEEE, 1985).

Restauracion

Los transformadores de potencia tienen diversos grados de importancia para un sistema eléctrico, dependiendo de su tamaño, costo y aplicación, lo que puede variar desde elevador del generador hasta una posición en el sistema de transmisión/distribución, o puede ser como una unidad auxiliar.

Cuando los relés de protección actúan y aíslan un transformador del sistema eléctrico, a menudo existe urgencia inmediata de restaurarlo en servicio. Debe haber un procedimiento para recopilar datos del sistema en el momento del disparo, así como información individual histórica sobre el transformador, para que se pueda tomar una decisión informada sobre el estado del transformador. Nadie debe volver a energizar un transformador cuando hay evidencia de falla eléctrica.

Siempre es posible que un transformador pueda ser disparado incorrectamente por un relé de protección o esquema de protección defectuoso, relés de respaldo del sistema o por una condición anormal del sistema que no se haya considerado. A menudo, los operadores del sistema pueden intentar restaurar un transformador sin reunir evidencia suficiente para determinar la causa exacta del disparo. Una operación siempre debe considerarse legítima hasta que se demuestre lo contrario.

Cuanto más vital es un transformador para el sistema, más sofisticado debe ser el equipo de protección y monitoreo. Esto facilitará la acumulación de evidencia sobre la interrupción.

Registros de Historial Diario de operación de mantenimiento de transformadores individuales, problemas de servicio y las salidas de servicio por acción de relés, deben mantenerse para establecer una historia completa. La información sobre las operaciones de relés debe incluir información sobre las condiciones del sistema antes del disparo. Cuando no se encuentra una explicación para un disparo, es importante tener en cuenta todas las áreas que se investigaron. Cuando no se determina el daño, aún debe haber una conclusión sobre si la operación fue correcta o incorrecta. El análisis periódico de gas proporciona un registro del valor normal del gas combustible.

Oscilógrafos, Registrador de eventos, Monitores de gas - Equipo de monitoreo del sistema que inicia y produce registros en el momento del disparo del transformador; por lo general, proporciona la información necesaria para determinar si hubo un cortocircuito que involucró al transformador o si se trataba de una condición de "falla atravesante".

Fecha de manufactura - Los transformadores fabricados antes de 1980 probablemente no fueron diseñados o contruidos para cumplir con las severas condiciones de fallas pasantes descritas en ANSI / IEEE C57.109, *IEEE Guide for Transformer Through-Fault Current Duration* (1985). Los valores máximos de falla pasante deben calcularse y compararse con los valores de cortocircuito determinados para la desconexión. Se debe contactar a los fabricantes para obtener documentación de transformadores individuales de conformidad con ANSI / IEEE C57.109.

Inrush de magnetización - Los relés diferenciales con unidades de restricción armónica se utilizan generalmente para evitar operaciones de disparo al energizar el transformador. Sin

embargo, hay relés diferenciales de restricción que no utilizan los armónicos y que usan retardo de tiempo y/o restricción porcentual para evitar el disparo durante el Inrush de magnetización. Los transformadores protegidos de esta manera pueden tener un historial de fallas durante el Inrush de magnetización, lo que puede llevar a los operadores del sistema a intentar la restauración sin análisis, inspección o prueba. Siempre existe la posibilidad de que se produzca una falla eléctrica al energizar que está enmascarada por datos históricos.

Los circuitos de restricción de armónicos del relé se configuran de fábrica en un porcentaje umbral de entrada de armónicos o el fabricante proporciona configuraciones predeterminadas que deberían evitar una operación no deseada tras la energización del transformador. Algunos transformadores se han fabricado en los últimos años utilizando un acero de grano-orientado y un diseño que da como resultado porcentajes muy bajos de los armónicos de restricción en la corriente Inrush de energización. Estos valores son, en algunos casos, inferiores a los valores mínimos de umbral recomendados por el fabricante.

Operaciones de relés - Los dispositivos de protección del transformador no solo se disparan sino que evitan el recierre de todas las fuentes energizantes del transformador. Esto generalmente se logra utilizando un relé auxiliar de "bloqueo". El relé de bloqueo requiere un reinicio manual antes de que el transformador pueda ser energizado. Este circuito requiere la inspección manual y el testeado del transformador antes de tomar decisiones de reenergización.

Las operaciones incorrectas de disparo pueden ocurrir debido a fallas del relé, configuraciones incorrectas o fallas de coordinación. Las nuevas instalaciones que están en proceso de prueba y verificación de cableado son las más vulnerables. Los relés de respaldo, por diseño, pueden provocar la desconexión por fallas del sistema aguas arriba o aguas abajo que de otra manera no se despejarían correctamente.

Referencias

- Blackburn, J.L., *Protective Relaying: Principles and Applications*, Marcel Decker, Inc., New York, 1987.
- Mason, C.R., *The Art and Science of Protective Relaying*, John Wiley & Sons, New York, 1996.
- IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus — Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*, ANSI/IEEE Std. 62-199S.
- Guide for the Interpretation of Gases Generated in oil-Immersed Transformers*, ANSI/IEEE C57.104-1991.
- IEEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers*, ANSI/IEEE C57.91-1995.
- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*, ANSI/IEEE C37.91-1985.
- IEEE Guide for Transformer Through Fault Current Duration*, ANSI/IEEE C57.109-1985.
- Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*, IEEE Std. C57.110-1986(R1992).
- IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, ANSI/IEEE C57.12.00-1993.
- Protective Relaying, Theory & Application*, ABB, Marcel Dekker, Inc., New York, 1994.
- Protective Relays Application Guide*, GEC Measurements, Stafford, England, 1975.
- Rockefeller, G., et al., Differential relay transient testing using EMTP simulations, paper presented to the 46th annual Protective Relay Conference (Georgia Tech.), April 29–May 1, 1992.
- Solar magnetic disturbances/geomagnetically-induced current and protective relaying, *Electric Power Research Institute Report TR-102621*, Project 321-04, August 1993.
- Warrington, A.R. van C., *Protective Relays, Their Theory and Practice*, Vol. 1, Wiley, New York, 1963, Vol. 2, Chapman and Hall Ltd., London, 1969.

La protección de los generadores síncronos

Desde la perspectiva de la protección del equipo, los generadores constituyen una clase especial de equipo de red de energía eléctrica, porque las fallas son muy raras pero pueden ser altamente destructivas y, por lo tanto, muy costosas cuando ocurren. Si para la mayoría de las empresas de servicios públicos, la integridad de la generación debe preservarse evitando disparos erróneos, la eliminación de un generador en caso de una falla grave también es un requisito primario, si no un requisito absoluto. Además, se debe proporcionar protección para la operación fuera de rango que normalmente no se encuentra en otros tipos de equipos, como sobretensión, sobreexcitación, frecuencia limitada o rango de velocidad, etc...

Debe tenerse en cuenta que, de manera similar a todos los esquemas de protección, existe hasta cierto punto un "enfoque filosófico" para la protección del generador y todas las empresas de servicios públicos y todos los ingenieros de protección no tienen el mismo enfoque. Por ejemplo, algunas funciones como la sobreexcitación, los elementos de impedancia de respaldo, la pérdida de sincronismo e incluso la protección contra la energización accidental pueden no ser aplicadas por algunas organizaciones e ingenieros. Sin embargo, debe decirse que con los paquetes de protección del generador digital multifunción disponibles actualmente, existe una gama completa y extensa de funciones dentro del mismo "relé": y las razones económicas para no instalar un elemento protector adicional es una tendencia que debe desaparecer.

La naturaleza de la máquina de impulso tendrá un impacto definido en las funciones de protección implementadas en el sistema. Por ejemplo, surgirá poca o ninguna preocupación al tratar con la operación en frecuencias anormales de los generadores hidráulicos. Por el contrario, la protección contra la operación en baja frecuencia de las turbinas de vapor es la principal preocupación.

La sensibilidad de la protección contra motorización (la capacidad de medir niveles muy bajos de potencia activa negativa) se convierte en un problema cuando se trata de turbinas de ambos tipos, hidráulicas y de vapor. Finalmente, la naturaleza de la máquina de impulso o motor primario tendrá un impacto en el esquema de disparo del generador. Cuando el disparo retardado no tiene un efecto perjudicial en el generador, es una práctica común implementar el disparo secuencial con turbinas de vapor como se describe más adelante.

El propósito de este artículo es proporcionar una visión general de los principios y esquemas básicos involucrados en la protección del generador. Para obtener más información, se invita al lector a consultar recursos adicionales relacionados con la protección del generador. Se recomiendan especialmente las guías ANSI / IEEE (ANSI / IEEE, C37.106, C37.102, C37.101). El *IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators* (IEEE, 1995) es una presentación detallada de las prácticas de USA para la protección del generador. Todas estas referencias han sido una fuente de inspiración en este escrito.

- **Revisión de funciones**

La Tabla 9.1 proporciona una lista de relés de protección y sus funciones que se encuentran más comúnmente en los esquemas de protección del generador. Estos relés se implementan como se muestra en el diagrama unifilar de la Fig. 9.2. Como se muestra en la columna **Tipo de Relé**, la mayoría de los relés de protección que se encuentran en los esquemas de protección del generador no son específicos para este tipo de equipo, sino son más genéricos.

TABLE 9.1 Most Commonly Found Relays for Generator Protection

Identification Number	Function Description	Relay Type
87G	Generator phase phase windings protection	Differential protection
87T	Step-up transformer differential protection	Differential protection
87U	Combined differential transformer and generator protection	Differential protection
40	Protection against the loss of field voltage or current supply	Offset mho relay
46	Protection against current imbalance. Measurement of phase negative sequence current	Time-overcurrent relay
32	Anti-motoring protection	Reverse-power relay
24	Overexcitation protection	Volt/Hertz relay
59	Phase overvoltage protection	Overvoltage relay
60	Detection of blown voltage transformer fuses	Voltage balance relay
81	Under- and overfrequency protection	Frequency relays
51V	Backup protection against system faults	Voltage controlled or voltage-restrained time overcurrent relay
21	Backup protection against system faults	Distance relay
78	Protection against loss of synchronization	Combination of offset mho and blinders

- **Protección diferencial para fallas del estator (87G)**

La protección contra fallas de fase del estator normalmente está cubierta por un relé diferencial de alta velocidad que cubre las tres fases por separado. Todos los tipos de fallas de fase (fase-fase) estarán cubiertas normalmente por este tipo de protección, pero la falla de fase a tierra en un generador conectado a tierra de alta impedancia no estará cubierta. En este caso, la corriente de fase será muy baja y, por lo tanto, por debajo de la activación del relé.

Contrariamente a las aplicaciones de diferenciales de transformadores, no existe corriente Inrush en las corrientes del estator y no se implementa ninguna función para tener en cuenta la sobreexcitación. Por lo tanto, los relés diferenciales del estator no incluyen restricción armónica (2º y 5º armónico). Sin embargo, la saturación del transformador de corriente sigue siendo un problema, particularmente en las estaciones generadoras debido a la alta relación X/R que se encuentra cerca de los generadores.

El tipo más común de diferencial del estator es el diferencial porcentual, cuyas características principales se representan en Fig. 9.3. Para un arrollamiento del estator, como se muestra en Fig. 9.4, la magnitud de restricción será muy frecuentemente la suma absoluta de las dos corrientes entrantes y salientes como en:

$$I_{\text{restraint}} = \frac{|I_{A_in}| + |I_{A_out}|}{2}, \quad (9.4)$$

, mientras que la magnitud de operación será el valor absoluto de la diferencia:

$$I_{\text{operate}} = |I_{A_in} - I_{A_out}| \quad (9.5)$$

El relé emitirá una condición de falla cuando se verifique la siguiente desigualdad:

$$I_{\text{restraint}} \geq K \bullet I_{\text{operate}} \quad (9.6)$$

donde K es el porcentaje diferencial. Las características de pendiente dual y variable permitirán intrínsecamente la saturación del CT para una falla externa sin que el relé se active.

Una alternativa al relé diferencial porcentual es el relé diferencial de alta impedancia, que también superará naturalmente cualquier saturación del CT. Para una falla interna, ambas corrientes serán forzadas a un relé de tensión de alta impedancia. El relé diferencial se activará cuando la tensión a través del elemento de tensión supere un umbral alto. Para una falla externa, con saturación del CT, el CT saturado constituirá un camino de baja impedancia por el cual circulará la corriente del otro CT, bypassando el elemento de tensión de alta impedancia que arrancará.

La protección de respaldo para los arrollamientos del estator se proporcionará, la mayoría de las veces, mediante un relé diferencial de transformador con restricción armónica, cuya zona (como se muestra en la Fig. 9.2) cubrirá tanto al generador como al transformador elevador.

Un elemento de impedancia que cubra parcial o totalmente la zona del generador también proporcionará protección de respaldo para el diferencial del estator.

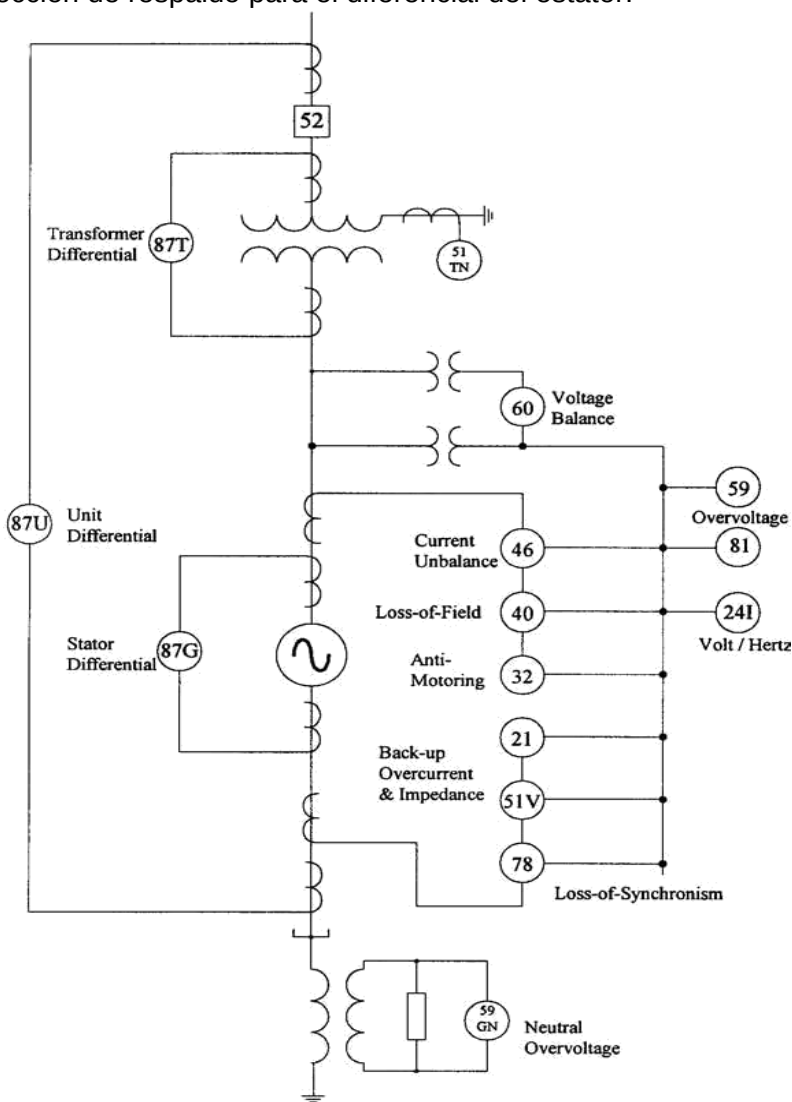


FIG. 9.2 Esquema típico de protección generador-transformador.

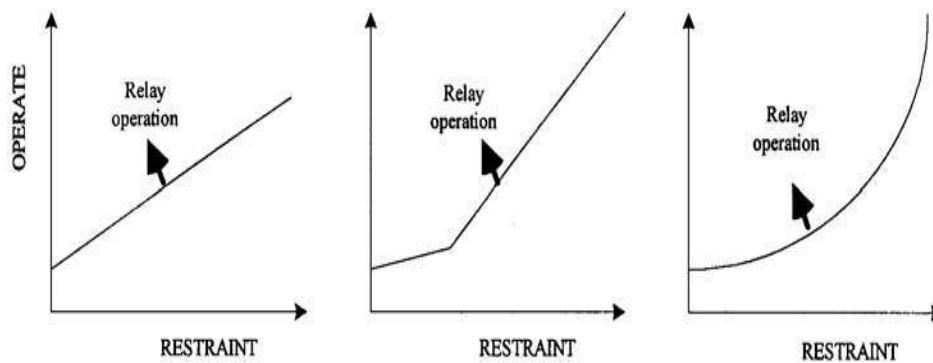


FIG. 9.3 Características diferenciales de porcentaje de pendiente simple, doble y variable.



FIG. 9.4 Configuración de corriente del arrollamiento del estator.

- **Protección contra fallas a tierra del arrollamiento del estator**

La protección contra fallas a tierra del estator dependerá en gran medida del tipo de conexión a tierra del generador. La conexión a tierra del generador es necesaria a través de cierta impedancia para reducir el nivel de corriente de falla de fase a tierra. Con una conexión rígida a tierra del generador, esta corriente alcanzará niveles destructivos. Para evitar esto, se requiere al menos una tierra de baja impedancia a través de una resistencia o una reactancia. La alta impedancia a través de un transformador de distribución con una resistencia conectada a través del arrollamiento secundario limitará el nivel de corriente de falla de fase a tierra a unos pocos amperios primarios.

La protección más común y mínima contra una falla del estator a tierra con un esquema de conexión a tierra de alta impedancia es un elemento de sobretensión conectado a través del transformador de conexión a tierra secundario, como se muestra en Fig. 9.5.

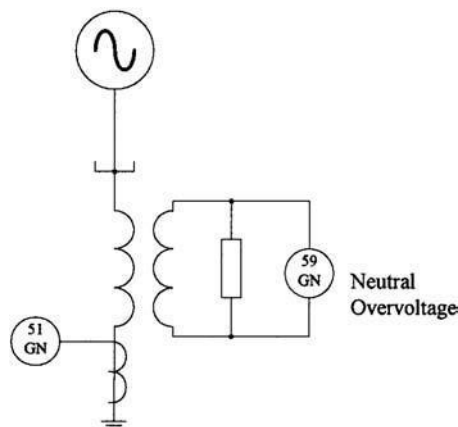


FIG. 9.5 Esquema de sobretensión neutral de estator a tierra.

Para fallas muy cercanas al neutro del generador, el elemento de sobretensión no se captará porque el nivel de tensión estará por debajo del nivel de captación del elemento de tensión. Para cubrir el 100% de los arrollamientos del estator, hay dos técnicas disponibles:

1. uso del tercer armónico generado en los terminales neutro y generador, y
2. técnica de inyección de tensión.

Mirando la Fig. 9.6, la mayoría de los generadores producirán una pequeña señal de tensión de tercer armónico en sus neutros y terminales. El nivel de estos tensión de tercer armónico depende del punto de operación del generador como se muestra en Fig. 9.6a. Normalmente serían más altos a plena carga. Si se desarrolla una falla cerca del neutro, el tercer armónico de la tensión neutro se acercará a cero y la tensión terminal aumentará. Sin embargo, si se desarrolla una falla cerca de los terminales, la tensión del tercer armónico del terminal llegará a cero y la tensión de neutro aumentará. En base a esto, se han ideado tres posibles esquemas. Los relés disponibles para cubrir las tres opciones posibles son:

1. Uso de una subtensión de tercer armónico en el neutro. Se detectará por una falla en el neutro.
2. Uso de una subtensión de tercer armónico en los terminales. Se detectará por una falla cerca del neutro.
3. Los esquemas más sensibles se basan en relés diferenciales del tercer armónico que monitorean la relación del tercer armónico en el neutro y los terminales (Yin et al., 1990).

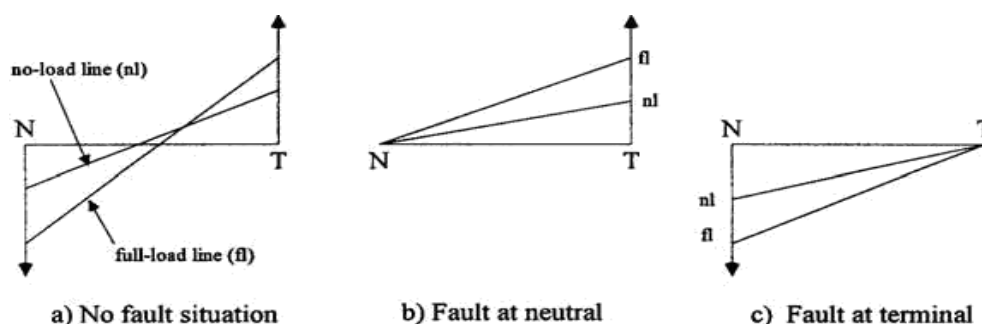


FIG. 9.6 Tercer armónico en el neutro y terminales.

- **Protección de falla a tierra del campo**

El circuito de campo del generador (arrollamiento de campo, excitatriz e interruptor de campo) es un circuito de CC que no necesita estar conectado a tierra. Si ocurre una primera falla a tierra, no circulará corriente y la operación del generador no se verá afectada. Si ocurre una segunda falla a tierra en una ubicación diferente, circulará una corriente lo suficientemente alta como para causar daños al rotor y a la excitatriz. Además, si una gran sección del arrollamiento de campo está cortocircuitada, un fuerte desequilibrio debido a los flujos anormales en el entrehierro de aire podría dar lugar a fuerzas que actúan sobre el rotor con la posibilidad de una falla mecánica grave. Para evitar esta situación, existen varios dispositivos de protección. Tres principios se representan en Fig. 9.7. La primera técnica (Fig. 9.7a) implica conectar una resistencia en paralelo con el arrollamiento de campo.

El punto central de la resistencia está conectado a tierra a través de un relé sensible a la corriente. Si un punto de circuito de campo se pone en contacto a tierra, el relé se activará en

virtud de la corriente que circula a través de él. La principal desventaja de esta técnica es que no se detectará ninguna falla si el punto central del arrollamiento de campo se conecta a tierra.

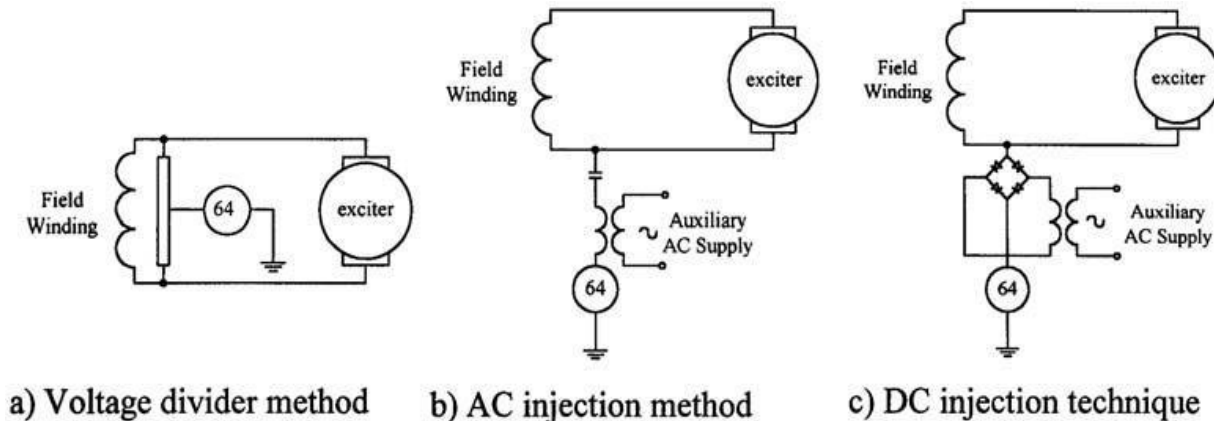


FIG. 9.7 Diversas técnicas para la protección del terreno.

La segunda técnica (Fig. 9.7b) implica aplicar una tensión de CA en un punto del arrollamiento de campo. Si el arrollamiento de campo se conecta a tierra en algún lugar, circulará una corriente alterna por el relé y hará que opere.

La tercera técnica (Fig. 9.7c) implica inyectar una tensión de CC en lugar de una tensión de CA. El resultado es el mismo cuando el circuito de campo se pone en contacto a tierra en algún momento.

La mejor protección contra fallas a tierra de campo es sacar el generador del servicio tan pronto como se detecte la primera falla a tierra.

- **Protección contra la pérdida de excitación (40)**

Se produce una pérdida de excitación en un generador cuando ya no se suministra corriente de campo. Esta situación puede desencadenarse por una variedad de circunstancias, que desembocarán en la siguiente situación:

1. Cuando se remueve el suministro de campo, la potencia activa del generador permanecerá casi constante durante los próximos segundos. Debido a la caída en la tensión de excitación, la tensión de salida del generador cae gradualmente. Para compensar la caída de tensión, la corriente aumenta aproximadamente a la misma velocidad.
2. El generador queda subexcitado y absorberá incrementalmente potencia reactiva negativa.
3. Debido a que la relación de la tensión del generador sobre la corriente se hace más y más pequeña, con la fase de la corriente en adelante respecto a la fase de la tensión, la impedancia de secuencia positiva del generador medida en sus terminales entrará en el plano de impedancia en el segundo cuadrante. La experiencia ha demostrado que la impedancia de secuencia positiva se establecerá en un valor entre X_d y X_q . La protección más popular contra una situación de pérdida de excitación utiliza un relé offset-mho como se muestra en Fig. 9.8 (IEEE, 1989). El relé se suministra con tensiones y corrientes de terminales del generador y normalmente está asociado con un retardo de tiempo definido. Muchos relés digitales modernos utilizarán la tensión y la corriente de secuencia positiva para evaluar la impedancia de secuencia positiva, vista desde los terminales del generador.

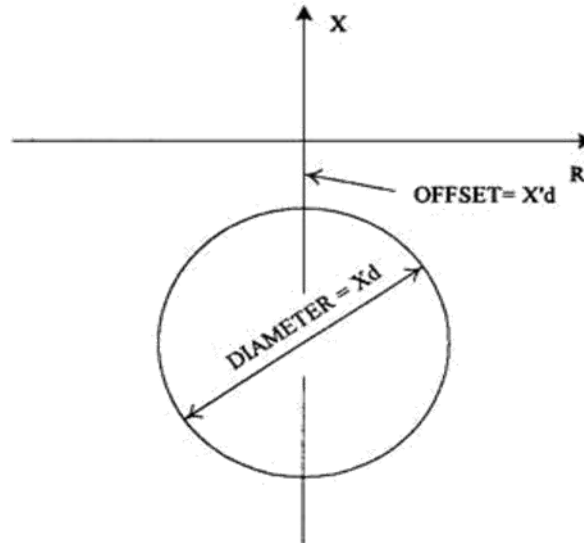


FIG. 9.8 Pérdida de excitación offset-mho característica.

La Fig. 9.9 muestra la trayectoria de la impedancia de secuencia positiva simulada digitalmente de un generador de 200 MVA conectado a un bus infinito a través de un transformador de impedancia del 8% cuando la tensión de campo se elimina en 0 segundos.

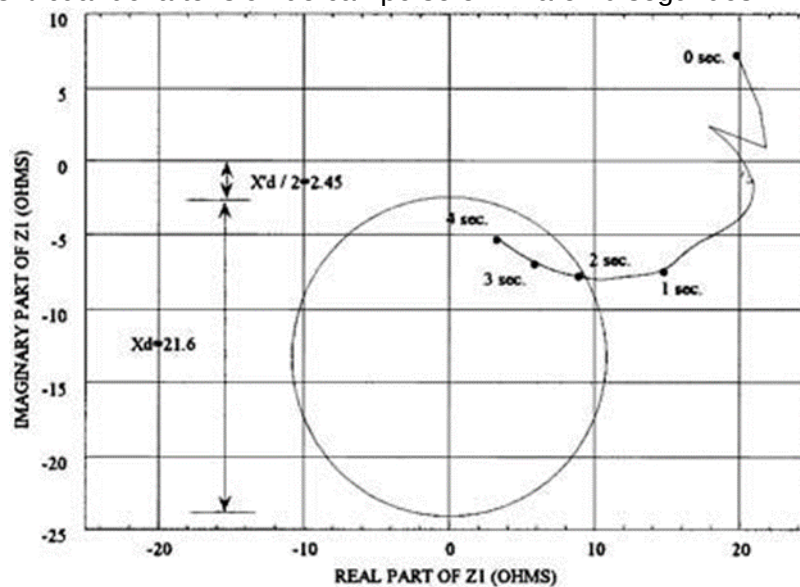


FIG. 9.9 Trayectoria de impedancia de secuencia positiva de pérdida de campo.

- **Desbalance de corrientes (46)**

El desbalance de corrientes en el estator con su posterior producción de corriente de secuencia negativa es la causa de las corrientes de doble frecuencia en la superficie del rotor. Esto, a su vez, puede causar un exceso sobrecalentamiento del rotor y provocar daños térmicos y mecánicos sustanciales (debido a los efectos de la temperatura).

Los motivos del desbalance de corrientes temporal o permanente son numerosos:

- asimetrías del sistema

- cargas desequilibradas
- fallas desequilibradas del sistema o circuitos abiertos
- disparo unipolar con recierre posterior

La energía suministrada al rotor sigue una ley puramente térmica y es proporcional al cuadrado de la corriente de secuencia negativa. En consecuencia, se alcanza un límite térmico K cuando se resuelve la siguiente ecuación integral:

$$K = \int_0^t I_2^2 dt \quad (9.7)$$

En esta ecuación, tenemos:

K = constante que depende del diseño del generador y el tamaño I_2^2 = Valor RMS, de la corriente de secuencia negativa

t = tiempo

La ecuación integral se puede expresar como una característica de tiempo-corriente inversa donde el tiempo máximo se da como la variable de corriente de secuencia negativa:

$$t = \frac{K}{I_2^2} \quad (9.8)$$

En esta expresión, la magnitud de la corriente de secuencia negativa se ingresa generalmente como un porcentaje de la corriente de fase nominal y la integración tendrá lugar cuando la corriente de secuencia negativa medida sea mayor que un umbral porcentual.

