



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN**

**"PROTECCIONES PARA UN GENERADOR ELÉCTRICO GE
CON CAPACIDAD DE 18 KV, UTILIZANDO EL RELEVADOR
MULTIFUNCIÓN M3425"**

**TESIS
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
PRESENTA:**

JUAN JOSÉ ALVARADO MANDUJANO

ASESOR: ING. BENITO BARRANCO CASTELLANOS



San Juan de Aragón, Estado de México, Octubre de 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**PROTECCIONES PARA UN GENERADOR ELÉCTRICO GE CON CAPACIDAD DE
18 KV, UTILIZANDO EL RELEVADOR MULTIFUNCIÓN M3425**

Indice	I
Objetivo	II
Introducción	III
Capitulo I Conceptos Básicos	1
1.1 Generador síncrono	1
1.2 Voltaje interno generado por un generador síncrono	3
1.3 Efectos de los cambios de carga sobre un generador síncrono que opera solo	5
1.4 Relación de frecuencia y Reactancia	9
1.5 Conexión de generadores a un sistema de potencia	11
1.6 Modelo de corto circuito del generador sincrónico	12
1.7 Valores en % y en por unidad	15
1.7.1 Equipo Básico para proteger los Generadores Eléctricos	17
1.7.2 Transformadores de Corriente (TC).	17
1.8 Conexión de Transformador de corriente conexión estrella	19
Capitulo II Protecciones del Generador Eléctrico	27
2.1 Antecedentes	27
2.2 Filosofía de Protecciones	28
2.2.1 Nomenclatura de las Protecciones	28
2.2.2 Protección de fallas de fases del estator del generador (87g)	29
2.2.3 Consideraciones generales	29
2.2.4 Tipos de esquemas diferenciales	31
2.2.5 Diferencial total	32
2.3 Falla de interruptor de generador (87GI)	34
2.3.1 Lógica de falla de interruptor del generador	35
2.3.2 Coordinación del tiempo de falla de interruptor	37
2.4 Protección contra frecuencia anormal (81G)	39
2.4.1 Operación a frecuencia anormal de plantas generadoras de vapor	42
2.4.2 Protección de tierra en el campo (64 f)	44
2.4.3 Protección de sobreexcitación y sobretensión (24 V/HZ)	46
2.4.4 Protección de desbalance de corriente (secuencia negativa) (46 G)	48
2.4.5 Energización inadvertida del generador (50/27G-EA)	57
Capitulo III Esquema lógico de protecciones	61
3.1 Disparos y protecciones	61
3.2 Ventajas de los relevadores Digitales	67
3.3 Protecciones	69
3.3.1 Protección de respaldo del Generador (21G)	69
3.3.2 Protección contra sobreexcitación del Generador(24G)	72
3.3.3 Protección contra bajo voltaje en el Generador (27G)	72
3.3.4 Protección contra potencia inversa del Generador (32G)	75
3.3.5 Protección contra pérdida de excitación del Generador (40G)	76
3.3.6 Protección contra sobre corriente de secuencia negativa (46G)	77
3.3.7 Protección contra energización inadvertida del generador (50/27G)	78
3.3.8 Protección contra Sobrevoltaje del Generador (59G)	80
3.3.9 Protección contra falla a tierra del devanado del Estator del Generador (64G) cubriendo el 95% del devanado	80
3.3.10 Protección contra Desbalance de voltaje en el Generador (60G)	81
3.3.11 Protección contra falla a tierra del campo del Generador (64F)	81
3.3.12 Protección contra sobre y baja Frecuencia del Generador (81 OG/UG)	81
3.3.13 Protección Diferencial del Generador (87G)	82
3.3.14 Protección diferencial Generador-Interruptor Generador (87GI)	83

**PROTECCIONES PARA UN GENERADOR ELÉCTRICO GE CON CAPACIDAD DE
18 KV, UTILIZANDO EL RELEVADOR MULTIFUNCIÓN M3425**

Anexo I	84
Conclusiones	100
Glosario	101
Bibliografía	110

Objetivo.

Complementar los conocimientos adquiridos en la carrera de ingeniería mecánica eléctrica, relacionando los conceptos básicos de los generadores eléctricos síncronos los cuales se aplican en un generador eléctrico GE con capacidad de 18 kv, utilizando el relevador multifunción M3425 aplicados en la industria, ya que tales protecciones son de suma importancia para que los generadores eléctricos no sufran daños excesivos.

Justificación de Tesis

La presente tesis hace mención a las protecciones para los generadores Eléctricos de 197 MVA y 18KV GE utilizados en el proyecto Repotenciación de la Central Termoeléctrica Manzanillo 1 Unidad 1 y 2

El objetivo de la repotenciación de la Central Termoeléctrica Manzanillo 1 Unidad 1 y Unidad 2 es que tenga la capacidad neta garantizada en Ciclo abierto de un módulo de 468.7 MV a Condiciones de verano y una capacidad neta garantizada por módulo de 468.7 MV considerando como combustible principal el gas natural.

Introducción

El progreso de los países exige el incremento y la modernización en su industria, la demanda constante de energía que alimenta a estos de usuarios requieren por tal motivo un aumento en la generación eléctrica, en las líneas de transmisión y subestaciones de distribución. Este incremento en la demanda de energía eléctrica hace necesario un sistema de control y protección que cumpla con la función principal de provocar la desconexión automática del incremento del sistema que haya sufrido una falla o un régimen anormal de operación, con el objetivo de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del sistema. Una segunda función del sistema de protección es dar información al personal sobre el tipo y la localización de la falla que ha ocurrido, con el objetivo de eliminar dicha falla.

La presente tesis hace mención a las protecciones para los generadores Eléctricos de 18KV GE utilizados en el proyecto repotenciación de la Central Termoeléctrica Manzanillo 1 Unidad 1 y 2.

La protección de generadores sincrónicos incluye la consideración de las condiciones de operación anormal más dañinas que la protección de cualquier otro elemento del sistema de potencia. Un generador protegido adecuadamente requiere, la protección automática contra condiciones anormales dañinas. Es inconveniente al proporcionar algunas de las protecciones no es tanto que puedan operar inadecuadamente o remover el generador de servicio innecesariamente, sino que fallen al operar cuando deben. Este temor de aplicar la protección adecuada puede ser reducido considerablemente entendiéndose la necesidad de tales protecciones y como aplicarlas a un generador dado. Un disparo innecesario del generador es indeseable, pero las consecuencias de no dispararlo y dañar la máquina son terribles. Para la empresa, el costo de dicho evento no es únicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino el costo substancial de comprar energía de reemplazo durante el periodo en que la unidad está fuera de servicio. En sitios atendidos, un operador atento y

experimentado, puede algunas veces evitar remover el generador de servicio corrigiendo la condición anormal. Sin embargo, en la gran mayoría de los casos, el evento ocurrirá tan rápidamente para la reacción del operador, que se requiere la detección y aislamiento automático. Se reconoce que los operadores también cometen errores y crean condiciones anormales que requieren el disparo para evitar daños.

La energización inadvertida y la sobreexcitación son ejemplos de tales eventos. Los procedimientos de operación no son un sustituto para la protección automática adecuada.

El **capítulo uno** describe el trabajo eléctrico de los generadores síncronos y como son conectados al sistema. Se describe la operación del generador bajo condiciones de corto circuito y las prácticas de puesta a tierra.

En el **capítulo dos** se describe la aplicación de relevadores de protección para lo cual, la protección debe ser confiable: la confiabilidad de un sistema se refiere al grado de certeza de operación correcta que ofrece un elemento o sistema. Es decir, que cumpla satisfactoriamente la función para la cual fue destinado.

El **capítulo tres** se refiere al esquema lógico de protecciones, tomando como ejemplo la repotenciación de la Central Termoeléctrica Manzanillo I Unidad 1 y Unidad 2, con mediciones hechas en campo y el seguimiento dado por CFE.

Capítulo 1

Conceptos Básicos

1.1 Generador síncrono

Generador síncrono básico, Un generador síncrono convierte energía termomecánica en energía eléctrica. La potencia mecánica del impulsor giran la flecha del generador en el cual el campo de Corriente Continua (C.D.) está instalado. La figura 1.1 ilustra una máquina simple.

La energía del impulsor puede ser obtenida de quemar combustibles fósiles tales como carbón, petróleo o gas natural. El vapor producido gira la flecha del generador (rotor) a velocidades típicas de 1800 ó 3600 RPM. La conversión de la energía del vapor a rotación mecánica es hecha en la turbina. En plantas nucleares, el uranio, a través del proceso de fusión, es convertido en calor, el cual produce vapor. El vapor es forzado a través de la turbina de vapor para rotar la flecha del generador. La energía del impulsor puede también ser obtenida por caída o movimiento del agua. Los generadores hidroeléctricos giran más lento (alrededor de 100-300 RPM) que las turbinas de vapor.

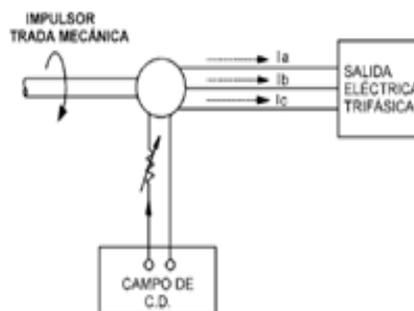


Fig. 1.1 Generador síncrono convierte energía termomecánica en energía eléctrica

Las máquinas síncronas son clasificadas en dos diseños principales — máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes. La figura 1.2 proporciona una

vista de la sección transversal de ambos tipos de construcción. Los generadores impulsados por turbinas de vapor tienen rotores cilíndricos con ranuras en las cuales son colocados los devanados de campo distribuidos. La mayoría de los rotores cilíndricos están hechos de acero forjado sólido. El número de polos es típicamente dos o cuatro.

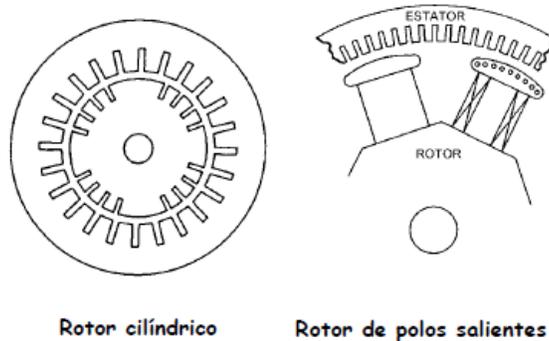


Fig. 1.2 Generador síncrono máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes

Este capítulo proporciona el soporte para explicar los capítulos posteriores. Describe el trabajo eléctrico de los generadores síncronos y cómo son conectados al sistema. También se describe la operación del generador bajo condiciones de corto circuito y las prácticas de puesta a tierra.

Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas tienen rotores de polos salientes laminados con devanados de campo concentrados y un gran número de polos. Cualquiera que sea el tipo del impulsor o diseño de la máquina, la fuente de energía usada para girar la flecha es mantenida en un nivel constante a través de un regulador de velocidad conocido como gobernador. La rotación del flujo de C.D. en el campo del generador reacciona con los devanados del estator y, debido al principio de inducción, se genera una Tensión Trifásica.

Un generador síncrono o alternador, es una máquina que convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica ac. También se le conoce como máquina generadora.

Los generadores síncronos son por definición síncronos lo cual se significa que la frecuencia eléctrica producida está entrelazada o sincronizada con la tasa mecánica de rotación del generador (es decir el número de vueltas que da el rotor)

La relación entre la tasa de giro de los campos magnéticos de la máquina y la frecuencia eléctrica del estator se expresa mediante la siguiente fórmula.

$$f_e = \frac{n_m P}{120}$$

Donde:

f_e = frecuencia eléctrica, en Hz.

n_m = velocidad mecánica del campo magnético en r/min (igual a la velocidad del rotor para las máquinas síncronas).

P = número de polos.

1.2 Voltaje interno generado por un generador síncrono

Este voltaje depende del flujo ϕ en la máquina, de la frecuencia o velocidad de rotación y la construcción de la máquina.

El voltaje E_A es el voltaje interno generado, en una fase del generador síncrono, Sin embargo no es el mismo que aparece en las terminales del generador.

Existen varios factores que ocasionan la diferencia de E_A y V_ϕ

1. La distorsión del campo magnético del entrehierro debida a la que fluye en el estator, reacción del inducido
2. La autoinductancia de las bobinas de la armadura
3. La resistencia de las bobinas en la armadura
4. El efecto de la forma de la de los polos del estator

El voltaje generado se representa por con la siguiente fórmula

$$V_\phi = E_A + E_{EST}$$

Donde

V_ϕ = Voltaje de Fase

E_A =Voltaje interno generado

E_{EST} =Voltaje estatorico.

El campo magnético es la suma de los campos magnéticos del rotor y el estator.

$$B_{net} = B_R + B_S$$

B_{net} =campo magnético neto.

B_R =campo magnético de rotor.

B_S =campo magnético de estator.

Se puede modelar los efectos de la reacción de inducido en el voltaje de fase.

El voltaje E_{est} es directamente proporcional a la corriente I_A . Si X es una constante de proporcionalidad, el voltaje de reacción del inducido puede expresarse como.

$$E_{est} = E_A - jXI_A$$

El voltaje de una fase es entonces.

$$V_\phi = E_A + jXI_A$$

Además de los efectos de la reacción del inducido, los devanados del estator tiene una autoinductancia y una resistencia. Si llamamos L_A inductancia del estator y X_A a su correspondiente reactancia, mientras que la resistencia del estator es llamada R_A la diferencia total entre E_A y V_ϕ esta dada por.

$$V_\phi = E_A - jXI_A - jX_A I_A - R_A I_A$$

Los efectos de la reacción del inducido y la autoinductancia de la maquina son representados por reactancias y es costumbres combinarlas en una sola llamada

reactancia síncrona de la maquina.

$$V_{\phi} = E_A - jX_S I_A - R_A I_A$$

Se puede esquematzar el circuito equivalente de un generador síncrono trifásico.

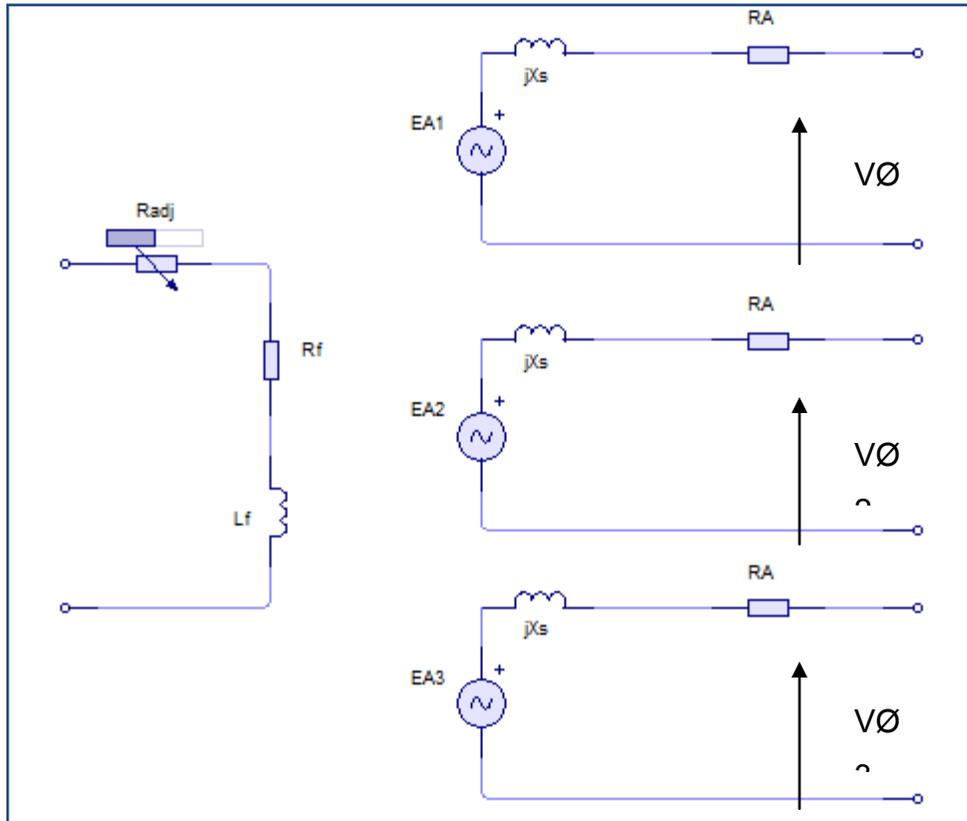


Fig. 1.3 el circuito equivalente de un generador síncrono trifásico

1.3 Efectos de los cambios de carga sobre un generador síncrono que opera solo

Para explicar la característica de operación de un generador síncrono cuando se encuentra funcionando solo, es preciso examinar un generador alimentando una carga.

Un incremento de carga es un incremento en la potencia real o la reactiva suministrada por el generador. Tal incremento de carga aumenta la corriente tomada del generador. Debido a que no se ha incrementado la resistencia de campo, la corriente de campo es constante y por tanto, el flujo es constante.

Puesto que el motor primario mantiene constante su velocidad la magnitud del voltaje interno generado $E_A = V_\phi K \phi \omega$ es constante.

Si se adicionan cargas en atraso (+Q o cargas de potencia reactiva inductiva) al generador, V_ϕ y el voltaje en las terminales decrecen significativamente.

Si se adicionan cargas de factor de potencia unitario (cargas no reactivas) al generador, se presenta una ligera disminución en el V_ϕ y en el voltaje de las terminales.

en la fig. 1.4 se observa que si se adiciona al generador cargas con factor de potencia en adelante (-Q o cargas de potencia reactiva capacitiva), V_ϕ y el voltaje en las terminales se incrementa

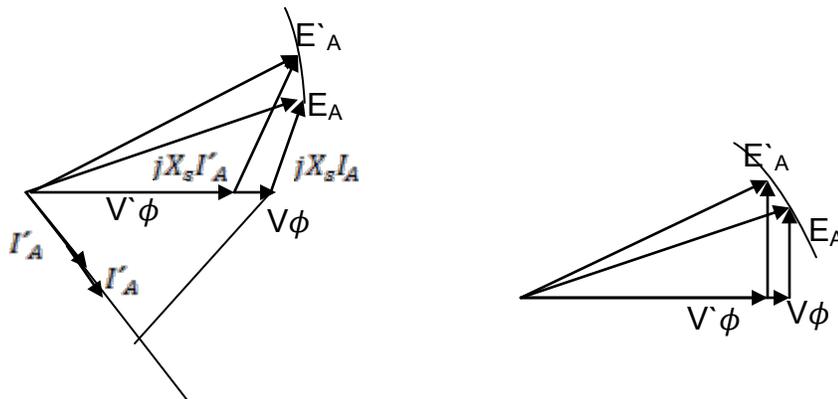


Fig. 1.4 cargas con factor de potencia en adelante (-Q o cargas de potencia reactiva capacitiva), V_ϕ y el voltaje en las terminales se incrementa

Curvas de capacidad del generador síncrono. El límite de calentamiento del rotor y del estator, junto con cualquier limitante externa al generador, pueden ser expresados en forma grafica por un diagrama de capacidad.

Un diagrama de capacidad en un diagrama de capacidad es un dibujo de potencia compleja $S = P + jQ$ derivado del diagrama fasorial del generador, suponiendo que V_ϕ es constante en el voltaje nominal de la maquina.

En la figura 1.5 se muestra el diagrama fasorial de un generador síncrono que opera a un factor de potencia en atraso y voltaje nominal. Se dibuja un conjunto de ejes ortogonales sobre el diagrama con su origen en el extremo de V y unidades de volts. En este diagrama, el segmento vertical AB tiene una longitud $X_S I_A \cos \theta$ y el segmento horizontal OA tiene una longitud $X_S I_A \sin \theta$.

