

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICA

3.1 CONSIDERACIÓN DE DISEÑO

El sistema de protección adoptado para asegurar la protección y el esquema de protección, es decir, la disposición coordinada de los relés y accesorios se discute para los siguientes elementos del sistema de alimentación.

- yo) Hidrogeneradores
- ii) Transformadores Generadores
- iii) Barras de bus HV
- iv) Protección de línea e isla

La función principal del sistema de protección es detectar y aislar todos los componentes con fallas o fallas lo más rápido posible, minimizando así la interrupción en el resto del sistema eléctrico. En consecuencia, el sistema de protección debe ser confiable (operar cuando sea necesario), seguro (no operar innecesariamente), selectivo (solo debe operar la cantidad mínima de dispositivos) y tan rápido como sea necesario. Sin este requisito principal, el sistema de protección sería en gran medida ineficaz e incluso podría convertirse en responsabilidad.

3.1.1 Fiabilidad de la protección

Los factores que afectan la fiabilidad son los siguientes;

- yo) Calidad de relés
- ii) Componentes y circuitos involucrados en la eliminación de fallas, por ejemplo, circuitos de disparo y control de interruptores, transformadores de instrumentos
- iii) Mantenimiento de equipos de protección.
- iv) Calidad del personal operativo de mantenimiento

Los registros de fallas indican el siguiente orden de probabilidad de falla de los relés, disyuntor, cableado, transformadores de corriente, transformadores de voltaje y batería D C. En consecuencia, se requiere que se proporcione una disposición de respaldo local y remota.

3.1.2 Selectividad

Se requiere selectividad para evitar pérdidas innecesarias de plantas y circuitos. Se debe proporcionar protección en zonas superpuestas para que ninguna parte del sistema de alimentación permanezca desprotegida y la zona defectuosa se desconecte y aisle.

3.1.3 Velocidad

Los factores que afectan el tiempo de eliminación de fallas y la velocidad del relé son los siguientes:

- yo) Consideración económica
- ii) Selectividad
- iii) Estabilidad del sistema
- iv) Daños en el equipo

3.1.4 Sensibilidad

La protección debe ser lo suficientemente sensible para funcionar de manera confiable en condiciones de falla mínimas para una falla dentro de su propia zona, mientras se mantiene estable bajo la carga máxima o en condiciones de falla.

3.1.5 Zonas de protección

Se proporcionan zonas de protección superpuestas para que ninguna parte del sistema de alimentación permanezca desprotegida. El punto de conexión de la protección con el sistema de energía normalmente define el límite de la zona y generalmente corresponde a la posición de los transformadores de corriente. Transformadores de corriente si se proporcionan en ambos

lados del interruptor automático se superponen Figura 3.1 (a). Si se proporcionan en un lado, se producen puntos ciegos Figura 3.1 (b). La falla entre el CT y el disyuntor no disparará el alimentador CB y la corriente de falla continuará fluyendo hasta que sea borrada por la protección de respaldo.

3.1.6 Protección primaria y de respaldo

El diseño de un sistema de protección debe incluir protección de respaldo para permitir fallas y para el mantenimiento periódico de los dispositivos de interrupción, dispositivos de detección y relés de protección. La protección de respaldo puede ser remota o local o puede ser una combinación de ambos esquemas. La protección remota de respaldo consiste en relés que están configurados para responder a fallas en la siguiente zona de protección. Este tipo de protección es relativamente lenta, ya que debería permitir tiempo para que funcione el relé primario en esa zona. También puede causar la interrupción de grandes porciones del sistema de suministro eléctrico.

En algunos casos, la protección de respaldo local está justificada. La copia de seguridad local consta de dos conjuntos de protección primaria independiente y retransmisión de falla del interruptor. Idealmente, esto debería incluir dos conjuntos independientes de transformadores de corriente, transformadores de voltaje, relés de protección y bobinas de disparo del interruptor, pero solo se requiere un sistema de transmisión de falla del interruptor. Cada sistema de relé de protección debe estar aislado para que una falla en uno no afecte al otro. Entre otras cosas, esto requiere que la potencia de control para cada sistema se suministre desde disyuntores o fusibles de bajo voltaje separados.

Se proporcionan dos formas de protección de respaldo. Estas son fallas de protección o fallas del interruptor de circuito. La mejor forma de protección de respaldo para cualquier sistema es aquella en la que los suministros de CA y CC están completamente separados de la protección principal. La consideración económica determina el grado en que se proporciona protección de respaldo.

3.1.7 Datos de falla

Los sistemas de relés de protección miden la corriente, el voltaje o una combinación de corriente y voltaje durante condiciones de falla. La magnitud de la corriente de falla y el cambio asociado en el voltaje varía según el tipo de falla y la ubicación de la falla con respecto a los dispositivos de detección.

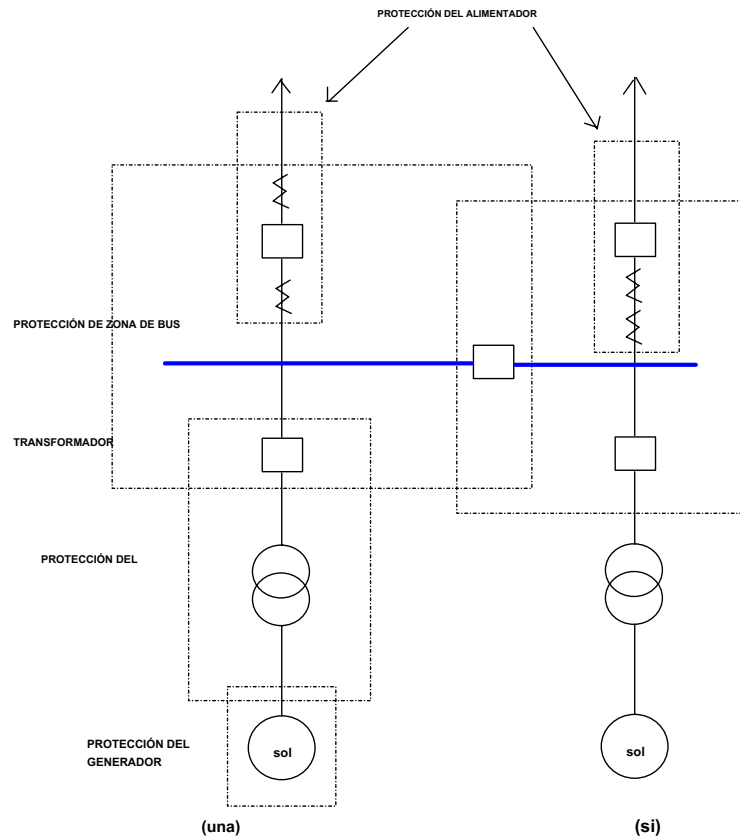


Figura 3.1

Por lo tanto, un estudio de los tipos de fallas que pueden ocurrir es importante para garantizar que el sistema de protección seleccionado pueda detectar y aislar todas las partes con fallas del sistema eléctrico. Los tipos de fallas que se deben considerar son trifásicos, de fase a fase, de doble fase a tierra y de una sola fase a tierra.

3.1.8 Corriente de falla versus corriente de carga

En la mayoría de los casos, la falla excede la corriente de carga normal en un factor de 2 o más. Sin embargo, se debe considerar especialmente las situaciones en las que la corriente de carga es mayor que la corriente de falla. Por ejemplo, en sistemas que están conectados a tierra a través de una impedancia neutral, la corriente de falla a tierra es menor que la magnitud de corriente de carga normal. Para esta situación, se requiere el uso de retransmisión de falla a tierra por separado. Los dispositivos de sobrecorriente de fase de alto voltaje no deben responder a la corriente de carga máxima porque estos dispositivos se aplican para proporcionar protección contra cortocircuitos pero no para cargas máximas. Los conductores, transformadores y otros dispositivos de transporte de corriente deben estar clasificados para soportar la carga máxima esperada, teniendo en cuenta los perfiles de carga, la diversidad y las clasificaciones de los equipos de corto tiempo. De vez en cuando, se proporciona protección especial contra sobrecargas para equipos de alto voltaje, pero esto generalmente debe evitarse debido a la dificultad de coordinar estos esquemas mientras se mantiene un funcionamiento confiable del sistema de energía. Sin embargo, se requiere protección contra sobrecarga para equipos de bajo voltaje.

3.1.9 Dispositivos de interrupción de circuito

Los fusibles son dispositivos de protección monofásicos que combinan funciones de detección e interrupción en una sola unidad. La operación del fusible se basa en la magnitud y duración de la corriente que fluye en cada fase del circuito. Las consideraciones principales de la aplicación incluyen la carga máxima, la corriente de falla mínima y máxima disponible, la capacidad de interrupción, el tiempo de funcionamiento del fusible en relación con el tiempo de funcionamiento de los dispositivos de protección en los sistemas de consumo y de servicios públicos, y los efectos del suministro monofásico debido a la operación de un fusible. Los interruptores automáticos en miniatura están reemplazando los fusibles.

Un interruptor de circuito es un dispositivo de interrupción diseñado para funciones de conmutación normales, así como para interrupción de fallas. Los disyuntores ofrecen una flexibilidad considerable y están disponibles en una variedad de clasificaciones de interrupción de voltaje, corriente y corriente de falla. Los disyuntores de alto voltaje están equipados con bobinas separadas de cierre y disparo que se pueden controlar eléctricamente mediante cualquier paquete de protección y control requerido. Los interruptores automáticos de bajo voltaje pueden equiparse con dispositivos de disparo en derivación, pero generalmente son autónomos con unidades térmicas magnéticas integrales o de estado sólido.

Una consideración en la aplicación de dispositivos de interrupción es la fuente de energía de control para las bobinas de cierre y disparo. Una batería de estación se considera la fuente más confiable de energía de control de CC, porque el voltaje de salida de la batería no se ve afectado por la caída de voltaje de CA que puede ocurrir durante condiciones de cortocircuito. Un dispositivo de disparo capacitivo almacenará energía durante un corto período de tiempo que es suficiente para disparar un interruptor. Este dispositivo se puede usar en circunstancias en las que no es práctico usar una batería. Cuando se utiliza el disparo capacitivo, la potencia tanto para el disparo como para los circuitos cerrados es CA. La ubicación de la fuente de CA debe estar en el lado de la utilidad del vaso de precipitados principal para garantizar que haya energía disponible para cerrar el interruptor principal.

3.1.10 Dispositivos de detección

El relé de protección debe estar aislado del sistema de alto voltaje, pero requiere cantidades de corriente y voltaje proporcionales a las del sistema de suministro eléctrico. Las clasificaciones estándar para relés de protección son normalmente de 5 A y 110 V, 50 Hz. Los transformadores de corriente y tensión producen estas cantidades de entrada de relé y se analizan en el capítulo 3.2.

3.1.11 Tipo de relés de protección

Hay muchos tipos de relés de protección y esquemas de protección disponibles. Los tipos de relés de protección que generalmente se usan para varios elementos de la estación hidroeléctrica se analizan en las secciones respectivas de este capítulo.

Los relés discutidos aplican la función de relé. Los relés específicos utilizados pueden ser de diseño electromecánico, de estado sólido o basados en microprocesador (consulte 1.6).

3.1.12 Estudios del sistema

3.1.12.1 Tipos de estudios

Se deben realizar estudios de un sistema eléctrico para proporcionar a la autoridad de generación y al consumidor información sobre las condiciones normales y anormales en el sistema. Los estudios realizados para determinar los requisitos para el diseño del sistema de protección incluyen flujos de carga en condiciones máximas y mínimas, estudios de cortocircuito y estabilidad. Estos estudios proporcionan la magnitud de la corriente de falla; datos de tiempo de limpieza requeridos; datos necesarios para la selección adecuada de equipos como CT, dispositivos de interrupción y relés de protección; y datos necesarios para calcular la configuración de los dispositivos de protección. La mayoría de los hidrogenadores están interconectados a la red. Se requieren datos de corriente de falla para aplicar dispositivos de protección y determinar las clasificaciones requeridas de dispositivos de interrupción. La autoridad de generación debe proporcionar al consumidor el servicio mínimo y máximo de cortocircuito trifásico y de fase a tierra (y las relaciones X/R asociadas) en el punto de interconexión de la red para las condiciones iniciales (y cualquier condición futura). Las contribuciones por cortocircuito deben obtenerse de los propietarios de las subestaciones estatales / de la red. Esta información debe expresarse de forma tal que sea posible determinar solo la contribución de la red. Los estudios de flujo de carga son esenciales antes de realizar estudios de estabilidad; También son importantes si hay múltiples conexiones entre la central eléctrica y la red. Los estudios de estabilidad que tienen en cuenta las características dinámicas del sistema generalmente los realizan las empresas de servicios públicos cuando ocurren cambios importantes específicos en los niveles de generación o en la configuración del sistema de transmisión. La instalación de una instalación de consumo con una generación o carga significativa puede justificar un estudio de estabilidad de la nueva configuración del sistema eléctrico. La generación adicional puede necesitar realizar un estudio de estabilidad por separado para examinar la respuesta dinámica de este equipo a las perturbaciones dentro de la planta.

Los propietarios de plantas de energía pueden realizar estudios de flujo de carga para determinar el mejor método de suministro e identificar cambios en sus instalaciones o prácticas operativas que puedan ser necesarias debido a una gran instalación de consumo. En algunos casos, puede ser necesario un estudio de análisis transitorio para determinar el impacto de un cambio en la secuencia de conmutación para energizar o volver a cerrar una línea de transmisión o transformador, o debido a la instalación de condensadores o reactores. La aplicación de relés de baja frecuencia puede requerir un estudio especial para determinar la variación de frecuencia y la tasa de descomposición asociadas con perturbaciones particulares del sistema. Incluso si se realizan estudios especiales en el momento de la interconexión de cada generador hidroeléctrico, la base de datos utilizada para los estudios de planificación y operación debe actualizarse a medida que se instalen nuevas instalaciones,

Es posible que se requieran estudios para determinar si se producirán problemas de sobretensión en la línea de transmisión bajo ciertas condiciones de conmutación. Las conexiones de transformador de alta tensión sin conexión a tierra (p. Ej., Devanados conectados en triángulo) en combinación con cargas y / o generación de motores síncronos de baja tensión del consumidor pueden introducir sobretensión transitoria severa si el extremo de la central eléctrica del circuito de transmisión se desconecta con el transformador del consumidor todavía conectado. Estas sobretensiones transitorias pueden ser considerablemente más altas que los tiempos de voltaje de línea a neutro que normalmente se esperan para las fases sin falla en un sistema delta cuando hay una falla de línea a tierra. En casos extremos, el disparo en la red y el terminal de la línea de transmisión debe retrasarse para garantizar que el extremo remoto del consumidor se dispare primero por las instalaciones de viaje de transferencia directa.

3.1.13 Datos requeridos

Los datos básicos necesarios para todos los estudios eléctricos son positivos. Valores de impedancia negativos y de secuencia cero de cada elemento del sistema, incluidos generadores, transformadores, motores, cables y líneas. Para generadores y motores síncronos, también se requieren las reactancias transitorias y subtransitorias. El método más común para presentar estos datos requeridos es por unidad o porcentaje. Los datos requeridos a menudo se muestran en un diagrama de una línea que cubre todas las instalaciones asociadas.

3.1.14 Rendimiento de estudios

Esencialmente, todos los estudios del sistema están basados en computadora usando un software de aplicación generalizado. El tipo y la complejidad de los estudios que se realizarán generalmente determinarán quién realizará el estudio. A pesar de

quien realiza el estudio, cualquier resultado que afecte el diseño u operación de la interconexión debe comunicarse a las partes interesadas.

Los relés de protección multifunción pueden ser rentables para la protección del generador y la línea cuando se requieren muchos relés individuales. Cuando se seleccionan relés multifuncionales, se proporcionarán relés convencionales de respaldo limitado en función de la seguridad, el costo del equipo perdido o dañado, las reparaciones. Los relés de protección de respaldo con diferentes diseños y transformadores de instrumentos deben proporcionarse de manera confiable y segura y evitar puntos ciegos.

3.2 TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTOS

3.2.1 Introducción

Transformadores de instrumentos, es decir, transformadores de corriente y transformadores de voltaje aíslan los circuitos secundarios del circuito primario (potencia) y proporcionan cantidades proporcionales a las del primario. Estas cantidades se utilizan para medir y retransmitir circuitos. Los transformadores de corriente y tensión se consideran parte integrante del sistema de protección y deben coincidir cuidadosamente con el relé de protección. Los transformadores de corriente de medición para medición son necesarios para realizar con precisión su función en el rango normal de corrientes de carga, mientras que los transformadores de corriente protectores deben proporcionar una corriente secundaria suficientemente precisa para proporcionar una protección satisfactoria en un amplio rango de corriente de falla desde una fracción de carga completa a muchos tiempos de carga completa. Por lo tanto, se utilizan tipos separados de transformadores de corriente para medición y protección. En el caso de transformadores de voltaje, los mismos transformadores pueden servir para ambos propósitos. Los relés de protección en sistemas de alimentación de CA están conectados en los circuitos secundarios de transformadores de corriente y transformadores de potencial. En los transformadores de corriente, la corriente primaria no está controlada por la condición del circuito secundario. Por lo tanto, la corriente primaria es dominante en la operación de los transformadores de corriente. Los transformadores de instrumentos se clasifican además en dos grupos:

- 1) Transformadores de instrumentos de protección utilizados en asociación con relés, bobinas de disparo, cables piloto, etc.
- 2) Transformadores de instrumentos de medición: se utilizan junto con amperímetro, vatímetro, etc. Como resultado, el error de relación es muy importante en los transformadores de corriente protectores, y el error de ángulo de fase puede ser menos importante. El transformador de voltaje se usa para transformar el voltaje de un valor a otro (generalmente más bajo). Tanto los transformadores de corriente como los transformadores de voltaje se denominan transformadores de instrumento. Las discusiones en este libro se basan en los estándares indios mencionados aquí debajo. La última versión de las siguientes Normas puede ser referida para obtener información completa.

A. Transformador de corriente

- yo) IS: 2705 (4 partes) - Transformador de corriente
- ii) Transformador de corriente IEC 185 - Comisión electrotécnica internacional
- iii) IS 4201 - Guía de aplicación para transformadores de corriente
- iv) IEC-60044-1 - Transformadores de corriente

Sl. Transformador de voltaje

- yo) IS 3156 (Parte III) - Transformador de voltaje protector
- ii) IS 3156 (Parte I) - Transformador de medición de voltaje
- iii) IS 4146 - Guía de aplicación del transformador de tensión delantero
- iv) IEC Pah 186 - Transformador de tensión - Comisión electrotécnica internacional
- v) IEC-60044-2 - Transformadores de voltaje

3.2.2 Transformador de corriente

El requisito principal es que la relación de corriente debe ser constante. El devanado primario está conectado en serie con la carga y transporta la corriente de carga a medir. El devanado está conectado al relé o unidad de medición. Secundario

La corriente del relé junto con la resistencia de carga y la impedancia del devanado constituyen la carga del transformador. La corriente primaria contiene dos componentes.

una) Corriente secundaria que se transforma y está en relación inversa de la relación de vueltas.

si) Una corriente emocionante para magnetizar el núcleo y suministrar pérdidas por remolinos e histéresis y no se transforma.

La cantidad de corriente emocionante depende del material central y el requisito de carga. El error de relación

viene dado por la siguiente expresión.

$$\% \text{ error} = \frac{I_{psa} - I_{un} \times K_{un}}{I_{psa}} \times 100$$

K_{un} = Relación de transformación nominal
 I_{ps} = Corriente secundaria real
 I_{psa} = Corriente primaria real

Como el tiempo del relé se ha reducido al orden de unos pocos milisegundos en los relés de protección modernos, el comportamiento transitorio de los transformadores de corriente y de voltaje necesita más atención. Para evitar la saturación de los núcleos de los transformadores de corriente durante las corrientes subtransitorias, se introducen núcleos más grandes y espacios de aire en los TC para relés de protección rápidos.

Las especificaciones estándar proporcionadas por IEC, IEEE e IS cubren varios aspectos acerca de los transformadores de corriente, tales como requisitos generales, especificaciones, pruebas, aplicaciones, términos y definiciones. El criterio principal de la selección de la relación del transformador de corriente casi invariablemente es la corriente de carga máxima. En otras palabras, la corriente secundaria del transformador de corriente a corrientes de carga máximas no debe exceder la clasificación de corriente continua del relé aplicado. Esto es particularmente aplicable a los relés de tipo fase donde la corriente de carga fluye a través de los relés. Este criterio se aplica indirectamente a los relés de tierra aunque no reciben corriente porque generalmente están conectados al mismo conjunto de transformadores de corriente que los relés de fase. Dado que la relación se ha establecido sobre la base de la corriente de carga de los relés de fase, Esta relación se aplicaría al relé de tierra. La relación del transformador de corriente se selecciona para proporcionar alrededor de 5 amperios o 1 amperio. (en el patio de maniobras) secundario para la corriente de carga máxima. Cuando se usan CT conectadas en delta, el $\sqrt{3}$ No deben pasarse por alto 3 factores.

3.2.3 Terminología del transformador de corriente (IS: 2705)

Error compuesto: - En condiciones de estado estable, el valor eficaz de la diferencia, integrado en un ciclo, entre:

una) el valor instantáneo de la corriente primaria y

si) El producto de la relación de transformación nominal y los valores instantáneos de la corriente secundaria real. (Esto incluye los efectos de la diferencia de fase, de cualquier corrección de giro y de distorsión de la forma de onda del agua).

Esto generalmente se expresa como un porcentaje del valor eficaz de la corriente primaria de acuerdo con la expresión dada a continuación:

$$\text{Error compuesto} = \frac{100}{I_{psa}} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (I_{ps} - K_{un} I_p)^2 dt}$$

Donde I_{psa}

= corriente primaria (valor eficaz) I_p

= duración de un ciclo en segundos, T

= índice de transformación nominal, K_{un}

= valor instantáneo de la corriente secundaria, y I_{ps}

= valor instantáneo de la corriente primaria

Factor de límite de precisión: La relación de la precisión nominal limita la corriente primaria a la corriente primaria nominal. Los factores de límite de precisión estándar son 5, 10, 15, 20 y 30. Límite de precisión nominal Corrientes primarias El valor de la corriente primaria más alta hasta la cual el transformador cumplirá con los límites especificados de error compuesto. Es el producto de la corriente primaria nominal y el factor límite de precisión nominal.

Corriente de excitación: El valor eficaz de la corriente tomada por el devanado secundario de un transformador de corriente cuando se aplica voltaje sinusoidal de frecuencia nominal a los terminales secundarios; El devanado primario y cualquier otro devanado están en circuito abierto.

Clases de precisión estándar: Para el transformador de corriente de protección, la clase de precisión se designa por el porcentaje de error compuesto más alto permitido en el límite de precisión nominal de la corriente primaria prescrita para la clase de precisión en cuestión, seguido de la letra 'P' (que significa protección). Las clases de precisión estándar para transformadores de corriente protectores son 5P, 10P y 15P.

La clase de precisión estándar para medir transformadores de corriente es 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3 y 5.

Voltaje de punto de rodilla: Ese voltaje sinusoidal de frecuencia nominal aplicado a los terminales secundarios del transformador, todos los demás devanados están en circuito abierto, que cuando se incrementa en un 10%, hace que la corriente excitante aumente en un 50%.

Según IS: 2705 Tensión mínima del punto de inflexión (V_k) se especifica de acuerdo con una fórmula del tipo: V_k

$$= K \cdot I_s (R_{\text{conductor}} + R_{\text{si}})$$

Donde, V_k

es el voltaje mínimo del punto de inflexión en voltios, K

es un parámetro a especificar por el comprador que depende del nivel de falla del sistema y las características del relé que se utilizará. I_s

es la corriente secundaria nominal del transformador de corriente (o la corriente secundaria derivada de una relación de espiras especificada y corriente primaria) $R_{\text{conductor}}$

es la resistencia del devanado secundario corregida a 75 °C (generalmente se deja al fabricante) R_{si}

es la impedancia del circuito secundario según lo especificado por el comprador

Desplazamiento de fase: La diferencia de fase entre los vectores de corriente primaria y secundaria, eligiéndose la dirección de los vectores de modo que el ángulo sea cero para un transformador perfecto. Se dice que el desplazamiento de fase es positivo cuando el vector de corriente secundario conduce al vector de corriente primario. Suele expresarse en minutos.

3.2.4 Aplicación de transformadores de corriente protectores

En la figura 3.2 se muestra la forma general de las características emocionantes para el material de acero al silicio laminado en frío (en cruz) que generalmente se usa para CT de protección.

El rango de trabajo de un transformador protector se extiende desde el punto del tobillo hasta el punto de la rodilla y más allá (rango completo). El transformador de corriente de medición normalmente opera en la región del punto del tobillo aproximadamente del 10% al 120% de carga completa. La alta permeabilidad con material de bajo nivel de saturación se utiliza para medir CT. CT se satura por encima de este rango y protege los medidores. Los errores de relación y ángulo de fase se muestran en las tablas 3.1 y 3.2 para la clase de precisión estándar y la clase de precisión especial Ct para la medición según IS: 2705. La Tabla 3.3 muestra los límites de error para los transformadores de corriente protectores.

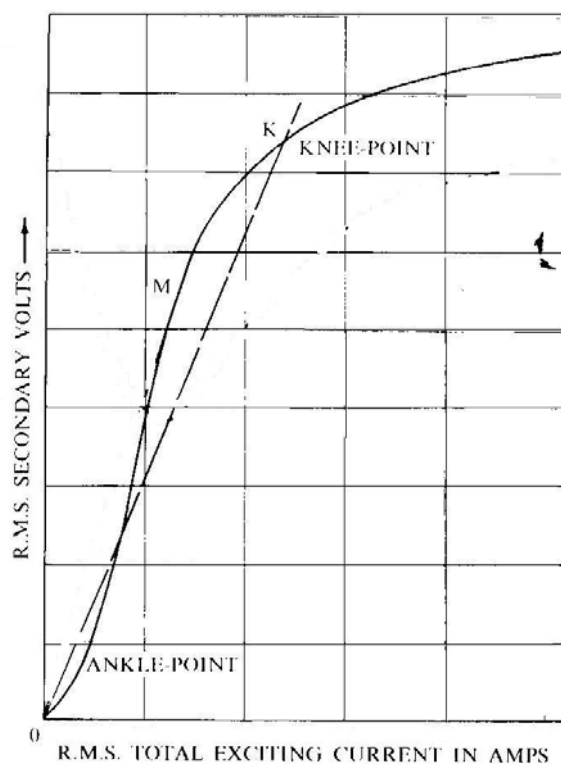


Figura 3.2: Curva emocionante para la transferencia actual
(Típico)

La determinación de la clasificación de un CT protector depende de su aplicación y, en consecuencia, se resuelven los siguientes parámetros: carga nominal, factor límite de precisión nominal y clase de precisión. Para el sistema de protección equilibrado y la protección de distancia, se utilizan transformadores de corriente de clase especial, designados como clase PS, y además se deben especificar los siguientes parámetros.

- una) Tensión nominal del punto de rodilla
- si) Resistencia secundaria del devanado.
- C) Corriente excitante máxima a la tensión nominal del punto de rodilla

Tabla 3.1: Límites de error para las clases de precisión estándar 0.1, 0.2, 0.5 y 1 clase de precisión

	Porcentaje de corriente (relación) Error en Porcentaje de corriente nominal				Desplazamiento de fase en minutos a porcentaje de corriente nominal			
	5 5	20	100	120	5 5	20	100	120
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
0.1	0.4 0.4	0.2 0.2	0.1	0.1	15	8	5 5	5 5
0.2 0.2	0.75	0.35	0.2 0.2	0.2 0.2	30	15	10	10
0.5 0.5	1.5	0.75	0.5 0.5	0.5 0.5	90	45	30	30
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60 60	60 60

Tabla 3.2: Límites de error para Clase de precisión de aplicación especial 0.2S y Clase de precisión 0.5S

	Porcentaje de corriente (relación) Error en Porcentaje de corriente nominal					Desplazamiento de fase en minutos a porcentaje de corriente nominal				
	1	5 5	20	100	120	1	5 5	20	100	120
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
0.2S	0.75	0.35	0.2 0.2	0.2 0.2	0.2 0.2	30	15	10	10	10
0.5S	1.5	1.5	0.5 0.5	0.5 0.5	0.5 0.5	90	45	30	30	30

Tabla 3.3: Límites de errores

Clase de precisión	Error de corriente en nominal Corriente primaria (por ciento)	Desplazamiento de fase a clasificación Corriente primaria (minutos)	Error compuesto en el límite de precisión nominal primario Actual (porcentaje)
(1)	(2)	(3)	(4)
5P	± 1	± 60	5.5
10P	± 3	-	10
15P	± 5	-	15

Carga clasificada: La carga sobre un CT protector se compone de las cargas individuales de los relés asociados o las bobinas de disparo, los instrumentos (si se usan) y los cables de conexión.

Normalmente, se debe usar la clasificación VA estándar más cercana a la carga calculada. Pero se llama la atención sobre el hecho de que un dispositivo puede tener una impedancia diferente en diferentes condiciones de funcionamiento. La carga de VA que se impone efectivamente en el CT a la corriente secundaria nominal viene dada por las siguientes fórmulas:

$$I_{CT} = \frac{V_{CT}}{I_{rs}}$$

Donde I_{CT}

= carga afectiva de AV en el CT Pr

= La carga VA del dispositivo en la configuración actual es

= corriente secundaria nominal del transformador de corriente, I_{rs}

= configuración actual del dispositivo

Al seleccionar la salida nominal estándar más adecuada, no es deseable especificar un valor que exceda sustancialmente la carga como se calculó anteriormente; hacerlo podría resultar en un transformador que no tiene un costo económico o dimensiones excesivamente grandes. Cuando la clasificación VA estándar más cercana es menor que la carga total calculada, generalmente es satisfactorio adoptar la primera.

Factor de límite de precisión nominal: Al determinar el factor límite de precisión apropiado para una aplicación dada, el punto importante a considerar es el valor máximo de la corriente primaria hasta el cual se requiere el mantenimiento de la relación, sin embargo, otros factores también están involucrados. Las capacidades de un transformador de corriente de protección están determinadas por las vueltas de amperes primarias, la dimensión del núcleo y el material, y son aproximadamente proporcionales al producto de la carga nominal y el factor límite de precisión nominal. Con material actual y dimensiones normales, este producto tiene un valor máximo de aproximadamente 150.

Correlación de la carga y el factor límite de precisión: El factor límite de precisión superior a 10 y las cargas nominales superiores a 15 VA no se recomiendan para fines generales. Sin embargo, es posible combinar un factor límite de precisión con una calificación más alta con una calificación de carga más baja y viceversa; pero cuando el producto de estos dos excede el transformador de corriente resultante puede ser antieconómico y / o de dimensiones inusualmente grandes. Además, podría no ser posible obtener un producto de 150 si los transformadores de corriente son del tipo primario de la herida con una relación baja y una corriente térmica de corto tiempo de alta calificación.

Clase de precisión: La clase de precisión requerida del transformador de corriente de protección depende de la aplicación particular y los ejemplos de su selección con respecto a los valores asociados del límite de precisión nominal y la carga nominal se encuentran en los ejemplos.

3.2.5 Aplicación especial (CT de clase PS)

Cuando el funcionamiento del equipo de protección depende con mayor precisión de la relación de magnitud y fase de voltaje y corriente como, por ejemplo, del equilibrio de corriente en la protección diferencial, los transformadores de corriente pueden requerir características diferentes a las prescritas anteriormente. Estas características no pueden expresarse convenientemente en los términos utilizados para las clases de precisión 5P y 10P.

Para tales aplicaciones, las características de los transformadores de corriente se especifican normalmente en los siguientes términos:

- una) Tensión de punto de rodilla,
- si) La excitante corriente en el voltaje del punto de inflexión o en un porcentaje de ambos
- C) Resistencia del devanado secundario.

Los valores de los términos anteriores dependen del equipo de protección involucrado. En tales casos, el diseñador del sistema de protección debe especificar el requisito adicional que puede ser necesario en consulta con el fabricante del relé.

3.2.6 Transformadores de voltaje de protección

3.2.6.1 Terminología

Transformadores de voltaje de protección: - Un transformador de voltaje destinado a proporcionar un suministro a dispositivos de protección (relés o bobinas de disparo). Se requiere que estos transformadores tengan la precisión suficiente para operar el sistema de protección a los voltajes que se producen en condiciones de falla.

Designación de clase de precisión: - La clase de precisión para el transformador de voltaje de protección está designada por el error de voltaje porcentual más alto permitido para la clase de precisión en cuestión del 5 por ciento del voltaje nominal a un voltaje correspondiente al factor de voltaje nominal. Esta expresión es seguida por la letra P para protección. Transformador de tensión y PR para transformador de tensión residual trifásico.

Clases de precisión estándar: - esto se designa por el error de porcentaje de voltaje más alto permitido a los voltajes nominales prescritos para la clase de frecuencia en cuestión.

Las clases de precisión estándar para transformadores de voltaje de protección son '3P' y '6P'.

Carga clasificada: - La carga nominal de un transformador de voltaje generalmente se expresa como la potencia aparente en voltios amperios absorbidos en el voltaje secundario nominal. La carga se compone de las cargas individuales de las bobinas de voltaje asociadas de los instrumentos, relés, bobinas de disparo a las que está conectado el transformador de voltaje. La carga total se calcula al sumarlos después de referir el valor individual a una base común, es decir, voltaje secundario nominal.

Normalmente, se debe usar la clasificación VA estándar más cercana a la carga calculada. No es deseable especificar una clasificación VA mucho más alta que el valor calculado, ya que hacerlo podría dar lugar a imprecisiones y al costo del transformador no económico o de dimensiones excesivamente grandes. Cuando el valor de la clasificación VA estándar más cercana es menor que el valor calculado, el uso de dicha clasificación VA debe realizarse en consulta con los fabricantes.

Se garantiza la precisión de un transformador de voltaje para la variación de carga entre el 25% y el 100% de la carga nominal.

3.2.6.2 Límites de error de voltaje y desplazamiento de fase

El voltaje residual nominal de un transformador de voltaje residual trifásico es el siguiente:

- a. Para transformadores neutros con toma de tierra efectiva 1 x tensión residual nominal
- si. Para transformadores de tensión neutra aislados 3 x tensión residual nominal

Acc. Clase	Porcentaje de error de voltaje	Desplazamiento de fase
3 P	± 3,0%	± 120 minutos
6 P	± 6.0%	± 300 minutos

3.2.6.3 Transformador de voltaje destinado a producir voltaje residual

- una) El voltaje secundario nominal del devanado conectado en delta roto para producir un voltaje residual es de 110 voltios, $110 / \sqrt{3}$ o $110/3$ para transformadores de voltaje monofásicos destinados a producir un voltaje residual.

El voltaje residual nominal de un transformador de voltaje residual trifásico es el siguiente:

- yo) Para transformadores neutros con toma de tierra efectiva 1 x tensión residual nominal
- ii) Para transformadores de tensión neutra aislados 3 x tensión residual nominal

Voltaje secundario nominal	
Valor preferido	Voltios
100	110
$\frac{100}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$
$\frac{100}{3}$	$\frac{100}{3}$

Si el valor preferido del voltaje secundario nominal produce un voltaje residual demasiado bajo, se pueden usar valores no preferidos.

Salida nominal: - debe ser según IS: 3150 y los valores preferidos son 25, 50 y 100 VA. Clase de precisión: según la clase

de precisión IS para un transformador de tensión residual, es decir, 6 P.

3.2.6.4 Aplicación especial

Cuando se utiliza un transformador de voltaje trifásico con un generador, ya sea para medición o protección, debe tener un devanado delta terciario cerrado para proporcionar la ruta para el tercer componente armónico de la corriente de excitación en el núcleo.

3.2.6.5 Aplicación de transformadores de medición de voltaje

Un transformador de voltaje de medición necesita mantener su precisión del 80 al 120% del voltaje nominal. No es necesario mantener su precisión dentro del límite especificado durante las condiciones de falla.

3.2.6.6 Clase de precisión

No es deseable que se requiera una clase de precisión más alta que la necesaria para el trabajo requerido. Hacerlo no es rentable y puede dar como resultado un transformador de voltaje de dimensiones excesivas, lo que puede implicar la modificación de la celda sin tener ningún propósito útil.

3.2.7 Aplicación de transformadores de voltaje de protección

Altitud: El buje del transformador de voltaje / carcasa del clima entre el punto de alto voltaje y el punto de tierra más cercano del transformador de voltaje se incrementa de acuerdo con IS: 4146.

Contaminación atmosférica: La distancia mínima de fuga bajo diversos grados de contaminación del buje del transformador de voltaje / carcasa climática según lo recomendado por IS: 4146 es la siguiente: para condiciones muy contaminadas

23 mm por kV de voltaje de equipo más alto

Para condiciones normales y ligeramente contaminadas

16 mm por kV de voltaje de equipo más alto

Resistencia al terremoto: Los aisladores y bujes de porcelana del transformador de voltaje de 66 kV y superiores están hechos para soportar las tensiones que probablemente causen los terremotos según IS: 1983 y se especifican las pruebas de vibración.

La selección de la clase de precisión para una aplicación particular debe realizarse en consulta con el fabricante.

Se requiere un dispositivo de protección para operar bajo condiciones de falla del sistema. Como las fallas generalmente están asociadas con caídas de voltaje, se requiere un transformador de voltaje de protección para mantener su precisión dentro del límite especificado de 5 al factor de voltaje de voltaje nominal.

Para aplicaciones con dispositivos de protección cuya operación no depende de la relación de fase entre el voltaje y la corriente, por ejemplo, bajo voltaje, sobrevoltaje y sobre relé de corriente de límite de importancia y precisión, la clase de P se considera bastante adecuada.

Para aplicaciones con dispositivos de protección cuya operación depende de la relación de fase entre el voltaje y la corriente, por ejemplo, protección de sobrecorriente direccional, potencia inversa y distancia direccional, se utilizan transformadores de voltaje de clase 3.0.

La selección de la clase de precisión para cualquier aplicación particular depende de la sensibilidad del esquema de protección requerido, y el comprador lo decide en consulta con el fabricante.

3.2.8 Elección de conexión (fase a fase) (V)

En este tipo de conexión, 2 transformadores de voltaje monofásicos están conectados en 'V', tanto en el lado primario como en el secundario. Como no hay neutro en el devanado primario, no se puede obtener el voltaje de secuencia cero. Por lo tanto, dicho transformador de voltaje no puede usarse donde se requiere tener voltaje de secuencia cero para protección o indicación.

3.2.9 Estrella-Estrella

Esta es la conexión más común utilizada en esquemas de medición y retransmisión. Cuando se utiliza la transmisión de voltaje de 3 fases y 3 miembros, el voltaje de secuencia cero no se transformará.

3.2.10 Estrella - Delta roto

Esta conexión se usa para relé direccional o cuando se requiere voltaje de secuencia cero para el esquema de retransmisión de falla a tierra. Con esta conexión, se utiliza un banco de 3 transformadores de voltaje monofásicos, y el punto de estrella principal está firmemente conectado a tierra independientemente de las condiciones de conexión a tierra del sistema. El voltaje que aparece en el delta roto es tres veces el voltaje de secuencia cero.

3.2.11 Voltaje y nivel de aislamiento y sobretensión, etc.

El nivel de voltaje y aislamiento es el mismo que para otros equipos en la central eléctrica.

3.2.12 Ejemplo típico

Un ejemplo típico de características de CT y PT fijadas para 2 x 10 MW. El proyecto Mukerian para protección y medición se muestra en la figura 3.4. La línea única de protección y medición se muestra en la figura 3.3.

3.3 PROTECCIÓN DEL GENERADOR

3.3.1 Introducción

El tamaño de las unidades generadoras hidroeléctricas individuales ha aumentado a más de 500 MW. En India, se instalaron generadores de 250MW en Nathpa Jhakri en el río Satluj y en el Proyecto Tehri Hydro Power en el río Bhagirathi. Se instalaron 6 unidades de 165 MW en la central hidroeléctrica Dehar del Proyecto Beas Link. Los generadores eléctricos de gran tamaño que funcionan en paralelo y conectados a líneas de transmisión de larga distancia requieren una protección adecuada, ya que la pérdida de incluso una sola unidad puede poner en peligro el funcionamiento del sistema de alimentación al que está conectado. La función colectiva de todas las formas de protección aplicadas a generadores grandes es, por lo tanto, reducir el tiempo de eliminación de todas las condiciones de falla asociadas con él. Es de suma importancia que los dispositivos de protección desconecten las máquinas automáticamente si la falla es interna o si las condiciones externas son tan anormales que la operación continua podría causar daños. Con el advenimiento de voltajes de transmisión más altos que transmiten grandes bloques de potencia a largas distancias, los problemas de estabilidad han aumentado y se han proporcionado tiempos de operación muy bajos, es deseable una revisión de los riesgos, ya que estos deben entenderse al considerar la conveniencia o no de la aplicación específica Características protectoras. Pequeños proyectos hidroeléctricos de micro rango hidroeléctrico (5 kW-100 kW) y hasta 25 MW de capacidad se están instalando principalmente para energía. La protección deseada está determinada por el sistema eléctrico interconectado y las consideraciones económicas. Con el advenimiento de voltajes de transmisión más altos que transmiten grandes bloques de potencia a largas distancias, los problemas de estabilidad han aumentado y se han proporcionado tiempos de operación muy bajos, es deseable una revisión de los riesgos, ya que estos deben entenderse al considerar la conveniencia o no de la aplicación específica Características protectoras. Pequeños proyectos hidroeléctricos de micro rango hidroeléctrico (5 kW-100 kW) y hasta 25 MW de capacidad se están instalando principalmente para energía. La protección deseada está determinada por el sistema eléctrico interconectado y las consideraciones económicas. Con el advenimiento de voltajes de transmisión más altos que transmiten grandes bloques de potencia a largas distancias, los problemas de estabilidad han aumentado y se han proporcionado tiempos de operación muy bajos, es deseable una revisión de los riesgos, ya que estos deben entenderse al considerar la conveniencia o no de la aplicación específica Características protectoras.

3.3.2 Generador, sistemas de excitación y arreglos de estaciones generadoras

El devanado del estator de un hidrogenerador síncrono trifásico consta de una serie de bobinas de una o varias vueltas que están conectadas en serie para formar un circuito monofásico. Los devanados de fase normalmente están conectados en estrella con neutro conectado a tierra a través de una impedancia externa. Los arreglos más comunes se muestran en las figuras 3.5 (a) y (b).

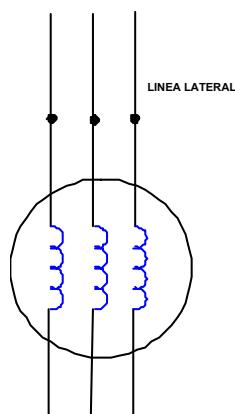


figura 3.5 (a)

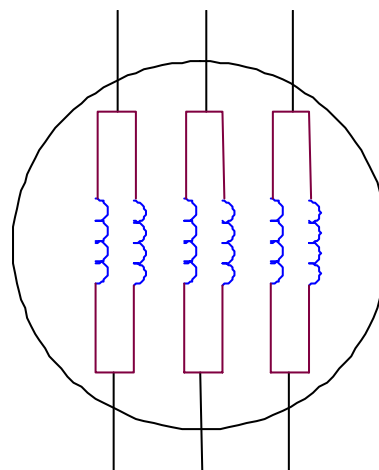


figura 3.5 (b) Bobinado de fase dividida

La práctica de puesta a tierra neutral del generador se analiza en el párrafo 3.6 junto con la protección de falla a tierra del estator. No se utilizan sistemas de excitación de CC montados en el eje. Los sistemas de excitación se analizan en el Capítulo 10, Volumen 1. El sistema de excitación estática para generadores grandes (Figura 10.2, Vol. 1) y el sistema de excitación sin escobillas (Figura 10.1, vol. 1) para generadores pequeños se está utilizando principalmente.

Los arreglos de interconexión de la red de estaciones generadoras se analizan en el Capítulo 9, Párrafo 9.2.1 y 9.2.2. En general, se utiliza la conexión del transformador del generador de la unidad (Figura 9.2.1) para generadores grandes y se proporcionan interruptores de generador y bus generador que comparten un transformador para unidades múltiples (Figura 9.2.2) para generadores de pequeño tamaño.

Generadores de inducción También se ha utilizado la alimentación a la red hasta un tamaño de unidad de aproximadamente 3000 kW.

3.3.3 Posibles fallas

Hay un número y variedad de fallas a las que puede estar sometido un generador. Se emplean varios sistemas de protección, tanto del tipo discriminatorio como no discriminatorio. Se debe tener mucho cuidado al coordinar los sistemas utilizados y las configuraciones adoptadas.

Clasificación de fallas

Todas las fallas asociadas con la unidad pueden clasificarse como falla de aislamiento o condiciones de funcionamiento anormales.

Una falla de aislamiento dará como resultado una falla entre vueltas, una fase a fase o una falla a tierra, pero más comúnmente la última, ya que la mayoría de las fallas de aislamiento eventualmente ponen el devanado en contacto directo con el núcleo.

Funcionamiento anormal

Las condiciones anormales de funcionamiento en hidrogeneradores a proteger incluyen: -

- a. Sobrecarga
- si. Pérdida de excitación
- C. Carga desequilibrada
- re. Fallo de aceite lubricante
- mi. Fracaso del motor principal
- F. Sobre / bajo velocidad
- sol. Desplazamiento del rotor
- h. Vibración excesiva

Fallos del estator

La ruptura del aislamiento del devanado puede provocar cualquiera de los siguientes tipos de fallas: (a) fallas a tierra,

(b) fallas de fase (c) Fallas entre turnos

Otras fallas originadas por uniones defectuosas o giros finales o terminales inadecuados o defectuosos, si no se detectan, llegarán a una etapa en la que haya una ruptura del aislamiento.

Una falla a tierra puede causar arcos en el núcleo que pueden no solo dañar el conductor sino también quemar y soldar las laminaciones. Para limitar este daño, es una práctica casi universal conectar una impedancia o una resistencia de conexión a tierra entre el neutro del devanado del generador y la tierra. La práctica varía según el método adoptado para la conexión a tierra y la impedancia utilizada. El cortocircuito de fase a fase o trifásico no está limitado por la impedancia de puesta a tierra.

El núcleo del estator de grandes hidrogeneradores en la planta de energía Dehar (6 x 165 MW) del proyecto Beas Satluj Link se soltó en las juntas del núcleo unos años después de la puesta en marcha. La perforación del estator en el lugar comenzó a vibrar y cambió de 2 a 10 mm, lo que dio como resultado el seguimiento.