La constante de capacidad térmica, K, se determina mediante test realizado por el fabricante del generador. Se suministran corrientes de secuencia negativa a la máquina en la que se han instalado termopares ubicados estratégicamente. Se registran los aumentos de temperatura y se infiere la capacidad térmica.

Se pueden suministrar relés cuarenta y seis (46) en las tres tecnologías (electromecánica, estática o digital). Idealmente, la corriente de secuencia negativa debe medirse en magnitud rms. Se pueden encontrar varios principios de medición. Los relés digitales podrían medir la componente fundamental de la corriente de secuencia negativa porque esta podría ser el principio básico para la medición fasorial. Fig. 9.10 representa una característica típica del relé.

- **Protección anti-motorización (32)**

Existen varias situaciones en las que un generador podría funcionar como motor. La protección anti-motorización se aplica más específicamente en situaciones en las que se elimina el suministro del motor principal a un generador que alimenta una red a velocidad síncrona con el campo normalmente excitado. El sistema de eléctrico impulsará al generador como un motor.

Se puede desarrollar una condición de motor si un generador está conectado incorrectamente al sistema de potencia. Esto sucederá si el interruptor del generador se cierra inadvertidamente a una velocidad menor que la síncrona. Las situaciones típicas son cuando el generador está girando, reduciendo la velocidad al punto de parada o ha llegado ya al punto de parda. Esta

condición de motorización ocurre durante lo que se llama "energización inadvertida del generador". Los esquemas de protección que responden a esta situación son diferentes y se abordarán más adelante en este artículo.

La motorización causará efectos adversos, especialmente en el caso de las turbinas de vapor. El fenómeno básico es que la rotación del rotor de la turbina y los álabes en un medio de vapor causará pérdidas de viento.

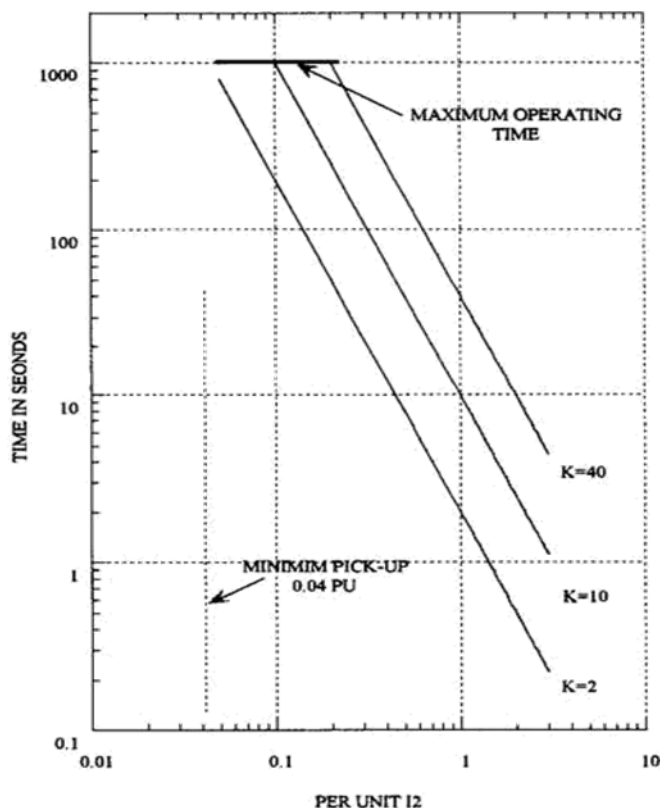


FIG. 9.10 Típica curva estática o digital de tiempo inverso 46.

Las pérdidas de viento son una función del diámetro del rotor, la longitud del álabes y son directamente proporcionales a la densidad del vapor encerrado. Por lo tanto, en cualquier situación, en la que la densidad del vapor sea alta, podrían producirse pérdidas de viento perjudiciales. De la discusión anterior, se puede concluir que la protección anti-motorización es más una protección del motor primario que una protección de generador.

El medio más obvio para detectar la anti-motorización es monitorear el flujo de potencia activa hacia el generador. Si ese flujo se vuelve negativo por debajo de un nivel preestablecido, se detecta una condición de motorización. La sensibilidad y la configuración del relé de potencia dependen de la energía consumida por máquina de impulso principal considerada ahora como motor.

Con una turbina de gas, el compresor grande representa una carga sustancial que podría alcanzar hasta el 50% del valor nominal de la placa de características de la unidad. La sensibilidad del relé de potencia no es un problema y definitivamente no es crítica. Con un motor tipo diesel (sin ignición en los cilindros), la carga podría alcanzar hasta el 25% del valor nominal de la unidad y la sensibilidad, una vez más, no es crítica. Con hidroturbinas, si los álabes están debajo de nivel de descarga, la energía de motorización es alta. Si está arriba, la

potencia inversa es baja, aprox. 0.2 a 2% de la potencia nominal y se necesita un relé de potencia inversa sensible. Con turbinas de vapor que funcionan a vacío total y entrada de vapor cero, el motor absorberá del 0,5 al 3% de la capacidad nominal de la unidad. Entonces se requiere un relé de potencia sensible.

- **Protección contra sobreexcitación (24)**

Cuando el hierro del núcleo magnético del generador o transformador elevador se satura más allá de la capacidad nominal, se inducen flujos parásitos en componentes no laminados. Estos componentes no están diseñados para transportar flujo y, por lo tanto, pueden producirse daños térmicos o dieléctricos rápidamente.

En circuitos magnéticos dinámicos, las tensiones son generadas por la Ley de Lenz:

$$V = K \frac{d\phi}{dt} \quad (9.9)$$

La tensión medida puede integrarse para obtener una estimación del flujo. Suponiendo una tensión sinusoidal de magnitud V_p y frecuencia f , e integrando durante un intervalo de medio ciclo positivo o negativo:

$$\phi = \frac{1}{K} \int_0^{T/2} V_p \sin(\omega t + \theta) dt = \frac{V_p}{2\pi f K} (-\cos \omega t) \Big|_0^{T/2} \quad (9.10)$$

, se puede derivar un estimado del flujo que es proporcional al valor de la tensión pico sobre la frecuencia. Este tipo de protección se denomina volt por hertz.

$$\phi \approx \frac{V_p}{f} \quad (9.11)$$

El valor estimado del flujo se puede comparar con un umbral de máximo valor. Con la tecnología estática, los relés de volt por hertz prácticamente integrarían la tensión monitoreado durante un período de tiempo de medio ciclo positivo o negativo (o ambos) y desarrollarían un valor que sería proporcional al flujo. Con los relés digitales, dado que la medición de la frecuencia junto con las magnitudes de las tensiones de fase están continuamente disponibles, se realizaría un cálculo de relación directa como se muestra en la ecuación (9.11).

Los límites de la norma ANSI / IEEE son 1.05 pu para generadores y 1.05 para transformadores (en base del secundario del transformador, con carga nominal, 0.8 de factor de potencia o mayor; 1.1 pu sin carga). Ha sido tradicional proporcionar características de tiempo definido o de tiempo inverso según lo recomendado por las guías y estándares ANSI / IEEE. La Fig. 9.11 representa una característica típica de tiempo definido dual mientras que la Fig. 9.12 representa una característica combinada de tiempo definido e inverso.

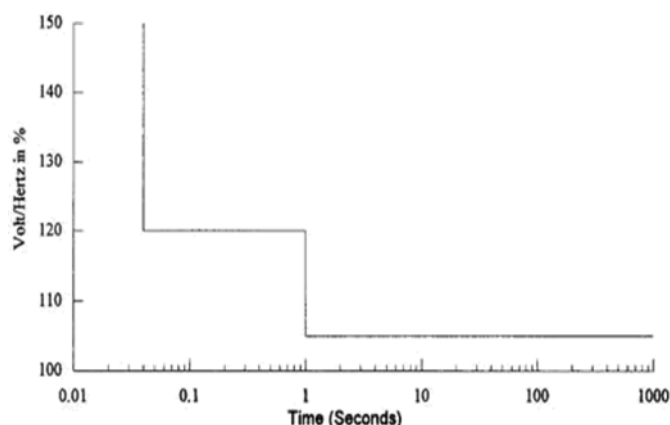


FIG. 9.11 Doble característica de tiempo definido.

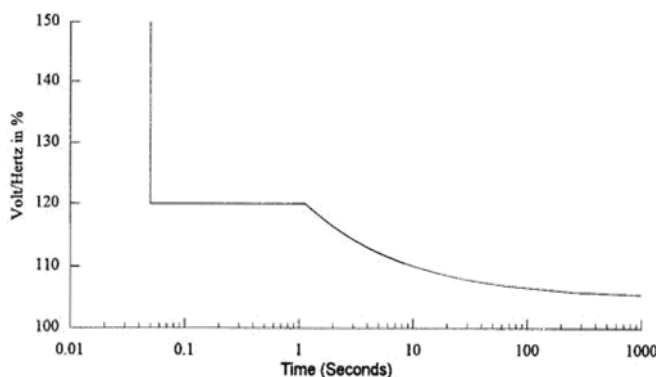


FIG. 9.12 Características combinadas de tiempo definido e inverso.

Uno de los requisitos principales de un relé de volt/hertz es que debe medir tanto la magnitud de tensión como la frecuencia en un amplio rango de frecuencia.

- **Sobretensión (59)**

Se puede dar una condición de sobretensión sin exceder los límites de volt por hertz. Por esa razón, se recomienda un relé de sobretensión. Particularmente para las unidades hidráulicas, la norma ANSI/IEEE C37-102 recomienda tanto un elemento instantáneo como uno inverso. El valor instantáneo debe ajustarse ente 130% a 150% de la tensión nominal y el elemento inverso debe tener un tensión de arranque del 110% de la tensión nominal. Se debe verificar la coordinación con el regulador de tensión.

- **Protección contra desbalance de tensiones (60)**

La pérdida de una señal de tensión de fase puede deberse a varias causas. La causa principal de este problema es un fusible fundido en el circuito del transformador de tensión (VT). Otras causas pueden ser un error de cableado, una falla del VT, una apertura de contacto, una operación incorrecta durante el mantenimiento, etc.

Dado que el propósito de estos VT es proporcionar señales de tensión a los relés de protección y al regulador de tensión, el efecto inmediato de una pérdida de señal del VT será la posible operación incorrecta de algunos relés o funciones de protección, y causa de la sobreexcitación

del generador por parte del regulador de tensión. Entre los relés de protección que se verán afectados por la pérdida de la señal del TV están:

- **Función 21:** relé de distancia. Respaldo para fallas de fase del sistema y de la zona del generador.
- **Función 32:** relé de potencia inversa. Función anti-motorización, disparo secuencial y funciones de energización inadvertida.
- **Función 40:** Protección contra pérdida de campo.
- **Función 51V:** relé de sobrecorriente de tiempo restringido por tensión. Normalmente, estas funciones deben bloquearse si se detecta una condición de falla del fusible.

Es una práctica común que los generadores grandes utilicen dos conjuntos de TV para protección, regulación de tensión y medición. Por lo tanto, la práctica más común para la detección de pérdida de señales de TV es usar un relé de balance de tensión como se muestra Fig. 9.13 en cada par de tensiones de fase secundaria. Cuando se funde un fusible, la relación de tensión se desequilibra y el relé funciona. Típicamente, el desbalance de tensión se ajusta en alrededor del 15%.

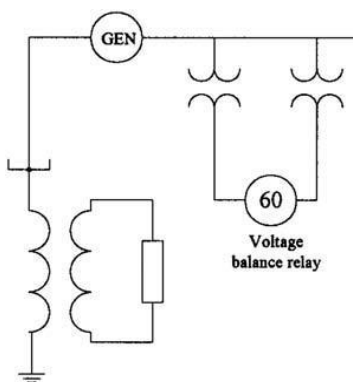


FIG. 9.13 Ejemplo de relé de equilibrio de tensión.

La llegada de los relés digitales ha permitido el uso de sofisticados algoritmos basados en componentes simétricas para detectar la pérdida de señal de TV. Cuando se produce una situación de pérdida de una o más de las señales de TV, se desarrollan las siguientes condiciones:

- Habrá una caída en la tensión de secuencia positiva acompañado de un aumento en la magnitud de la tensión de secuencia negativa. La magnitud de esta caída dependerá del número de fases afectadas por falla del fusible.
- En el caso de pérdida de señal de TV y, contrario a una condición de falla, no debería haber ningún cambio en las magnitudes y fases de la corriente. Por lo tanto, las corrientes de secuencia negativa y cero deben permanecer por debajo de un valor de tolerancia pequeño. Una condición de falla se puede distinguir de una pérdida de señal de TV al monitorear los cambios en los niveles de corriente de secuencia positiva y negativa. En el caso de pérdida de señales de TV, estos cambios deben permanecer por debajo de un pequeño nivel de tolerancia.

Todas las condiciones anteriores se pueden incorporar en un diagrama complejo de lógica para determinar si efectivamente ha habido una condición de pérdida de señal de TV o una falla. La Fig. 9.14 representa la implementación lógica de falla de fusible simple y doble de un TV basado en componentes simétricas.

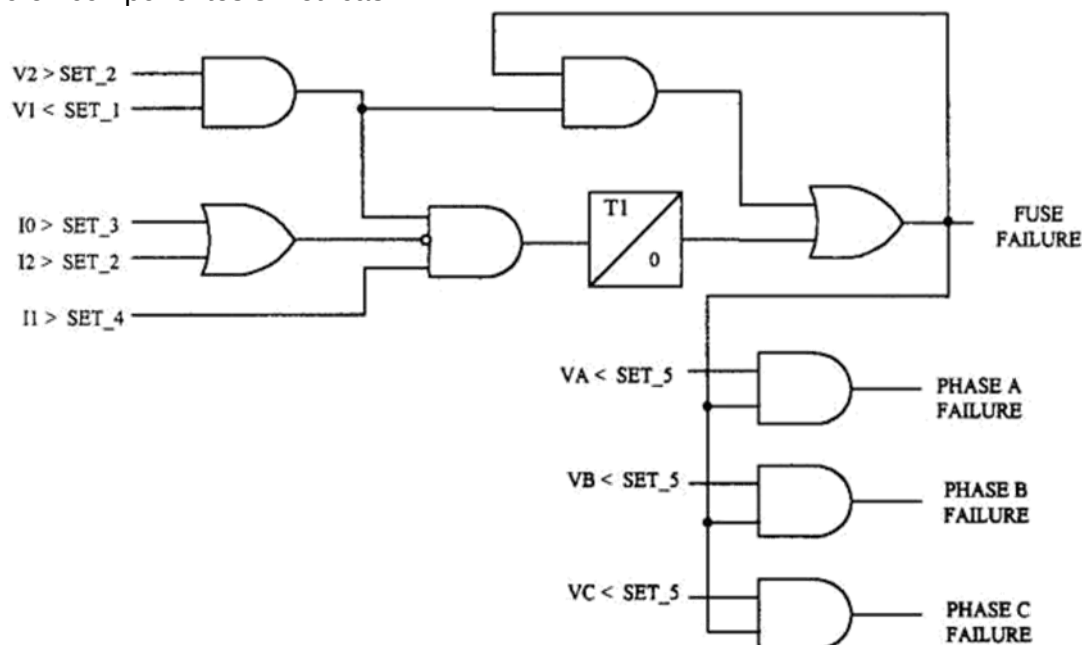


FIG. 9.14 Implementación de las componentes simétricas en la detección de falla de fusible.

Si se cumplen las siguientes condiciones al mismo tiempo (y condiciones de los comparadores lógicos) durante un tiempo de retardo mayor que T1:

- la tensión de secuencia positiva está por debajo de un valor establecido de tensión SET_1,
- la tensión de secuencia negativa está por encima de un valor establecido de tensión SET_2,
- existe un pequeño valor de corriente tal que la corriente de secuencia positiva I_1 está por encima de un valor de ajuste pequeño SET_4 y las corrientes de secuencia negativa y cero I_2 e I_0 no exceden un valor de ajuste pequeño SET_3,

, entonces una condición de falla del fusible se elevará a uno y permanecerá en ese estado gracias al efecto de bloqueo. La falla del fusible de una fase específica se puede detectar al monitorear el nivel de tensión de cada fase y compararlo con un valor establecido SET_5. Tan pronto como la tensión de secuencia positiva retorne a un valor mayor que el valor establecido SET_1 y la tensión de secuencia negativa se haga cero, la condición de falla del fusible vuelve a un estado cero.

- **Protección de respaldo del sistema (51V y 21)**

La protección de respaldo del generador no se aplica a fallas del generador, sino más bien a fallas del sistema que no han sido despejadas a tiempo por la protección primaria del sistema, pero que requieren la desconexión del generador para que la falla sea eliminada. Por definición, estas son funciones de protección con retardo de tiempo que deben coordinarse con el sistema de protección primario.

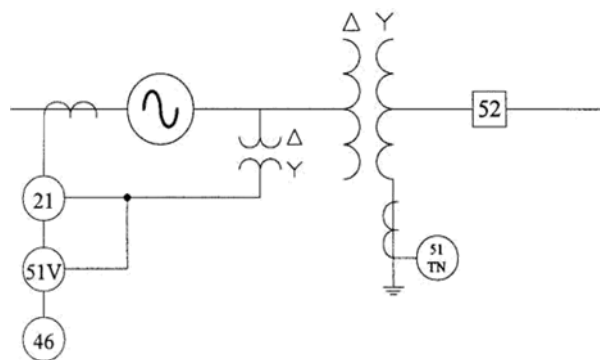


FIG. 9.15 Esquema básico de protección de respaldo.

La protección de respaldo del sistema (Fig. 9.15) debe proporcionar protección tanto para fallas de fase como para fallas a tierra.

Con el propósito de proteger contra fallas de fase, se aplican con mayor frecuencia dos soluciones: el uso de relés de sobrecorriente con restricción de tensión o control de tensión, o relés de tipo impedancia.

El principio básico detrás del concepto de supervisar el relé de sobrecorriente por tensión es que una falla externa al generador y al sistema tendrá el efecto de reducir la tensión en los terminales del generador. Este efecto se está utilizando en ambos tipos de aplicaciones de sobrecorriente: el relé de sobrecorriente controlado por tensión bloqueará el elemento de sobrecorriente a menos que la tensión esté por debajo de un valor preestablecido, y el elemento de sobrecorriente de restricción de tensión tendrá su corriente de actuación reducida en una magnitud proporcional a la reducción de tensión (ver Fig. 9.16).

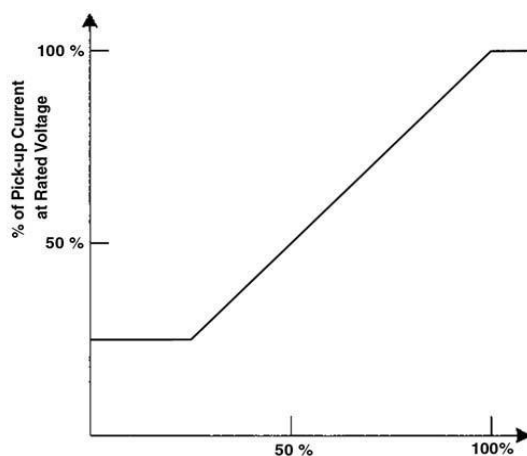


FIG. 9.16 Principio del relé de sobrecorriente de restricción de tensión.

La protección de respaldo del tipo de impedancia podría aplicarse del lado de baja o de alta del transformador elevador. Normalmente, tres elementos 21 cubrirán todos los tipos de fallas de fase en el sistema como en un relé de línea.

Como se muestra en Fig. 9.17, se permite un off-set reverso en el elemento mho para que el respaldo de seguridad pueda cubrir parcialmente o totalmente los arrollamientos del generador.

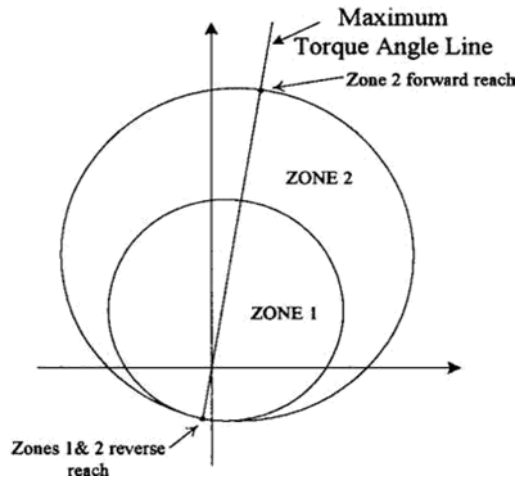


FIG. 9.17 Aplicación típica de elementos 21.

- **Protección contra pérdida de sincronismo (out-of-step)**

Cuando hay un equilibrio entre la generación y la carga en una red eléctrica, la frecuencia de la red será estable y el ángulo interno de los generadores permanecerá constante entre sí. Sin embargo, si ocurre un desequilibrio (pérdida de generación, adición repentina de carga, falla de la red, etc.), el ángulo interno de un generador sufrirá algunos cambios y podrían ocurrir dos situaciones: se alcanzará un nuevo estado estable después de que la perturbación ocurrida, desaparezca, o el ángulo interno del generador no se estabilizará y el generador funcionará siguiendo al resto de la red (ángulo interno móvil y frecuencia diferente). En el último caso, se implementa una protección de pérdida de sincronismo para detectar la situación.

Ese principio puede visualizarse considerando la red de dos fuentes de la Fig. 9.18. Si el ángulo entre las dos fuentes es θ y la relación entre las magnitudes de tensión es $n = E_G/E_S$, entonces la impedancia de secuencia positiva vista desde la ubicación será:

$$Z_R = \frac{n(Z_G + Z_T + Z_S)(n - \cos \theta - j \sin \theta)}{(n - \cos \theta)^2 + \sin^2 \theta} - Z_G. \quad (9.12)$$

Si n es igual a uno, la Ec. (9.12) se simplifica a:

$$Z_R = \frac{n(Z_G + Z_T + Z_S) \left(1 - j \cotg \frac{\theta}{2}\right)}{2} - Z_G \quad (9.13)$$

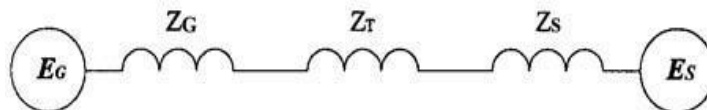


FIG. 9.18 Red elemental de dos fuentes.

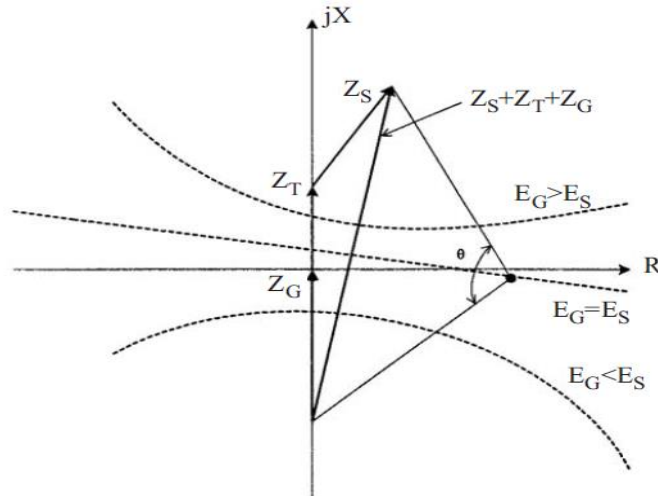


FIG. 9.19 Locus de impedancia para diferentes ángulos de fuente.

El locus de impedancia representado por esta ecuación es una línea recta, perpendicular y que cruza el vector $Z_s + Z_T + Z_G$ en su punto medio. Si n es diferente de 1, los loci se convierten en círculos como se muestra en la Fig. 9.19. El ángulo θ entre las dos fuentes es el ángulo entre los dos segmentos que unen Z_R a la base de Z_G y la punta de Z_s . Normalmente, ese ángulo tomará un valor pequeño. En una condición de pérdida de sincronismo, tomará un valor mayor y cuando alcance 180° , cruzará $Z_s + Z_T + Z_G$ en su punto medio.

Normalmente, debido a la inercia de la máquina, la impedancia Z_R se mueve lentamente. El fenómeno puede aprovecharse, y la combinación de un relé mho y dos blinders detectará una condición pérdida de sincronismo, como se muestra en la Fig. 9.20. En esta aplicación, se supondrá que se detecta una condición pérdida de sincronismo cuando el locus de impedancia entra en el círculo mho y permanece entre los dos blinders durante un intervalo de tiempo más largo que un retardo de tiempo definido predeterminado. Implícito en este esquema está el hecho de que se supone que el ángulo entre las dos fuentes toma un gran valor cuando Z_R cruza los blinders. La implementación de una protección por pérdida de sincronismo normalmente requerirá algunos estudios cuidadosos y eventualmente requerirá algunas simulaciones de estabilidad para determinar la naturaleza y el lugar de los cambios estables e inestables. Uno de los requisitos primordiales de una protección de pérdida de sincronismo es no disparar el generador en caso de una oscilación estable.

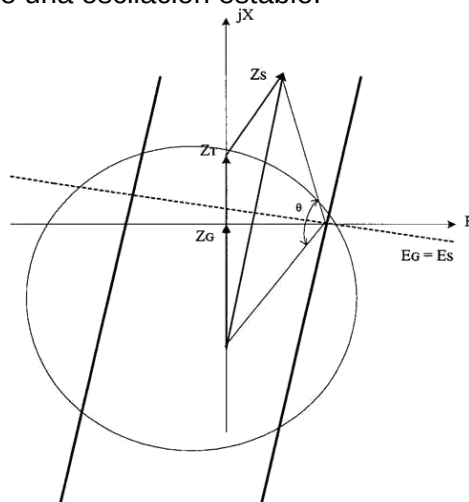


FIG. 9.20 Detector mho de pérdida de sincronismo con blinders.

- **Operación de frecuencia anormal del generador de turbina**

Aunque no es una preocupación para los generadores hidráulicos, la protección contra la operación en frecuencia anormal se convierte en un problema en las turbinas de vapor. Si la turbina gira a una frecuencia que no sea síncrona, los álabes en el elemento de turbina de baja presión podrían resonar a su frecuencia natural. La fatiga mecánica de la cuchilla podría resultar con daños y fallas posteriores.

La Fig. 9.21 (ANSI C37.106) representa una curva típica de limitación operativa de turbina de vapor. Se permite la operación continua alrededor de 50-60 Hz.

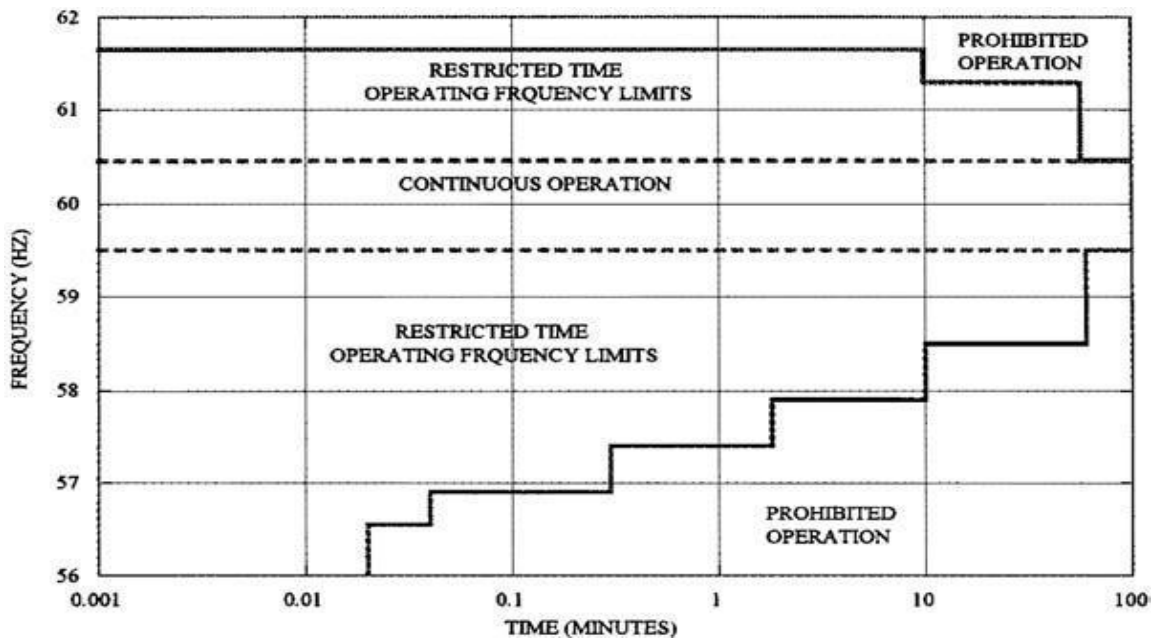


FIG. 9.21 Característica típica de funcionamiento de la turbina de vapor. (Modificado de ANSI / IEEE C37.106-1987.)

Existen zonas de tiempo limitado por encima y por debajo de las regiones de operación continua. Las regiones de operación prohibidas se encuentran más allá de tales regiones.

Con el advenimiento de los modernos relés basados en microprocesador de generador (IEEE, 1989), no parece haber un consenso emergente entre los fabricantes de relés y turbinas, con respecto a la implementación digital de protección por sub-frecuencia de turbinas. Sin embargo, se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- La medición de frecuencia normalmente está disponible de forma continua y en un amplio rango de frecuencias. Se ha logrado una precisión mayor a 0.01 Hz en la medición de frecuencia.
- En prácticamente todos los productos, se pueden combinar varias funciones independientes de tiempo definido de sobre o baja frecuencia para formar una curva compuesta.

Por lo tanto, con la tecnología digital, es fácilmente implementable un esquema típico de sobre-/sub-frecuencia, como se muestra en Fig. 9.22, que comprende dos elementos, uno de sobre-frecuencia de tiempo definido y otro de sub-frecuencia de tiempo definido.