La potencia real de la salida del generador está dada por.

$$P = 3V_0 I_A \cos \theta$$

La potencia reactiva de salida está dada por.

$$Q = 3V_0 I_A \sin \theta$$

La potencia aparente está dada por.

$$S = 3V_0 I_A$$

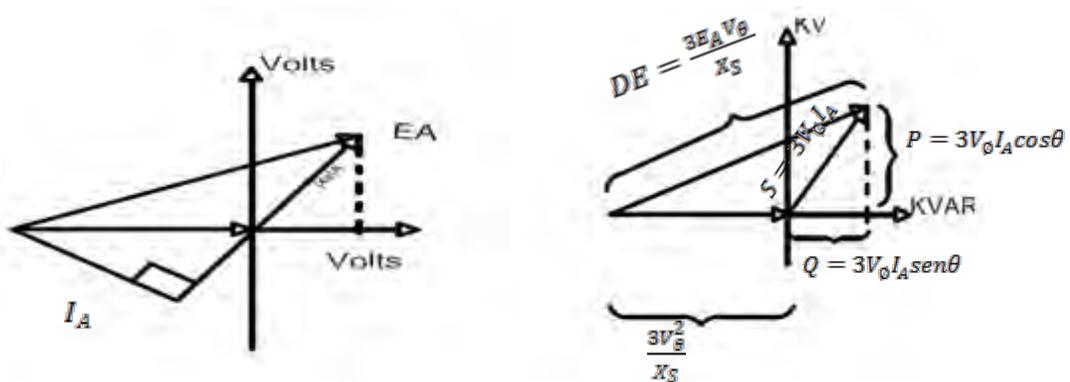


Fig. 1.5 se muestra el diagrama fasorial de un generador síncrono que opera a un factor de potencia en atraso y voltaje nominal

La corriente del inducido de I_A es la proporcional a $X_S I_A$ y, la longitud correspondiente a $X_S I_A$ sobre el diagrama de potencia $3V_0 I_A$.

La curva de capacidad del generador síncrono se muestra en la siguiente figura. Es un dibujo de P contra Q, en que la potencia real P esta sobre el eje horizontal y la potencia reactiva Q sobre el eje vertical. Las líneas de corriente de inducido I_A constante aparecen como líneas de $S = 3V_\phi I_A$ las cuales son círculos concéntricos alrededor del origen. Las líneas de corriente de campo constante corresponden a líneas constantes, las cuales se muestran como círculos de magnitud $3E_A V_\phi / X_S$ centrados en el punto.. El límite de la corriente del inducido a parece como el círculo correspondiente a la corriente nominal o a los kilovolt amperes, y el límite de la corriente de campo aparece como el círculo correspondiente a I_F o en E_A nominales. Cualquier punto situado entre ambos círculos es un punto de segura para el generador.

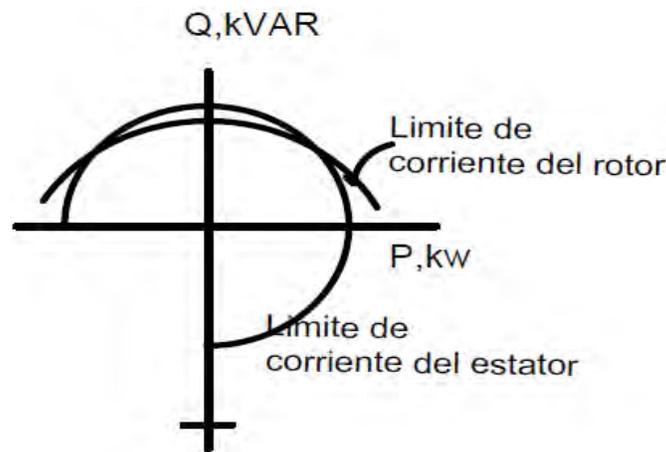


Fig. 1.6 Curva de capacidad del Generador.

Regulación de voltaje. Una manera conveniente de comparar el comportamiento de los voltajes de dos Generadores es mediante su regulación de voltaje (VR) del generador se define por la siguiente ecuación.

$$VR = \frac{V_{nl} - V_{fl}}{V_{fl}} \times 100\%$$

Donde:

V_{nl} Es el voltaje generado en vacío.

V_{fl} Es el voltaje a plena carga.

Un generador síncrono que opera con factor de potencia en atraso tiene una regulación de voltaje positiva muy grande; si opera a factor de potencia unitario, tiene una regulación de potencia pequeña, y si opera a factor de potencia en adelanto tiene, con frecuencia, regulación de voltaje negativa.

Normalmente se desea conservar constante el voltaje que se suministra a la carga aunque la carga en sí varíe, para lograr que el voltaje sea constante se debe variar el flujo de la máquina, puesto que la frecuencia debe de ser constante en un sistema normal.

Por ejemplo, si se adiciona una carga en atraso al generador, el voltaje en los terminales caerá. Para restablecer a su nivel previo, se disminuye la resistencia R_F . Si R_F decrece, la corriente de campo se incrementa.

Un incremento en I_F eleva el flujo, que a su vez incrementa a E_A , un incremento en E_A eleva los voltajes de fase y los de los terminales del generador. Esta idea se puede resumir de la siguiente manera.

1. Disminuye la resistencia del campo del generador se incrementa su corriente de campo.
2. Un incremento en la corriente de campo incrementa el flujo en la máquina.
3. Un incremento en el flujo incrementa el voltaje interno generado $E_A = V_\phi K \phi \omega$.
4. Un incremento en E_A incrementa V_ϕ y el voltaje de los terminales.

1.4 Relación de frecuencia y Reactancia

Reactancia Inductiva. En un circuito inductivo de c-d, la inductancia afecta la intensidad de la corriente, pero solo cuando esta tiene un valor variable. Cuando se energiza un circuito de c-d la inductancia se opone al aumento de la corriente, cuando el circuito se desenergiza, la inductancia se opone a la reducción de la

corriente. Sin embargo, una corriente directa de intensidad constante solo encuentra la posición de la resistencia del circuito.

En un circuito inductivo de c-a, la corriente varía continuamente, y por lo tanto, agrega continuamente una fuerza electromotriz por autoinducción. Puesto que esta fuerza electromotriz inducida se opone a los cambios continuos de la intensidad de la corriente alterna, se conoce con el nombre de reactancia inductiva y se representa mediante el símbolo X_L .

La corriente que pasa en un circuito que contiene solamente reactancia inductiva es:

$$I = \frac{E}{X_L}$$

En donde:

I = corriente eficaz en amperes

E = voltaje eficaz aplicado a la reactancia, en volts

X_L = reactancia inductiva en ohms

El valor de la reactancia inductiva en cualquier circuito depende de la inductancia de dicho circuito y de la velocidad a la que cambie la corriente. La velocidad de cambio de la corriente depende de la frecuencia del voltaje aplicado. La reactancia inductiva en ohms, se puede calcular mediante la fórmula:

$$X_L = 2\pi fL$$

En donde

$\pi = 3.14$

f = frecuencia en Hertz

L = inductancia en henrios

Reactancia Capacitiva. La reactancia capacitiva es la oposición al paso de la corriente que ofrece un capacitor o cualquier circuito capacitivo. La corriente que pasa por un circuito capacitivo es directamente proporcional a la capacitancia y a la velocidad a la que cambie el voltaje aplicado. La velocidad está determinada por la frecuencia de la fuente. En consecuencia si la frecuencia o la capacitancia de un circuito dado aumenta, también aumentará el paso de la corriente. Esto equivale a decir que si la frecuencia o la capacitancia se incrementa, se reduce la oposición al paso de la corriente. Esto equivale a decir que si la frecuencia o la capacitancia se incrementa, se reduce la oposición al paso de la corriente. Por lo tanto la reactancia capacitiva que es la oposición al paso de la corriente, es inversamente proporcional a la frecuencia y a la capacitancia. La reactancia capacitiva X_C , se mide en ohms, al igual que la resistencia y la reactancia inductiva y se puede calcular por medio de la fórmula:

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C}$$

En donde.

f = frecuencia en Hertz

C = capacitancia en Farads

1.5 Conexión de generadores a un sistema de potencia

Existen dos métodos básicos principales usados en la industria para conectar generadores al sistema de potencia. Estos son conexiones directa y unitaria.

Conexión directa: La figura 1.7 A muestra el diagrama unifilar para una conexión directa de un generador a un sistema de potencia. Los generadores son conectados directamente al bus de cargas sin transformación de tensión de por medio. Este tipo de conexión es un método recientemente usado en la industria para la conexión de generadores de tamaño pequeño.

Conexión unitaria: La figura 1.7 B muestra el diagrama unifilar para un generador en conexión unitaria. El generador es conectado al sistema de potencia a través de un transformador del evador dedicado. La carga auxiliar del generador es suministrada desde un transformador reductor conectado a las terminales del generador. La mayoría de los generadores grandes son conectados al sistema de potencia de esta manera, usando un transformador del evador principal con conexión estrella-delta. Al tener la generación conectada a un sistema delta, las corrientes de falla a tierra pueden ser dramáticamente reducidas usando puesta a tierra de alta impedancia.

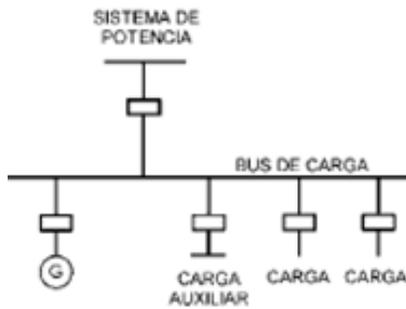


Fig. 1.7 A, diagrama unifilar para una conexión directa de un generador a un sistema de potencia.

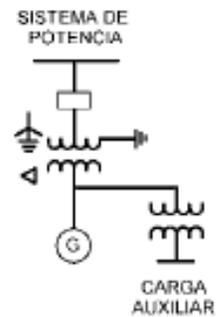


Fig. 1.7 B, el diagrama unifilar para un generador en conexión unitaria.

1.6 Modelo de corto circuito del generador sincrónico

El circuito eléctrico equivalente de un generador sincrónico es una tensión interna en serie con una impedancia. La componente de resistencia de la impedancia del generador es pequeña comparada con la reactancia y es usualmente despreciada para cálculos de corriente de falla. Las siguientes Figuras 1.6 y 1.7, muestran la representación de componentes simétricas de un generador. El análisis de componentes simétricas es una herramienta matemática importante para calcular las corrientes y tensiones del generador bajo condiciones de desbalance.

Secuencia positiva (X_1): Se us an t res valores diferentes de reactancia de secuencia positiva. , En el circuito equivalente de secuencia positiva, X''_d es la reactancia subtransitoria, X'_d es la reactancia transitoria y X_d es la reactancia del generador en eje directo. Todos estos valores de eje directo son necesarios para calcular los valores de corriente de corto circuito en diferentes tiempos después de ocurrido un corto circuito.

Estos valores son proporcionados por el fabricante del generador como parte de la hoja de datos de prueba del generador.

Puesto que el valor de la reactancia subtransitoria produce el valor de corriente inicial mayor, es generalmente usado en cálculos de corto circuito para aplicación de relés.

El valor de reactancia transitoria es usado para consideraciones de estabilidad. Los valores de reactancia no saturada son usados para calcular las corrientes de falla debido a que la tensión se reduce por debajo de la saturación durante fallas cercanas a la unidad. P uesto q ue l os generadores típicos son op erados ligeramente saturados, la corriente de falla sostenida (estado estable) será menor que l a corriente de c arga m áxima, a m enos que l os reguladores de T ensión refuercen el campo durante una falla sostenida.

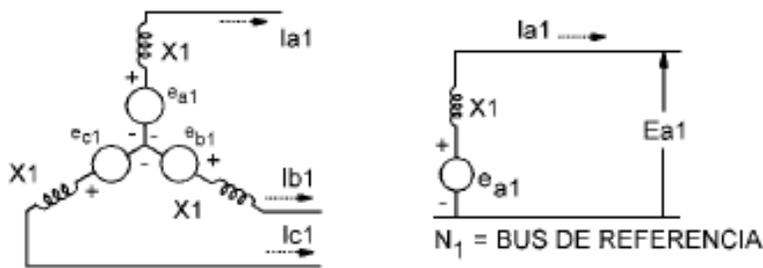


Fig. 1.8 Representación de componentes simétricas

Secuencia negativa (X_2): El flujo de corriente de secuencia negativa es de rotación de fase opuesta a través de la máquina y aparece como una componente de doble frecuencia en el rotor.

El promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo bajo los polos y entre los polos da una buena aproximación de la reactancia de secuencia negativa. En una máquina de polos salientes, la secuencia negativa es el promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo y eje en cuadratura [$X_2 = (X''_d + X''_q) / 2$], pero en una máquina con rotor cilíndrico, $X_2 = X''_d$.

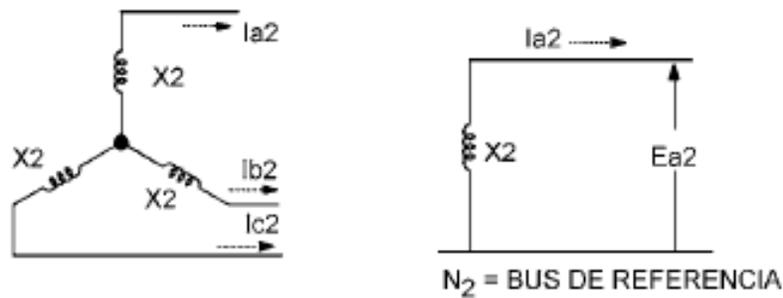


Fig. 1.9 flujo de corriente de secuencia negativa.

Secuencia cero (X_0): La reactancia de secuencia cero es menor que los valores de secuencia positiva y negativa. Debido a los altos valores de corriente de falla a tierra disponibles para una máquina sólidamente puesta a tierra, una impedancia (reactancia o resistencia) es casi siempre insertada en la trayectoria de puesta a tierra del neutro, excepto en generadores muy pequeños donde el costo de proporcionar tales puestas a tierra en relación a los costos de la máquina son significativos.

Como se estableció previamente, la resistencia del devanado del estator es generalmente lo suficientemente pequeña para ser despreciada en los cálculos de corto circuito. Esta resistencia, sin embargo, es importante en la determinación de las constantes de tiempo de C. D. de una corriente de corto circuito así métrica. Para calcular fallas o condiciones de generación anormales desbalanceadas, las redes de secuencia positiva, negativa y cero son interconectadas. Para las

condiciones de falla más comunes, éstas son conectadas como se muestra en la figura 1.10

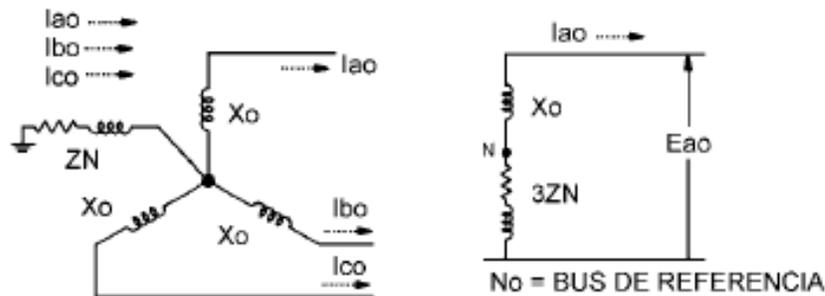


Fig. 1.10 reactancia de secuencia cero es menor que los valores de secuencia positiva y negativa

1.7 Valores en % y en por unidad

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales operan con redes donde la unidad de voltaje es la más común es el KILOVOLT (KV) y en donde se manejan valores de potencia de potencia, tales como el KILOVOLTAMPERE(KVA).

Estas cantidades junto con las corrientes y de impedancia, se expresan en forma común en por unidad (pu) o en porciento para simplificar notaciones y cálculos, en especial cuando en un mismo sistema eléctrico se manejan distintos niveles de voltaje y distintos valores de potencia en los equipos.

Definiciones de cantidades en por unidad y en porciento. “Una cantidad en porciento es 100 veces una cantidad en por unidad”. Ambas son usadas a conveniencia o como selección de facilidad en su uso por cada persona.

Un valor en por unidad es la relación de esta cantidad en un valor denominado como base. El resultado se expresa como una cantidad adimensional. Los valores reales, tales como voltaje (V), corriente (I), potencia (P), potencia reactiva (Q), reactancia (X) e impedancia (Z), se pueden expresar en por unidad o en porciento de acuerdo a las siguientes relaciones.

$$\text{Cantidad} = \frac{\text{Cantidad Real}}{\text{Cantidad Base}}$$

$$\text{Cantidad} = (\text{Cantidad en por unidad}) \times 100$$

Donde la “Cantidad Base” es un valor escalar o complejo, expresado en las mismas unidades de la “Cantidad Real”, tales como volts, amperes, ohms, etc., por lo tanto, las cantidades en por unidad son cantidades adimensionales.

Algunas de las ventajas de las cantidades en por unidad y en por ciento.

Algunas de las ventajas de usar cantidades en por unidad o en por ciento son:

1. Su representación resulta ser una forma más directa de comparar datos, ya que las magnitudes relativas se pueden comparar directamente.
2. El valor en por unidad para un transformador es el mismo, ya sea que se refiera al lado primario o al lado secundario.
3. La impedancia en por unidad de un transformador en un sistema trifásico, es la misma, independiente del tipo de conexión que tenga (delta-estrella, delta-delta, etc.)
4. El método en por unidad, es independiente de los cambios de voltaje y de los desfases.
5. Los fabricantes de equipos eléctricos, por lo general, especifican la impedancia en por unidad o en por ciento a la base de sus datos de la placa (potencia KVA, voltaje en KV) por lo que estos valores se pueden usar directamente en sus propias bases.
6. Los valores en por unidad de impedancias de los equipos caen dentro de una banda muy estrecha, en tanto que los valores en Ohms lo hacen en un grupo muy amplio. Por esta razón, es más frecuente encontrar valores característicos de impedancia de los equipos en por unidad.

Para referir los valores de impedancias a valores en por unidad se tiene entonces.

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b} = \frac{Z(\Omega)MVA_b}{(KV_b)^2}$$

1.7.1 Equipo básico para proteger los generadores eléctricos

1. Un equipo de protección está integrado por tres elementos principales que son:

Transformadores de instrumentos

- a) **Transformadores de corriente (T.C)** Tiene como función aislar de la alta tensión y reducir la magnitud de la corriente en función de su relación de transformación.
 - b) **Transformador de potencial.** Tiene como función reducir la magnitud del voltaje de alta tensión en función de su relación de transformación a un voltaje generalmente de 120/3 V.
2. **Relevador.** Es el elemento sensor. Es el que detecta la falla y envía señal de disparo al interruptor. Se alimenta a través de los TC's y/o TP's.
 3. **Interruptor de potencia.** Tiene como función liberar la falla abriendo sus contactos principales cuando recibe la señal de disparo del relevador.
 4. **Transformadores de corriente (TC).** Función: Reducir la magnitud de la corriente en función de su relación de transformación sin alterar la frecuencia, la forma de onda ni el ángulo de fase. Y aislar de la alta tensión para poder alimentar a los relevadores en baja tensión y baja corriente. El aislamiento del TC depende de la tensión a la que se conecta. Los bornes de los TC representan como P1 Y P2 para el devanado primario, y como S1 S2 para el devanado secundario.

1.7.2 Transformadores de Corriente (TC).

El aislamiento del TC depende de la tensión a la que se conecta.

Los bornes de los TC se representa como P1 Y P2 para el devanado primario, y como S1 S2 para el devanado secundario.