- yo) Fallas a tierra del estator
- ii) Aumento excesivo de la temperatura del estator (puntos calientes)
- iii) Rotor a tierra y exceso de temperatura

Los puntos calientes localizados en el núcleo del estator también pueden producirse por un funcionamiento incorrecto, por ejemplo, un funcionamiento excesivo del factor de potencia principal o un flujo del núcleo. Los puntos calientes son el resultado de una alta corriente de Foucault producida por el flujo del núcleo que encuentra una ruta conductora a través del aislamiento entre las laminaciones. La protección especial requerida en generadores hidroeléctricos de gran tamaño es la siguiente:

- yo) La rigidez y la resistencia del bastidor del estator son necesarias para resistir la deformación en condiciones de falla y perturbaciones del sistema.

- ii) Variar el espacio de aire es crítico y puede dar lugar a fuerzas radiales muy grandes al elemento giratorio que serían transferidas al bastidor del estator y guían los rodamientos con sus soportes con posibles daños consecuentes. Se requieren mediciones de vibración o mediciones dinámicas directas del entrehierro.

Fallas del rotor

El sistema de campo normalmente no está conectado a tierra, por lo que una falla a tierra no genera ninguna corriente de falla y, por lo tanto, no constituye un peligro en sí mismo. Si se desarrolla una segunda falla a tierra, sin embargo, una parte del devanado de campo puede estar en cortocircuito, lo que da como resultado un tirón magnético desequilibrado en el rodamiento que causa la vibración del rotor y la consiguiente falla de la superficie del rodamiento o incluso el desplazamiento del rotor suficiente para doblar el eje. Además de este problema mecánico, existe la posibilidad de sobrecalentamiento del devanado de campo debido a la acción automática del regulador de voltaje que puede tratar de mantener el flujo del rotor a pesar de la pérdida de giros que ha sido cortocircuitada por la falla a tierra doble.

Pérdida de excitación

La falla de la excitación de CC hace que la máquina funcione como un generador de inducción, el estator extrae las corrientes de magnetización del sistema de CA. Debido a la saliencia, los hidrogenadores normales pueden transportar del 20 al 25% de la carga normal sin campo y no perder el sincronismo. La pérdida de campo cuando un hidrogenador lleva carga completa puede causar una sobrecarga del estator al operar a un factor de baja potencia y sobrecalentar el rotor debido a las corrientes inducidas en el cuerpo del rotor y los devanados del amortiguador. La unidad impondrá un drenaje VAR en el sistema.

Carga desequilibrada

Las corrientes de estator desequilibradas pueden ser causadas por fallas externas o carga desequilibrada. Una carga desequilibrada puede resolverse en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. El componente de secuencia positiva es similar a la carga equilibrada normal, el componente de secuencia negativa es similar, excepto que el campo de reacción resultante gira en contra del sistema de campo de CC y produce un flujo que corta el rotor al doble de la velocidad de rotación. Las corrientes parásitas de doble frecuencia inducidas de este modo en el rotor pueden provocar el calentamiento del rotor. Los generadores de ruedas de agua tienen una velocidad de rotación baja y, por lo tanto, el calentamiento en el rotor causado por pequeñas corrientes de Foucault es generalmente de menor importancia práctica. Se proporciona como una protección de respaldo de dos etapas: una etapa de alarma de tiempo definido y una etapa de disparo en SHP.

Sobretensión

Los generadores de ruedas de agua tienen un factor de sobrevelocidad alto y la protección contra sobretensión es más deseable para que el aislamiento no se dañe. Esta protección también sirve para evitar daños si el sistema regulador de voltaje no funciona correctamente. El peligro potencial de tal falla no puede ignorarse con la alta velocidad y el alto rango de los reguladores modernos, diseñados para cumplir con los requisitos de estabilidad de transmisión a larga distancia.

Oscilación de frecuencia del sistema

El generador hidroeléctrico grande conectado al sistema de energía EHV a veces conduce a cambios de frecuencia severos del sistema debido a la complejidad del sistema de energía EHV moderno. Esto puede hacer que el generador se salga del paso.

Otras condiciones anormales

IEEE 242 - 2000 menciona siguientes condiciones anormales adicionales. La protección para estas anomalías puede considerarse especialmente para generadores grandes y de gran tamaño.

- yo) Oscilaciones sub sincrónicas
- ii) Energización involuntaria
- iii) Conexión no sincrónica

3.3.4 Sobre calentamiento del estator de

protección térmica

El sobre calentamiento del núcleo del estator del generador y el devanado pueden resultar de:

- 1) Sobrecarga
- 2) Varias de las laminaciones del estator se cortocircuitan.
- 3) Falla del sistema de enfriamiento de la máquina.

Los detectores de temperatura de resistencia (RTD) del tipo PT100 se utilizan para detectar esta condición en el devanado del estator. Estos sensores de temperatura están incrustados en varios puntos del devanado del estator y dispuestos para proporcionar una indicación de las condiciones de temperatura que existen en todo el devanado del estator, asegurando así que incluso el sobre calentamiento localizado, como podría ocurrir debido a laminaciones en cortocircuito, es detectado

Los sensores de temperatura para la protección del devanado del estator del generador controlan continuamente la temperatura del devanado del estator. Los sensores normalmente están conectados al sistema de adquisición de datos para escaneo, grabación y alarma y disparo por aumento anormal de temperatura.

Falla del sistema de enfriamiento

Los grandes hidrogenadores cuentan con un sistema de refrigeración por aire de circuito cerrado con enfriador de aire / agua en el bastidor del estator. La falla del sistema de enfriamiento puede resultar en un rápido deterioro del aislamiento de laminación del núcleo del estator y / o del conductor y aislamiento del devanado del estator. La temperatura del aire de enfriamiento, la presión y la temperatura del suministro de agua de enfriamiento para cada enfriador se controlan para detectar alarmas y el disparo de la máquina en condiciones anormales.

Puntos calientes

Los puntos calientes localizados en el núcleo del estator pueden ser producidos por fallas en el aislamiento de laminación debido a condiciones de funcionamiento anormales, tales como operación de factor de potencia líder o sobreflujo o vibración debido a la flojedad. Se produjo un fallo de aislamiento de varias máquinas grandes. Por lo tanto, es una práctica común especificar un aumento de temperatura conservador para los generadores, por ejemplo, se recomienda especificar el aumento de temperatura de clase B para el aislamiento de clase F para pequeños hidrogenadores en IEC-1116.

Rotor (campo) sobre calentamiento

La supervisión de la temperatura del devanado de campo principal y del cuerpo del rotor principal para la protección térmica mediante sensores de temperatura no es práctica. Generador con sistema de excitación estática que emplea anillos colectores de campo principales, la temperatura aproximada promedio del devanado de campo se determina calculando la resistencia de campo caliente usando corriente de campo y voltaje y comparándola con la resistencia al frío conocida. Los puntos calientes no se pueden determinar. Las corrientes archivadas se controlan a través de derivación y la sobrecorriente indica sobre calentamiento y se utiliza para la alarma y el disparo de la unidad.

Campo sobre la excitación

Se proporciona protección contra sobreexcitación en generadores grandes. Esta protección se proporciona mediante el monitoreo de corriente (a través de derivación) o voltaje del campo principal o del campo excitador. Un dispositivo está configurado para recoger cuando la corriente de campo excede el valor de carga completa y está configurado para a) sonido y alarma, b) ajustar la excitación archivada correspondiente al nivel de carga completa nominal o menor y c) desconectar la unidad después de un corto intervalo de tiempo (sistema esperado tiempo de perturbación).

3.3.5 Protecciones contra fallas del estator del generador

Consideraciones generales

Las fallas del estator del generador pueden causar daños graves y costosos al aislamiento, los devanados y el núcleo, y pueden producir choques torsionales al eje y al acoplamiento. La corriente de falla no deja de fluir cuando los CB del generador se disparan desde el sistema y el campo se desconecta. En consecuencia, se requiere protección de alta velocidad para

dispare y apague la máquina lo más rápido posible para minimizar el daño. El relé diferencial de alta velocidad se utiliza para la protección de falla de fase de los devanados del estator del generador. Actúa comparando la magnitud actual en los dos extremos de un devanado de fase en su forma más común.

El método de conexión a tierra del generador neutral afecta la protección que brindan los relés diferenciales. Por ejemplo, si se usa una impedancia de conexión a tierra suficiente para que una falla a tierra en el terminal del generador consuma corriente de carga completa, entonces para una falla en el punto medio del devanado, la corriente de falla será aproximadamente la mitad de la corriente de carga completa como solo la mitad de la corriente. El voltaje de fase está disponible para causar un flujo de corriente. De esta manera, se puede encontrar un punto en el que se debe colocar una falla para pasar la corriente mínima para operar el relé. El devanado por encima de este punto es el porcentaje de devanado protegido contra la falla a tierra. Prácticamente todo el devanado está protegido contra fallas de fase a fase, ya que no hay una impedancia limitante incluida en el circuito de falla. Con un ajuste del 10%, aproximadamente el 90% del devanado está protegido contra falla a tierra para el caso mencionado anteriormente. El resto sin protección del devanado tiene un potencial relativamente bajo sobre la tierra y, por lo tanto, es menos probable que se vuelva defectuoso que la parte protegida. Con una conexión a tierra de menor impedancia, el relé diferencial protege más cerca del neutro. Con una conexión a tierra de alta impedancia, el límite de protección para fallas a tierra está más alejado del extremo neutro y para máquinas sin conexión a tierra (incluida la puesta a tierra del transformador de distribución) la protección diferencial no funciona contra fallas a tierra. Con una conexión a tierra de menor impedancia, el relé diferencial protege más cerca del neutro. Con una conexión a tierra de alta impedancia, el límite de protección para fallas a tierra está más alejado del extremo neutro y para máquinas sin conexión a tierra (incluida la puesta a tierra del transformador de distribución) la protección diferencial no funciona contra fallas a tierra. Con una conexión a tierra de menor impedancia, el relé diferencial protege más cerca del neutro. Con una conexión a tierra de alta impedancia, el límite de protección para fallas a tierra está más alejado del extremo neutro.

Relé diferencial de tipo de alta impedancia

Una conexión de relé se muestra en la figura 3.6. Se instala una resistencia estabilizadora en serie con la bobina de operación del relé para garantizar que el relé no funcione para fallas externas a la zona protegida. En fallas externas, el voltaje en el relé será bajo, mientras que para fallas internas, el voltaje en el relé es relativamente alto. El relé está configurado para funcionar para el devanado del estator fase a fase o corriente de fallas trifásicas tan bajas como 2%. Los transformadores de corriente CT para la protección diferencial del generador de tipo de alta impedancia deben tener características idénticas y no se utilizan para ninguna otra función que pueda causar una carga secundaria desigual y una reactancia de fuga insignificante.

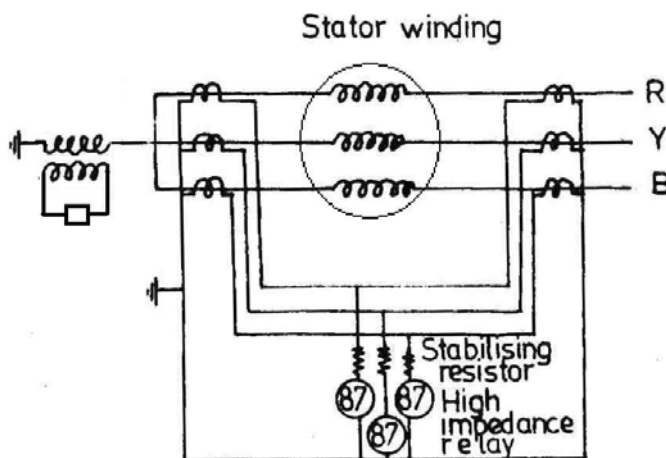


Figura 3.6 Protección diferencial de alta impedancia

Porcentaje de relé diferencial

La Figura 3.7 muestra el porcentaje o la relación de protección diferencial alrededor de una fase y es más adecuada para la protección del generador, especialmente en los casos en que el rendimiento de los transformadores de corriente no cumple con los requisitos debido a limitaciones prácticas en el diseño o cargas excesivas de plomo y, por lo tanto, da como resultado una coincidencia imperfecta de los transformadores de corriente. La corriente secundaria de falla directa circula a través de los devanados de restricción que ejercen una fuerza de restricción o sesgo en el movimiento causado por el devanado operativo que se energiza por la diferencia en los dos devanados del transformador de corriente. Normalmente no fluye corriente en la bobina de operación en condiciones de falla, pero debido a la combinación imperfecta de los transformadores de corriente, parte de la corriente de derrame presente debido a errores de relación en la bobina de operación no causará operación a menos que se exceda la relación de corriente de restricción (polarización) operativa para la cual se establece el relé. La magnitud de la corriente para provocar el funcionamiento no es constante, sino que aumenta automáticamente a medida que aumenta la corriente circulante. Esto le da al relé la ventaja de una alta sensibilidad a cargas ligeras y una menor sensibilidad a cortocircuitos externos.

El nivel de corriente de derrame para que el relé solo funcione expresado como un porcentaje de la corriente de falla pasante que lo causa se define como el sesgo porcentual del relé; verbigracia.

$$\% \text{ edad BIAS} = \frac{\text{Derrame de corriente para operación de relé}}{\text{A través de la corriente de falla}} \times 100$$

Las características de operación de este tipo de relé pueden publicarse como una curva, en la cual la corriente diferencial para la operación se traza contra la corriente de falla directa. El primero es

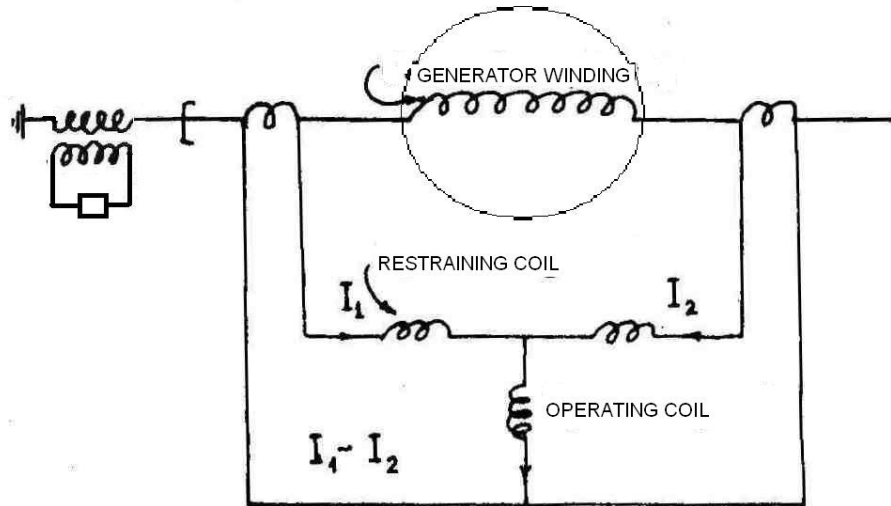


Figura 3.7: Porcentaje de protección diferencial sesgada

expresado como un porcentaje y este último es múltiplo de la corriente de carga completa. La característica de funcionamiento de un relé típico del tipo de relé English Electric DDG 11 (ahora Alstom) proporcionado para generadores Bhakra Left Bank de 90 MW con 10% de polarización se representa en la Figura 3.8.

En los generadores de la margen derecha de Bhakra se proporcionaron relés de alta impedancia. En la central eléctrica de Dehar (6 x 165MW) y Pong (6 x 60 MW) se especificaron generadores de relés diferenciales sesgados porcentuales del proyecto Beas. La práctica general es especificar relés diferenciales sesgados porcentuales con TC de precisión de clase IS PS para hidrogeneradores.

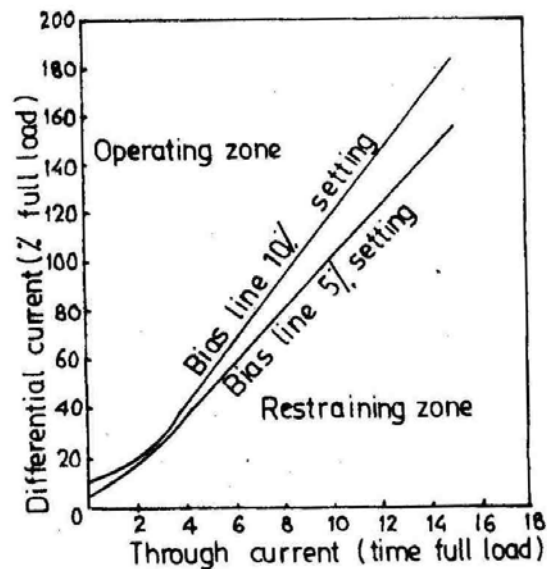


Figura 3.8 Características de funcionamiento del relé diferencial sesgado del generador DDG para una polarización del 10%

Protección contra fallas entre vueltas del devanado del estator

La mayoría de los hidrogenadores tienen bobinados de estator de una sola vuelta. Si los generadores tienen múltiples vueltas bobinas con dos o más circuitos por fase El esquema diferencial que se muestra en la Figura 3.7 no puede detectar cortocircuitos entre vueltas dentro del devanado porque las corrientes de entrada y salida de una fase permanecen iguales. Anteriormente, esta protección se consideraba innecesaria porque la ruptura del aislamiento entre puntos en el mismo devanado de fase contenido en la misma ranura y entre los cuales existe una diferencia de potencial, cambiará muy rápidamente a una falla a tierra y será detectada por la protección diferencial del estator o protección de falla a tierra del estator.

Con el tamaño y la salida de voltaje del generador, la creciente protección entre vueltas se está volviendo esencial para todos los generadores con bobinado entre vueltas. Existen varios métodos para proporcionar protección entre vueltas. La figura 3.9 muestra la retransmisión de fase dividida y la protección en el generador que tiene dos o más circuitos por fase. En este esquema, los circuitos en cada fase del devanado del estator se dividen en dos grupos iguales y las corrientes de cada grupo reciben una retransmisión diferencial separada. Una diferencia en estas corrientes indica un desequilibrio causado por un fallo de giro. Para obtener más detalles sobre la protección del devanado de fase dividida para generadores grandes, consulte IEEE 37-102.

La aplicación de protección para el devanado de fase dividida y de múltiples vueltas debe especificarse en el diseño del generador para que los CT requeridos puedan proporcionarse económicamente.

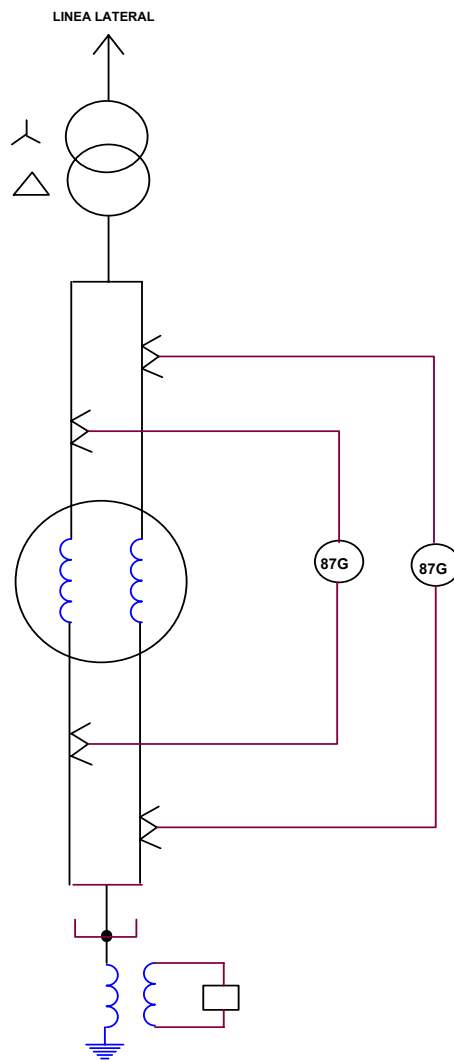


Fig: 3.9 Protección diferencial para dos bobinados por generador de buje de fase 12
(se muestra una sola fase)

Copia de seguridad de protección general

Cuando el generador y el transformador del generador están unidos como una unidad, se proporciona una protección diferencial adicional para cubrir tanto el generador como el transformador como protecciones de respaldo para el generador. Un sesgo para restringir el devanado es esencial para contrarrestar el efecto de relaciones y características diferentes de los transformadores de corriente durante las condiciones de falla, así como el desequilibrio causado por la magnetización del transformador de potencia en la corriente pico y un cambio de derivación de -10%. Estos ajustes más gruesos causan una disminución en el porcentaje de bobinado protegido. Se utilizaron TC auxiliares para compensar el cambio de fase (conexión estrella / triángulo del transformador) y las diferencias de corriente debido a la relación de giro en el transformador elevador (Figura 3.10). En algunos casos, el transformador auxiliar de la unidad puede excluirse del esquema diferencial general si el tamaño del transformador auxiliar de la unidad es muy pequeño en comparación con el tamaño de la unidad. En la central eléctrica de Bhakra Right Bank, el tamaño del transformador auxiliar era de 500 kVA y el tamaño de la unidad de 120 MVA, que es más de 200 veces la capacidad nominal de la unidad. En consecuencia, las corrientes de falla de más de 200 veces la clasificación del TC saturarán los TC, lo que dará como resultado una salida de corriente pequeña o nula a los relés diferenciales. El transformador auxiliar no se incluyó en el esquema diferencial general. Esto puede inducir un punto ciego en la protección de la unidad. IEEE C 37-102 recomienda la eliminación de este punto ciego al proporcionar una protección de relé diferencial de transformador auxiliar separado para el transformador auxiliar de la unidad. El esquema general detectará fallas graves,

Cuando los generadores están conectados a los voltajes del generador y se utilizan interruptores de generador, el esquema general de protección de generación no es aplicable. En este caso, el relé de corriente de secuencia negativa y sobrecorriente se proporciona como se describe más adelante.

En los grandes generadores hidroeléctricos, debido a la escasez de espacio, la distancia entre el patio de distribución y las plantas de energía es bastante grande, puede valer la pena proporcionar protecciones diferenciales independientes, una para los generadores y la otra en general para el generador y el transformador y la tercera para el inter línea de enlace que incluye disyuntor de alta tensión en su zona. Esta disposición proporcionará la protección adecuada al transformador, así como la derivación para el transformador auxiliar de la unidad como un ajuste más bajo. Esta protección se proporcionó en Dehar Power Plant como se muestra en la figura 3.11. Un amplificador Los CT estaban proporcionando reducir la caída de voltaje en cables extra largos delta conectados para compensar el cambio de fase en el transformador de potencia.

Horario de viaje

La protección primaria y de respaldo prevé relés auxiliares de contactos múltiples de reinicio manual separados que inician lo siguiente:

- una) Disparo interruptor generador principal
- si) Disparador excitador de campo de disparo
- C) Turbina apagada
- re) CO generador 2 (protección del generador) solo para relés diferenciales del generador
- mi) Operar alarma y anuncio
- F) Servicio de estación de transferencia a fuente de reserva.

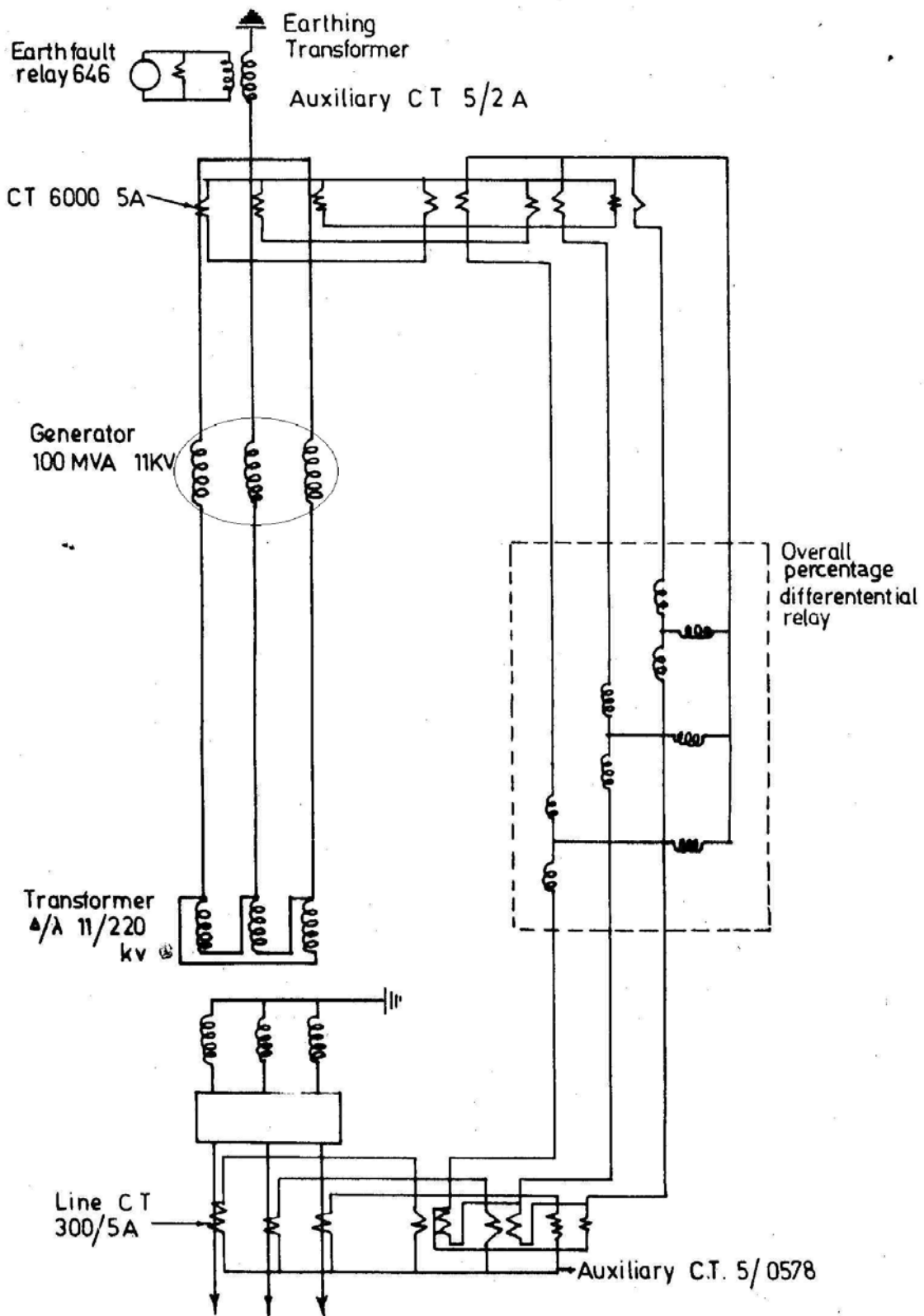


Figura 3.10 - Esquema diferencial general de respaldo de falla de fase del generador
(Planta de energía Bhakra)

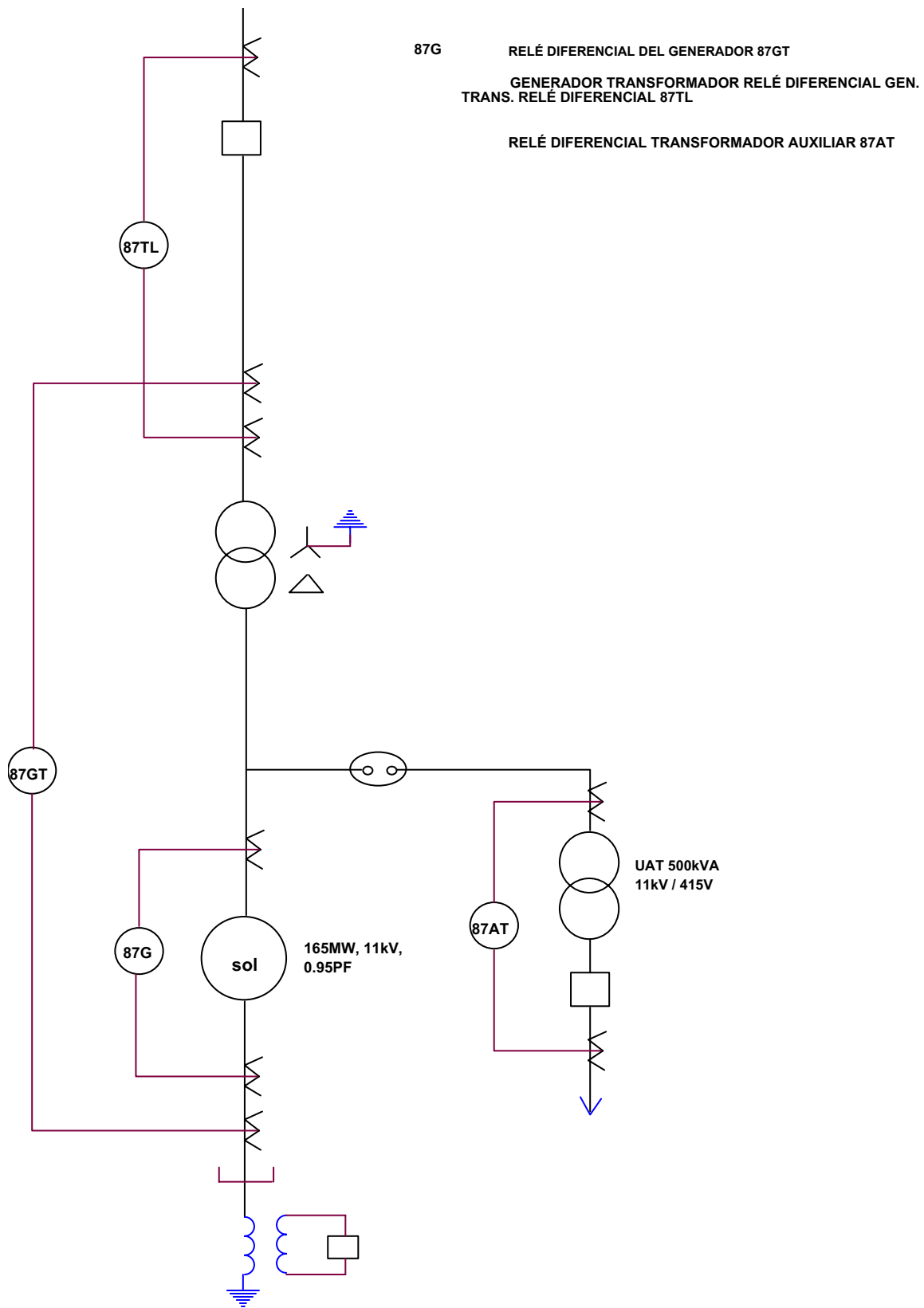


Figura 3.11 Fallo de fase del generador de la planta de Dehar Power, respaldo del diferencial general; diferencial de línea de interconexión y diferencial de transformador auxiliar

3.3.6 Protección a tierra del generador y protección de falla a tierra del estator

Los esquemas de protección que se proporcionarán para la protección de falla a tierra del estator están directamente relacionados con la conexión a tierra del generador y, por lo tanto, con la magnitud de la corriente de falla a tierra disponible. Los aspectos del problema que deben tenerse en cuenta al considerar la conexión a tierra neutral de los generadores conectados a la unidad y proporcionar protección contra fallas a tierra son: (a)

- Ventajas operativas (b)
- Daños en el punto de falla (c)
- Sobretensiones sostenidas o transitorias (d)
- Retransmisión
- (e) Calificación térmica (f)
- Protección contra sobretensiones (g)
- Costo

El generador y el devanado de baja fase del transformador de potencia (delta) no está conectado directamente al sistema y, como tal, generalmente está conectado a tierra a través de una impedancia mucho mayor que cuando el generador está conectado directamente al sistema. Dado que la falla a tierra disponible puede ser pequeña o limitada a valores bajos, es una práctica común proporcionar protección de falla a tierra sensible separada para los generadores, dependiendo del método de conexión a tierra del generador, que puede complementar cualquier protección que pueda proporcionarse mediante la retransmisión diferencial.

Tierra de baja resistencia

En este esquema, el generador neutral está conectado a tierra a través de una resistencia adecuada de aproximadamente 10 segundos. En general, se emplea un ajuste del 5% o menos de la corriente nominal del generador por medio de un relé accionado por corriente con características de tiempo inverso. En este caso, se elimina el riesgo de sobretensión peligrosa para todos los fines prácticos, pero se vuelve esencial activar el generador lo más rápido posible después de que ocurra una falla a tierra. La corriente de falla en esta práctica está limitada a 200-300 amperios. En la práctica de EE. UU. Según IEEE C 37-102 en tierra de baja resistencia, la resistencia de tierra se selecciona para limitar la contribución de los generadores a una sola fase a tierra en sus terminales a un valor en el rango de 200 A hasta 150% de la corriente nominal de carga completa. Se recomienda el método de conexión a tierra para el generador conectado directamente al bus de la estación. Cuando el neutro del estator se conecta a tierra a través de una resistencia, se monta un CT en el neutro del generador y se conecta a un relé de tiempo inverso como se muestra en la figura 3.12. En este caso, el relé de tiempo inverso requerirá una clasificación con otros relés de falla a tierra en el sistema. Con la conexión a tierra de la resistencia es imposible proteger el 100% del devanado del estator, el porcentaje de bobinado protegido depende del valor de la resistencia de puesta a tierra neutral y la configuración del relé. La reducción de la configuración de falla o el aumento de la corriente que pasa a través de la resistencia de tierra neutral no proporciona mejoras proporcionales en la cantidad de devanado protegido. Por ejemplo, con una resistencia de carga completa del 100% y un ajuste del 20%, el 80% del devanado está protegido.

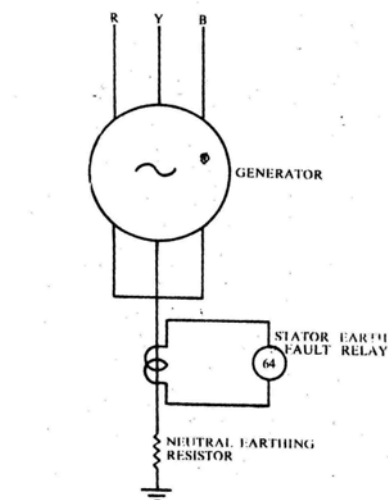


Figura 3.12 Protección de falla a tierra del estator (sistema de resistencia a tierra)

Al elegir un entorno adecuado para la protección, se deben considerar los hechos anteriores. Además, con las grandes unidades de generador-transformador se debe tener cuidado en la selección de configuraciones para reducir el riesgo de mal funcionamiento por fallas a tierra en el sistema de AT debido al efecto de la capacitancia entre bobinados del transformador. Con frecuencia, con estas unidades es aconsejable instalar dos relés de falla a tierra, uno instantáneo con una configuración del 10-15% y el otro retardado con una configuración del 5% de la corriente de falla a tierra.

Transformador de distribución (alta resistencia) a tierra

Este esquema consiste en conectar a tierra el generador, los cables de conexión y el devanado de baja fase del transformador de potencia a través de un pequeño transformador de distribución cargado con una resistencia en su lado secundario. Este método es un compromiso entre el VT y el método de resistencia de puesta a tierra y combina sus ventajas y desventajas. La protección provista consiste en conectar un relé de voltaje en paralelo o un relé de corriente en serie con resistencia (Ver figura 3.13) para hacer sonar una alarma o disparar. También se usa una combinación de alarma sensible y configuración más gruesa de alarma y disparo con retardo de tiempo. Este último da tiempo para transferir la carga a otra máquina con el riesgo de operar con una falla en una fase. Generadores de la orilla izquierda de Bhakra (5 x 90 MW), Dehar (6 x 165 MW) y Pong (6 x 60 MW) han sido provistos con este método de puesta a tierra y es un método común de puesta a tierra para generadores conectados a la unidad. La corriente máxima de falla a tierra está determinada por el tamaño del transformador y la resistencia de carga R. La carga óptima es cuando la potencia disipada en la resistencia es igual a la pérdida capacitiva en el sistema del generador. En este punto, las sobretensiones transitorias posibles están en un mínimo práctico. El aumento de la disipación de potencia en la resistencia más allá de este punto aumenta la energía en el arco de falla y, por lo tanto, el grado de daño. Se requiere que la clasificación de voltaje primario del transformador de distribución sea igual a la tensión del generador al neutro y la práctica es mantener la tensión nominal del generador fase a fase. El devanado secundario es de 110/220 voltios. La resistencia secundaria se selecciona de modo que para una falla de fase única a tierra en el terminal del generador, la potencia disipada en la resistencia sea igual o mayor que tres veces la secuencia capacitiva kVA a tierra del devanado del generador y todos los demás equipos que puedan estar conectado a los terminales de la máquina. Este método se considera una conexión a tierra de alta resistencia.

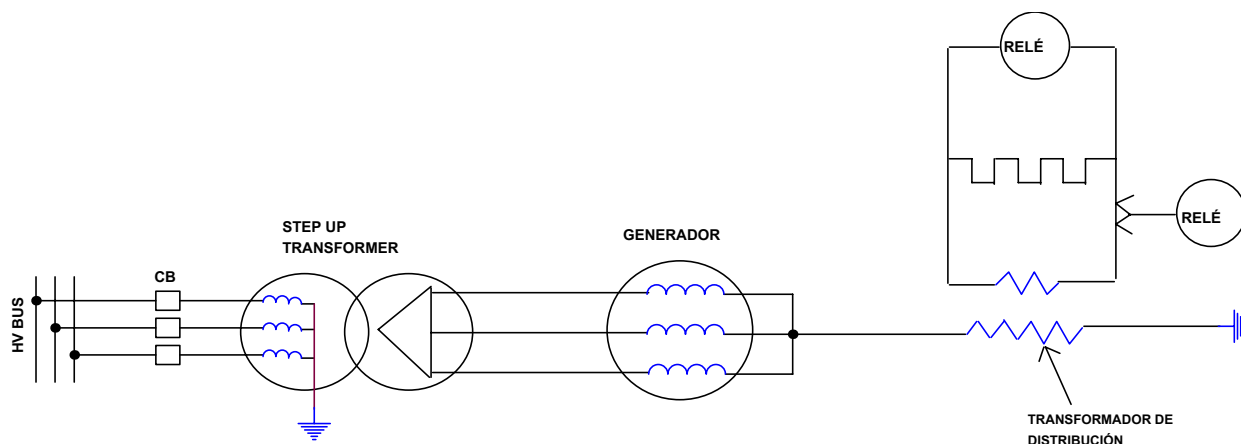


Figura 3.13 Esquema de puesta a tierra del transformador de distribución para el generador conectado a la unidad

El cálculo realizado para el proyecto hidroeléctrico Mukerian (2 x 9 MW) (diagrama de una sola línea que se muestra en la Figura 3.13) ilustra el método de cálculo del tamaño de la resistencia de carga y el transformador.

Cálculo del transformador de puesta a tierra neutral

1) Datos para cálculos:

una)	Capacitancia del generador a tierra por fase (C_g)	=	micro faradios (μF)
		=	0,535 μF
si)	Capacitancia de protección contra sobretensiones por fase (C_s)	=	micro faradios =
			0.25 μF
C)	Capacitancia del transformador (devanado de BT), gen. cables de bus a tierra por fase (C_{BT})	=	micro faradios =
			0,15 μF

Capacitancia total (C) a tierra por fase C

$$= C_g + C_s + C_{tl} \text{ (micro faradios / fase) } = 0.535 + 0.25 + 0.15 = 0.935 \mu F / \text{fase}$$

2) Cálculo de la corriente de secuencia de fase cero (I_o) durante una falla de línea a tierra y la capacidad de carga (kVA capacitiva)

La reactancia capacitiva (X_c) y la corriente de fase cero (I_o) se calculan mediante las siguientes fórmulas.

$$\begin{aligned} X_c &= 1 / (2 * \pi * F * C) \\ &= \frac{1}{0.628 * \pi * 93510^{-6}} \\ &= 3404,38 \text{ ohmios} \approx 3400 \text{ ohmios} \\ I_o &= 3 * (1 / X_c) * (V_{LL} / \sqrt{3}) \\ &= \frac{3 * 11000}{\sqrt{3} * 3400} \\ &= 5.6A \end{aligned}$$

Donde, V_{LL}

$$= \text{Generador de tensión de línea a línea (V) } = 11000$$

$$F = \text{Frecuencia nominal (Hz)} = 50$$

Por lo tanto, la capacitancia kVA se calcula por

$$\begin{aligned} \text{capacitancia kVA} &= (V_{LL} / \sqrt{3}) * I_o * 10^{-3} \\ &= (11000 / \sqrt{3}) * 5.6 * 10^{-3} \\ &= 35,56 \text{ kVA} \\ &= 40 \text{ kVA (calificación de un minuto)} \end{aligned}$$

3) Transformador de puesta a tierra neutral

El transformador de puesta a tierra neutral se proporcionó con una capacidad igual a los kVA capacitivos calculados anteriormente y la capacidad se aplicó sobre la base de una clasificación de 1 minuto. Transformador kVA (continuo)

$$= \text{capacitiva kVA} / K = 40 / 4.7 =$$

$$8.5 \text{ kVA}$$

$$= 10 \text{ kVA (clasificación estándar más cercana)}$$

$$\begin{aligned} \text{Dónde} \quad K &= \text{Relación entre la capacidad de calificación de 1 minuto y la} \\ &\quad \text{capacidad de calificación continua} = \\ &\quad 4.7 \text{ según los estándares} \end{aligned}$$

La clasificación del transformador de puesta a tierra neutral fue la siguiente: Capacidad

$$: \text{Clasificación continua de 10 kVA}$$

$$\text{Voltajes primarios / secundarios} : 11000/220 \text{ voltios}$$

$$\text{Frecuencia} : 50\text{Hz}$$

$$\text{Tipo} : \text{monofásico, tipo seco}$$

Cálculo de resistencia de tierra neutral

Clasificación de resistencia secundaria Corriente secundaria (I_R) del transformador de puesta a tierra

neutral está dado por I_R

$$\begin{aligned} &= N \cdot I_o = \\ &50 \times 5.6 = \\ &280 \text{ amperios.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Donde } N &= \text{Relación de vueltas del transformador de puesta a} \\ \text{tierra} &= \frac{11000}{220} = \\ &50 \end{aligned}$$

La pérdida de kW en la resistencia secundaria durante la falla a tierra será igual a los kVA capacitivos. Por lo tanto, la resistencia

secundaria (R_s) es como sigue: R_s

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{KVA capacitiva} \cdot 10^3}{(I_R)^2} = \frac{35 \times 54 \cdot 10^3}{(280)^2} \\ &= 0.453 \text{ ohmios} \end{aligned}$$

La clasificación de la resistencia secundaria debe ser la siguiente: resistencia

$$\begin{aligned} &= 0.45 \text{ ohmios} \\ \text{Corriente nominal} &= 300 \text{ amp.} \\ \text{voltaje} &= 220 \text{ voltios} \end{aligned}$$

Dado que el relé de protección está dispuesto para apagar el conjunto por completo en caso de falla a tierra del estator, el transformador de distribución y la resistencia de carga no necesitan una clasificación continua, siendo adecuada una clasificación de un minuto o 30 segundos. Para la planta de energía Dehar se especificó 2 minutos de calificación. Este es el método más común de conexión a tierra del generador conectado a una unidad grande.

El relé de voltaje de secuencia cero detectará fallas dentro del 2-5% del neutro del estator. Existen varios esquemas para detectar fallas a tierra en o cerca del neutro. Los esquemas usan un tercer voltaje armónico en el neutro o en los terminales del generador como un medio para detectar fallas cerca del neutro del estator. Se puede hacer referencia a IEEE std. C37 - 102-1995.

Neutralizador de falla a tierra

En este método, el neutro del generador se conecta a tierra a través de una bobina de choque cuya inductancia neutraliza la capacitancia a tierra del generador, los cables de conexión y el devanado de baja fase del transformador de potencia. La corriente de capacidad no compensada se usa para la detección de falla a tierra.

En Bhakra Right Bank, las corrientes capacitivas máximas se calcularon a 7.4A y de las cuales 6.1 amperios son neutralizados por una bobina de choque. Un relé de voltaje conectado al devanado secundario de la bobina de choque activa una alarma y un disparo. Un voltímetro conectado al estrangulador determina aproximadamente el punto de falla a tierra.

Con esta disposición, se propuso evitar los voltajes y la unidad podría continuar funcionando durante un período después de una falla de aislamiento con un mínimo peligro de daños internos adicionales y, por lo tanto, mejorar la continuidad del suministro.

100% Falla a tierra del estator 3.3 Método armónico para máquinas grandes

Esta protección ahora se ofrece en relés de protección digital y se puede proporcionar en generadores Mega / Large.

La protección del tercer armónico neutro bajo voltaje cubre el 15% final del devanado del estator y, junto con los otros elementos de falla a tierra, proporciona una protección de falla a tierra del 100% para el estator. Esto es supervisado por un elemento trifásico de bajo voltaje. Si es necesario, se puede habilitar la supervisión adicional utilizando potencia trifásica activa, reactiva y aparente. También se proporciona una tercera protección armónica de sobretensión neutra para aplicaciones donde la medición está disponible en el extremo terminal del generador. Las características de bloqueo del elemento de bajo voltaje no son necesarias para esta aplicación.

3.3.7 Protección de falla a tierra del rotor del generador

Existen varios métodos para detectar este tipo de falla en el sistema de excitación estática. Son:

- 1) Método de potenciómetro
- 2) Método de inyección de CA
- 3) Método de inyección DC

Cada esquema se basa en la falla a tierra del rotor que cierra un circuito eléctrico, el relé de protección forma una rama del circuito.

3.3.7.1 Método de potenciómetro

El esquema de protección contra la tierra se muestra en las figuras 3.14. El equipo de protección de falla a tierra consiste en una resistencia de derivación central conectada a través del devanado de campo y un relé sensible conectado entre la derivación central y la tierra. Estos son puntos equipotenciales siempre que no haya falla a tierra en el devanado. Sin embargo, la aparición de una falla a tierra altera el equilibrio y el relé responde a la falla a tierra que ocurre en la mayor parte del circuito del rotor y se puede proteger aproximadamente el 95% del devanado de campo. Si se varía la derivación en la resistencia, se puede proporcionar una protección completa. Este esquema se ha proporcionado en las unidades de energía de la orilla izquierda de Bhakra.

La desventaja obvia de esto es que existe un punto ciego de retransmisión para fallas en el centro del devanado de campo. Para evitar que una falla a tierra en esta operación permanezca sin ser detectada, es habitual desplazar la derivación central de la resistencia con un botón o interruptor. Cuando se emplea este tipo de protección de falla a tierra del rotor, es esencial que se emitan instrucciones de la estación para garantizar que el "punto ciego" se verifique al menos una vez por turno. Las principales ventajas del esquema son su simplicidad y el hecho de que no necesita ningún suministro auxiliar.