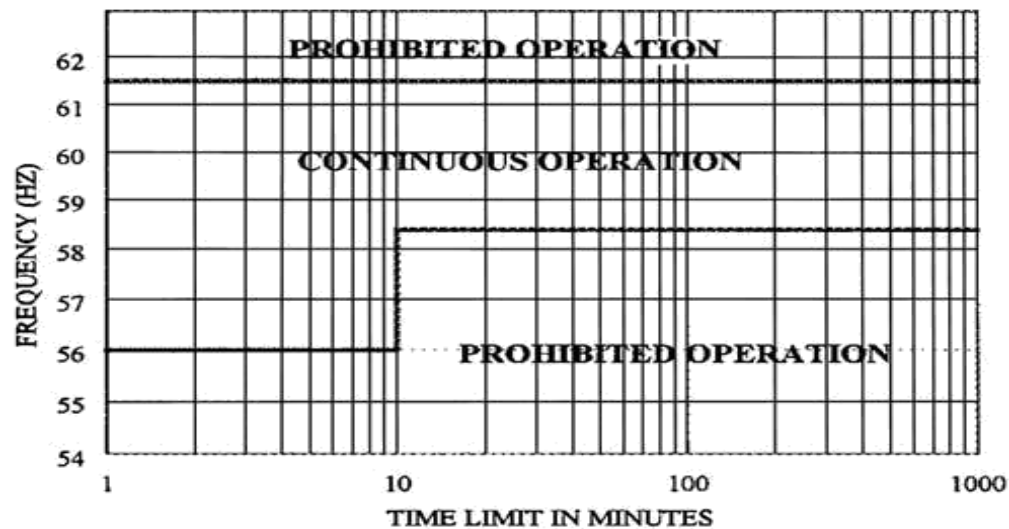


FIG. 9.22 Característica típica de protección de frecuencia anormal.

- **Protección contra la energización accidental**

En el pasado se han producido una serie de fallas catastróficas cuando los generadores síncronos se activaron accidentalmente mientras estaban parados.

Entre las causas de tales incidentes se encuentran los errores humanos, la desviación del interruptor o el mal funcionamiento de los circuitos de control.

Se han ideado varios esquemas de protección para proteger el generador contra la activación accidental. El principio básico es monitorear la condición fuera de servicio y detectar una activación accidental inmediatamente después de ese estado. Como ejemplo, la Fig. 9.23 muestra una aplicación que utiliza un relé de sobrefrecuencia que supervisa tres elementos instantáneos de sobrecorriente monofásica.

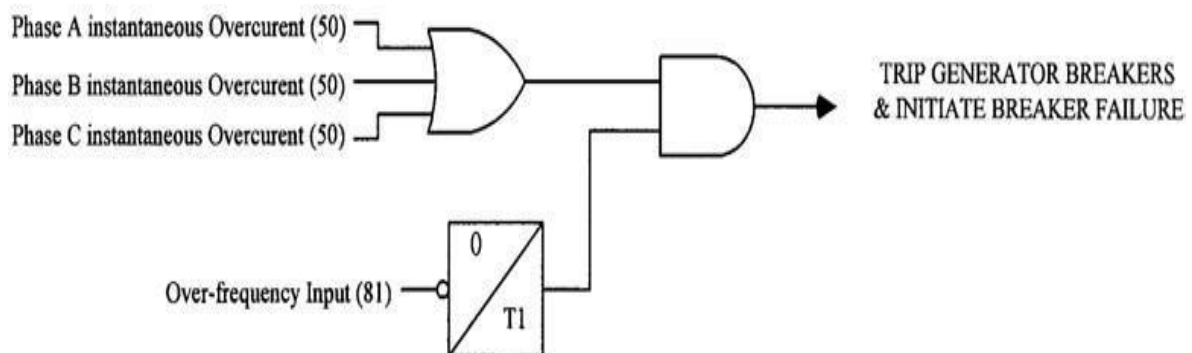


FIG. 9.23 Protección contra energización inadvertida por sobrecorriente supervisada por frecuencia.

Cuando el generador se pone fuera de servicio o el elemento de sobre-frecuencia se resetea, el temporizador se activará. Si se produce una energización accidental, el elemento de

sobrefrecuencia se activará, pero debido al retardo de desconexión del temporizador, los elementos de sobrecorriente instantánea tendrán tiempo para iniciar la apertura de los interruptores del generador. La supervisión también podría implementarse utilizando un relé de tensión.

La energización accidental causada por un flashover trifásico o monofásico del interruptor que ocurra durante el proceso de sincronización del generador, no será detectado por la lógica de la Fig. 9.23. En tal caso, para cuando el generador se haya acoplado a la velocidad síncrona, se habrían bloqueado las salidas del elemento de sobrecorriente.

- **Falla del interruptor del generador**

La falla del interruptor del generador sigue el patrón general de la misma función que se encuentra en otras aplicaciones: una vez que un dispositivo de protección ha detectado una falla, un temporizador monitoreará la eliminación de la falla. Si, después de un retardo de tiempo, la falla aún se detecta, se llega a la conclusión de que los interruptores no se han abierto y se enviará una señal para abrir los interruptores de respaldo.

La Fig. 9.24 muestra un diagrama convencional de falla de interruptor donde se ha agregado provisión para detectar un flashover que ocurre antes de la sincronización del generador: además de la detección de falla de los relés de protección, se detecta una condición de flashover mediante el uso de un relé de sobrecorriente instantáneo instalado en el neutro del transformador elevador. Si este relé se activa y el contacto de posición del interruptor (52b) está cerrado (interruptor abierto), entonces se confirma una condición de flashover y se inicia la falla del interruptor.

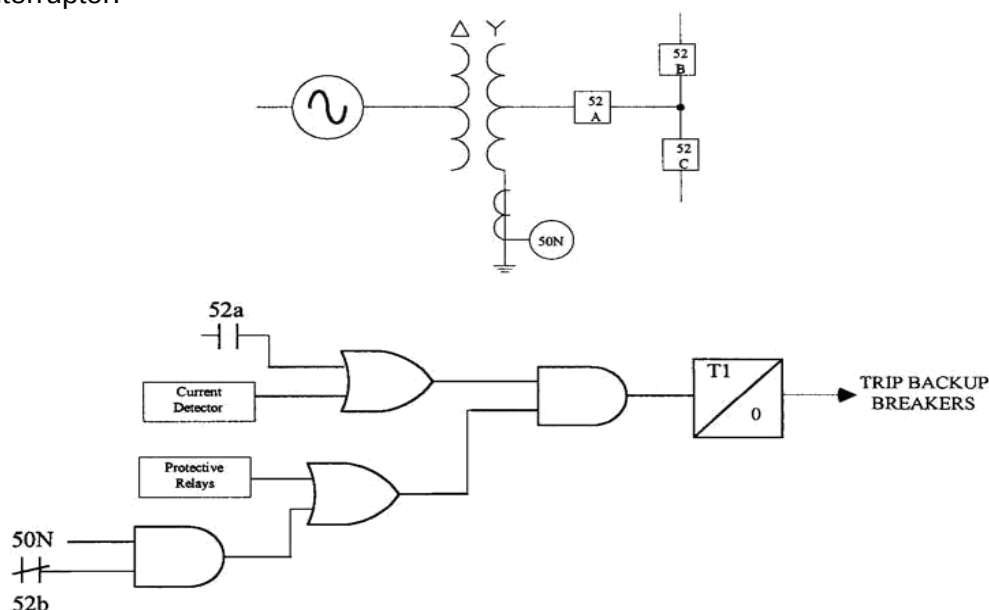


FIG. 9.24 Lógica de falla del interruptor con protección antideslumbrante.

- **Principios de disparo del generador**

Por lo general, se implementan varios métodos para aislar un generador una vez que se ha detectado una falla. Se dividen en cuatro grupos:

- El disparo simultáneo implica desconectar simultáneamente la máquina de impulso cerrando sus válvulas, y abriendo los interruptores de campo y del generador. Esta técnica es muy recomendable para fallas internas severas del generador.
- El disparo del generador implica abrir simultáneamente los interruptores de campo y generador.
- La separación de la unidad implica abrir solo el interruptor del generador.
- El disparo secuencial es aplicable a las turbinas de vapor e implica el primer disparo de las válvulas de la turbina para evitar cualquier exceso de velocidad de la unidad. Luego, se abren los interruptores de campo y del generador.

La Fig. 9.25 representa un posible esquema lógico para la implementación de una función de disparo secuencial. Si se cumplen las siguientes tres condiciones, (1) la potencia activa está por debajo de un umbral preestablecido negativo SET_1, (2) la válvula de vapor o un interruptor de presión diferencial está cerrado (cualquiera de las dos condiciones indica la extracción del motor de impulso principal), (3) la función de disparo secuencial está habilitada, luego se enviará una señal de disparo al generador y a los interruptores de campo.

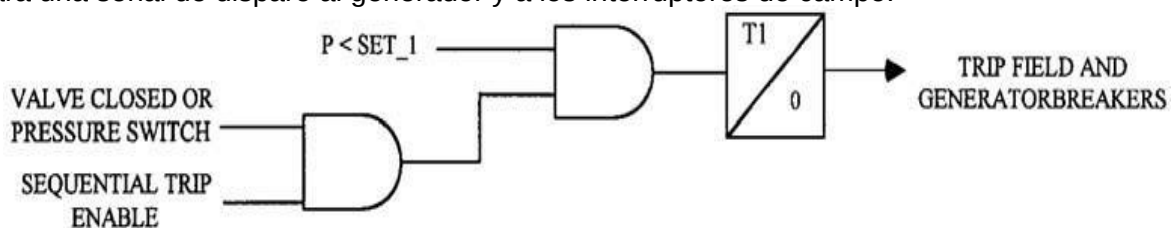


FIG. 9.25 Implementación de una función de disparo secuencial.

• **Impacto de los relés digitales multifuncionales del generador (1)**

El último salto tecnológico en la protección del generador ha sido el lanzamiento de relés digitales multifunción por varios fabricantes (Benmouyal, 1988; Yalla, 1992; Benmouyal, 1994; Yip, 1994). Con características más sofisticadas disponibles a través de algoritmos en el software, se pueden mejorar las características de las funciones de protección del generador. Por lo tanto, los relés multifunción tienen muchas ventajas, la mayoría de las cuales provienen de la tecnología en la que se basan.

(1) Esta sección fue publicada previamente en forma modificada en el Working Group J-11 of PSRC, Application of multifunction generator protection systems, *IEEE Trans. on PD*, 14(4), Oct. 1999.

• **Mejoras en el procesamiento de señales**

La mayoría de los relés multifunción utilizan algoritmos basados en la transformada discreta de Fourier (DFT) de ciclo completo para la estimación de la componente fundamental de los fasores de corriente y tensión. En consecuencia, se beneficiarán de las propiedades de filtrado inherentes proporcionadas por los algoritmos, tales como:

- inmunidad de la componente DC y buena supresión del offset que decae exponencialmente debido al gran valor de las constantes de tiempo X/R en generadores;
- inmunidad a los armónicos;

- Tiempo de respuesta nominal de un ciclo para las funciones de protección que requieren una respuesta rápida.

Dado que las magnitudes de secuencia se calculan matemáticamente a partir de los fasores de tensión y corriente, también se benefician de las ventajas anteriores.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los fasores de la fundamental de las formas de onda no son los únicos parámetros utilizados en los relés digitales multifunción. Otros parámetros como los valores pico o rms de las formas de onda se pueden adquirir igualmente a través de algoritmos simples, dependiendo de las características de un algoritmo particular.

Se han utilizado varias técnicas para hacer que la medición de las magnitudes fasoriales sea independiente de la frecuencia y, por lo tanto, lograr sensibilidades estables durante grandes variaciones de la frecuencia. Una técnica se conoce como seguimiento de frecuencia y consiste en tener una cantidad de muestras en un ciclo que es constante, independientemente del valor de la frecuencia o la velocidad del generador. Un lazo digital de fase bloqueada por software permite la implementación de dicho esquema y proporcionará inherentemente una medición directa de la frecuencia o la velocidad del generador (Benmouyal, 1989). Una segunda técnica mantiene el período de muestreo fijo, pero varía la duración del tiempo de la ventana de datos para seguir el período de la frecuencia del generador. Esto da como resultado un número variable de muestras en los ciclos (Hart et al., 1997). Una tercera técnica consiste en medir el valor cuadrático medio de una forma de onda de corriente o tensión. La variación de esta magnitud con la frecuencia es muy limitada y, por lo tanto, esta técnica permite medir la magnitud de una forma de onda en un amplio rango de frecuencias.

Una mejora adicional consiste en medir la frecuencia del generador digitalmente. La precisión, en la mayoría de los casos, será una centésima de hertz o mejor, y se puede lograr una buena inmunidad a los armónicos y al ruido con algoritmos modernos.

- **Mejoras en funciones de protección**

Las siguientes funciones se beneficiarán de algunas ventajas inherentes de la capacidad del procesamiento digital:

- Se pueden atribuir varias mejoras a la protección diferencial del estator. La primera es la detección de la saturación del TC en caso de fallas externas que podrían hacer que se dispare el relé de protección. Cuando las relaciones de los CT no coinciden perfectamente, la diferencia puede introducirse automática o manualmente en el algoritmo para suprimir la diferencia.
- Ya no es necesario proporcionar una conversión Δ -Y para los elementos 21 de respaldo para cubrir la falla de fase en el lado de alta del transformador de tensión. Esa conversión se puede lograr matemáticamente dentro del relé.
- En el área de detección de fusibles quemados por TV, el uso de las componentes simétricas permite la identificación de la fase con falla. Por lo tanto, se pueden implementar esquemas lógicos complejos donde solo se bloqueará la función de protección afectada por la fase. Como ejemplo, si se implementa un 51V en las tres fases de forma independiente, será suficiente bloquear solo la función en la fase en la que se ha detectado un fusible quemado. Además, al contrario del esquema de relé de balance de tensión convencional, un solo VT será suficiente al usar este algoritmo moderno.

- Debido a las diferentes funciones que registran sus características en un intervalo de frecuencia grande, ya no es necesario monitorear la frecuencia para implementar la protección de arranque o parada.
- La protección de tierra del estator al 100% se puede mejorar mediante el uso de mediciones de tensión de tercer armónico tanto en la fase como en el neutro.
- La característica de un relé de impedancia mho de compensación en el plano R-X puede hacerse independiente de la frecuencia mediante el uso de una de las dos técnicas siguientes: el algoritmo de seguimiento de frecuencia mencionado anteriormente, o el uso de la secuencia positiva de tensión y corriente debido a su relación es independiente de la frecuencia.
- Las funciones que son intrínsecamente fenómenos trifásicos se pueden implementar utilizando y las magnitudes de la tensión y de corriente de secuencia positiva. La pérdida de campo o la pérdida de sincronismo son ejemplos.
- En la protección de potencia inversa, se puede obtener una precisión y sensibilidad mejoradas con la tecnología digital.
- La tecnología digital permite la posibilidad de adaptar curvas inversas de volt/hertz a las necesidades del usuario. La programabilidad completa de estas mismas curvas es fácilmente alcanzable. Desde esa perspectiva, la protección de volt/Hertz se mejora mediante una coincidencia más estrecha entre la curva implementada y la curva de daño del generador o transformador elevador.

Los paquetes de protección de generador multifunción tienen otras funciones que hacen uso de las capacidades inherentes de los dispositivos de microprocesador. Estos incluyen: oscilografía y registro de eventos, sincronización de tiempo, configuraciones múltiples, medición, comunicaciones, autocontrol y diagnósticos.

Referencias

- Benmouyal, G., An adaptive sampling interval generator for digital relaying, *IEEE Trans. on PD*, 4(3), July, 1989.
- Benmouyal, G., Design of a universal protection relay for synchronous generators, CIGRE Session, No. 34-09, 1988.
- Benmouyal, G., Adamiak, M. G., Das, D. P., and Patel, S. C., Working to develop a new multifunction digital package for generator protection, *Electricity Today*, 6(3), March 1994.
- Berdy, J., Loss-of-excitation for synchronous generators, *IEEE Trans. on PAS*, PAS-94(5), Sept./Oct. 1975.
- Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plant*, ANSI/IEEE C37.106.
- Guide for AC Generator Protection*, ANSI/IEEE C37.102.
- Guide for Generator Ground Protection*, ANSI/IEEE C37.101.
- Hart, D., Novosel, D., Hu, Y., Smith, R., and Egolf, M., A new tracking and phasor estimation algorithm for generator, *IEEE Trans. on PD*, 12(3), July, 1997.
- IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators*, IEEE Catalog No. 95TP102, 1995.
- IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*, ANSI/IEEE 242-1986.
- Ilar, M. and Wittwer, M., Numerical generator protection offers new benefits of gas turbines, International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition, Cologne, Germany, June 1992.
- Inadvertant energizing protection of synchronous generators, *IEEE Trans. on PD*, 4(2), April 1989.
- Wimmer, W., Fromm, W., Muller, P., and Ilar, F., Fundamental Considerations on User-Configurable Multifunctional Numerical Protection, 34-202, CIGRE 1996 Session.
- Working Group J-11 of PSRC, Application of multifunction generator protection systems, *IEEE Trans. on PD*, 14(4), Oct. 1999.
- Yalla, M. V. S., A digital multifunction protection relay, *IEEE Trans. on PD*, 7(1), January 1992.
- Yin, X. G., Malik, O. P., Hope, G. S., and Chen, D. S., Adaptive ground fault protection schemes for turbo-generator based on third harmonic voltages, *IEEE Trans. on PD*, 5(2), July, 1990.
- Yip, H. T., *An Integrated Approach to Generator Protection*, Canadian Electrical Association, Toronto, March 1994.

Protección de líneas de transmisión

El estudio de la protección de líneas de transmisión presenta muchas consideraciones fundamentales de transmisión que se aplican, en un grado u otro, a la protección de otros tipos de protección del sistema eléctrico. Cada componente del sistema eléctrico, por supuesto, tendrá problemas únicos, pero los conceptos de confiabilidad, selectividad, respaldo local y remoto, zonas de protección, coordinación y velocidad que pueden estar presentes en la protección de uno o más componentes eléctricos, están todos presentes en las consideraciones que rodean la protección de líneas de transmisión.

Como las líneas de transmisión también son vínculos con líneas adyacentes o equipos conectados, la protección de líneas de transmisión debe ser compatible con la protección de todos estos otros elementos. Esto requiere la coordinación de configuraciones, tiempos de operación y características.

El propósito de la protección del sistema de potencia es detectar fallas o condiciones de operación anormales e iniciar acciones correctivas. Los relés deben poder evaluar una amplia variedad de parámetros para establecer que se requiere una acción correctiva. Obviamente, un relé no puede evitar la falla. Su propósito principal es detectar la falla y tomar las medidas necesarias para minimizar el daño al equipo o al sistema. Los parámetros más comunes que reflejan la presencia de una falla son las tensiones y las corrientes en los terminales del componente protegido o en los límites de zona apropiados. El problema fundamental en la protección del sistema de potencia es definir las magnitudes que pueden diferenciar condiciones normales y anormales. Este problema se complica por el hecho de que "normal" en el sentido actual significa fuera de la zona de protección. Este aspecto, que es de la mayor importancia en el diseño de un sistema de protección seguro, domina el diseño de todos los sistemas de protección.

- **La naturaleza de la protección**

Confiabilidad-La confiabilidad, en el lenguaje de protección de sistemas de potencia, tiene definiciones especiales que difieren de la planificación habitual o el uso operativo. Un relé puede funcionar mal de dos maneras: puede dejar de funcionar cuando se requiere, o puede funcionar cuando no se requiere o no es deseable que lo haga. Para cubrir ambas situaciones, hay dos componentes para definir la confiabilidad:

Confianza - que se refiere a la certeza de que un relé responderá correctamente para todas las fallas para el que está diseñado y aplicado para operar; y,

Seguridad - que es la medida de que un relé no funcionará incorrectamente por cualquier falla.

La mayoría de los relés y esquemas de relés están diseñados para ser confiables, ya que el sistema en sí es lo suficientemente robusto como para soportar una desconexión incorrecta (pérdida de seguridad), mientras que una falla de desconexión (pérdida de confiabilidad) puede ser catastrófica en términos de rendimiento del sistema.

- **Zonas de proteccion**

La propiedad de seguridad se define en términos de regiones de un sistema de potencia, llamadas zonas de protección, de las cuales es responsable un determinado relé o sistema de protección. El relé se considerará seguro si responde solo a fallas dentro de su zona de protección. La Fig. 9.26 muestra zonas de protección típicas con líneas de transmisión, barras y transformadores, cada uno de los cuales reside en su propia zona. También se muestran las "zonas cerradas" en las que se monitorea todo el componente de potencia que ingresa a la zona, y las zonas "abiertas", cuyo límite varía con la corriente de falla. Las zonas cerradas también se conocen como "diferenciales", "unidad" o "absolutamente selectivas", y las zonas abiertas son "no unitarias", "sin restricciones" o "relativamente selectivas".

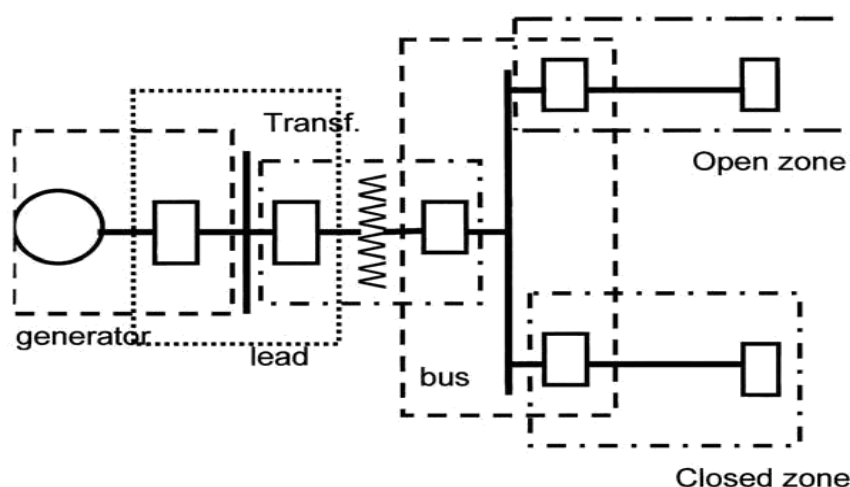


FIG. 9.26 Zonas de protección cerradas y abiertas. (Fuente: Horowitz, SH y Phadke, AG, *Retransmisión del sistema de potencia*, 2ª ed., 1995. Research Studies Press, Reino Unido Con permiso.)

La zona de protección está limitada por los transformadores de corriente (CT) que proporcionan la entrada a los relés. Mientras que un CT proporciona la capacidad de detectar una falla dentro de su zona, el interruptor de circuito (CB) brinda la capacidad de aislar la falla al desconectar todos los equipos de potencia dentro de su zona. Cuando un CT es parte del CB, se convierte en un límite de zona natural. Cuando el CT no es una parte integral del CB, se debe prestar especial atención a la detección de fallas y la lógica de interrupción de fallas. Los CT todavía definen la zona de protección, pero se debe usar un canal de comunicación para implementar la función de disparo.

- **Velocidad de relé**

Por supuesto, es deseable eliminar una falla del sistema de suministro lo más rápido posible. Sin embargo, el relé debe tomar su decisión basándose en las formas de onda de tensión y corriente, que están severamente distorsionadas debido a fenómenos transitorios que siguen a la ocurrencia de una falla. El relé debe separar la información significativa e importante contenida en estas formas de onda en las que debe basarse una decisión de relaying segura. Estas consideraciones exigen que el relé tome una cierta magnitud de tiempo para llegar a una decisión con el grado de certeza necesario. La relación entre el tiempo de respuesta del relé y su grado de certeza es inversa y es una de las propiedades más básicas de todos los sistemas de protección.

Aunque el tiempo de actuación de los relés a menudo varía entre límites amplios, los relés generalmente se clasifican por su velocidad de funcionamiento de la siguiente manera:

- (2) **Instantáneo**: estos relés funcionan tan pronto como se toma una decisión segura. No se introduce un retardo de tiempo intencional para ralentizar la respuesta del relé.
- (3) **Retardo de tiempo**: se inserta un retardo de tiempo intencional entre el tiempo de decisión del relé y el inicio de la acción de disparo.
- (4) **Alta velocidad**: un relé que funciona en menos de un tiempo especificado. El tiempo especificado en la práctica actual es de 50 milisegundos (3 ciclos en un sistema de 60 Hz).
- (5) **Ultra alta velocidad**: este término no está incluido en los estándares de relés, pero comúnmente se considera que funciona en 4 milisegundos o menos.

- **Protección primaria y de respaldo**

El sistema de protección principal para una zona de protección dada se denomina sistema de protección primario. Funciona en el menor tiempo posible y elimina la menor cantidad de equipos en servicio. En los sistemas de tensión extra alto (EHV), es decir, 345kV y superiores, es común usar sistemas de protección primaria duplicados en caso de que un componente en una cadena de protección primaria no funcione. Por lo tanto, esta duplicación está destinada a cubrir el fallo de los propios relés. Se pueden usar relés de un fabricante diferente o relés basados en un principio de operación diferente para evitar fallas en modo común. El tiempo de funcionamiento y la lógica de disparo tanto del sistema primario como del duplicado son los mismos.

No siempre es práctico duplicar cada elemento de la cadena de protección. En los sistemas de alta tensión (HV) y EHV, los costos de los transductores y los interruptores automáticos son muy caros, y el costo de los equipos duplicados puede no estar justificado. En sistemas de baja tensión, incluso los relés en sí no pueden duplicarse. En tales situaciones, se usará un conjunto de respaldo de relés. Los relés de respaldo son más lentos que los relés primarios y pueden eliminar más elementos del sistema de los necesarios para eliminar la falla.

Respaldo remoto - Estos relés están localizados en una ubicación separada y son completamente independientes de los relés, transductores, baterías e interruptores que están respaldando. No hay fallas comunes que puedan afectar ambos conjuntos de relés. Sin embargo, las configuraciones complejas del sistema pueden afectar significativamente la capacidad de un relé remoto para "ver" todas las fallas para las cuales se desea respaldo de seguridad. Además, el respaldo de seguridad remoto puede eliminar más fuentes del sistema de las que pueden permitirse.

Respaldo local - Estos relés no sufren las mismas dificultades que el respaldo remoto, pero son instalados en la misma subestación y usan algunos de los mismos elementos que la protección primaria. Entonces pueden no funcionar por las mismas razones que la protección primaria.

- **Recierre**

El recierre automático no requiere intervención manual, pero probablemente requiere un enclavamiento específico, como una sincronización completa o de verificación, verificaciones de tensión o dispositivos de conmutación, u otras restricciones de seguridad u operativas. El recierre automático puede ser de alta velocidad o con retardo. El recierre de alta velocidad (HSR) solo permite el tiempo suficiente para que los productos de arco de una falla se disipen, generalmente de 15 a 40 ciclos en una base de 60 Hz, mientras que los recierres retardados

tienen un tiempo de coordinación específico, generalmente 1 o más segundos. El HSR tiene la posibilidad de dañar el torque del eje del generador y debe examinarse detenidamente antes de aplicarlo.

Es una práctica común en los Estados Unidos la apertura de las tres fases para todas las fallas y luego volver a cerrar las tres fases simultáneamente. Sin embargo, en Europa, para fallas de línea a tierra, no es raro que se dispare solo la fase con falla y luego se vuelva a cerrar esa fase. Esta práctica tiene algunas aplicaciones en los Estados Unidos, pero solo en situaciones raras. Cuando se abre una fase de un sistema trifásico en respuesta a una sola falla de fase a tierra, la tensión y la corriente en las dos fases sanas tienden a mantener el arco de falla después de que la fase con falla se desenergiza. Dependiendo de la longitud de la línea, la corriente de carga y la tensión de operación, se pueden requerir reactores compensadores para extinguir este "arco secundario".

- **Configuración del sistema**

Aunque los fundamentos de la protección de la línea de transmisión se aplican en casi todas las configuraciones del sistema, existen diferentes aplicaciones que dependen más o menos de situaciones específicas.

Tensiones de operación - Las líneas de transmisión serán aquellas que operen a 138 kV y superiores, subtransmisión las líneas de 34.5 kV a 138 kV, y las líneas de distribución están por debajo de 34.5 kV. Estas no son definiciones rígidas y solo se utilizan para identificar genéricamente un sistema de transmisión y connotar el tipo de protección que generalmente se proporciona. Normalmente se esperaría que los sistemas de mayor tensión tengan sistemas de relés más complejos y, por lo tanto, más caros. Esto es así porque las tensiones más altas tienen equipos más caros asociados con ellos y se esperaría que esta clase de tensión sea más importante para la seguridad del sistema de potencia. Los mayores costos de protección, por lo tanto, se justifican más fácilmente.

Longitud de la línea - La longitud de una línea tiene un efecto directo sobre el tipo de los relés de protección aplicados, y la configuración. Es útil clasificar la longitud de la línea como "corta", "media" o "larga", ya que esto ayuda a establecer las aplicaciones generales de protección, aunque la definición de "corta", "media" y "larga" no es precisa. Una línea corta es aquella en la que la relación de la fuente a la impedancia de la línea (SIR) es grande (> 4 ej.), el SIR de una línea larga es 0.5 o menos y el SIR de una línea media está entre 4 y 0.5. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la impedancia por unidad de una línea varía más con la tensión nominal de la línea que con su longitud física o impedancia. Por lo tanto, una línea "corta" en un nivel de tensión puede ser una línea "media" o "larga" en otro.

Líneas multiterminales - Ocasionalmente, las líneas de transmisión pueden aprovecharse para proporcionar conexiones a fuentes adicionales sin el gasto de un interruptor u otro dispositivo de conmutación. Dicha configuración se conoce como línea multiterminal y, aunque es una medida económica para fortalecer el sistema de potencia, presenta problemas especiales para el ingeniero de protección. La dificultad surge del hecho de que un relé recibe su entrada de los transductores locales, es decir, la corriente y la tensión en la ubicación del relé. Refiriéndose a la Fig. 9.27, el verdadero aporte a una falla de la fuente intermedia no se supervisa. La corriente de falla total es la suma de la corriente local más el aporte de la fuente intermedia, y la tensión en la ubicación del relé es la suma de las dos caídas de tensión, una de las cuales es el producto de la corriente no monitoreada y la impedancia de línea asociada.