Fig. 1.11 aislamiento del TC depende de la tensión a la que se conecta

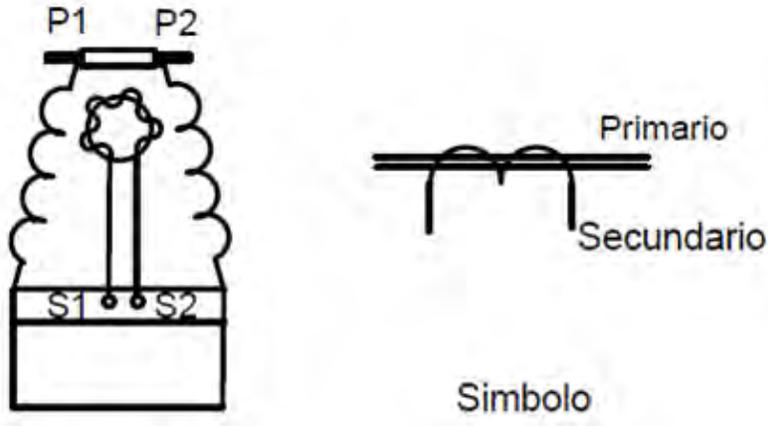


Fig 1.12 Transformador de corriente.

Relacion de Transformación (K_{TC})

Se da en funcion de la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria esta normalizada a 5 A.

$$K_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}}$$

Donde:

K_{TC} = Relacion de Transformacion.

I_{NP} = Corriente Nominal del devanado primario.

i_{NS} = Corriente nominal del devanado secundario.

Ejemplo de reacion de Transformacion. 600/5, 400/5

Se tiene un transformador de corriente con relacion de 600/5 y la corriente en el devanado primario es de 300 A.

Si circula en el primario $I_p=300$ A y la relacion es $K_{TC}= 600/5 = 120$, la corriente secundaria es:

$$i_{NS} = \frac{I_p}{K_{TC}} = \frac{300}{120} = 2.5 \text{ Amp}$$

Este es el valor de la corriente que esta circulando por le devenado secundario.

1.1.8 Conexión de Transformador de corriente conexión estrella

Tabla 1. Relacion de Transformacion Normalizada

Relacion de Transformacion		
5:5	150:5	1500:5
10:5	200:5	1600:5
15:5	250:5	2000:5
20:5	300:5	3000:5
25:5	400:5	4000:5
30:5	500:5	5000:5
40:5	600:5	6000:5
50:5	800:5	8000:5
75:5	1000:5	1200:5
100:5	1200:5	

Conexión de Transformador de Corriente. En los sistemas de potencia trifásicos se conectan los primarios de los TC en serie con el circuito de alta tensión y los devanados secundarios se conectan generalmente en estrella (Y) para poder suministrar a los relevadores las corrientes de fase i_a , i_b , i_c y $3i_0$

En algunos casos es necesario conectarlos en delta (Δ) como en el caso de las protecciones diferenciales del transformador, y si el devanado del transformador está en delta los TC se conectan en Y, y si los devanados del transformador está conectado en Y los TC se conectan en delta con el fin de compensar el desfase angular.

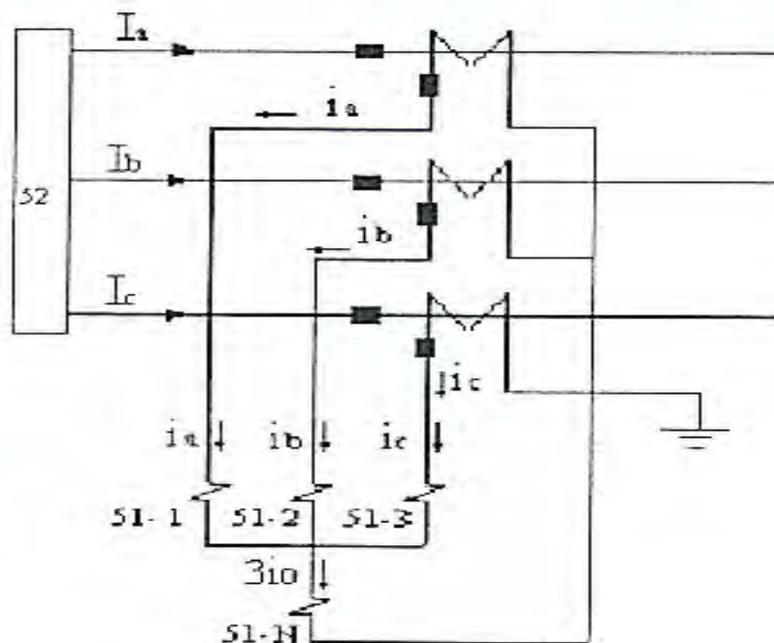


Fig. 1.13 TC en serie con el circuito de alta tensión y los devanados secundarios se conectan generalmente en estrella (Y) para poder suministrar a los relevadores las corrientes de fase i_a , i_b , i_c y $3i_0$

Conexión de transformador de corriente tipo estrella. Clasificación de TC para Protección.

Los TC para protección se clasifican mediante dos símbolos: una letra y el voltaje de clase, los cuales definen las características del TC. Las letras de designación pueden ser “C” o “T”.

La letra “C” indica que la relación de transformación puede ser calculada.

La letra “T” indica que la relación debe ser determinada mediante pruebas. La clasificación “C” cubre los TC tipo dona o boquilla con el devanado secundario uniformemente distribuido o cualquier otro transformador en el cual el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga establecidos por la norma.

Los clasificados T cubren la mayoría de los TC tipo devanado y cualquier otro transformador en los cuales el flujo de dispersión afecta la relación de transformación en forma apreciable.

Voltaje de clasificación. El voltaje en las terminales del secundario o voltaje de clase es el voltaje que el transformador entregara a una carga normalizada con 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el 10% de error de relación.

Tabla 2 Clasificación de TC de Protección

Clasificación de TC de Protección		
Clasificación de la Presión	Voltaje en el Secundario (V)	Carga Normalizada (Ω)
C10	10	B 0.1
C20	20	B 0.2
C50	50	B 0.5
C100	100	B 1.0
C200	200	B 2.0

C400	400	B 4.0
C800	800	B 8.0

La carga normalizada es la carga máxima que soporta el TC sin rebasar el % de error admisible.

Tabla 3 Características del Burden (carga)

Designación	Carga Nominal VA	Características de cargas nominales			
		FP	R(Ω)	L (Ω)	Z (Ω)
B 0.1	2.5	0.9	0.09	0.116	0.1
B 0.2	5	0.9	0.18	0.232	0.2
B 0.5	12.5	0.9	0.45	0.580	0.5
B 1.0	25	0.9	0.5	2.3	1.0
B 2.0	50	0.9	1.0	4.6	2.0
B 4.0	100	0.9	2.0	9.2	4.0
B 0.8	200	0.9	4.2	18.4	8.0

Trasformadores de potencial (TP). Así como es necesario el uso de los TC, también es necesario emplear TP para ciertos relevadores que operan con magnitudes de voltaje. El devanado primario del TP se conecta a las terminales del circuito donde el voltaje va a ser medido y el devanado secundario suministra un voltaje proporcional al voltaje primario en función de su relación de transformación con un ángulo de fase entre ellos cercano a cero.

La Norma Nacional define al TP como el Transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición y/o relevadores de protección, en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es proporcional a la tensión primaria con un desfase antes mencionado.

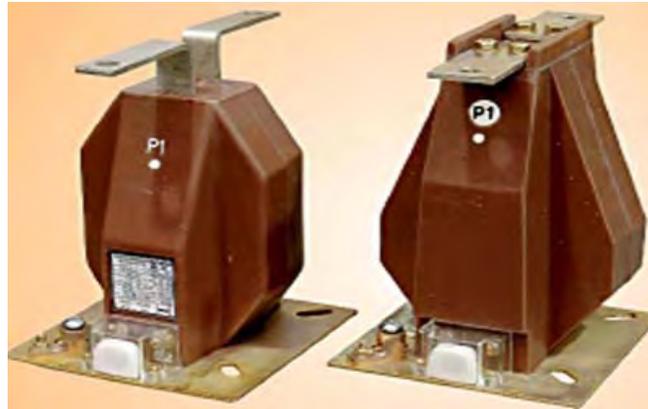


Fig. 1.14 Transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición y/o relevadores de protección,

Relación de Transformación de Potencial. Está en función del voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, este último es normalmente de $\frac{120}{\sqrt{3}}$ V para protección y $\frac{200}{\sqrt{3}}$ V para medición.

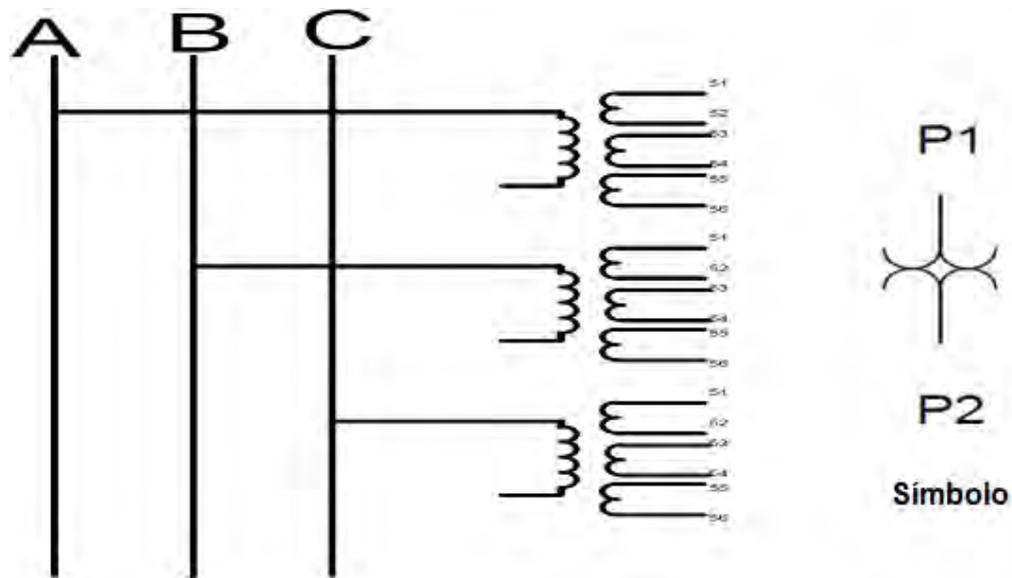


Fig. 1.15 Conexión en Estrella de T.P

El relevador digital. La técnica de protección digital de sistemas eléctricos de potencia surgió a finales de la década de los 70's en que varios investigadores desarrollando distintos algoritmos de protecciones de línea de transmisión y demostraron su viabilidad. Estos trabajos constituyeron una continuación de los esfuerzos que se venían realizando en el desarrollo de aplicaciones de tiempo real de las computadoras digitales en sistemas eléctricos de potencia.

Los resultados de estos primeros proyectos de investigación y de trabajos posteriores tuvieron que esperar a que las computadoras digitales alcanzaran la capacidad de cómputo y el precio adecuado para su aplicación en el área de protección. Esto se hizo realidad con el advenimiento del microprocesador, que inició la etapa de desarrollo electromecánicos y estáticos existentes hasta ese momento.

Los relevadores y sistemas digitales de protecciones tienen ventajas con respecto a los relevadores analógicos.

1. El costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos.
2. Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico y auto calibración, lo que los hace más confiables que los analógicos.
3. Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones.
4. Tienen una mayor flexibilidad funcional, que les permita realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
5. Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.
6. Puede constituir la base de una protección adaptativa, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.



Unidad mostrada con los módulos opcionales HMI y señalización

Fig. 1.16 Relevador digital.

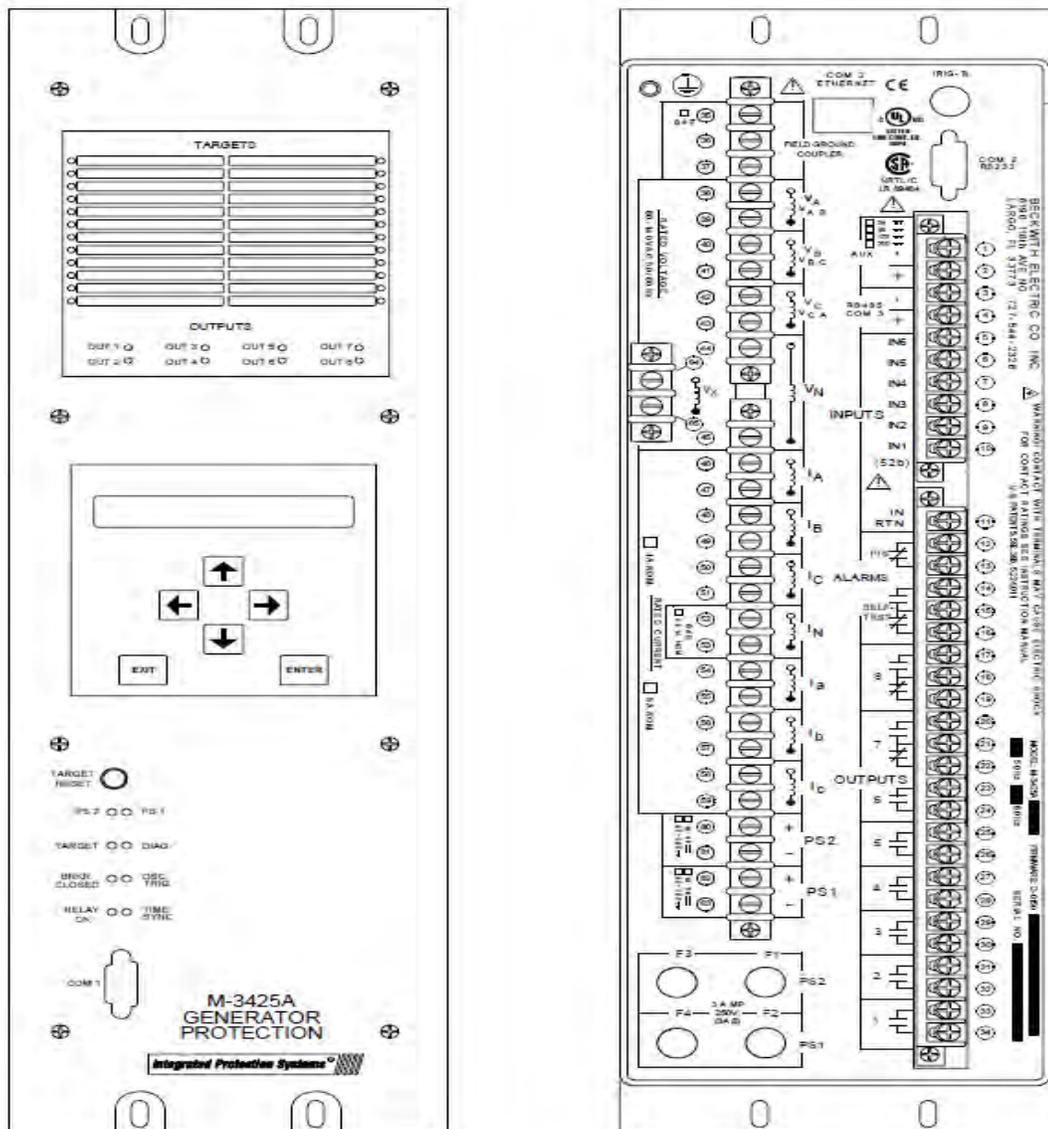
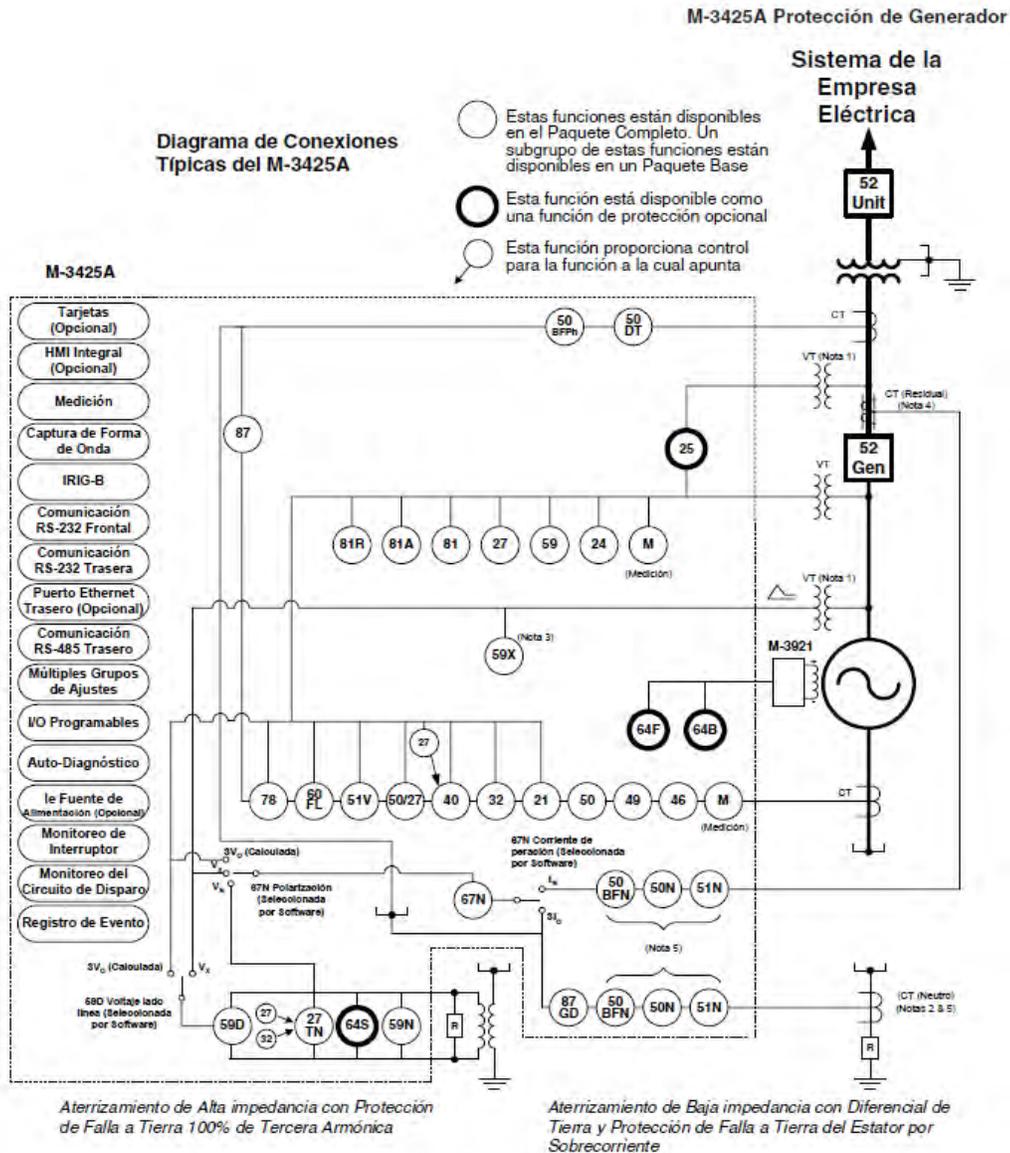


Fig. 1.17 Vertical de la unidad de disposición M-3425A.