3.3.7.2 Método de inyección de CA

El esquema se muestra en la figura 3.15. Un punto del circuito de campo está conectado a tierra a través de un condensador estático. El condensador protector está en serie con la capacidad del circuito excitador completo. En caso de una falla a tierra en el circuito de campo, el circuito secundario del transformador auxiliar se cierra a través del relé de voltaje, condensador y parte del circuito de campo y falla a tierra que hace que el relé funcione. Este esquema ha sido adoptado en Bhakra Right Bank y proporciona una cobertura completa para el devanado del rotor.

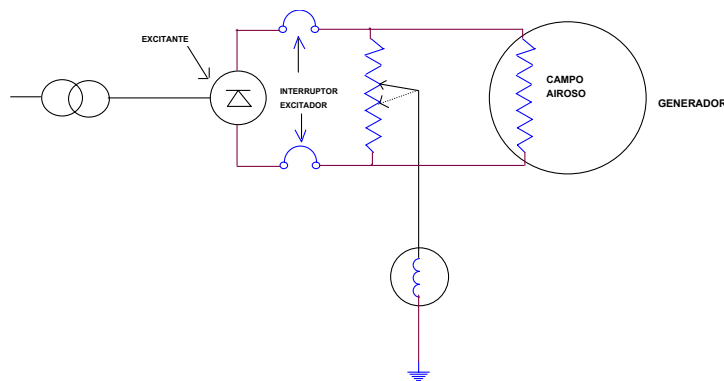


Figura 3.14 Protección de falla a tierra del generador mediante potenciómetro

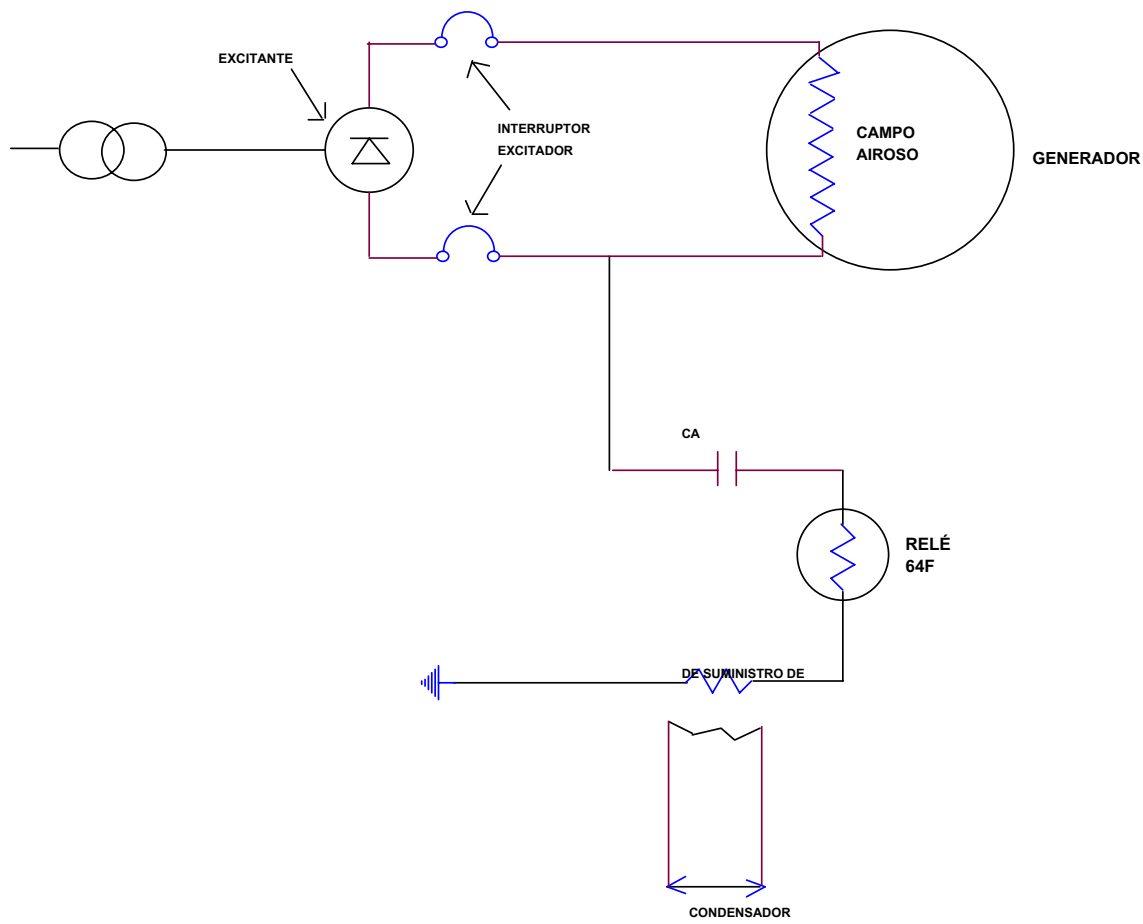


Figura 3.15 Protección de falla a tierra del generador mediante inyección de CA

Este esquema está libre de puntos ciegos, puede tener un alto grado de sensibilidad consistente con las limitaciones de resistencia del relé y es impermeable a las sobretensiones de conmutación en la corriente del campo principal. Tiene la desventaja de que siempre circula una pequeña corriente de fuga debido a la capacitancia entre el campo y la tierra que tiene efectos perjudiciales en los cojinetes de la máquina.

El relé generalmente está dispuesto para dar solo alarma y generalmente solo es necesario desconectar las máquinas en estaciones no atendidas.

3.3.7.3 Método de inyección de CC

El esquema se muestra en la Figura 3.16, el circuito de campo está polarizado con respecto a tierra por medio de una pequeña unidad de rectificador de transformador conectada entre el polo positivo del sistema de campo y la tierra, un relé altamente sensible que se incluye en esta conexión. Se utiliza un cepillo para conectar a tierra el eje del rotor, ya que la película de aceite del rodamiento puede insertar una resistencia suficiente en el circuito que impide el funcionamiento del relé en caso de falla a tierra. El retraso de uno a tres segundos se usa normalmente para evitar la operación innecesaria del relé por desequilibrios transitorios momentáneos del circuito archivado a tierra causados por un tiristor de respuesta rápida. El polo positivo del sistema de campo tiene una polarización de aproximadamente 40 voltios negativo a tierra y la porción restante del circuito de campo es proporcionalmente más negativa. Una falla que ocurra en cualquier punto del sistema de campo se aplicará al relé, que es suficiente para causar la operación del relé potencial. Este relé se especificó para las plantas Dehar y Pong Power de los proyectos Beas.

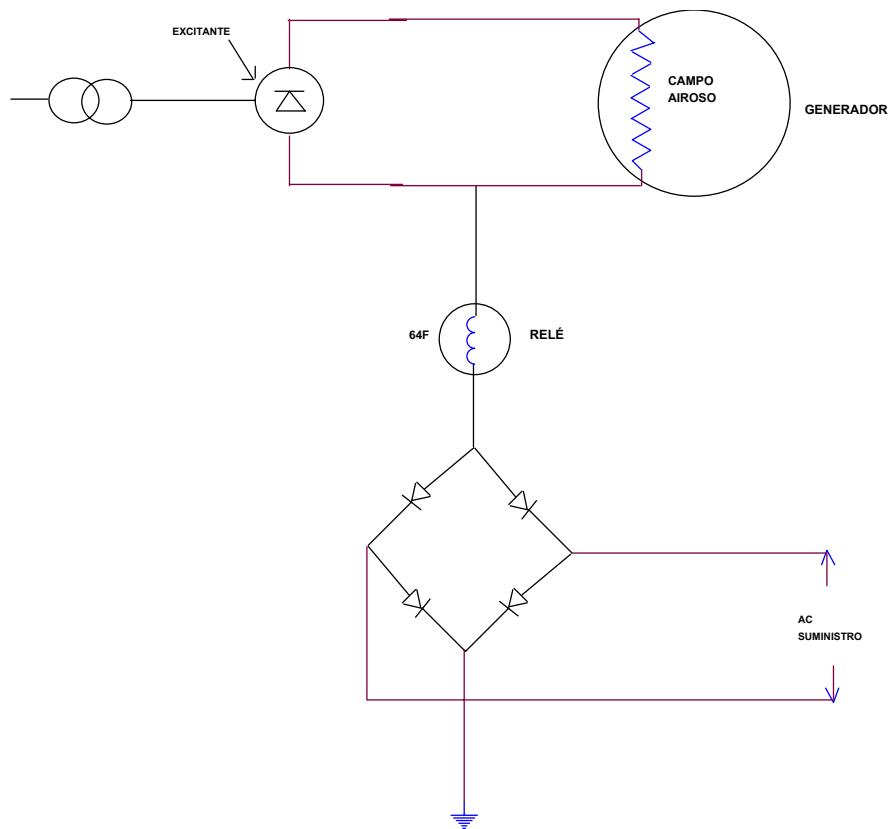


Figura 3.16 Protección de falla a tierra del rotor mediante inyección de CC

3.3.7.4 Rotor Tierra falla Sistema de excitación sin escobillas

La detección de tierra del campo del sistema de excitación sin escobillas no es posible con el relé de tierra convencional ya que las conexiones de campo del generador están contenidas en el elemento giratorio. Por lo general, no se proporciona por esta razón en los generadores sin escobillas. Se considera que esta protección debería proporcionarse a los generadores sin escobillas de más de 5 MW de capacidad. Dos métodos para detectar fallas a tierra según el estándar IEEE C 37 102 se resumen a continuación.

En un método, se proporciona un anillo colector en el eje giratorio para acceder al campo junto con un cepillo piloto que se deja caer periódicamente para controlar el sistema. Este método no proporciona monitoreo continuo. Se recomienda el monitoreo continuo de la corriente de campo en la máquina sin escobillas montando un transmisor en la rueda de diodos del generador. El transmisor funciona con un sistema de excitación sin escobillas de CA. La detección de tierra se obtiene conectando un cable del transmisor al bus negativo del rectificador de campo y el cable de tierra al eje del rotor. En condiciones normales, el transmisor emite luz desde el diodo emisor de luz que se detiene en el campo de tierra. Un receptor en la carcasa del excitador detecta la señal luminosa y se apaga cuando ocurre una falla del rotor. Esto activa una alarma o un disparo.

3.3.7.5 Protección de respaldo

El respaldo para la protección de falla a tierra del rotor es provisto por detectores de vibración provistos para disparar los interruptores principales y de campo si la vibración está por encima de la asociada con transitorios de cortocircuito normales para fallas externas a las unidades. Los detectores de vibración del eje se especificaron para el proyecto Mukerain Hydro.

3.3.8 Fracaso archivado

La falla del sistema de campo da como resultado un generador que funciona a una velocidad síncrona superior a la de un generador de inducción, que extrae corriente de magnetización del sistema, siempre que el sistema sea capaz de suministrar la potencia reactiva adicional para la excitación, que puede acercarse a la capacidad de excitación a plena carga del máquina;

No hay riesgo de inestabilidad del sistema. Sin embargo, la sobrecarga del estator y el sobrecalentamiento del rotor resultan de la operación continua, por lo tanto, la máquina debe desconectarse y apagarse si no se puede restaurar el campo. El tamaño de la máquina en relación con el sistema es significativo, y cuando se evalúa que la inestabilidad del sistema resultaría de la pérdida de campo, la máquina debe desconectarse y apagarse inmediatamente.

Hay dos esquemas disponibles para la protección contra la pérdida de campo, uno emplea un relé de baja corriente que funciona desde una derivación en la corriente del campo principal, el otro comprende un relé de distancia mho de compensación conectado a los circuitos del estator. El método actual, ilustrado en la figura 3.17, es simple y económico, pero presenta una serie de desventajas fundamentales. En primer lugar, si el relé debe funcionar solo para la pérdida completa de campo, debe tener una configuración que se encuentre muy por debajo del valor mínimo de corriente de excitación, que puede ser del 7 al 8% de la corriente nominal a plena carga.

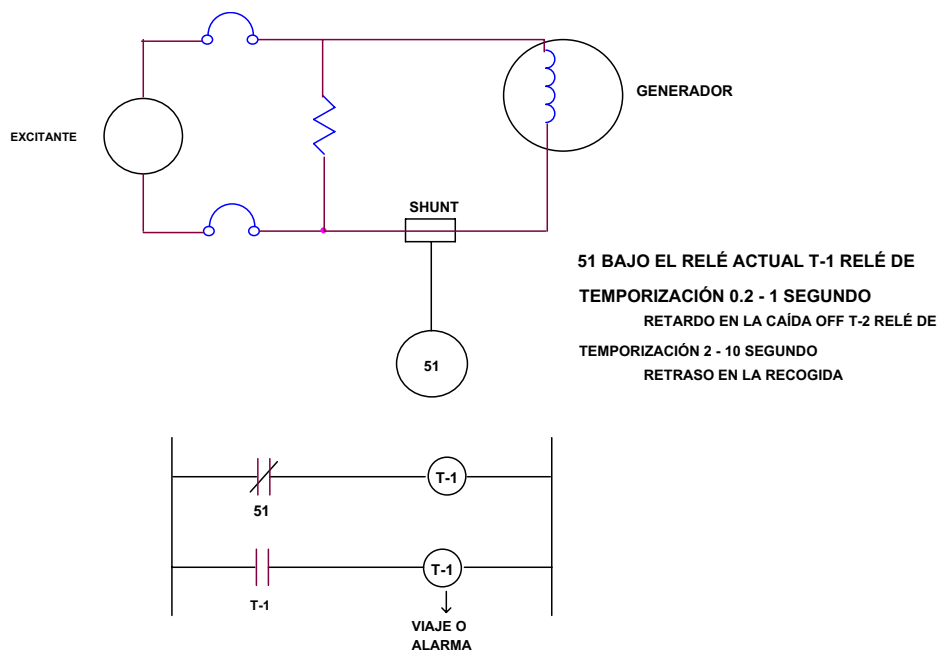


Figura 3.17 Pérdida de campo por debajo del relé actual

En segundo lugar, cuando la pérdida de campo se debe a una falla del excitador, el circuito de campo permanece intacto y se inducen corrientes de frecuencia de deslizamiento en el circuito de campo. Por lo tanto, el relé se levanta y cae a la frecuencia de deslizamiento. Para superar este problema, el relé se aplica con relés de tiempo como se muestra en la Figura 3.18. Normalmente, el contacto cercano del relé de corriente inferior 51 se mantiene abierto durante el funcionamiento normal. En caso de pérdida de campo, se cierra para energizar el relé de temporización T1 que activa el temporizador con un tiempo ajustable de 2 a 10 segundos. El relé 51 se retrasa en el tiempo de entrega para estabilizar el esquema contra los efectos de frecuencia de deslizamiento. Este esquema se recomienda solo para máquinas pequeñas.

Los relés de distancia son los más utilizados para la pérdida de protección archivada. Estos relés detectan la variación de la impedancia vista desde los terminales del generador. Este esquema se recomienda para todos los conjuntos grandes e importantes y permite disparar la máquina en presencia de condiciones de oscilación como resultado de la pérdida de campo, e inicia el desprendimiento de carga con el disparo posterior de la máquina si el campo no se restaura dentro de un tiempo prescrito. El esquema comprende un relé offset mho y las conexiones se muestran en la figura 3.18. En las unidades de la central eléctrica de los bancos izquierdo y derecho de Bhakra, se ha proporcionado un relé de corriente en el circuito del rotor para supervisar el sistema de campo. Los reguladores de voltaje modernos pueden variar la corriente de campo en un amplio rango y, bajo ciertas circunstancias, pueden bajar a aproximadamente 20-25 por ciento del valor de excitación sin carga. El relé no debe responder a estos desplazamientos transitorios y, por lo tanto, se requiere un ajuste bajo con función de retardo de tiempo. También se utiliza un relé para detectar la generación de inducción de la unidad para esta detección. En Dehar Power House, se ha utilizado un relé de tipo mho para este propósito debido a la provisión de excitación negativa para la carga de línea (ver diagrama 3.18).

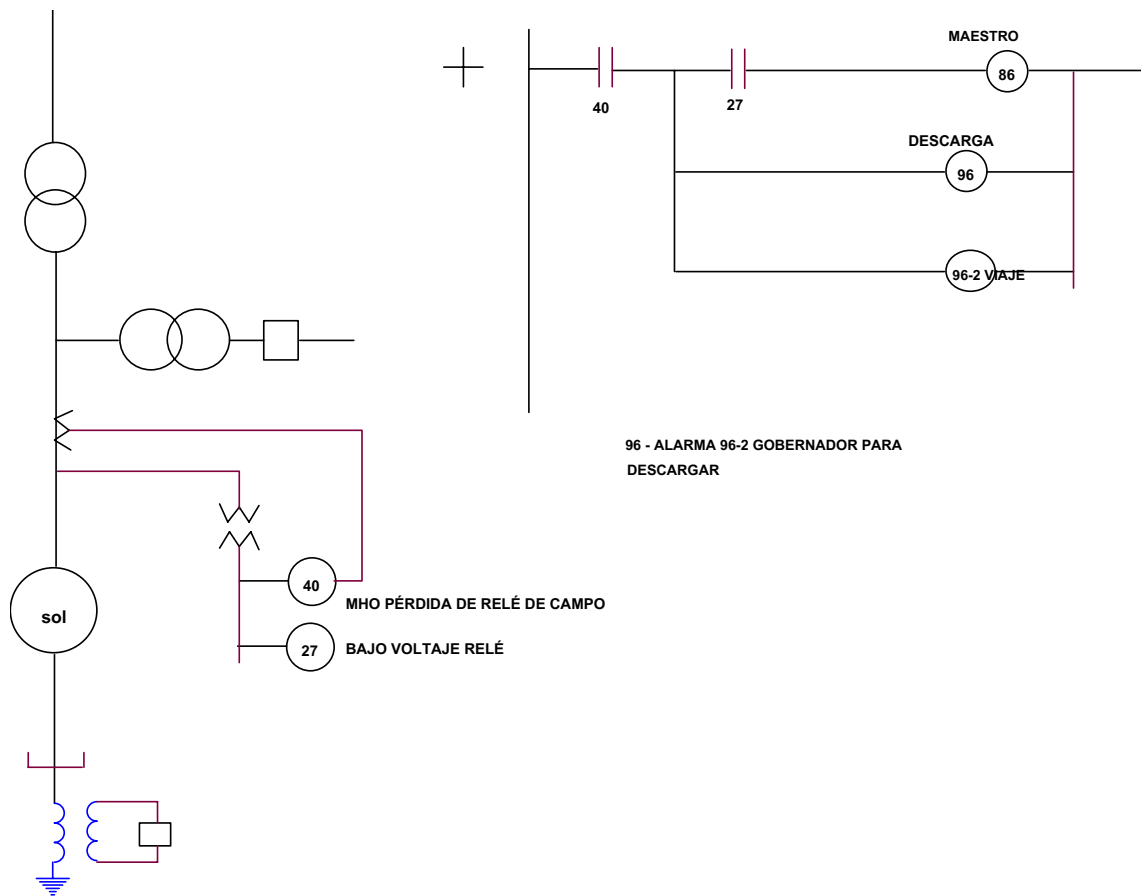


Figura 3.18 Pérdida de protección de campo usando el relé Mho

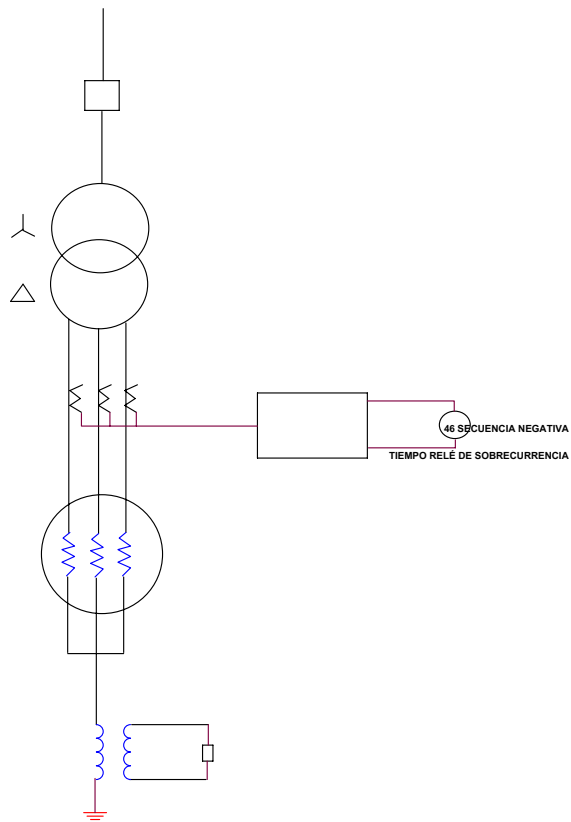


Figura 3.19 - Corriente desequilibrada - Protección

3.3.9 PROTECCIÓN DE CARGA DEL ESTADOR DESEQUILIBRADA

Las corrientes de secuencia negativa dan como resultado el calentamiento del rotor, por lo tanto, la cantidad de corriente de secuencia negativa existente para cualquier tiempo apreciable debe estar estrictamente limitada. Esto se aplica más a los generadores de vapor con rotores cilíndricos que a los hidrogenadores del tipo de polo saliente, ya que, en este último caso, el devanado del amortiguador proporciona un camino para las corrientes de doble frecuencia.

Las fallas internas del estator se eliminan instantáneamente mediante la protección diferencial, pero las fallas externas o el desequilibrio resultante de un circuito abierto pueden permanecer sin ser detectados o persistir durante un período significativo dependiendo de la coordinación de protección del sistema. Por lo tanto, es necesario instalar un relé de secuencia de fase negativa con características que coincidan con la curva de resistencia de la máquina. Una práctica es proporcionar protección al generador para condiciones externas no balanceadas que puedan dañar la máquina. La protección consiste en un relé de sobrecorriente que responde a la corriente de secuencia negativa como se muestra en la Figura 3.19. El relé está dispuesto para disparar el disyuntor del generador principal y generar una alarma. No se ha proporcionado protección de secuencia negativa para carga desequilibrada para las unidades de margen izquierda de Bhakra. Para las unidades de la orilla derecha de Bhakra y las unidades de Dehar & pong, el relé de secuencia negativa Beas da la alarma en un ajuste más bajo y dispara la unidad en un ajuste más alto. Esto también actúa como respaldo para fallas en zona a relés diferenciales. En secuencia de fase hidro negativa pequeña, solo se proporciona protección para el desequilibrio de fase.

3.3.10 Pérdida de sincronismo

Las máquinas grandes conectadas al sistema EHV que tienen una constante de baja inercia y un aumento de la reactancia del generador por unidad dan como resultado un tiempo crítico reducido para aislar las fallas cerca de una planta generadora antes de que el generador pierda el sincronismo con el sistema de energía, lo que produce un bajo voltaje del sistema, excitación de la máquina, etc. tensiones, tensiones mecánicas y daños generador y eje de turbina. El generador debe dispararse durante la primera mitad del ciclo de una pérdida de sincronismo. Se debe proporcionar una retransmisión separada de paso en máquinas grandes.

Se utilizan relés de impedancia y la mayoría de los casos del generador se pueden separar antes de completar el ciclo de pasos. Para casos específicos, se pueden requerir estudios de estabilidad para la selección de un relé o esquema fuera de paso. El disparo del generador principal con sus auxiliares es adecuado. Este esquema no se proporcionó en la unidad Dehar Power Plant conectada al sistema EHV.

3.3.11 Fallo del motor primario

El efecto de la falla del motor principal es hacer que la máquina 'motor' al tomar energía del sistema. La gravedad de esta condición depende del tipo de unidad utilizada para el generador. Los conjuntos hidráulicos normalmente no requieren protección eléctrica contra el motor, ya que las protecciones mecánicas generalmente toman medidas para desconectar el generador del sistema si el flujo de agua cae a un nivel insuficiente para mantener la salida eléctrica.

Como hay una inversión de potencia cuando la máquina impulsa un relé de potencia con características direccionales detectaría esta condición en todo el rango de pf. Este tipo de relé también funcionaría para condiciones de oscilación de potencia y cuando la máquina se sincroniza o durante oscilaciones de potencia causadas por perturbaciones del sistema.

Por lo tanto, para evitar operaciones no deseadas, es habitual en esta aplicación introducir un retraso de tiempo. Un retraso de aproximadamente 30 segundos para evitar la operación durante los cambios de potencia causados por perturbaciones del sistema o cuando la sincronización es normal. Esto se organiza utilizando un relé de temporización separado o un relé de potencia inversa de tiempo inverso, que combina las características de tiempo y dirección de potencia entregadas con la facilidad adicional de que las cargas de motor pesado se eliminan rápidamente.

El relé de potencia inversa no se proporciona en el complejo hidroeléctrico Bhakra Beas grande, sino que se proporciona en todas las centrales hidroeléctricas pequeñas.

3.3.12 Protección contra sobretensión

El rechazo de carga en generadores hidroeléctricos puede causar un aumento de voltaje debido al aumento de velocidad. En las unidades conectadas a las líneas EHV, puede producirse un aumento proporcional adicional del voltaje si se dispara el interruptor del extremo receptor de la línea de transmisión de interconexión larga. La capacitancia no compensada de la línea aumentará aún más el voltaje. En Dehar power plant del proyecto de enlace Beas Satluj, los estudios informáticos indicaron que el disparo de la línea de 420 kV en el extremo receptor da como resultado un aumento de voltaje del 170%.

La protección contra sobretensión del generador es proporcionada por un relé de sobretensión insensible a la frecuencia. Tiene unidades de retardo instantáneas y de tiempo con características de tiempo inverso. El tiempo inverso instantáneo está configurado hasta aproximadamente el 150%, mientras que el tiempo inverso está configurado para recoger el 110% de los voltajes normales. La protección está configurada para disparar el interruptor principal del generador y el interruptor de campo.

3.3.13 Copia de seguridad sobre protección actual

La protección de respaldo contra sobrecorriente se puede proporcionar al generador ya sea (i) como protección de reserva contra fallas en la red o (ii) como protección contra fallas en la protección de la unidad del generador. En relación con el primer caso, la cuestión de la configuración debe considerarse cuidadosamente y debe tenerse en cuenta la rápida disminución de la corriente de falla alimentada por el generador. Es importante que el generador no se dispare como resultado de fallas del sistema, incluso si el generador funciona bajo su condición de máxima excitación y la configuración del relé debe elegirse para discriminar con la protección del circuito saliente. El objetivo principal es proporcionar una protección de respaldo y se configuran los relés de sobrecorriente, no tanto con la intención de tropezar por fallas, sino más bien para protegerse contra las corrientes de falla alimentadas por el sistema cuando ocurre una falla en la zona. Por lo tanto, generalmente está provisto de una restricción de voltaje y características de retardo de tiempo inverso para que el disparo ocurra solo en caso de que haya una caída en el voltaje del generador. El relé de restricción de sobrecorriente sirve como un sistema de protección de reserva muy útil para periodos tales como, por ejemplo, cuando se está probando la protección diferencial y en ese momento los ajustes de sobrecorriente se pueden variar a discreción para adaptarse a la condición temporal.

Se ha proporcionado una protección de restricción de tensión de corriente para las unidades de proyecto Bhakra Left, Bhakra Right y Beas. Con el advenimiento de los modernos reguladores de voltaje automáticos del tipo de respuesta rápida estática que controlan grandes reservas de potencia de excitación, el decremento del circuito del generador en condición de falla se retrasa para que se puedan elegir los ajustes de sobrecorriente / tiempos para dar una cobertura de respaldo contra las condiciones de falla. también.

En general, la cuestión de si se debe proporcionar una copia de seguridad o no sobre la protección actual y qué hora y configuración actual se deben usar por separado para dicha instalación a la luz de la discusión anterior.

IEEE std. C37.102 - 19925 también recomienda alternativamente el tipo de distancia del relé de respaldo cuando se usa un relé de sobrecorriente para protección de línea.

3.3.14 Relés de protección numérica del generador

Ahora se encuentran disponibles relés de protección de generador digital multifunción que proporcionan funciones flexibles, de integración de protección, control, monitoreo y medición desde generadores pequeños hasta generadores grandes. Algunos de los relés multifuncionales de algunos fabricantes según los catálogos / datos disponibles se analizan a continuación a modo de ilustración. Los últimos catálogos de los fabricantes deben utilizarse en consulta con el proveedor / fabricante. Se proporciona protección de respaldo limitada por relés convencionales para contingencias por fallas de la tarjeta.

3.3.14.1 Relés de protección de generador digital multifunción Areva

Las funciones disponibles según el catálogo de relés para el relé MICOM para la protección del generador se muestran en la figura 3.20 y resumido en la tabla 3.4.

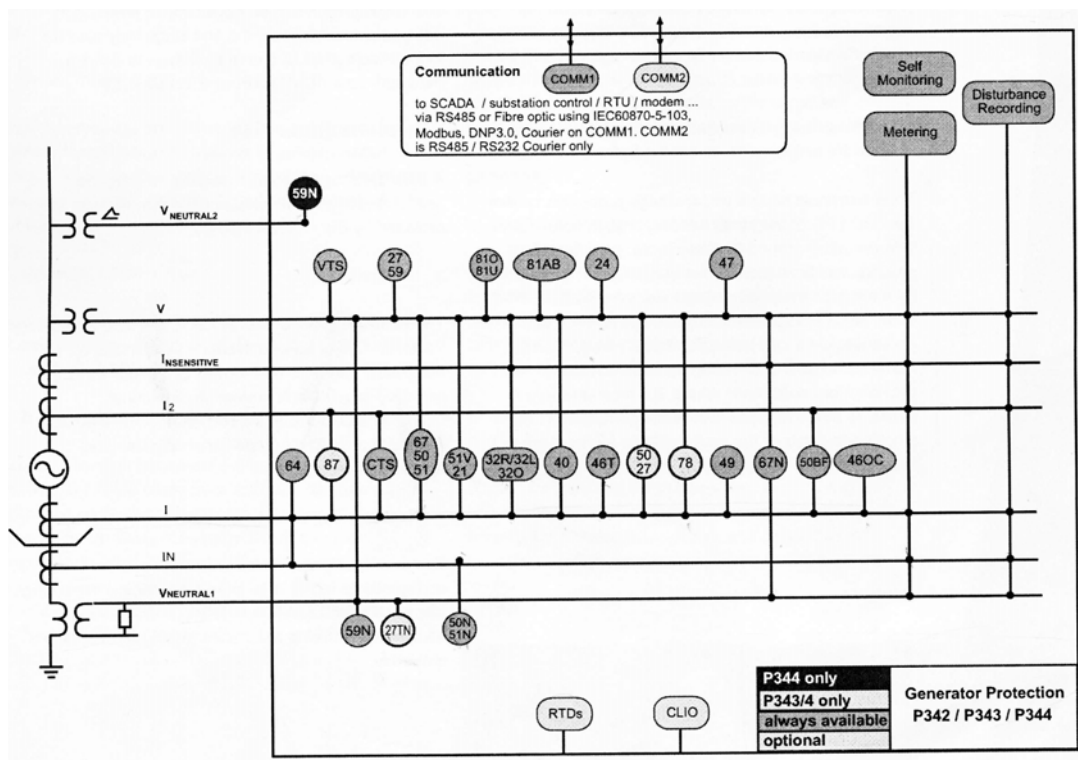


Figura 3.20: Descripción funcional: relé de protección de generador numérico de Areva

P342 puede usarse para pequeños generadores donde no se requiere protección diferencial. P343 puede usarse para generadores medianos de hasta 50,000 kVA y P344 puede usarse para generadores grandes / mega.

Tabla 3.4

Resumen de funciones		P342	P343	Configuraciones
		P344		
87	Interturn diferencial (fase dividida)	- -	1 1	1 1
50/51/67	Direccional / no direccional, fase instantánea / retardada sobre la corriente	4 4	4 4	4 4
50N / 51N	Falla a tierra no direccional, instantánea / retardada de fase	2	2	2
67N / 67W	Direccional sensible tierra falla / wattmetric falla a tierra	1	1	1
64	Fallo a tierra restringido	1	1	1
51V	Tensión dependiente sobre corriente	1	1	1
21	Bajo impedancia	2	2	2
59N	Desplazamiento de voltaje neutro / sobretensión residual, interturn - medido (M), derivado (D)	2M / 2D	2M / 2D	2M / 2M
27/59	Bajo / sobre voltaje	2/2	2/2	2/2
81U / 81O	Frecuencia inferior / superior	2/4	2/4	2/4
81AB	Frecuencia anormal de la turbina	6 6	6 6	6 6
32R / 32L / 32O	Reverse / Low Forward / Over power	2	2	2

40	Pérdida de campo	2	2	2
46T	Secuencia de fase negativa térmica	2	2	2
46OC	Direccional / no direccional, fase negativa secuencia sobre corriente	4 4	4 4	4 4
47	Sobretensión de fase negativa	1	1	1
49	Sobrecarga térmica del estator	2	2	2
24	Sobre flujo	5 5	5 5	5 5
78	Ploe resbalando	-	1	1
27TN / 59TN	100% falla a tierra del estator 3 ^{er} armónico neutro bajo / sobre voltaje)	-	1	1
50/27	Energización involuntaria en parada	-	1	1
50BF	CB falla	2	2	2
	Supervisión del transformador de corriente	1	1	1
	Supervisión de transformadores de voltaje	1	1	1
	RTDS x 10 PT 100	Opción	Opción	Opción

3.3.14.2 Woodward Relés de protección de generador multifunción

Woodward ofrece una serie de relés de protección digital multifunción de grado industrial que ofrecen múltiples características de protección en un solo paquete, por ejemplo, el modelo MFR 13 para la unidad de protección del generador se muestra en la figura 3.21. La funcionalidad disponible se resume en la tabla 3.3.14.2.

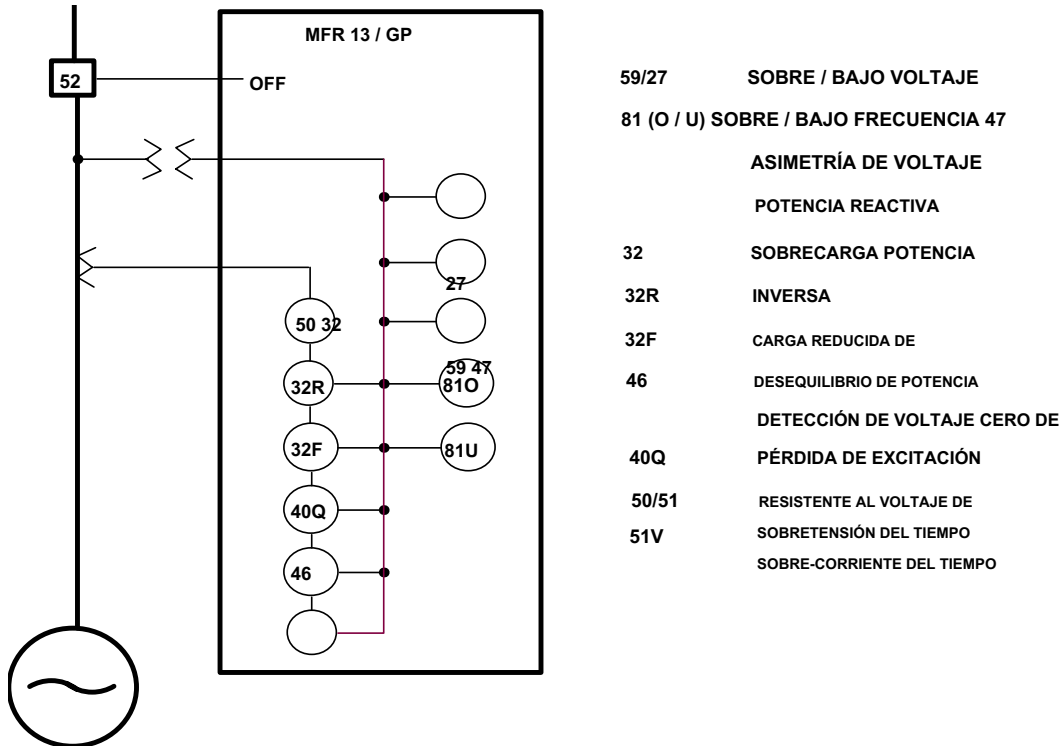


Figura 3.21: Relé de protección MFR 13

El relé de protección digital ESDR4 es para diferencial de corriente del generador y ESDR 4T es para protección diferencial de corriente del transformador del generador.

3.3.14.3 Relés de protección de generador digital multifunción de Siemens

Las funciones de relé de protección numérica del generador disponibles en Siemens (SIPROTEC) se proporcionan en la tabla 3.5 para generadores de tamaño mediano. Los relés SJ en la tabla se recomiendan para generadores pequeños y el tipo SUM para generadores de tamaño mediano de hasta 50 MW. Los relés diferenciales están disponibles en 7 UM62 y superiores.

3.3.15 Disparo y anuncio

El diagrama de bloques de anuncio de disparo típico para un generador mediano / grande se muestra en la figura 2.20.

Tabla 3.5

FUNCION DE PROTECCION	ANSI	7SJ60 7SJ61	7SJ62 7SJ63	7SJ64 7UM61	
Protección contra sobrecarga del rotor	49	X	X	X	X
Protección de falla a tierra direccional / no direccional	64G 50G 67G	xxx	X	xxx	xxx
Sobre la protección del tiempo actual	50 51	X	X	X	X
Protección de secuencia negativa	46	X	X	X	X
Protección de falla a tierra del rotor	64R		X	X	X
Protección de potencia inversa	32			X	X
Protección contra la sobretensión	59			X	X
Bajo protección de excitación	40				X
Protección de frecuencia	81			X	X
Monitoreo de temperatura (por una caja de monitoreo externa llamada caja termo)	38	X		X	X
Protección contra falla del interruptor	50BF	X	X	X	X
Lógica programable			X	X	X
Funciones de control		X	X	X	X
Interfaz serial flexible		1	2	2	2

3.3.16 Esquemas de protección

3.3.16.1 Esquema de protección de pequeños generadores hidroeléctricos

La protección de los pequeños generadores hidroeléctricos que se debe proporcionar para los generadores de hasta 5 MW se basa en la recomendación de diferentes agencias, tal como se indica en la tabla 3.6 y en la política posterior del gobierno de prever la interconexión de todas las plantas hidroeléctricas con la red, incluida la microhidroeléctrica para su consideración económica. así como la continuidad del suministro de energía en un área remota electrificada por microhidro. En la práctica actual, el generador de protección eléctrica ahora se proporciona para ocuparse de los siguientes aspectos.

- yo) La interconexión de todas las plantas hidroeléctricas con la red, incluida la microhidroeléctrica, desde una consideración económica, así como para la continuidad del suministro de energía en un área remota electrificada por microhidro.
- ii) Operación aislada para el suministro de energía a áreas locales en caso de falla de la red. Se observó un gran desequilibrio en 3 fases en tales casos. Los generadores comerciales utilizados en pequeñas centrales hidroeléctricas permiten una variación máxima del 30% en las corrientes de fase. Se requiere protección para el desequilibrio de fase.

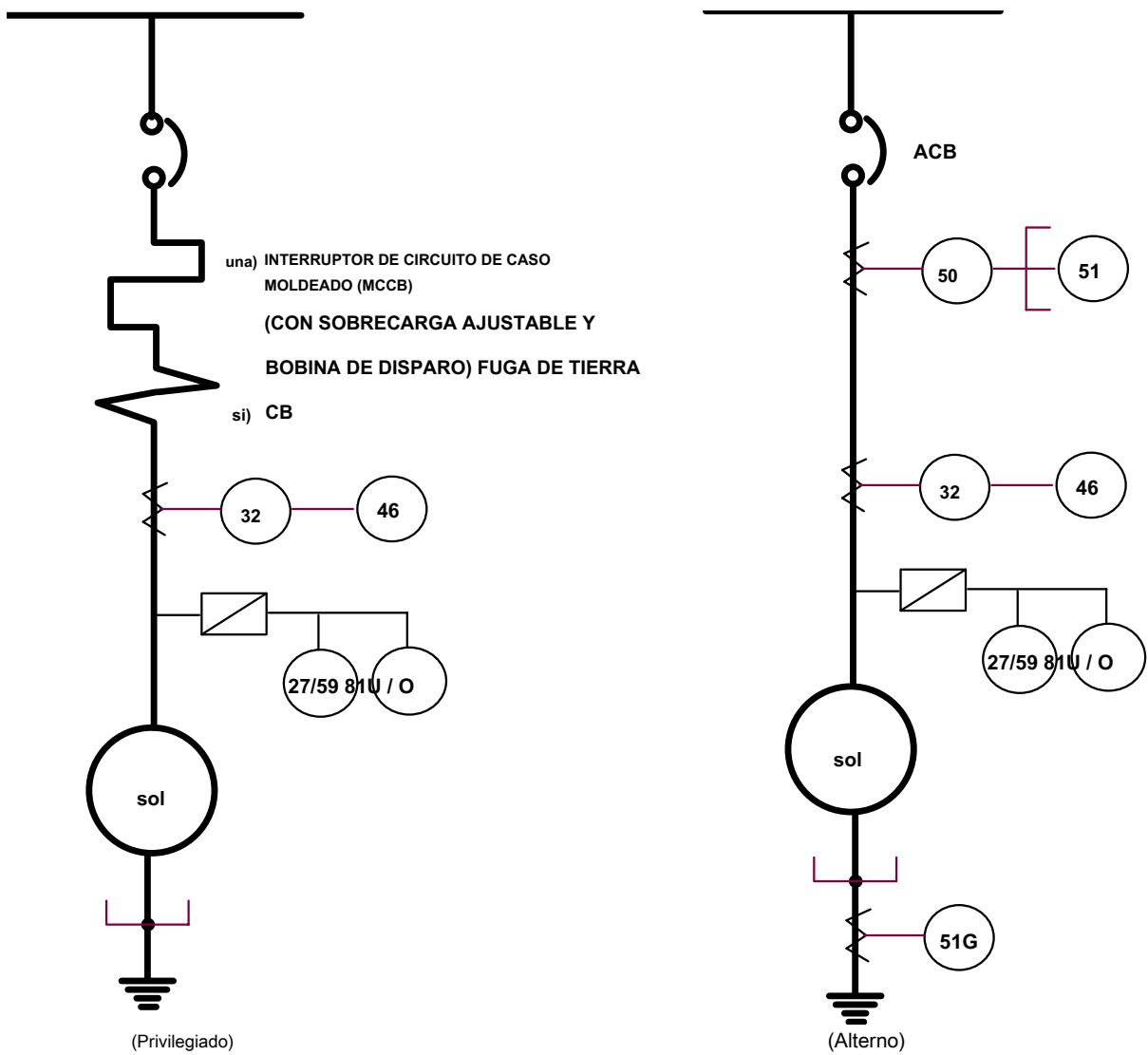
Tabla 3.6: Recomendaciones de esquemas de protección de generadores para pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta 5 MW

Sl. No. generador	Clasificación	Junta Central de Poder de Riego Pub. No. 175 SHP Estándares de Microhidro Estándarización (AHEC) de hasta 100 kW	Estándarización (AHEC) de hasta 100 kW		Norma IEC 1116 SHP E & M Equipos de hasta 3 MW de tamaño de unidad generador	Directrices AHEC para la automatización de control, protección y medición de SHP de hasta 25 MW
			Gen hasta 10 kW	Gen. arriba 10 kW		
1)	Gen. hasta 1000 kW	yo. CT de protección de falla a tierra restringida (64 GT) en el lado neutro y tres CT en las fases. ii. Sobrecorriente controlada por voltaje relé (51 VR) en caso de que la corriente de falla sostenida sea menor que la corriente de carga completa. De otra manera - Sobrecorriente / tierra culpa relé (51 y 64) si el generador y el transformador elevador están conectados en el sistema de la unidad. - Sobrecorriente / tierra culpa el relé no se puede proporcionar si el generador circuito interruptor automático con sobrecarga térmica y liberación instantánea de cortocircuito magnético en el terminal de línea.	- MCB / MCCB con bobina de disparo en derivación y protección ajustable contra sobrecorriente - Disyuntor de fuga a tierra (ELCB) / Residual Actual disyuntor accionado	Sobrecorriente Sobre / bajo voltaje Sobre / bajo frecuencia Potencia inversa Temperatura del estator Temperatura del rodamiento	Sobrecorriente (protección del estator y rotor) Estator de falla a tierra y rotor Sobre tensión / baja tensión Sobre / baja frecuencia Inversión de potencia Protección diferencial para unidades grandes justificado. cuando	a) Micro hidro generadores - Según las normas AHEC Micro Hydro b) Generador hasta 5 MW según IEC 1116 para síncrono y generadores asíncronos digitales multifunción relé Categoría 1 correspondiente a Areva P342 puede usarse dónde No se requiere protección diferencial. Categoría 2 (P343) donde se requiere protección diferencial c) Generadores de 5 MW a 25 MW Categoría 3 (P344) para generador de más de 5 MW Adecuado protección de respaldo ser previsto
2)	Gen. por encima de 1000 kW y hasta 5000 kW	yo. Relé diferencial tripolar (87 G) - 3 CT en el neutro de el generador y 3 CTs en las fases. ii. Relé de sobrecorriente controlado por voltaje (51 VR) / sobrecorriente y relé de falla a tierra (51 y 64) como se mencionó anteriormente. iii) Protección de falla a tierra del rotor monofásico (60 F) iv. Protección de falla a tierra del estator (64 SOL) v. Protección contra sobretensión (59) vi. Protección de falla de campo (40) para generadores síncronos vii. Relé instantáneo de sobrecorriente (50) y relé de sobrecorriente (51) en la derivación para transformador de excitación (sistema de excitación estática) si se usa.				