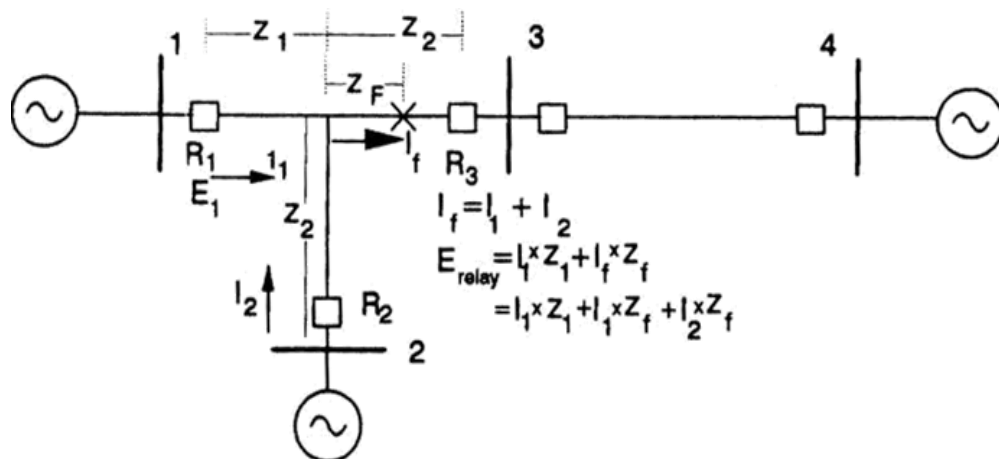


FIG. 9.27 Efecto de fuente intermedia en los relés locales. (Fuente: S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

- **Relés accionados por corriente**

Fusibles

El dispositivo de protección más utilizado en un circuito de distribución es el fusible. Las características de los fusibles varían considerablemente de un fabricante a otro y las especificaciones deben obtenerse de su literatura apropiada. La Fig. 9.28 muestra las características de tiempo-corriente que consisten en la fusión mínima y las curvas de despeje total.

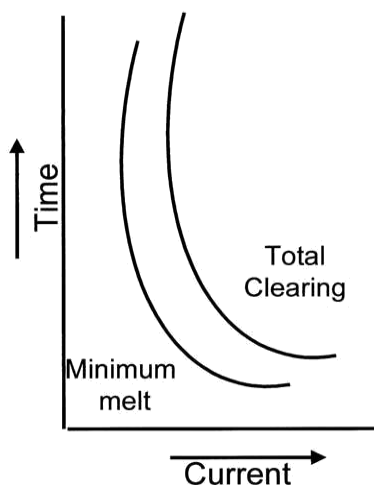


FIG. 9.28 Característica tiempo-corriente del fusible. (Fuente: Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

La fusión mínima es el tiempo entre el inicio de una corriente lo suficientemente grande como para causar que el elemento que responde a la corriente se derrita y el instante en que se produce el arco. El Tiempo total de despeje (TCT) es el tiempo total transcurrido desde el comienzo de una sobrecorriente hasta la interrupción final del circuito; es decir, TCT = fusión mínima más tiempo de arco.

Además de las diferentes curvas de fusión, los fusibles tienen diferentes capacidades de transporte de carga. Las tablas de aplicaciones del fabricante muestran tres valores de

corriente de carga: continua, arranque de carga caliente y arranque de carga fría. La carga continua es la corriente máxima que se espera durante tres horas o más para la cual el fusible no se dañará. La carga en caliente es la magnitud que se puede transportar de forma continua, interrumpida y reenergizada inmediatamente sin derretirse. La carga fría sigue a una interrupción de 30 minutos y es la alta corriente que resulta en la pérdida de diversidad cuando se restablece el servicio. Dado que el fusible también se enfriará durante este período, el arranque de carga fría y el arranque de carga caliente pueden acercarse a valores similares.

Relés de sobrecorriente con retardo de tiempo inverso

La aplicación principal de los relés de sobrecorriente con retardo de tiempo (TDOC) es en un sistema radial donde proporcionan protección de fase y tierra. Un complemento básico de los relés sería dos relés de fases y uno de tierra. Esta disposición protegerá las líneas para todas las combinaciones de fallas de fase y tierra utilizando el número mínimo de relés. Sin embargo, agregar un tercer relé de fase proporciona una protección de respaldo completa, es decir, dos relés para cada tipo de falla, y es la práctica preferida. Los relés TDOC se usan generalmente en sistemas industriales y en líneas de subtransmisión que no pueden justificar una protección más costosa, como los relés de distancia o piloto.

Hay dos ajustes que deben determinarse en los relés TDOC: el pickup y el retardo de tiempo. La ajuste de pickup se selecciona de modo que el relé opere para todos los cortocircuitos en la sección de línea para la cual debe proporcionar protección. Esto requerirá márgenes por encima de la corriente de carga máxima, generalmente el doble del valor esperado, y por debajo de la corriente de falla mínima, generalmente $1/3$ de la corriente de falla de fase a fase o de fase a tierra calculada. Si es posible, esta configuración también debe proporcionar respaldo para una sección de línea adyacente o equipo adyacente. La función de retardo de tiempo es un parámetro independiente que se obtiene de varias maneras, ya sea conFig.ndo una palanca de disco de inducción o un temporizador externo. El propósito del retardo de tiempo es permitir que los relés se coordinen entre sí. La Fig. 9.29 muestra la familia de curvas de un solo modelo TDOC. La ordenada es el tiempo en milisegundos o segundos, dependiendo del tipo de relé; la abscisa está en múltiplos del pickup para normalizar la curva para todos los valores de corriente de falla.

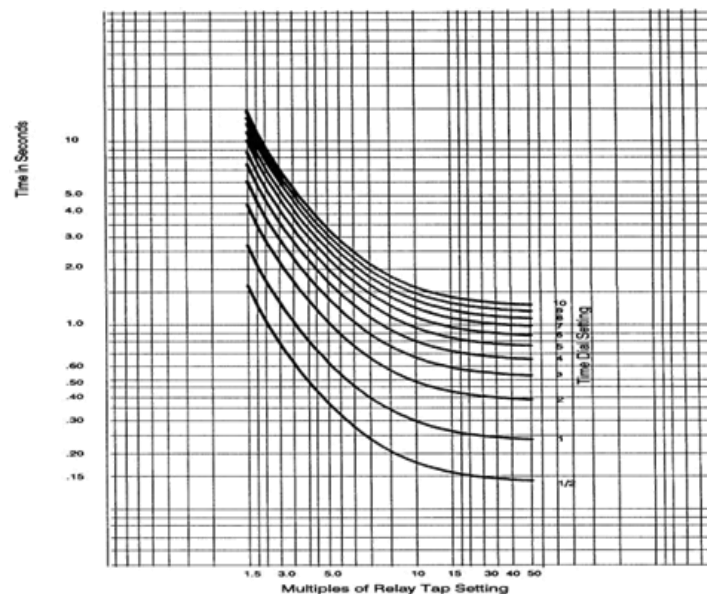


FIG. 9.29 Familia de características TDOC de tiempo-corriente. (Fuente: Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

La Fig. 9.30 muestra cómo los TDOC en una línea radial coordinan uno con otro.

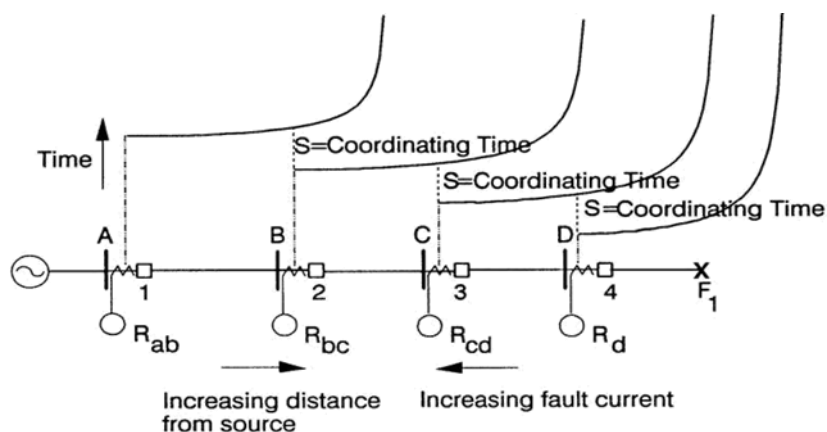


FIG. 9.30 Coordinación de relés TDOC. (Fuente: Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

Relés instantáneos de sobrecorriente

La Fig. 9.30 también muestra por qué el relé TDOC no se puede usar sin ayuda adicional. Cuanto más cerca esté la falla de la fuente, mayor será la magnitud de la corriente de falla, pero mayor será el tiempo de disparo. La adición de un relé instantáneo de sobrecorriente hace que este sistema de protección sea viable. Si un relé instantáneo se puede configurar para "ver" casi hasta, pero sin incluir, el siguiente bus, todos los tiempos de eliminación de fallas se pueden reducir como se muestra en la Fig. 9.31. Para aplicar correctamente el relé de sobrecorriente instantánea, debe haber una reducción sustancial en la corriente de cortocircuito a medida que la falla se mueve desde el relé hacia el extremo más alejado de la línea. Sin embargo, todavía debe haber una diferencia suficiente en la corriente de falla entre las fallas cercanas y lejanas para permitir una configuración para las fallas cercanas. Esto evitará que el relé funcione para fallas más allá del final de la línea y aún proporcionará protección de alta velocidad para una parte apreciable de la línea.

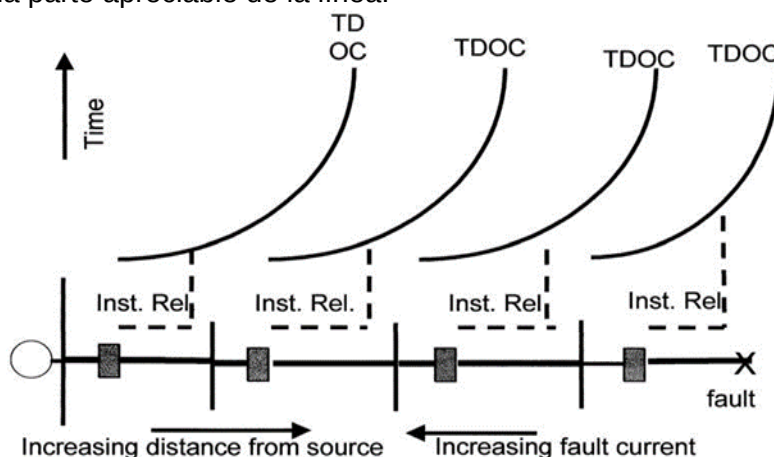


FIG. 9.31 Efecto de relés instantáneos. (Fuente: Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

Dado que el relé instantáneo no debe ver más allá de su propia sección de línea, los valores para los que debe hacer pickup son mucho más altos que incluso las cargas de emergencia. Es

común establecer un relé instantáneo entre un 125% y un 130% por encima del valor máximo que el relé verá en situaciones de funcionamiento normales y alrededor del 90% del valor mínimo para el cual el relé debería funcionar.

Relés de sobrecorriente direccionales

La protección de sobrecorriente direccional es necesaria para circuitos de múltiples fuentes, cuando es esencial limitar el disparo por fallas en una sola dirección. Si la misma magnitud de la corriente de falla puede circular en cualquier dirección en la ubicación del relé, no se puede lograr la coordinación con los relés delante y, para la misma falla, los relés detrás del relé no direccional, excepto en configuraciones de sistema muy inusuales.

Magnitudes de polarización - Para lograr la direccionalidad, los relés requieren dos entradas; la corriente de funcionamiento y una magnitud de referencia, o de polarización, que no cambia con la ubicación de la falla. Para los relés de fase, la magnitud de polarización es casi siempre la tensión del sistema en la ubicación del relé. Para indicación direccional de tierra, la tensión de secuencia cero (3E0) puede ser usada. La magnitud de 3E0 varía con la ubicación de falla y puede no ser adecuado en algunos casos. Un método alternativo y generalmente preferido para obtener una referencia direccional es usar la corriente en el neutro de un transformador de potencia con conexión Y tierra/delta.

Relés de distancia

Los relés de distancia responden a la tensión y a la corriente, es decir, la impedancia, en la ubicación del relé. La impedancia por milla o kilómetro es prácticamente constante, por lo que estos relés responden a la distancia entre la ubicación del relé y la ubicación de la falla. A medida que los sistemas de potencia se vuelven más complejos y la corriente de falla varía con los cambios en la generación y la configuración del sistema, los relés direccionales de sobrecorriente se vuelven difíciles de aplicar y configurar para todas las contingencias, mientras que la configuración del relé de distancia es constante para una amplia variedad de cambios externos al línea protegida.

Hay tres tipos generales de relés de distancia como se muestra en Fig. 9.32. Cada uno se distingue por su aplicación y su característica de funcionamiento.

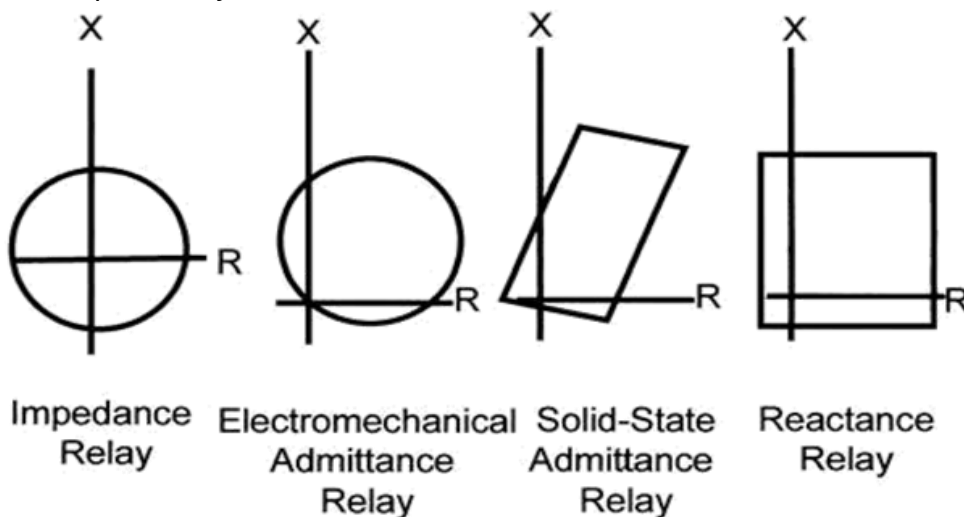


FIG. 9.32 Características del relé de distancia. (Fuente: Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

Relé de impedancia - El relé de impedancia tiene una característica circular centrada en el origen del diagrama RX. Es no direccional y se utiliza principalmente como detector de fallas.

Relé de admitancia - El relé de admitancia es el relé de distancia más utilizado. Es el relé de disparo en esquemas piloto y como relé de respaldo en esquemas de distancia escalonados. Su característica pasa por el origen del diagrama R-X y, por lo tanto, es direccional. En el diseño electromecánico, es circular, y en el diseño de estado sólido, puede conformarse para que se corresponda con la impedancia de la línea de transmisión.

Relé de reactancia - El relé de reactancia es una característica de línea recta que responde solo a la reactancia de la línea protegida. Es no direccional y se utiliza para complementar el relé de admitancia como un relé de disparo para hacer que la protección general sea independiente de la resistencia. Es particularmente útil en líneas cortas donde la resistencia al arco de falla es del mismo orden de magnitud que la longitud de la línea.

La Fig. 9.33 muestra un esquema de relé de distancia de tres zonas escalonadas, que proporciona protección instantánea sobre el 80–90% de la sección de línea protegida (Zona 1) y protección con retardo de tiempo sobre el resto de la línea (Zona 2) más protección de respaldo sobre la sección de línea adyacente. La Zona 3 también proporciona protección de respaldo para las secciones de líneas adyacentes.

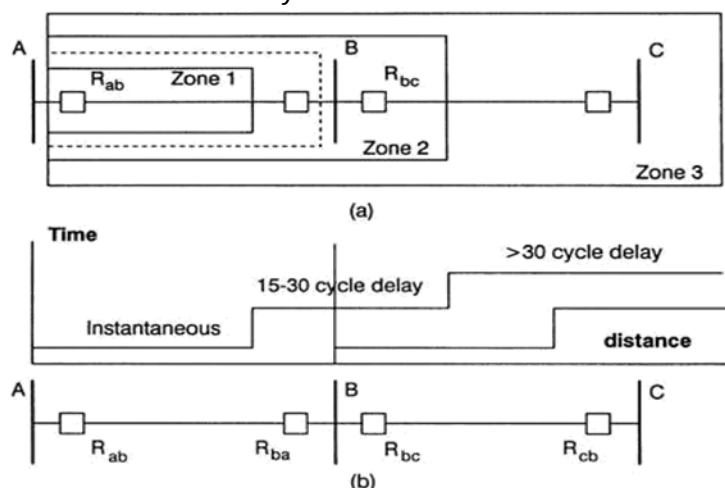


FIG. 9.33 Distancia de paso de tres zonas para proteger el 100% de una línea y respaldar la línea vecina. (Fuente: Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., *Power System Relaying*, 2nd ed., 1995. Research Studies Press, U.K. With permission.)

En un sistema de potencia trifásico, son posibles 10 tipos de fallas: tres fallas unipolares de fase a tierra, tres de fase-fase, tres de doble fase a tierra y una falla trifásica. Es esencial que los relés proporcionados tengan la misma configuración independientemente del tipo de falla. Esto es posible si los relés están conectados para responder a tensiones y corrientes de conexiones delta o magnitudes de línea. Las magnitudes delta o de línea se definen como la diferencia entre cualquier magnitud de dos fases, por ejemplo, $E_a - E_b$ es la magnitud delta entre las fases a y b. En general, para una falla multifásica entre las fases x e y,

$$\frac{E_x - E_y}{I_x - I_y} = Z_1 \quad (9.14)$$

donde x e y pueden ser a , b o c y Z_1 es la impedancia de secuencia positiva entre la ubicación del relé y la falla. Para los relés de distancia de tierra, se debe utilizar la tensión de fase con falla y una corriente de fase con falla compensada.

$$\frac{E_x}{I_x + mI_0} = Z_1 \quad (9.15)$$

donde m es una constante que depende de las impedancias de línea, e I_0 es la corriente de secuencia cero en la línea de transmisión. Un complemento completo de relés consta de tres relés de distancia de fase y tres relés de distancia de tierra. Este es el esquema de protección preferido para sistemas de alta tensión y extra alta tensión.

Protección Piloto o Teleprotección

Como se puede ver en la Fig. 9.33, la protección de distancia por escalones no ofrece la eliminación instantánea de fallas en el 100% de la extensión de la línea. En la mayoría de los casos, esto es inaceptable debido a consideraciones de estabilidad del sistema. Para cubrir el 10–20% de la línea no cubierta por la Zona 1, la información sobre la ubicación de la falla se transmite desde cada terminal a la(s) otro(s) terminal(es). Se utiliza un canal de comunicación para esta transmisión. Estos canales piloto pueden estar sobre un Power Line Carrier (PLC), microondas, fibra óptica o cable piloto. Aunque los principios subyacentes son los mismos independientemente del canal piloto, hay detalles de diseño específicos impuestos por esta elección.

El PLC utiliza la línea protegida como canal, superponiendo una señal de alta frecuencia sobre la frecuencia de alimentación de 50-60 Hz. Dado que la línea que se protege también es el medio utilizado para activar los dispositivos de protección, se utiliza una señal de bloqueo. Esto significa que se producirá un disparo en ambos extremos de la línea a menos que se reciba una señal desde el extremo remoto.

Los canales de microondas o de fibra óptica son independientes de la línea de transmisión que se protege, por lo que se puede utilizar una señal de disparo.

Los canales piloto de los cables están limitados por la impedancia del cable de cobre y se usan a tensiones más bajas donde la distancia entre los terminales no es grande, generalmente menos de 10 millas.

Comparación direccional

El esquema de teleprotección o piloto más común en los EE. UU., es el esquema de bloqueo de comparación direccional, que utiliza un PLC. El principio fundamental sobre el cual se basa este esquema utiliza el hecho de que, en un terminal dado, la dirección de una falla, ya sea hacia adelante o hacia atrás, se determina fácilmente mediante un relé direccional. Al transmitir esta información al extremo remoto y, al aplicar la lógica apropiada, ambos extremos pueden determinar si una falla se encuentra dentro de la línea protegida o es externa a ella. Como la línea de transmisión se usa como medio de comunicación, se usa una señal de bloqueo.

Transferencia de disparo

Si el canal de comunicación es independiente de la línea de alimentación, un esquema de transferencia de disparo es un esquema de protección viable. Usando la misma lógica del relé direccional para determinar la ubicación de una falla, se envía una señal de disparo al extremo

remoto. Para aumentar la seguridad, hay varias alternativas posibles para este esquema. Se puede enviar una señal de disparo directo, o se pueden utilizar relés direccionales de subalcance o sobrealcance adicionales para supervisar la función de disparo y aumentar la seguridad. Un relé de alcance inferior ve menos del 100% de la línea protegida, es decir, Zona 1. Un relé de sobrealcance ve más allá de la línea protegida, como la Zona 2 o 3.

Comparación de fases

La comparación de fases es un esquema diferencial que compara el ángulo de fase entre las corrientes en los extremos de la línea. Si las corrientes están esencialmente en fase, no hay falla en la sección protegida. Si estas corrientes están prácticamente desfasadas 180° , hay una falla dentro de la sección de línea. Se puede usar cualquier enlace de comunicación.

Alambre piloto

La teleprotección por cable piloto es una forma de protección de línea diferencial similar a la comparación de fase, excepto que las corrientes de fase se comparan sobre un par de cables metálicos. El canal piloto es a menudo un circuito alquilado de la compañía telefónica local. Sin embargo, como las compañías telefónicas están reemplazando sus instalaciones cableadas con microondas o fibra óptica, esta protección debe ser monitoreada de cerca.

References

- Anderson, P.M., *Power System Protection*, McGraw-Hill and IEEE Press, New York, 1999.
- Anderson, P.M., LeReverend, B.K., Industry Experience with Special Protection Schemes, IEEE/CIGRE Committee Report, *IEEE Trans. PWRS* (11), 1166–1179, August 1996.
- Begovic, M., Novosel, D., Milisavljevic, M., Trends in power system protection and control, in *Proceedings 1999 HICSS Conference*, Maui, Hawaii, January 4–7, 1999.
- Blackburn, L., *Protective Relaying*, Marcel Dekker, New York, 1987.
- Elmore, W.A., Editor, *Protective Relaying Theory and Applications*, ABB and Marcel Dekker, New York, 1994.
- Horowitz, S.H., Phadke, A.G., *Power System Relaying*, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1992.
- McCalley, J., Fu, W., Reliability of Special Protection Schemes, IEEE PES paper PE-123-PWRS-0-10-1998.
- Phadke, A.G., Thorp, J.S., *Computer Relaying for Power Systems*, John Wiley & Sons, New York, 1988.
- Tamronglak, S., Horowitz, S., Phadke, A., Thorp, J., Anatomy of power system blackouts: Preventive relaying strategies, *IEEE Trans. PWRD* (11), 708–715, April 1996.

Protección del sistema

Si bien la mayoría de los diseños de sistemas de protección se centran en componentes individuales, las perturbaciones en todo el sistema en los sistemas de potencia se están convirtiendo en un problema frecuente y desafiante para las empresas de servicios eléctricos. La ocurrencia de perturbaciones importantes en los sistemas de potencia requiere acciones coordinadas de protección y control para detener la degradación del sistema, restaurar el estado normal y minimizar el impacto de la perturbación. Los sistemas de protección local a menudo no son capaces de proteger el sistema globalmente, que puede verse afectado por la perturbación. Entre los fenómenos que crean las perturbaciones del sistema de potencia se encuentran varios tipos de inestabilidad del sistema, sobrecargas y salidas de servicio en cascada del sistema de potencia (Horowitz y Phadke, 1992; Elmore, 1994; Blackburn, 1987; Phadke y Thorp, 1988; Anderson, 1999).

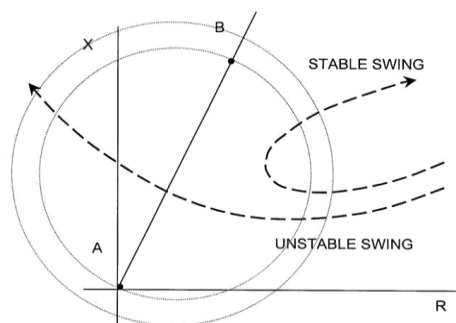
La planificación del sistema de potencia debe tener en cuenta los estrechos márgenes operativos con menos redundancia, debido a las nuevas restricciones impuestas por la reestructuración de toda la industria. Se espera que la avanzada tecnología de medición y comunicación en el monitoreo y control de áreas amplias (WAMPAC systems) brinden nuevas, más rápidas y mejores formas de detectar y controlar una emergencia (Begovic et al., 1999).

- **Estabilidad transitoria y protección por pérdida de sincronismo**

Cada vez que una falla o un cambio topológico afecta el equilibrio de potencia activa en el sistema, el desequilibrio instantáneo de potencia activa crea oscilaciones entre las máquinas. Las oscilaciones estables conducen a la transición de un punto de equilibrio (anterior a la falla) a otro (posterior a la falla), mientras que las inestables provocan que las máquinas oscilen más allá del rango aceptable. Si las oscilaciones son grandes, los suministros auxiliares de las estaciones pueden sufrir fuertes fluctuaciones de tensión y eventualmente salir de servicio (Horowitz y Phadke, 1992).

Si eso sucede, la resincronización posterior de las máquinas puede llevar mucho tiempo. Por lo tanto, es deseable disparar las máquinas expuestas a oscilaciones transitorias inestables mientras los servicios auxiliares de la planta permanecen energizados.

La frecuencia de las oscilaciones transitorias suele estar entre 0,5 y 2 Hz. Dado que la falla impone cambios casi instantáneos en el sistema, la velocidad lenta de las perturbaciones transitorias se puede utilizar para distinguir entre las dadas. En aras de la ilustración, supongamos que un sistema de alimentación consta de dos máquinas, A y B, conectadas por una línea de transmisión. La Fig. 9.34 representa las trayectorias de los cambios estables e inestables entre las máquinas, así como una característica del relé mho que cubre la línea entre ellas, que se muestra en el plano de impedancia.



IGURA 9.34 Trayectorias de oscilaciones estables e inestables en el plano de impedancia.

La oscilación estable se mueve desde el punto distante de operación estable hacia la zona de disparo del relé, e incluso puede ingresar en él, y luego salir nuevamente. La trayectoria inestable puede pasar por toda la zona de disparo del relé. La tarea de la protección es detectar y luego disparar (o bloquear) el relé, según la situación. La detección se realiza mediante relés de pérdida de sincronismo, que tienen múltiples características. Cuando la trayectoria de la impedancia vista por los relés entra en la zona exterior (un círculo con un radio más grande), el temporizador se activa y, dependiendo de la velocidad a la que la trayectoria de la impedancia se mueve hacia la zona interior (un círculo con un radio más pequeño), o abandona la zona exterior, se puede tomar una decisión de disparo (o bloqueo). La característica del relé se puede elegir para que sean líneas rectas, conocidas como "blindings", que evitan que los casos de cargas altas se mal interprete como una falla o inestabilidad. Otra información que se puede utilizar en la detección de oscilaciones transitorias es que son simétricas y no crean corrientes de secuencia cero o negativas.

En el caso de que la separación del sistema de potencia sea inminente, la protección de pérdida de sincronismo debe tener lugar a lo largo de los límites que formarán islas con la carga y la generación correspondientes. Los relés de distancia se utilizan a menudo para proporcionar función de protección de pérdida de sincronismo, por lo que se les solicita que proporcionen señales de bloqueo o disparo al detectar una condición de pérdida de sincronismo. El esquema predictivo más común para combatir la pérdida de sincronismo es el Criterio de Áreas Iguales y sus variaciones. Este método supone que el sistema de potencia se comporta como un modelo de dos máquinas donde un área oscila contra el resto del sistema. Siempre que la suposición subyacente sea cierta, el método tiene potencial para una detección rápida.

- **Desconexión automática de carga por sobrecarga y/o subfrecuencia**

La interrupción de uno o más componentes del sistema de potencia debido a sobrecarga puede provocar la sobrecarga de otros elementos en el sistema. Si la sobrecarga no se alivia a tiempo, puede comenzar el proceso de desconexión en cascada, lo que lleva a la separación del sistema de potencia. Cuando un sistema de potencia se separa, se forman islas con un desbalance entre generación y carga. Una consecuencia del desbalance es la desviación de la frecuencia del valor nominal. Si los generadores no pueden manejar el desbalance, es necesario eliminar carga o generación. Un sistema de protección especial o la protección de pérdida de sincronismo también puede iniciar la separación.

Una forma rápida, simple y confiable de restablecer el equilibrio de potencia activa es eliminar carga mediante relés de subfrecuencia. La desconexión de carga a menudo se diseña como una acción de varios pasos, y el ajuste de frecuencia y los bloques de carga que se van a desconectar se seleccionan cuidadosamente para maximizar la confiabilidad de la acción. Hay una gran variedad de prácticas en el diseño de esquemas de desconexión de carga basados en las características de un sistema particular y las prácticas de los servicios públicos. Si bien la frecuencia del sistema es un resultado final del desbalance de potencia activa, la tasa de cambio de frecuencia es un indicador instantáneo de déficit de potencia activa y puede permitir el reconocimiento incipiente del desbalance de potencia activa. Sin embargo, el cambio de la velocidad de la máquina es oscilatorio por naturaleza debido a la interacción entre generadores. Estas oscilaciones dependen de la ubicación de los sensores en la isla y de la respuesta de los generadores. Los problemas con respecto a la función de tasa de cambio de frecuencia son:

- Los sistemas con poca inercia pueden causar oscilaciones más grandes. Por lo tanto, debe dejarse suficiente tiempo para que el relé calcule la tasa de cambio de frecuencia real de

manera confiable. Las mediciones en las barras de carga cerca del centro eléctrico del sistema son menos susceptibles a las oscilaciones (valores pico a pico más pequeños) y pueden usarse en aplicaciones prácticas. La inercia más pequeña del sistema provoca una mayor frecuencia de oscilaciones, lo que permite un cálculo más rápido de la tasa de cambio real de la frecuencia. Sin embargo, causa una tasa de cambio de frecuencia más rápida y, en consecuencia, una mayor caída de frecuencia.