■ NOTAS:

1. Cuando la función 25 es habilitada, 59X, 59D con V_x y 67N con V_x no están disponibles, y viceversa.
2. Cuando la función 67N con la corriente de operación I_N (Residual) es habilitada, 87GD no está disponible, y viceversa.
3. Cuando la fuente de VT es usada como un dispositivo de protección de falla entre espiras (Ver el Libro de Instrucciones del M-3425A, Capítulo 2, Aplicación, para aplicaciones adicionales del 59X.)
4. La entrada de corriente I_N puede ser conectada desde la corriente de neutro o corriente residual.
5. Las funciones 50BFN, 50N, 51N, 59D, 67N (con I_N ó V_N) y 87GD están deshabilitadas cuando la función 64S ha sido comprada. Vea el Libro de Instrucciones del M-3425A para los detalles de conexiones.

Figura 4 Diagrama Unifilar Funcional (Configurado con Diferencial de Fase)

Fig. 1.18 Diagrama Unifilar funcional del relevador digital M-3425A

Capítulo 2

Protecciones del Generador Eléctrico

2.1 Antecedentes

La protección de generadores sincrónicos incluye la consideración de las condiciones de operación anormal más dañinas que la protección de cualquier otro elemento del sistema de potencia. Un generador protegido adecuadamente requiere, la protección automática contra condiciones anormales dañinas.

El inconveniente al proporcionar algunas de las protecciones no es tanto que puedan operar inadecuadamente o remover el generador de servicio innecesariamente, sino que fallen al operar cuando deben. Este temor de aplicar la protección adecuada puede ser reducido considerablemente entendiendo la necesidad de tales protecciones y cómo aplicarlas a un generador dado.

Un disparo innecesario del generador es indeseable, pero las consecuencias de no dispararlo y dañar la máquina son terribles. Para la empresa, el costo de dicho evento no es únicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino el costo substancial de comprar energía de reemplazo durante el periodo en que la unidad está fuera de servicio.

En sitios atendidos, un operador atento y experimentado, puede algunas veces evitar remover el generador de servicio corrigiendo la condición anormal. Sin embargo, en la gran mayoría de los casos, el evento ocurrirá tan rápidamente para la reacción del operador, que se requiere la detección y aislamiento automático.

Se reconoce que los operadores también cometen errores y crean condiciones anormales que requieren el disparo para evitar daños. La energización inadvertida y la sobrecarga son ejemplos de tales eventos. Los procedimientos de operación no son un sustituto para la protección automática adecuada.

2.2 Filosofía de Protecciones

Para las nuevas unidades generadoras debe considerar lo siguiente:

- Las protecciones que debe tener el grupo Generador – Transformadores deben de estar de acuerdo con el diagrama unifilar de medición y protección
- Los relevadores deben cumplir con el nivel 3 de radio interferencia indicado en la Norma IEC-61000-4-3
- Las protecciones mínimas que deben tener los componentes del sistema de generador-transformadores, las cuales deben estar de acuerdo con lo indicado en la guía IEEE-C37102, son las siguientes:

2.2.1 Nomenclatura de las Protecciones

No. ANSI	DESCRIPCIÓN
----------	-------------

- | | |
|-----------|--|
| • 87 G | Diferencial de generador |
| • 87 GI | Diferencial generador – interruptor de generador |
| • 81 G | Esquema de protección de baja frecuencia que contenga entre 4 pasos de frecuencia, de tiempo e instantáneo, se debe suministrar la curva de daño de la turbina por baja frecuencia en donde sea indicada la curva de coordinación de los 81's. |
| • 64 G | Falla a tierra en el devanado del estator (cubriendo 100% del devanado) |
| • 64 F | Falla a tierra en el devanado de campo |
| • 24 V/Hz | Sobre excitación del campo |
| • 46 G | Sobrecorriente de secuencia negativa |
| • 40 G | Pérdida de excitación del generador (2 zonas de operación, instantáneo y de tiempo) |
| • 60 G | Balance de voltaje del generador |
| • 32 G | Potencia inversa (con tiempo e instantáneo) |

- 21 G Respaldo por fallas externas
- 59/27G Protección de sobrevoltaje y bajo voltaje
- 50/27G-EA Protección contra energización inadvertida (accidental) del generador
- 50 FI Falla del interruptor del generador (esquema completo de protección)

2.2.2 Protección de fallas de fases del estator del generador (87g)

Una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina, así como a las flechas y el acoplamiento. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy costosos; por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio. Por lo tanto, es muy importante minimizar el daño debido a fallas en el estator. Para agravar esta situación, la corriente de falla en un generador fallado no se INTERRUMPE cuando el campo del generador es disparado y el generador es separado del sistema. La energía almacenada en el campo continuará alimentando corriente de falla por varios segundos.

2.2.3 Consideraciones generales

Las unidades generadoras grandes usan protección de alta rapidez para detectar estas severas fallas en el devanado del estator y minimizar el daño. El uso de métodos de rápida desexcitación puede ser justificable para producir el decremento rápido de las corrientes de falla.

Normalmente se usa un relé diferencial de alta rapidez para detectar fallas trifásicas, de fase a fase y de doble fase a tierra. Las fallas de una fase a tierra no son normalmente detectadas por los relés diferenciales de máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Cuando el neutro está puesto a tierra con alta impedancia, la corriente de falla es normalmente menor que la sensibilidad de un relé diferencial.

Un relé diferencial no detectará una falla entre espiras en la misma fase debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiará. La detección separada de la falla entre espiras puede ser proporcionada a los generadores con dos o más devanados por fase y será discutida posteriormente. Cuando se conecta un Transformador de Corriente (TC) a una diferencial de generador en el lado de neutro del generador y otro en el interruptor del generador, la aplicación de los TCs necesita ser revisada minuciosamente para que éstos sean lo más similares posible.

Normalmente la protección de fallas de fase del estator del generador no necesita ser relacionada con Inrush¹ como en un esquema de protección de

¹ Corriente de magnetización INRUSH

su valor nominal, repitiéndose en un proceso similar al de energización inicial. Sin embargo, al ser muy rápido el proceso de restablecimiento de energía, La corriente Inrush es menor que la inicial.

Cuando un segundo transformador de potencia es energizado en paralelo con otro que está en servicio, se presenta una corriente inrush en el primer transformador de menor valor al de la energización inicial. La corriente de magnetización Inrush es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece, ó cuando se energizan dos transformadores en paralelo. Esta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador (Sin fluir fuera de transformador) razón por la que aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falla y el relé debe permanecer estable durante este transitorio.

La corriente inrush puede aparecer en las tres fases y en el neutro aterrizado del transformador, su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño como:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Capacidad del transformador.
- Localización del devanado energizado (Interno o externo) con respecto al núcleo laminado.
- Conexión de los arrollamientos.
- Punto de la onda de CA donde se cierran los contactos del interruptor que energiza al transformador.
- Características magnéticas del núcleo
- Remanencia del núcleo.
- Uso de resistores de pre inserción.
- Restablecimiento súbito de voltaje. Después de haber aislado una falla.
- Energización en paralelo de transformadores.

La impedancia de la fuente de alimentación y la reactancia del núcleo en el devanado energizado determinan la magnitud de la corriente Inrush cuando el núcleo se satura. Sin embargo, la probabilidad de que se presente la máxima corriente Inrush es muy baja.

La capacidad del transformador define en gran medida la duración y magnitud de la corriente Inrush. La constante de tiempo para este transitorio utilizada con gran aproximación en los cálculos, es de 0.1 seg. para transformadores con capacidades menores a 100 kVA y arriba de 0.1 seg. para transformadores de mayor capacidad. Se ha observado que en transformadores de gran capacidad, la corriente inrush aún permanece después de 30 min. de haberse energizado.

En transformadores de núcleo acorazado, la magnitud de la corriente inrush es mayor en el devanado interno que en el externo. En el primer caso la corriente Inrush alcanza valores de 10 a 20 veces la corriente nominal, mientras que en el segundo, de 5 a 10 veces. Usualmente, el devanado de alto voltaje es externo y el de bajo voltaje es interno.

El valor de la corriente Inrush depende del punto en la onda de CA donde se cierran los polos del interruptor. El máximo valor de la corriente Inrush se presenta cuando el interruptor cierra sus polos en el momento en que el voltaje es cero y el nuevo flujo magnético de la corriente inrush toma la misma dirección que el flujo remanente. La corriente Inrush es pequeña cuando los flujos toman direcciones opuestas. La energización de grandes transformadores de potencia usualmente se realiza mediante el

transformador, puesto que la tensión del generador es creada lentamente cuando el campo es aplicado. Se usan tres tipos de relés diferenciales de alta rapidez para la detección de fallas de fase del estator.

2.2.4 Tipos de esquemas diferenciales

Diferencial de porcentaje: La protección diferencial de porcentaje variable (Figura 2.1) es más usada para máquinas grandes. La pendiente puede variar desde 5% a 50% ó más. Un relé de porcentaje fijo es normalmente fijado de 10 a 25%. Un esquema típico con un relé diferencial de porcentaje variable es mostrado en la figura 2.2. Los transformadores de corriente usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; si embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de TCs con altas corrientes. Debe notarse que usar la misma precisión normalizada de TCs no garantiza obtener las mismas características reales; las características reales deben ser verificadas.



Figura 2.1 diferencial de porcentaje variable

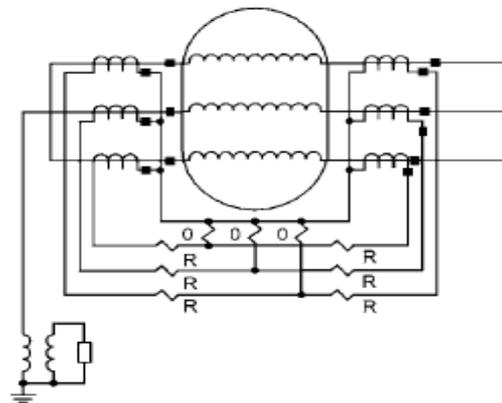


Figura 2.2 Conexión del Relevador diferencia

cierre simultaneo de lo tres polos de un interruptor, dejando al azar el instante de la conexión, este proceso origina la presencia de grandes corrientes inrush que pueden presentarse en las tres fases y en el neutro aterrizado. La corriente I_{inrush} es diferente en cada fase del transformador, debido a que en sistemas trifásicos las ondas de voltaje correspondientes a las fases están separadas 120° eléctricos y el cierre del interruptor de potencia es simultaneo en los tres polos, por lo que en el momento del cierre del interruptor, las tres ondas de voltaje se encuentran en diferentes puntos.

http://www.aemc.com/techinfo/appnotes/clamp_on_meters/App_Clamp-OnMeters_InrushCurrent.pdf

2.2.5 Diferencial total

Un relé diferencial total de generador es conectado incluyendo un generador conectado en forma unitaria y el transformador elevador dentro de una zona diferencial como se muestra en la figura 2.3. Se usa para esta aplicación un relé diferencial de transformador con restricción de armónicas².

El transformador auxiliar del generador puede también ser incluido en la zona diferencial como se muestra. La alta relación del TC requerido en el lado de baja tensión del transformador auxiliar para balancear las corrientes del circuito diferencial puede requerir el uso de un TC auxiliar. Usualmente es preferible incluir el transformador auxiliar dentro de la diferencial total, si es posible. Los TCs de la diferencial del transformador auxiliar en el lado de alta tensión del mismo podrían saturarse severamente para fallas en alta tensión debido a las corrientes de falla extremadamente grandes en ese punto.

La saturación podría ser tan severa que el relé diferencial podría no operar antes de que la saturación ocurra y resulte así una falla a disparar.

La diferencial total conectada al lado de baja tensión del transformador auxiliar podría detectar la falla y proporcionar disparo por respaldo.

Algunas veces es práctico aplicar una diferencial de transformador de tres devanados a dos generadores conectados a un transformador elevador.

² Restricción de armónicas.

- El equipo deberá restringir su operación cuando la segunda y quinta armónica de la corriente diferencial supere un determinado porcentaje de la componente fundamental a los efectos de evitar la actuación por la corriente de energización del transformador.
- Diferencial por porcentaje de la corriente de estabilización o de paso. La corriente diferencial de actuación será función lineal creciente de un porcentaje ajustable de la corriente de paso más una constante (ajuste de base) valor también ajustable entre 15 a 40 % de la corriente de ajustada.
- Unidad de actuación instantánea diferencial.
- Se podrá configurar el relé para cualquier tipo de grupo de conexión de los bobinados primarios y secundarios del transformador de potencia y cualquier configuración de los transformadores de corriente de protección.

Ajustes

Se podrá ajustar la intensidad de paso de cada devanado dentro del rango de 2.5 a 8 A secundarios. Las de corrientes de paso donde se producen cambios de pendiente porcentual diferencial se deben poder ajustar. La pendiente de la característica de restricción porcentual se podrá ajustar de 15 % al 50 %, en pasos de 5 %, el valor de base será ajustable.

<http://www.ute.com.uy/Empresa/lineas/distribucion/normalizacion/docs/NO-DIS-MA-9502.pdf>

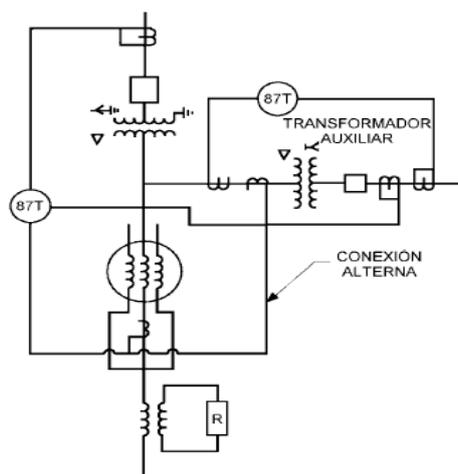


Figura 2.3 Conexión de Relevador Diferencial total.

Relé de impedancia. Un relé de impedancia de 1 zona³ puede ser conectado a los TCs y TPs del lado de alta tensión del grupo generador-transformador elevador, viendo hacia el generador.

Puede ser ajustado para disparar sin retardo de tiempo adicional para fallas de fase, puesto que no tiene que ser coordinado con otros relés para una falla en el generador. No debe tener offset si se ajusta sin retardo de tiempo. Sin embargo, siendo un relé de distancia, puede operar para oscilaciones del sistema, pérdida de excitación y energización inadvertida. Sus ajustes deben hacerse con estas posibilidades en mente. La aplicación de este relé se describe más a fondo en la sección sobre protección con relés de pérdida de sincronismo de generadores.

Las limitaciones de ajustes pueden no permitir que el relé sea ajustado para ver completamente todo el generador.

Diferencial de alta impedancia: Estos relés deben ser alimentados de TCs idénticos con devanados secundarios distribuidos totalmente, con reactancia de dispersión despreciable la conexión se muestra en la figura 2.4. El relé es realmente un relé de tensión y responde a la alta tensión impuesta a través de sus bobinas, causada por todos los TCs que tratan de forzar la corriente a

³ Se pueden entrar todos los tipos de relés de distancia (independientemente del fabricante).

- Se pueden definir relés de hasta 4 zonas de impedancia, 1 zona de sobre-alcance, 1 zona hacia atrás y 1 zona de auto-Recierre para fallas línea-línea y línea-tierra.
- Características de arranque: Sobrecorriente, Baja Impedancia Dependiente del Ángulo, Característica R/X, Tiempo Final Direccional / Bidireccional.

http://www.neplan.ch/html/es/es_pdf/es_NEPLAN_B06_Proteccion_de_Distancia.pdf

través de la bobina de operación durante una falla interna. El ajuste del relé de alta impedancia se basa en la operación perfecta de un TC de entrada y la saturación completa del otro.

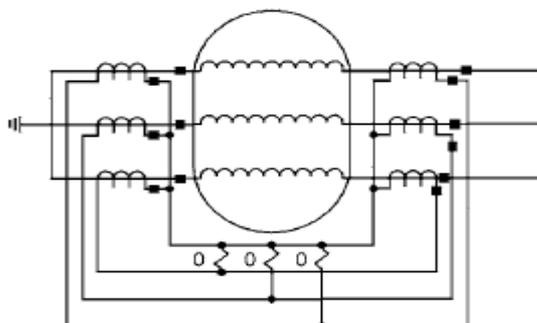


Figura 2.4 Conexión de Relevador de alta impedancia.

2.3 Falla de interruptor de generador (87GI)

Un esquema de falla de interruptor necesita ser iniciado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar al interruptor del generador, pero el interruptor falla al operar. Debido a las sensibilidades requeridas para la protección del generador, respaldar la falla del interruptor de generador por relés de la terminal remota no es posible. Se requiere falla de interruptor local. La protección de falla de interruptor para interruptores de generadores es similar a la de los interruptores del sistema de transmisión, pero existen pequeñas diferencias que serán tratadas.

Consideraciones generales. La protección de falla de interruptor prevé el disparo de los interruptores de respaldo si una falla o condición anormal es detectada por los relés de protección y el interruptor del generador no abre después de la iniciación del disparo. Por ejemplo, si una falla o condición anormal en la zona de protección del generador 1 (Figura 2.5) no es librada por el interruptor 1 dentro de un tiempo predeterminado, será necesario disparar los interruptores 2, 3, y 4 localmente para eliminar la falla o condición anormal.

Consideraciones similares deben darse para arreglos multi-interruptores tales como configuraciones de buses en anillo o interruptor y medio.

Una falla en la zona de protección del generador 1 requiere disparar dos interruptores en la Subestación A. Si cualquiera de los interruptores fallara para

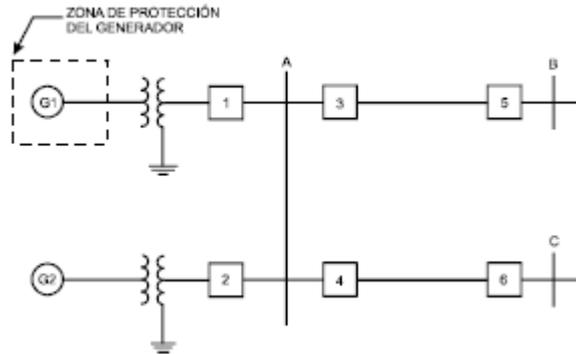


Figura 2.5 protección del generador 1.

librar la falla, la protección de falla de interruptor iniciará el disparo de un interruptor adicional y el disparo transferido a un interruptor remoto.

2.3.1 Lógica de falla de interruptor del generador

Un diagrama funcional de un esquema típico de falla de interruptor de generador se muestra en la figura 2.6. Igual que en todos estos esquemas, cuando los relés de protección detectan una falla interna o una condición de operación anormal, intentarán disparar al interruptor del generador y al mismo tiempo iniciar el timer de falla de interruptor. Si un interruptor no libera la falla o condición anormal en un tiempo especificado, el timer disparará a los interruptores necesarios para remover al generador del sistema. Como se muestra en la figura 2.6, para iniciar el timer de falla de interruptor, debe operar un relé de protección y un detector de corriente o un contacto “a” del interruptor debe indicar que el interruptor ha fallado al abrir. Excepto por el uso del contacto “a” del interruptor, el arreglo mostrado en la figura 2.6 es típico de muchos esquemas de falla de interruptor.

El contacto “a” del interruptor debe ser usado en este caso puesto que existen fallas y/o condiciones anormales de operación tales como fallas del estator o bus a tierra, sobrecarga, sobrecalentamiento, sobrecorriente, baja frecuencia excesiva, flujo de potencia inversa, etc., las cuales no producen suficiente corriente para operar los detectores de corriente. Si cada polo del interruptor opera independientemente, contactos “a” del interruptor de cada uno de los tres polos deben ser paralelas y conectados en el circuito lógico.

Los relés de protección, mostrados en la figura 2.6, representan a todos los relés del generador y el bus que disparan al interruptor del generador. Típicamente, los relés del generador están divididos en grupos primario y de respaldo proporcionando redundancia en las funciones de protección.