3.3.16.2 Esquema de protección típico proporcionado para pequeñas centrales hidroeléctricas por relés convencionales

Figura 3.22 (a), (b) y (c) para microhidroeléctricos y generadores de hasta 300 kW de tamaño de unidad. Figura 3.23 (a) y

(b) para el generador por encima de 300 kW. Figura 3.24 (a) y (b) para generadores de 301 kW a 5000 kW



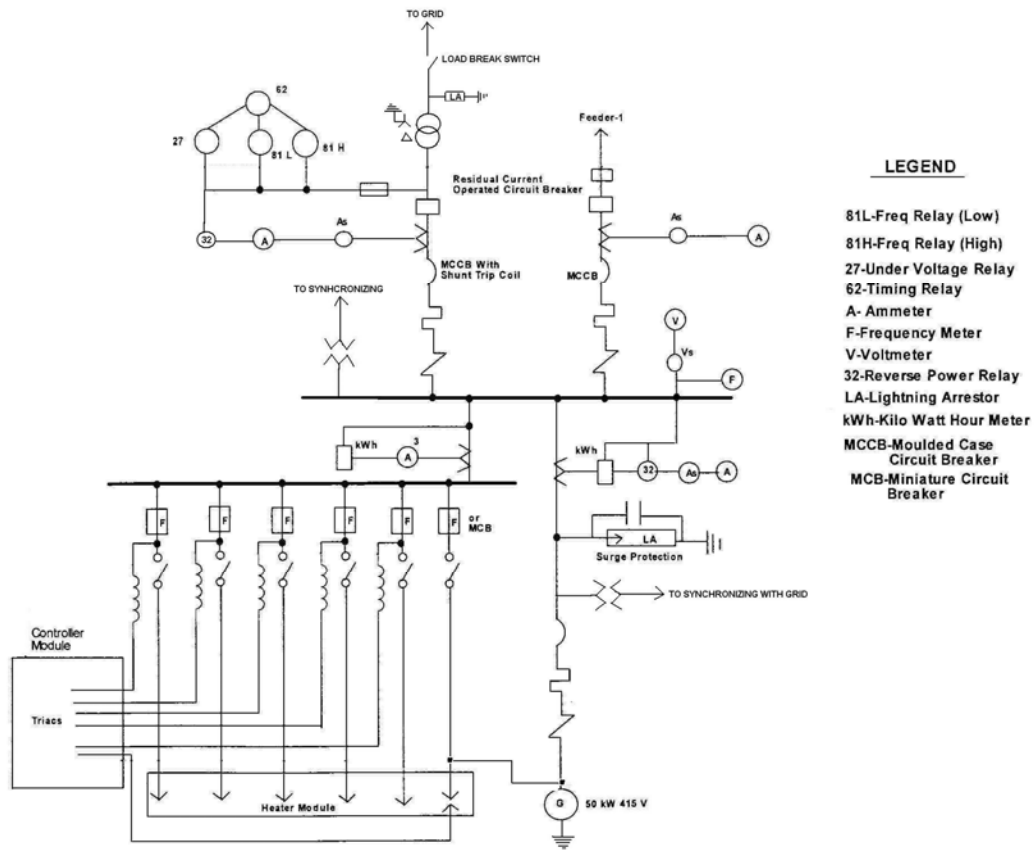
27/59 Bajo / sobre voltaje 32

Relé de potencia inversa 46

Desbalance de fase (actual) 50

Sobrecorriente - 2 fases 51N Tiempo de
puesta a tierra sobre relé de corriente 81U / 81O Bajo
sobre frecuencia

Figura 3.22 (a) y (b) Protección del generador - (Micro Hydro y SHP hasta 300 kW)
(Práctica AHEC)



Protección del generador - (Micro Hydro)

Figura 3.22 (c): Una medición, transmisión e interconexión típicas con la red según los estándares Micro Hydro con controlador de carga electrónica (ELC)

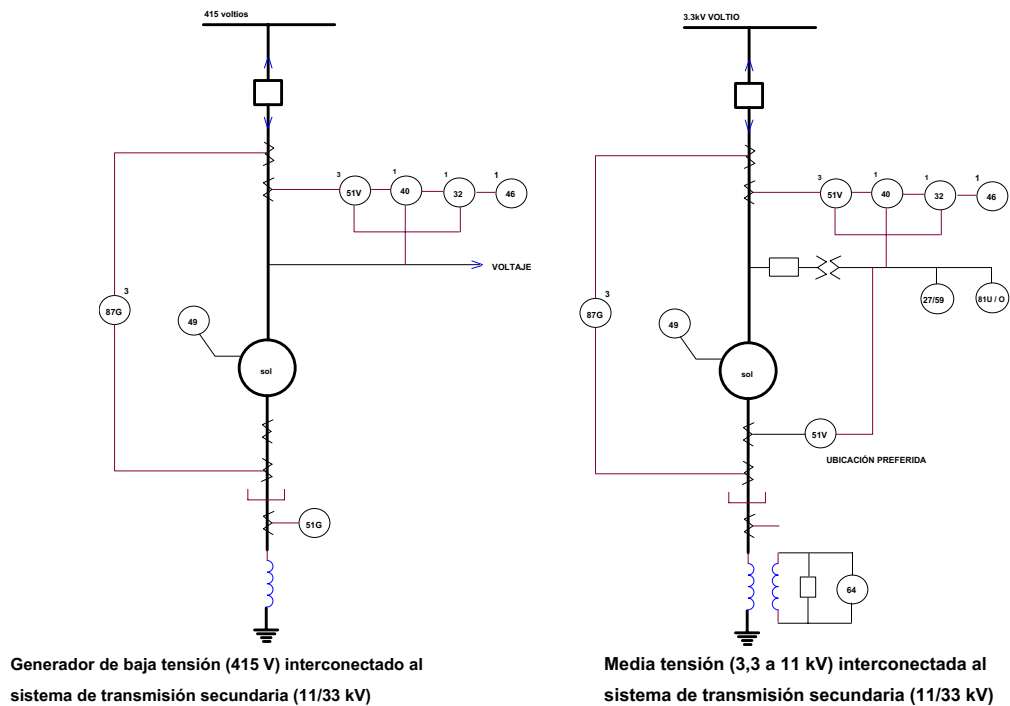
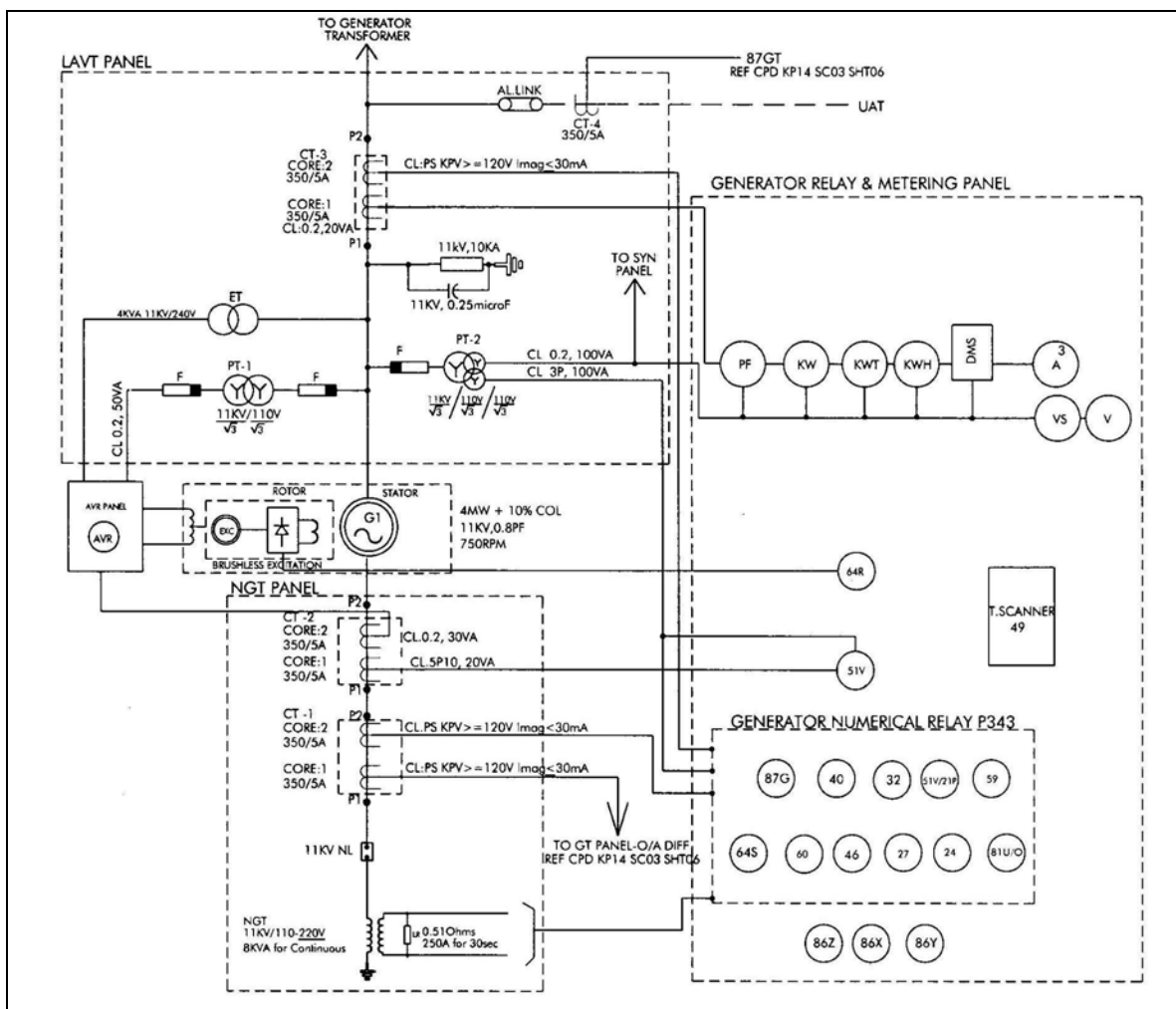


Figura 3.23 (a) y (b) Generador SHP de 300 a 5000 kW con relés convencionales

	Bajo / sobre voltaje
32	Relé de potencia inversa
46	Desbalance de fase (actual)
49	Relé de temperatura para controlar la temperatura del devanado
50	Sobre corriente - 2 fases
51G	Tiempo de tierra sobre el relé actual
51V	Restricción de voltaje / controlado sobre corriente
64F	Generador relé de tierra de campo
64G	Corriente de falla a tierra del generador
81U / 81O	Bajo sobre frecuencia
87G	Relé diferencial de generador (tipo de impedancia)

Sobre velocidad

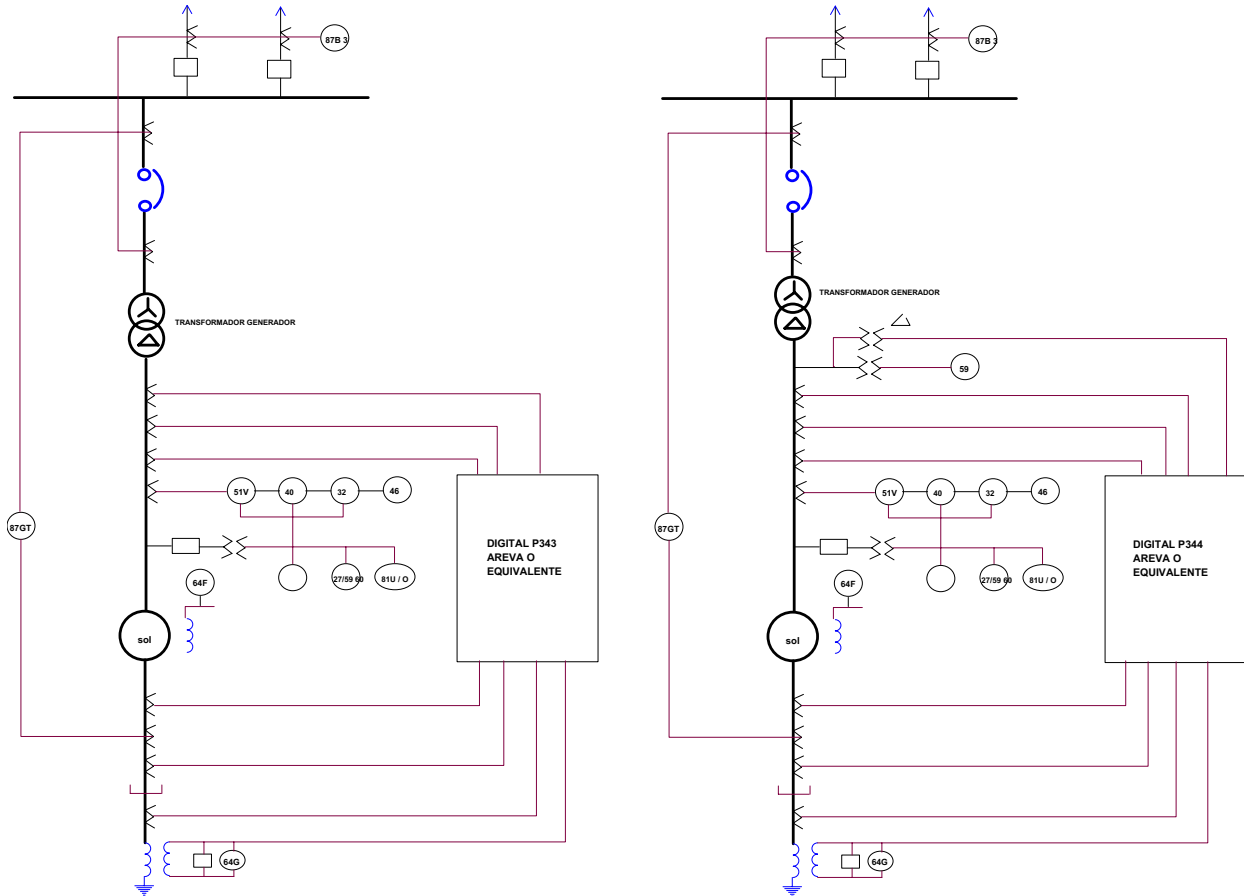
Temperatura del rodamiento



Notas:

- 1) La línea única de medición y retransmisión de unidades es según la Figura 2.51
- 2) Los relés electromagnéticos de respaldo provistos son i) restricción de voltaje sobre el relé de corriente (41V), ii) Tierra del rotor relé de falla (64R), iii) El diferencial general del transformador del generador es del relé multifunción del transformador Se puede proporcionar un esquema

de protección para generadores grandes como se muestra en la figura 3.25 (a).



(una) Para generador grande

(si) Para Mega generador

Figura 3.25: Generador conectado al transformador del generador sin interruptor intermedio

Protección según pequeña hidro y además proporcionan los siguientes.

- yo) La protección del generador debe ser una protección diferencial sesgada porcentual de alta velocidad
- ii) Protección diferencial de alta velocidad del transformador del generador de respaldo del relé de protección numérica del transformador
- iii) PT separados para medición y regulación de voltaje
- iv) 64F - Relé generador de falla a tierra del campo
- v) 60 - Relé de equilibrio de voltaje por falla del PT
- vi) 87 B - Relé diferencial de bus de alta velocidad

Aunque (v) y (vi) no son protección del generador, proporcionan una eliminación a alta velocidad de la falla del bus y, por lo tanto, no se requieren relés de sobrecorriente de respaldo del generador para realizar esta función principal.

Generadores grandes / mega (más de 50,000 kVA)

Se puede proporcionar un esquema de protección para Mega generadores como se muestra en la figura 3.25 (b). ?? La protección

adicional recomendada para estos generadores es la siguiente:

yo) Térmica y sobre flujo

ii) Polo resbalando

iii) Energización involuntaria de la unidad en reposo

iv) 100% de falla a tierra

v) Protección entre vueltas para devanado de fase dividida

vi) Supervisión de transformadores de corriente y transformadores de tensión.

Referencias

- 1) English Electric - Guía de aplicación del relé de protección (libro)
- 2) OD THAPAR - Protección eléctrica de grandes generadores hidroeléctricos (Power Engineer, 1961, vol. 11, N ° 1, PP. 12-17)
- 3) IEEE std. C37. 102 - 1995 - Guía IEEE para la protección del generador de CA
- 4) www.areva-ted.com
- 5) IS: 4722-2001: máquina eléctrica giratoria
- 6) Siemens PTDEA Aplicación del relé de protección SIPROTEC - 2005
- 7) Centro Alternativo de Energía Hidroeléctrica "Estándares de Calidad Microhidroeléctrica" - 2005
- 8) Informes y especificaciones de proyectos hidroeléctricos
- 9) www.govconsys.com/woodwar_protective-relays.htm
- 10) IEC 1116: estándar para equipos E&M para pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta 3 MW

3.4 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

3.4.1 Introducción

Los transformadores de potencia asociados con la central hidroeléctrica comprenden los siguientes tipos especiales.

- yo) Transformadores de generador: transformadores intensificadores para aumentar el voltaje del generador al requerido para la transmisión de energía, para cargar el centro / la red.
- ii) Los transformadores de interconexión para conectar dos voltajes de incremento diferentes si se proporcionan, por ejemplo, en la central eléctrica de Dehar (6 x 165 MW), la unidad 2 se interconecta a una red de 220 kV mediante un transformador generador de 11/220 kV y cuatro unidades se amplían a 420 kV Transformadores de generador de 11kV / 420 kV. Los autobuses de 220 kV y 420 kV están interconectados por un transformador automático de 245/420 kV de interconexión.
- iii) Transformadores de estación para fuente de alimentación auxiliar, estos transformadores son generalmente de aproximadamente 500 kVA para unidades auxiliares y hasta 1000 kVA o más para estaciones auxiliares.

Los transformadores generadores y los transformadores de interconexión están llenos de aceite, normalmente colocados en el patio de distribución abierto / cubierta del transformador. Los transformadores auxiliares son generalmente de tipo seco. Se requieren relés de protección para que los transformadores logren el siguiente seguimiento.

- una) Aislar el equipo defectuoso
- si) Limite el daño al equipo defectuoso y al personal.
- C) Minimiza el peligro de incendio

Se requiere un esquema rentable, técnicamente viable de protección de la sensibilidad, velocidad y selectividad requeridas para minimizar el seguimiento.

- una) Costo de reemplazar el daño
- si) Costo de la generación de energía perdida.
- C) Efecto adverso en el sistema de equilibrio
- re) Aislamiento de fallas, minimizar daños en equipos adyacentes
- mi) Período de no disponibilidad del equipo dañado.

3.4.2 Posibles fallas

El devanado eléctrico y el núcleo magnético en un transformador están sujetos a diferentes fuerzas durante la operación, incluida la expansión y la contracción debido al ciclo térmico, la vibración, el calentamiento local debido al calentamiento magnético excesivo debido a la sobrecarga y la corriente corta externa o enfriamiento inadecuado. Según las estadísticas en EE. UU. (IEEE std. 242-2001), se produjeron fallas máximas (37%) debido a fallas en el devanado, seguidas de 22% por falla en el cambiador de tomas. Las fallas centrales son raras.

Los cortocircuitos externos solo pueden estar limitados por la reactancia del transformador. El valor típico de los valores de impedancia del transformador se proporciona en IS: 2026 y la capacidad de resistencia a cortocircuitos también se proporciona en IS: 2026. Las siguientes condiciones pueden causar fallas en el transformador.

- una) El devanado se descompone debido al deterioro del aislamiento o defectos en la fabricación, sobrecalentamiento, tensión mecánica, vibraciones o sobretensiones.
- si) Sobrecalentamiento del transformador debido a lo siguiente.
 - yo) Altas temperaturas ambiente
 - ii) Falla del sistema de enfriamiento.
 - iii) Fallos externos no borrados
 - iv) Sobrecargar
- C) Fallas eléctricas, por ejemplo, cortocircuito, fallas a tierra y condiciones de funcionamiento abusivas, es decir, sobrecarga, sobretensiones transitorias, etc.
- re) Cambiadores de tomas sin carga, vibraciones excesivas, diseño o ensamblaje inadecuados.
- mi) Fallas del buje debido al envejecimiento de la contaminación o al agrietamiento

- F) Causas diversas: ruptura del aislamiento del núcleo, falla del transformador de corriente del buje, transformador fugas de aceite debido a soldaduras deficientes o daños en el tanque, etc.
- sol) Sobre excitación en el transformador del generador, véase el párrafo 3.4.4 (c).

3.4.3 Sistema de detección de fallas

- una) Monitores de temperatura para devanado o temperatura del aceite.
- si) **Detección de gas en aceite de transformador y análisis de composición de gas. La aplicación puede ser causada por electro arco y otros gases por corona y degradación térmica del aislamiento de celulosa.**
- C) Oleada repentina de gas y petróleo - relés de presión
- re) Monitores de nivel de aceite

3.4.3.1 Análisis de gas

Muchas fallas de transformadores en sus primeras etapas son incipientes y el deterioro es gradual. Los gases combustibles formados pueden detectarse mediante relés de detectores de gas (alarma) y el análisis periódico de gases mediante un analizador de gases portátil puede realizarse mediante métodos manuales o automáticos para evitar interrupciones graves. Los gases clave que indican la ubicación de la falla son los siguientes:

- una) Hidrógeno - Corona o descargas parciales
- si) **Etileno (C_2H_4) - Degradación térmica del petróleo.**
- C) Monóxido de carbono y di-óxido de carbono: sobrecalentamiento del aislamiento de celulosa
- re) Acetileno (C_2H_2) - Arcos en aceite**

3.4.4 Factores que afectan el desempeño de la protección eléctrica

La aplicación de relé operada por corriente para la detección de fallas internas en transformadores está limitada por lo siguiente.

- una) Corriente de entrada de magnetización: - corriente de entrada de magnetización cuando el transformador está energizado. Las corrientes de entrada que duran desde unos pocos ciclos hasta muchos segundos pueden causar un desequilibrio y una operación falsa de los relés diferenciales. Las corrientes de entrada magnetizadas contienen armónicos, especialmente segundos armónicos.
- si) Desequilibrio por relación CT: - cambio muy pequeño en la magnitud de la corriente cuando se acorta un número limitado de vueltas. Aproximadamente el 10% o más del devanado tendrá que estar en cortocircuito para la detección por relés de sobrecarga.
- C) Sobreexcitación: - La sobreexcitación puede ser causada especialmente en la generación hidroeléctrica debido al rechazo repentino de la carga y durante la secuencia normal de arranque y apagado para mantener el voltaje nominal mientras la velocidad está por debajo de lo normal. Esto puede sobrecalentar el núcleo y dañar el transformador. La forma de onda distorsionada tiene contenido armónico. La aplicación de excitación de campo en generadores conectados a la unidad a bajas velocidades 15 - 35% de la velocidad síncrona (durante el arranque) excita el transformador elevador y el transformador de servicio de la estación de la unidad. Se pueden requerir relés de restricción armónica y voltaje de la unidad por frecuencia de unidad (V / Hz).
- re) **Cambio de fase Δ y Y conexión proporcionada en el transformador del generador crear 300% cambio de fase. La compensación por TC auxiliares aumenta la carga efectiva. Los CT se pueden conectar para crear el mismo cambio de fase que en el devanado del transformador primario. Esto se puede hacer conectando CTs en Δ en el lado Y del transformador y en Y en Δ lado del transformador. El relé no verá ningún cambio de fase.**
- mi) Δ La conexión de CT en el lado Y atraparé la corriente de secuencia cero en la falla a tierra en el lado de HV y evitará una operación formal no coincidente.

3.4.5 Sistema de protección para transformadores

El sistema de protección aplicado a los transformadores de potencia es el siguiente:

- yo) Oleada de gas y petróleo (Buchholz)
- ii) Temperatura del aceite y del devanado.
- iii) Sobre corriente y falla a tierra
- iv) Falla a tierra (restringida)
- v) Diferencial actual
- vi) Sobre flujo

La combinación del sistema de protección a emplear depende del tamaño, la clase de voltaje y la importancia del transformador con respecto a la red. La combinación del sistema de protección que se proporcionará se analiza con referencia específica al transformador del generador, el transformador de interconexión y el transformador de servicio de la unidad y la estación. La práctica habitual es proporcionar protección contra fallas a tierra instantánea y sobrecorriente a transformadores de servicio de estación y unidad de tamaño pequeño. Para transformadores de unidades grandes y más importantes, se aplican esquemas de falla a tierra restringidos (consulte las Figuras 3.25 y 3.26). Se recomienda la protección diferencial para transformadores de aproximadamente 10 MVA trifásicos (clasificación de autoenfriamiento) y superiores (informe B 49 del comité IEEE). La práctica en India consiste en proporcionar esquemas de protección según la clase de transformadores de voltaje.

A. Transformadores generadores para 145 clases; Transformadores de clase 245 y 420 kV.

- yo) Relé de corriente diferencial general que cubre la zona del generador, además de la protección diferencial del transformador.
- ii) Relé de falla a tierra restringido en el lado de alta tensión
- iii) Relé de exceso de flujo
- iv) Relé de sobrecorriente neutral contra fallas a tierra externas sostenidas del sistema
- v) Relé Buchholz con alarma y contactos de disparo.
- vi) Indicador de temperatura del aceite con alarma y contactos de disparo.
- vii) Indicador de temperatura del devanado con alarma y contacto de disparo.
- viii) Medidor de aceite magnético con contactos de alarma de bajo nivel.
- ix) Pararrayos en el lado de AT (cuando se encuentra al aire libre)
- X) Dispositivo de liberación de presión con contactos de disparo para transformadores de 100 MVA y superiores
- xi) Indicador de flujo de aceite con un contacto para alarma (si corresponde)
- xii) Indicador de flujo de agua con un contacto para alarma (si corresponde)

SI. Transformadores automáticos de interconexión de clase 145 kV y 245 kV

- yo) Relé diferencial de alta velocidad con función de restricción armónica.
- ii) Relé de falla a tierra restringido
- iii) Realice una copia de seguridad sobre el relé de corriente y tierra en los lados primario y secundario.
- iv) Relé de falla a tierra restringido
- v) Sobre relé de flujo
- vi) Indicador de temperatura del aceite con alarma y contacto de disparo.
- vii) Relé Buchholz con alarma y contacto de disparo.
- viii) Indicador de temperatura del devanado con tres juegos de contactos para alarma, disparo y control de ventiladores (ONAN / ONAF) y cuatro juegos de contactos (ONAN / ONAF).
- ix) Medidor de aceite magnético con contactos de alarma de bajo nivel.
- X) Protección contra sobretensiones de aceite para tanque desviador OLTC con contacto de disparo
- xi) Pararrayos en ambos lados, primario y secundario, cuando el transformador está ubicado en el exterior y está conectado a líneas aéreas.
- xii) Dispositivo de liberación de presión con contacto de disparo para transformador de 100 MVA y superior

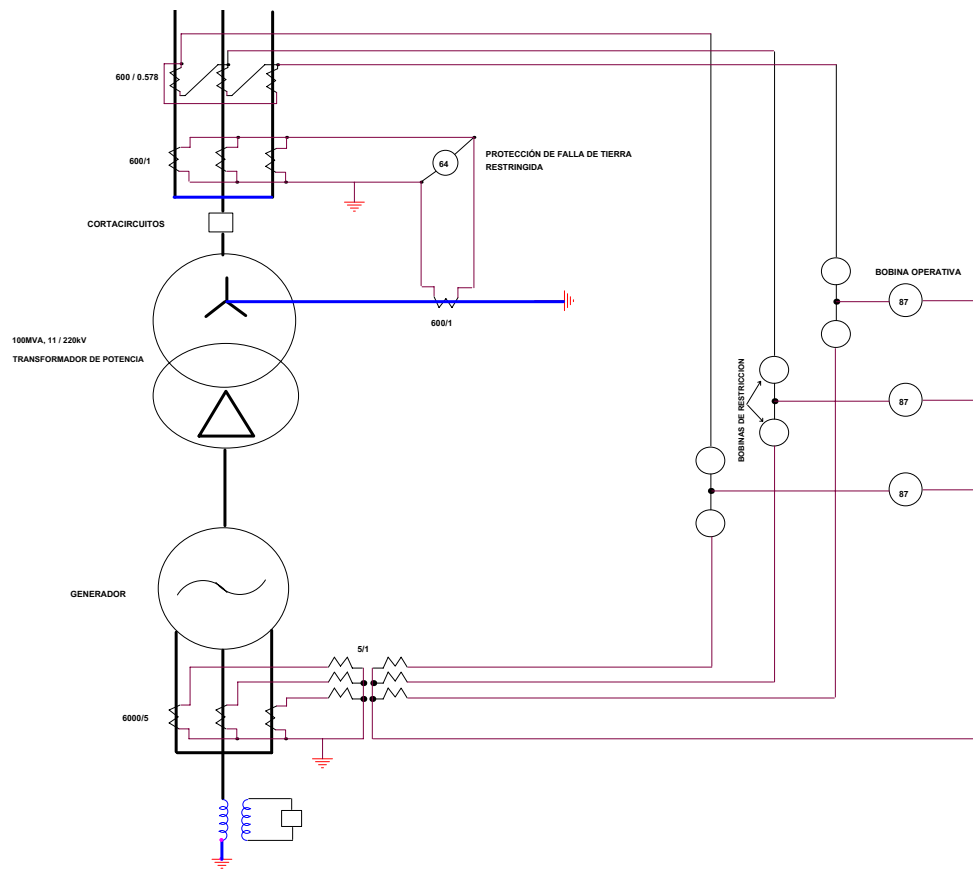


Figura 3.25: Diferencial general separado y protección de falla a tierra restringida

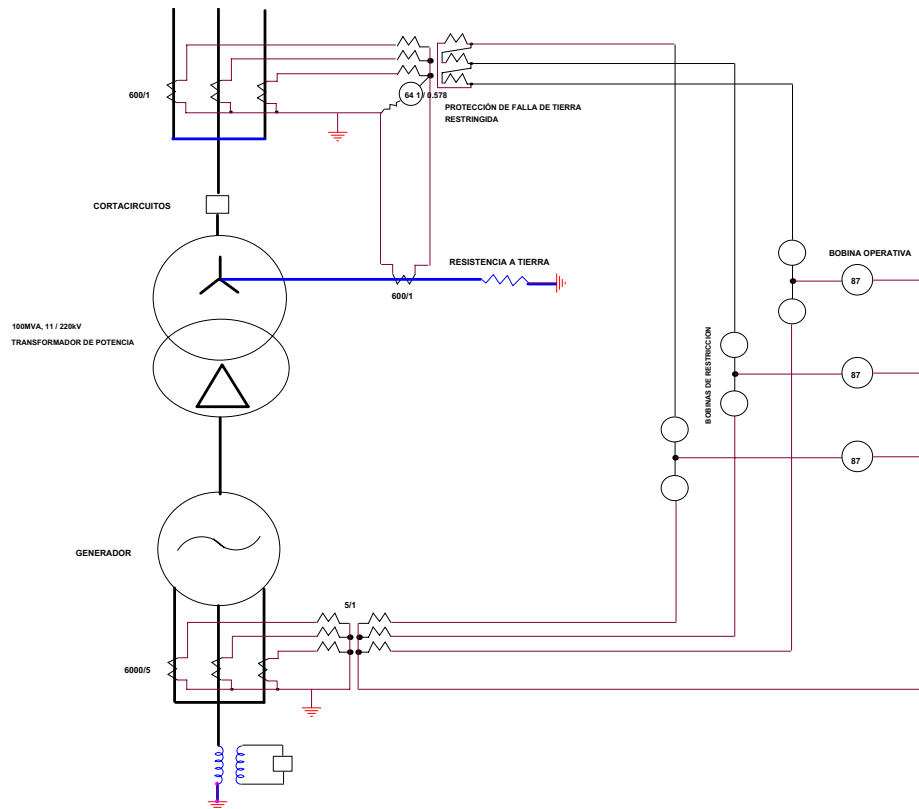


Figura 3.26: Protección diferencial combinada y protección contra falla a tierra restringida

C. Transformador automático de interconexión de clase 420 kV

- yo) Relé diferencial polarizado porcentual de alta velocidad con restricción armónica.
- ii) Relé de falla a tierra restringido
- iii) Relé de desplazamiento neutro o relé de falla a tierra restringido para protección contra fallas en el devanado terciario / conexiones asociadas, dependiendo de las disposiciones de puesta a tierra terciaria.
- iv) IDMT o DMT (sobre corriente y falla a tierra) o relés de impedancia para protección de respaldo.
- v) Sobre relé de flujo
- vi) Relé Buchholz con alarma y contacto de disparo.
- vii) Indicador de temperatura del aceite con alarma y contacto de disparo.
- viii) Indicador de temperatura del devanado con alarma y contacto de disparo.
- ix) Medidor de aceite magnético con contacto de alarma de bajo nivel.
- x) Pararrayos a ambos lados del transformador.
- xi) Dispositivo de liberación de presión con contacto de disparo.

RE. Transformadores de potencia de clase 72.5 kV

- yo) Porcentaje de relé diferencial polarizado (sin restricción armónica) para transformadores de potencia de hasta 100 MVA.
- ii) Relé diferencial de alta velocidad con función de restricción armónica) para transformadores de potencia de capacidades superiores a 100 MVA
- iii) Copia de seguridad sobre el relé de corriente en el lado primario
- iv) Copia de seguridad sobre relé de corriente y falla a tierra en el lado secundario
- v) Indicador de temperatura del aceite con alarma y contacto de disparo.
- vi) Relé Buchholz con alarma y contacto de disparo.
- vii) Indicador de temperatura del devanado con alarma y contacto de disparo. (Para transformadores con capacidad de hasta 10 MVA)
- viii) Indicador de temperatura del devanado con tres contactos uno para alarma, disparo y control de ventiladores (para transformadores con capacidades superiores a 10 MVA)
- ix) Medidor de aceite magnético con contactos de alarma de bajo nivel.
- x) Pararrayos en los lados primario y secundario cuando el transformador está ubicado en el exterior y está conectado a líneas aéreas
- xi) Protección contra sobretensiones de aceite para el tanque desviador del cambiador de tomas bajo carga con contacto de disparo
- xii) Dispositivo de liberación de presión con contacto de disparo para transformador de 100 MVA y superior

MI. Transformadores de potencia de clase de 36 kV

- yo) Transformador de potencia de clase 36 kV de capacidades que van desde 3.15 MVA y más
- ii) Porcentaje de relé diferencial polarizado (sin restricción armónica) para transformadores de potencia de hasta 10 MVA.
- iii) Relé diferencial de alta velocidad con dispositivo diferencial de segunda restricción armónica para transformador de potencia de capacidades superiores a 10 MVA
- iv) Tipo IDMT sobre relé de corriente con elementos de ajuste alto en el lado primario
- v) Tipo IDMT sobre relé de corriente y falla a tierra en el lado secundario
- vi) Indicador de temperatura del aceite con alarma de un contacto eléctrico para alarma o contacto de disparo.
- vii) Relé Buchholz con alarma y contacto de disparo.
- viii) Indicador de temperatura del devanado con tres contactos eléctricos para (a) alarma (b) disparo y (c) Control del ventilador para transformadores de más de 10 MVA

- ix) Pararrayos en los lados primario y secundario cuando el transformador está ubicado en el exterior y está conectado a líneas aéreas
- X) Protección contra sobretensiones de aceite para cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) (si se incluye) tanque desviador con contacto de disparo
- xi) Dispositivo de liberación de presión con contacto de disparo para transformador de 100 MVA y superior

F. Transformadores de potencia clase 12 kV

- yo) IDMT sobre relé de corriente en el lado de 11 kV
- ii) Sobre corriente y relé de falla a tierra en el lado secundario
- iii) Relé Buchholz con alarma y contacto de disparo.
- iv) Indicador de temperatura del aceite con alarma y contacto de disparo.
- v) Pararrayos en los lados primario y secundario cuando el transformador está ubicado en el exterior y está conectado a líneas aéreas

Sistema de protección diferencial: La protección más utilizada para el transformador es la dependencia diferencial de corriente. Los relés de tres clases generales de diferencial de corriente son los siguientes:

- una) Relé de tiempo sobre corriente que puede incluir una unidad de disparo instantáneo que tiene una configuración de alta corriente.
- si) Porcentaje de diferencia de polarización con restricción accionada por corrientes de entrada y salida
- C) Porcentaje de relé diferencial de polarización con restricción accionada por uno o más armónicos además del restricción accionada por las corrientes de entrada y salida.

La conexión y las relaciones del CT deben ser tales que la corriente neta en la bobina o elementos de operación del relé para cualquier tipo o ubicación o ubicación de falla externa sea efectivamente cero.

3.4.6 Diferencial general de la unidad - Protección especial de relé

Generador conectado al transformador de la unidad sin interruptores intermedios donde el devanado del generador está conectado en estrella con una conexión a tierra de alta impedancia a través del transformador con resistencia secundaria, el transformador de la unidad está en el lado LV delta y en el lado HV con conexión a tierra sólida, la protección diferencial general para unidades grandes se proporciona como se discute en Párrafo 3.3.5 generadores. La consideración especial para la aplicación del relé diferencial de la unidad general que cubre el generador y el transformador de la unidad es la siguiente:

- una) **Cambio de fase debido a Δ / Transformador Y**
- si) Las oleadas de magnetización aumentan debido a la restauración del voltaje en la eliminación de fallas.
- C) El cambiador de tomas varía la corriente correspondiente
- re) El moderno sistema de excitación estática de alto voltaje de techo para hidrogenerador puede causar problemas de sobreexcitación.

Los transformadores remotos de grandes generadores hidroeléctricos conectados a la red por grandes líneas de EHV están provistos de sistemas de excitación estática de alto voltaje de techo debido a consideraciones de estabilidad. En la descarga repentina de la unidad debido a la eliminación de fallas del sistema cuando la unidad puede estar en el voltaje del techo, el transformador de la unidad puede excitarse con un voltaje superior al 130% de lo normal. El núcleo de hierro del transformador puede saturarse debido a la sobreexcitación con una corriente emocionante que excede el 25% de la corriente nominal de la unidad. El relé diferencial a menos que esté previsto para la capacidad de restricción de sobreexcitación puede funcionar mal. Este problema puede resolverse mediante conexiones CT especiales como se explica en IEEE std. C37.91-2000 y se muestra en principio en la figura 3.27.

3.4.7 Protección contra exceso de flujo

En condiciones de sobreexcitación, puede producirse la saturación de los núcleos de acero laminado del generador y el transformador. Esto, combinado con un campo magnético disperso, puede causar un sobrecalentamiento localizado severo en los transformadores en el ensamblaje del núcleo o el aislamiento del devanado, lo que puede ocasionar una ruptura eventual.

El generador conectado directamente, el transformador están sujetos a un amplio rango de frecuencia durante la aceleración y desaceleración de la turbina. Bajo estas conexiones, la relación de la tensión actual del terminal del generador a

la frecuencia real no debe exceder 1.1 veces la relación entre el voltaje nominal del transformador y la frecuencia nominal de manera sostenida:

voltaje del terminal del generador

$$\frac{\text{Frecuencia real}}{\frac{\text{voltaje nominal del transformador}}{\text{frecuencia nominal del transformador}}} \leq 1.1 \times$$

Los relés de sobreexcitación con un retardo de tiempo definido o las características de sobreexcitación de tiempo inverso se recomiendan para usar en transformadores de generador, así como en el transformador del extremo receptor.

3.4.8 Protección diferencial de transformadores automáticos

Los relés de alta impedancia pueden usarse para transformador automático conectado estrella / estrella. Una conexión típica se muestra en la figura 3.55 y se analiza en el párrafo 3.7.6. Esta protección es inmune al efecto de la corriente de entrada de magnetización que es cancelada por los TC neutros. Además, no hay corriente de desequilibrio en el circuito de relé debido al cambio de carga del equipo. Por lo tanto, se puede aplicar un relé diferencial de alta impedancia sin restricción, polarización de carga o retraso de tiempo.

El devanado terciario descargado generalmente se incluye en la zona de protección diferencial y el relé detectará fallas a tierra en el devanado terciario. Este esquema no proporciona protección para fallas de fase o fallas de giro a giro en el devanado terciario. Cuando se use el devanado terciario para suministrar carga sobre la corriente, se debe proporcionar protección.

3.4.9 Protección diferencial de transformador por relés numéricos

El relé de protección diferencial digital multifunción típico (MICOM P63X) con protocolo IEC con funcionalidades disponibles se muestra en la Figura 3.28 y los extractos funcionales que figuran en la tabla 3.7 para dos transformadores de interconexión de bobinado pequeño, grande y 3 bobinados para obtener detalles completos, consulte Areva T y D. Parte posterior adecuada Se proporciona protección convencional.

Tabla 3.7 (Extractos de Areva MICOM P63) Descripción general de las

funciones			Tipo		
			P631	P632	P633
87	DIFF	Protección diferencial	2 vientos.	2 vientos.	3 vientos.
87N REF x		Protección de falla a tierra restringida	-	2	3
50	DTOC x	Definido - tiempo de protección O / C	2	2	3
51	IDMT x	Protección inversa de tiempo y temperatura	2	2	3
49	THRM x	Protección contra sobrecarga térmica.	1	1	2
27,59 V <>		Protección de sobre / bajo voltaje	-	1	1
81	f <>	Protección de sobre / bajo frecuencia	-	-	1
24	V / f	Protección contra sobreexcitación	-	-	1
	MCM x	Monitoreo del circuito de medición	2	2	3
	LÓGICA	Lógica programable	1	1	1

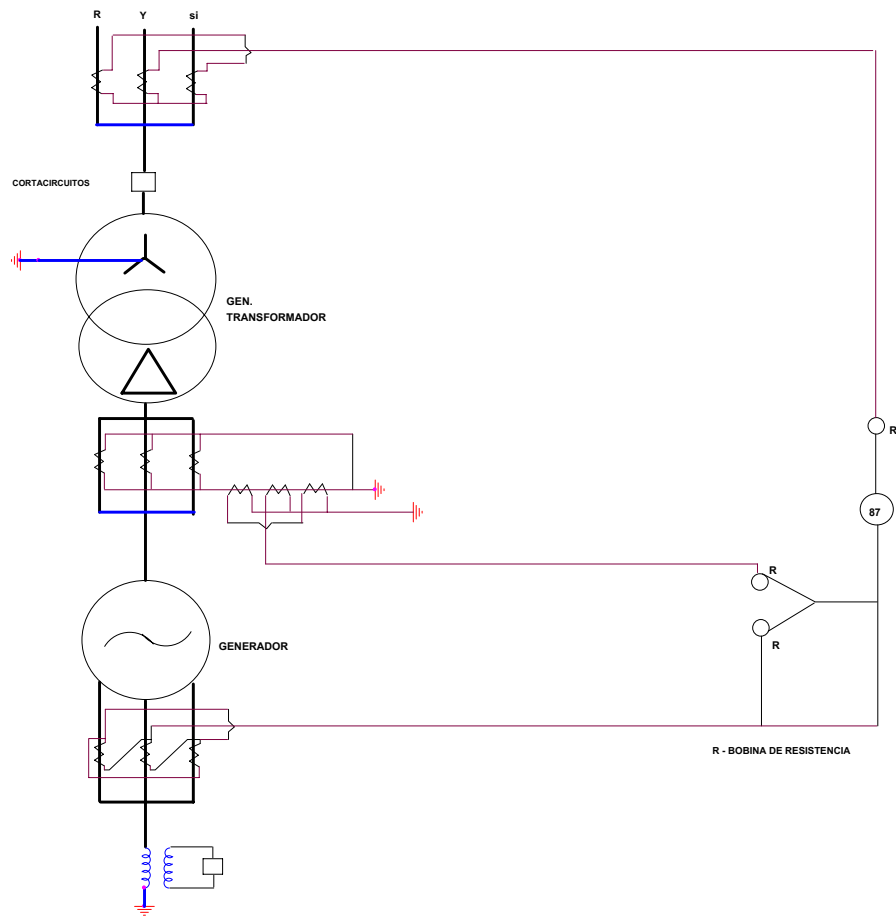


Figura 3.27: Conexión de relé diferencial de porcentaje especial para la protección general de la generación de unidades
Transformador con sistema de excitación de alto voltaje de techo

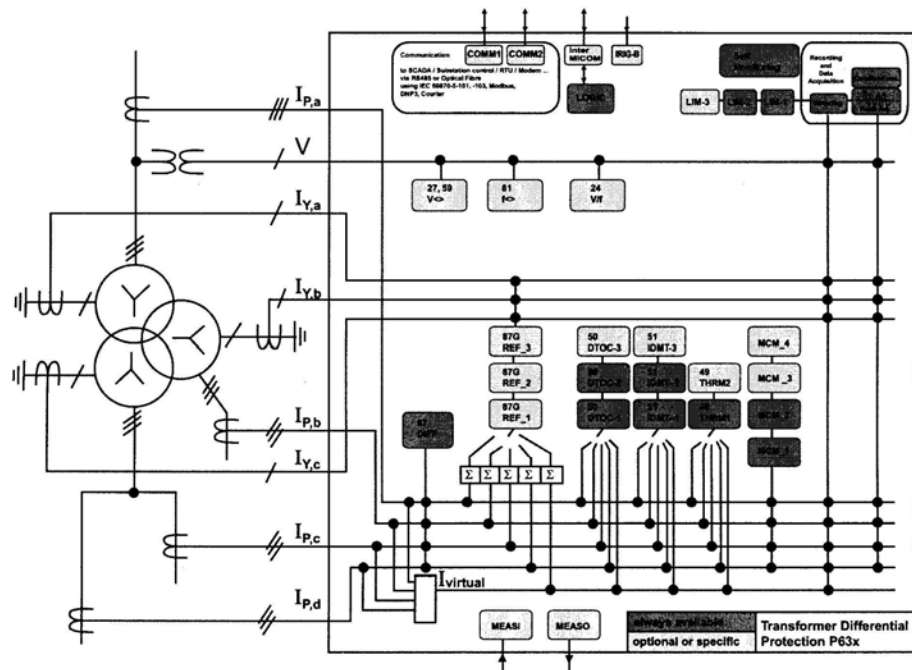


Figura 3.28: Descripción funcional - Protección diferencial de transformador
(2 y 3 devanados)

El tipo P631 es para uso como transformador de hidrogenerador pequeño, P632 y P633 para generadores hidroeléctricos grandes para transformadores generadores grandes y mega y transformadores de interconexión en consulta con Areva. En la figura 3.29 se muestra una protección típica de relé numérico de transformador conectado a la unidad para el transformador del proyecto Halaipani. La protección diferencial general del transformador del generador proporcionada para los transformadores conectados a la unidad actúa como respaldo para el generador.