- Incluso si los relés de frecuencia de cambio de frecuencia miden el valor promedio en toda la red, es difícil ajustarlos correctamente a menos que se puedan predecir los límites y desbalances típicos del sistema. Si este es el caso (ej., sistemas industriales y urbanos), la tasa de cambio de los relés de frecuencia puede mejorar un esquema de desconexión de carga (el esquema puede ser más selectivo y/o más rápido).

- **Estabilidad de tensión y desconexión de carga por subtensión**

La estabilidad de tensión es definida por el System Dynamic Performance Subcommittee of the IEEE Power System Engineering Committee como la capacidad de un sistema para mantener la tensión de tal manera que cuando se incrementa la admitancia de la carga, la potencia de la carga aumentará, de modo que tanto la potencia como la tensión son controlables. Además, el colapso de tensión se define como el proceso por el cual la inestabilidad de tensión conduce a un perfil de tensión muy bajo en una parte significativa del sistema. Se acepta que esta inestabilidad es causada por las características de la carga, a diferencia de la inestabilidad angular causada por la dinámica del rotor de los generadores.

El riesgo de inestabilidad de tensión aumenta a medida que el sistema de transmisión se torna más cargado. El escenario típico de estas inestabilidades comienza con una carga alta del sistema, seguida de una acción de relé debido a una falla, una sobrecarga de línea o un límite de excitación.

La inestabilidad de tensión se puede aliviar mediante una combinación de las siguientes medidas correctivas: agregar compensación reactiva cerca de los centros de carga, fortalecer las líneas de transmisión, variar las condiciones de operación (como el perfil de tensión y el despacho de generación), coordinar los relés y los controles, y la desconexión de carga. La mayoría de las empresas de servicios públicos dependen de estudios de planificación y operación para protegerse contra la inestabilidad de tensión. Muchas empresas de servicios públicos utilizan mediciones de tensión localizadas para lograr la pérdida de carga como medida contra la inestabilidad de tensión incipiente. La eficiencia de la desconexión de carga depende de los umbrales de tensión seleccionados, las ubicaciones de los puntos piloto en los que se controlan las tensiones, las ubicaciones y los tamaños de los bloques de carga que se van a desconectar, así como las condiciones de funcionamiento que pueden activar la desconexión.

- **Esquemas de protección especial (SPS)**

Cada vez más populares en los últimos años son los llamados sistemas de protección especial, a veces también conocidos como esquemas de medidas correctivas (Anderson y LeReverend, 1996; McCalley y Fu, 1998). Dependiendo del sistema de potencia en cuestión, a veces es posible identificar las contingencias o combinaciones de condiciones de operación que pueden conducir a transitorios con consecuencias extremadamente desastrosas (Tamronglak et al., 1996). Dichos problemas incluyen, entre otros, fallas en las líneas de transmisión, interrupciones de las líneas y la posible desconexión en cascada que tal contingencia inicial

puede causar, interrupciones de los generadores, cambios rápidos del nivel de carga, problemas con el equipo HVDC o FACTS, o cualquier combinación de esos eventos.

Entre las muchas variedades de esquemas de protección especial, se han utilizado varios nombres para describir la categoría general (Elmore, 1994): controles especiales de estabilidad, controles dinámicos de seguridad, esquemas de armado de contingencia, esquemas de medidas correctivas, esquemas de protección adaptativa, esquemas de acciones correctivas, esquemas de mejora de la seguridad, etc... En el sentido estricto de esquema de protección, no se considera que ningún esquema de control sea SPS, sino solo aquellos que posean las siguientes propiedades (McCalley y Fu, 1998):

- Los SPS puede estar operativo ("armado") o fuera de servicio ("desarmado"), junto con las condiciones del sistema.
- Los SPS están respondiendo a eventos de muy baja probabilidad; por lo tanto, están activos raramente más de una vez al año.
- Las SPS operan con leyes de control simples y predeterminadas, a menudo calculadas en base a amplios estudios de línea.

A menudo, el SPS implica la comunicación de datos de medición adquiridos remotamente (SCADA) desde más de una ubicación para tomar una decisión e invocar una ley de control. El procedimiento de diseño de SPS se basa en lo siguiente (Elmore, 1994):

- **Identificación de condiciones críticas:** Sobre la base de extensos estudios de estado estable sobre el sistema en consideración, una variedad de condiciones de operación y contingencias se identifican como potencialmente peligrosas, y aquellas entre las que se consideran más dañinas se reconocen como las condiciones críticas. El problema de su monitoreo continuo, detección y mitigación se resuelve a través de estudios en línea.
- **Disparadores de reconocimiento:** Estas son las señales medibles que se pueden utilizar para la detección de condiciones críticas. A menudo, dicha detección se logra mediante un complicado razonamiento lógico heurístico, utilizando los circuitos lógicos para realizar la tarea: " Si evento A y el evento B ocurre juntos o se produce el evento C, entonces ... ". Las entradas para la lógica de toma de decisiones se llaman disparadores de reconocimiento y pueden ser el estado de varios relés en el sistema, a veces combinados con varias mediciones (SCADA).
- **Control del operador:** A pesar de las extensas simulaciones y estudios realizados en el proceso de diseño de SPS, a menudo es necesario incluir la intervención humana, es decir, incluir la interacción humana en el ciclo de retroalimentación. Esto es necesario porque no se necesitan SPS todo el tiempo, y la decisión de armarlos o desarmarlos queda en manos de un operador.

Entre los esquemas de SPS informados en la literatura (Anderson y LeReverend, 1996; McCalley y Fu, 1998), están representados los siguientes:

- Desconexión de generación
- Desconexión de carga
- Despeje de carga por baja frecuencia

- Sistema de separación
- Control de válvulas de turbina
- Estabilizadores
- Controles HVDC
- Relés de pérdida de sincronismo
- Frenado dinámico
- Generador Runback
- Compensación VAR
- Combinación de esquemas

Algunos de ellos ya se han descrito en el texto anterior. Continúa una tendencia general hacia esquemas más complejos, capaces de superar las soluciones actuales y aprovechar los desarrollos tecnológicos más recientes y los avances en el análisis de sistemas. Algunas de las tendencias se describen en el siguiente texto (Begovic et al., 1999).

- **Mejoras futuras en control y protección**

Se pueden mejorar los sistemas de protección/control existentes y se pueden desarrollar nuevos sistemas de protección/control para adaptarse mejor a las condiciones prevalecientes del sistema durante la perturbación de todo el sistema. Si bien las mejoras en los sistemas existentes se logran principalmente a través del avance en las mediciones locales y el desarrollo de mejores algoritmos, las mejoras en los nuevos sistemas se basan en comunicaciones remotas. Sin embargo, incluso si existen enlaces de comunicación, los sistemas convencionales que utilizan solo información local pueden necesitar mejoras, ya que se supone que deben servir como posiciones de reserva. Las funciones mejoradas y la capacidad de comunicación en los sistemas SCADA de hoy en día brindan la oportunidad de un sistema de control y protección inteligente y adaptativo para las perturbaciones en todo el sistema. Esto, a su vez, puede hacer posible la plena utilización de la red.

Los relés de pérdida de sincronismo deben ser rápidos y confiables. La tecnología actual de relés de distancia de disparo o bloqueo de pérdida de sincronismo no es capaz de ocuparse completamente de los requisitos de control y protección de los sistemas de potencia. Un aspecto central del esfuerzo de desarrollo de un sistema de protección de pérdida de sincronismo es la investigación de la situación pérdida de sincronismo en varias áreas. La nueva generación de relés de pérdida de sincronismo tiene que utilizar más mediciones, tanto locales como remotas, y debe producir más salidas. La estructura del sistema general de relés debe distribuirse y coordinarse mediante un control central. Para que el sistema de relés gestione la complejidad, la mayoría de las decisiones deben tomarse localmente. Preferiblemente, el sistema de relés es adaptativo, para hacer frente a los cambios del sistema. Para hacer frente a la predicción de pérdida de sincronismo, es necesario que se comience con un enfoque de todo el sistema, se descubra qué conjuntos de información son cruciales y cómo realizar el proceso información con velocidad y precisión aceptables.

La protección contra la inestabilidad de tensión también debe abordarse como parte de la estructura jerárquica. El enfoque sólido para diseñar la nueva generación de protección contra la inestabilidad de tensión es diseñar primero un relé de inestabilidad de tensión con solo señales locales. Las limitaciones de las señales locales deben identificarse para poder seleccionar las señales comunicadas apropiadas. Sin embargo, siempre se debe conocer un conjunto mínimo de señales comunicadas para diseñar una protección confiable, que requiera lo siguiente: (a) determinar el algoritmo para la reducción gradual del número de sitios de medición necesarios con una pérdida mínima de información necesaria para el monitoreo de la estabilidad de tensión, análisis y control; (b) desarrollo de métodos (es decir, análisis de sensibilidad), que deberían funcionar *concurrentemente* con cualquier técnica de protección local existente y que posea un rendimiento superior, tanto en términos de seguridad como de confiabilidad.

- **Referencias**

- Anderson, P.M., *Power System Protection*, McGraw-Hill and IEEE Press, New York, 1999.
- Anderson, P.M., LeReverend, B.K., Industry Experience with Special Protection Schemes, IEEE/CIGRE Committee Report, *IEEE Trans. PWRD* (11), 1166–1179, August 1996.
- Begovic, M., Novosel, D., Milisavljevic, M., Trends in power system protection and control, in *Proceedings 1999 HICSS Conference*, Maui, Hawaii, January 4–7, 1999.
- Blackburn, L., *Protective Relaying*, Marcel Dekker, New York, 1987.
- Elmore, W.A., Editor, *Protective Relaying Theory and Applications*, ABB and Marcel Dekker, New York, 1994.
- Horowitz, S.H., Phadke, A.G., *Power System Relaying*, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1992.
- McCalley, J., Fu, W., Reliability of Special Protection Schemes, IEEE PES paper PE-123-PWRS-0-10-1998.
- Phadke, A.G., Thorp, J.S., *Computer Relaying for Power Systems*, John Wiley & Sons, New York, 1988.
- Tamronglak, S., Horowitz, S., Phadke, A., Thorp, J., Anatomy of power system blackouts: Preventive relaying strategies, *IEEE Trans. PWRD* (11), 708–715, April 1996.

Protecciones Digitales (Digital Relaying)

Las protecciones digitales tuvieron sus orígenes a finales de los años sesenta y principios de los setenta con documentos pioneros de Rockefeller (1969), Mann y Morrison (1971) y Poncelet (1972) y un experimento de campo temprano (Gilcrest et al., 1972; Rockefeller y Udren, 1972). Debido al costo de las computadoras en esos tiempos, Rockefeller (1969) propuso un solo minicomputador de alto costo para realizar múltiples cálculos de relés en la subestación. Además de tener altos costos y altos requisitos de energía, los primeros sistemas de minicomputadoras eran lentos en comparación con los sistemas modernos y solo podían realizar cálculos simples. La creencia bien fundada de que las computadoras se volverían más pequeñas, más rápidas y más baratas combinadas con las expectativas de los beneficios de la protección digital mantuvo el campo en movimiento. El tercer tutorial de IEEE sobre protección con microprocesadores (Sachdev, 1997) enumera más de 1100 publicaciones en el área desde 1970. Casi dos tercios de los artículos se dedican al desarrollo y comparación de algoritmos. No está claro que esta tendencia deba continuar. Los problemas más allá de los algoritmos deberían recibir más atención en el futuro.

Los beneficios esperados de la protección con microprocesadores se han hecho realidad en gran medida. La capacidad de un relé digital para realizar autocontrol y verificación es una clara ventaja sobre la tecnología anterior. Se requiere que muchos relés funcionen solo unos pocos ciclos en un año. Un gran porcentaje de las principales perturbaciones puede atribuirse a "fallas ocultas" en los relés que no se detectaron hasta que el relé estuvo expuesto a ciertas condiciones del sistema (Tamronglak et al., 1996). La capacidad de un relé digital para detectar una falla dentro de sí mismo y retirarse del servicio antes de que ocurra una operación incorrecta es una de las ventajas más importantes de la protección digital.

La revolución del microprocesador ha creado una situación en la que los relés digitales son los elegidos por razones económicas. El costo de los relés convencionales (analógicos) aumentó mientras que el costo del hardware de los relés digitales más sofisticados disminuyó drásticamente. Incluso incluyendo costos sustanciales de software, los relés digitales son la opción económica y tienen la ventaja adicional de tener costos de cableado más bajos. Antes de la introducción de los sistemas basados en microprocesador, se requerían varios paneles de espacio y un cableado considerable para proporcionar todas las funciones necesarias para cada zona de protección de líneas de transmisión. Por ejemplo, una instalación que requiere protección de distancia de fase para fallas de fase a fase y trifásicas, distancia a tierra, sobrecorriente a tierra, un esquema piloto, falla del interruptor y lógica de reconexión exigía cableado redundante, varios cientos de vatios de potencia y mucho espacio en el panel. Un único sistema de microprocesador es un solo gabinete, con un requisito de potencia de diez vatios y con solo cableado directo, ha reemplazado el sistema anterior.

Los relés digitales modernos pueden proporcionar registros SCADA, de medición y oscilográficos. Los relés de línea también pueden proporcionar información de ubicación de fallas. Todos estos datos pueden estar disponibles por módem o en una WAN. También es posible una LAN en la subestación que conecta los módulos de protección a un host local. Los relés multifunción complejos pueden tener un número de configuraciones casi desconcertante. Se están desarrollando técnicas para lidiar con la gestión del entorno. Con la tecnología de comunicación mejorada, se está considerando la posibilidad de involucrar la protección del microprocesador en la protección y el control de área amplia.

- **Muestreo**

El proceso de muestreo es esencial para que la protección del microprocesador produzca los números requeridos por la unidad de procesamiento para realizar cálculos y alcanzar decisiones de transmisión. Se utilizan convertidores A/D de 12 y 16 bit. La gran diferencia entre la carga y la corriente de falla es una fuerza impulsora detrás de la necesidad de más precisión en la conversión A/D. Es difícil medir con precisión la corriente de carga sin saturar la corriente de falla con solo 12 bits. Cabe señalar que la mayoría de las funciones de protección no requieren una medición tan precisa de la corriente de carga. Aunque hay aplicaciones, como la protección del generador hidroeléctrico, donde la frecuencia de muestreo se deriva de la frecuencia real del sistema de potencia, la mayoría de las aplicaciones de relés implican una frecuencia de muestreo que es un múltiplo de la frecuencia *nominal* del sistema de potencia.

El estándar ANSI / IEEE C37.90, proporciona el estándar para la, Surge Withstand Capability (SWC), capacidad de resistencia a sobretensiones, que se integrará en el equipo de relé de protección. El estándar consiste en una prueba oscilatoria y transitoria. Típicamente, el filtro de descarga es seguido por un filtro antialiasing antes del convertidor A/D. Idealmente, la señal $x(t)$ presentada al convertidor A/D $x(t)$ está limitada en banda a alguna frecuencia ω_c , es decir, la transformada de Fourier de $x(t)$ está confinada a una banda pasa bajo menor que ω_c como se muestra en Fig. 9.35. El muestreo de la señal pasa bajo a una frecuencia de ω_s produce un señal con una transformación compuesta de réplicas desplazadas de la transformación pasa bajo como se muestra en Fig. 9.36. Si $\omega_s - \omega_c > \omega_c$, es decir, $\omega_s > 2\omega_c$ como se muestra, entonces un filtro de paso bajo ideal aplicado a $z(t)$ puede recuperar la señal original $x(t)$.

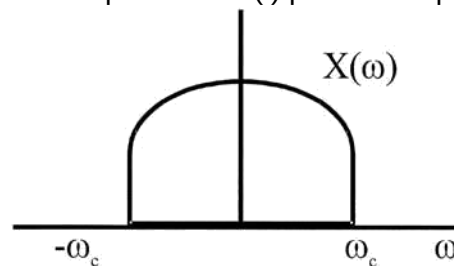


FIG. 9.35 La Transformada de Fourier de una función de banda limitada.

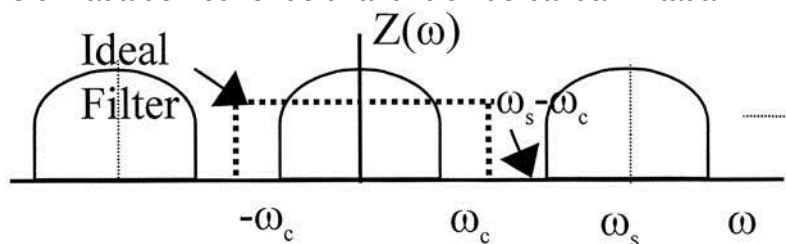


FIG. 9.36 La Transformada de Fourier de una versión muestreada de la señal $x(t)$.

- **Filtros antialiasing**

La frecuencia del doble de la frecuencia más alta presente en la señal a muestrear es la frecuencia de muestreo de Nyquist. Si $\omega_s < 2\omega_c$ se dice que la señal muestreada tiene un "alias" y la salida del filtro de paso bajo no es la señal original. En algunas aplicaciones, se conoce el contenido de frecuencia de la señal y se elige la frecuencia de muestreo para evitar el efecto aliasing (CD de música), mientras que en las aplicaciones de protección digital se especifica la frecuencia de muestreo y el contenido de frecuencia de la señal se controla filtrando la señal antes del muestreo para asegurar que su frecuencia más alta sea inferior a la mitad de la frecuencia de muestreo. El filtro utilizado se conoce como filtro antialiasing.

El aliasing también ocurre cuando las secuencias discretas se muestrean o deciman. Por ejemplo, si se usa una frecuencia de muestreo alta, por ej. 7200 Hz, para proporcionar datos para la oscilografía, entonces tomar cada décima muestra proporciona datos a 720 Hz para ser utilizados para la protección. El proceso de tomar cada décima muestra (decimado) producirá efecto aliasing a menos que se proporcione un filtro antialiasing digital con una frecuencia de corte de 360 Hz.

- **Convertidores A/D Sigma-Delta**

Hay una ventaja en el muestreo a frecuencias muchas veces superiores a la frecuencia de Nyquist. Es posible cambiar la velocidad de muestreo por bits de resolución. Los denominados convertidores A/D Sigma-Delta se basan en un muestreo de un bit a velocidades muy altas. Considere una señal $x(t)$ muestreada a una velocidad alta $T = 1/f_s$, es decir, $x[n] = x(nT)$ con la diferencia entre la muestra actual y α veces la última muestra dada por

$$d[n] = x[n] - \alpha x[n-1] \quad (9.16)$$

Si $d[n]$ se cuantifica a través de un cuantificador de un bit con un tamaño de paso de Δ , entonces

$$x_q[n] = \alpha x_q[n-1] + d_q[n] \quad (9.17)$$

La cuantización se llama modulación delta y se representa en Fig. 9.37.

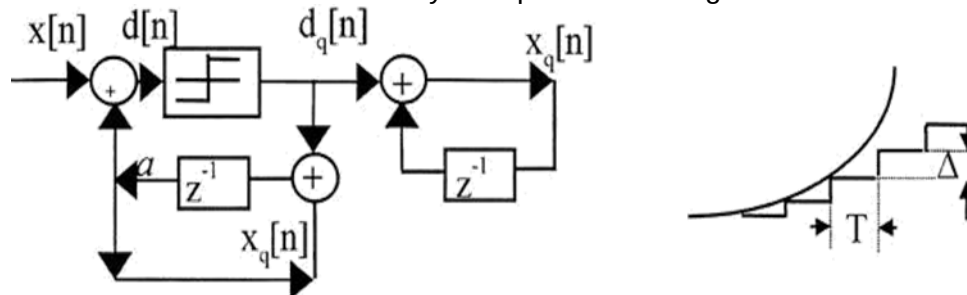


FIG. 9.37 Modulador Delta y error.

Los cuadros de z^{-1} son retardos de unidad, mientras que el cuantificador de un bit se muestra como el cuadro con $d[n]$ como entrada y $d_q[n]$ como salida. La salida $x_q[n]$ es una aproximación de escalera a la señal $x(t)$ con escaleras que están espaciadas en T sec y tienen altura Δ . La salida del modulador delta tiene dos tipos de errores: uno cuando la pendiente máxima ΔT es demasiado pequeña para cambios rápidos en la entrada (se muestra en Fig. 9.37) y el segundo, una especie de parloteo cuando la señal $x(t)$ varía lentamente. El ciclo de retroalimentación debajo del cuantificador es una aproximación discreta a un integrador con $\alpha = 1$. Valores de α menor a uno corresponde a un integrador imperfecto. También se muestra una forma continua del modulador delta en Fig. 9.38.

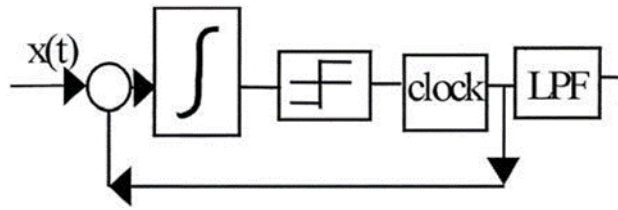


FIG. 9.38 Modulador Signa-Delta.

El filtro pasa bajo (LPF) es necesario debido al contenido de alta frecuencia de la escalera. Cambiar el integrador de delante del LPF a antes del modulador delta mejora ambos tipos de error. Además, los dos integradores se pueden combinar.

El modulador puede considerarse como una forma de circuito seguidor de tensión. La resolución se incrementa mediante el sobremuestreo para distribuir el ruido de cuantización en un ancho de banda grande. Es posible dar forma al ruido de cuantización para que sea más grande a altas frecuencias y más bajo cerca de CC. Combinando el ruido conformado con un corte muy pronunciado en el filtro digital pasa bajo, es posible producir un resultado de 16 bits desde el comparador de un bit. Por ejemplo, se puede obtener una respuesta de 16 bits a 20 kHz con una frecuencia de muestreo original de 400 kHz.

- **Fasores desde las muestras**

Un fasor es un número complejo que se utiliza para representar funciones sinusoidales del tiempo, como tensiones y corrientes de CA. Para mayor comodidad al calcular la potencia en los circuitos de CA a partir de fasores, la magnitud del fasor se establece igual al valor eficaz de la forma de onda sinusoidal. Una magnitud sinusoidal y su representación fasorial se muestran en Fig. 9.39, y se definen de la siguiente manera:

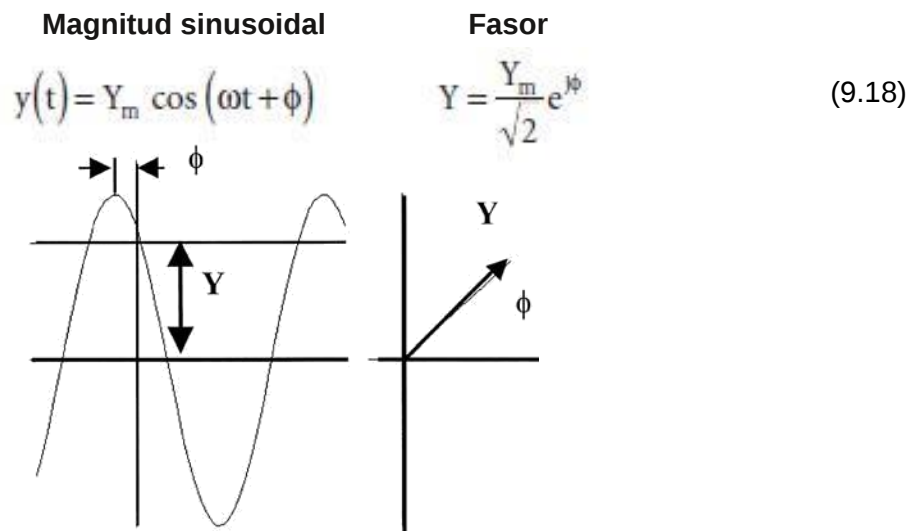


FIG. 9.39 Representación fasorial.

Un fasor representa una senoide de frecuencia única y no es directamente aplicable en condiciones transitorias. Sin embargo, la idea de un fasor puede usarse en condiciones transitorias considerando que el fasor representa una estimación del componente de frecuencia fundamental de una forma de onda observada en una ventana finita. En caso de N muestras y k, obtenido de la señal y (t) durante un período de la forma de onda:

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N y_k e^{-jk \frac{2\pi}{N}} \quad (9.19)$$

o,

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \left\{ \sum_{k=1}^N y_k \cos\left(\frac{k2\pi}{N}\right) - j \sum_{k=1}^N y_k \sin\left(\frac{k2\pi}{N}\right) \right\} \quad (9.20)$$

Utilizando θ para el ángulo de muestreo $2\pi/N$, se sigue que

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (Y_c - jY_s) \quad (9.21)$$

, dónde

$$\begin{aligned} Y_c &= \sum_{k=1}^N y_k \cos(k\theta) \\ Y_s &= \sum_{k=1}^N y_k \sin(k\theta) \end{aligned} \quad (9.22)$$

Tenga en cuenta que la señal de entrada $y(t)$ debe estar limitada en banda a $Nw/2$ para evitar errores de aliasing. En presencia de ruido blanco, el componente de frecuencia fundamental de la Transformada discreta de Fourier (DFT) dada por las Ec. (9.19)-(9.22) puede mostrarse como una estimación de mínimos cuadrados del fasor. Si la ventana de datos no es un múltiplo de medio ciclo, la estimación de mínimos cuadrados es otra combinación de Y_c e Y_s , y ya no es dada por la Ec. (9.21). Los cálculos de fasor de ventana corta (menos de un período) son de interés en algunas aplicaciones de protección digital. Por el momento, nos concentraremos en ventanas de datos que son múltiplos de medio ciclo de la frecuencia nominal del sistema de potencia.

La ventana de datos comienza en el instante en que se obtiene la muestra número 1 como se muestra en Fig. 9.39. Los conjunto de muestra y_k es dado por

$$y_k = Y_m \cos(k\theta + \phi) \quad (9.23)$$

Sustituyendo por y_k de la ecuación (9.23) en la ec. (9.19),

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N Y_m \cos(k\theta + \phi) e^{-jk\theta} \quad (9.24)$$

o

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2}} Y_m e^{j\phi} \quad (9.25)$$

, que es la expresión familiar Eq. (9.18), para la representación fasorial de la senoide en la ecuación (9.18). El instante en que se obtiene la primera muestra de datos define la orientación del fasor en el plano complejo. El eje de referencia para el fasor, es decir, el eje horizontal en Fig. 9.39b, se especifica por la primera muestra en la ventana de datos.

Las Ec. (9.21)-(9.22) definen un algoritmo para calcular un fasor a partir de una señal de entrada. Una forma recursiva del algoritmo es más útil para mediciones en tiempo real. Considere los fasores calculados a partir de dos conjuntos de muestras adyacentes:

$y_k \{k = 1, 2, \dots, N\}$ e, $y'_k \{k = 2, 3, \dots, N + 1\}$ y sus correspondientes fasores Y^1 and $Y^{2'}$ respectivamente:

$$Y^1 = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N y_k e^{-jk\theta} \quad (9.26)$$

$$Y^{2'} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \sum_{k=1}^N y_{k+1} e^{-jk\theta} \quad (9.27)$$

Podemos modificar la Ec. (9.27) para desarrollar un cálculo de fasor recursivo de la siguiente manera:

$$Y^2 = Y^{2'} e^{-j\theta} = Y^1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (y_{N+1} - y_1) e^{-j\theta} \quad (9.28)$$

Desde el ángulo del fasor $Y^{2'}$ es mayor que el ángulo del fasor Y^1 por el ángulo de muestreo θ , el fasor Y^2 tiene el mismo ángulo que el fasor Y^1 . Cuando la señal de entrada es una senoide constante, el fasor calculado a partir de la ecuación (9.28) es un número complejo constante. En general, el fasor Y , correspondiente a los datos $y_k \{k = r, r + 1, r + 2, \dots, N + r - 1\}$ se modifica recursivamente en Y^{r+1} de acuerdo con la fórmula

$$Y^{r+1} = Y^r e^{-j\theta} = Y^r + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (y_{N+r} - y_r) e^{-j\theta} \quad (9.29)$$

El cálculo de fasor recursivo, como lo da la ecuación (9.28), es muy eficiente. Regenera el nuevo fasor del anterior y utiliza la mayoría de los cálculos realizados para el fasor con la ventana de datos anterior.

- **Componentes simétricas**

Las componentes simétricas son transformaciones lineales en tensiones y corrientes de una red trifásica. La matriz de transformación de componentes simétricas S transforma las magnitudes de fase, tomadas aquí como tensiones E_ϕ , (aunque igualmente podrían ser corrientes), en componentes simétricos E_s :

$$E_s = \begin{bmatrix} E_0 \\ E_1 \\ E_2 \end{bmatrix} = S E_\phi = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} \quad (9.30)$$

donde $(1, \alpha, \alpha^2)$ son las tres raíces cúbicas de la unidad. La matriz de transformación de componentes simétricos S es una transformación de similitud en las matrices de impedancia de circuitos trifásicos balanceados, que diagonaliza estas matrices. Las componentes simétricas,

designados por los subíndices (0,1,2) se conocen como las componentes de secuencia cero, positiva y negativa de los tensiones (o corrientes). Las componentes de secuencia negativa y cero son importantes en el análisis de redes trifásicas no balanceadas. Para nuestra discusión actual, nos concentraremos en la componente de secuencia positiva E_1 (o I_1) solamente. Esta componente mide las tensiones y corrientes equilibradas o normales que existen en un sistema de potencia. El manejo solo de componentes de secuencia positiva permite el uso de circuitos monofásicos para modelar la red trifásica, y proporciona una muy buena aproximación del estado de una red en estado casi estacionario. Todos los generadores de energía generan tensiones de secuencia positiva, y todas las máquinas funcionan mejor cuando están energizadas por corrientes y tensiones de secuencia positiva. El sistema de potencia está específicamente diseñado para producir y utilizar tensiones y corrientes de secuencia positiva casi pura en ausencia de fallas u otros desequilibrios anormales. Se puede notar de la ecuación (9.30) que el componente de secuencia positiva de las magnitudes de fase viene dado por

$$Y_1 = \frac{1}{3} (Y_a + \alpha Y_b + \alpha^2 Y_c) \quad (9.31)$$

O, usando la forma recursiva de los fasores dada por la Ec. (9.29)

$$Y_1^{r+1} = Y_1^r + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \left[(x_{a,N+r} - x_{a,r}) e^{-j\theta} + \alpha (x_{b,N+r} - x_{b,r}) e^{-j\theta} + \alpha^2 (x_{c,N+r} - x_{c,r}) e^{-j\theta} \right] \quad (9.32)$$

Reconociendo que para una frecuencia de muestreo de 12 muestras por ciclo, α and α^2 corresponde a $\exp(j4\theta)$ and $\exp(j8\theta)$, respectivamente, se puede ver en la Ec. (9.32) que

$$Y_1^{r+1} = Y_1^r + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} \left[(x_{a,N+r} - x_{a,r}) e^{-j\theta} + (x_{b,N+r} - x_{b,r}) e^{j(4-r)\theta} + (x_{c,N+r} - x_{c,r}) e^{j(8-r)\theta} \right] \quad (9.33)$$

Con una frecuencia de muestreo cuidadosamente elegida, como un múltiplo de tres veces la frecuencia nominal del sistema de potencia, se pueden realizar cálculos de componentes simétricos muy eficientes en tiempo real. Las Ec. similares a (9.33) se mantienen para los componentes de secuencia negativa y cero también. Las magnitudes de secuencia pueden ser usadas para calcular una distancia a la falla que es independiente del tipo de falla. Dadas las diez posibles fallas en un sistema trifásico (tres líneas a tierra, tres fase-fase, tres fases-fase a tierra y trifásica), los primeros sistemas de microprocesador fueron gravados para determinar el tipo de falla antes de calcular la distancia a la falla. La identificación incorrecta del tipo de falla provocaba un retardo en la operación del relé. El relé de componentes simétricas resolvió ese problema. Con los avances en la velocidad del microprocesador, ahora es posible calcular simultáneamente la distancia a las seis fallas fase-tierra y fase-fase para resolver el problema de clasificación de fallas.