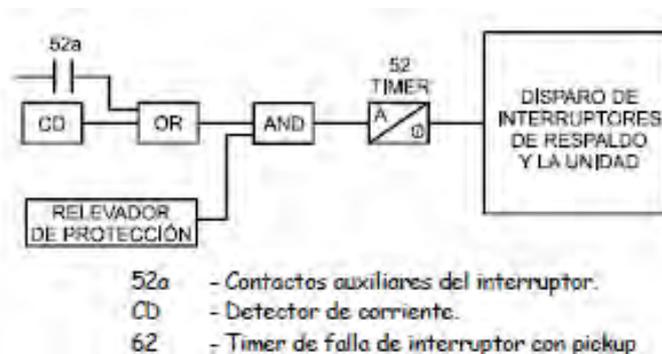


Figura 2.6 Diagrama funcional de un esquema de falla de interruptor de Generador.

Otro factor a considerar es el procedimiento de operación cuando una máquina es sacada para mantenimiento. Cuando se usa un arreglo de bus en anillo, o interruptor y medio, o doble bus - doble interruptor en el lado de alta tensión, es práctica común aislar la unidad generadora vía una cuchilla desconectadora⁴ y

⁴ Las cuchillas de desconectadoras (llamados también **Seccionadores**) son interruptores de una subestación o circuitos eléctricos que protegen a una subestación de cargas eléctricas demasiado elevadas. Son muy utilizadas en las centrales de transformación de energía eléctrica de cada ciudad. Consta de las siguientes partes:

1. **Contacto fijo.** Diseñado para trabajo rudo, con recubrimiento de plata.
2. **Multicontacto móvil.** Localizado en el extremo de las cuchillas, con recubrimiento de plata y muelles de respaldo que proporcionan cuatro puntos de contacto independientes para óptimo comportamiento y presión de contacto.
3. **Cámara interruptiva.** Asegura la interrupción sin arco externo. Las levas de las cuchillas y de la cámara interruptiva están diseñadas para eliminar cualquier posibilidad de flameo externo.
4. **Cuchillas.** Fabricadas con doble solera de cobre. La forma de su ensamble proporciona una mayor rigidez y alineación permanente, para asegurar una operación confiable.
5. **Contacto de bisagra.** Sus botones de contacto troquelado y plateados en la cara interna de las cuchillas, en unión con un gozne plateado giratorio y un resorte de presión de acero inoxidable, conforman un diseño que permite combinar óptimamente la presión de contacto, evitando puntos calientes pero facilitando la operación y estabilidad de las cuchillas.
6. **Aisladores tipo estación.** De porcelana, dependiendo del tipo de seccionador varía el número de campanas.
7. **Base acanalada.** De acero galvanizado de longitud variable, con varios agujeros y ranuras para instalarse en cualquier estructura.
8. **Cojinete.** De acero, con buje de bronce que proporciona una operación suave. No requiere mantenimiento y resiste la corrosión.
9. **Mecanismo de operación.** Permite una amplia selección de arreglos de montaje para diferentes estructuras.

La maniobra de operación con estas cuchillas implica abrir antes los interruptores que las cuchillas en el caso de desconexión. Y cerrar antes las cuchillas y después los interruptores en el caso de conexión. Esto es debido a que los seccionadores son un tipo de aparataje eléctrica más de seguridad, que de corte propiamente dicho, pues su objetivo es proporcionar una seguridad visual de desconexión real ante

cerrar los interruptores de alta tensión para cerrar el anillo o enlazar los dos buses. Bajo estas condiciones, será necesario aislar los contactos del relé de disparo y bloqueo para prevenir la operación innecesaria del respaldo por falla de interruptor durante las pruebas a los relés del generador. Switches de prueba son usados

2.3.2 Coordinación del tiempo de falla de interruptor

El margen de tiempo sombreado proporciona seguridad y debe acomodarse lo siguiente:

- A. Tiempo de interrupción excesivo del interruptor.
- B. Tiempo de la sobrecarrera.
- C. Errores de TCs y TPs.
- D. Factor de seguridad.

Detectores de falla. Los detectores que tienen alta relación dropout/pickup (Relé de arranque) y cuyo tiempo de dropout es afectado mínimamente por la saturación de TCs y el offset de C.D. en el circuito secundario, deben ser usados. Los generadores pueden ser alimentados desde dos interruptores.

Es importante que las rct, las características de excitación y los ajustes de los detectores de falla sean adecuados a las corrientes de falla máxima a través de cada interruptor. Ambos TCs deben tener la misma capacidad y tener la capacidad adecuada para manejar el burden⁵ del circuito.

Otras de las fallas de interruptor que pueden ocurrir y dañar al generador es un arqueado en un interruptor abierto a través de los contactos de uno o más polos del interruptor para energizar al generador. La protección para este tipo de falla de interruptor se describe a detalle en la sección Inadvertent Energizing de este tutorial y es resumida brevemente en esta sección, puesto que es una forma de

operaciones que requieren desconexión. De esta forma, un operario trabajando puede ver visualmente que la desconexión se ha llevado a cabo, y que no sufrirá ninguna clase de daños, aunque exista un fallo en los interruptores, y que las cuchillas pueden tener peligro eléctrico mientras que los interruptores, no.

http://es.wikipedia.org/wiki/Cuchillas_desconectadoras

⁵ **Burden o Potencia Nominal de un Transformador de Corriente.** Es la capacidad de carga que se puede conectar a un transformador, expresada en VA o en Ohms a un factor de potencia dado. El término "Burden" se utiliza para diferenciarlo de la carga de potencia del sistema eléctrico. El factor de potencia referenciado es el del burden y no el de la carga.

<http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/4PROTECCIONESCAPITULO2.1.pdf>

falla de interruptor. El arqueo del interruptor es más probable que ocurra justo antes de la sincronización o justo después de que el generador es removido de servicio cuando la tensión a través de los contactos del interruptor del generador llega a ser hasta dos veces el normal, según el deslizamiento del generador en frecuencia con respecto al sistema. Aunque los interruptores están dimensionados para soportar esta tensión, la probabilidad de que un arqueo ocurra durante este periodo es elevada. Raramente tales arqueos ocurren simultáneamente en las tres fases. Por esto, muchos esquemas de protección están diseñados para detectar el arqueo de uno o dos polos del interruptor.

Si uno o dos polos del interruptor arquean, el desbalance de corriente resultante generalmente causará que opere el relé de secuencia negativa del generador o posiblemente el relé de respaldo por sobrecorriente de tierra, los cuales iniciarán un disparo del interruptor con arqueo. La falla de interruptor como se muestra en la figura 2.7, iniciará si los detectores de corriente (CD) son ajustados con suficiente sensibilidad para detectar esta situación.

Un método usado para hacer la detección de un arqueo de interruptor es modificar el esquema de falla de interruptor como se muestra en la figura 2.7. Un relé de sobrecorriente instantáneo (50N) es conectado al neutro de l transformador elevador.

La salida del relé es supervisada por el contacto "b" del interruptor de generador y provoca un arranque adicional al esquema de falla de interruptor. Cuando el interruptor de generador es abierto y uno o dos polos del interruptor arquean, la corriente resultante en el neutro del transformador es detectada por el relé 50N sin el retardo de tiempo asociado con los relés de respaldo de neutro o de secuencia negativa. Una vez más, los detectores de corriente asociados con la falla de interruptor deben ser ajustados con suficiente sensibilidad para detectar esta condición de arqueo.

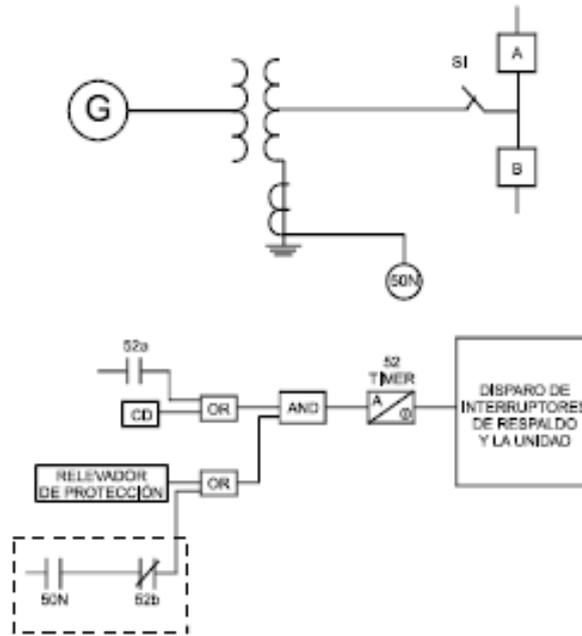


Figura 2.7 Lógica de falla modificada.

El arqueo del interruptor de generador puede también ser detectado por el relé de discrepancia de polos del interruptor. Este relé monitorea las tres corrientes de las tres fases que fluyen a través del interruptor y censa si alguna fase está debajo de un cierto límite bajo (indicando un polo de interruptor abierto) al mismo tiempo que cualquiera de las otras fases está arriba de un límite alto (indicando un polo cerrado o arqueando).

Para aplicaciones de interruptor y medio o bus en anillo, la tensión 3Vo a través del interruptor es usada para supervisar el disparo del relé para prevenir la operación en falso debido a corrientes desbalanceadas causadas por diferencias en las impedancias de fase del bus.

2.4 Protección contra frecuencia anormal (81G)

Tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que puede ser tolerado. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador.

La turbina, especialmente turbinas de vapor y gas, es considerada más estricta que el generador a frecuencias reducidas debido a las posibles resonancias

mecánicas⁶ en las muchas etapas de los álabes de la turbina. La desviación de la velocidad nominal bajo carga traerá estímulos de frecuencias cercanos a una o más de las frecuencias naturales de los varios álabes y habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios. A medida que se incrementan los esfuerzos vibratorios, el daño es acumulado, lo cual puede conducir a la fractura de algunas partes de la estructura de los álabes.

La protección primaria de baja frecuencia para generadores de turbinas se proporciona por la implementación de un programa de corte de carga automático en el sistema de potencia.

Estos programas de corte de carga deben ser diseñados de tal forma que para la condición de máxima sobrecarga posible, sea cortada suficiente carga para restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal. La protección de respaldo para condiciones de baja frecuencia es proporcionada por el uso de uno o más relés de baja frecuencia y timers en cada generador.

Los relés de baja frecuencia y los timers son usualmente conectados para disparar al generador.

Cuando un sistema de potencia está en operación estable a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del impulsor primario del generador es igual a la suma de las cargas conectadas, y todas las pérdidas de potencia real en el sistema.

Una alteración sensible de este balance causa una condición de frecuencia anormal del sistema.

⁶ La **resonancia** es un fenómeno que se produce cuando un cuerpo capaz de vibrar es sometido a la acción de una fuerza periódica, cuyo periodo de vibración coincide con el periodo de vibración característico de dicho cuerpo. En el cual una fuerza relativamente pequeña aplicada en forma repetida, hace que una amplitud de un sistema oscilante se haga muy grande.

En estas circunstancias el cuerpo vibra, aumentando de forma progresiva la amplitud del movimiento tras cada una de las actuaciones sucesivas de la fuerza.

Este efecto puede ser destructivo en algunos materiales rígidos como el vaso que se rompe cuando una soprano canta y alcanza y sostiene la frecuencia de resonancia del mismo. Por la misma razón, no se permite el paso por puentes de tropas marcando el paso, ya que pueden entrar en resonancia y derrumbarse.

Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente.

La mayoría de las empresas suministradoras han implementado un programa de corte de carga automático para evitar tanto colapsos totales del sistema como para minimizar la posibilidad de daño al equipo durante una condición de operación con frecuencia anormal. Estos programas de corte de carga están diseñados para:

- Cortar sólo la carga necesaria para liberar la sobrecarga en la generación conectada.
- Minimizar el riesgo de daño a las plantas generadoras.
- Mitigar la posibilidad de eventos en cascada como resultado del disparo por baja frecuencia de una unidad.
- Restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal.

Tipos de condiciones de frecuencia anormal:

1. La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.
2. La condición de sobre frecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o pérdida de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de estas unidades y puede resultar un incremento en la frecuencia del sistema.

Existen dos consideraciones principales asociadas con la operación de una planta generadora a frecuencia anormal. Estas son:

- La protección del equipo contra el daño que podría presentarse por la operación a frecuencia anormal.

- La prevención del disparo accidental de la unidad generadora por una condición de frecuencia anormal recuperable que no exceda los límites de diseño del equipo de la planta.

Las partes principales de una planta generadora que son afectadas por la operación a frecuencia anormal son el generador, transformadores elevadores, turbina y las cargas auxiliares de la subestación.

2.4.1 Operación a frecuencia anormal de plantas generadoras de vapor

Capacidad de alta/baja frecuencia del generador. Aunque no ha sido establecida una norma para la operación a frecuencia anormal de generadores sincrónicos, se reconoce que la reducción de frecuencia origina ventilación reducida; por lo tanto, la operación a baja frecuencia deberá ser a kVA reducidos.

Es casi seguro que una operación a baja frecuencia de la unidad, es acompañada por valores altos de corriente de carga tomada del generador. Esto podría causar que se exceda la capacidad térmica de tiempo corto del generador. Los niveles de operación permisibles de tiempo corto para el estator y el rotor de generadores sincrónicos de rotor cilíndrico son especificados en ANSI C50.13⁷. Las limitaciones en la operación de generadores en condición de baja frecuencia son menos restrictivas que las de la turbina. Sin embargo, cuando se requiere protección del generador, ha sido una práctica en la industria proporcionar protección contra sobrecorriente.

La sobrefrecuencia es usualmente resultado de una súbita reducción en la carga y por lo tanto es usualmente asociada con operación a carga ligera o sin carga. Durante la operación con sobrefrecuencia, la ventilación de la máquina es mejorada y las densidades de flujo para una tensión en terminales dada son reducidas. Por lo tanto, la operación dentro de los límites de sobrefrecuencia de la turbina no producirá sobrecalentamiento del generador si la Potencia (kVA) y la tensión nominal no son excedidas.

⁷ ANSI C50.13 Generadores de rotor sincrónico cilíndrico

Si el regulador de tensión del generador es mantenida e n se rvicio a frecuencias significativamente reducidas, los límites de Volts por Hertz de un generador podrían ser excedidos. Sin embargo, la mayoría de los incidentes de Volts por Hertz excesivos ocurren por otras razones diferentes a la operación a frecuencia reducida y son analizadas.

Capacidad de alta/baja frecuencia de la turbina La consideración principal en la operación de una turbina de vapor bajo carga a frecuencia diferente de la síncrona es la protección de los álabes largos en la sección de baja presión de la turbina. La figura 2.8 ilustra una representación de los límites más restrictivos (refiérase a ANSI C37.106) para las limitaciones de operación a carga plena o parcial de una turbina de vapor grande durante frecuencia anormal. La operación de estas etapas bajo carga, a una velocidad que cae en una coincidencia de la banda de frecuencia natural de los álabes conducirá a daño por fatiga de los álabes y finalmente a falla de los álabes.

Este problema puede ser particularmente severo cuando fluye corriente de secuencia negativa a través de la armadura del generador, excitando por eso frecuencias torsionales, de alrededor de 120 Hz.

La protección contra sobrefrecuencia generalmente no es aplicada debido a que los controles de reducción del gobernador o las acciones del operador son consideradas suficientes para corregir la velocidad de la turbina.

Sin embargo, debe considerarse el impacto sobre la protección de sobrevelocidad y el aislamiento de la unidad durante una condición de sobrefrecuencia. Esto es necesario para asegurar la coordinación y la protección de los álabes de la turbina para condiciones de sobrefrecuencia.

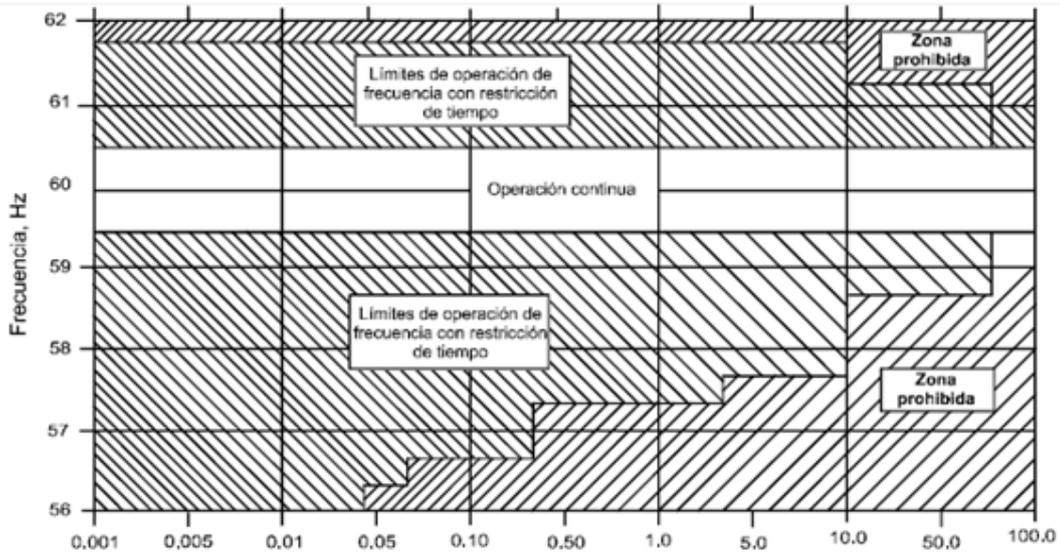


Fig.2.8 límites más restrictivos para las limitaciones de operación a carga plena o parcial de una turbina de vapor grande durante frecuencia anormal.

Los límites de operación para las unidades son mostrados en la figura 2.9 arriba de la línea de 60 Hz.

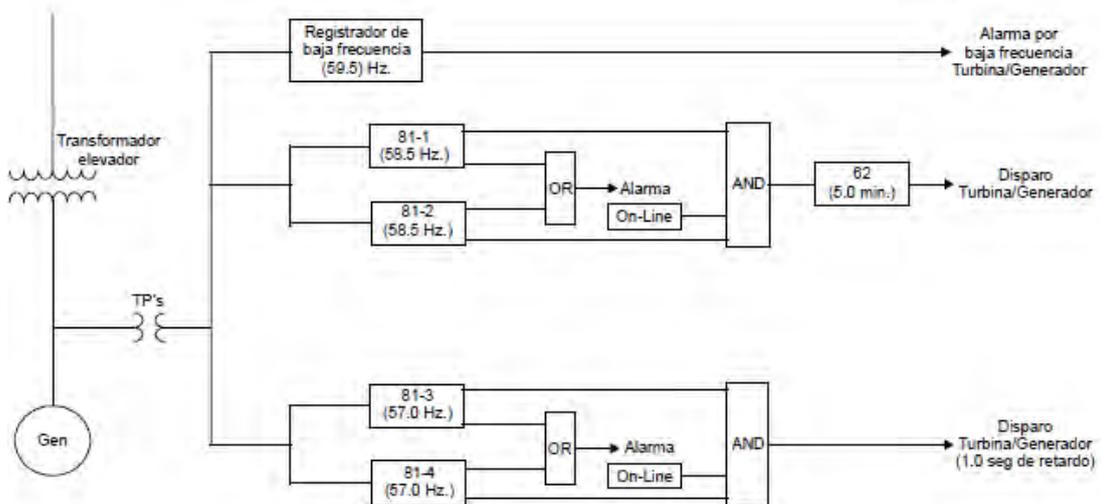


Figura 2.9 Diagrama de Bloqueo de Protección.