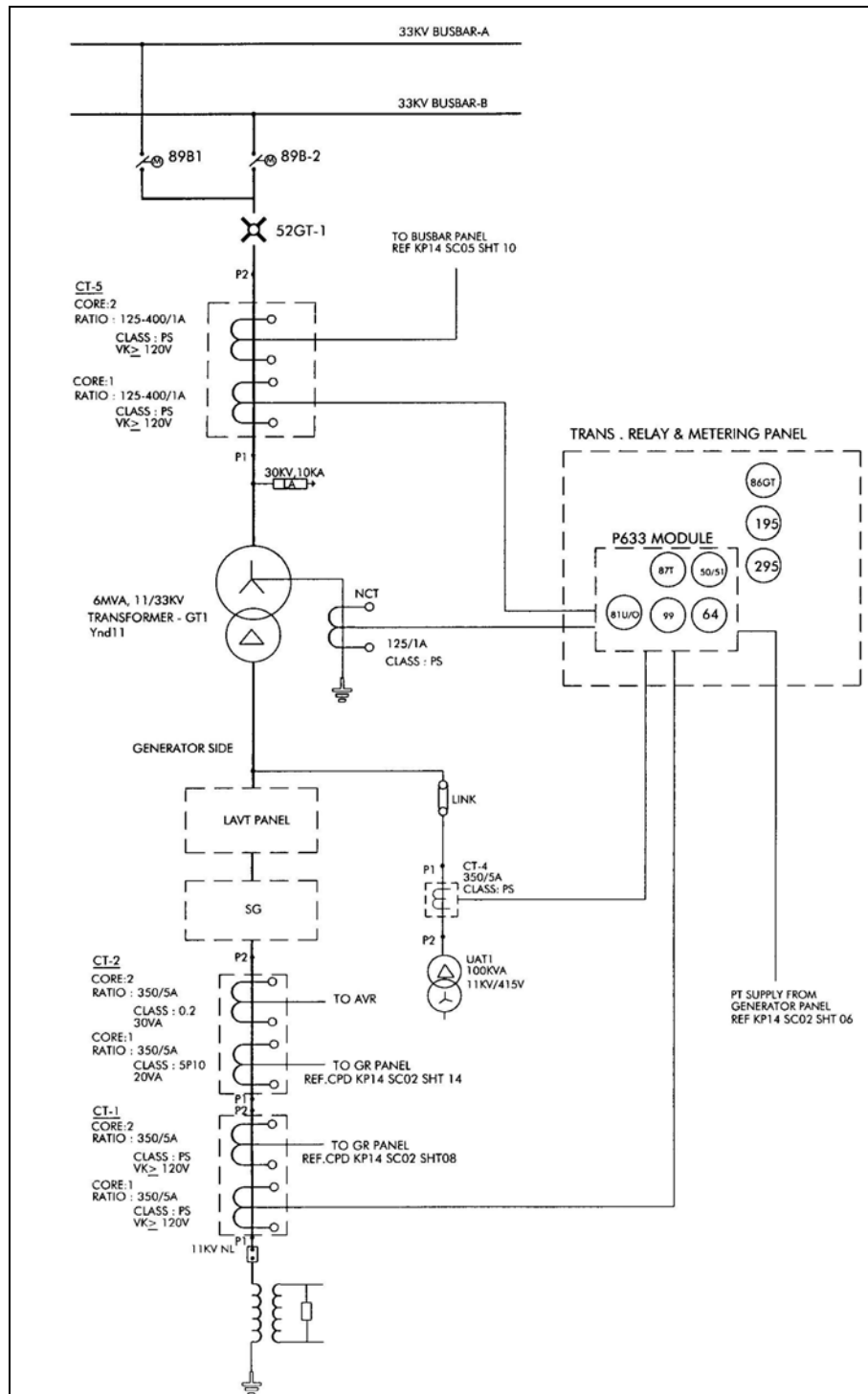


Figura 3.29: Dibujo esquemático - 6 MVA, 11/33 kV Gen. Trans. Proteccion

Diagrama de una sola línea

3.5 PROTECCIÓN DE BARRA DE BUS

3.5.1 General

Las barras colectoras y las celdas son las partes del sistema que se utilizan para dirigir el flujo de energía a varios alimentadores. Para aislar las fallas del bus, todos los circuitos conectados al bus se abren eléctricamente. Esta desconexión apaga todos los alimentadores suministrados por el bus y puede afectar otras partes del sistema. Las barras de bus se seccionan en zonas de bus para evitar el apagado completo.

Las fallas de la barra de bus pueden deberse a lo siguiente.

- yo) Fallo de aislamiento debido al deterioro del material.
- ii) Flashover causado por sobretensión prolongada y excesiva.
- iii) Falla de un disyuntor de circuito en condiciones de fallas pasantes.
- iv) Errores en el funcionamiento y mantenimiento de la aparamenta.
- v) Objetos extraños que caen accidentalmente a través de la barra de bus.

Factor que afecta la eliminación de fallas de la barra colectora:

- yo) La concentración de la falla MVA aumenta el riesgo de daños considerables.
- ii) La pérdida de la instalación provocaría una interrupción generalizada del suministro.

Requisitos de rendimiento de la protección de la barra colectora

- yo) Alta velocidad para la eliminación rápida de fallas, para minimizar daños y mantener la estabilidad del sistema.
- ii) Debe ser absolutamente estable para todas las fallas externas a la instalación de la aparamenta, ya que si no se estabiliza causaría una interrupción innecesaria del suministro.
- iii) Debe ser capaz de discriminar por completo entre zonas para garantizar que se dispare la cantidad mínima de interruptores automáticos para aislar la falla.
- iv) Libertad de operación incorrecta, preferiblemente sin usar enclavamientos complicados.
- v) Aislamiento de todos los circuitos de una zona de bus con falla, independientemente de si son capaces de suministrar corriente de falla o no.
- vi) Control individual de todos los disyuntores a través de relés de disparo separados.

Eliminación de fallas de la barra de bus mediante protección de respaldo

La protección contra sobrecorriente y las protecciones de distancia se utilizan para proporcionar protección de respaldo a la zona del bus. La eliminación de fallas a alta velocidad o la discriminación correcta con tales esquemas generalmente no es posible. En consecuencia, se recomienda la forma unitaria de protección de instalaciones importantes.

3.5.2 Instalación de la barra de bus revestida de metal

Las celdas de distribución y barras colectoras de hasta 11 kV utilizadas en pequeñas centrales hidroeléctricas y para sistemas de energía auxiliar y de servicio de estación en grandes sistemas hidroeléctricos generalmente están revestidas de metal. En los sistemas auxiliares, se proporcionan interruptores de sección de bus redundantes operados por relés de bajo voltaje y alimentados desde diferentes fuentes para un sistema de suministro de energía auxiliar confiable (consulte el Párrafo 4.2 para más detalles). No se proporciona una unidad separada de protección diferencial.

3.5.3 Barras de bus de alto voltaje Protección

Forrest Flashover

Este sistema de protección, cuyo principio se muestra en la Figura 3.30 es solo para fallas a tierra. La corriente de falla a tierra misma se emplea directamente en la operación del relé de detección o discriminación de fallas. El esquema está diseñado para la aplicación en barras de distribución de tipo abierto y hace uso del hecho de que una descarga instantánea en una pila de aislador de poste o cadena, o en un interruptor o buje de transformador puede interrumpirse por medio de un anillo de protección conectado a tierra por separado, la tierra conexión de esta última dispuesta desde el devanado primario de barra de una corriente

transformador alimentando el relé discriminante. Los diversos aisladores asociados con cada sección de la barra de bus se tratan de esta manera, los anillos de protección se ponen a tierra en grupos en lugar de individualmente. Se emplea una función de verificación de corriente neutral.

La desventaja del esquema es que no proporciona protección para las fallas que no sean el flashover del aislador, pero dado que tales fallas probablemente constituyen al menos el 80% del número total de fallas a tierra de la barra colectora, este no es un inconveniente como podría parecer a primera vista. El sistema tiene la ventaja compensatoria de que es relativamente barato, además de ser fácil de aplicar y mantener. Se recomienda especialmente para el uso de barras de bus de hasta 132 kV.

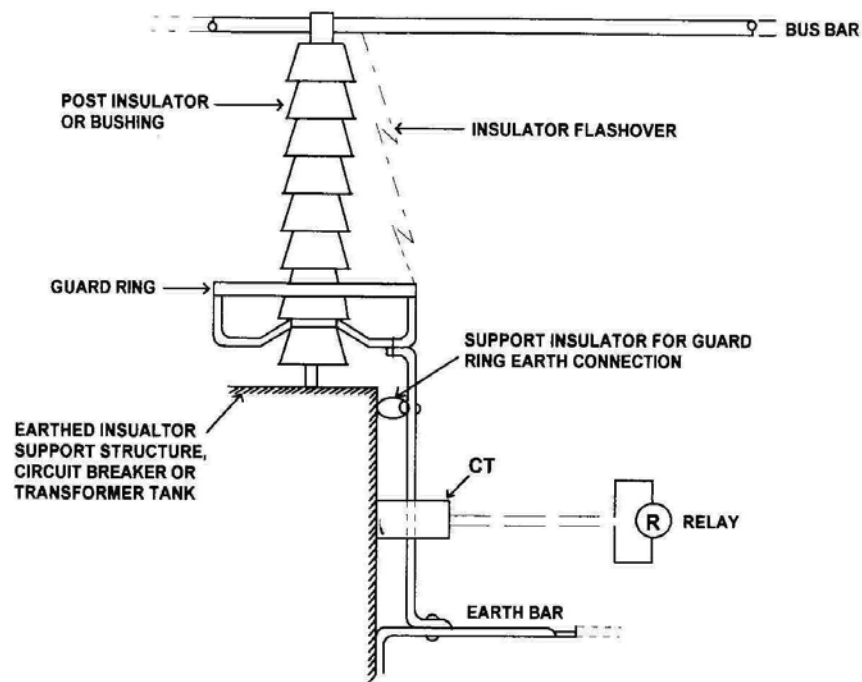


Figura 3.30: Protección Forres Flashover

Protección diferencial

La protección diferencial es el método de protección más sensible y confiable para la zona de barra de bus de la estación. Durante condiciones normales de carga o falla externa, la suma de las corrientes que ingresan a un autobús, según la ley de unión de Kirchoff, es igual a la suma de los que salen. Esta igualdad no puede existir durante una falla interna, y este es el principio operativo de la protección de corriente circulante. Esta protección se recomienda para grandes esquemas. Los esquemas de corriente circulante pueden aplicarse para la protección de fase y tierra, siendo las diferencias esenciales en los esquemas el método para conectar los transformadores de corriente.

El problema particular en estas aplicaciones es la gran cantidad de circuitos involucrados y, por lo tanto, los diferentes niveles de energización encontrados en los diversos circuitos para fallas externas. Por ejemplo, con una falla externa en un circuito de una zona de bus de cuatro circuitos, tres de los CT pueden suministrar cantidades variables de corriente de falla, pero el cuarto y el circuito con falla deben equilibrar el total de todos los demás. Esto se energiza a un nivel mucho más alto cerca de la saturación y puede dar lugar a altas corrientes diferenciales falsas.

Los relés de corriente circulante de alta impedancia generalmente se aplican para la protección de la zona del bus utilizando una resistencia estabilizadora en serie con un relé accionado por corriente. Al calcular el valor de la resistencia estabilizadora se hacen las siguientes suposiciones:

- yo) Un conjunto de transformadores de corriente está completamente saturado.
- ii) La totalidad de la corriente de falla primaria se transforma perfectamente por los transformadores de corriente restantes.
- iii) Se utiliza la carga máxima de carga de bucle entre el relé y los transformadores de corriente.

3.5.4 Requisitos del transformador de corriente

Para obtener en el estado estable requerido la estabilidad hasta la clasificación de la aparamenta y garantizar el funcionamiento positivo del relé de protección, es esencial en los esquemas de alta impedancia que los transformadores de corriente estén diseñados para que el voltaje del punto de inflexión no sea inferior al doble del relé ajuste de voltaje, es decir, el voltaje a través de los circuitos de relé a causa del ajuste del flujo de corriente. Por lo tanto, la cantidad de hierro en el núcleo del transformador de corriente depende del nivel de estabilidad, la carga y la resistencia interna del transformador.

3.5.5 Esquemas típicos Disposición de bus único: La figura 3.31 muestra la aplicación del esquema simple de protección de zona de bus de alta impedancia a una instalación de bus único seccionado. Aquí cuatro transformadores generadores están suministrando cuatro alimentadores salientes. Los transformadores de corriente se colocaron en un lado del interruptor de sección del bus para las dos zonas de protección por razones económicas. Cada conjunto de cables de bus está conectado a un relé. Cabe señalar que las fallas del interruptor seccionador no están cubiertas por la zona 2 y se proporcionó un relé de sobrecorriente para aislamiento. Este esquema se proporcionó con éxito para el sistema de bus de 220 kV en Bhakra Right Bank y el sistema de bus de sección única de 220 kV Dehar (figura 3.3). Disposiciones similares para proyectos Mukerian se muestran en la figura 3.3 y 3.4.

Arreglo de doble bus: La discriminación entre las dos zonas de protección se obtiene mediante los transformadores de corriente en el interruptor de la sección del bus, que desequilibran el lado defectuoso y hacen que funcione el relé de protección adecuado.

En el caso de una disposición de doble bus, la discriminación de zonas se selecciona a través de los interruptores auxiliares del aislador de la barra de bus, que conectan todos los secundarios del transformador de corriente a las barras de bus apropiadas. La instalación de la celda está provista de tres zonas de protección de solape, dos en el bus principal y en el bus de reserva. Cabe señalar que los secundarios, de los transformadores de corriente asociados con el interruptor de sección de bus y el acoplador de bus están conectados permanentemente al servicio de bus de zona apropiado. Figura

3.54 muestra el esquema diferencial de bus propuesto para el sistema de barra de bus de 420 kV.

3.5.6 Comprobar características

El principio de dos líneas de defensa se aplica invariablemente a grandes estaciones de alta tensión que utilizan un esquema de corriente circulante. Esto se obtiene con una función de verificación, que opera desde transformadores de corriente separados, además de la función de discriminación ya descrita. Tanto las características principales como las de verificación son generalmente del tipo de corriente circulante. La función de verificación solo supervisa los circuitos entrantes y salientes como se muestra en la figura 3.31.

3.5.7 Supervisión del circuito

En una instalación importante, es habitual monitorear la continuidad de los secundarios del transformador de corriente empleando un relé de alarma sensible, que normalmente está conectado a través de los cables de bus de cada zona protegida. Si se produce un circuito abierto o una conexión cruzada en el cableado secundario mientras la corriente de carga fluye por el circuito primario, prevalece una condición desequilibrada y el relé funciona para iniciar una alarma y poner fuera de servicio la protección de la zona afectada mediante el cortocircuito de los cables de bus apropiados.

3.5.8 Ubicación del transformador de corriente

Dependiendo del tipo de aparamenta utilizada, los transformadores de corriente para la barra colectora y la protección del circuito están dispuestos para solaparse o se instalan en un lado del interruptor automático.

Con zonas de protección superpuestas, cualquier falla que pueda ocurrir en el lado del circuito, entre los transformadores de corriente y el disyuntor, causaría la operación inmediata tanto del circuito como de la protección de la barra colectora y, por lo tanto, aislaría completamente la falla ya que ambos extremos de la línea se dispararon. con transformadores de corriente alojados solo en el lado del circuito, la protección de la barra de bus vería una falla entre los transformadores de corriente y el interruptor de circuito solo porque la protección del circuito lo ve como una falla externa y no funciona. Para aislar las fallas del alimentador, los interruptores de circuito del extremo remoto también deben activarse, lo que se puede llevar a cabo convenientemente mediante interrupción de CC u otros medios dependiendo de

tipo de protección de circuito en circuitos de generador y transformador, es habitual instalar un enclavamiento sobre relé de corriente controlado por la protección de la barra colectora y dispuesto para apagar el generador o disparar el otro lado del transformador si la corriente de falla continúa fluyendo después de la operación de manera similar cuando los transformadores de corriente están ubicados en un lado de los interruptores de circuito, una falla entre los transformadores de corriente y el interruptor solo puede ser vista por la protección del circuito. Para aislar la falla en estas circunstancias, se dispone un relé de sobrecorriente para evitar los relés de protección de la barra de bus.

3.6 PROTECCIÓN DE LÍNEA (LÍNEA DE TRANSMISIÓN)

3.6.1 Introducción

El sistema de protección y retransmisión de las líneas salientes para la evacuación de energía de las centrales hidroeléctricas es importante porque las líneas son los elementos más expuestos del sistema. La mayoría de las fallas en las líneas de alto voltaje comienzan con la descarga del aislamiento en un punto; es decir, una falla de LG, debido a rayos u objetos extraños en líneas como árboles, cometas, etc. Sin embargo, las fallas de LLG son bastante comunes debido a los rayos y ocasionalmente se producirá una falla de LLLG simultánea debido a los rayos. Las fallas de LG y LLG producirán una corriente residual en un sistema neutral con conexión a tierra, pero la falla de LLLG generalmente no lo hace. Las fallas de tipo LL y LL-L ocurrirán en tormentas de viento o aguanieve, debido a que los conductores se balancean juntos. Estas fallas no producen corrientes residuales. La protección de línea debe, por lo tanto, cubrir fallas de fase a fase que están libres de tierra, así como fallas de fase a tierra. Se requieren estudios detallados de cortocircuito del sistema antes de decidir la protección de las líneas de transmisión. El sistema EHV requiere una consideración especial y se analiza en el párrafo 3.7. Los requisitos generales para la protección de línea ideal son los siguientes: (a) La protección debe funcionar instantáneamente (b) El esquema de retransmisión debe ser inherentemente selectivo (c) Los relés en ambos extremos de la línea deben funcionar simultáneamente para todas las fallas de línea (d) Los relés no deben responder a las sobretensiones entre las fuentes generadoras, siempre que los generadores no

caer fuera de paso, en cuyo caso los relés deberían funcionar. (mi) La protección debe cubrir todas las fallas de fase y tierra.

3.6.2 Consideraciones generales

Las pequeñas centrales hidroeléctricas generalmente están interconectadas con la red mediante líneas de subtransmisión a 11 kV y 33 kV. Los grandes hidrogeneradores están interconectados por líneas de transmisión. Todas estas líneas de transmisión son transformador generador terminado en el extremo de envío. Los neutros del transformador están sólidamente conectados a tierra.

Las consideraciones generales involucradas en el diseño de un sistema de protección y retransmisión adecuado para las líneas de transmisión salientes son las siguientes:

- i) Tensión de servicio de la línea de salida.
- ii) Longitud de línea y potencia a transmitir
- iii) Tipo de alimentador: interconexión de red (línea de dos terminales), línea paralela y líneas radiales

3.6.2.1 Longitud de línea y potencia a transmitir

El voltaje de funcionamiento y la longitud de una línea de dos terminales tiene una relación directa con el sistema de relé de protección aplicado.

Las líneas de transmisión pueden clasificarse en cortas, medianas o largas. Las impedancias Z_s y Z_L son las impedancias de fuente y línea con respecto a la ubicación del relé figura 3.32. Impedancia de fuente Z_s es una medida de falla MVA en el punto de retransmisión y para fallas que involucran tierra. Impedancia de línea Z_L es una medida de la impedancia de la sección protegida.

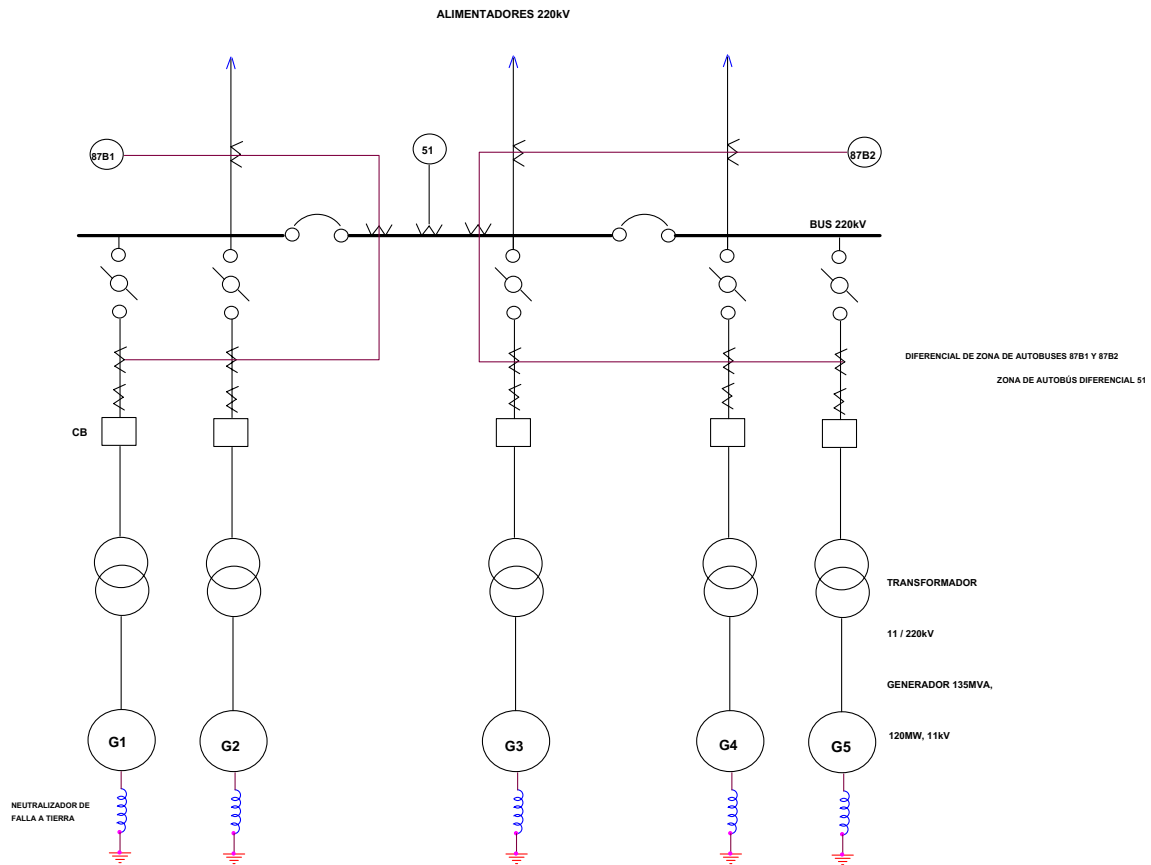


Figura 3.31: Protección diferencial de la zona de bus (Bhakra Right Bank - 5 x 120 MW Y Mukerian Project Consulte el dibujo No. 3.3 y 4) (según lo diseñado)

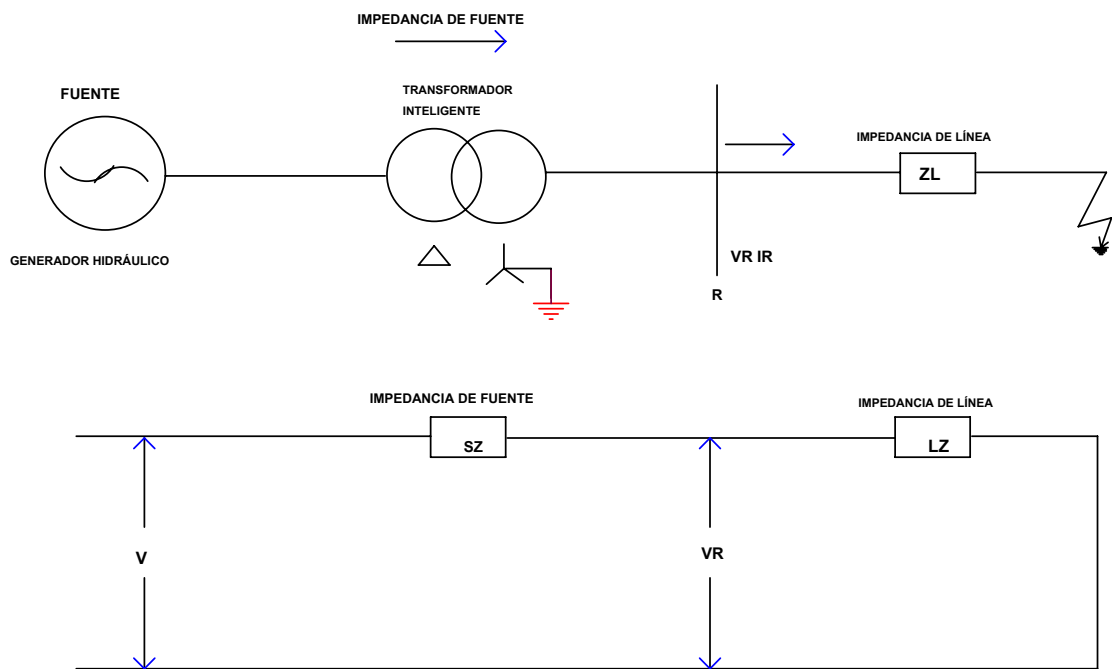


Figura 3.32 Impedancia de fuente e impedancia de línea

El 'voltaje de falla mínimo' para una falla en el punto de alcance en el cual el relé seguirá siendo preciso varía con el tipo de relé, es decir, impedancia, mho o reactancia y también con el tipo de comparador empleado. De acuerdo con IEEE std. 37.113 una línea corta es aquella en la que la relación de la impedancia de la fuente a la impedancia de la línea llamada relación de impedancia del sistema (SIR) es grande. Las relaciones de aproximadamente cuatro o más generalmente definen una línea corta. Las líneas medianas son aquellas que tienen SIR de cuatro a 0.5. Las líneas largas son aquellas que tienen SIR que son muy pequeñas, es decir

0.5 o menos. Una línea corta a un voltaje puede ser una línea media o larga a otro voltaje. El sistema de protección aplicado depende de la potencia a transmitir en la línea y el voltaje de funcionamiento. El voltaje de una línea tiene un efecto significativo en el SIR y la clasificación de la línea.

3.6.2.2 Tipo de línea

En los alimentadores radiales, la energía de falla puede fluir en una sola dirección. En el caso de interconexiones de red y alimentadores paralelos, la energía puede fluir en cualquier dirección. En tales alimentadores se emplean relés direccionales.

3.6.2.3 Crítico de línea

La crítica de la línea al sistema define el nivel deseado de confiabilidad y determina la redundancia en la protección, la comunicación de los transformadores de instrumentos e incluso para el suministro auxiliar de CC. Las líneas menos críticas pueden protegerse con un sistema de sobrecorriente o relés de distancia escalonada.

No se proporciona un cierre de voltaje en el interruptor del extremo receptor y verifique la sincronización al final del envío de las líneas de interconexión de la red.

3.6.2.4 Factores del sistema

Los factores del sistema que afectan la aplicación de la protección de la línea de transmisión incluyen los siguientes.

una) Tiempo de eliminación de fallas: - El requisito de estabilidad del sistema se ve afectado por el tiempo de eliminación de fallas y afecta la aplicación del relé.

si) La capacidad de generación y la fuerza de la fuente de operación determinan los niveles de corriente de falla y la operación

Las restricciones de voltaje afectan el diseño del sistema de protección.

C) Configuración de línea: - los reactores de derivación o los condensadores en serie (sistema de alto voltaje adicional) requieren un sistema de protección especial y no se trata en este capítulo.

3.6.2.5 Comunicación

Muchas protecciones de línea de transmisión dependen de las comunicaciones entre terminales de línea. El sistema de comunicación seleccionado, es decir, el operador de línea de alimentación, microondas, fibra óptica, par metálico o líneas telefónicas arrendadas, debe ser compatible con el sistema de protección elegido. El operador de línea eléctrica es el sistema de comunicación más utilizado en la India.

3.6.2.6 Vieja versus nueva tecnología

Estos se analizan en el Capítulo 1. Sin embargo, el beneficio de las nuevas tecnologías se encuentra en áreas tales como requisitos de mantenimiento reducidos e información adicional. Se prueban viejas tecnologías y se puede confiar en ellas. Deben tenerse en cuenta estos factores.

3.6.2.7 Consideración de redundancia y respaldo

Se emplean diferentes sistemas operativos de protección en paralelo en líneas importantes. El grado de duplicación en CT, VT, d.c. fuentes, etc. está determinada por la importancia de la línea. Se pueden emplear esquemas locales de respaldo, por ejemplo, falla de disparo del interruptor de potencia, además de la protección remota de respaldo.

3.6.2.8 Recierre

El reenganche se emplea por consideraciones de estabilidad, continuidad del suministro, etc.

3.6.3 Esquema de protección del alimentador para estaciones hidroeléctricas

Las pequeñas centrales hidroeléctricas están interconectadas con la red a nivel de distribución (11 kV) o subtransmisión (33 kV). Los transformadores elevadores están sólidamente conectados a tierra. Estas líneas de alimentación están protegidas por dispositivos de sobrecorriente, tanto para protección contra fallas de fase a fase como de fase a tierra. Las microhidroeléctricas están interconectadas a 11 kV o un grupo interconectado a 33 kV.

Los dispositivos térmicos de bajo costo, es decir, fusibles o disyuntores equipados con elementos térmicos de sobrecorriente y cortocircuito en serie, se utilizan en microhidroeléctricas. Para otros pequeños, se proporciona protección de relé de sobrecorriente. Las centrales hidroeléctricas medianas y grandes están interconectadas con la red mediante líneas de transmisión y la protección de los relés es proporcionada por relés de distancia y protecciones asistidas por comunicación portadora respaldadas por relés de sobrecorriente. No se proporciona cierre de voltaje en el interruptor receptor y verifique la sincronización al final del envío.

3.6.4 Sobre relés de corriente

Los esquemas de retransmisión sobre corriente son de costo relativamente bajo y fáciles de usar. Estos son se usa principalmente en alimentadores de distribución y subtransmisión donde la carga de falla y las corrientes están en una dirección. Un relé de sobrecorriente funciona cuando las magnitudes de la corriente en su circuito exceden un valor preestablecido.

La selectividad con relés de sobrecorriente se puede lograr mediante uno de los siguientes métodos.

- yo. Calificación de la magnitud de la corriente de falla
- ii. Tiempo de calificación de operación
- iii) Combinación de magnitud y tiempo.
- iv. Dirección de corriente de falla

Se pueden utilizar los siguientes tipos de relés de sobrecorriente para la protección de los alimentadores de salida:

- yo) El relé inverso de tiempo mínimo definido (IDMT) que tiene características que se ajustan a los requisitos de IS 1885 - Parte IX.
- ii) Un relé IDMT combinado y un relé instantáneo de ajuste alto, con bajo transitorio sobre el alcance.
- iii) Un relé de tiempo mínimo definido muy inverso
- iv) Relé de tiempo mínimo definido extremadamente inverso
- v) Relé de sobrecorriente de tiempo definido

La selección y configuración de los relés se rige por el siguiente Tiempo: características actuales de los relés de sobrecorriente.

- yo) Tiempo de retardo
- ii) Instantánea y
- iii) Combinación de (i) y (ii)

El retardo de tiempo se proporciona mediante la configuración del multiplicador de tiempo que varía el tiempo en que el relé cerrará sus contactos para el valor dado de la corriente de falla.

Configuración de enchufe: varía el rango de configuración actual en el que funcionará el relé. Las características del relé se dan en IS: 38642 Parte-1.

Los relés de corriente de tiempo definido operan a un tiempo constante predeterminado por el ajuste y son independientes de la magnitud de la corriente siempre que sea suficiente para operar el relé.

IEEE std. 37.113 recomienda tres fases y un tiempo de puesta a tierra sobre el relé de corriente y relés de sobrecorriente instantáneos para el alimentador de línea de transmisión secundaria. Las corrientes de fase se utilizan como cantidad de operación. Típico

la conexión se muestra en la Figura 3.33. Los relés de fase sobre corriente funcionan para todos los tipos de fallas posibles, pero requieren que la configuración de detección sea mayor que la condición de flujo de carga normal o de emergencia máxima esperada. Los relés de sobrecorriente en el neutro 50/51 N no funcionan para cargas equilibradas o para fallas trifásicas, pero operan para fallas a tierra o carga desequilibrada y los ajustes de captación se mantienen muy por debajo de la carga esperada.

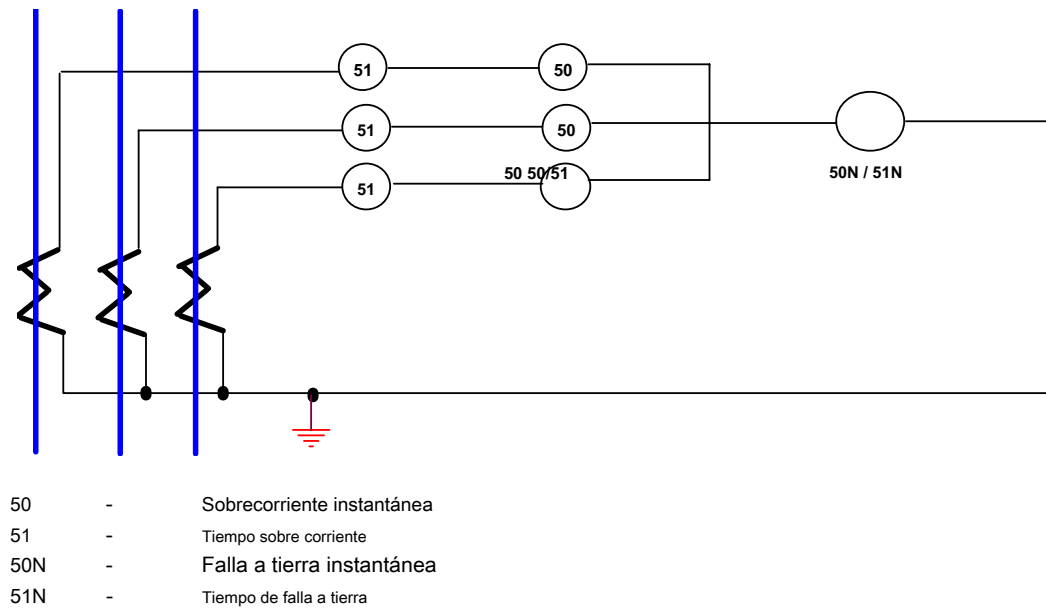


Figura 3.33: Conexión típica del tiempo graduado sobre la corriente y relé de falla a tierra

Se puede aplicar un disparo instantáneo si el punto de activación de la unidad instantánea se puede establecer por encima de la contribución máxima a fallas fuera de la línea protegida. El porcentaje de una línea que puede protegerse mediante un relé instantáneo de sobrecorriente variará con la longitud de la línea y la impedancia de la fuente. Para proteger una línea no radial completa, generalmente se requieren demoras de tiempo para lograr la coordinación con los relés de protección primarios. La Figura 3.34 muestra cómo se logra la coordinación entre un relé con un elemento de tiempo e instantáneo (el relé primario) y un flujo ascendente (relé de respaldo) con solo un elemento de tiempo. Para garantizar una coordinación adecuada, el punto de recogida de la unidad instantánea debe establecerse por encima de la contribución máxima a fallas fuera de la línea protegida. El valor de activación del elemento de tiempo debe establecerse para evitar el disparo por la corriente de carga máxima que puede fluir en cualquier dirección en la línea. El ajuste de tiempo (es decir, el dial) generalmente se debe configurar para producir el tiempo de operación más rápido que no resulte en una falta de coordinación con otra protección detrás o delante del terminal.

3.6.4.1 Dirección sobre el relé actual

Los relés direccionales sobre corriente responden a fallas en una sola dirección. Esto se logra proporcionando al relé una cantidad medida como referencia. Esta entrada puede ser voltaje, corriente o ambos. La aplicación de diferentes tipos de relés de sobrecorriente según IS: 3842 se da en la tabla 3.8. El esquema básico de relé direccional sobre corriente consta de cuatro unidades o elementos de relé de corriente sobre el tiempo: uno para cada fase y otro para corriente de falla a tierra (residual). Se puede agregar una unidad de disparo instantánea que puede o no ser direccional para proporcionar una operación de relé de alta velocidad para fallas cercanas. Se proporcionan tres TC ubicados en el terminal de línea: uno para cada unidad de fase y la suma de los tres para la unidad residual. La disposición es la misma que para el relé de corriente no direccional y la coordinación con otros dispositivos también es similar.

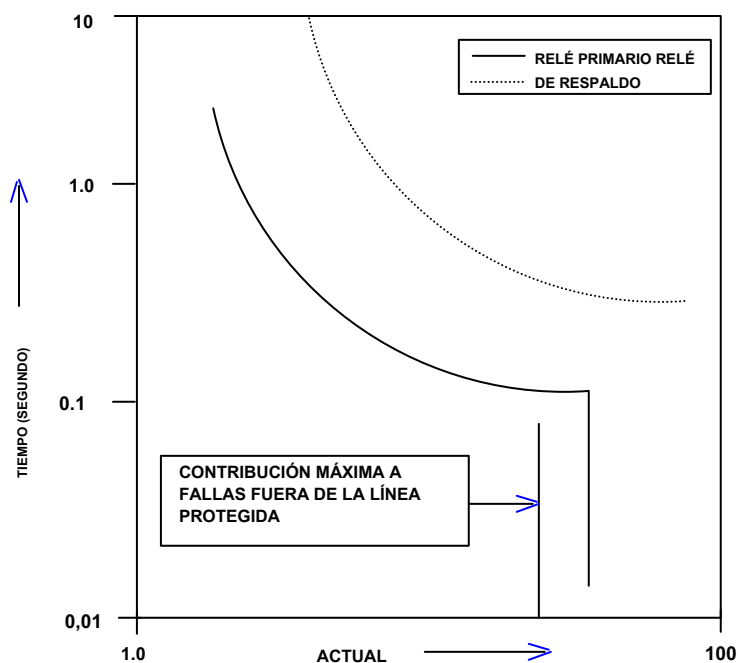


Figura 3.34: Tiempo graduado sobre la coordinación de los relés actuales como relés de respaldo

El elemento direccional sobre corriente se usa generalmente para supervisar la salida del elemento sobre corriente. En este método, el elemento de sobrecorriente es libre de operar para cualquier corriente que exceda su configuración de arranque. Sin embargo, el disparo ocurre solo cuando el elemento direccional también funciona. Las conexiones típicas se muestran en la figura 3.35. En el otro método, el elemento direccional controla la entrada a la protección de medición de corriente del elemento de sobrecorriente que impide su funcionamiento a menos que el elemento direccional funcione. Esto se conoce como control de par. Los relés direccionales de fase están polarizados por el voltaje de fase (delta), mientras que los relés direccionales a tierra también pueden usar corriente de secuencia cero que se obtiene de la tierra del punto de estrella del transformador como se muestra en la figura 3.36. Los esquemas de relé direccional de fase sobre corriente también se utilizan en alimentadores paralelos cuando la corriente de falla y / o carga puede fluir en cualquier dirección. La recuperación del tiempo sobre los elementos actuales debe establecerse por encima del flujo de carga máximo en dirección hacia adelante. La captación instantánea de elementos, las características de corriente de tiempo y los requisitos de ajuste de tiempo son similares a los de los relés de corriente no direccionales. La conexión a tierra direccional sobre relés de corriente se aplica comúnmente en todos los tipos de líneas de transmisión. El tiempo sobre los elementos actuales se usa generalmente para la protección de respaldo. Los elementos direccionales de tierra de ajuste alto generalmente se usan para disparos directos para fallas de tierra cercanas. La captación instantánea de elementos, las características de corriente de tiempo y los requisitos de ajuste de tiempo son similares a los de los relés de corriente no direccionales. La conexión a tierra direccional sobre relés de corriente se aplica comúnmente en todos los tipos de líneas de transmisión. El tiempo sobre los elementos actuales se usa generalmente para la protección de respaldo. Los elementos direccionales de tierra de ajuste alto generalmente se usan para disparos directos para fallas de tierra cercanas.

Tabla –3.8: Aplicación de diferentes tipos de relés de tiempo de sobrecorriente

Relés de tiempo definido	Relés instantáneos	Relé inverso e IDMTL	Relés muy inversos	Relés extremadamente inversos
Características				
Tiempo definido	Tiempo de funcionamiento hasta 240 ms.	Consulte 9.1.1.1 de IS: 3231	$IT = K$	$yo \geq T = K$
Aplicaciones				
1. Circuitos radiales o de circuito cerrado que tienen pocas secciones en serie	1. Alimentadores de transformador	1. Alimentadores o circuitos de circuito que tienen un gran número de secciones en serie con diferencia en la corriente de falla entre la ubicación del relé	1. Alimentadores aplicados desde grandes sistemas de generación donde la magnitud de la corriente de cortocircuito es prácticamente constante	1. red de distribución
2. En sistemas con variaciones de corriente de falla debido a amplias variaciones en la fuente	2. Lugares donde existe una diferencia sustancial en las corrientes de cortocircuito	2. En sistemas donde la corriente de falla del sistema en un punto particular no varía mucho debido a la	2. Líneas de subtransmisión largas donde hay una reducción sustancial en la corriente de falla	2. Sistema donde la discriminación con fusibles es

impedancia	entre dos ubicaciones de retransmisión	cambios en la impedancia de la fuente	a medida que aumenta la distancia desde la fuente de energía.	necesario
3. Respaldo para protección a distancia	3. Cerca de la fuente de energía, utilizada junto con relés definidos o inversos en sistemas donde la impedancia de la fuente no varía ampliamente	3. Respaldo para protección a distancia	3. Sistemas de bucle donde es necesario tener aproximadamente el mismo intervalo entre tiempos de operación para fallas en el extremo cercano y extremo lejano de la sección protegida	3. Lugares donde hay grandes corrientes de entrada después de una interrupción
			4. donde se requiere una operación rápida en un rango de corriente restringido	

(Basado en la tabla 2 de IS 3842 - Parte I)

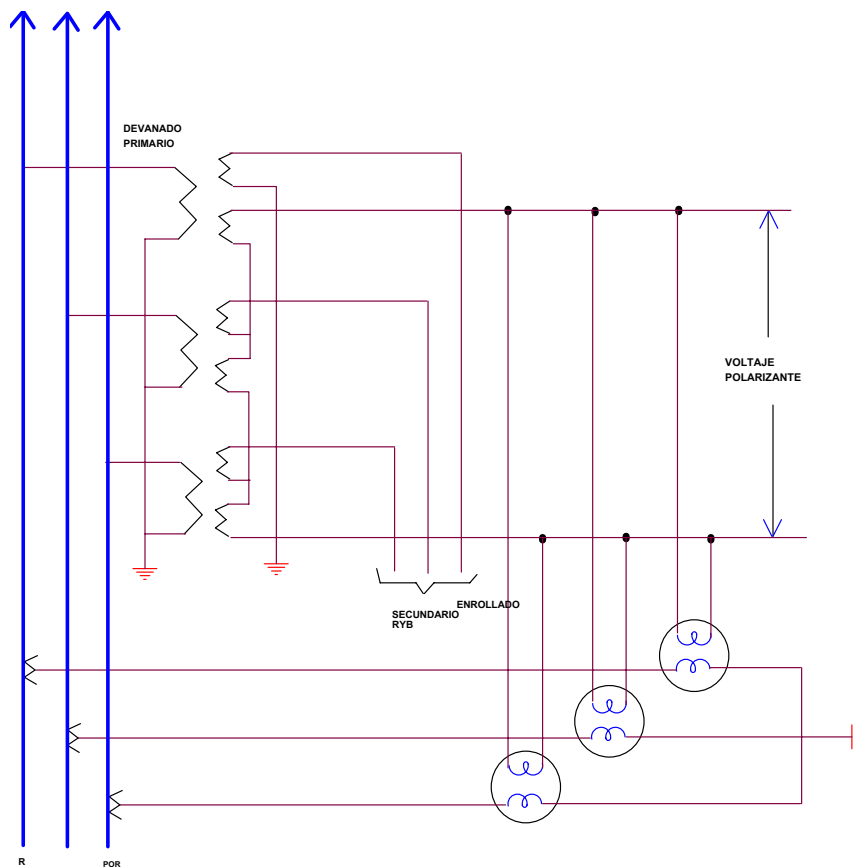


Figura 3.35: Sobrecorriente direccional con polarización de voltaje (delta abierto)

3.6.5 Relés de distancia

Los relés de distancia funcionan midiendo tanto el voltaje como la corriente (V_R y y_{OR} en la figura 3.37) en el terminal (extremo de la central eléctrica) del alimentador de línea de transmisión para determinar si la falla está en la zona de protección de los relés. Las características de funcionamiento se pueden describir utilizando el diagrama R - X como se muestra en la figura 3.37 en dos líneas de terminales sin líneas de derivación, la impedancia de la línea de transmisión es fija y el alcance del relé se debe en gran medida a los cambios en la red.

El término relé de impedancia a veces se usa indistintamente con el término relé de distancia. Hay varias características del relé de distancia, de las cuales el relé de impedancia es solo uno. Las características básicas del relé de distancia son las siguientes:

- una) **Impedancia.** El relé de impedancia no tiene en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica. Por esta razón, la característica de impedancia en el plano R - X es un círculo

con su centro en el origen. El relé funciona cuando la impedancia medida es menor que la configuración (es decir, está dentro del círculo). El relé tiene una bobina de corriente que produce un par igual a $K_1 I$ y una bobina de restricción de voltaje que produce un par igual a $K_2 U$. La operación de retransmisión ocurre cuando

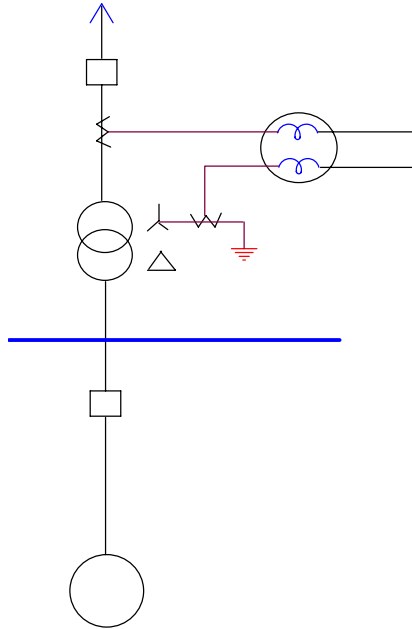


Figura 3.36: Sobrecorriente direccional con polarización actual

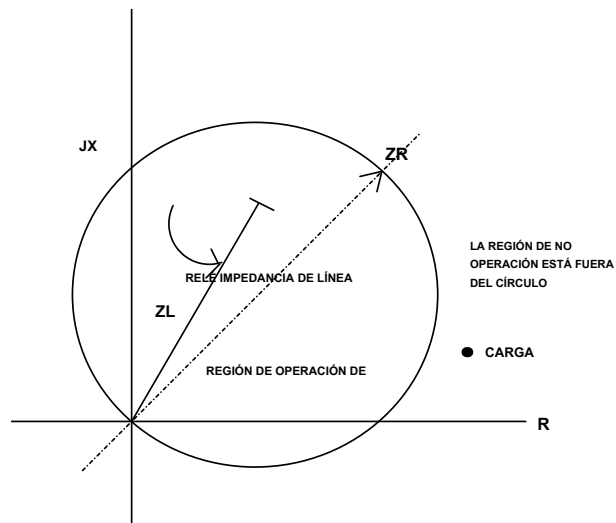


Figura 3.37 - Diagrama R - X

$$K_1 I > K_2 U \text{ o } \frac{U (=Z)}{K_2} < \frac{K_1}{K_2}$$

Esta unidad, cuando se usa para disparar, debe ser supervisada por una unidad direccional o

Se retrasará el tiempo.