El cálculo de secuencia positiva sigue siendo interesante debido al uso de mediciones sincronizadas de fasores. Los fasores, que representan tensiones y corrientes en varias barras en un sistema de potencia, definen el estado del sistema de potencia. Si se van a medir varios fasores, es esencial que se midan con una referencia común. La referencia, como se mencionó en la sección anterior, está determinada por el instante en que se toman las muestras. Para lograr una referencia común para los fasores, es esencial lograr la sincronización de los pulsos de muestreo. La precisión con la que se debe lograr la sincronización de tiempo depende de los usos que uno desee hacer de las mediciones fasoriales. Por ejemplo, un uso de las mediciones fasoriales es estimar o validar, el estado de los sistemas de potencia para que las características de rendimiento cruciales de la red, como los flujos de potencia en las líneas de transmisión, puedan determinarse con cierto grado de confianza. Muchas otras medidas importantes del rendimiento del sistema de potencia, como la evaluación de contingencia, los

márgenes de estabilidad, etc., se pueden expresar en términos del estado del sistema de potencia, es decir, los fasores. La precisión de la sincronización de tiempo se traduce directamente en la precisión con la que se pueden medir las diferencias de ángulo de fase entre varios fasores. Los ángulos de fase entre los extremos de las líneas de transmisión en una red eléctrica pueden variar desde algunos grados y pueden acercarse a 180° durante oscilaciones de estabilidad particularmente violentas. En estas circunstancias, suponiendo que se desee medir las diferencias angulares tan pequeñas como 1°, se desearía que la precisión de la medición sea mejor que 0.1°. Afortunadamente, las precisiones de sincronización del orden de 1 µseg ahora se pueden lograr desde los satélites del Sistema de Posicionamiento Global (GPS). Un microsegundo corresponde a 0.022° para un sistema de alimentación de 50-60 Hz, que más que satisface nuestras necesidades. Las mediciones fasoriales en tiempo real se han aplicado en la estimación del estado estático, la medición de frecuencia y el control de área amplia.

- **Algoritmos**

Estimación de Parámetros

La mayoría de los algoritmos en transmisión extraen información sobre la forma de onda de las señales de corriente y tensión para tomar decisiones. Los ejemplos incluyen: fasores de corriente y tensión que se pueden usar para calcular la impedancia, el valor eficaz, la corriente que se puede usar en un relé de sobrecorriente y el contenido armónico de una corriente que se puede usar para formar una restricción en la protección del transformador. Un enfoque que unifica varios algoritmos es el de la **estimación de parámetros**. Se supone que las muestras son de una corriente o tensión que tiene una forma conocida con algunos parámetros desconocidos. La señal más simple se puede escribir como:

$$y(t) = Y_c \cos \omega_0 t + Y_s \sin \omega_0 t + e(t) \quad (9.34)$$

dónde ω_0 es la frecuencia nominal del sistema de potencia, Y_c e Y_s son magnitudes desconocidas, y $e(t)$ es una señal de error (todas las cosas que no son la señal de frecuencia fundamental en este modelo simple). Cabe señalar que en esta formulación, suponemos que se conoce la frecuencia del sistema de potencia. Si los números, Y_c e Y_s eran conocidos, podríamos calcular el fasor de frecuencia fundamental. Con muestras tomadas en un intervalo de T segundos,

$$y_n = y(nT) = Y_c \cos n\theta + Y_s \sin n\theta + e(nT) \quad (9.35)$$

dónde $\theta = \omega_0 T$ es el ángulo de muestreo. Si existieran otras señales además de la señal de frecuencia fundamental, sería útil incluirlas en una formulación similar a la Ec. (9.34) para que se incluyan en $e(t)$. Si, por ejemplo, se incluye el segundo armónico, la Ec. (9.34) podría modificarse a:

$$y_n = Y_{1c} \cos n\theta + Y_{1s} \sin n\theta + Y_{2c} \cos 2n\theta + Y_{2s} \sin 2n\theta + e(nT) \quad (9.36)$$

Está claro que se necesitan más muestras para estimar los parámetros a medida que se incluyen más términos. La ecuación (9.36) puede generalizarse para incluir cualquier número de armónicos (el número está limitado por la frecuencia de muestreo), el desplazamiento exponencial en una corriente o cualquier señal conocida que se sospeche que está incluida en

la forma de onda posterior a la falla. No importa cuán detallada sea la formulación, $e(t)$ incluirá contribuciones impredecibles de:

- Los transductores (CT y PT)
- Arco de falla
- Efectos de onda viajera
- Convertidores A/D
- El componente exponencial en la corriente
- La respuesta transitoria de los filtros antialiasing
- El sistema de potencia mismo

El desplazamiento de la corriente no es una señal de error para algunos algoritmos y se elimina por separado para otros. Las señales generadas por el sistema de potencia son transitorias dependiendo de la ubicación de la falla, el ángulo de incidencia de la falla y la estructura del sistema de potencia. Los transitorios del sistema de potencia tienen una frecuencia lo suficientemente baja como para estar presentes después del filtro antialiasing.

Podemos escribir una expresión general como

$$y_n = \sum_{k=1}^K s_k(nT) Y_k + e_n \quad (9.37)$$

Si y representa un vector de N muestras, e un vector de K coeficientes desconocidos, entonces hay N Ec. en K incógnitas en la forma

$$y = SY + e \quad (9.38)$$

La matriz S está compuesta de muestras de las señales s_k .

$$S = \begin{bmatrix} s_1(T) & s_2(T) & \cdots & s_K(T) \\ s_1(2T) & s_2(2T) & \cdots & s_K(2T) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_1(NT) & s_2(NT) & \cdots & s_K(NT) \end{bmatrix} \quad (9.39)$$

La presencia del error e y el hecho de que el número de Ec. es mayor que el número de incógnitas ($N > K$) hace que sea necesario estimar Y .

Ajuste por mínimos cuadrados

Un criterio para elegir la estimación $\hat{Y}$ es para minimizar el escalar formado como la suma de los cuadrados de el término de error en la Ec. (9.38), a saber:

$$\hat{Y} = (S^T S)^{-1} S^T y = By \quad (9.40)$$

Se puede demostrar que el error mínimo de mínimos cuadrado [el valor mínimo de la Ec. (9.40)] ocurre cuando

$$e^T e = (y - SY)^T (y - SY) = \sum_{n=1}^N e_n^2 \quad (9.41)$$

, donde $B = (S^T S)^{-1} S^T$. Los cálculos que involucran la matriz S se pueden realizar fuera de línea para crear un "algoritmo", es decir, se obtiene una estimación de cada uno de los K parámetros multiplicando las N muestras por un conjunto de números almacenados. Las filas de la ecuación (9.41) puede representar varios algoritmos diferentes dependiendo de la elección de las señales $s_k(nT)$ y el intervalo durante el cual se toman las muestras.

DFT

La forma más simple de la Ec. (9.41) es cuando la matriz $S^T S$ es diagonal. Usando un alfabeto de señales de cosenos y senos de los primeros N armónicos de la frecuencia fundamental sobre una ventana de un ciclo de la frecuencia fundamental, se produce la conocida Transformada Discreta de Fourier (DFT). Con

$$\begin{aligned} s_1(t) &= \cos(\omega_0 t) \\ s_2(t) &= \sin(\omega_0 t) \\ s_3(t) &= \cos(2\omega_0 t) \\ s_4(t) &= \sin(2\omega_0 t) \\ &\vdots \\ s_{N-1}(t) &= \cos(N\omega_0 t/2) \\ s_N(t) &= \sin(N\omega_0 t/2) \end{aligned} \quad (9.42)$$

Las estimaciones están dadas por:

$$\begin{aligned} \hat{Y}_{Cp} &= \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} y_n \cos(pn\theta) \\ \hat{Y}_{Sp} &= \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} y_n \sin(pn\theta) \end{aligned} \quad (9.43)$$

Hay que tener en cuenta que los armónicos también son estimados por la Ec. (9.43). Los armónicos tienen poca importancia en líneas de transmisión, pero son importantes en la protección del transformador. Se puede ver que el fasor de frecuencia fundamental se puede obtener como:

$$Y = \frac{2}{N\sqrt{2}}(Y_{Cl} - jY_{Sl}) \quad (9.44)$$

El factor de normalización en la Ec. (9.44) se omite si la relación de fasores para tensión y corriente se usa para formar la impedancia.

Ec. diferenciales

Otro tipo de algoritmo se basa en estimar los valores de los parámetros de un modelo físico del sistema. En la protección de línea, el modelo físico es un circuito RL en serie que representa la línea con falla. Un enfoque similar en la protección de transformadores utiliza el circuito de flujo magnético con inductancia y resistencia asociadas como el modelo. Se escribe una ecuación diferencial para el sistema en ambos casos.

- Algoritmos de protección de línea

El circuito serie R-L de Fig. 9.40 es el modelo de una línea con falla.

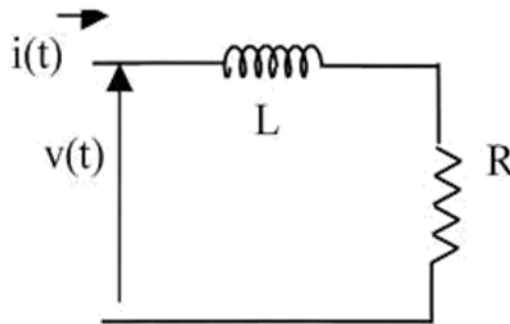


FIG. 9.40 Modelo de una línea con falla.

El desplazamiento en la corriente es producido por el modelo de circuito y, por lo tanto, no será una señal de error.

$$v(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (9.45)$$

Mirando las muestras en $k, k+1, k+2$

$$\int_{t_0}^{t_1} v(t)dt = R \int_{t_0}^{t_1} i(t)dt + L(i(t_1) - i(t_0)) \quad (9.46)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} v(t)dt = R \int_{t_1}^{t_2} i(t)dt + L(i(t_2) - i(t_1)) \quad (9.47)$$

Uso de la integración trapezoidal para evaluar las integrales (suponiendo que t es pequeño)

$$\int_{t_1}^{t_2} v(t)dt = R \int_{t_1}^{t_2} i(t)dt + L(i(t_2) - i(t_1)) \quad (9.48)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} v(t)dt = R \int_{t_1}^{t_2} i(t)dt + L(i(t_2) - i(t_1)) \quad (9.49)$$

R y L están dados por

$$R = \left[\frac{(v_{k+1} + v_k)(i_{k+2} - i_{k+1}) - (v_{k+2} + v_{k+1})(i_{k+1} - i_k)}{2(i_k i_{k+2} - i_{k+1}^2)} \right] \quad (9.50)$$

$$L = \frac{T}{2} \left[\frac{(v_{k+2} + v_{k+1})(i_{k+1} + i_k) - (v_{k+1} + v_k)(i_{k+2} + i_{k+1})}{2(i_k i_{k+2} - i_{k+1}^2)} \right] \quad (9.51)$$

Cabe señalar que los valores de la muestra aparecen tanto en el numerador como en el denominador de las Ec. (9.50) y (9.51). El denominador no es constante, pero varía en el tiempo con los mínimos locales en los puntos donde tanto la corriente como la derivada de la corriente son pequeñas. Para una corriente sinusoidal pura, la corriente y su derivada nunca son pequeñas, pero cuando se incluye un desplazamiento, existe la posibilidad de que ambas sean pequeñas una vez por período.

Las señales de error para este algoritmo incluyen términos que no satisfacen la ecuación diferencial, como las corrientes en los elementos shunt en el modelo de línea que requieren las líneas largas. En intervalos donde el denominador es pequeño, se amplifican los errores en el numerador de Ecs. (9.50) y (9.51). Las estimaciones resultantes pueden ser bastante pobres. También es difícil hacer que la ventana sea más larga que tres muestras. La complejidad de resolver tales Ec. para un mayor número de muestras sugiere que los resultados de la ventana corta se procesen posteriormente. Sin embargo, el promedio simple de las estimaciones de ventana corta es inapropiado.

Se utilizó un esquema de conteo en el que el contador se avanzó si las R y L estimadas estaban en la zona y el contador se redujo si las estimaciones se encontraban fuera de la zona (Chen y Breingan, 1979). Al requerir que el contador alcance algún umbral antes de la desconexión, se puede garantizar una operación segura a costo de algún retardo. Por ejemplo, si el umbral se estableciera en seis con una frecuencia de muestreo de 16 muestras por ciclo, la decisión de disparo más rápida tomaría medio ciclo. Cada estimación "mala" retrasaría la decisión en dos muestras adicionales. El tiempo real para una decisión de protección es variable y depende de los datos exactos.

El uso de un filtro de valores medios es una alternativa al esquema de conteo (Akke y Thorp, 1997). La operación de valores medios clasifica los valores de entrada de acuerdo con su amplitud y selecciona el valor medio como la salida. Los filtros de valores medios tienen un

número impar de entradas. Un filtro de valores medios de longitud cinco tiene una relación de entrada-salida entre la entrada $x[n]$ y la salida $y[n]$ dada por

$$y[n] = \text{median}\{x[n-2], x[n-1], x[n], x[n+1], x[n+2]\} \quad (9.52)$$

Se han aplicado filtros de valores medios de longitud cinco, siete y nueve a la salida del algoritmo de ecuación diferencial de ventana corta (Akke y Thorp, 1997). El filtro de valores medios conserva las características esenciales de la entrada mientras elimina los picos de ruido aislados. La longitud del filtro en lugar del esquema del contador, fija el tiempo requerido para una decisión de disparo de la protección.

- **Algoritmos de protección de transformadores**

Prácticamente todos los algoritmos para la protección de transformadores de potencia utilizan el principio de protección diferencial porcentual. La diferencia entre los algoritmos radica en cómo el algoritmo restringe el disparo diferencial para condiciones de sobreexcitación e inrush. Los algoritmos basados en la restricción armónica, que son paralelas a la protección analógica existente, calculan los armónicos segundo y quinto utilizando la Ec. (9.25) (Thorp y Phadke, 1982). Estos algoritmos usan solo mediciones de corriente y no pueden ser más rápidos que un ciclo debido a la necesidad de calcular el segundo armónico. El cálculo armónico proporciona una operación segura ya que el evento transitorio produce contenido armónico que retrasa la operación del relé durante aproximadamente un ciclo.

En una subestación integrada con otros relés de microprocesador, es posible considerar algoritmos de protección de transformadores que utilizan información de la tensión. Las muestras de tensión compartidas podrían ser el resultado de múltiples módulos de protección conectados en una LAN en la subestación. La magnitud de la tensión en sí puede usarse como restricción en una versión digital de un "supresor de disparo" (Harder y Marter, 1948). Se puede construir un modelo físico similar al modelo de ecuación diferencial para una línea con falla utilizando el flujo en el transformador. La ecuación diferencial que describe la tensión en los terminales, $v(t)$, la corriente del arrollamiento, $i(t)$ y el flujo enlazado $\Lambda(t)$ es:

$$v(t) - L \frac{di(t)}{dt} = \frac{d\Lambda(t)}{dt} \quad (9.53)$$

donde L es la inductancia de dispersión del arrollamiento.

Usando la integración trapezoidal para la integral en la Ec. (9.53)

$$\int_{t_1}^{t_2} v(t) dt - L[i(t_2) - i(t_1)] = \Lambda(t_2) - \Lambda(t_1) \quad (9.54)$$

da

$$\Lambda(t_2) - \Lambda(t_1) = \frac{T}{2}[v(t_2) + v(t_1)] - L[i(t_2) - i(t_1)] \quad (9.55)$$

o

$$\Lambda_{k+1} = \Lambda_k + \frac{T}{2}[v_{k+1} + v_k] - L[i_{k+1} - i_k] \quad (9.56)$$

Dado que el flujo inicial Λ_0 en Eq. (9.56) no se puede conocer sin una detección separada, se utiliza la pendiente de la curva de intensidad de flujo

$$\left(\frac{d\Lambda}{di}\right)_k = \frac{T}{2} \left[\frac{v_k + v_{k-1}}{i_k - i_{k-1}} \right] - L \quad (9.57)$$

La pendiente de la característica de intensidad de flujo mostrada en Fig. 9.41 es diferente dependiendo de si hay una falla o no.

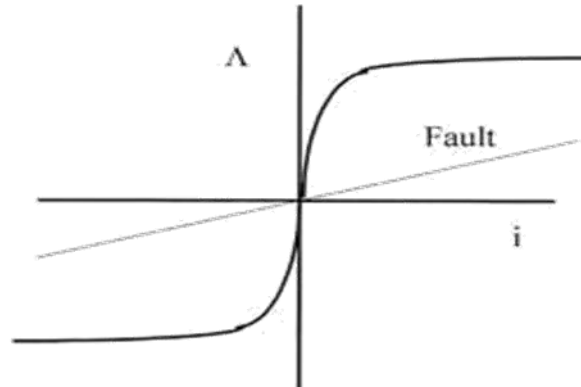


FIG. 9.41 La característica de intensidad de flujo en comparación con las condiciones de falla.

El algoritmo debe ser capaz de diferenciar entre la entrada (la pendiente alterna entre valores grandes y pequeños) y una falla (la pendiente siempre es pequeña). El esquema de conteo utilizado para el algoritmo de ecuación diferencial para protección de línea se puede adaptar a esta aplicación. El contador aumenta si la pendiente es menor que un umbral y la corriente diferencial indica disparo, y el contador disminuye si la pendiente es mayor que el umbral o el diferencial no indica disparo.

Filtros de Kalman

Los filtros de Kalman proporcionan una solución al problema de estimación en el contexto de una evolución de los parámetros a estimar de acuerdo con una ecuación de estado. Se ha utilizado ampliamente en problemas de estimación para sistemas dinámicos. Su uso en la protección está motivado por la capacidad del filtro para manejar mediciones que cambian con el tiempo. Para modelar el problema de modo que se pueda usar un filtro de Kalman, es necesario escribir una ecuación de estado para que los parámetros se estimen en la forma:

$$x_{k+1} = \Phi_k x_k + \Gamma_k w_k \quad (9.58)$$

$$z_k = H_k x_k + v_k \quad (9.59)$$

, donde la ecuación (9.58) (la ecuación de estado) representa la evolución de los parámetros en el tiempo y la Ec. (9.59) representa las medidas. Los términos w_k y v_k son procesos aleatorios de tiempo discreto que representan ruido de estado, es decir, entradas aleatorias en la evolución de los parámetros y errores de medición, respectivamente. Típicamente w_k y v_k se supone que son independientes entre sí y no están correlacionadas de una muestra a otra. Si w_k y v_k tienen media cero, entonces es común suponer que:

$$\begin{aligned} E\{w_k w_j^T\} &= Q_k : k = j \\ &= 0; \quad k \neq j \end{aligned} \quad (9.60)$$

Las matrices Q_k y R_k son las matrices de covarianza de los procesos aleatorios y se les permite cambiar a medida que k cambia. La matriz Φ_k en la ec. (9.58) es la matriz de transición de estado. Si imaginamos muestrear una senoide pura de la forma:

$$y(t) = Y_c \cos(\omega t) + Y_s \sin(\omega t) \quad (9.61)$$

, a intervalos iguales correspondientes a $\omega \Delta \tau = \Psi$, entonces el estado sería,

$$x_k = \begin{bmatrix} Y_c \\ Y_s \end{bmatrix} \quad (9.62)$$

, y la matriz de transición de estado,

$$\Phi_k = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (9.63)$$

En este caso, H_k , la matriz de medición, sería

$$H_k = [\cos(k\Psi) \quad \sin(k\Psi)] \quad (9.64)$$

Las simulaciones de una línea de 345 kV que conecta un generador y una carga (Gurgis y Brown, 1981) llevaron a la conclusión de que la covarianza del ruido en la tensión y la corriente decayó en el tiempo. Si la constante de tiempo de la descomposición es comparable al tiempo de decisión del relé, entonces la formulación del filtro Kalman es:

$$x = \begin{bmatrix} Y_c \\ Y_s \\ Y_0 \end{bmatrix} \quad \Phi_k = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & e^{-\beta t} \end{bmatrix}$$

, apropiado para el problema de estimación. La tensión se modeló como en las Ec. (9.63) y (9.64). La corriente se modeló con tres estados para tener en cuenta el desplazamiento exponencial.

$$y \quad H_k = \begin{bmatrix} \cos(k\Psi) & \sin(k\Psi) & 1 \end{bmatrix} \quad (9.65)$$

La matriz de covarianza de medición fue

$$R_k = K e^{-k\Delta t/T} \quad (9.66)$$

, con T elegido como la mitad de la constante de tiempo de línea y diferentes Ks para tensión y corriente. El filtro Kalman estima los fasores de la tensión y corriente como los algoritmos DFT. El filtro debe iniciarse y terminarse con algún otro software. Una vez que comienzan los cálculos, la ventana de datos continúa creciendo hasta que se detiene el proceso. Esto es diferente de las ventanas de datos fijos, como un cálculo de Fourier de un ciclo. La ventana de datos creciente tiene algunas ventajas, pero tiene la limitación de que si se inicia incorrectamente, tiene dificultades para recuperarse si ocurre una falla después de que se hayan iniciado los cálculos.

El filtro de Kalman supone una descripción estadística inicial del estado x , y actualiza recursivamente la estimación de estado. La suposición inicial sobre el estado es que es un vector aleatorio independiente de los procesos w_k y v_k y con una matriz de covarianza y media conocida, P_0 . El cálculo recursivo implica calcular una matriz de ganancia K_k . La estimación viene dada por:

$$\hat{x}_{k+1} = \Phi_k \hat{x}_k + K_{k+1} [z_{k+1} - H_{k+1} \hat{x}_k] \quad (9.67)$$

El primer término en la Ec. (9.67) es una actualización de la estimación anterior realizada por la matriz de transición de estado, mientras que la segunda es la matriz de ganancia K_{k+1} multiplicando la observación residual. El término entre corchetes en la Ec. (9.67) es la diferencia entre la medición real, z_k , y el valor predicho de la medición, es decir, el residual en la predicción de la medición. La matriz de ganancia se puede calcular recursivamente. La magnitud de cómputo involucrado depende de la dimensión del vector de estado. Para el problema lineal descrito aquí, estos cálculos pueden realizarse fuera de línea. En ausencia del error de medición en descomposición, el filtro Kalman ofrece poco más que la ventana de datos creciente. Se ha demostrado que en múltiplos de medio ciclo, la estimación del filtro de Kalman para una covarianza de error constante es la misma que la obtenida con la DFT.

Transformada Wavelet

Wavelet Transform es una herramienta de procesamiento de señales que está reemplazando a la Transformada de Fourier en muchas aplicaciones, incluidas la compresión de datos, sonar y radar, comunicaciones y aplicaciones biomédicas. En la comunidad de procesamiento de señales hay una superposición considerable entre las wavelets y el área de los bancos de filtros. En las aplicaciones en las que se usa, la Transformada Wavelet se ve como una mejora con respecto a la Transformada de Fourier porque se ocupa de la resolución de frecuencia de tiempo de una manera diferente. La Transformada de Fourier proporciona una descomposición de una función de tiempo en exponenciales, $e^{j\omega t}$, que existen para todos los tiempos. Deberíamos considerar que la señal que se procesa con los cálculos de DFT en las secciones

anteriores se extiende periódicamente para siempre. Es decir, la ventana de datos representa un período de una señal periódica. La frecuencia de muestreo y la longitud de la ventana de datos determinan la resolución de frecuencia de los cálculos. Si bien estas limitaciones son bien entendidas e intuitivas, son limitaciones serias en algunas aplicaciones, como la compresión. La Transformada Wavelet introduce una alternativa a estas limitaciones.

La transformada de Fourier se puede escribir como:

$$X(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-j\omega t} dt \quad (9.68)$$

El efecto de una ventana de datos se puede capturar imaginando que la señal $x(t)$ se abre antes de calcular la Transformada de Fourier. La función $h(t)$ representa la función de ventanas, como un rectángulo de un ciclo.

$$X(\omega, t) = \int_{-\infty}^{\infty} x(\tau) h(t - \tau) e^{-j\omega \tau} d\tau \quad (9.69)$$

La Transformada Wavelet se escribe como:

$$X(s, t) = \int_{-\infty}^{\infty} x(\tau) \left[\frac{1}{\sqrt{s}} h\left(\frac{\tau - t}{s}\right) \right] d\tau \quad (9.70)$$

donde s es un parámetro de escala y t es el desplazamiento de tiempo. El parámetro de escala es una alternativa al parámetro de frecuencia de la Transformada de Fourier. Si $h(t)$ tiene la transformada de Fourier $H(\omega)$, entonces $h(t/s)$ tiene la transformada de Fourier $H(s\omega)$. Hay que tener en cuenta que para una $h(t)$ fijo muy grande, s comprime la transformación mientras que s pequeña extiende la transformación en frecuencia. Hay algunos requisitos para que una señal $h(t)$ sea la "wavelet madre" (esencialmente que $h(t)$ tenga energía finita y sea una señal pasa banda). Por ejemplo, $h(t)$ podría ser la salida de un filtro pasa banda. También es cierto que solo es necesario conocer la Transformada Wavelet a valores discretos de s y t para poder representar la señal. En particular

$$s = 2^m, \quad t = n2^m \quad m = \dots, -2, 0, 1, 2, 3, \dots$$

$$n = \dots, -2, 0, 1, 2, 3, \dots$$

, donde los valores más bajos de m corresponden a valores más pequeños de s o frecuencias más altas.

Si $x(t)$ está limitado a una banda B Hz, entonces puede representarse mediante muestras en $T_s = 1 / 2B$ seg.

$$x(n) = x(nT_s)$$

El uso de una wavelet madre correspondiente a un filtro de pasa banda ideal ilustra una serie de ideas.

La Fig. 9.42 muestra los filtros correspondientes a $m = 0, 1, 2$, y 3 y la Fig. 9.43 muestra las funciones de tiempo correspondientes. Como $x(t)$ no tiene frecuencias superiores a B Hz, solo se necesitan valores positivos de m . La estructura del proceso se puede ver en la Fig. 9.44.

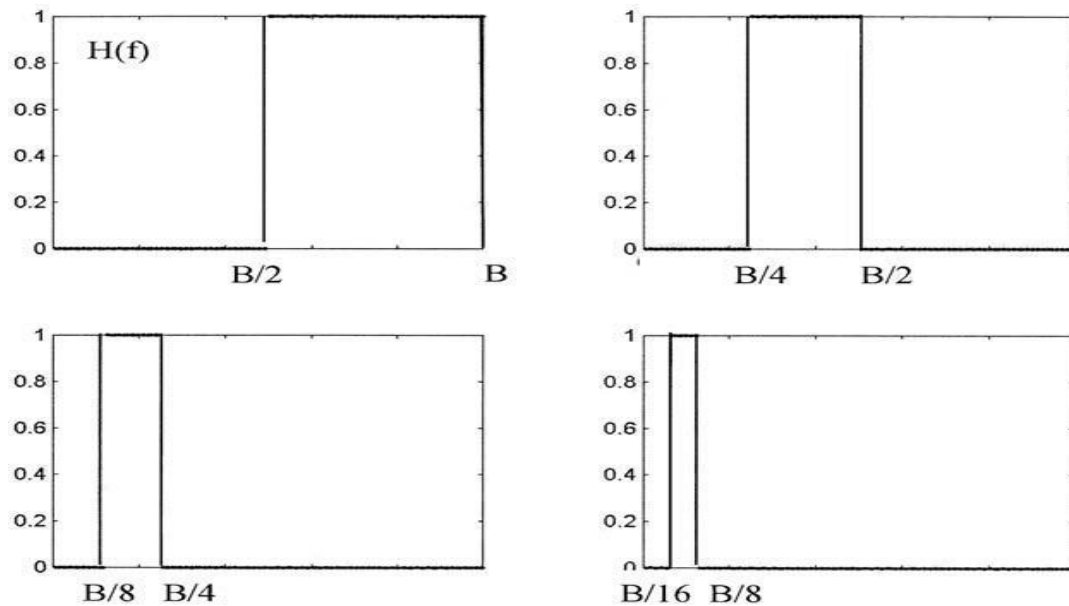


FIG. 9.42 Filtros de paso de banda ideales correspondientes a $m = 0, 1, 2, 3$.