2.4.2 Protección de tierra en el campo (64 f)

El circuito de campo de un generador es un sistema de C.D. no puesto a tierra. Una sola falla a tierra generalmente no afectará la operación de un generador ni producirá efectos de daño inmediato. Sin embargo, la probabilidad de que una segunda falla a tierra ocurra es mayor después de que la primera falla a tierra ha ocurrido. Cuando se tiene una segunda falla a tierra, una parte del

devanado de campo estará cortocircuitada, produciendo por lo tanto flujos desbalanceados en el entrehierro de la máquina. Los flujos desbalanceados producen fuerzas magnéticas desbalanceadas las cuales dan como resultado vibración y daño de la máquina. Una tierra en el campo también produce calentamiento del hierro del rotor debido a las corrientes desbalanceadas, las que dan como resultado temperaturas desbalanceadas que pueden causar vibraciones dañinas. Dentro de la industria las prácticas de disparo para relés de tierra en el campo no están bien establecidas. Algunas empresas disparan, mientras que otras prefieren alarmar, arriesgando así tener una segunda falla a tierra y mayor daño.

Una vez que la primera falla a tierra en el campo ha ocurrido, la probabilidad de que ocurra una segunda tierra es mucho mayor, puesto que la primera tierra establece una referencia de tierra para tensiones inducidas en el campo por transitorios en el estator. Estos transitorios incrementan el esfuerzo a tierra en otros puntos en el devanado de campo.

La detección de tierra para los devanados de campo y el excitador es usualmente suministrada como parte del equipo del fabricante del generador. Una investigación reciente de la protección de generadores indicó que el 82% de todas las unidades generadoras empleaban detectores de tierra en el campo. De estos detectores, únicamente el 30% disparaba la unidad ante la ocurrencia de una tierra en el campo.

La explicación para el bajo porcentaje de disparo es en parte debida a las prácticas más antiguas usadas por las empresas de suministro. Era una práctica industrial común aplicar un relé de tierra en el campo en generadores tipo brush⁸ para alarmar con tierra en el rotor. Estos relés eran generalmente del tipo instantáneo, el cual frecuentemente opera durante un arranque de la unidad debido a tierras intermitentes producidas por humedad, suciedad del cobre o durante transitorios en el sistema. La suciedad en el cobre es causada por roce en las barras del rotor mientras que la unidad estaba en torna flecha, especialmente por un tiempo prolongado. Los operadores debían rutinariamente reponer la alarma y continuar con el procedimiento de arranque.

⁸ Motor de inducción lineal.

Si ocurría una alarma persistente, los técnicos intentaban localizar el problema subiendo los instrumentos en derivación. Si la tierra no podía ser encontrada en un período razonable, se suponía que la unidad debía ser disparada manualmente. Sin embargo, las muchas alarmas molestas y las muy pocas legítimas, hicieron que los operadores de la unidad perdieran confianza en el relé de tierra en el campo, por lo que la alarma perdió credibilidad. Los operadores continuaron manteniendo la unidad en operación considerando que una segunda tierra nunca ocurriría. Han ocurrido catastróficas fallas del rotor debidas a una segunda tierra en el campo principal, desarrollándose muy rápidamente después de la primera tierra. En estos ejemplos, los operadores no fueron capaces de aislar la causa de la primera alarma ni de sacar la unidad de operación en forma ordenada antes de que la segunda tierra ocurriera.

Estas fallas de rotor han impulsado a algunos fabricantes de generadores grandes a desarrollar un relé de tierra en el campo más seguro que tuviera un timer integrado. El timer evitaría la mala operación del relé por tierras temporales causadas por transitorios en el sistema. Los relés fueron diseñados de tal forma que la detección de una primera tierra legítima dispararía automáticamente el generador y removería la excitación del campo antes de que una segunda tierra pudiera desarrollarse. A algunas empresas, debido a recomendaciones y garantías de fabricantes, han decidido cambiar de una política de alarma a una política disparo.

2.4.3 Protección de sobreexcitación y sobretensión (24 V/Hz)

Las normas ANSI/IEEE establecen que los generadores deben operar exitosamente a kVA nominales para niveles de tensión y frecuencia dentro de límites especificados. Las desviaciones en frecuencia y tensión fuera de estos límites pueden causar esfuerzos térmicos y dieléctricos que pueden causar daño en segundos. La sobreexcitación y la sobretensión son desviaciones para las cuales se necesitan proporcionar esquemas de monitoreo y protección.

La sobreexcitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador ocurrirá típicamente cuando la relación tensión a frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales

del equipo exceda los límites de diseño. Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites:

- **Generadores** 1.05 pu (En base del generador)
- **Transformadores** 1.05 pu (En base del secundario del transformador) a carga nominal, f.p. de 0.8 ó mayor: 1.1 pu (En base del transformador) sin carga.

Estos límites se aplican, a menos que otra cosa se establecida por el fabricante del equipo. Cuando estas relaciones de V/Hz son excedidas, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo; el daño puede ocurrir en segundos. Es una práctica general el proporcionar relés de V/Hz para proteger generadores y transformadores de estos niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Típicamente, esta protección es independiente del control V/Hz en el sistema de excitación.

Una sobretensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador. No puede confiarse en la protección V/Hz para detectar todas las condiciones de sobretensión. Si la sobretensión es resultado de un incremento proporcional en la frecuencia, el relé de V/Hz ignorará el evento de bido a que la relación Volts a Hertz no ha cambiado. Es práctica general el proporcionar un relé de sobretensión para alarmar, o en algunos casos, disparar los generadores por estos altos niveles de esfuerzos eléctricos.

Fundamentos de sobreexcitación. Los relés de sobreexcitación, o V/Hz, son usados para proteger a los generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Los altos niveles de densidad de flujo son causados por una sobreexcitación del generador. A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. Estos campos resultantes son proporcionales a la tensión e inversamente proporcionales a la frecuencia. Por lo tanto, los altos

niveles de densidad de flujo (y la sobreexcitación) aparecerán a consecuencia de la sobretensión, de la baja frecuencia o de una combinación de ambos.

La figura 2.10 es una sección transversal axial de un turbogenerador, que muestra los campos magnéticos principal y de dispersión. Los campos magnéticos de dispersión son más dañinos en los extremos del núcleo del generador, donde el campo magnético marginal puede inducir altas corrientes de Eddy en las componentes del ensamble del núcleo sólido y en las laminaciones del extremo del núcleo. Esto da como resultado pérdidas y calentamiento mayores en esas componentes. La figura 2.11 muestra una construcción típica para el extremo de un núcleo de estator de generador.

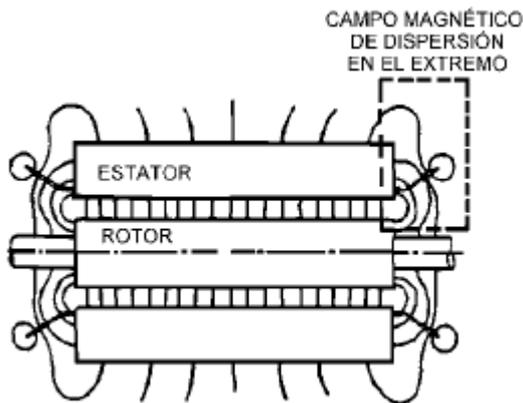


Figura 2.10 Sección Transversal de Generador.

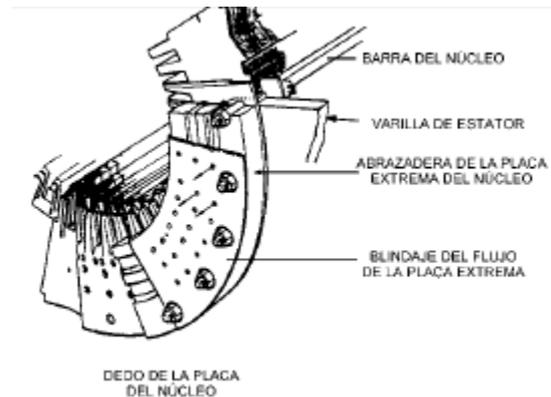


Figura 2.11 Extremo típico de un núcleo de Estator.

2.4.4 Protección de desbalance de corriente (secuencia negativa) (46 G)

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo. Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo que podrían dañar a la máquina. Esta protección consiste de un relé de sobrecorriente de tiempo el cual responde a la corriente de secuencia negativa. Dos tipos de relés de están disponibles para esta protección: Un relé de sobrecorriente de tiempo electromecánico con una

característica extremadamente inversa y un relé es táctico o digital con una característica de sobrecorriente de tiempo, la cual se iguala con las capacidades de corriente de secuencia negativa del generador.

El relé de secuencia negativa se usa para proteger a los generadores del calentamiento excesivo en el rotor resultante de las corrientes desbalanceadas en el estator. De acuerdo a la representación de las componentes simétricas de las condiciones del sistema desbalanceado, las corrientes en el estator del generador pueden ser descompuestas en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. La componente de secuencia negativa de las corrientes desbalanceadas induce una corriente superficial de doble frecuencia en el rotor que fluye a través de los anillos de retención, los slot (Ranuras) de las cuñas, y en menor grado en el devanado de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar temperaturas altamente dañinas en muy corto tiempo.

Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas desbalanceadas a un generador. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas), cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema, y circuitos abiertos.

La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador. Note que en generadores con transformadores elevadores conectados en delta-estrella, una falla fase a tierra en el sistema sobre el lado de la estrella en alta tensión es vista por el generador como una falla fase-fase. La falla fase a tierra del generador no crea tanta corriente de secuencia negativa para las mismas condiciones como la falla fase-fase. La condición de conductor abierto produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa relativa a los niveles producidos por las fallas fase-fase o fase a tierra. Si la condición de conductor abierto no es detectada representa una seria amenaza al generador puesto que la corriente de secuencia negativa producirá un calentamiento excesivo del rotor, aún a niveles bajos de la corriente de carga.

Daño al generador por secuencia negativa. Para condiciones de sistema balanceado con flujo de corriente de secuencia positiva únicamente, un flujo en el aire gira en la misma dirección y en sincronismo con el devanado de campo sobre el rotor. Durante condiciones desbalanceadas, se produce la corriente de secuencia negativa. La corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente visto por el rotor tiene una frecuencia de dos veces la velocidad síncrona como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor.

El efecto piel de la corriente de doble frecuencia en el rotor causa esfuerzos en los elementos superficiales del rotor.

La figura 2.12 muestra la forma general del rotor. Las bobinas del rotor son sujetadas al cuerpo del rotor por cuñas de metal las cuales son forzadas hacia las ranuras en los dientes del rotor. Los extremos de las bobinas son soportadas contra fuerzas centrífugas por anillos de retención de acero los cuales están fijados alrededor del cuerpo del rotor. El efecto piel causa que las corrientes de doble frecuencia sean concentradas en la superficie de la cara del polo y dientes.

Las ranuras del rotor y las pistas metálicas debajo de las ranuras, las cuales son localizados cerca de la superficie del rotor, conducen la corriente de alta frecuencia.

Esta corriente fluye a lo largo de la superficie hacia los anillos de retención. La corriente entonces fluye a través del contacto metal a metal a los anillos de retención al rotor y ranuras.

Debido al efecto piel, únicamente una pequeña parte de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo.

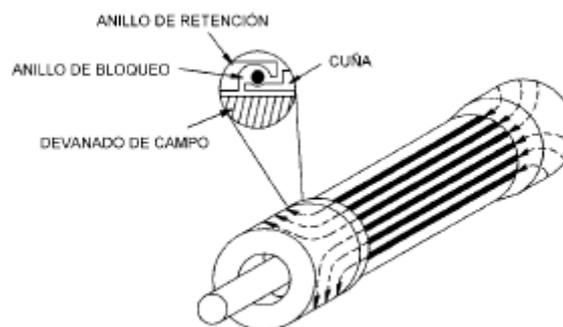


Figura 2.12 Forma General del Motor.

Corrientes en la superficie del rotor. El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falla. Primero, las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse. Segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes. En máquinas pequeñas, la falla ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero.

Ambos modos de falla dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor.

Calentamiento del generador por secuencia negativa. El calentamiento por secuencia negativa en generadores sincrónicos es un proceso bien definido el cual produce límites específicos para operación desbalanceada. Excepto para pérdidas de estator pequeño, las pérdidas debido a la corriente de secuencia negativa aparecerán en el rotor de la máquina. La energía de entrada al rotor y la elevación de temperatura del rotor sobre un intervalo de tiempo es cercanamente proporcional a $I_2^2 t$ donde I_2 es la corriente de secuencia negativa del estator y t es el intervalo de tiempo en segundos.

Capacidad de secuencia negativa del generador. La capacidad de corriente desbalanceada continua de un generador está definida en ANSI C50.13. Un generador deberá ser capaz de soportar sin daño, los efectos de una corriente desbalanceada continua correspondiente a una corriente de secuencia de fase negativa I_2 de los valores siguientes, previendo que los kVA nominales no sean excedidos y la corriente máxima no excede el 105% de la corriente nominal en cualquier fase.

Estos valores también expresan la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa a capacidades kVA del generador reducido. La capacidad de secuencia negativa de corto tiempo (falla desbalanceada) de un generador es también definida en ANSI C50.13.

Tabla 3.1 Capacidad de secuencia negativa del generador

TIPO DE GENERADOR	K $I_{2\phi} \text{ permisible}$
Generador de Polo Saliente	40
Condensador Sincrónico	
Tiempo del generador de rotor cilíndrico	30
• Enfriado indirectamente	20
• Enfriado directamente (0-800 MVA)	10
• Enfriado directamente (801-1600 MVA)	Ver curva de la figura 2.13

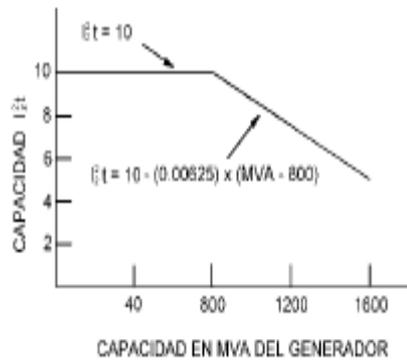


Figura 2.13 Curva de enfriamiento.

Perdida de Excitación (40). Un generador síncrono requiere tensión y corriente de C.D. adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Existen muchos tipos de excitadores usados en la industria, incluyendo: excitadores de C.D. rotatorios con conmutadores convencionales, grupos de rectificadores rotatorios sin escobillas y excitadores estáticos.

La curva de capacidad del generador (figura 2.14) proporciona un panorama de las operaciones de la máquina síncrona. Normalmente, el campo del generador es ajustado de tal forma que se entregan potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad. Los generadores tienen en esta área una estabilidad baja o reducida.

Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. El cambio de operación normal sobreexcitado a operación subexcitada ante la pérdida de campo no es instantáneo sino que ocurre en un cierto periodo de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado.

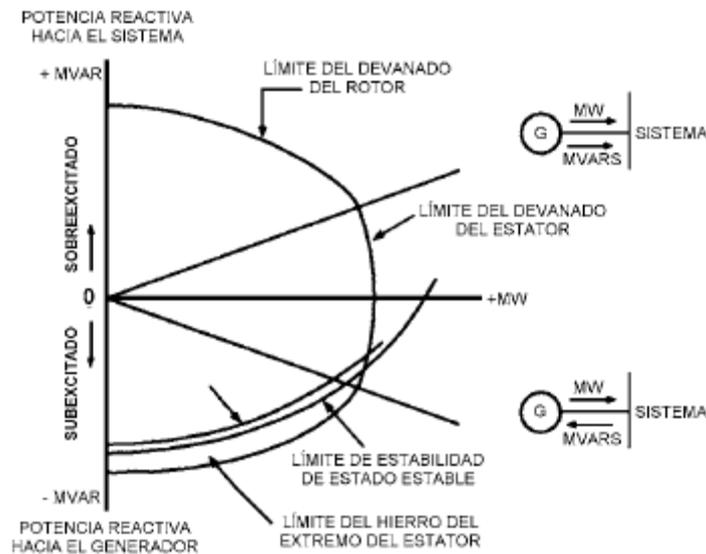


Figura 2.14 Curva de capacidad del Generador.

La curva de capacidad del generador (figura 2.14) muestra los límites de operación del generador. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos (rotor y estator). En el área de subexcitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator.

El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estable del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador. El control de mínima excitación del generador evita que el excitador reduzca el campo por debajo del límite de estabilidad de estado estable. La pérdida parcial o total de campo puede dar como resultado la operación del generador fuera de los límites con subexcitación.

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de C.A. al sistema de excitación.

Cuando un generador síncrono pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un generador de inducción, entregando potencia real (MW) al sistema, pero al mismo tiempo obteniendo su excitación desde el sistema, convirtiéndose en un gran drenaje de potencia reactiva en el sistema. Este drenaje grande de potencia reactiva causa problemas al generador, a las máquinas adyacentes y al sistema de potencia. El impacto al sistema de la pérdida de campo a un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de campo y del tamaño del generador.

Daño al generador. Cuando el generador pierde su campo, opera como un generador de inducción, causando que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a las corrientes de Eddy inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y anillos de retención. La alta corriente reactiva tomada por el generador del sistema puede sobrecargar el devanado del estator, causando que se incremente su temperatura. El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores puede ser tan corto como 10 segundos, o hasta de varios minutos. El tiempo para el daño depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador.

Efectos en el sistema de una condición de pérdida de campo. Una condición de pérdida de campo que no es detectada rápidamente, puede tener un impacto devastador sobre el sistema de potencia, tanto causando una pérdida del soporte de reactivos y como creando un drenaje sustancial de potencia reactiva en un solo evento. Esta condición puede provocar un colapso de tensión en un gran área si no hay una fuente suficiente de potencia reactiva disponible para satisfacer la demanda de VARs creada por la condición de pérdida de campo. Si el generador que ha sufrido una pérdida de campo no es separado, las líneas de transmisión pueden dispararse debido a oscilaciones de potencia o debido a flujo de potencia reactiva excesiva hacia el generador fallado.

Potencia inversa (32).

La motorización del generador ocurre cuando se pierde fuerza mecánica en la flecha para transferirse al generador. Cuando esto sucede el generador se comporta como un motor de síncrono que convierte potencia eléctrica en potencia mecánica, la función principal de esta protección es la de proteger la turbina.

Tradicionalmente se ha realizado la aplicación de los relevadores de protección monofásicos, asumiendo que las pérdidas de motorización son suministradas equivalentemente por 3 fases, sin embargo, existen referencias que describen que en unidades muy grandes pueden llegar a presentarse errores considerables si se toma en cuenta que se trata de valores porcentuales de potencia muy pequeños. Por lo tanto se deben utilizar relevadores que operen basados en mediciones trifásicas de potencia.

Protección de sobretensión del Generador (59G). La sobretensión puede ocurrir en generador y no necesariamente debe exceder el límite de V/Hz de la máquina afectando de esta manera a los aislamientos aun cuando no se presenten condiciones de sobreexcitación en el generador eléctrico.

La protección 59G debe de ser insensible a la frecuencia, detectar tensión entre fases y debe tener 2 pasos de ajuste. El primer paso se debe ajustar al 112% de la tensión nominal con un tiempo de operación de 0.5s. El segundo

paso se debe ajustar a 115% de la tensión nominal con un tiempo de 0.3s el esquema debe contar una alarma de 106% con un retardo de 1s.

Se debe habilitar una lógica para efectuar un disparo con el arranque del elemento ajustado al 112% con un retardo de 0.5s cuando el interruptor de maquina se encuentre abierto.

Protección por baja tensión del generador (27G). Los Generadores están diseñados para operara en forma continúan a un valor de tensión del 95% de la tensión nominal a factor de potencia y frecuencia nominales. Operar el generador a una tensión menor al 95% en terminales, puede causar efectos indeseables tales como reducción en el límite de estabilidad, excesiva potencia reactiva de la red a la cual está conectada, y mal funcionamiento de equipo sensible de tensión. Se debe habilitar un elemento de baja tensión entre fases para alarma que opere al 95% de la tensión nominal del generador con un retardo de tiempo 1s y que se bloquee cuando exista perdida de fusible por la protección 60FL (perdida de fusible de TPs).