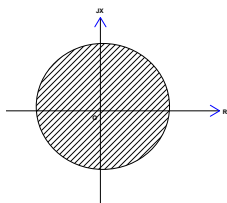


Figura 3.38

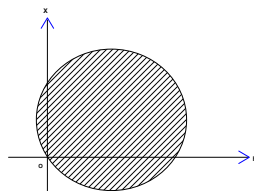


Figura 3.39

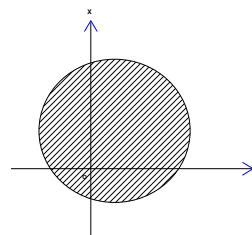


Figura3.40

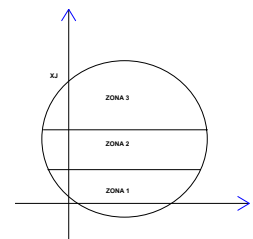


Figura 3.41

b) Mho. Las características del relé mho son un círculo cuya circunferencia atraviesa el origen.

El relé funciona si la impedancia medida cae dentro del círculo (figura 3.39). El relé mho es inherentemente direccional y es adecuado para líneas largas.

c) Offset mho. Las características de un relé offset mho en el plano R - X es un círculo que se desplaza

e incluye el origen, proporcionando así una mejor protección para fallas cercanas. Esta unidad, cuando se usa para disparar, debe ser supervisada por una unidad direccional o debe estar retrasada (figura 3.40). Offset mho relay tiene cuatro aplicaciones principales.

- yo) Protección de respaldo de la zona de la barra de bus,
- ii) Operador que comienza en esquemas de bloqueo de distancia de operador,
- iii) bloqueo fuera de paso (o oscilación de potencia), y
- iv) Entrantes en líneas muy largas.

d) Reactancia. El relé de reactancia mide solo el componente reactivo de la impedancia. los

Las características de un relé de reactancia en el plano R - X es una línea recta paralela al eje R. El relé de reactancia debe ser supervisado por otra función para garantizar la direccionalidad y evitar disparos bajo carga (figura 3.41). Las medidas de relevo

$$\frac{X}{IU} = X \text{ y sería independiente de}$$

efectos atmosféricos, terreno, resistencia de pie de torre y resistencia a fallas o arcos para una línea radial. Se han diseñado numerosas otras características del relé de distancia, por ejemplo, ohmios (relés de blinder, cuadriláteros, mho modificado lenticular) combinando las características de impedancia básicas descritas anteriormente. La respuesta de las diversas características se ve afectada por la señal de polarización.

3.6.5.1 Esquemas de distancia

En los relés de distancia, la impedancia de distancia de falla realmente medida depende de la magnitud real de la corriente y el voltaje, las conexiones del relé, el tipo de falla y las impedancias en la falla además de la impedancia de la línea. Es imposible eliminar con éxito estas características adicionales en la medición de distancia para todas las condiciones de funcionamiento posibles. Por lo tanto, se emplean esquemas compuestos que emplean varios relés y diferentes características de relé.

Relés de arranque para protección a distancia: La función principal de los relés de arranque, a veces denominados detectores de fallas, es controlar el relé de temporización para extender el alcance del relé de medición a la segunda y tercera zona. Deben tener características direccionales cuando se usan con un sistema de medición de impedancia y reactancia. Un esquema de distancia comprende relés de arranque, unidad de medición de impedancia, temporizadores de zona y relés de disparo. Para satisfacer los requisitos económicos y técnicos de cualquier red en particular, se necesita una gama de esquemas entre los cuales se puede elegir. Los esquemas generalmente empleados para cumplir con los requisitos de protección de las redes de baja, media y alta tensión se pueden clasificar en tres grupos principales:

- una) Esquemas diseñados solo para protección contra fallas de fase;
- si) Esquemas diseñados para la protección contra todo tipo de fallas - fase y tierra - usando unidades separadas para cada tipo de falla (también conocidos como esquemas sin conmutación); y
- C) Esquemas diseñados para la protección contra varios tipos de fallas utilizando solo un conjunto de unidades pero incorporando características de conmutación (también conocidas como esquemas conmutados). Los esquemas típicos, que caen dentro de las tres categorías se dan en la tabla 3.9 según IS: 38642 (parte I) para más detalles, consulte IS: 38642.

Tabla 3.9

ESQUEMAS TÍPICOS DE PROTECCIÓN DE DISTANCIAS

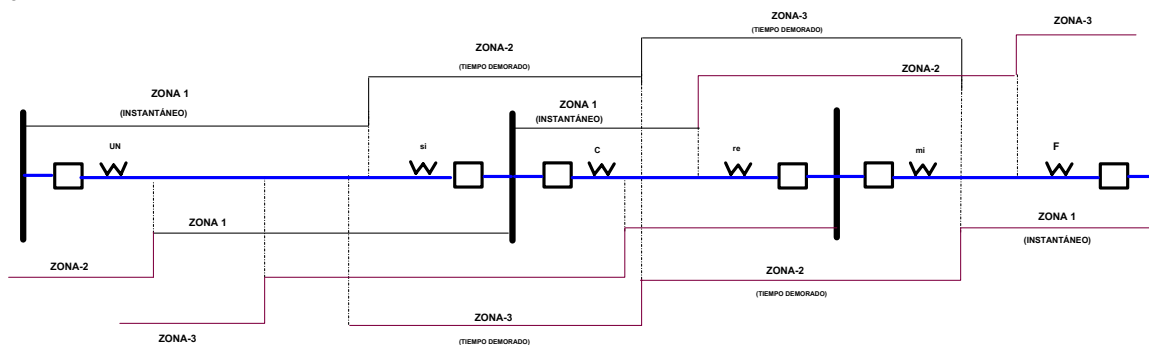
SI No.	Esquemas	Unidades Básicas	
1	Protección de falla de fase de tres zonas (sin conmutación)	una)	i) Tres unidades mho para medición de falla de fase ii) Tres unidades mho para comenzar
		si)	i) Tres unidades de reactancia para medición de falla de fase ii) Tres unidades mho para comenzar
		C)	i) Una unidad mho para medición de fallas trifásicas ii) Una unidad mho para la medición de fallas de fase a fase iii) Tres unidades de inicio mho o elípticas de desplazamiento iv) Un iniciador de secuencia negativo
2	Protección de tres zonas de fase y falla a tierra (sin conmutación)	una)	i) Tres unidades mho para medición de falla de fase ii) Tres unidades mho para medición de falla a tierra iii) Tres unidades mho para comenzar
		si)	i) Tres unidades de reactancia para medición de falla de fase ii) Tres unidades de reactancia para la medición de falla a tierra iii) Tres unidades mho para comenzar
		C)	i) Tres unidades mho para medición de falla de fase ii) Tres unidades de reactancia para la medición de falla a tierra iii) Tres unidades mho para comenzar
		re)	i) Tres unidades mho para medición de falla a tierra y trifásica ii) Una unidad mho para la medición de fallas de fase a fase iii) Tres unidades de inicio mho o elípticas de desplazamiento
3)	Protección de tres zonas de fase y falla a tierra	una)	i) Una unidad mho para medición de fallas ii) Dos arrancadores de sobrecorriente instantáneos NOTA - Los arrancadores de sobrecorriente cambian la unidad mho a la fase de falla.
		si)	i) Una unidad de reactancia para medición de falla de fase y tierra ii) Una unidad mho para direccionalizar la unidad de reactancia iii) Tres arrancadores de impedancia Nota - Los arrancadores cambian las unidades mho y reactancia a la (s) fase (s) con falla
		C)	i) Tres unidades de impedancia para fallas de fase y tierra ii) Tres unidades direccionales para fallas de fase y tierra iii) Tres arrancadores de impedancia Nota: las unidades de impedancia y direccionales se cambian para medir fallas de fase o fallas a tierra por parte de los arrancadores
		re)	i) Unidades de un mho para fallas de fase y tierra ii) Tres arrancadores de impedancia iii) Arrancadores de sobrecorriente para fallas a tierra Nota - Los arrancadores conmutan la unidad mho a la fase de falla.
		mi)	i) Una unidad mho para falla a tierra y medición de falla trifásica ii) Una unidad mho para la medición de fallas de fase a fase iii) Tres offset mho o arrancador elíptico i) Un iniciador de secuencia negativo
		F)	i) Tres unidades de impedancia para mediciones de fallas de fase y tierra ii) Tres unidades direccionales para fallas de fase y tierra iii) Tres arrancadores de impedancia iv) Cuatro sobre iniciadores actuales

Combinación de distancia y relés de arranque comúnmente utilizados según IS 3842 (parte V).

- una) Direccional; y relés de sobrecorriente como arrancadores para usar con el tipo de impedancia del relé de distancia.
- si) Unidades de sobrecorriente solo para usar con relés de distancia de tipo mho (en ocasiones, los relés de bajo voltaje también se usan especialmente en sistemas de resistencia a tierra).
- C) Arrancadores Mho para cualquier tipo de relé de distancia
- re) Arrancadores de impedancia para el tipo de reactancia o impedancia del relé de distancia direccionalizado por un relé mho separado o un relé direccional.
- mi) Corriente dependiente bajo arrancadores de impedancia para relés de distancia cuando se esperan cargas pesadas en líneas medianas. Oh cargas pesadas, el alcance del relé de arranque se reduce y, a bajas corrientes, el alcance aumenta; y
- F) La corriente y el ángulo dependen de los arrancadores de impedancia para relés de distancia donde en cargas pesadas y líneas largas el alcance, incluso a alta corriente, debe mantenerse en el área de la falla.

3.6.5.2 Esquemas de distancia de paso

Los relés de protección de distancia escalonada son aquellos en los que no se utiliza la aplicación piloto. Se emplean varias zonas para proteger una línea de transmisión. Las características típicas de distancia de tiempo para un relé de tres pasos se muestran en la Figura 3.42



Zona 1: 80% de la longitud de la línea protegida
 Zona 2: línea protegida + hasta el 50% de la siguiente sección de línea
 Zona 3: línea protegida + segunda línea + hasta el 25% de la tercera línea

Figura 3.42: Características típicas de distancia de tiempo para un relé de distancia de tres pasos

La primera zona (zona 1) es una zona de protección instantánea y se configura para que se dispare sin retraso de tiempo intencional. La zona 1 generalmente está configurada para aproximadamente el 80% de la línea de transmisión. Esta limitación es necesaria para asegurar un amplio margen contra el posible sobre alcance debido a transitorios de corriente, errores de transformadores de corriente y voltaje y variación de la impedancia de línea. La segunda zona (zona 2) está configurada para proteger la línea más un margen adecuado. El alcance de la zona 2 puede variar considerablemente dependiendo de la aplicación. En general, la zona 2 no debe sobrepasar los relés de la zona 1 en una línea más allá del terminal remoto. La configuración mínima para la zona 2 que garantiza una cobertura total de la línea con margen de seguridad es del 120% de la impedancia de la línea. En casos especiales, el alcance de la zona 2 puede extenderse; consulte la figura 3.43 para ver una línea corta donde puede ser útil establecer un 200% tan alto. Los relés de la zona 2 tienen un retraso de tiempo para coordinar el relé en el bus remoto. Los retrasos de tiempo típicos son del orden de 15 a 30 ciclos.

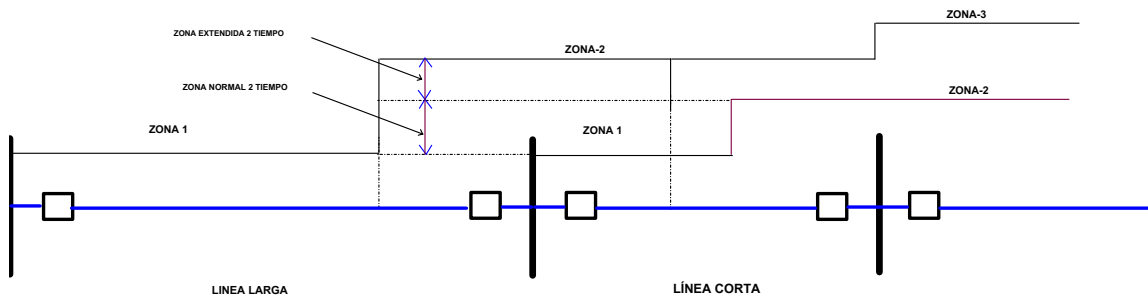


Figura 3.43

Aunque la zona 1 y la zona 2 brindan protecciones completas a la línea de transmisión, una tercera zona de alcance hacia adelante 3 se emplea como respaldo para la zona 2 y puede emplearse como respaldo remoto. Este relé debe tener un retraso de tiempo para coordinarse con el relé remoto de la zona 1 y la zona 2. Se puede seguir debatiendo sobre el ajuste de tiempo de la zona 3 a IEEE std. C-37113.

Para detectar fallas en la segunda y tercera zonas, es necesario incluir un relé de arranque lo suficientemente sensible como para detectar fallas que ocurran más allá de la tercera zona en condiciones de generación mínima, pero capaces de discriminar entre esta y las condiciones de carga normales al final de la primera sección de línea.

3.6.6 Power Line Carrier y otros esquemas piloto

Una falla en la zona final de un esquema de alimentador protegido por un relé de distancia de paso estará dentro de la zona de relés de distancia local en el terminal de línea local y en la segunda zona de relés en el terminal remoto. Los tiempos de separación en los dos terminales darán como resultado un retraso de tiempo indeseable para eliminar la falla. La discrepancia en el tiempo no permite que se aplique el cierre automático. El retraso inherente en las mediciones de la segunda zona en el extremo remoto de la línea puede superarse transmitiendo una señal de disparo al interruptor de relé en el terminal remoto a través del canal de comunicación. La señal entre disparos se inicia por la operación del relé de la zona 1 local. Esta información proporciona un disparo de alta velocidad para que ocurran fallas en el 100% de la línea protegida. Además de los planes de viaje de transferencia, Se emplean esquemas de unidad en los que ambos extremos de la línea aportan información a través de canales de comunicación para identificar la falla como interna y permiten disparos a alta velocidad desde ambos extremos. Tanto los esquemas de comparación actuales como los esquemas de comparación direccional son comunes. El sistema actual envía información relacionada con el ángulo de fase y, en algunos casos, la magnitud de la corriente de falla entre las ubicaciones de los relés. Los esquemas de comparación direccional fallan la información direccional de corriente entre los terminales.

3.6.6.1 Canales de comunicación

Los siguientes canales de comunicación se emplean para la retransmisión protectora de la línea de transmisión.

- yo) Comunicación de portadora de línea eléctrica
- ii) Par metálico y cable de fibra óptica.
- iii) Sistema de comunicación por microondas
- iv) Sistema de comunicación por radio

3.6.6.2 Comunicación de portadora de línea eléctrica

La transmisión de señal de comunicación de portadora de línea de alta frecuencia a lo largo de las líneas de alta tensión se ha necesitado comúnmente en la India para la comunicación de voz, así como para la señal piloto para la protección de la línea de transmisión debido a lo siguiente.

- yo) Para líneas más largas, los costos de capital y funcionamiento son más bajos;
- ii) La ruta de transmisión está totalmente controlada por la autoridad operativa;
- iii) El canal de señalización no se ve afectado por fallas en circuitos eléctricamente independientes;
- iv) El medio de transmisión es robusto y, por lo tanto, confiable.

La inyección de señal en la línea de alimentación y la extracción de la misma se logran a través de condensadores de alto voltaje utilizados junto con la bobina de drenaje, para proporcionar aislamiento del equipo de la línea de alto voltaje. Es una práctica proporcionar condensadores de acoplamiento y divisores de condensadores con terminal de voltaje intermedio para una unidad electromagnética de transformadores de voltaje de acoplamiento. El capacitor está clasificado para el voltaje del alimentador y está diseñado para pasar a través de la frecuencia portadora para la comunicación y proporcionar un bajo voltaje para la protección y la medición. Los condensadores de acoplamiento deben cumplir con las disposiciones de IS 9348 - 1998. Se instala una trampa de línea de barrera de alta frecuencia en el lado de la estación del lado de inyección (o recepción) de la línea de transmisión para evitar la disipación de la señal en todo el sistema. Figura 3. 44 muestra la disposición general del equipo terminal cuando se utilizan instalaciones portadoras de línea eléctrica en el esquema de protección. Los relés de protección reciben energía de los transformadores de tensión y / o corriente según el tipo de esquemas de protección.

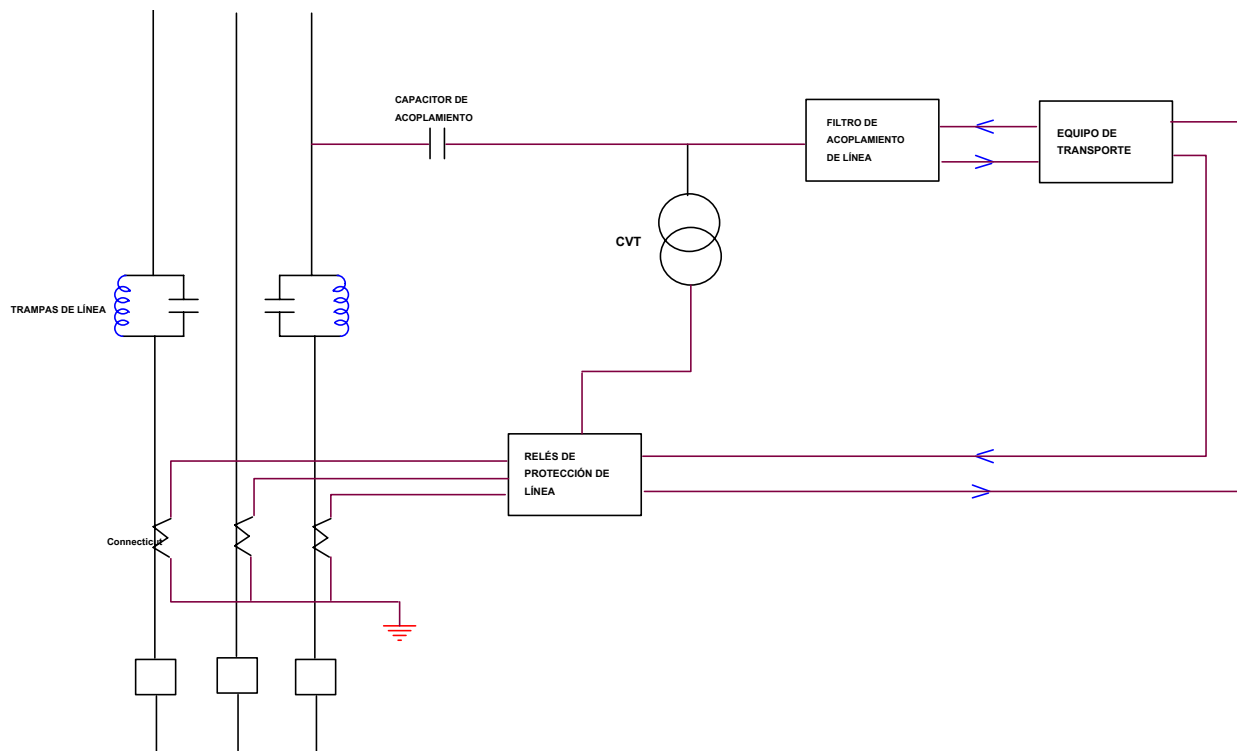


Figura 3.44: Esquema de retransmisión de protección de línea usando el portador de línea de alimentación

3.6.6.2 Esquema de protección de distancia asistida por canal (piloto) para línea de alto voltaje para estación de energía grande Interconexión

Los siguientes esquemas de protección asistida por piloto se utilizan para líneas de alta tensión para interconectar grandes centrales hidroeléctricas. Los canales de comunicación se utilizan en conexión con relés de distancia para acelerar la eliminación de fallas para fallas internas de la zona 2 (zona final). El canal de comunicación se utiliza para proporcionar una señal de disparo para fallas internas de la zona 2 o para evitar el disparo (bloqueo) en caso de fallas externas. El portador de línea de alimentación del canal de comunicación se utiliza principalmente en India. Se utilizan los siguientes esquemas de ayuda piloto. Para más detalles, consulte IEEE std. 37.113. Un ejemplo típico de selección se da en el párrafo 3.7 (líneas EHV).

- Transferencia de disparo (inter-disparo)
- Permisivo bajo el esquema de viaje de transferencia de alcance
- Permisivo sobre llegar viaje de transferencia
- Aceleración de zona
- Bloqueo de comparación direccional
- Esquema de comparación de fases
- Otros esquemas de protección

Se han desarrollado esquemas especiales para las siguientes condiciones y deben proporcionarse para grandes líneas de interconexión hidroeléctrica.

- una) Protección fuera de paso para oscilaciones de carga pesada
- si) Bloqueo transitorio para líneas paralelas.
- c) Encendido a falla

Para obtener información completa sobre el tema, se puede hacer referencia a IEEE std. 37.113 - Guía para la aplicación de relés de protección a líneas de transmisión.

3.6.7 Relés de protección de línea numérica

3.6.7.1 Relés de sobrecorriente

Los relés de protección de sobrecorriente digitales y multifunción que proporcionan una integración flexible del control de protección, la función de monitoreo y medición para la protección de línea ahora están disponibles. Los relés de sobrecorriente (p. Ej., El catálogo de relés Areva para relés MICOM) se utilizan para pequeñas centrales hidroeléctricas. El diagrama unifilar se muestra en la figura 3.45 y las funciones de protección proporcionadas se resumen en la tabla 3.10. *P12X son para series de relés no direccionales desde una sola fase / falla a tierra P120 hasta la multifunción trifásica y falla a tierra P123.

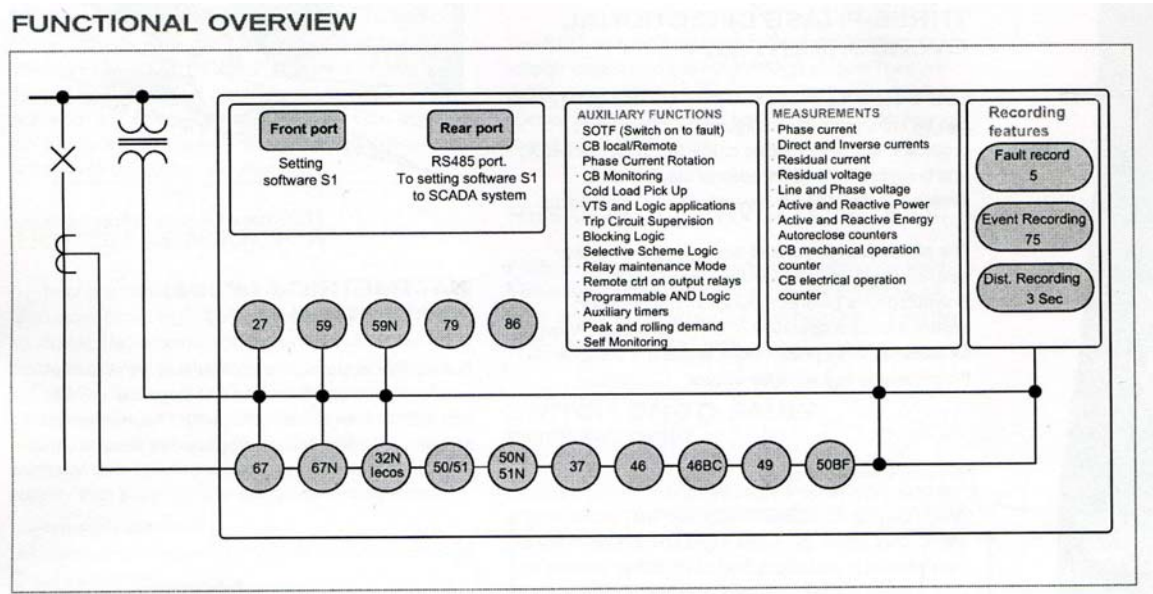


Figura 3.45: Descripción funcional - Relés de sobrecorriente Areva (catálogo)

P12Y son rangos de relés direccionales desde monofásico a falla a tierra P125 hasta la multifunción trifásica y falla a tierra P127.

Woodward y otras compañías también ofrecen estos relés digitales multifunción.

Tabla 3.10

Resumen de funciones		12X	12Y
		P123	P127
67/50/51	Corriente trifásica direccional no direccional		•
50/51	Sobrecorriente trifásica	•	
49	Sobrecarga térmica	•	•
37	Corriente trifásica	•	•
46	Secuencia de fase negativa sobre la corriente	•	•
67N / 50N / 51N	Sobrecorriente direccional de falla a tierra no direccional		•
50N / 51N	Sobrecorriente de falla a tierra (monofásica)	•	
32N	Fallo de tierra vatio métrico / $i_e \cdot \cos\phi$	•	•
59N	Sobretensión residual	•	•
27/59	Fase / línea bajo / sobre voltaje	•	•
79	Autoreclose	•	•
	Encender a falla (SOTF)	•	•
	Control CB local / remoto	•	•
	Fase de rotación actual	•	
50BF	Detección de falla del interruptor de circuito	•	•
	Mantenimiento del interruptor automático y supervisión del circuito de disparo	•	•

46BC	Detección de conductor roto 12/11	•	•
	Recogida de carga en frío	•	•
86	Salida relé de enclavamiento	•	•

3.6.7.2 Relés de distancia

Los relés de distancia (p. Ej., El catálogo de relés Areva para relés MICOM) se utilizan para grandes centrales hidroeléctricas. El diagrama unifilar se muestra en la figura 3.46 y las funciones de protección proporcionadas se resumen en la tabla 3.46. P442 y P444 permiten disparo monofásico y protección de falla a tierra asistida por piloto (67N).

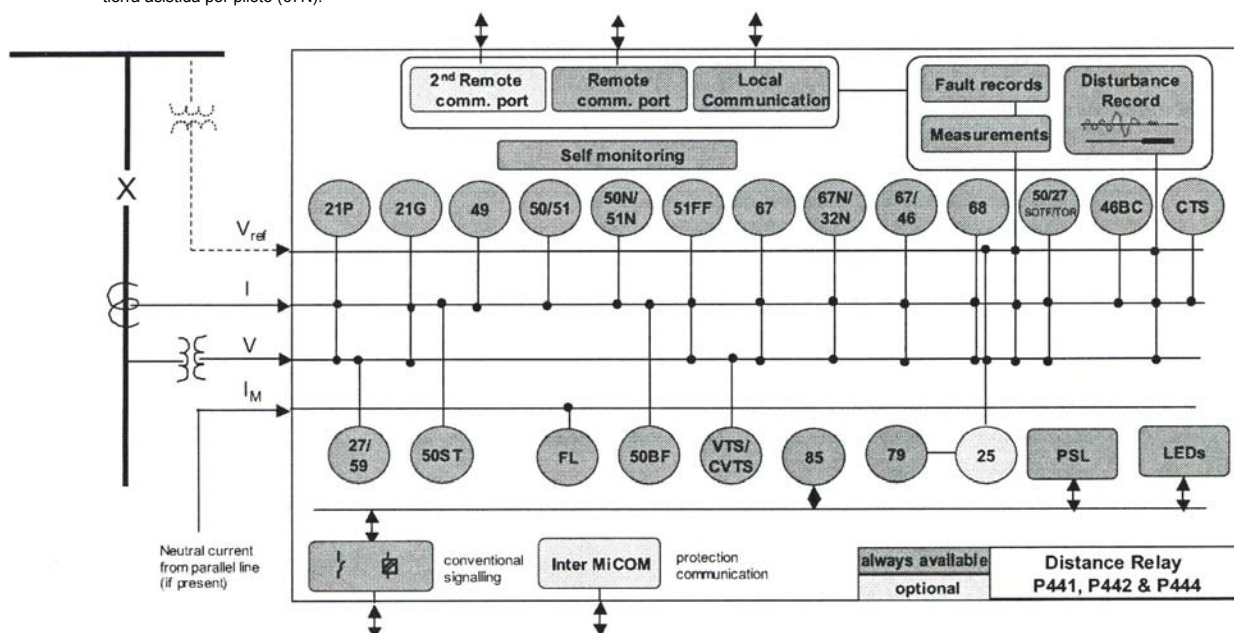


Figura 3.46: Diagrama unifilar - Relés de distancia Areva

Funciones de protección (P441, 442 y 444)	
21P	Protección de distancia de fase de esquema completo cuadrilateral (5 zonas)
21G	Esquema completo de protección de distancia al suelo del cuadrilátero (5 zonas)
50/51/67	Fase direccional / no direccional sobre corriente (4 etapas)
50N / 51N / 67N	Direccional / no direccional stand by falla a tierra (2 etapas)
67N	Chanel ayudó a la protección de falla a tierra direccional (DEF)
32N	Protección de potencia direccional de secuencia cero
67/46	Secuencia negativa direccional / no direccional sobre la comparación direccional actual (usando PSL)
68	Bloqueo de oscilación de potencia y disparo fuera de paso (usando PSL)
50/27	Encender a falla / disparar al volver a cerrar
85	Esquemas de canal asistido
40	Protección contra sobrecarga térmica.
79	Recierre automático (4 disparos)
25	Verificar sincronización
27	Bajo voltaje (2 etapas)
59	Sobretensión (2 etapas)
46BC	Conductor roto (puente abierto)
50BF	Falla del disyuntor
VTS	Supervisión del transformador de voltaje (detección de falla de fusible de 1, 2 y 3 fases)
CVTS	Supervisión capacitiva del transformador de tensión.
CTS	Transformador de corriente

Los relés numéricos de distancia de protección de línea multifuncionales incluyen lo siguiente (catálogo de relés Areva para relé MICOM) y deben usarse como protección primaria. La protección secundaria en ese caso debería ser mediante relés estáticos / electromagnéticos.

3.6.8 Esquemas de protección típicos para dos líneas de transmisión de terminal (interconexión con la red)

3.6.8.1 Esquemas de protección típicos para líneas de transmisión de dos terminales: 66 kV a 220 kV (interconexión con la red de grandes centrales)

hidroeléctricas) Protección primaria de líneas de 220 kV: Piloto asistido (comunicación del transportista) Comparación de fase o transmisión portadora de tipo de comparación direccional para fallas de fase a tierra y de fase a fase con elementos de distancia adicionales para fallas trifásicas (digital).

Protección secundaria: i) Relés de protección de distancia direccional de tres etapas de alta velocidad, que emplean relés de tipo mho / reactancia sin conmutación con características escalonadas (estática / electromagnética) con transformador de instrumento separado. ii) **Protección de respaldo:** Falla a tierra graduada en el tiempo direccional sobre relés de corriente. La línea Dehar-Ganguwal 220 kV recibió la protección anterior.

Protección del alimentador de 66 kV y 132 kV Protección primaria: Piloto asistido (comunicación del transportista) Protección de distancia direccional de alta velocidad de 3 pasos para fase a fase y fase a tierra y fallas trifásicas (digitales) o transmisión de portadora de tipo de comparación de fase para líneas importantes cortas.

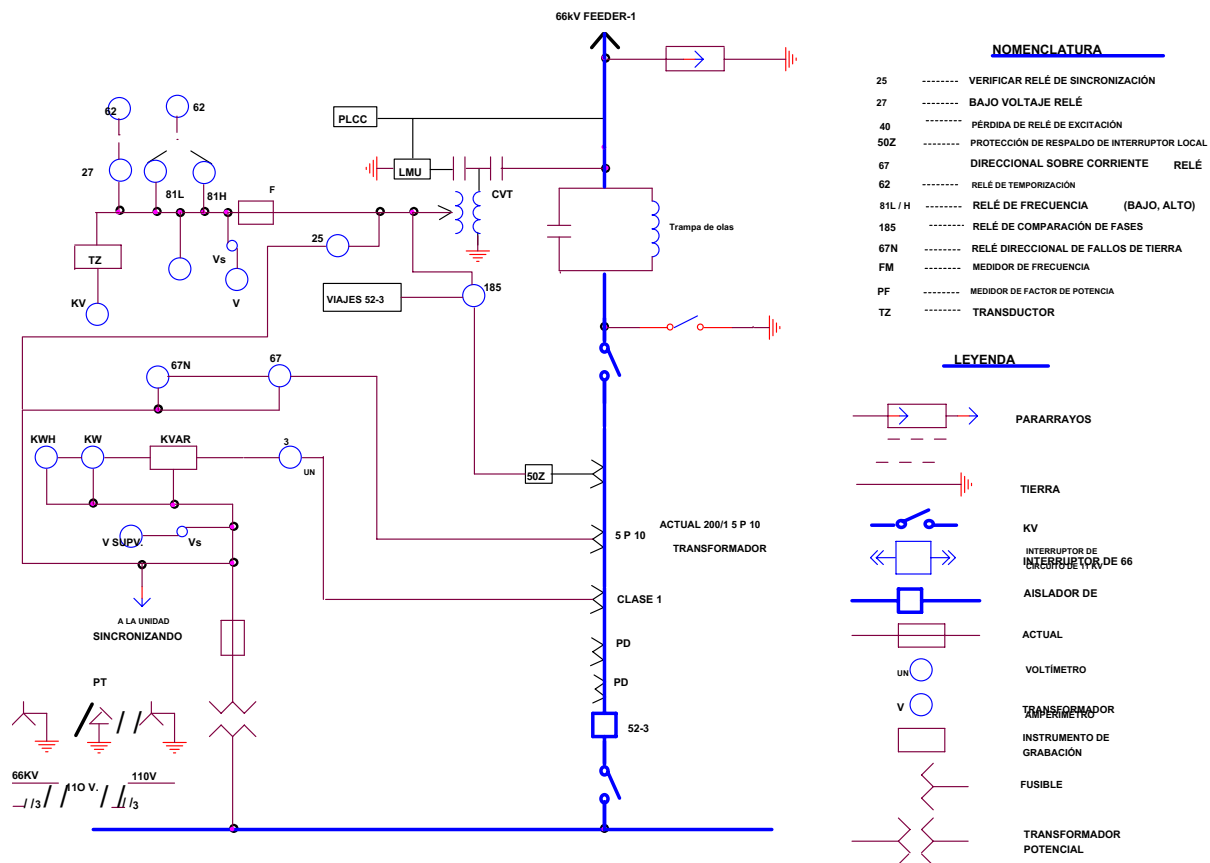


Figura 3.47: Interconexión de la red del proyecto Mukerian - Dos terminales 66 kV (corto e importante) Protección de línea (según diseño)

Protección principal: Relé de comparación de fase / Protección de distancia de lechada y fase talaral Quadra digital

Protección secundaria: Direccional sobre relés de corriente y falla a tierra.

Un ejemplo típico se muestra en la figura 3.47 para la línea de 66 kV que interconecta el Proyecto Mukerian con la red mediante líneas cortas.

3.6.8.2 Esquemas de protección típicos para líneas de transmisión secundaria de dos terminales (interconexión con la red de pequeñas centrales hidroeléctricas)

Líneas de 33 kV

Direccional sobre corriente y relés de falla a tierra Sobre frecuencia, baja frecuencia, sobre voltaje, bajo voltaje

Un ejemplo típico se muestra en la figura 3.48 de interconexión del proyecto Sikasar por una línea de interconexión de 33 kV. La sincronización de verificación al final del envío se proporciona como protección del generador. Se proporcionó carga de línea muerta (relé de bajo voltaje) en el interruptor de circuito de 33 kV del extremo receptor.

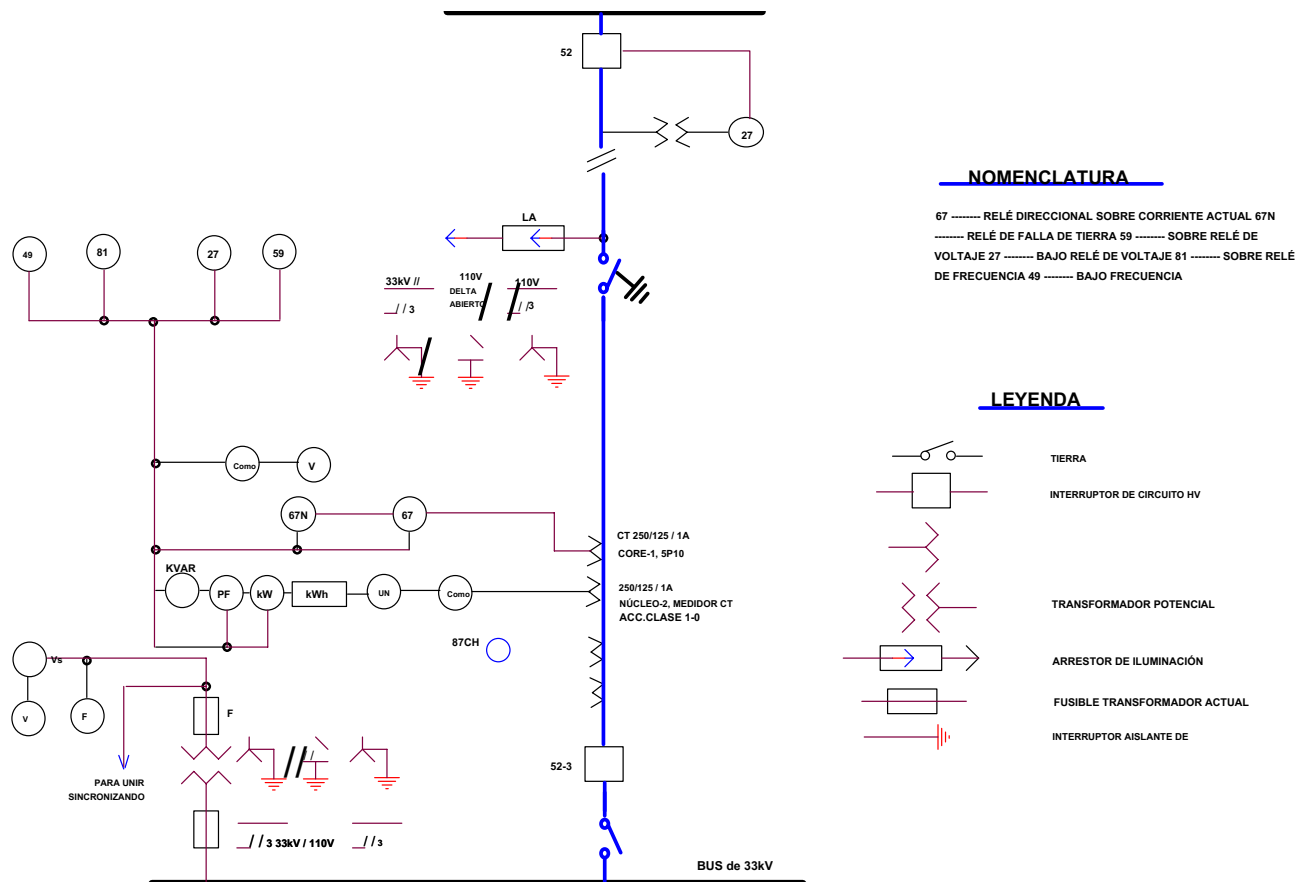


Figura 3.48: Interconexión de la red del proyecto Sikasar - Protección de línea de dos terminales de 33 kV
 (Como fue diseñado)

Líneas de 11 kV

- La falla combinada de sobrecorriente (dos fases) / tierra se muestra en la figura 3.49. Invierta la potencia y verifique los relés de sincronización provistos en cada interruptor de generador. También se proporciona un relé de sobre frecuencia / baja frecuencia.

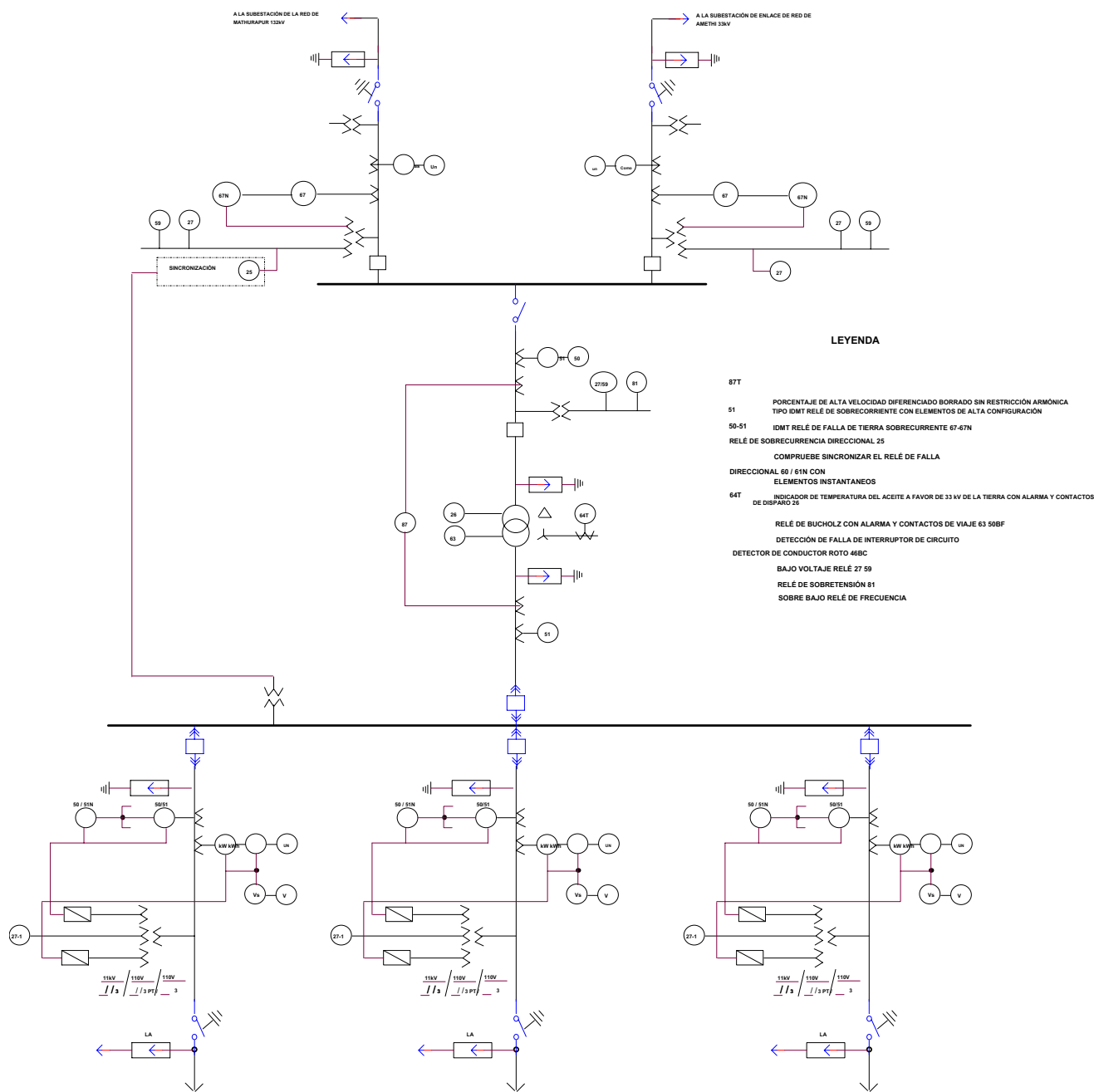


Figura 3.50 (b): Subestación Nasriganj Grid Interlinking 33kV

(Como fue diseñado)

3.7 RELÉ PARA EL SISTEMA EHV (420 kV y superior)

(Basado en el documento titulado Retransmisión para el sistema EHV de 400 kV por autor; consulte las actas 42 Dakota del Norte Sesión de investigación anual Junta Central de Riego y Energía Junio 1972)

3.7.1 Introducción

Las unidades hidroeléctricas de gran tamaño en puntos remotos requieren la provisión de amarres de transmisión pesados para transferir cargas a granel desde la estación generadora a la red interconectada. La transmisión a EHV a 420 kV y superior se proporciona en el país. Las líneas EHV no solo tienen capacidades de potencia más altas sino también una capacidad de fallas más alta. Por lo tanto, se vuelve cada vez más importante borrar todas las fallas de EHV con transmisión de alta velocidad y las fallas deben borrarse rápidamente para evitar efectos adversos en las centrales eléctricas interconectadas involucradas.

- ii) La planificación, ingeniería y selección de relés para el sistema EHV de 420 kV y superior requiere una consideración especial y se describe con una referencia especial al sistema Dehar Power Plant 420 kV del proyecto Beas. Esta planta de energía ubicada en Beas-Sutlej Link fue diseñada para tener 4 unidades de 165 MW cada una en la primera etapa. Se propuso agregar dos unidades más de capacidad similar en una fecha posterior.
- iii) Esta central eléctrica se caracteriza por su ubicación remota con respecto al centro de carga. Se propuso una línea de circuito doble de 245 kV de 64 km de largo a la subestación de Ganguwal y una línea de 420 kV de circuito único de 280 km de largo a Panipat para interconectar la planta de energía a la red en la primera etapa. Se propuso agregar una segunda línea de 420 kV junto con unidades de segunda etapa. Se discuten problemas especiales que pueden surgir en las aplicaciones de retransmisión a un sistema EHV, en las etapas iniciales de su desarrollo debido a un nivel de cortocircuito inferior del sistema débil.

3.7.2 Descripción del sistema de 420 kV

La Figura 3.51 muestra el sistema interconectado de 420 kV. La subestación elevadora de extremo de envío EHV 420 kV de Dehar tiene una disposición de doble bus y las disposiciones del disyuntor de 420 kV se muestran en la Figura 3.51. La interconexión del sistema de 420 kV con la red existente de 245 kV fue propuesta por un autotransformador de 420/245 kV en las subestaciones Dehar y Panipat. Se propuso que se proporcionaran reactores shunt conmutados conectados al devanado terciario de transformadores en el extremo receptor para el control de voltaje. Los reactores de derivación EHV directamente conectados a la línea EHV debían proporcionarse para controlar los voltajes de la línea después de más estudios.