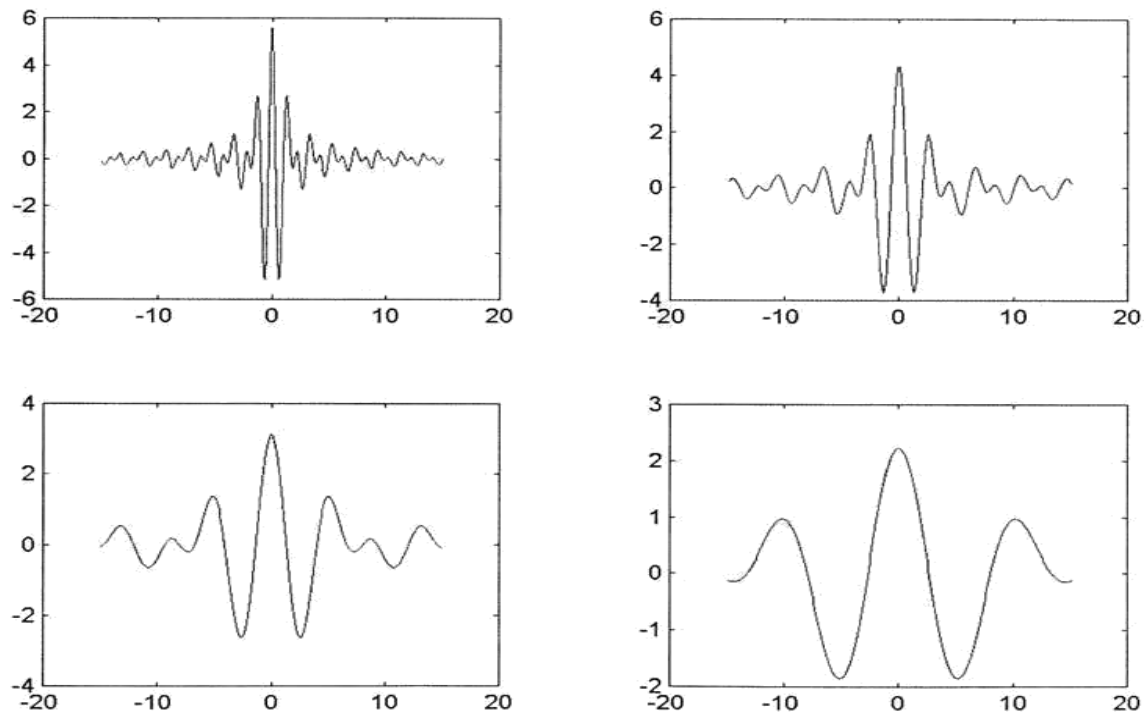


FIG. 9.43 Las respuestas de impulso correspondientes a los filtros en la Fig. 9.42.

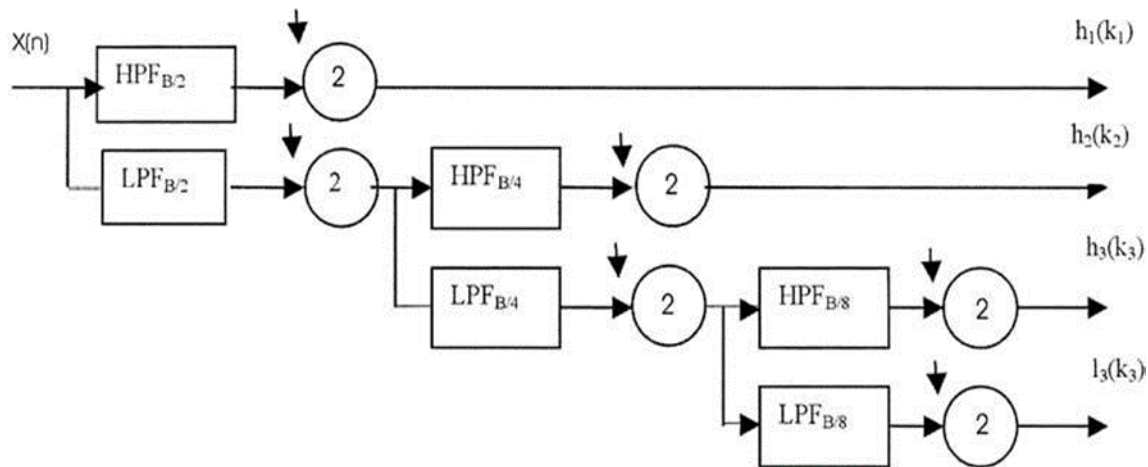


FIG. 9.44 Estructura de filtro en cascada.

Los box etiquetados LPF_R y HPF_R son filtros pasa bajo y pasa alto con frecuencias de corte de R Hz. El círculo con la flecha hacia abajo y un 2 representa el proceso de tomar cualquier otra muestra. Por ejemplo, en la primera línea, la salida del filtro pasa banda solo tiene un ancho de banda de $B/2$ Hz y las muestras en T_s seg puede ser diezmado a muestras a $2T_s$ seg.

Es posible una comprensión adicional en el proceso de compresión si tomamos una señal hecha de ocho números y permitimos que el filtro pasa bajo sea el promedio de dos muestras consecutivas $(x(n) + x(n+1))/2$ y el filtro pasa alto sea la diferencia $(x(n) - x(n+1))/2$ (Gail y Nielsen, 1999). Por ejemplo, con

$$x(n) = [-2 \ -28 \ -46 \ -44 \ -20 \ 12 \ 32 \ 30]$$

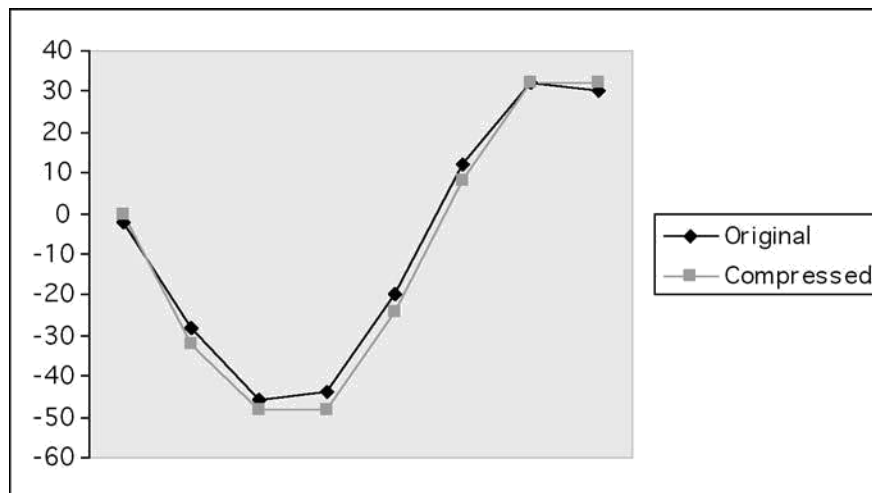


FIG. 9.45 Señales originales y comprimidas.

, se obtiene

$$h_1(k_1) = [13 \ -1 \ -16 \ 1]$$

$$h_2(k_2) = [7 \ -8.5]$$

$$h_3(k_3) = [7.75]$$

$$l_3(k_3) = [-0.75]$$

$$h_1(k_1) = [16 \ 0 \ -16 \ 0]$$

$$h_2(k_2) = [8 \ -8]$$

$$h_3(k_3) = [8]$$

$$l_3(k_3) = [0]$$

Si truncamos para formar y reconstruir la secuencia original,

$$\bar{x}(n) = [0 \ -32 \ -48 \ -48 \ -24 \ 8 \ 32 \ 32]$$

La forma de onda comprimada original y reconstruida se muestra en Fig. 9.45. Se han aplicado wavelets a la protección para sistemas conectados a tierra a través de una bobina Petersen donde se eligió la forma de la wavelet para adaptarse a formas de onda inusuales que produce la bobina Petersen (Chaari et al., 1996).

Redes neuronales

Las redes neuronales artificiales (ANN) tuvieron su comienzo en el "perceptrón", que fue diseñado para reconocer patrones. El número de documentos que sugieren la aplicación en protección ha crecido considerablemente. La atracción es el uso de ANN como dispositivos de reconocimiento de patrones que pueden ser entrenados con datos para reconocer fallas, irrupciones u otros efectos de protección. La red neural de alimentación directa está compuesta de capas de neuronas como se muestra en Fig. 9.46.

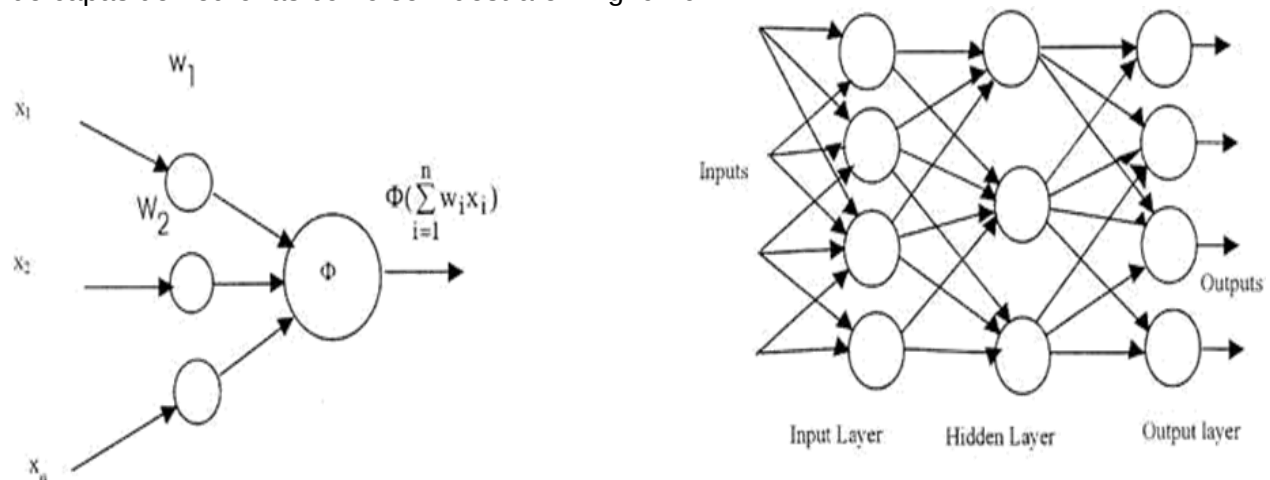


FIG. 9.46 Una neurona y una red neuronal.

La función Φ es una función de umbral o una función de saturación, como una función sigmoide simétrica. Los pesos w_i están determinados por el entrenamiento de la red. El proceso de entrenamiento es la parte más difícil del proceso de ANN. Por lo general, los datos de simulación como los obtenidos de EMTP se utilizan para entrenar el ANN. Se debe identificar un conjunto de casos a ejecutar junto con una estructura propuesta para la red. La estructura se describe en términos de la cantidad de entradas, neuronas en capas, varias capas y salidas. Un ejemplo podría ser una red con 12 entradas y una estructura de 4, 3, 1 capas. Habría 4×12 más 4×3 más 3×1 o 63 pesos por determinar. Claramente, se necesitan más de 60 casos de entrenamiento para aprender 63 pesos. Además, algunos casos no utilizados para la capacitación son necesarios para las pruebas. Existe software para el proceso de entrenamiento, pero el juzgamiento para determinar las secuencias de entrenamiento es vital. Una vez que se aprenden los pesos, con frecuencia se le pregunta al diseñador cómo se desempeñará la ANN cuando se le presente alguna combinación de entradas. La capacidad de responder a estas preguntas depende en gran medida de la amplitud de la secuencia de entrenamiento.

La aplicación en relés de protección de ANN incluye detección de fallas de alta impedancia (Eborn et al., 1990), protección de transformador (Pérez et al., 1994), clasificación de fallas (Dalstein y Kulicke, 1995), determinación de la dirección de la falla, reconexión adaptativa (Aggarwal et al., 1994) y protección de máquinas rotativas (Chow y Yee, 1991) .

• **Referencias**

- Aggarwal, R. K., Johns, A. T., Song, Y. H., Dunn, R. W., and Fitton, D. S., Neural-network based adaptive single-pole autoreclosure technique for EHV transmission systems, *IEEE Proceedings — C*, 141, 155, 1994.
- Akke, M. and Thorp, J. S., Improved estimates from the differential equation algorithm by median post-filtering, *IEEE Sixth Int. Conf. on Development in Power System Protection*, Univ. of Nottingham, UK, March 1997.
- Chaari, O, Neunier, M., and Brouaye, F., Wavelets: A new tool for the resonant grounded power distribution system relaying, *IEEE Trans. on Power Delivery*, 11, 1301, July 1996.
- Chen, M. M. and Breingan, W. D., Field experience with a digital system with transmission line protection, *IEEE Trans. on Power Appar. and Syst.*, 98, 1796, Sep./Oct. 1979.
- Chow, M. and Yee, S. O., Methodology for on-line incipient fault detection in single-phase squirrel-cage induction motors using artificial neural networks, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, 6, 536, Sept. 1991.
- Dalstein, T. and Kulicke, B., Neural network approach to fault classification for high speed protective relaying, *IEEE Trans. on Power Delivery*, 10, 1002, Apr. 1995.
- Eborn, S., Lubkeman, D. L., and White, M., A neural network approach to the detection of incipient faults on power distribution feeders, *IEEE Trans. on Power Delivery*, 5, 905, Apr. 1990.
- Gail, A. W. and Nielsen, O. M., Wavelet analysis for power system transients, *IEEE Computer Applications in Power*, 12, 16, January 1999.

- Gilcrest, G. B., Rockefeller, G. D., and Udren, E. A., High-speed distance relaying using a digital computer, Part I: System description, *IEEE Trans.*, 91, 1235, May/June 1972.
- Girgis, A. A. and Brown, R. G., Application of Kalman filtering in computer relaying, *IEEE Trans. on Power Appar. and Syst.*, 100, 3387, July 1981.
- Harder, E. L. and Marter, W. E., Principles and practices of relaying in the United States, *AIEE Transactions*, 67, Part II, 1005, 1948.
- Mann, B. J. and Morrison, I. F., Relaying a three-phase transmission line with a digital computer, *IEEE Trans. on Power Appar. and Syst.*, 90, 742, Mar./April 1971.
- Perez, L. G., Flechsiz, A. J., Meador, J. L., and Obradovic, A., Training an artificial neural network to discriminate between magnetizing inrush and internal faults, *IEEE Trans. on Power Delivery*, 9, 434, Jan. 1994.
- Poncelet, R., The use of digital computers for network protection, *CIGRE*, 32-98, Aug. 1972.
- Rockefeller, G. D., Fault protection with a digital computer, *IEEE Trans.*, PAS-88, 438, Apr. 1969.
- Rockefeller, G. D. and Udren, E. A., High-speed distance relaying using a digital computer, Part II. Test results, *IEEE Trans.*, 91, 1244, May/June 1972.
- Sachdev, M. S. (Coordinator), Advancements in microprocessor based protection and communication, *IEEE Tutorial Course Text Publication*, 97TP120-0, 1997.
- Tamronglak, S., Horowitz, S. H., Phadke, A. G., and Thorp, J. S., Anatomy of power system blackouts: Preventive relaying strategies, *IEEE Trans. on Power Delivery*, 11, 708, Apr. 1996.
- Thorp, J. S. and Phadke, A. G., A microprocessor based voltage-restraint three-phase transformer differential relay, *Proc. South Eastern Symp. on Systems Theory*, 312, April 1982.

Uso de registros de oscilografía para analizar el comportamiento del sistema

La protección de los sistemas de potencia actuales se logra mediante un sistema complejo de relés extremadamente sensibles que funcionan solo durante una falla en el sistema de potencia. Debido a que los relés son extremadamente rápidos, se pueden usar registradores digitales de fallas automáticos instalados en ubicaciones apropiadas para determinar la performance de los relés de protección durante condiciones anormales del sistema. La información de los registradores se puede utilizar para detectar:

1. Presencia de una falla
2. Gravedad y duración de una falla.
3. Naturaleza de una falla (A fase a tierra, A - B fases a tierra, etc.)
4. Ubicación de fallas de línea
5. Adecuación del rendimiento del relé.
6. Rendimiento efectivo de los interruptores automáticos en la interrupción del circuito.
7. Ocurrencia de fallas repetitivas
8. Persistencia de fallas
9. Tiempo muerto requerido para disipar gases ionizados
10. Mal funcionamiento de los equipos.
11. Causa y posible resolución de un problema.

Otro aspecto importante del análisis de los registradores es el de recopilar datos para el análisis estadístico. Esto requeriría una revisión de todos los registros para cada falla. Los beneficios serían detectar problemas incipientes y corregirlos antes de que se conviertan en problemas graves que causen interrupciones múltiples o daños en el equipo.

Un análisis de un registro oscilográfico que se muestra en Fig. 9.47 debe considerar la naturaleza de la falla. La Subestación Y se compone de dos líneas y un transformador. El arrollamiento del lado de alta está conectado a tierra. La información oscilográfica está disponible en los transformadores de tensión de barra, las corrientes de línea del interruptor A en la línea 1, y la corriente de neutro del transformador. En la línea 1 se representa una falla de la fase "A" a tierra.

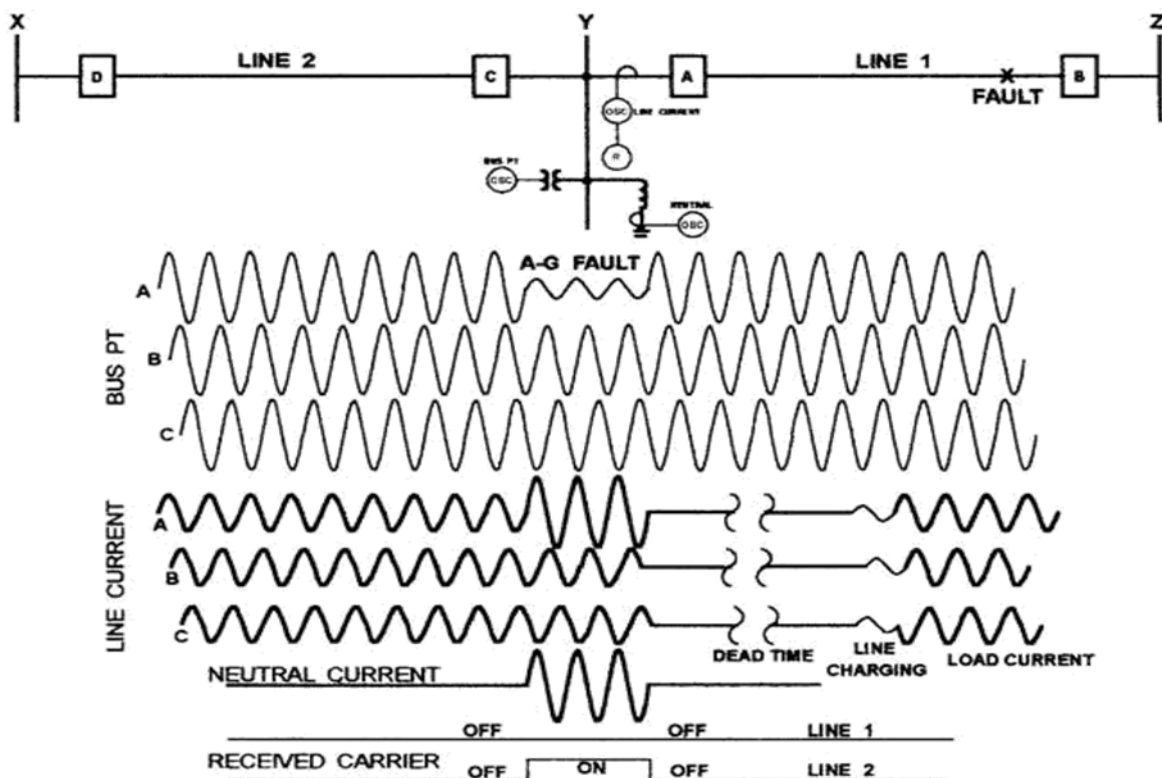


FIG. 9.47

El resgistrador revela una caída significativa en la tensión de fase "A" acompañado de un aumento en la corriente de la fase "A" de la línea 1 y un aumento similar en la corriente de neutro del transformador. El interruptor de fase "A" despejó la falla en 3 ciclos (bien). El carrier recibido en la línea 1 estaba "apagado" durante la falla (bien) permitiendo disparos a alta velocidad en ambos terminales (interruptores A y B). No hay evidencia de saturación del transformador de corriente (CT) de CA o CC de los CT de fase o del CT de neutro del transformador. La señal de carrier recibida en la línea 2 estaba "encendida" durante toda la falla para impedir que el interruptor "D" se dispare en el terminal "X". Esto indicaría que los relés de tierra del carrier en la línea número 2 funcionaron correctamente. Este tipo de análisis puede no realizarse debido a limitaciones presupuestarias y de personal. Los registradores todavía se usan ampliamente para analizar casos conocidos de problemas (falla del interruptor, daño del transformador, etc.), pero el análisis del resgistrador también se puede usar como una herramienta de mantenimiento para evitar fallas en el equipo.

El uso de oscilogramas como herramienta de mantenimiento se puede visualizar clasificando las operaciones como buenas (A) o cuestionables (B) como se muestra en Fig. 9.48. La primera forma de onda de corriente de falla (arriba a la izquierda) se clasifica como A porque es de naturaleza sinusoidal y se despeja en 3 ciclos. Esto podría ser un tiempo de eliminación de fallas de cuatro o cinco ciclos y aún así clasificarse como A dependiendo de las características del interruptor (interruptor de 4 o 5 ciclos, etc.) La forma de onda de compensación de CC también puede clasificarse como A porque indica una falla de cuatro ciclos tiempo de despeje y una forma de onda sinusoidal sin saturación.

Un ejemplo de una forma de onda cuestionable (B) se muestra en el lado derecho de Fig. 9.48. La parte superior derecha es uno de magnitud de corriente que debería determinarse mediante el uso de estudios de fallas.

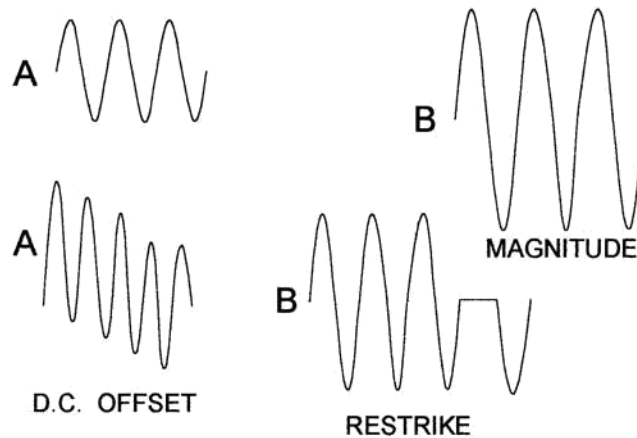


FIG. 9.48

Algunos interruptores tienen capacidades de interrupción marginales y deben inspeccionarse siempre que ocurran fallas cercanas que generen corrientes que se acerquen o excedan sus capacidades de interrupción. La forma de onda en la parte inferior derecha es un ejemplo de reencendido del interruptor que requiere una inspección del interruptor para evitar una posible falla del interruptor en las operaciones posteriores.

El rendimiento del operador en las líneas de transmisión críticas es importante porque afecta la eliminación rápida de fallas, el recierre exitoso de alta velocidad, el disparo de alta velocidad al volver a cerrar, y la respuesta con retardo de falla del interruptor para fallas permanentes al volver a cerrar, y un interruptor "atascado". En Fig. 9.49 Se muestran dos formas de onda que representan una respuesta de carrier adecuada para fallas internas y externas. La primera forma de onda muestra una falla de 3 ciclos y su correspondiente respuesta de carrier. Una explosión momentánea del carrier se corta rápidamente permitiendo que el interruptor se dispare en 3 ciclos.

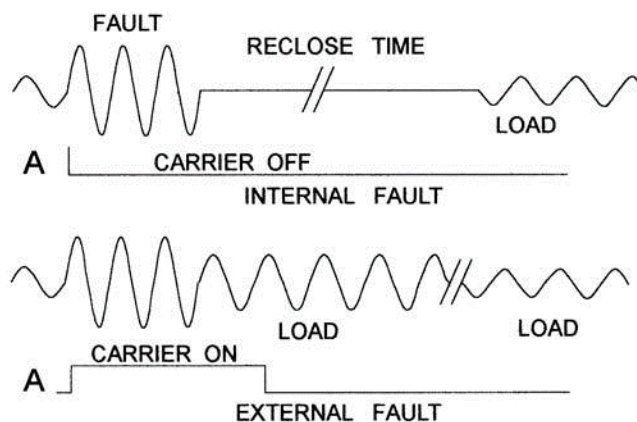


FIG. 9.49

Al volver a cerrar, la corriente de carga se restablece. La forma de onda inferior representa la respuesta del carrier en una línea adyacente por la misma falla. Hay que tener en cuenta que el carrier estaba "apagado" inicialmente y se "encendió" poco después del inicio de la falla. Permaneció "encendido" durante algunos ciclos después de que se solucionó la falla y permaneció "apagado" durante el tiempo de recierre "muerto" y después de la restauración de la corriente de carga. Ambas formas de onda se clasificarían como "buenas" y no necesitarían más análisis.

Un ejemplo de una respuesta del operador cuestionable para una falla interna se muestra en Fig. 9.50.

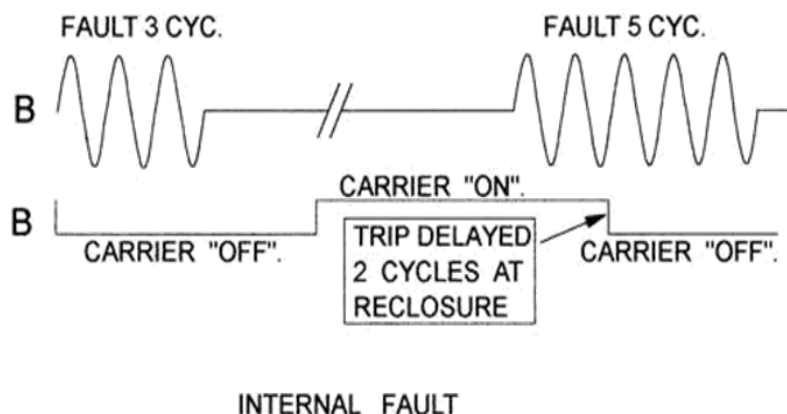


FIG. 9.50

Hay que tener en cuenta que la respuesta del carrer fue buena para la falla inicial de 3 ciclos, pero durante el tiempo muerto de recierre, el carrer regresó "encendido" y "encendido" al volver a cerrar. Esto retrasó el disparo otros 2 ciclos adicionales. Una preocupación aún mayor es un retraso en la respuesta del tiempo de compensación de falla del interruptor para un interruptor atascado. El inicio de la falla del interruptor se basa en el inicio del relé que, en el caso que se muestra, se retrasa 2 ciclos. Este tipo de respuesta "mala" del carrer puede pasar desapercibido si no se revisan los oscilogramas. De manera similar, una respuesta retrasada del carrer para una falla interna puede resultar en un disparo retrasado por la falla inicial como se muestra en Fig. 9.51.

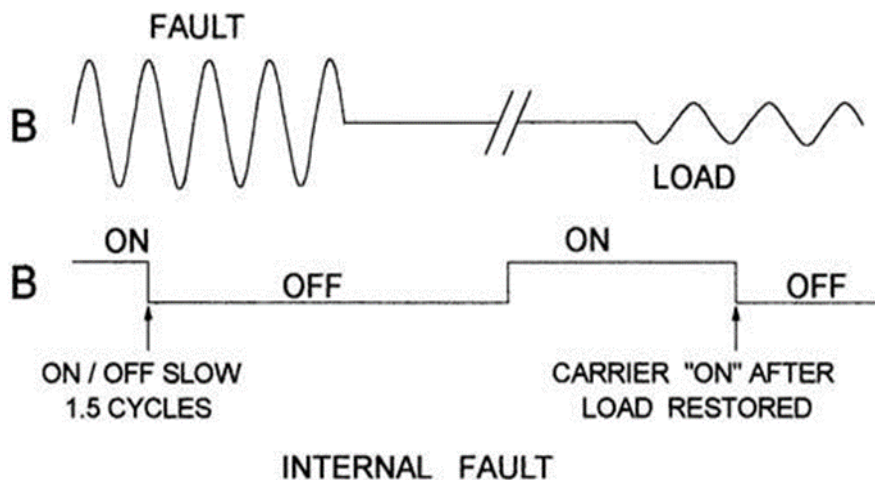


FIG. 9.51

Sin embargo, una respuesta retrasada del carrer en una línea adyacente puede ser más grave porque resultará en dos o más interrupciones de línea. Esto se muestra en Fig. 9.52. Una falla en la línea 1 en Fig. 9.47 debe ir acompañado de señales aceptables de bloqueo de carrer en todas las líneas externas que reciben una señal lo suficientemente fuerte como para dispararse si no está acompañada de una señal de carrer de bloqueo apropiada. Se muestran dos condiciones.

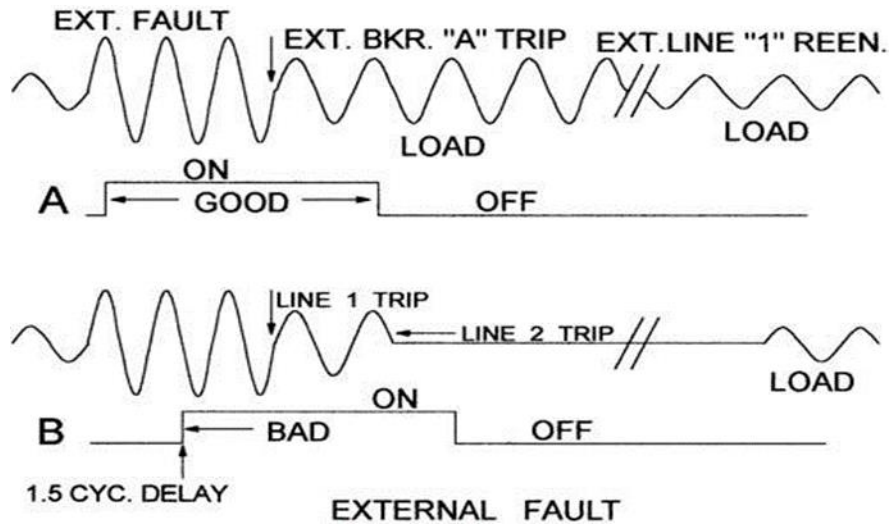


FIG. 9.52

Una buena señal de bloqueo ("A") y una señal de bloqueo cuestionable ("B"). La buena señal de bloqueo se muestra como una que bloquea (se enciende) dentro de una fracción de un ciclo después de que se detecta la falla y se desbloquea (se apaga) unos pocos ciclos después de que se despeja la falla. La señal de bloqueo cuestionable que se muestra en la parte inferior de la forma de onda en Fig. 9.52 tarda en pasar de "apagado" a "encendido" (1.5 ciclos). La carrera entre el elemento de disparo y el elemento de bloque es tal que se inició primero una señal de disparo y el interruptor "D" se disparó 1.5 ciclos después de que el interruptor A eliminó la falla en 3 ciclos. Esto daría como resultado una interrupción completa de la estación en la estación "Y".