Protección de distancia del generador (21G). Los transformadores de corriente que alimentan la protección de respaldo para entre fases deben estar conectados en el lado del neutro del generador para proporcionar en cierto grado protecciones de respaldo para en devanado del generador. Se debe programar en los relevadores digitales, en compensación de la conexión delta-estrella del transformador principal de unidad.

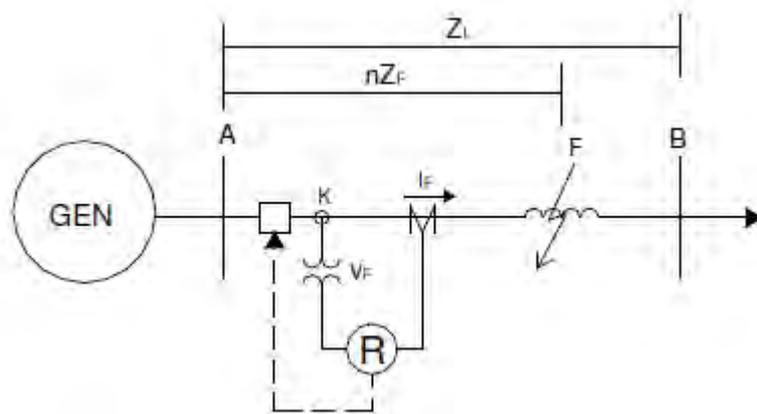


Figura 2.15 protección de respaldo para entre fases

Se utilizan relevadores de distancia de fase como protección de respaldo de generador para coordinar su operación con los relés primarios de protección de distancia de fase de las líneas de transmisión del sistema.

Los relés de respaldo de fase 21 G deben ser supervisados por un relé 60FL para prevenir un disparo en falso por pérdida de fusible de TP's.

Se debe utilizar un esquema de protección basado en 2 zonas de operación

Para la zona 1:

El alcance a un MTA debe ser igual a 0.5 es para cubrir el 50% de la impedancia del Transformador

El tiempo de retardo debe ser de 0.1s.

El off set debe ser de 25% XT.

Para la zona 2:

El alcance a un MTA 85 debe ser igual a 1.05 XT.

El factor de 1.05 es para cubrir el 105 % de la impedancia del transformador.

El off set debe ser de 25% XT

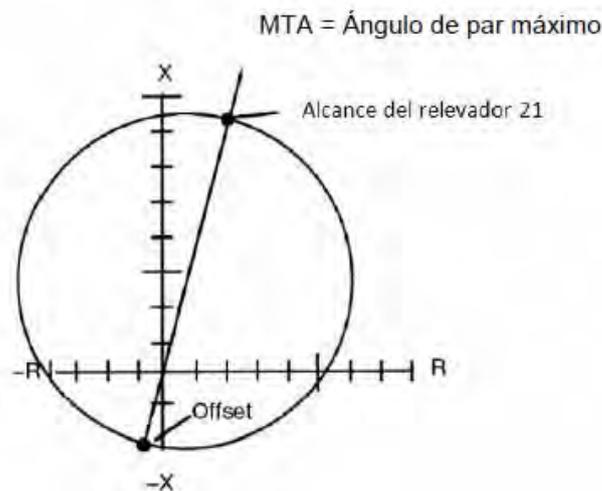


Figura 2.16 Diagrama R/X para protección por fallas externas.

2.4.5 Energización inadvertida del generador (50/27G-EA)

La energización accidental o inadvertida de generadores sincrónicos ha sido problema particular dentro de la industria en años recientes. Un número significativo de máquinas grandes han sido dañadas o, en algunos casos, completamente destruidas cuando fueron energizadas accidentalmente

mientras estaban fuera de línea. La frecuencia de estas ocurrencias ha dirigido a los fabricantes de generadores grandes en U.S.A. a recomendar que el problema sea manejado vía esquemas de relés de protección dedicados.

La energización inadvertida o accidental de grandes generadores-turbina ha ocurrido lo suficientemente frecuente dentro de la industria en años recientes para llegar a ser un tema preocupante. Cuando un generador es energizado mientras esta fuera de línea y girando, o rodando hacia el paro, se convierte en un motor de inducción y puede ser dañado en unos pocos segundos. También puede ocurrir daño en la turbina.

Un número significativo de máquinas grandes han sido severamente dañadas y, en algunos casos, completamente destruidas. El costo a la industria de tal ocurrencia no es únicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino además el costo sustancial de la compra de potencia de reemplazo durante el periodo en que la unidad está fuera de servicio. Errores de operación, arcos de contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas han dado como resultado que el generador llegue a ser energizado accidentalmente mientras está fuera de línea.

Errores De Operación. Los errores de operación se han incrementado en la industria porque las centrales generadoras de alta tensión han llegado a ser más complejas con el uso de configuraciones de interruptor y medio y bus en anillo. La figura 2.17 muestra los diagramas unifilares para estas dos subestaciones.

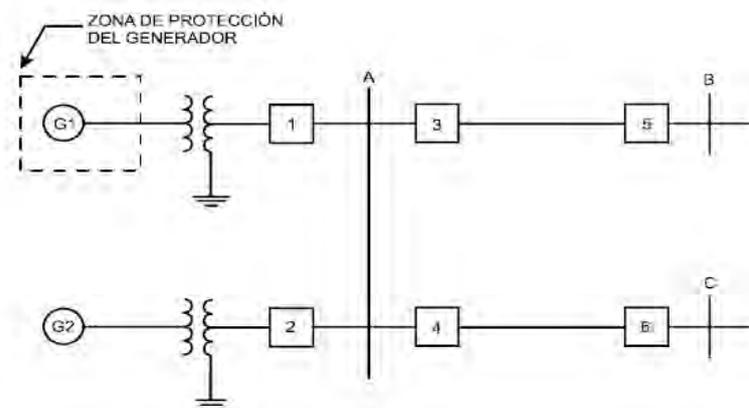


Figura 2.17 A. Subestación típica de interruptor y medio

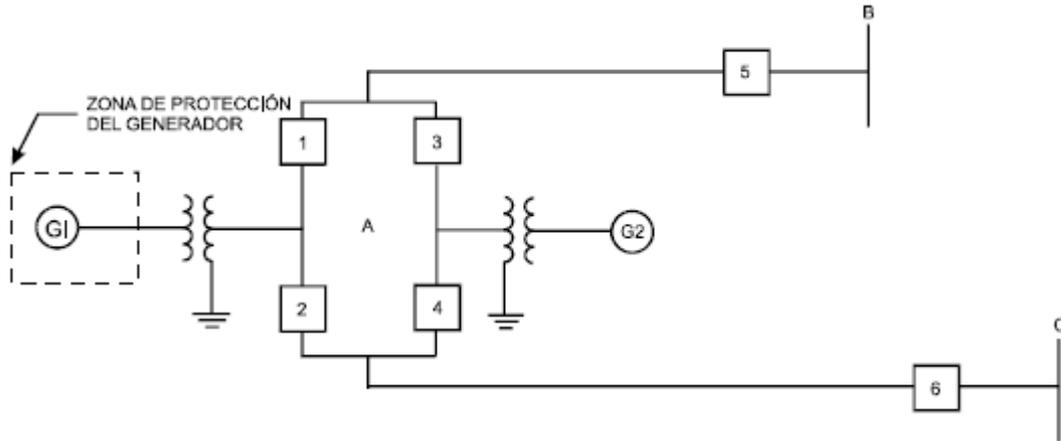


Figura 2.17 B. Subestación típica de bus en anillo

Estos diseños de subestaciones proporcionan suficiente flexibilidad para permitir que un interruptor de generador de alta tensión (A ó B) sea sacado de servicio sin también requerir que la unidad sea removida de servicio. Las cuchillas desconectoras de los interruptores (no mostradas) están disponibles para aislar al interruptor para reparación. Cuando la unidad está fuera de línea, sin embargo, los interruptores del generador (A y B) son generalmente regresados a servicio como interruptores de bus para completar una fila en una subestación de interruptor y medio o completar un bus en anillo. Esto da como resultado que el generador sólo está aislado del sistema únicamente a través de una cuchilla desconectora de alta tensión (S1). Aislamiento adicional del sistema de potencia puede ser proporcionado removiendo los tirantes (straps) del generador u otros dispositivos de seccionalización en el bus de fase aislada del generador. Generalmente, estos dispositivos del bus de fase aislada son abiertos para proporcionar libramientos o aislamientos seguros para salidas prolongadas de la unidad. Existen muchas situaciones en las cuales la cuchilla proporciona el único aislamiento entre la máquina y el sistema. A ún con inter-bloqueos entre los interruptores de l generador (A y B) y la cuchilla S1 para prevenir el cierre accidental de la cuchilla, ha sido registrado un número significativo de casos de unidades energizadas accidentalmente a través de esta cuchilla S1 mientras están fuera de línea. Una complicación de este problema es la posibilidad de que algunas o

todas las protecciones del generador, por una u otra razón, puedan estar deshabilitadas durante este periodo.

Otra trayectoria para la energización inadvertida de un generador es a través del sistema de auxiliares de la unidad por el cierre accidental de los interruptores del transformador auxiliar (C ó D). Debido a la mayor impedancia en esta trayectoria, las corrientes y el daño resultante son mucho menores que los experimentados por el generador cuando es energizado desde el sistema de potencia.

Capítulo 3

Esquema lógico de protecciones

3.1 Disparos y protecciones

El siguiente esquema da un ejemplo de los disparos que accionan según las protecciones que actúan.

Tabla 3.1

Función	Bus de subestación	Interruptor de generador	Interruptor de campo	Transferencia de Auxiliares	Motor primario	Alarma
21G-1		X	X	X	X	X
21G-2		X, Nota 3 y 6				X
21G-A						X
24G-4		X	X	X	X	X
27G						X
32G-1 (DC)		X	X, Nota 1	X	X	X
32G-2		X	X, Nota 1	X	X	X
40G-1		X	X	X	X	X
40G-2		X				X
46G-1						X
46G-2		X, Nota 3 y 6				X
49G-1						X
49G-2		X, Nota 4				X
50G		X	X	X	X	X
50/27G	X	X	X	X	X	X
50FI	X	X	X	X	X	X
50FITA		X	X	X, Nota 5	X	X
50-FO	X	X	X	X	X	X
51NTP		X, Nota 3 y 6				X
51C		X, Nota 3 y 6				X
51F		X	X	X	X	X
51G		X, Nota 3 y 6				X
50/51HA		X	X	X	X	X
51XA		X	X	X	X	X
51NXA		X	X	X	X	X
59G		X	X	X	X	X
60FL						X,Nota2
63BH		X	X	X	X	X
63P		X	X	X	X	X
64F-1						X
64F-2		X	X	X	X	X
78		X	X, Nota 1	X	X	X
81º/U		X, Nota 6				X
87G		X	X	X	X	X
87TP		X	X	X	X	X
87GT		X	X	X	X	X
87TA		X	X	X	X	X

1. Solo hasta que abre el interruptor de Generador.
2. Alarma y bloqueo de las 21G, 32G y 40G por pérdida de fusible.
3. Alarma una Lógica de con un segundo temporizador a 0.150 s para un disparo total, siempre que siga activada la protección.
4. Es un disparo de interruptor de máquina si no se cuenta con un esquema de run-back.
5. Debe asegurarse que no cierre el interruptor de enlace de media tensión.
6. Si la unidad no tiene capacidad de generar solo para sus auxiliares, debe ser disparo total.
7. En todos los disparos de interruptor del generador se debe arrancar el 50FI, incluyendo el disparo de emergencia.

Los siguientes diagramas lógicos son los diseñados para los generadores eléctricos Utilizados en la Repotenciación de la Central Termo eléctrica Manzanillo I.

En los cuales se indica que protecciones del Generador y los disparos que estas conllevan.

Los interruptores de Bloque sostenidos, que se representan con el número 86 lo cuales accionan los relevadores estos sirven para no liberar la falla en caso de que todavía se encuentre presente, y la libera cuando la falla fue detectada y corregida, de otra manera no se liberaría el interruptor sostenido.