3.7.3 Consideración de diseño

Diversas consideraciones y áreas problemáticas en la selección de la retransmisión adecuada para sistemas EHV se pueden clasificar de la siguiente manera: (a)

- Corrientes de falla (b)
- Requisitos de estabilidad (c)
- Arreglos de autobuses de subestación (d)
- Diseño de relé protector

3.7.3.1 Corrientes de falla

Se realizaron estudios de fallas basados en condiciones de generación mínimas y máximas para condiciones operativas concebibles tanto para fallas trifásicas como para fallas monofásicas a tierra para el sistema Dehar EHV para las siguientes condiciones operativas:

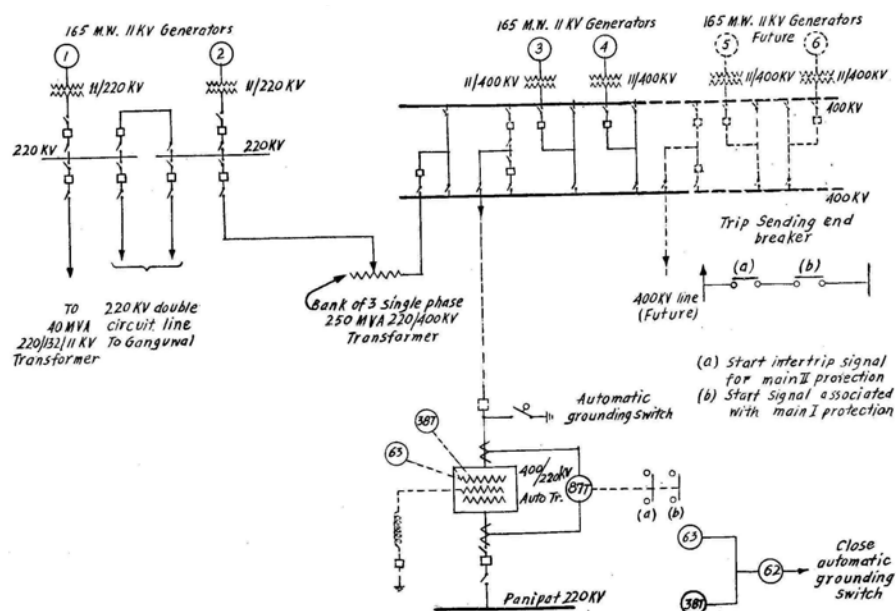


Figura 3.51: Sistema de 420 kV interconectado (según diseño)

(a) Condiciones máximas de generación - Cuatro generadores, en funcionamiento en Dehar - Todas las líneas en. (b) Generación máxima - Cuatro generadores en funcionamiento en bus de 245 kV en Dehar - Todas las líneas en. (c) Generación mínima - Solo un generador en operación en el bus de 245 kV en Dehar: todas las líneas adentro. (d) Generación mínima: solo un generador en operación en el bus de 420 kV en Dehar: todas las líneas adentro.

La figura 3.52 muestra las corrientes de falla y los voltajes posteriores a la falla para estudios de fallas trifásicas para el sistema de 420 kV. Las corrientes de falla y los voltajes posteriores a la falla para estudios de fallas monofásicas para sistemas de 420 kV se muestran en la Figura 3.53.

Estos estudios mostraron que no es posible aplicar la retransmisión de estado sólido de comparación de fase para líneas de 420 kV como se detalla en un párrafo posterior. Además, debido a los bajos voltajes residuales en el bus Dehar 420 kV en el período posterior a la falla, se considera esencial el funcionamiento confiable del relé de alta velocidad. Los bajos niveles de falla en la etapa inicial de desarrollo de la línea EHV en la región indicaron además que la sensibilidad de los relés jugará un papel importante para la selección adecuada del relé.

3.7.3.2 Estabilidad transitoria

- yo. En las primeras etapas del diseño de la central eléctrica, se decidió especificar generadores con características normales y lograr parámetros de estabilidad optimizando los parámetros del sistema de excitación estática y el tiempo de eliminación de fallas. Con la ayuda de M / s English Electric Co. en el Reino Unido, se llevaron a cabo estudios detallados de informática digital para este propósito.
- ii. El criterio de estabilidad adoptado fue con el objetivo principal de diseñar un sistema que fuera transitoriamente estable para una falla permanente en la línea de 420 kV que implicara un reenganche sin éxito a la falla, y dinámicamente estable para todas las condiciones en las que se eliminó la línea de 420 kV. Se consideró deseable que estos objetivos se cumplieran en condiciones de falla trifásica; La probabilidad de que tales fallas ocurran en la práctica, aunque pequeñas, no se consideraron lo suficientemente pequeñas como para considerarse un riesgo aceptable.
- iii) Los estudios iniciales de estabilidad transitoria con una representación de "voltaje constante detrás de la reactancia transitoria" realizada indicaron que el objetivo podría no alcanzarse en el caso grave de reconexión fallida. El caso de una falla trifásica en el extremo Panipat de la línea de 420 kV seguido, sin embargo, por un cierre exitoso indicó desviaciones significativas de la frecuencia normal, aunque no hubo pérdida de sincronismo entre las máquinas. Estos resultados indicaron que si los objetivos descritos anteriormente fueran posibles para alcanzar el tiempo mínimo de eliminación de fallas y se tendría que proporcionar un alto valor de respuesta del sistema de excitación.
- iv. El tiempo de eliminación de fallas en el sistema EHV 420 kV se propuso 80 milisegundos en función del equipo disponible en ese momento. Este tiempo se compone de 40 milisegundos para la operación del interruptor de circuito y 40 milisegundos para la operación de protección. Se consideró que con la práctica moderna de la industria en relés, se podían lograr los tiempos de eliminación de fallas anteriores.

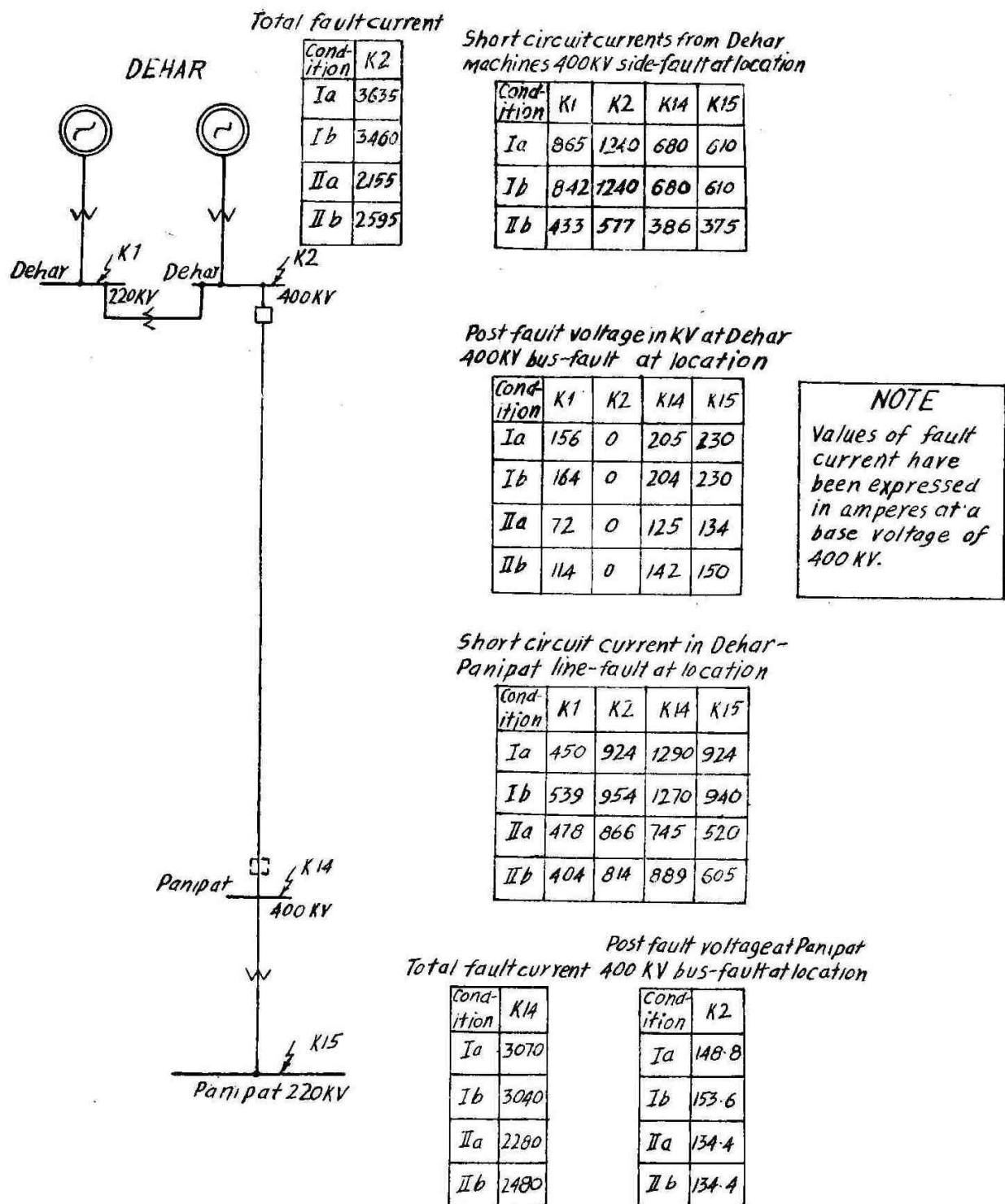


Figura 3.52: Fallos trifásicos, corrientes de falla y voltajes

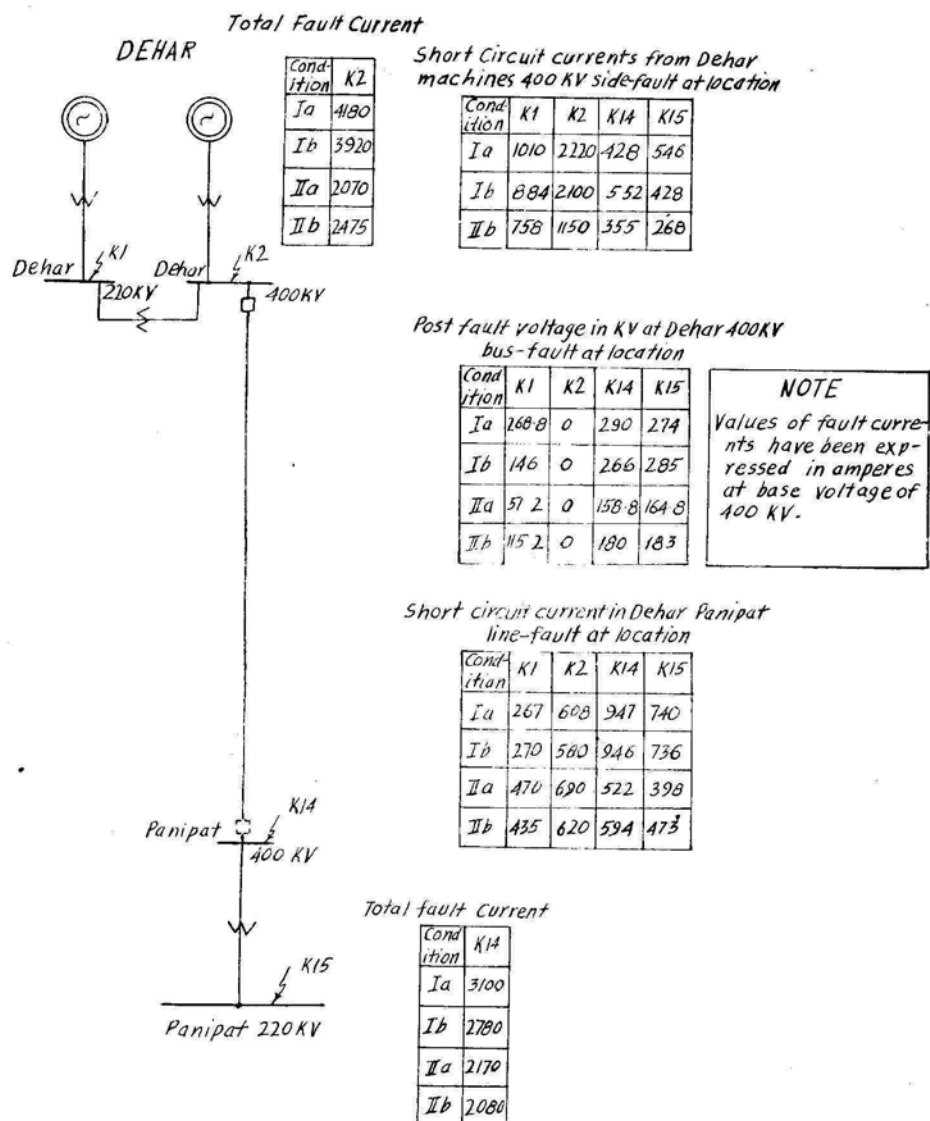


Figura 3.53: Fallas de fase a tierra, corrientes de falla y voltajes

- v. Todos los estudios de estabilidad transitoria se llevaran a cabo con un tiempo total de eliminaci3n de fallas de 0.1 segundos. Los estudios detallados de estabilidad transitoria se llevaran a cabo con una representaci3n detallada del sistema de excitaci3n, gobernadores y generadores. La carrera de estabilidad se continu3 hasta un per3odo de 8 a 10 segundos. tiempo real. En consecuencia, los tiempos de eliminaci3n de fallas basados en los esquemas de rel3 m3s avanzados disponibles en ese momento para el sistema de transmisi3n de alto voltaje se consideraron deseables.
- vi. Compensaci3n de Main I (Normal): Disparo iniciado por los rel3s de protecci3n de Main I 4 ciclos (2 ciclos para operaciones de rel3 y 2 ciclos para operaci3n de interruptor).
- vii. Compensaci3n principal II (respaldo): Disparo iniciado por la zona 1 de los rel3s electromec3nicos de respaldo principal II 80-100 milisegundos (4-5 ciclos). Tiempo de eliminaci3n de fallas para el disparo iniciado por la zona 2 de los rel3s de respaldo principales II (25 ciclos) tentativo.
- viii. Las fallas de la zona final de la l3nea de 420 kV deben, por lo tanto, eliminarse por completo en 80-100 milisegundos a trav3s del canal de interpolaci3n de portadora.
- ix. Eliminaci3n de fallas del interruptor de circuito: Disparo iniciado por los rel3s principales I o zona 1 de los rel3s principales II 12-15 ciclos (tentativo), disparo iniciado por la zona 2 de los rel3s principales II (respaldo) 35 ciclos (tentativo). Se contemplaron m3s estudios para determinar los tiempos cr3ticos de eliminaci3n de fallas y fijar el tiempo de autorizaci3n en consecuencia para la protecci3n de respaldo. Sin embargo, los estudios de estabilidad indicaron la eliminaci3n r3pida de todas las fallas. El esquema de protecci3n propuesto se muestra en la Figura 3.54.

3.7.3.3 Disposición del bus de subestación

yo. Teniendo en cuenta la gran potencia transportada por una línea de 420 kV, se consideró deseable

proteja las líneas de 420 kV con dos interruptores en el extremo de envío. Esto podría hacerse proporcionando un bus circular, un bus doble, un disyuntor y medio u otros arreglos similares como sea posible en el sitio. Teniendo en cuenta los costos muy altos de las instalaciones de interruptores de EHV, ahora se está desarrollando la práctica de retransmitir el transformador de EHV del extremo receptor como parte de la línea de EHV y así ahorrar el costo de las instalaciones de interruptores de EHV en los extremos de recepción.

ii. Los arreglos de autobús e interruptor propuestos para la estación de Dehar se muestran en la Figura 10.8 (single principal

línea). Se propone que la línea saliente de 420 kV esté protegida por dos interruptores. Se consideró además que en la primera etapa de operación, cuando solo una línea de 420 kV está en funcionamiento, una de las dos unidades generadoras de 165 MW que alimentan el bus Dehar 420 kV puede desconectarse simultáneamente con la línea para ayudar a la estabilidad. La otra máquina en el bus de 420 kV podría permanecer conectada y alimentar el sistema a través de una red de 245 kV. Así, en caso de desconexión de la línea defectuosa de 420 kV, el sistema perdería una capacidad igual a una sola máquina de 165 MW. La reserva de hilatura de esta magnitud probablemente estaría disponible en la cuadrícula para atender la interrupción de la máquina de esta magnitud.

3.7.3.4 Diseño de relé protector

Los problemas de retransmisión protectora encontrados en el sistema Dehar de 420 kV se debieron al desarrollo inicial de la línea EHV de 420 kV que resultó en bajos niveles de cortocircuito debido a un sistema débil. La larga distancia de la línea EHV y las condiciones críticas de estabilidad transitoria se agregaron al problema. La retransmisión de alta velocidad se convirtió en una consideración importante debido a estas consideraciones. Se propuso que la eliminación normal de fallas de línea, incluidas las fallas de la zona final, se llevara a cabo en aproximadamente 2 ciclos empleando relés portadores de estado sólido e interruptores automáticos con un tiempo de interrupción de dos ciclos. Como los relés de estado sólido para protección de bus y transformador pueden no estar disponibles, el tiempo de limpieza para este equipo puede ser del orden de 50 milisegundos ($2\frac{1}{2}$ ciclos). Se propuso que los tiempos de compensación de respaldo eran los tiempos prácticos más rápidos que se pueden obtener con dispositivos de relé electromecánicos disponibles en ese momento. Las principales características del sistema de protección propuesto fueron las siguientes:

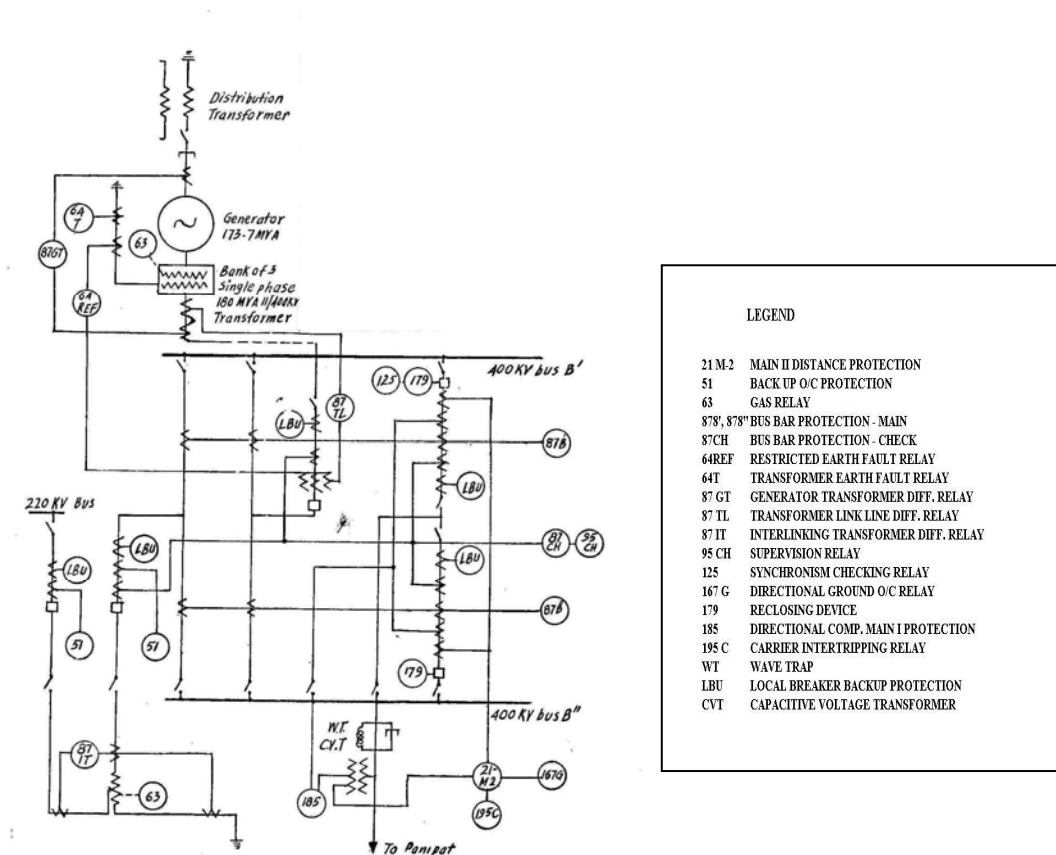


Figura 3.54: Esquema de protección del sistema EHV de 420 kV (según diseño)

(una) Provisión de dos protecciones principales independientes de alta velocidad llamadas protecciones Main I y Main II (respaldo), un relé portador de estado sólido que actúa como protección primaria y la otra protección electromecánica de alta velocidad a distancia con canales portadores separados para aislar la línea de ambos extremos

Los relés numéricos ahora disponibles son preferidos como protección Principal I ya que la lógica del software reemplaza muchos componentes y, por lo tanto, aumenta la confiabilidad. (si)

Transformadores de corriente separados para las dos protecciones principales para las dos protecciones principales para obtener el máximo aislamiento. (C)

Un dispositivo potencial por fase para cada terminal de línea con un devanado secundario separado (fusionado independientemente) que suministra potencial a los relés primario y de respaldo. (re)

Dos sistemas de disparo remoto independientes en caso de recibir transformadores finales conectados sin interruptor. (mi)

Suministro de disparo de CC con fusibles por separado con relés o dispositivos de disparo auxiliares separados. (F)

Provisión de protección de respaldo local para cualquiera de las siguientes contingencias:

- Falla de los relés Main I y Main II para funcionar debido a fallas en sus circuitos de control.
- Falla de un interruptor o un interruptor de circuito defectuoso para operar o interrumpir.

3.7.4 Protección de la línea de transmisión

El diseño de protección de la línea de transmisión requiere una atención considerable para los dispositivos de relé en función de los factores descritos en una sección separada. En general, los dispositivos de relé de estado sólido (numéricos) ofrecen una operación de alta velocidad, mayor sensibilidad, requisitos de espacio reducidos y menos mantenimiento, y podrían usarse con ventajas para la protección de la I principal. Además de aprovechar el Main II o el relé de respaldo que funciona según un principio diferente, se eligieron relés electromecánicos convencionales para esta función.

3.7.4.1 Protección principal I (primaria)

Los siguientes dos tipos de relés sólidos estáticos se aplicaron generalmente para la protección primaria de las líneas de EHV en ese momento. Los relés numéricos no estaban disponibles. (una)

Tipo de comparación de fase (b)

Tipo de comparación direccional

La retransmisión de portadora estática de tipo de comparación de fase para fallas de fase a tierra y de fase a fase con elementos de distancia adicionales para fallas trifásicas tiene las siguientes ventajas inherentes principales y, en consecuencia, se había empleado en muchas instalaciones de EHV recientes en ese momento.

- Disparo de alta velocidad confiable desde ambos extremos.
- El esquema principal funciona sin transformadores potenciales o fuentes potenciales.
- La retransmisión no se ve afectada por las corrientes de falla a tierra inducidas mutuamente.
- La retransmisión no es sensible a la oscilación de potencia.

Pero antes de que se adopte este relé para una línea EHV, es necesario asegurarse de que este tipo de relé se pueda aplicar en la línea EHV y no funcione mal, especialmente en líneas largas de más de 160 km de longitud. Los siguientes factores a este respecto necesitan consideración.

- Atenuación: El nivel de transmisión y la sensibilidad del receptor deben ser tales que aseguren una transmisión de señal satisfactoria, en las peores condiciones de atenuación de señal que se espera. Esto requiere que las frecuencias portadoras más bajas se reserven para líneas más largas.
- Corriente de carga: se debe verificar que el relé no funcione mal y cause un disparo incorrecto debido a las corrientes de carga de línea que salen de ambos terminales, es decir, que aparecen en el relé como una falla interna.

- Niveles de falla: el nivel mínimo de falla debe exceder la carga antes de la falla más la corriente de carga requerida por la red de configuración de impulsos.
- Estabilidad ante fallas externas: Posibilidad de disparo incorrecto debido a un error de ángulo de fase causado por También debe garantizarse el cambio de fase debido a las corrientes de capacidad y las corrientes de baja carga o la eliminación de fallas externas.
- Por lo tanto, no se puede considerar un relé de comparación de fase si las longitudes de línea son más de 300 a 400 km aproximadamente.
- En la línea Dehar-Panipat 420 kV del Proyecto Beas, la carga máxima y mínima según los estudios de flujo de carga fue la siguiente:

	Fin de envío	Extremo de recepción
Corriente de carga máxima	220 MW	218 MW
en línea de 420 kV	15 MVA (Líder)	87 MVA (Rezagado)
Carga mínima en	44 MW	
Línea 420 kV	66 MVA (líder)	

Las corrientes de falla se indican en la Figura 3.52 y la Figura 3.53.

- Teniendo en cuenta los factores anteriores que se encontró en ese momento, el tipo de retransmisión de comparación de fase no se puede aplicar de manera efectiva a la línea de Dehar-Panipat de 280 km de largo a menos que las corrientes de falla aumenten de 3 a 4 veces.
- En consecuencia, se decidió proporcionar un tipo de retransmisión de bloqueo de portadora de distancia de comparación de estado sólido como primera protección principal (primaria) para esta línea.
- La protección principal I propuesta para la línea Dehar-Panipat 420 kV consiste en un esquema de protección de tipo estático de comparación direccional / distancia que utiliza el principio de bloqueo de corriente portadora. El esquema puede consistir básicamente en un esquema de distancia mho estático de tres pasos que utiliza un canal de señalización de extremo a extremo para proporcionar un despeje de alta velocidad de fallas de fase a fase y de fase a tierra en cualquier parte de la línea. El tiempo total de funcionamiento de la protección, incluido el tiempo requerido para el tiempo de la señal de bloqueo de la operación del relé para fallas de la zona final y el tiempo del relé de disparo convencional, no puede ser superior a 40 ms. El esquema puede proporcionar protección independiente de la zona 1 de alta velocidad en ausencia de señal de bloqueo de portadora y / o si el canal de señal es defectuoso o está fuera de servicio. La zona 2 y la zona 3 pueden tener un rango de retardo de tiempo ajustable independientemente. Los relés Main I y Main II se especificaron para conectarse a transformadores de corriente separados y devanados separados de los transformadores de voltaje capacitivos (dispositivos de potencial de condensador de acoplamiento).

3.7.4.2 Segunda protección principal

Como ya se discutió, se deben proporcionar relés electromecánicos para una segunda protección principal que también actúa como una protección de respaldo para la sección de línea contigua. Además, este relé debe actuar como una protección alternativa durante los períodos en que la protección primaria está fuera de servicio por mantenimiento o por otras razones. Para este propósito, se puede utilizar el tipo de relés de medición de distancia para fallas de fase y también para fallas a tierra con una disposición para interrumpir el portador acoplado sobre fase-fase. La protección de distancia de falla a tierra es complicada debido a las siguientes razones:

- El voltaje de secuencia cero medido no representa la caída real de la línea protegida a menos que se compense.
- Secuencia cero reactancia mutua entre líneas paralelas.
- Probabilidad de alta resistencia a fallas en fallas a tierra.
- Efecto de transitorios.

Los relés modernos proporcionan compensación para la mayoría de las condiciones mencionadas anteriormente. A continuación se detallan los relés

para la protección de respaldo Main II para la línea Dehar-Panipat EHV 420 kV.

- Para la protección secundaria de esta línea, se propuso un esquema de protección de muy alta velocidad, distancia de dirección direccional de 3 pasos (tipo Mho, tipo), con la provisión de intercalado de portadora para aislar la línea sin retraso de tiempo para fallas de zona final. Se propuso que se proporcionara protección para fallas de fase a fase, de fase a tierra y trifásicas con la misma velocidad de operación. El tiempo total de operación de la protección, incluido el tiempo requerido para la operación del relé, el disparo entre fallas de la zona final y el tiempo del relé de disparo convencional no puede ser mayor de 40 milisegundos. También se propuso proporcionar un dispositivo de bloqueo de falla de fusible PT y relés de bloqueo fuera de paso. El esquema de protección de distancia puede funcionar junto con el equipo de comunicación del operador con el propósito de canal de disparo inter operador.

3.7.4.3 Protección de respaldo

Teniendo en cuenta que la mayoría de las fallas en una línea de EHV son fallas monofásicas a tierra y para proporcionar contingencias, se consideró conveniente proporcionar relés de respaldo para fallas a tierra. En consecuencia, se propusieron fallas a tierra graduadas direccionales sobre relés de corriente para la línea EHV Dehar-Panipat en el extremo emisor.

3.7.5 Protección de barra de bus de 420 kV

Se requiere protección diferencial de alta velocidad para cada sección de la barra de bus. La función de supervisión y verificación también debe proporcionarse para evitar la posibilidad de falsos disparos. Para cada sección de barra de bus de 420 kV a alta velocidad de Dehar, se proporcionó protección diferencial de barra de bus de alta impedancia. Se incorporaron funciones de verificación y supervisión separadas e independientes. Se propusieron núcleos CT separados en los circuitos entrantes y salientes para las características de verificación. Se propuso que el esquema principal del relé zonal y del relé de verificación tuviera sus contactos conectados en serie en el circuito de disparo. Se propuso que se proporcionaran relés de supervisión para detectar secundarios y pilotos de CT abiertos, cruzados o rotos mediante el empleo de relés de alarma sensibles, que se conectarían a través de los cables del bus de cada zona protegida. Debía ser capaz de sacar la protección de la zona afectada fuera de servicio mediante el cortocircuito de los cables de bus apropiados. También se propuso que se proporcionen relés "No Volt" para indicar la falla de la alarma de CC y el suministro de disparo a la protección de la barra de bus.

El transformador del extremo receptor si está conectado sin interruptor y las secciones de bus asociadas se pueden retransmitir como parte de la línea de transmisión de 420 kV asociada.

3.7.6 Protección del transformador de 420 kV

Se requiere un relé diferencial de alta velocidad con respaldo adecuado para la protección del transformador.

Para la protección del autotransformador de 420 kV en Dehar, se propuso proporcionar un relé diferencial instantáneo de alta velocidad sin polarización armónica, polarización de carga o retardo de tiempo. Se propusieron tres conjuntos de CT de la misma relación de vueltas, como se muestra en la Figura 3.55. consiste en un juego en el extremo neutro (para lo cual se propone sacar cada extremo neutro de la fase del tanque a través de un buje separado); un juego en el lado de 420 kV (HV) y otro en el lado de 245 kV (LV). Por lo tanto, la corriente de entrada magnetizante o cualquier desequilibrio que pueda ocurrir debido al cambio de derivación no tendrá ningún efecto en la operación del relé.

3.7.7 Retransmisión de fallas del disyuntor (protección de respaldo del disyuntor local)

Debido a la necesidad de confiabilidad y al tiempo cada vez menor de eliminación de fallas críticas en el sistema interconectado EHV, no es posible confiar en la protección de respaldo remota y, en consecuencia, la protección de falla del interruptor se convierte en un ingrediente importante en la protección del sistema de energía eléctrica. Esta protección es necesaria para garantizar la seguridad y la velocidad. Normalmente se instala un circuito de falla con fusible separado para cada interruptor. El circuito es supervisado por un relé operado por corriente especial con tiempo de restablecimiento rápido. Esta protección se puede organizar para energizar los relés de disparo de la barra colectora, iniciar las señales de disparo de transferencia al interruptor remoto y detener las señales de bloqueo de portadora apropiadas (o señales de comparación de fase) al terminal remoto. La disposición básica se muestra en la figura 3.56.

- yo. En el caso de una falla de propagación (por ejemplo, una falla que comienza en una línea y se extiende a otra línea), el temporizador común se mantiene energizado y puede funcionar aunque el interruptor de ambas líneas podría haber eliminado la falla normalmente.
- ii. Si los interruptores de bus tienen diferentes tiempos de interrupción, el temporizador debe configurarse para el interruptor más bajo, sacrificando así una cierta velocidad de despeje, que de otro modo podría obtenerse para los interruptores más rápidos.

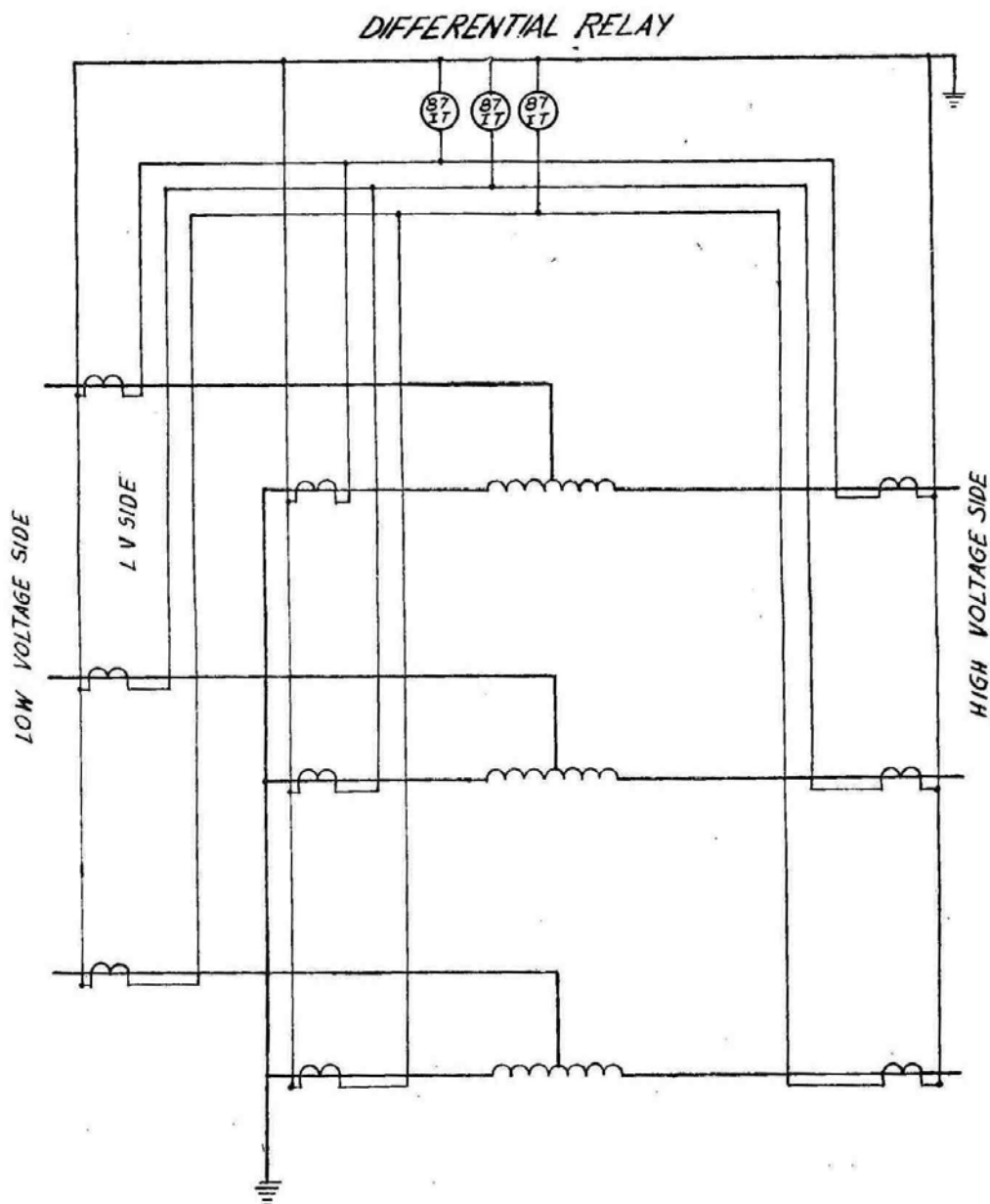


Figura 3.55: Diagrama esquemático de protección diferencial para transformador de interconexión
(Como fue diseñado)

Se propuso que se proporcione un esquema de protección contra fallas del disyuntor utilizando un temporizador por disyuntor para todos los disyuntores conectados a buses de 420 kV en la subestación Dehar EHV. La protección puede estar dispuesta de manera tal que si algún disyuntor no se dispara en caso de falla, luego de un breve retraso (digamos del orden de 15 ciclos) desde el momento en que la protección Main I / Main II da la señal de disparo al disyuntor) todos los disyuntores conectados a la sección de bus, a los que está conectado el disyuntor con falla, se disparan y bloquean. El esquema también puede organizarse para iniciar señales de disparo de transferencia al interruptor de extremo remoto y

Detenga la señal de bloqueo de portadora apropiada al terminal remoto. La falla del interruptor automático también puede bloquear el esquema de reenganche automático, si se proporciona en una etapa posterior.

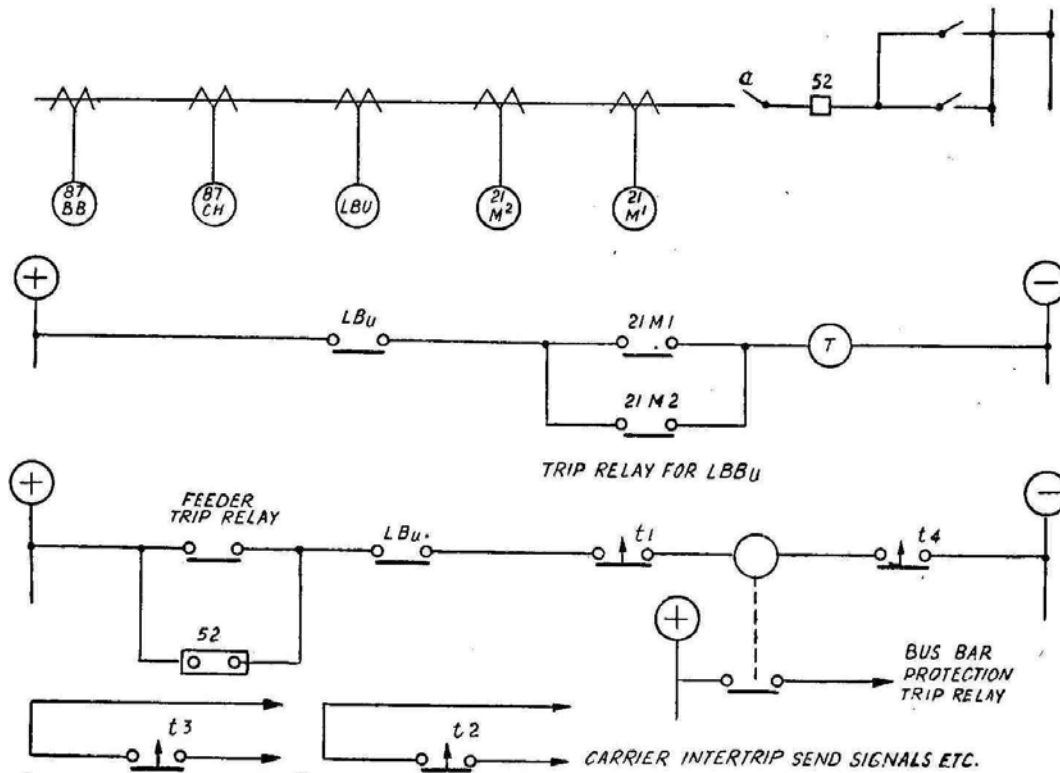


Figura 3.56: Protección de respaldo típica del interruptor de carga
(Como fue diseñado)

3.7.8 Reconexión automática de la línea de 420 kV

El reenganche automático de una línea EHV depende de las condiciones del sistema, incluidas las siguientes.

- yo. Consideraciones de estabilidad
- ii. Restricciones de funcionamiento impuestas por condiciones transitorias de sobretensión.

El método deseable de reenganche, es decir, ya sea trifásico o monofásico, si el reenganche instantáneo o el reenganche retrasado deben investigarse cuidadosamente. Aunque el reenganche instantáneo es generalmente deseable para mantener la estabilidad y proporcionar una mejor operación, puede no ser aplicable a un sistema particular como en Keystone. En particular, el tiempo muerto requerido del circuito para 420 kV es de aproximadamente 20 ciclos. Si se trata de un tiempo de separación del sistema, puede ser demasiado largo retener en sincronismo cuando el cierre se ve afectado. Además, en caso de condiciones críticas de estabilidad, el efecto sobre el sistema de reenganche fallido, es decir, el reenganche a una falla también debe determinarse.

El reenganche retrasado proporcionado para el tiempo muerto necesario y las condiciones de sobretensión transitorias no permanecen y se aplica con bastante frecuencia. En el sistema británico en ese momento se aplica un reenganche trifásico muy retrasado.

El recierre automático de un solo polo se empleó para mantener la estabilidad sincrónica de fallas monofásicas a tierra, pero la aplicación de este tipo de recierre presenta muchos problemas. La determinación de la naturaleza y la duración de los arcos secundarios es importante antes de adoptar el reenganche automático de un polo. Se han realizado pruebas de falla por etapas para determinar el tiempo de reconexión aceptable y otros aspectos desconocidos de la conmutación unipolar a un nivel de voltaje de 525 kV. En general, cuanto más largo sea el tiempo, menor será el límite de estabilidad.

y cuanto más corto sea el tiempo de interrupción tolerable en la fase de falla. Sin embargo, cuanto más larga es la línea, mayor es el acoplamiento capacitivo entre fases y se requiere un mayor tiempo de interrupción para extinguir el arco secundario. En algún momento estos dos requisitos se vuelven incompatibles y no se puede volver a cerrar con éxito. La aplicación posterior del reenganche de un solo polo introduce una pregunta muy pertinente sobre la selección de un esquema de retransmisión. Si se utiliza la comparación de fases, es necesario desarrollar selectores de fase con falla adecuados. Si los circuitos tienen cables a tierra y baja resistencia a la base de la torre, los relés de distancia a tierra pueden proporcionar una selección de fase con fallas. Si se utiliza la comparación direccional con relés de tierra permisivos que exceden el alcance, se deberán proporcionar selectores de fase con fallas adecuados.

Para el sistema Dehar 420 kV, la cuestión de proporcionar el reenganche no se decidió aunque se estaba adquiriendo un equipo que sería adecuado para el reenganche monofásico o trifásico. Este aspecto fue propuesto para ser estudiado después de la instalación de reactores y su tamaño finalizado para que las restricciones operativas impuestas por las condiciones de sobretensión transitorias puedan determinarse completamente. Además, también era necesario establecer la duración de los arcos secundarios para el reenganche automático monofásico.

El esquema de retransmisión para el reenganche trifásico propuesto para la segunda etapa de operación en Dehar se muestra en la Figura 3.54.

3) 7.9 Otros relés

Los reactores de derivación se emplean en el sistema EHV para controlar sobretensiones. Los reactores de EHV conectados permanentemente generalmente se usan para reducir sobretensiones temporales y de conmutación por sobretensiones. Los reactores de derivación en el devanado terciario del transformador del extremo receptor se utilizan generalmente para el control de voltaje en el sistema.

La retransmisión para el reactor de derivación de bajo voltaje generalmente consiste en protección diferencial, respaldada por relés de sobrecorriente, también se utilizan relés de tierra y relés de presión de tierra. Un diagrama típico se muestra en la Figura 3.57.

La protección primaria de los reactores EHV generalmente es proporcionada por uno o una combinación de los siguientes relés. Relé de línea; sobre relés de corriente; relés diferenciales; relés de distancia del reactor y relés de tasa de aumento de presión.

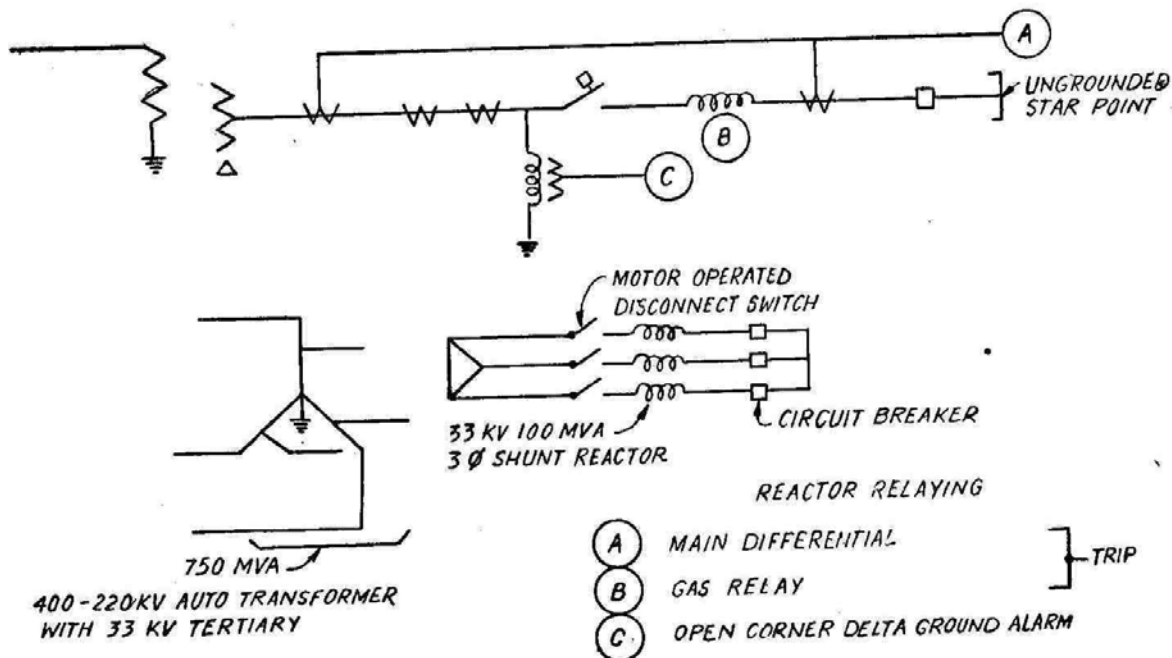


Figura 3.57: Conexiones y relés típicos del reactor de 33 kV
(Como se propuso)

3.7.10 Conclusión

Una línea EHV puede transmitir tanta potencia como varias líneas de 245 kV. Debido a su gran importancia para la operación de un sistema de energía, el relé seleccionado para proteger este equipo debe ser de la más alta confiabilidad y tener un alto factor de seguridad. En consecuencia, las líneas EHV deben estar protegidas por dos protecciones principales, una numérica y otra de tipo estático de estado sólido / tipo electromagnético. La protección de respaldo debe incluir protección de respaldo del interruptor local.

En la etapa inicial de desarrollo del sistema EHV en las redes regionales de la India, las condiciones de estabilidad pueden ser críticas porque la línea EHV tiene la capacidad de transmitir una gran cantidad de corriente de falla y, en consecuencia, tiene un efecto perjudicial en todo el sistema. Esto requiere transmisión de alta velocidad. Los bajos niveles de fallas en los sistemas regionales débiles exigen la aplicación no solo de relés más sensibles sino también de una selección adecuada del tipo de relés.

La planificación, la ingeniería y la selección de relés para EHV generalmente se basan en sus requisitos específicos como resultado de estudios del sistema que pueden incluir flujos de carga, estudios de fallas y estudios de estabilidad.

3.7.11 Relés numéricos de línea digital

El relé digital de alta velocidad multifunción adecuado para líneas EHV que incluye comparación de fase asistida por piloto de alta velocidad y protección de distancia, etc. (por ejemplo, relé Areva M / s Micom P547 - relé de comparación de fase) se muestra en la figura 3.58. Las funciones principales para la versión P547 80TE se resumen en la tabla 3.11. Se deben obtener datos exactos del proveedor / fabricante.