Los relés de impedancia reciben restricción de las tensiones de barra o línea. Estas dos tensiones se comportan de manera diferente después de que se haya despejado una falla. Esto se muestra en Fig. 9.53.

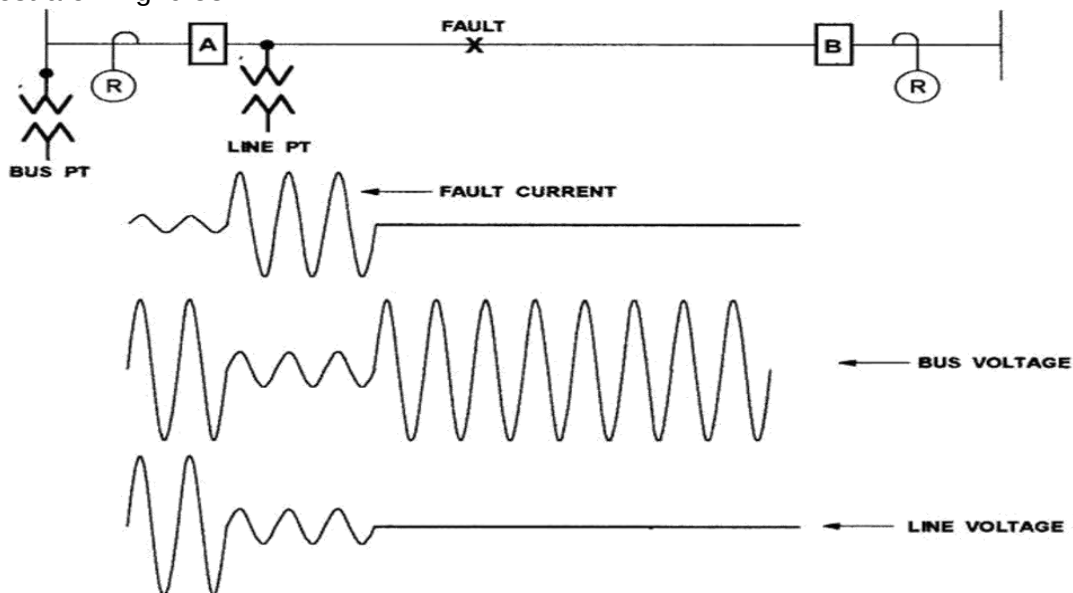


FIG. 9.53

Después de que se abren los interruptores "A" y "B" y la línea se desenergiza, la tensión de barra se restablece a su valor completo, aplicando así una restricción total a todos los relés de impedancia conectados a la barra. La tensión de línea llega a cero después de que la línea se desenergiza. Normalmente esto no es un problema porque los relés están diseñados para adaptarse a esta condición. Sin embargo, hay ocasiones en que la tensión de restricción de tensión de línea puede hacer que un relé se dispare cuando se cierra un interruptor. Esta condición generalmente se manifiesta cuando los reactores shunt están conectados en la línea. En estas condiciones, existirá una tensión oscilatoria en los terminales de los TV del lado de la línea después de que se hayan abierto los interruptores "A" y "B". Un ejemplo de forma de onda se muestra en Fig. 9.54.

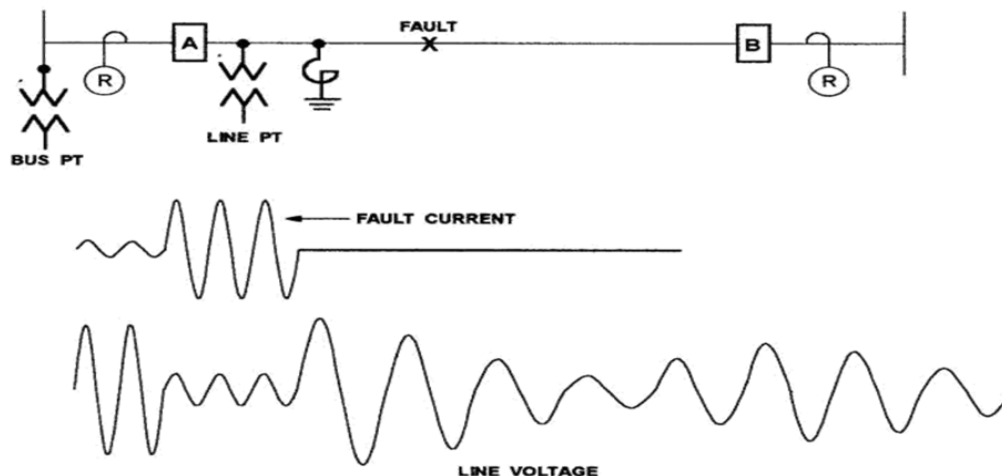


FIG. 9.54

Hay que tener en cuenta que la tensión no es una forma de onda de 50-60 Hz. Normalmente es inferior a 50-60 Hz dependiendo del grado de compensación. Esta tensión oscilatoria es más pronunciada a altas tensiones debido a la mayor carga capacitiva en la línea. En las líneas que tienen un espaciado plano, las dos tensiones externas transfieren energía entre sí, lo que resulta en oscilaciones que son imágenes especulares entre sí. La tensión en la fase central es usualmente una disminución con decaimiento constante. Estas oscilaciones pueden durar hasta 400 ciclos o más. Esta tensión anormal se aplica a los relés en el instante del recierre y se sabe que provoca el disparo de un interruptor (por ejemplo, "A") debido a la falta de coordinación entre el circuito de restricción de tensión y el elemento de monitoreo de sobrecorriente. Otro problema más frecuente es el reencendido múltiple a través de un aislante durante la tensión oscilatoria en la línea. Estos reencendidos evitan que los gases ionizados se disipen suficientemente en el momento del cierre. Por lo tanto, se restablece una falla cuando el interruptor "A" y/o "B" se vuelve a cerrar. Este fenómeno se puede ver fácilmente en los oscilogramas. Se podrían tomar medidas para buscar aisladores defectuosos o alargar el ciclo de recierre.

La magnitud de "tiempo muerto" es crítica para reconexiones exitosas. Por ejemplo, a 161 kV se realizó un estudio para determinar la magnitud de tiempo muerto requerido para disipar los gases ionizados para lograr una tasa de éxito de recierre del 90%. En general, en una buena línea (aislantes limpios), se requieren al menos 13 ciclos de tiempo muerto. Contrasta esto con el tiempo muerto de 10 ciclos donde la tasa de éxito de recierre se redujo a aproximadamente el 50%. Los oscilogramas pueden ayudar a determinar el tiempo muerto y la causa de los recierres fallidos. Hay que tener en cuenta que el tiempo muerto es una función del rendimiento de los interruptores en ambos extremos de la línea. La Fig. 9.55 representa el rendimiento de

buenas operaciones de interruptor (forma de onda superior). Aquí, ambos interruptores se disparan en 3 ciclos y se vuelven a cerrar con éxito en 13 ciclos. La forma de onda superior representa un disparo lento del interruptor "A" en 6 ciclos. Esto resulta en un recierre fallido porque el tiempo muerto total se reduce a 10 ciclos.

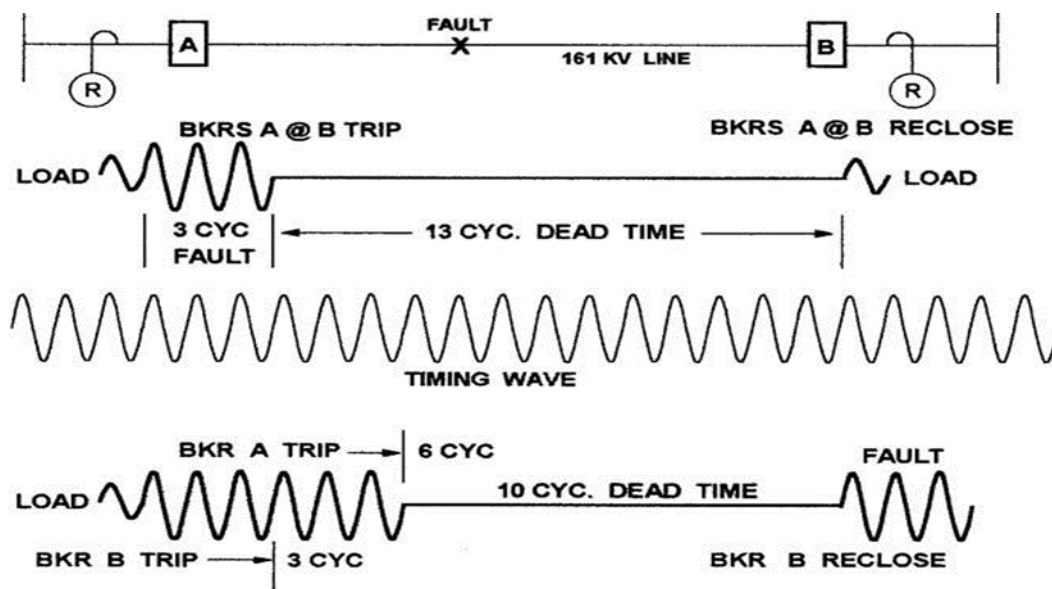


FIG. 9.55

Notar que el oscilograma muestra fácilmente el problema. El análisis apuntaría a posibles problemas de relé o interruptor asociados con el interruptor "A".

La Fig. 9.56 representa la saturación del transformador de corriente (CT). Este fenómeno es frecuente en los circuitos de corriente y puede causar problemas en los circuitos diferenciales y polarizadores. La forma de onda superior es un ejemplo de una forma de onda de desplazamiento de corriente continua (CC) sin evidencia de saturación. Es decir que la forma de onda secundaria replica la forma de onda primaria. Contraste esto con una forma de onda de compensación de CC (inferior) que indica claramente la saturación.

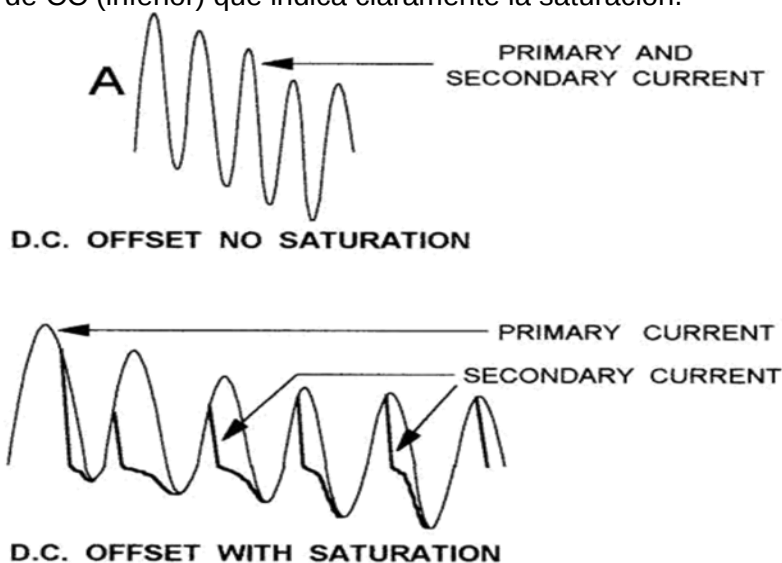


FIG. 9.56

Si dos conjuntos de CT están conectados diferencialmente alrededor de un transformador y el los CT laterales no se saturan (forma de onda superior) y los CT del lado bajo se saturan (forma de onda inferior), la corriente de diferencia circulará a través de la bobina de operación del relé, lo que puede provocar la desenergización del transformador cuando no hay problemas en el transformador. La solución puede ser el reemplazo del CT del lado baja por uno que tenga una clasificación "C" más alta, desensibilizando el relé o reduciendo la magnitud de la corriente de falla. Los circuitos de polarización también se ven afectados negativamente por los TC que se saturan. Esto ocurre cuando se compara un circuito residual con un circuito polarizador de neutro para obtener características direccionales y el cambio aparente en la corriente polarizante da como resultado un disparo no deseado.

Las reversiones de corriente pueden dar como resultado un disparo no deseado de dos líneas si la transmisión del carrier de un terminal a otro no responde rápidamente para proporcionar la función de bloqueo deseada de un elemento de disparo. Esto se muestra en una secuencia paso a paso en las Figs. 9.57 a 9.60.

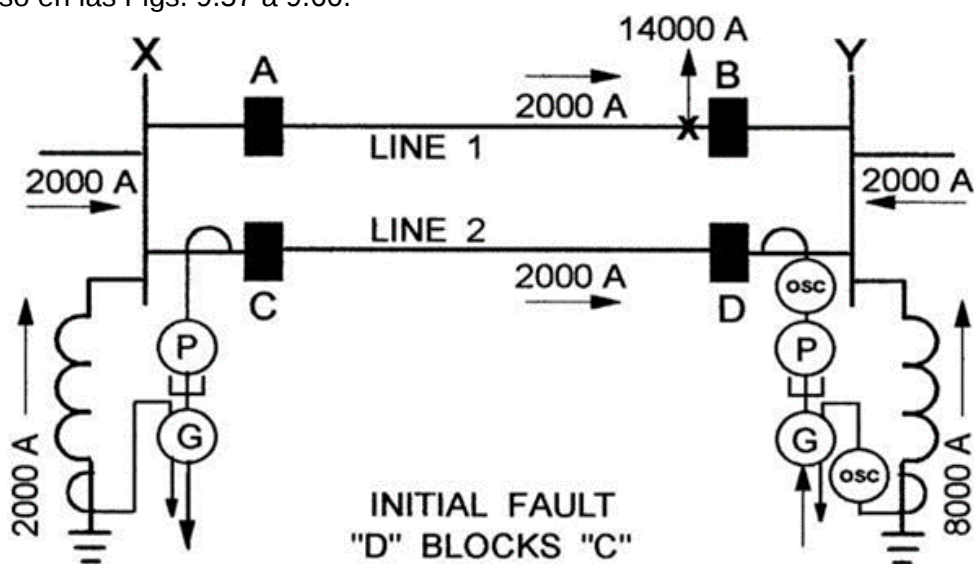


FIG. 9.57

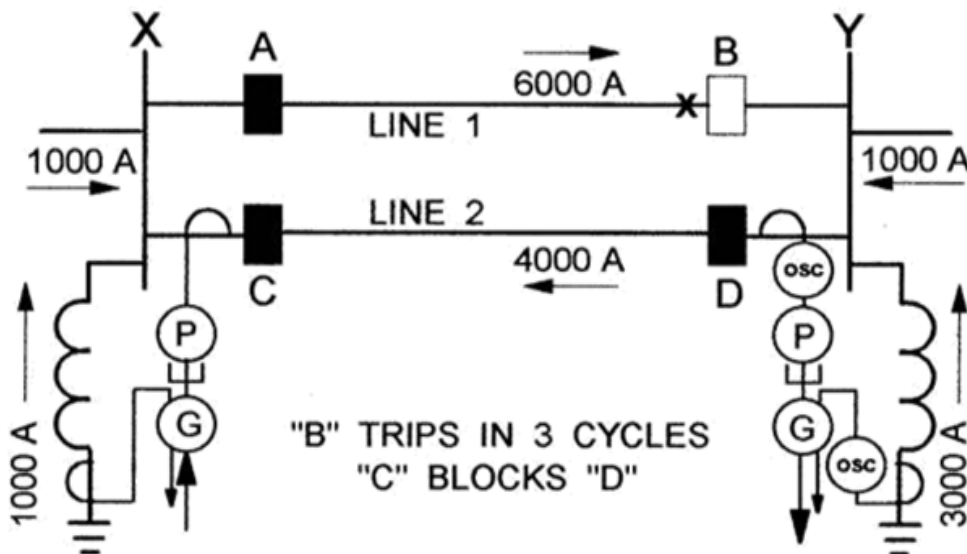


FIG. 9.58

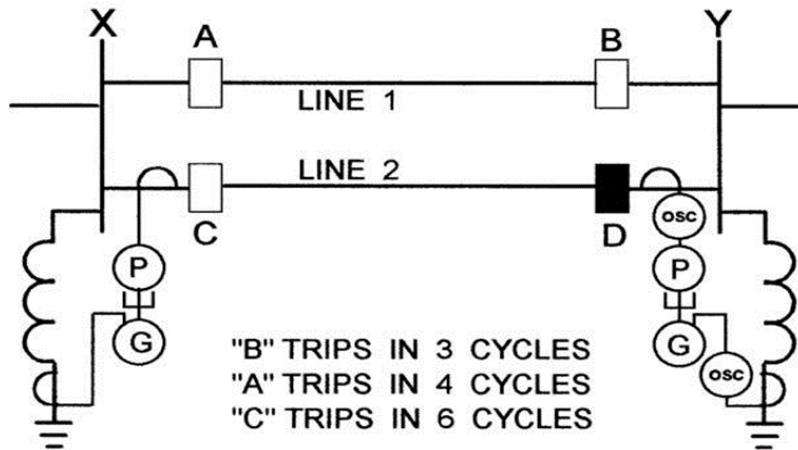


FIG. 9.59

Considere una falla en la línea 1 en las terminales del interruptor "B" (Fig. 9.57). Para esta condición, se muestra que circulan 2000 A de corriente de falla a tierra en cada línea desde el terminal "X" al terminal "Y". Como el flujo de corriente de falla es hacia la falla en los interruptores "A" y "B", ninguno recibirá una señal (carrier "apagado") para iniciar el disparo. Sin embargo, se supone que ambos interruptores no se abren al mismo tiempo (el interruptor "B" se abre en 3 ciclos y el interruptor "A" se abre en 4 ciclos). La respuesta de los relés en la línea 2 es de gran preocupación. Durante la falla inicial cuando los interruptores "A" y "B" están cerrados, se debe enviar una señal de carrier de bloque desde el interruptor "D" al interruptor "C" para evitar el disparo del interruptor "C". Esto se muestra como una señal carrier "activa" correcta durante 3 ciclos en la traza del oscilograma inferior en Fig. 9.60.

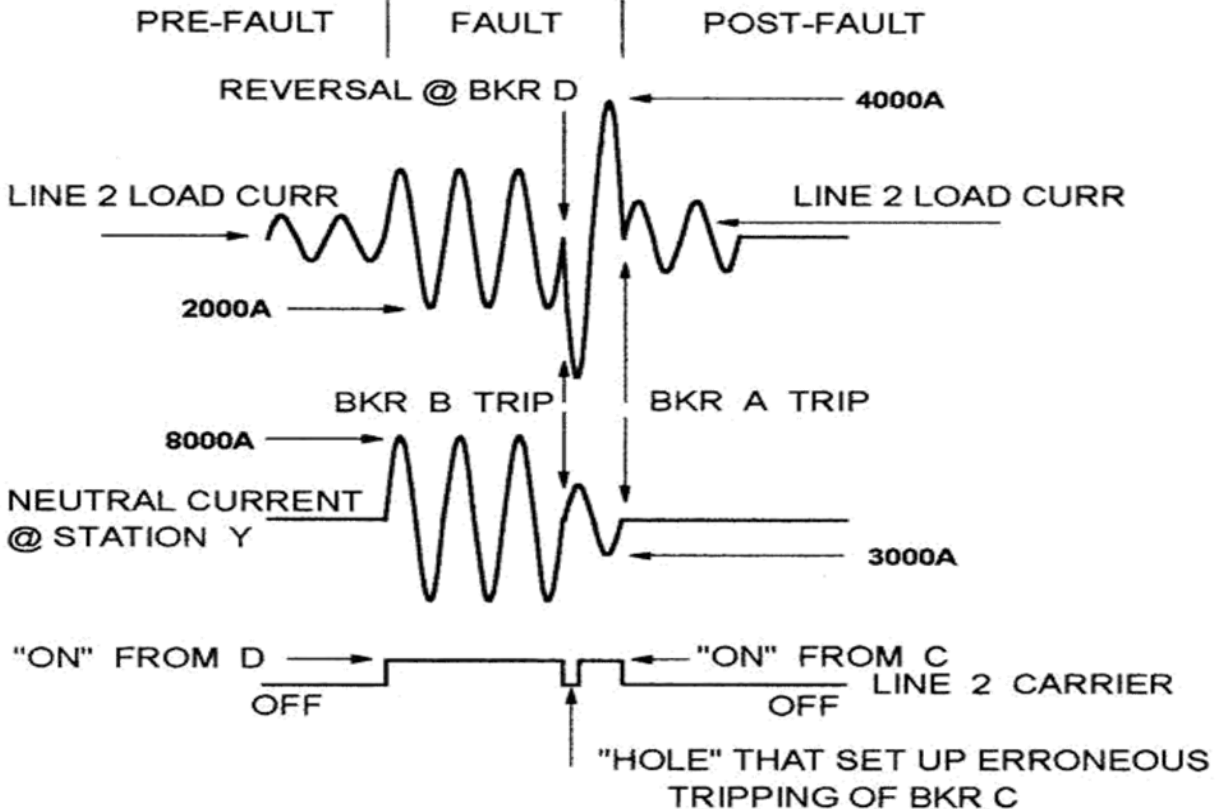


FIG. 9.60

Sin embargo, cuando el interruptor "B" se dispara en 3 ciclos, la corriente de falla en la línea 2 aumenta a 4000 A y, lo que es más importante, invierte la dirección para circular desde el terminal "Y" al terminal "X". Esta inversión de corriente instantánea requiere que los relés direccionales en la toma del interruptor "C" inicien una señal de bloqueo de carrier al interruptor "D". El incumplimiento de esto puede resultar en un disparo del interruptor "C" si su propia señal carrier no se eleva rápidamente para evitar el disparo a través de sus elementos direccionales de disparo previamente formados. Esto se muestra en la Fig. 9.59 y en el registro de oscilograma Fig. 9.60. Una operación indeseable alternativa sería el disparo del interruptor "D" si sus elementos direccionales de disparo se compensan antes de que la señal de bloqueo de carrier del interruptor "C" se reciba en el interruptor "D". El resultado final es el mismo (disparo de la línea 2 para una falla en la línea 1).

Los reencendidos en los interruptores pueden provocar una falla explosiva del interruptor. Los oscilogramas se pueden usar para evitar fallas en el interruptor si se puede detectar el primer reencendido dentro del interruptor antes de que un reencendido posterior alrededor del interruptor provoque la destrucción del interruptor. Esto se muestra esquemáticamente en Fig. 9.61.

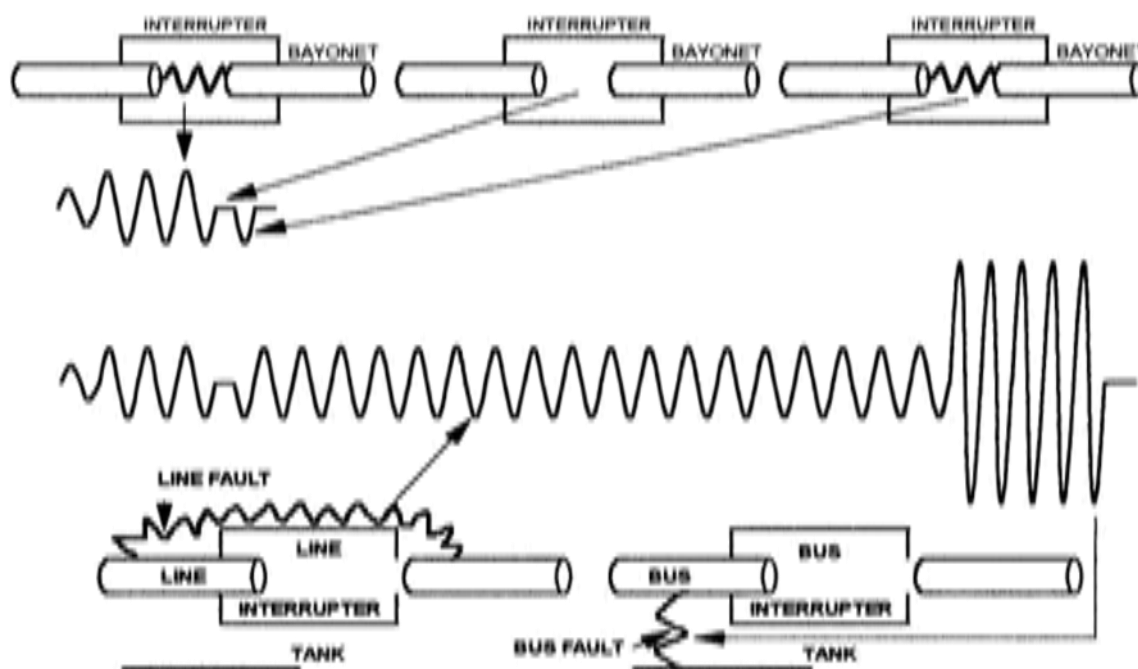


FIG. 9.61

La secuencia de reinicio de la forma de onda superior representa un 1/2 ciclo de reencendido que se extingue con éxito dentro del interruptor. La forma de onda inferior representa un reencendido que rodea el interruptor. Este reencendido no se puede extinguir y durará hasta que el aceite se carbonice gravemente y se produzca una falla posterior entre el terminal del interruptor de la barra y el tanque del interruptor (masa). En la Fig. 9.61 la falla bypass del interruptor duró 18 ciclos. Dependiendo de la velocidad de carbonización, el tiempo de arco podría durar más o menos antes de la descarga al tanque. El resultado sería el mismo. Una falla en barra que podría tener efectos devastadores. Un ejemplo de esto resultó en la pérdida de ocho generadores, trece líneas de 161 kV y tres líneas de 500 kV. La razón de la gran

pérdida fue el resultado de la quema de petróleo que se desplazó hacia el acero de las barras adyacentes, causando múltiples fallas en las barras y las líneas que desenergizaron todos los equipos conectados en la estación. El fenómeno de reencendido es el resultado de una descarga posterior a través de la falla inicial (aislante). En el ejemplo dado anteriormente, se instalaron pararrayos en el lado de la línea de cada interruptor y no se produjeron reinicios adicionales ni fallas del interruptor después de las fallas destructivas iniciales.

La oscilografía en los relés de microprocesador también se puede utilizar para analizar problemas del sistema. El problema en la Fig. 9.62 implica una instalación de relé diferencial de microprocesador que representa la falla para energizar un motor grande. Los CT en ambos lados del transformador se conectaron wye-wye pero los CT del lado bajo se enrollaron. El desplazamiento de 30° se corrigió en el relé y se representó con precisión por oscilografía en el relé del microprocesador, pero los CT enrollados produjeron corriente en el circuito operativo que resultó en un disparo erróneo. Tenga en cuenta que con los CT del lado bajo enrollados, las corrientes del lado de alta y baja W1 y W2 están en fase (incorrectas). La salida de la oscilografía señaló claramente el problema. La conexión corregida se muestra en la Fig. 9.63 junto con la oscilografía correcta (W1 y W2 180° fuera de fase).

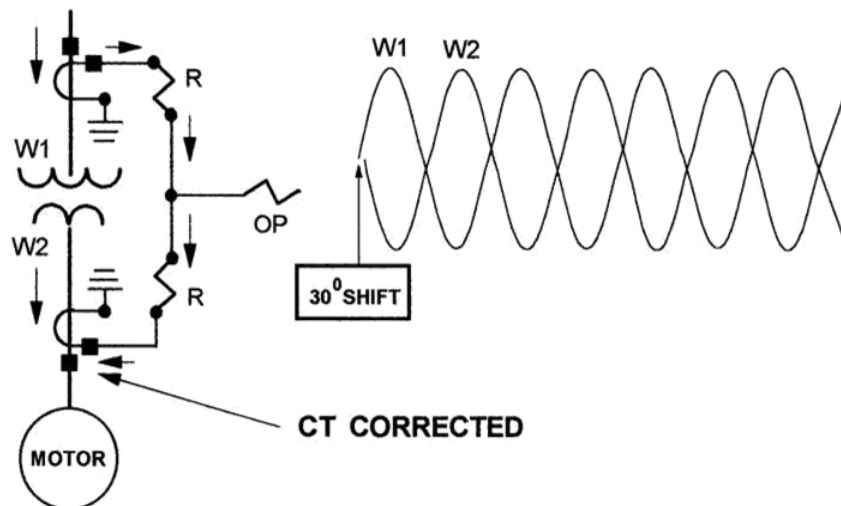


FIG. 9.62

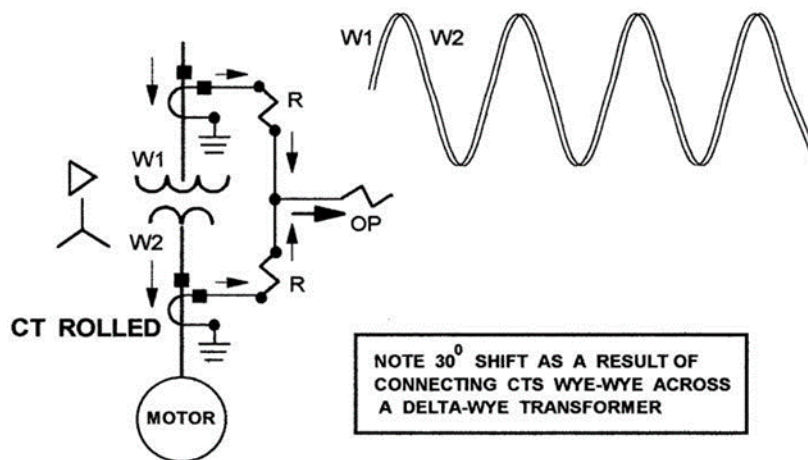


FIG. 9.63