Tabla 3.11

ANSI	CARACTERÍSTICA		MODELO (P547 80TE)
87	Comparación de fase segregada de fase		•
	2 y 3 líneas / cables terminales		•
21P / 21G	Zonas de distancia, protección de esquema completo		5 5
	Característica	Elementos de fase	Mho y cuadrilátero
		Elementos de tierra	
	CVT eliminación transitoria de sobrealcance		•
	Cargar blinder		•
	Modo de configuración fácil		•
	Compensación mutua (para localizador de fallas y zonas de distancia)		•
85	Esquemas de comunicación asistida, PUTT, POTT, bloqueo, alimentación débil		•
	Disparo acelerado-pérdida de carga y extensión Z1		•
50/27	Encienda la falla y dispare en reclusa: elementos para la eliminación rápida de fallas al cerrar el interruptor		•
68	Bloqueo de oscilación de potencia		•
78	Fuera de sintonía		•
67N	Direccional; protección de la unidad de falla a tierra (DEF)		•
50/51/67	Fase sobre etapas actuales, con direccionalidad opcional		4 4
50N / 51N / 67N Tierra	/ tierra sobre las etapas actuales, con direccionalidad opcional		4 4
51N / 67N / SEF Falla a tierra sensible (SEF)			4 4
67/46	Secuencia negativa sobre las etapas actuales, con direccionalidad opcional		•
46BC	Conductor roto (puente abierto), utilizado para detectar fallas de circuito abierto		•
49	Protección contra sobrecarga térmica.		•
27	Etapas de protección bajo voltaje		2
59	Etapas de protección contra sobretensión		2
59N	Etapas de voltaje residual (desplazamiento neutral)		2
81U / O / R	Una subfrecuencia de 4 etapas, sobrefrecuencia de 2 etapas y avanzada		•

	Elemento de tasa de cambio de 4 etapas de frecuencia también	
50BF	El interruptor de alta velocidad falla. Dos etapas, adecuado para volver a disparar y retroceder	•
CTS	Supervisión CT	•
VTS	Supervisión de transformadores de corriente y tensión.	•
79	Tomas de recierre automático compatibles	4 4
25	Compruebe el sincronismo, 2 etapas con detección adicional de división del sistema	•

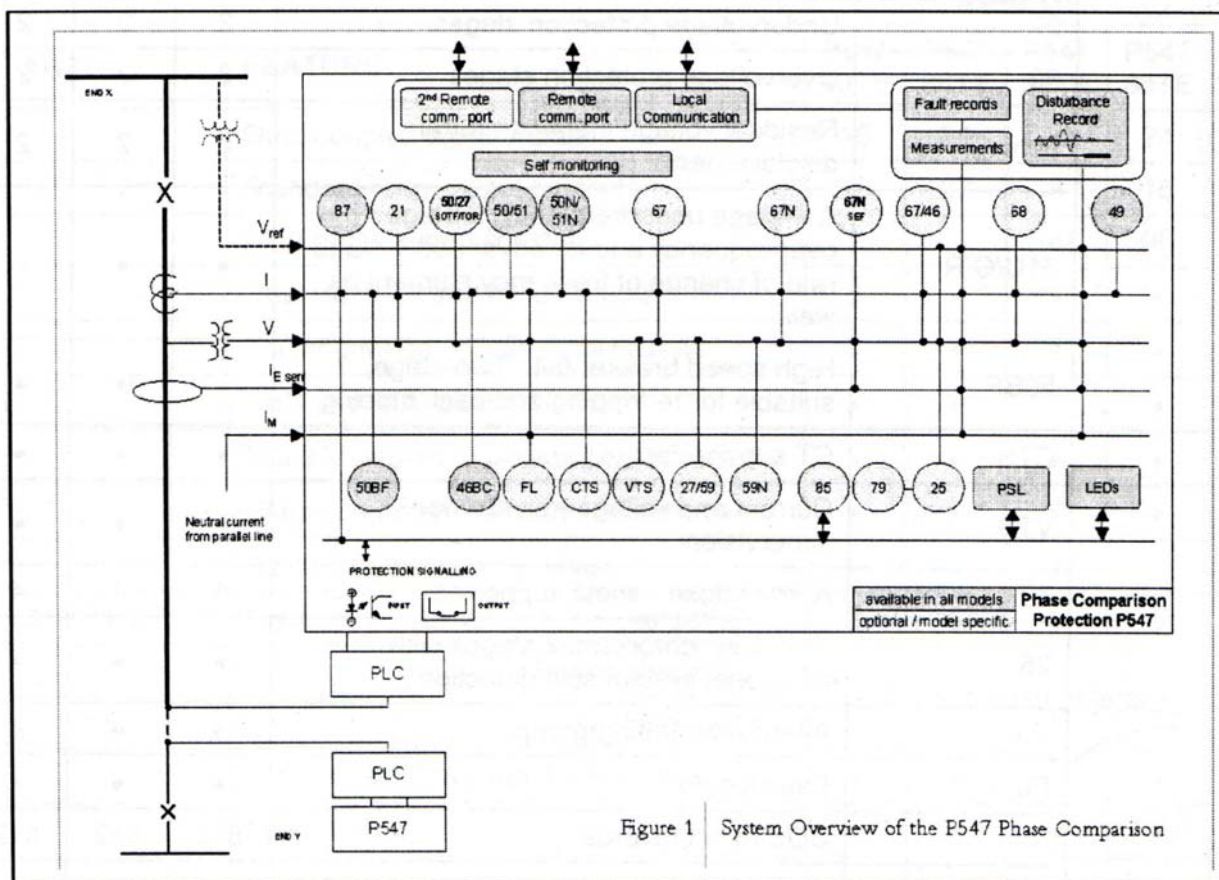


Figure 1 System Overview of the P547 Phase Comparison

Figura 3.58: Descripción funcional: relé de protección de distancia MICOM para alta y sistema de alto voltaje extra

3.8 ESPECIFICACIONES PARA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA GRANDES ESTACIONES HIDRÁULICAS

3.8.1 General

Los relés de protección necesarios para los generadores, sus transformadores auxiliares de la unidad elevadora asociados, incluidos los transformadores de interconexión, las barras colectoras y las líneas de transmisión salientes, se describen con referencia especial al equipo de protección especificado para la planta de energía Dehar del proyecto Beas Satluj Link. 6 unidades de 165 MW cada una incluyendo 4 1 s; la unidad de escenario se proporciona en la planta de energía. Dos 1 s; las unidades de etapa se escalonan hasta 245 kV y las otras 4 unidades se escalonan hasta 420 kV por transformadores conectados a la unidad. Las barras colectoras de 245 kV y 420 kV están interconectadas por transformadores de interconexión de 245/420 kV. Se proporcionan transformadores de 40 MVA 245/145/12 kV para alimentar cargas de área local. Los diagramas unifilares se muestran en la figura 3.51. Las consideraciones especiales involucradas en la selección de la retransmisión para el sistema EHV de 420 kV en su etapa de desarrollo inicial se resumen en 3.7. El diagrama principal de una línea se muestra en la figura 10.8

La central eléctrica se encuentra en zona sísmica. Por lo tanto, el equipo de protección se especificó para una operación adecuada en el sitio y los relés electromagnéticos se especificaron de acuerdo con el índice de clase de estabilidad mecánica S2 de BS: 142 - 1966. Los contactos de mercurio en los relés se especificaron como inaceptables. Los relés estáticos en lugar de los relés electromagnéticos se especificaron para ser citados por separado junto con la experiencia operativa y otros detalles técnicos. Los transformadores de unidades en unidades monofásicas debido a restricciones de transporte se ubicaron en la central eléctrica en la cubierta del transformador. El patio al aire libre está a aproximadamente 1 km.

Los relés de protección para líneas salientes (420 kV, 245kV y 145 kV), barras colectoras, transformador de interconexión y transformador de 245/145/12 kV 40 MVA fueron propuestos para ser montados en la sala de control. Se especificó que los CT de corriente secundaria ubicados en el patio de conmutación eran normalmente de 1 amperio. La corriente secundaria de CT también puede ser de 0,5 amperios. Se pidió al licitador que recomendara la clasificación de corriente secundaria (1 amperio / 0,5 A) para los TC ubicados en el patio de distribución para garantizar un funcionamiento eficiente y preciso de su esquema de protección.

3.8.2 Relé de protección digital multifunción

El relé de protección digital multifunción no estaba disponible en el momento en que se emitió la especificación para Dehar Power Plant. Estos relés ahora se proporcionan de la siguiente manera para todas las estaciones hidroeléctricas grandes, además de los relés electromagnéticos / estáticos como respaldo completo con protección adicional como se indica a continuación (ventajas específicas discutidas anteriormente):

- una) Cada generador para incluir el exceso de flujo y el deslizamiento de polos
- si) Cada transformador generador y para incluir sobre-excitación y protección de la función V / F
- C) Protección de línea de 220/420 kV para incluir protección de comparación de fase de alta velocidad / protección de distancia de subciclo según sea necesario

Lo siguiente necesita ser confirmado para la aplicación exitosa de relés numéricos.

- yo) Entrada y salida para aislar ópticamente.
- ii) La siguiente función global debería estar disponible en los relés.

- Relé de ajuste de flexibilidad
- Grabación de eventos
- Grabación de perturbaciones

- si) **Autocontrol:** Se requiere que se proporcione la instalación de temporizadores de vigilancia para monitorear el estado operativo de manera continua, de modo que se identifique cualquier posible mal funcionamiento y se comunique a la sala de control y se evite la posibilidad de un relé no funcional en el sistema de relés de protección de la planta. Esto significa que el canal de comunicación debe estar disponible para el relé.

iii) Comunicación: Esquema de comunicación digital que permite que el relé se comunique con el

Se requiere un sistema de control y los puertos de datos en serie deben basarse en el protocolo IEC.

iv) Calibración: Los relés deben proporcionar una rutina de autocalibración en el programa de software del relé.

Puntos de ajuste programables: el programa de software del sistema operativo de disco (DOS) se proporcionará con instrucciones detalladas y puntos de ajuste recomendados para cada función de relé de protección en función de las características del sistema.

- v) **Almacenamiento de eventos:** Se debe proporcionar un registro de la forma de onda antes y después de que el relé de protección haya funcionado como un registro de oscilografía.

- vi) La provisión de capacitación de operadores / ingenieros de servicios públicos en la nueva tecnología debe incluirse en alcance del proveedor.

3.8.3 Protección de generador, transformador de generador y transformador auxiliar

3.8.3.1 Protección diferencial del generador

El generador debe estar protegido por relés de corriente circulante de alta impedancia que tengan un rango de ajuste adecuado. Los relés deben ser del tipo de alta velocidad e inmunes a los transitorios de CA. Deben tomarse las disposiciones necesarias en el relé para garantizar que los relés no funcionen para fallas externas a la zona protegida. Los relés no deben funcionar mal debido a armónicos en la corriente de derrame producidos por fallas pasantes o debido a la saturación de un conjunto de transformadores de corriente durante una falla externa. Se debe proporcionar un interruptor de control con una luz roja, si es necesario, para cortar el relé auxiliar de disparo cuando sea necesario para evitar un disparo falso debido al paso del transformador de corriente. Las luces rojas se encenderán para indicar que el circuito de disparo está desconectado. También se deben proporcionar contactos para cortocircuitar los cables secundarios en el relé; si es necesario para proteger las bobinas de operación del relé. También se tomarán medidas para la alarma / indicación en caso de falla de los circuitos secundarios del transformador de corriente.

3.8.3.2 Protección diferencial del transformador del generador

Para este propósito, se proporcionará un relé diferencial sensible al sesgo porcentual con el funcionamiento y la configuración de polarización adecuados. El tiempo de funcionamiento del relé debe especificarse claramente. Tendrá una función de restricción armónica para evitar su mal funcionamiento debido a las sobretensiones de entrada de magnetización encontradas en la operación normal del sistema de energía. También se tomarán medidas para la indicación de alarma en caso de falla de los circuitos secundarios del transformador de corriente. Los CT en el lado de 12 kV deben ubicarse en el generador neutral y en el lado de 245 kV (para las unidades -1 y 2) y en el lado de 420 kV (para las unidades 3 y 4) en los bujes de alta tensión de los principales 12/245 kV y Banco de 12/420 kV de 3 transformadores monofásicos. Se proporcionarán los transformadores de corriente auxiliar / de interposición, si se requieren para esta protección.

3.8.3.3 Protección diferencial de línea de enlace

Para este propósito, se proporcionará un rango de ajuste adecuado del relé diferencial adecuado de alta velocidad. El tiempo de funcionamiento del relé debe estar claramente indicado. También se tomarán medidas para la alarma / indicación en caso de falla de los circuitos del transformador de corriente. Para esta protección, los transformadores de corriente deben ubicarse en el buje de alto voltaje de los tres transformadores monofásicos en un extremo y cerca del interruptor en el patio de distribución en el otro extremo.

3.8.3.4 Protección de falla a tierra del generador

El generador neutral se conectará a tierra a través del devanado primario de un transformador de distribución de capacidad y relación adecuadas. El secundario será cargado por una resistencia adecuada con una capacidad nominal de 60 segundos. Para este propósito, se ofrecerá un relé de voltaje adecuado con capacidad nominal de bobina continua con un rango de ajuste y tiempo de operación adecuados. El relé será insensible a los voltajes en las frecuencias del tercer armónico. El relé tendrá dos etapas de configuración. La primera etapa solo dará alarma y anuncio, mientras que la segunda etapa, después de un cierto retraso de tiempo adecuado, llevará a cabo las funciones de disparo como se muestra en el dibujo.

3.8.3.5 Gen. Transformer HV protección de falla a tierra restringida

Se proporcionarán relés de alta impedancia para este propósito. Se proporcionará un CT adecuado en la conexión de neutro a tierra del HV del transformador, que se equilibrará con los CT principales del transformador del generador de protección diferencial general a través de CT adecuados de interposición.

3.8.3.6 Protección contra sobretensión del generador

Un conjunto de relés monofásicos con ajuste de retardo de tiempo adecuado para evitar el funcionamiento del relé en condiciones transitorias. El rango de ajuste del relé debe ser del 110% al 170%. Los relés serán inmunes a la variación de frecuencia. La provisión de un elemento de disparo instantáneo en algún ajuste adecuado también será posible en este conjunto de relés o en un conjunto diferente de relés que se pueden ofrecer por separado.

3.8.3.7 Protección del transformador auxiliar de la unidad Protección diferencial: Para este propósito, se proporcionará un relé diferencial sesgado porcentual

sensible, que será capaz de permanecer estable hasta 20 veces a través de la corriente de falla. El rango de ajuste del relé y el tiempo de funcionamiento deben estar claramente indicados. También se tomarán medidas para la alarma / indicación en caso de falla de los circuitos secundarios del transformador de corriente.

Protección contra la sobretensión: Se proporcionarán relés adecuados para la protección de sobrecarga del transformador auxiliar de la unidad. El relé opera desde los tres transformadores de corriente en el lado de alto voltaje del transformador y estará dispuesto para disparar el interruptor de bajo voltaje como se muestra en el dibujo.

Protección de respaldo (generador): Esto se proporcionará por tipo de relé de impedancia con rangos adecuados. El relé debe medir con precisión las fallas de fase a fase. El relé de retardo de tiempo definido que tiene un rango adecuado también se puede usar junto con el relé de impedancia. El transformador de corriente para esta protección debe ubicarse en el lado neutro del generador.

3.8.3.8 Protección de corriente de secuencia de fase negativa (generador)

Se propone una protección de dos etapas completa con filtro net-wok para este propósito. La primera etapa con un rango adecuado más bajo será instantánea y se organizará para dar alarma y anuncio, y la segunda etapa con un rango más alto activará un temporizador que realizará varios disparos en dos etapas en diferentes configuraciones de tiempo. El transformador de corriente para esta protección estará ubicado en el lado neutral del generador.

3.8.3.9 Protección de falla de campo del generador

Para este propósito, se proporcionará un relé de tipo mho desplazado que tenga sus características circulares ajustables tanto en desplazamiento como en diámetro, a lo largo del eje X del plano RX.

Se garantizará que la unidad no se dispare en caso de que se invierta la polaridad del campo, ya que es probable que se recurra a la excitación negativa en la central eléctrica de Dehar, debido a las condiciones de carga de la línea. La protección constará de dos etapas. La primera etapa con un rango más bajo se organizará para dar alarma y anuncio. La segunda etapa con un rango más alto llevará a cabo las funciones de disparo.

3.8.3.10 Protección de tierra en espera

Para esta protección se suministrará un relé de tipo de retardo de tiempo mínimo definido inverso que tenga un rango de ajuste y un tiempo de operación adecuados. El relé se energizará con corriente de secuencia cero que se le suministra a través del transformador de corriente en el neutro del transformador de potencia.

3.8.3.11 Protección contra sobrevelocidad del generador

Para esta protección, el dispositivo será operado desde el tecnogenerador Magnet permanente suministrado por el proveedor del generador.

La protección se organizará para activar el relé de apagado de acción inmediata, que también se activará de otras protecciones y realizará las diversas funciones de disparo según sea necesario.

3.8.3.12 Tierra del rotor del generador - Protección contra fallas

El tipo de protección de 'inyección de corriente continua' se suministrará para este propósito. El relé será adecuado para el voltaje del sistema de campo y podrá detectar el deterioro del nivel de aislamiento por debajo de aproximadamente 0.2 megaohmios. El suministro auxiliar del transformador de potencial de corriente alterna de 110 voltios estará disponible, pero el relé tendrá sus propios rectificadores internos, etc., para derivar el suministro de inyección de CC. La falla del suministro auxiliar de CA no incapacitará totalmente la protección.

3.8.3.13 Protección potencial de falla del fusible del transformador

Se deben proporcionar relés de equilibrio de voltaje adecuados para monitorear la falla del fusible de 3 conjuntos de transformadores de potencial y para bloquear los relés u otros dispositivos que pueden funcionar incorrectamente en ausencia de voltaje debido a la falla del fusible de los transformadores de potencial. En la actualidad, solo se proporcionarán alarmas, pero es posible que se requiera que el relé realice funciones de bloqueo de protección según sea necesario y, por lo tanto, se puede proporcionar un número suficiente de contactos para ese propósito.

3.8.4 Protección de barra de bus de 245 kV

Se proporcionará una protección diferencial de barra de bus de alta velocidad y alta impedancia para cada bus de 245 kV. El esquema tendrá incorporadas características de verificación y supervisión separadas e independientes. Se deben proporcionar los núcleos de CT separados necesarios en los circuitos entrantes y salientes para verificar las características. El relé zonal principal y el esquema del relé de verificación tendrán sus contactos conectados en serie en el circuito de disparo. La protección será capaz de detectar todo tipo de fallas en la barra de bus. La sensibilidad de la protección debe ser tal que no funcione para fallas en el cableado secundario del CT del circuito mayormente cargado. CT a ambos lados del acoplador de bus / interruptor de sección.

El relé de supervisión será capaz de detectar abierto; secundarias y pilotos de CT cruzados o rotos empleando un relé de alarma sensible, que se conectará a través de los cables de bus de cada zona protegida. Será capaz de sacar de servicio la protección de la zona afectada mediante el cortocircuito de los cables de bus apropiados.

También se proporcionarán relés 'No-volt' para indicar la falla de la alarma de CC y el suministro de disparo al esquema de protección de la barra colectora.

Se deben proporcionar relés de disparo de alta velocidad para disparar cada interruptor automático.

3.8.5 220/132/11 kV, 40/36/4 MVA Protección del transformador Protección primaria: Para este propósito, se proporcionarán relés de protección diferencial de alta velocidad que tengan una segunda característica de restricción armónica. el relé debe ser capaz de dispararse instantáneamente por fallas internas intensas, como el flash del buje, y no debe restringirse en tales condiciones debido a los armónicos que pueden producir los TC en tales circunstancias.

Protección de respaldo: Para la protección de respaldo en el lado de alta tensión, 3 nos. Se debe ofrecer un retardo de tiempo mínimo definido inverso sobre los relés de corriente con un rango de ajuste adecuado. También se ofrecerá una protección similar como protección de respaldo en los lados de media y baja tensión.

3.8.6 Protección del alimentador de 245 kV Protección primaria: La protección primaria de la línea de doble circuito de 245 kV (longitud de aproximadamente 65 km) debe ser por tipo de comparación de fase de transmisión portadora estática para fallas fase a tierra y fase a fase con elementos de distancia adicionales para fallas trifásicas.

Protección secundaria

yo) Como protección secundaria para fase a fase, fallas trifásicas y de fase a tierra, se ofrecerán relés de protección de distancia direccionales de alta velocidad de tres etapas adecuados, que empleen relés electromagnéticos de tipo mho / reactancia totalmente sin conmutación. Los relés deberán tener características escalonadas con tres zonas de operación. La primera zona tendrá operación instantánea, 2 Dakota del Norte y las terceras zonas operarán con demoras ajustables. El tiempo de fraguado y los rangos deben estar claramente indicados. El esquema debe ser adecuado para el disparo interno a través del canal portador para garantizar la eliminación instantánea de fallas en la zona final. Se ofrecerá la desconexión de la portadora para protección secundaria si no se requieren transmisores y receptores separados, y el esquema es adecuado para la operación junto con el equipo de comunicación de la portadora, que se está adquiriendo bajo un sistema separado

contrato. Se debe mencionar claramente el tiempo entre disparos, que debe completarse con relés de arranque portadores, relés de arranque destinados a unidades de medición y otros equipos necesarios para completar el esquema. Los esquemas de protección que funcionan según el principio de medición de distancia cuando se ofrecen deben estar completos con un dispositivo de bloqueo de falla de fusible PT. También se requerirá un relé de bloqueo fuera de paso y se debe incluir en la oferta y se debe proporcionar una descripción detallada del esquema. Los detalles completos, como los requisitos de CT, deben proporcionarse la instalación de refuerzo de portadora para atender la atenuación adicional en caso de falla interna.

ii) Como una protección adicional de respaldo para fallas de fase a tierra, el exceso gradual direccional de falla a tierra graduado en el tiempo

Se proporcionarán relés de corriente. los relés se polarizarán con corriente a través de CT neutros; sin embargo, también se pueden ofrecer relés direccionales polarizados por voltaje. El potencial del devanado terciario delta roto del bus PT puede estar disponible para la polarización del elemento de falla a tierra.

El esquema debe estar completo en todos los aspectos, incluidos los relés auxiliares necesarios para varios disparos, anuncios de alarma y otros fines.

3.8.7 Protección de acoplador de bus de 245 kV

Para este propósito, se deben proporcionar relés de sobrecorriente y falla a tierra en el panel de interruptores del acoplador de bus. Configuración de rangos para sobrecorriente y relés de falla a tierra mencionados.

3.8.8 Protección del transformador de interconexión de 245 kV / 420 kV Protección diferencial del transformador de interconexión: Para este

propósito, se ofrecerá un relé diferencial instantáneo de alta velocidad sin polarización armónica, o retraso de tiempo. Se proporcionarán tres conjuntos de CT de la misma relación de espiras de la siguiente manera: un conjunto en el extremo neutro (para lo cual cada extremo neutro de fase se sacará del tanque a través de un buje separado), un conjunto en el lado de 420 kV y un conjunto en el lado de 245kV. La magnetización en la corriente de pico o cualquier desequilibrio que pueda ocurrir debido al cambio de derivación no tendrá efecto en el relé de protección / diferencial.

Protección de respaldo: Se proporcionará mediante relés de sobrecorriente de triple polo adecuados en lados de 420 kV y 245 kV. Se debe usar una configuración más alta o un retraso de tiempo en el lado de alto voltaje. Se deben suministrar relés auxiliares e intercalados para completar el esquema.

3.8.9 Protección de línea de 420 kV (Línea de 280 km de largo) Principal I Protección: Para esta protección, se ofrecerá un esquema de protección de tipo

estático de comparación direccional / distancia utilizando el principio de bloqueo de la corriente portadora. El esquema ofrecido será para ambos extremos, es decir, el envío y el receptor. El tiempo total de operación de la protección, incluido el tiempo requerido para la operación del relé, el tiempo de la señal de bloqueo para fallas en la zona final y el tiempo del relé de disparo convencional no será mayor de 40 ms. El tiempo real de funcionamiento para varios elementos del esquema de protección debe estar claramente indicado. También se ofrecerán relés de falla de fusibles estáticos y relés de bloqueo fuera de paso. El esquema proporcionará protección independiente de la zona 1 de alta velocidad en ausencia de señal de bloqueo de la portadora y / o si el canal de señal es defectuoso o está fuera de servicio. La zona 2 y la zona 3 deben tener un rango de retardo de tiempo ajustable independientemente PT. Se proporcionará un conjunto independiente de CT y circuitos PT separados para esta protección. Se indicará la frecuencia con la que el equipo portador puede cubrir una longitud de línea de 280 KM. La protección debe ser adecuada para el disparo monofásico y trifásico de ambos extremos de la sección de línea simultáneamente.

Esta protección se ofrecerá con su equipo portador de línea de alimentación independiente con un tiempo de transmisión de menos de (20 ms) 1 ciclo. Sin embargo, el equipo portador debe ser capaz de compartir las trampas de línea de banda ancha y los condensadores de acoplamiento con otros canales de comunicación / telemedición / intercalado. Factores tales como los requisitos de CT, los requisitos de PT, la atenuación sobre la longitud de la línea, el efecto del ruido en el equipo portador, el efecto de la ubicación de los reactores en la protección de la línea y el equipo portador se deben indicar en detalle. La no operación bajo carga máxima también debe garantizarse.

Se incorporarán selectores de fase de acción rápida adecuados para que el esquema también sea adecuado para el reenganche automático monofásico y trifásico de ambos extremos.

El esquema incorporará una instalación de prueba incorporada. Será posible llevar a cabo una prueba limitada con el equipo en servicio y esta prueba debe suprimirse automáticamente en caso de que ocurra una falla en la línea durante la prueba. El tiempo de operación del esquema bajo tal condición no será mayor que su tiempo normal. El esquema debe estar completo en todos los aspectos, incluidos los relés auxiliares necesarios para varios disparos, anuncios de alarma, pruebas y otros fines, etc.

Protección principal II: Para la protección secundaria de 280 KM de circuito único largo, línea de 400 kV, muy alta velocidad, 3 pasos, esquema de transmisión de protección de distancia direccional (tipo Mho), con provisión de disparo de interportador, para aislar la línea sin retraso de tiempo para la zona final. Se ofrecerán fallas. El esquema de protección debe ser capaz de ofrecer con igual velocidad de operación, protección contra fallas de fase a fase, de fase a tierra y trifásicas. El esquema será adecuado para disparos monofásicos y / o trifásicos. El tiempo de operación total de la protección, incluido el tiempo requerido para la operación del relé, el disparo entre fallas de zona final y el tiempo de disparo / relé convencional no debe ser mayor de 40 ms.

El diseño de los elementos de partida debe ser tal que, si es necesario, se les puede dar una compensación de las características de alcance de hasta el 20% de su alcance nominal. Además, deberían ser capaces de disparar el esquema instantáneamente solo con corriente, como cerrar una línea con pinzas de puesta a tierra. Debe garantizarse que bajo dicho disparo, los circuitos de reenganche automático estén bloqueados para que no pueda reengancharse automáticamente. Los elementos de medición del esquema deben tener un sobrealcance transitorio insignificante mediante el uso de impedancias de réplica neutrales y de línea continuamente ajustables y bien diseñadas. Además, las unidades de medición deben ser continuamente ajustables dentro de un rango de 45^o - 75^o.

El esquema de protección se completará con el dispositivo de bloqueo de falla del fusible PT. También se requerirá un relé de bloqueo fuera de paso, que se incluirá en la oferta y se deberá proporcionar una descripción detallada del esquema. La protección de distancia debe ser adecuada para la operación en conjunto con el equipo portador, según el "principio de disparo inter portador". Es decir que los relés de extremo remoto deben dispararse directamente a través de los contactos del detector de fallas al recibir una señal portadora sin perder tiempo al extender primero el alcance de los relés de medición, permitiéndoles operar y luego dispararse. El esquema también debería ser adecuado para el cierre automático y / o trifásico. Los circuitos de reenganche automático deben bloquearse automáticamente cuando el esquema se dispara en las zonas II o III o cuando falla el operador. El proveedor de protección a distancia se comprometerá, coordinar con el proveedor y los proveedores de equipos de disyuntores para el funcionamiento exitoso de su esquema. Se aceptará un esquema de relé transistorizado siempre que su precisión y vida estén garantizadas en las condiciones del sitio donde la temperatura ambiente puede variar de 0^o C a + 50^o C y la humedad relativa pueden ser tan altas como 100% durante el mes del monzón.

Direccional sobre relés de corriente: Se ofrecerá una falla de tierra adecuada direccional sobre relés de corriente, que se utilizará como protección de respaldo para fallas a tierra.

3.8.10 Relés de reenganche automático para líneas de 245 kV, acoplador de bus y línea de 420 kV

El esquema de reenganche automático para líneas de 245 kV, acoplador de bus en línea de 420 kV puede instalarse en una fecha futura. Sin embargo, el licitador puede proporcionar el esquema detallado, teniendo en cuenta los siguientes requisitos:

Acoplador de bus y líneas de 245 kV: Se puede ofrecer un esquema típico de reenganche automático, que debe ser adecuado para el reenganche automático de disparo único y / o trifásico de los interruptores automáticos de chorro de aire. El esquema puede ser tal que un extremo de la línea se vuelva a cerrar después de que no haya verificación de voltaje y el otro extremo se vuelva a cerrar cuando se energice, se establezca el voltaje y después de la verificación de sincronización. Se puede hacer una provisión tal que la falla del interruptor automático bloquee el esquema de reenganche automático. El proveedor del relé puede tener que comprometerse a coordinar con el proveedor del interruptor automático para garantizar el funcionamiento satisfactorio del esquema de reenganche automático.

Línea 420 kV: Para la línea de 420 kV que está controlada por dos interruptores en el extremo de la central eléctrica, un interruptor se volverá a cerrar después de que no haya verificación de voltaje y el otro interruptor, después de que esté energizado, el voltaje establecido y después de la verificación de sincronización. Se puede hacer una provisión tal que la falla del disyuntor bloquee el esquema de reenganche automático (consulte el párrafo 3.7.7). El proveedor del relé puede tener que comprometerse a coordinar con el proveedor del interruptor automático para garantizar el funcionamiento satisfactorio del esquema de reenganche automático.

3.8.11 Bus de 420 kV - Protección de barra:

En general, esto será similar al descrito en el párrafo 3.7.5, es decir, una alta impedancia de alta velocidad, tipo de protección de dos zonas que tiene características de supervisión y supervisión separadas e independientes. Lo necesario

Se proporcionarán núcleos CT en los circuitos entrantes y salientes para la función de verificación. Un único relé zonal tendrá sus contactos en serie con los del relé de verificación independiente en los circuitos de disparo.

3.8.12 Protección contra fallas del disyuntor

Se proporcionará un tipo de protección de respaldo para las fallas del interruptor automático para todos los interruptores conectados a los buses de 245 kV y 420 kV. El esquema de protección deberá estar diseñado de tal manera que si algún interruptor automático no se dispara en caso de falla, luego de un corto tiempo de retraso, todos los interruptores automáticos conectados a la sección del bus al cual está conectado el interruptor automático defectuoso, se disparan. La falla del disyuntor también bloqueará el esquema de reenganche automático (consulte el párrafo 3.7.7). El proveedor del esquema de protección del relé se comprometerá a coordinar con el proveedor del interruptor automático para garantizar el funcionamiento satisfactorio de este esquema de protección. Se proporcionará un esquema de protección completo en todos los aspectos para este propósito.

3.8.13 Protección del alimentador de 132 kV Protección primaria: Para la protección primaria de aproximadamente 100 KM de circuito único de línea de 145 kV para el suministro de energía a la retransmisión de protección de distancia direccional de alta velocidad de 3 pasos de Himachal Pradesh, se proporcionará un esquema que emplee relés electromagnéticos conmutados tipo Mho / Reactancia. El esquema de protección podrá ofrecer con igual velocidad de operación, protección contra fallas de fase a fase, de fase a tierra y trifásica.

El esquema se completará con todos los auxiliares, indicadores de bandera, temporización, falla del fusible PT y relés de disparo. El esquema proporcionará protección de zona I de alta velocidad. La zona II y la zona III deben tener un rango de retardo de tiempo ajustable independientemente, que debe estar claramente intimado.

Protección secundaria: La protección secundaria consistirá en relés direccionales sobre falla de corriente y tierra, que deberán tener un rango de ajuste adecuado ajustable en pasos apropiados y preferiblemente iguales.

3.9 ESPECIFICACIÓN TÉCNICA TÉCNICA DEL SISTEMA PEQUEÑO DE PROTECCIÓN HIDRÁULICA DE 2 x 2 MW CON RESPALDO MANUAL

3.9.1 General

El diagrama unifilar está en la figura 3.59 y la medición y retransmisión en la figura 3.60.

Unidades generadoras síncronas de 3 x 2 MW acopladas a turbinas Pelton sincronizadas a 3.3 kV, los sistemas de excitación y control sin escobillas son digitales.

- yo) Transformadores generadores de 3 pasos de potencia nominal de 3,3 kV / 33 kV, 3,15 MVA
- ii) 2 nos. Alimentador de 33 kV
- iii) 1 no. 315 kVA, transformador de estación 3.3kV / 415V

3.9.1.1 Medición

- (una) Todos los medidores de panel deberán ser digitales con un tamaño de dígitos de al menos 2 cm, con una clase de precisión de pantalla LED de al menos tres dígitos y medio de 1.0. (si)

Los medidores de energía en alimentadores y generadores deberán ser medidores trivectores basados en microprocesador de la clase apropiada.

3.9.1.2 Relés de protección

- yo. Cada generador y transformador generador deberá contar con un relé digital multifunción que incorpore todas las funciones de protección, mediciones y características de registro de datos de fallas.
- ii. Los generadores y los transformadores del generador deben tener protección de respaldo adicional utilizando relés estáticos.
- iii) Se proporcionarán relés digitales para la protección del alimentador y el transformador de estación.

3.9.1.3 Protección

Los paneles de relés de protección para las unidades generadoras y los transformadores generadores de 3.3 / 33 kV deben usar relés basados en microprocesadores (digitales) y estáticos (analógicos) como se describe en Protección del generador. El alimentador de 33 kV se protegerá con un relé digital basado en microprocesador como se describe en la protección de línea de 33 kV que se incluye a continuación. Los relés de protección para otros equipos deben ser de tipo digital. Los detalles de los requisitos de protección se muestran en el dibujo No. 3.9.2.

3.9.1.3 Detalles de protección y medición

Los requisitos de medición y protección / medición y la función realizada por varios relés se explican en los siguientes dibujos provisionales:

- | | |
|--------------|--|
| Figura 3.59: | Diagrama de una sola línea |
| Figura 3.60: | Medición y retransmisión del diagrama unifilar |



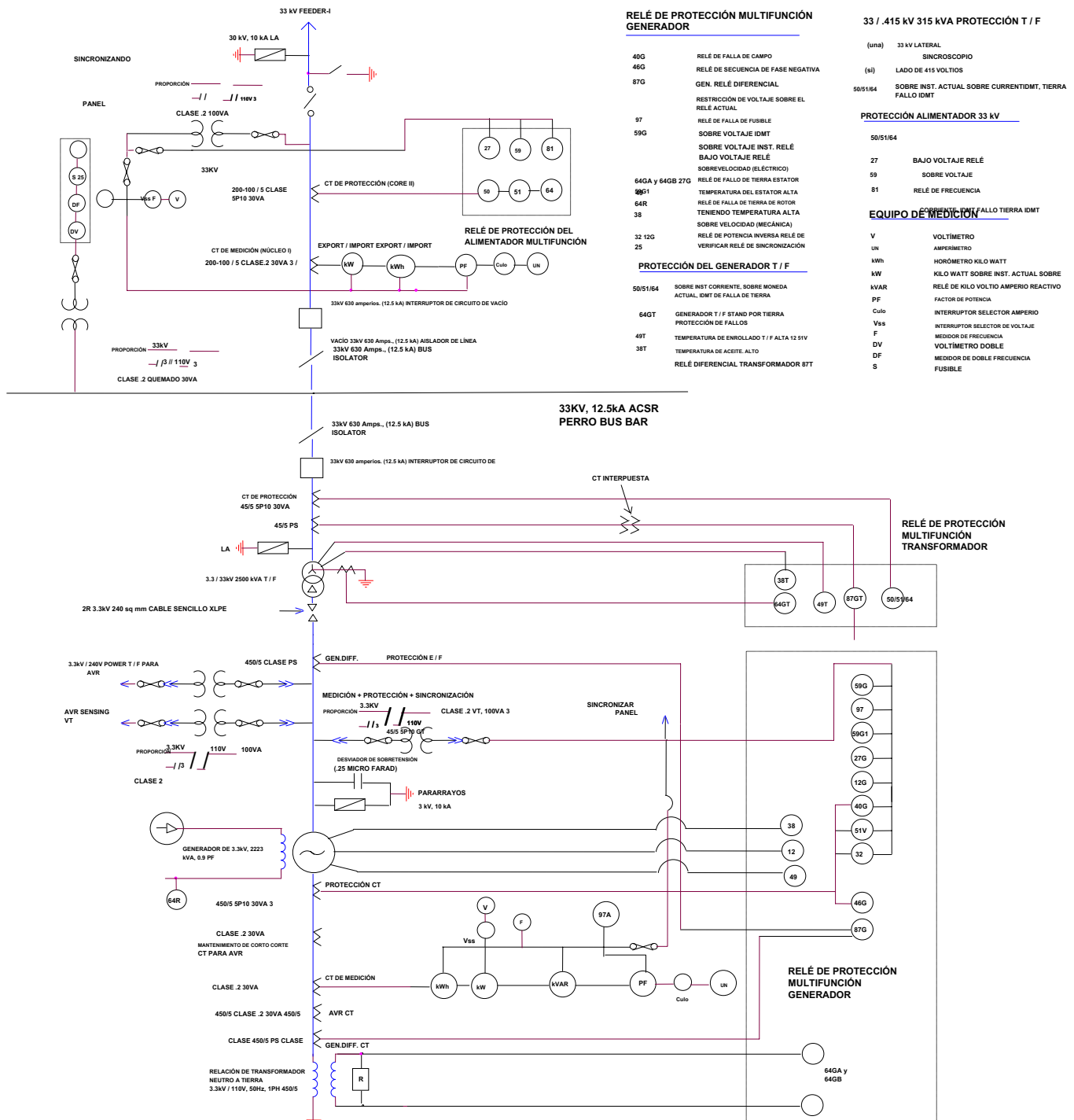


Figura 3.60: 3 x 2000 kW SHP: diagrama de línea única de medición y retransmisión
(Proyecto AHEC)

Todos los relés de protección estarán alojados en la sala de control de la planta de energía. Las ubicaciones provisionales de los CT y PT alojados en el terminal del generador (GT) y el cubículo de puesta a tierra neutral (NG) para la protección y la medición.

Los planos finales para la protección y la medición serán presentados por el contratista y estarán sujetos a la aprobación del comprador.

Todos los transformadores de corriente y voltaje requeridos para el sistema de protección de la unidad deben tener cargas VA adecuadas, voltaje de punto de rodilla, factor de saturación y características adecuadas para la aplicación. Características especiales del sistema de protección propuesto

- yo. El sistema de protección se basará en la última tecnología y el oferente debe garantizar el suministro de repuestos durante al menos 10 años. Además, el oferente debe tener un rango de fabricante del sistema ofrecido.
- ii. Amplios rangos de ajuste con pasos de ajuste finos para cada protección estarán disponibles.
- iii) El sistema ofrecido deberá tener un historial comprobado de desempeño satisfactorio durante al menos 2 años y en dos centrales eléctricas.
- iv. Los relés de protección se alojarán preferiblemente en cajas extraíbles con acabado tropical.
- v. Los relés de disparo comunes (cada uno para funciones similares) se proporcionarán con dispositivos de bloqueo. Todos estos relés deberán tener contactos libres potenciales para fines de disparo y alarma y un indicador de tipo de restablecimiento manual externo. Protección de generador y transformador

Se proporcionará un relé de protección numérico integrado que incorpore las siguientes funciones para cada generador.

3.9.2 Generador

- yo. Generador diferencial (corriente circulante de alta impedancia (87 G)
- ii. Secuencia de fase negativa (46G)
- iii) Protección de potencia inversa del generador (32)
- iv. Voltaje restringido sobre la protección actual (51V)
- v. Protección de falla a tierra del estator (64S)
- vi. Protección contra la pérdida de excitación (40)
- vii. Protección contra sobre frecuencia (81)
- viii. Protección de falla a tierra del rotor (64R)
- ix. Protección contra sobretensión (59)
- X. Relé de exceso de velocidad - Mecánico y eléctrico (12)

3.9.3 Transformador

- yo. Protección diferencial del transformador del generador (87GT)
- ii. Generador T / F contra sobrecorriente y protección de falla a tierra con elemento instantáneo de alto ajuste (50, 64)
- iii) Generador T / F en espera por protección de falla a tierra (64 GT)
- iv. Mediciones
- v. Secuencia de grabación de eventos
- vi. Grabación de perturbaciones
- vii. Autodiagnóstico y supervisión

Además, se proporcionarán los siguientes relés de protección estáticos (analógicos):

- yo. IDMT sobre relé de corriente (51)
- ii. Protección de falla a tierra del estator (64G)
- iii) Protección de falla a tierra en espera del transformador del generador (64 GT)
- iv. Verificar el relé de sincronización (25)

El oferente puede proponer protección adicional como una opción.

La siguiente protección provista en los transformadores del generador también se integrará con la protección principal descrita anteriormente:

- yo. Indicador de temperatura del aceite con alarma.

- ii. Relé Bucholtz con alarma y control de disparo.
- iii) Indicador de temperatura del devanado con alarma y control de disparo.
- iv. Indicador de aceite con alarma de nivel bajo Se deben

proporcionar las siguientes protecciones mecánicas:

- a. Detectores de temperatura de resistencia (pt. -100) en el núcleo del estator (12 no.) Y en los cojinetes para indicación, alarma y grabación. Los RTD deben ser proporcionados por proveedores de generadores.
- si. Rodamiento de turbina y generador, temperaturas de metal y aceite - alarma / apagado
- C. Presión de aceite del gobernador baja para bloquear el arranque y muy baja para disparos de emergencia.
- re. Exceso de velocidad para apagado normal y de emergencia dependiendo de su extensión.

Nota: Aunque el generador debe estar sincronizado a 33 kV, la protección de desplazamiento neutral debe proporcionarse a través de un transformador de puesta a tierra neutral de 5 kVA con una relación de

3.3 / $\sqrt{33\text{ kV}}$ / 110 / $\sqrt{3\text{ V}}$ voltios (las clasificaciones son provisionales y están sujetas a confirmación). Habrá un provisión en el relé para la clasificación del tiempo para evitar la operación de la función del relé en la falla del bus de 33 kV. Las clasificaciones de este transformador son provisionales; El oferente deberá presentar cálculos detallados.

3.9.4 Protección de línea de 33 kV

En la línea de 33 kV se proporcionará un relé direccional numérico inverso sobre corriente y falla a tierra y sobre / bajo voltaje y frecuencia de relé con unidad de ajuste alto.

Referencias

- (1) DEWEY, CG y MODGES, ME: "Retransmisión de comparación de fases transistorizadas". Principios y Circuito, AIEE trans., Aparato y Sistema de Potencia, vol. 79, pp. 373-381, agosto de 1960. Especificación No. 25 BLD - Proyecto Beas Unidad -1 Dehar Power Plant - Julio de 1971. (2)
- OD THAPAR - Protección eléctrica de grandes generadores hidroeléctricos (Power Engineer, Vol. 11, No. 1, PP. 12-17. 1961. (3)
- SUTTON HOWARD J. : "La aplicación de la retransmisión en un sistema EHV" IEEE Trans. En Aparatos y sistemas de potencia. Vol. 86, págs. 408-415. Abril de 1967. (4)
- INFORME DEL COMITÉ, "Retransmisión de la piedra clave Sistemas de 500 kV". Transacción IEEE sobre Aparatos y Sistemas de Potencia, vol. 87, págs. 1434-1439, junio de 1968. (5)
- Informe del Comité sobre "Criterios de diseño de la subestación de aire acondicionado de 500 kV - Resumen de prácticas de la industria". Transacción IEEE sobre Aparatos y Sistemas de Potencia, junio de 1969. (6)
- HALL, JE & SHACKSHAFT, G. : "Desarrollo en las características de estabilidad del sistema de potencia de Inglaterra y Gales". 32-05, CIGRE, sesión, 24 de agosto-2 de septiembre de 1970. (7)
- HINMAN, WI: "Transmisión de falla de interruptor". Presentado a 23^{ra} Conferencia anual para ingenieros de protección de relés, Universidad de Impuestos A & M, College Station, Impuestos del 20 al 22 de abril de 1970. (8)
- CORCORAN, DR. JCW; GUPTA, DR. S. y PAL, Dr. MK en COLABORACIÓN CON GRADO, DR. VP y THAPAR, OD: "Estudios del sistema para determinar las características de excitación de los generadores de Dehar". Informe de Ingeniería No. PSD 884/2 de junio de 1971, Departamento de Sistemas de Potencia English Electric Power Transmission Ltd., Stafford, Inglaterra. (9)
- EDWARD, LEO; CHADWICK, JW; REISCH HA y SMITH, LE: "Conmutación de un solo polo en el paraíso de TVA- Línea Davidson 500 kV - Conceptos de diseño y resultados de prueba de falla por etapas". TP IEEE Winter Power Meeting, Nueva York, 31 de enero, 5 de febrero de 1971. (10)
- THAPAR OD - 'Retransmisión para el sistema EHV; Actas de investigación Diseño; Junta Central de Riego y Energía de junio de 1972. (11)
- Junta Central de Riego y Energía -1987 - Manual de Transformadores (12)
- IEEE std. C37. 102 - 1995 - Guía IEEE para la protección del generador de CA (13)
- Norma IEEE 242-2001 Capítulo 11 Protección del transformador (14)
- IS: 4722-2001: máquina eléctrica giratoria (15)
- Aplicación PTDEA de Siemens del relé de protección SIPROTEC - 2005 (16)
- Centro Alternativo de Energía Hidroeléctrica "Estándares de Calidad Microhidroeléctrica" - 2005 (17)
- IS: 2026 - Transformador de potencia Parte - 1: General; Parte 2, aumento de temperatura Parte 3; Nivel de aislamiento y pruebas dieléctricas (18)
- IEC 1116: estándar para equipos E&M para pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta 3 MW (19)
- English Electric - Guía de aplicación del relé de protección (libro) (20)
- Informes y especificaciones de proyectos hidroeléctricos (21)
- Normas AHEC / MNRE / SHP / E & M Works - Pautas para el monitoreo, control, protección y automatización de SHP (22)
- www.areva-ted.com
- (23) www.govconsys.com/woodwar_protective-relays.htm
- (24) ES; Normas y guías de IEEE e IEC como se menciona en el borrador. (25)
- IEC-60255 (Parte 1 a la parte 23) - Relés eléctricos