Diagrama Lógico de Protecciones para los Turbogeneradores

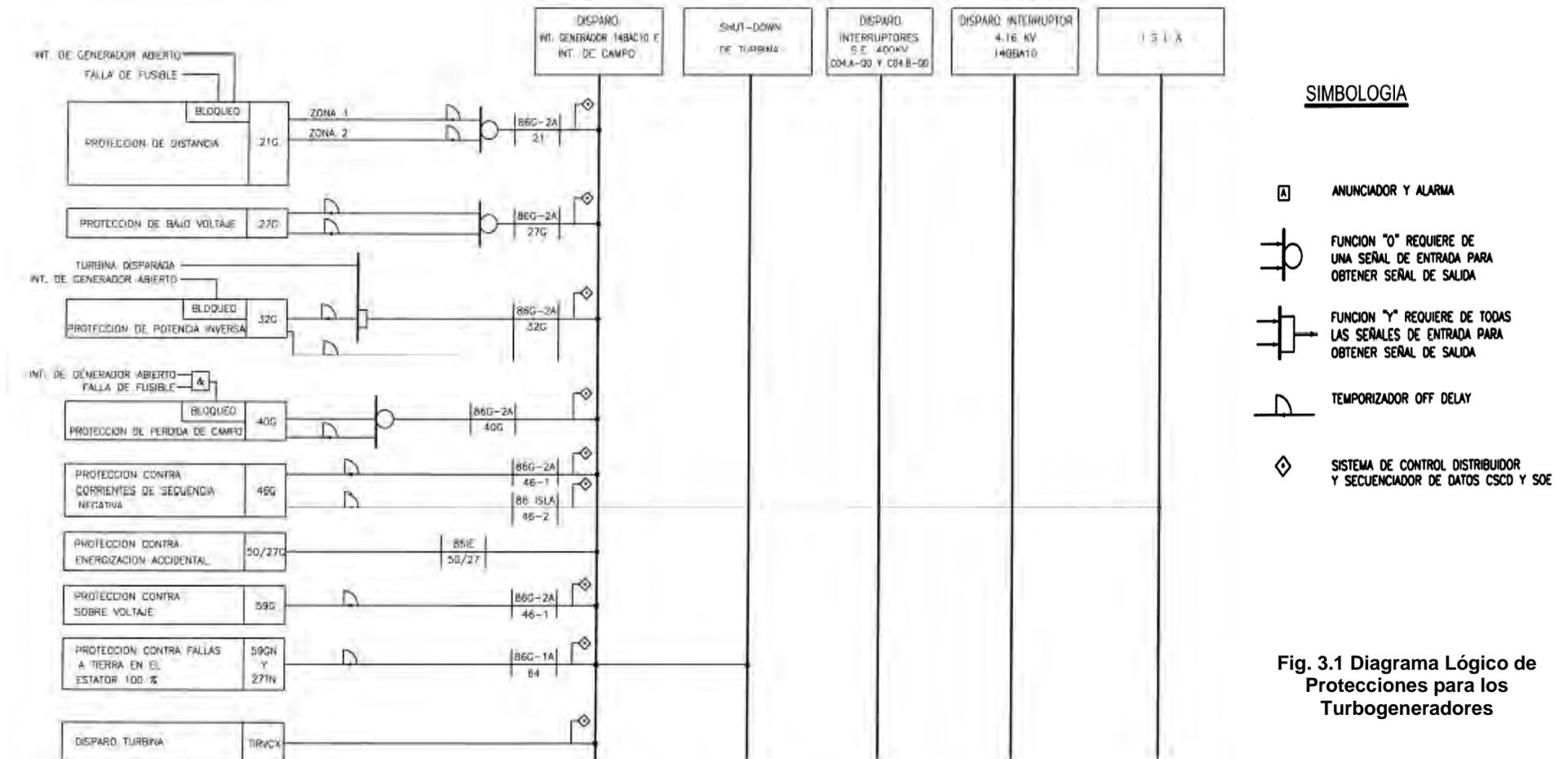


Fig. 3.1 Diagrama Lógico de Protecciones para los Turbogeneradores

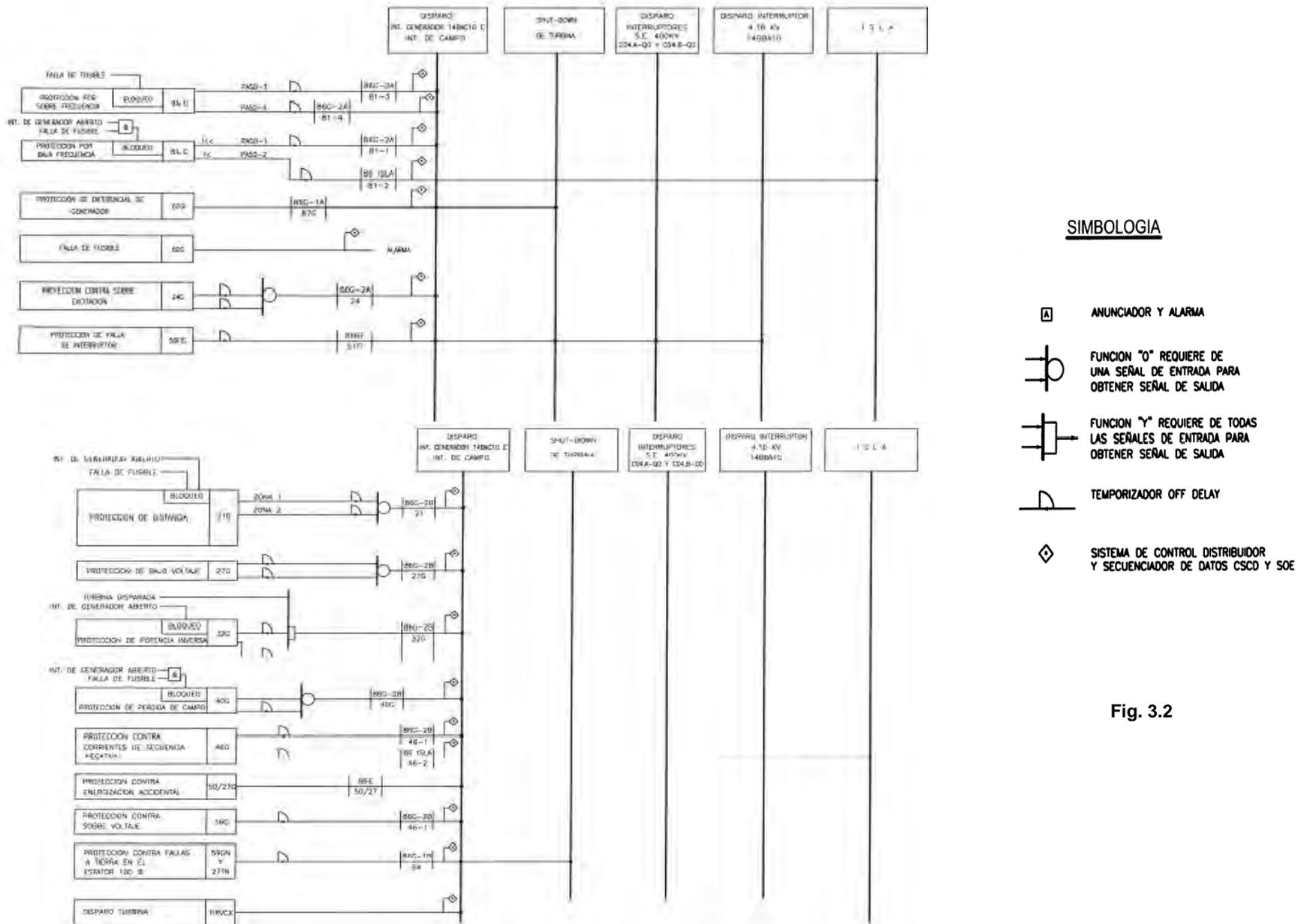
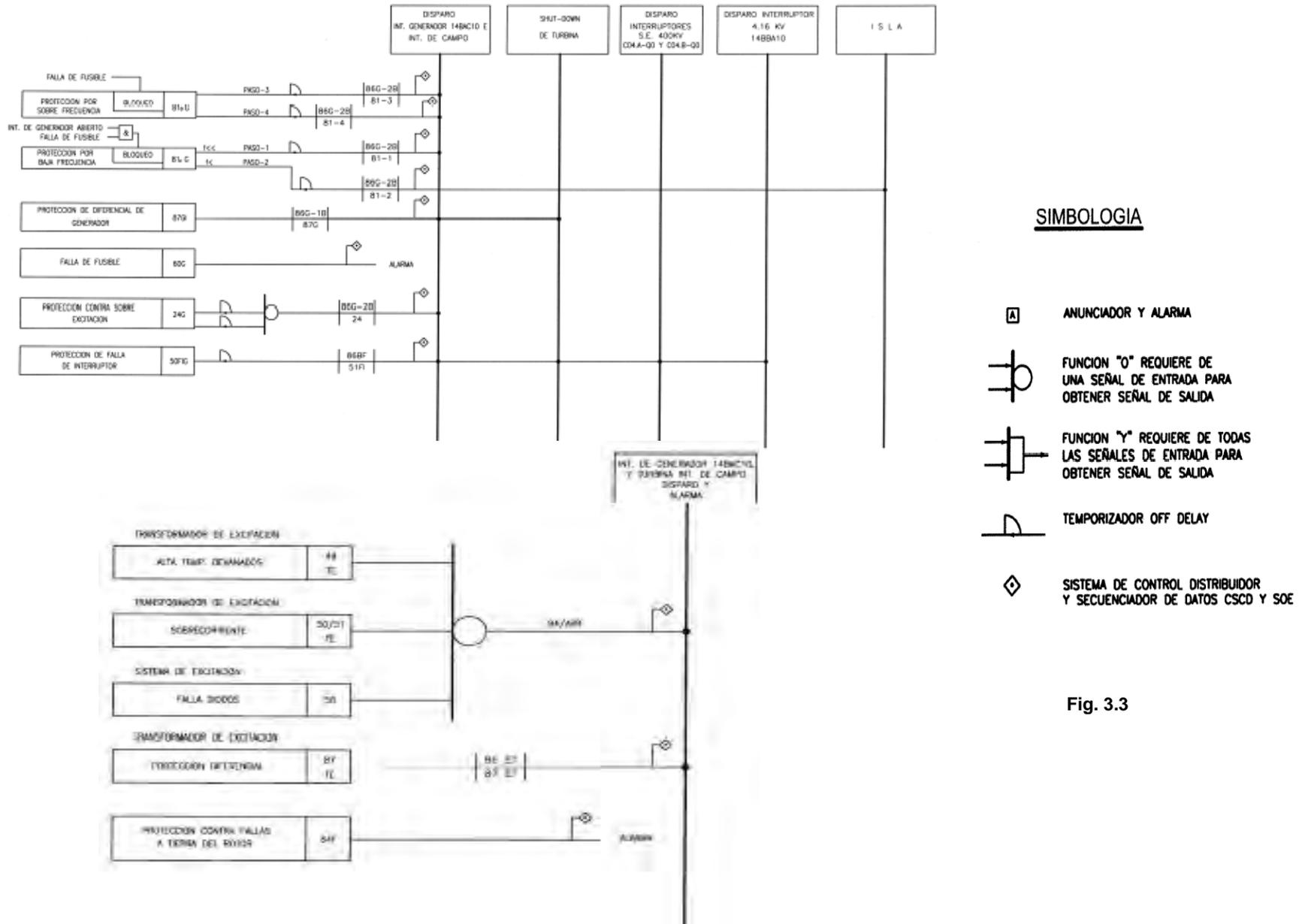


Fig. 3.2



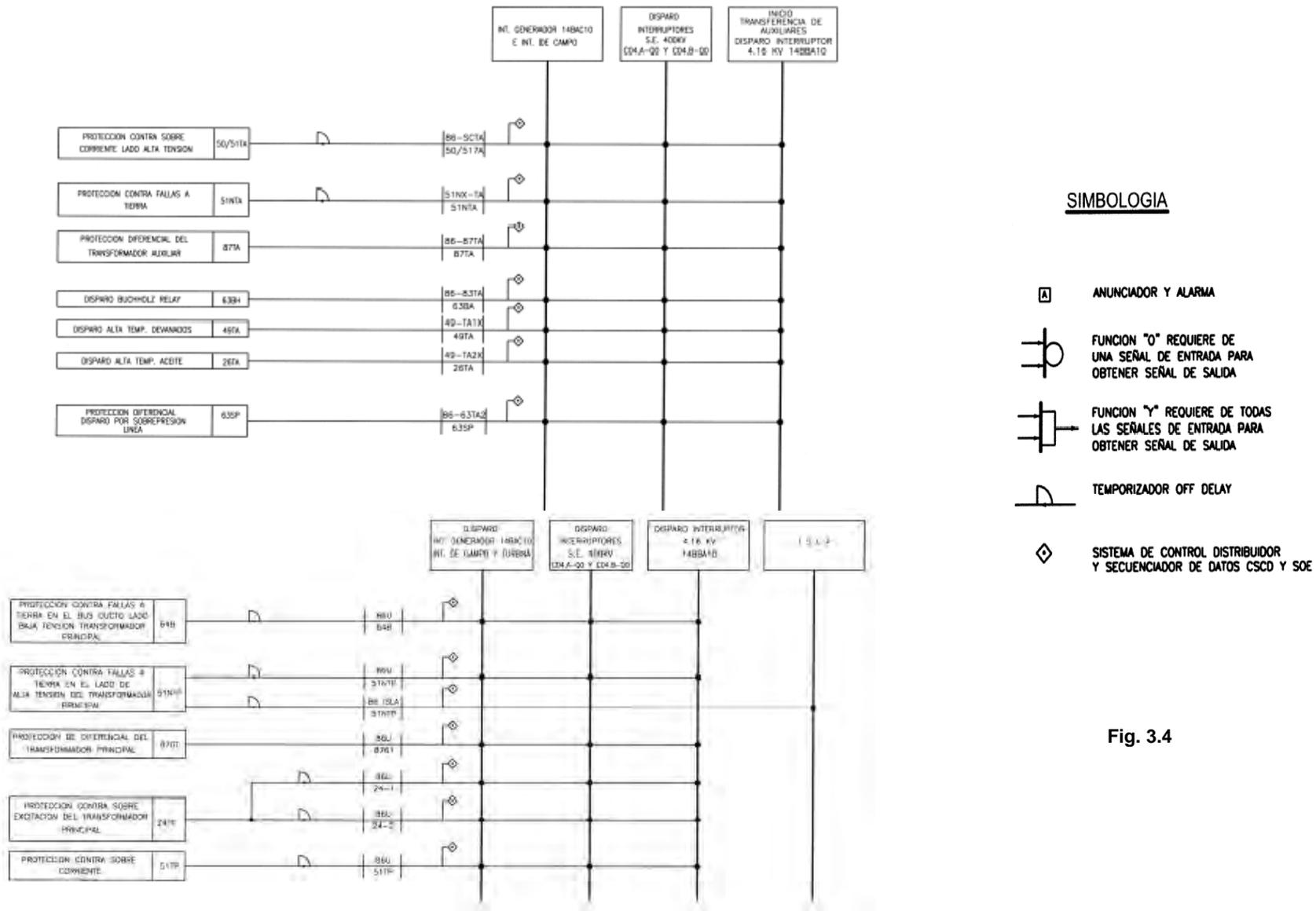


Fig. 3.4

Diagrama Típico de Protecciones de un Generador

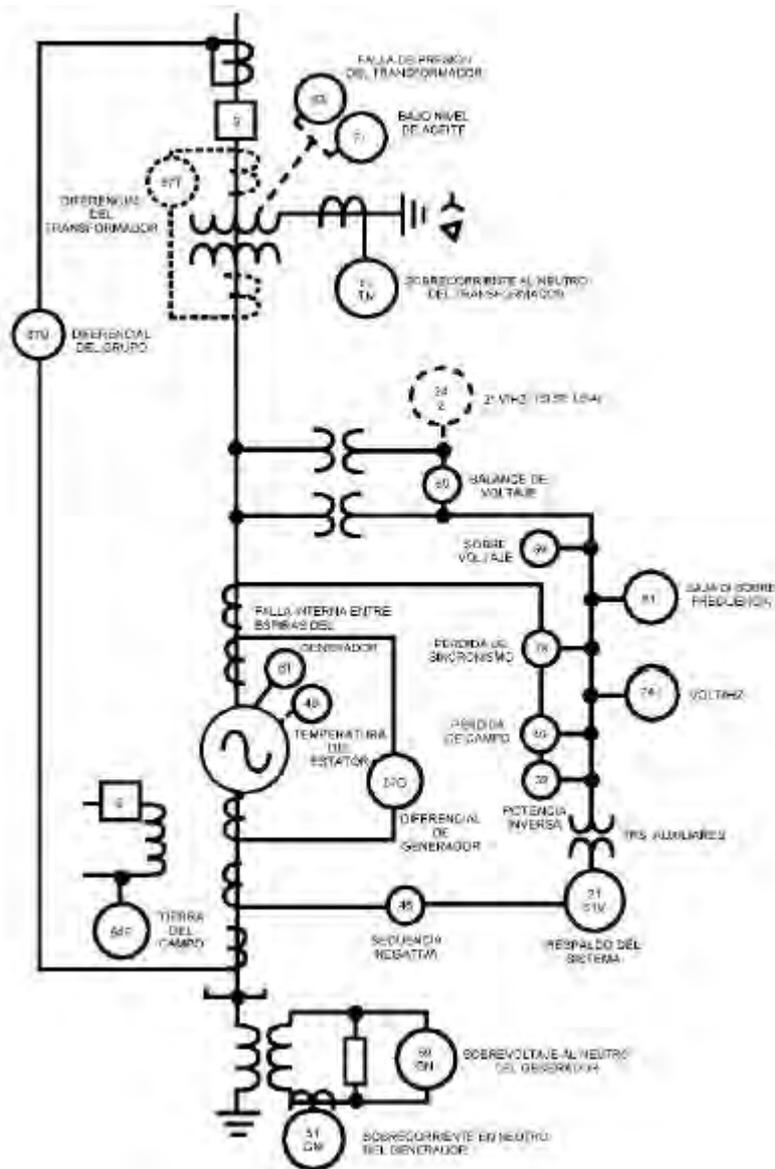


Fig. 3.5 Diagrama Típico de Protecciones de un Generador

3.2 Ventajas de los relevadores Digitales

En condiciones de falla, las principales características que presentan los relevadores son:

Rapidez. Estos tipos de relevadores operan con un tiempo relativamente menor en comparación con los relevadores electromecánicos, a pesar de que

esta diferencia puede quedar relegada a segundo término debido a los tiempos de operación y características de los interruptores y del sistema.

Sensibilidad. Debido a los factores que afectan la corriente de cortocircuito, la cual dificulta la medición de la impedancia al relevador; la sensibilidad, a pesar de ser mayor en estos relevadores, no ha permitido un avance sustancial con respecto a otros relevadores.

Selectividad. Este punto es muy importante, pues nos da la seguridad para la operación y no operación del relevador; además de que en éstos se contemplan más condiciones que no se tienen en los relevadores electromecánicos, por ejemplo, se dispone de más elementos lógicos (entradas y salidas programables), sistemas de comunicación, etc., que incrementan la confiabilidad de operación de los relevadores.

Autodiagnóstico. Una gran ventaja respecto a los relevadores electromecánicos, debido a que es el propio relevador digital el cual se diagnostica e informa cuando se presenta un problema interno para, con oportunidad, proceder a su solución y mantenerse en condiciones óptimas de operación.

Flexibilidad. Nos permite conectarlos a líneas de diferentes características y permite realizar modificaciones y ajustes de manera remota en caso necesario, debido a su teclado externo ó sus puertos de comunicación para computadora personal. Estos relevadores no necesitan de ajustes en sus elementos internos y su programación se basa en instrucciones por menús y ayudas en algunos casos.

Facilidad en análisis de falla y medición. Muchos relevadores presentan características de almacenamiento de datos en memoria propia, los cuales se pueden obtener en forma de reportes que facilitan el análisis de parámetros antes, durante y después de la falla. También tienen la capacidad de reportar valores de las señales de entrada que detecta y otros valores susceptibles de medición y señalización.

Tabla 3.2 Facilidad en análisis de falla y medición

DATOS PRINCIPALES	SIMBOLO	valor	Unidades
Potencia Aparente de Salida		197	MVA
Potencia Real de Salida		177	MV
Voltaje en Terminales		18	KV
Corriente de Linea		6318	A
Factor de Potencia		0.9	-
Frecuencia		60	Hz
Velocidad Nominal		3600	RPM

Relación de cortocircuito

Reactancia	Símbolo	Valor	
Reactancia Sincrona Eje d.	Xd	1.67	p.u
Reactancia Transitoria sat. Eje d.	X'd	0.195	p.u
Reactancia Subtransitoria sat. Eje d.	X''d	0.125	p.u

Valores equivalentes del sistema

Relación X/R y redes de secuencia del sistema en p.u. (considerando una potencia base de 100 MVA)

Tabla 3.3

BUS	Ro	Xo	R1	X1	Xo/Ro	X1/R1
400 kV	0.00006	0.00306	0.00047	0.00531	48.03	11.31

3.3 Protecciones

3.3.1 Protección de respaldo del Generador (21G)

Datos del cálculo:

Potencia Aparente del Transformador Principal.

$$S_{TP} = 220 \text{ MVA}$$

$$Z_{TP} = 13\%$$

Este valor puede variar.

$$X/R_{TP} = 51.0$$

Potencia Aparente del Generador

$$S_G = 197 \text{ MVA}$$

Voltaje del Generador

$$V_G = 18 \text{ Kv}$$

Relación de Transformación de los TC's

$$\text{TC's} = 8000/5 \text{ A}; \text{RTC} = 1600$$

Relación de Transformación de TP's

$$\text{TP's} = 18000/120 \text{ V}; \text{RTP} = 150$$

Cálculo de la impedancia del transformador en ohms.

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (kV_B)^2 \times 10}{kVA_B} = \frac{13 \times (18)^2 \times 10}{220000} = 0.1914 \Omega$$

Impedancia que vera el relevador.

$$Z_R = Z_{\Omega} \times \frac{RTC}{RTP} = 0.1914 \times \frac{1600}{150} = 2.0416 \Omega$$

Ajuste del relevador.

El relevador se ajustara a un valor de impedancia del 70% de la impedancia total del transformador.

Diámetro del relevador.

$$\text{Diámetro} = Z_{TP}(\Omega) \times (\text{Alcance} + \text{Compensación})$$

$$\text{Diámetro} = 2.0416 \times (0.70 + 0.1) = 1.6332 \Omega$$

$$\text{Ajuste} = 1.6332 \Omega$$

Compensación (offset).

La compensación se fija generalmente en cero, porque la impedancia de falla nunca se convertirá para bajar cuadrantes de coordenadas R-X, pero se fijara en -10% de la impedancia del transformador:

$$\text{Compensación} = 3.2 \times 0.1 = 0.32$$

$$\text{Ajuste} = -0.3 \Omega$$

Ángulo de la impedancia.

El ángulo de la impedancia se fija tan cerca como sea posible al ángulo real de la impedancia de la zona protegida.

$$\text{Ángulo de la impedancia} = \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right) = \tan^{-1}(51.0) = 88.9^\circ$$

$$\text{Ajuste} = 89^\circ, \text{ con un } t = 0.2 \text{ seg.}$$

La zona protegida por el relevador 21G se muestra en la figura 1.1.1.

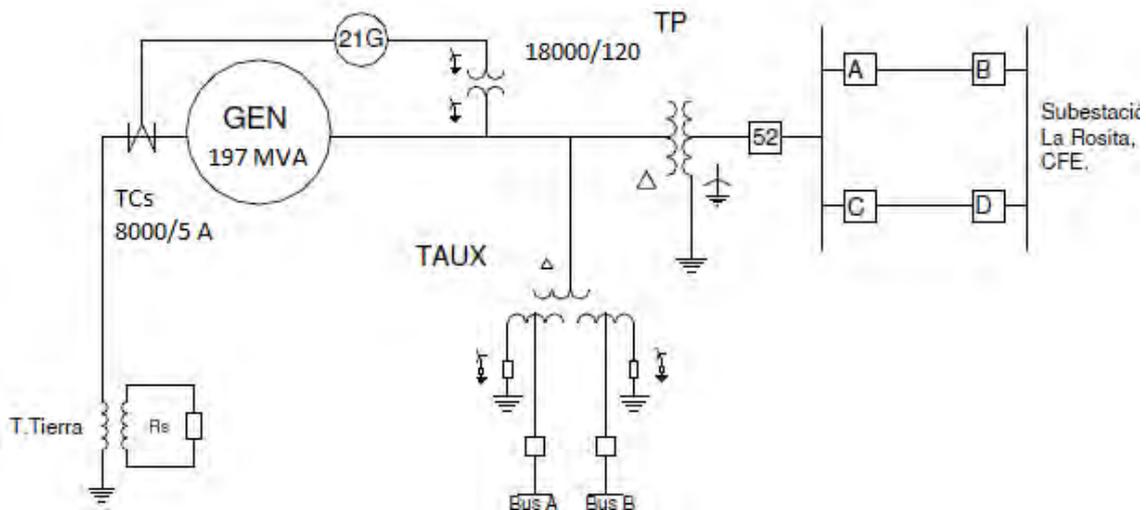


Fig. 3.6 Protección de distancia del Generador.

3.3.2 Protección contra sobrecitación del Generador(24G)

Datos del cálculo:

1^{er} paso: Ajuste de alarma.

Ajuste: se recomienda ajustar arriba de 1.05 (105%) veces a carga continua. Con un retardo de tiempo de 0.5 seg.

Valor unitario de sobrecitación del generador.

$$\frac{v}{f}(1.0 \text{ p. u.}) = \frac{1.0 \text{ p.u.}(kV_G/\sqrt{3})/RTP}{t} = \frac{1.0 \text{ p.u.}(18000/\sqrt{3})/150}{60}$$

$$\frac{v}{f}(1.0 \text{ p. u.}) = 1.15 \text{ V/Hz}$$

$$\frac{v}{f}(1.07 \text{ p. u.}) = \frac{1.07 \text{ p. u.}(18000/\sqrt{3})/150}{60} = 1.23 \text{ V/Hz}$$

Ajuste = 107% y t = 999 seg.

2^{do} paso: Disparo

El ajuste debe realizarse entre el 10% y hasta el 20% de su valor nominal:

$$\frac{v}{f} = \frac{1.18(18000/\sqrt{3})/150}{60} = 1.36 \text{ V/Hz}$$

Ajuste = 118%, con t = 1.0 seg.

3.3.3 Protección contra bajo voltaje en el Generador (27G)

Ajuste = Voltaje mínimo de operación: 95%

$V_G = 18000$ RTP = 150

$$\text{Voltaje mínimo de operación} = \frac{18000}{150} \times 0.95 = 114 \text{ V}$$

$$\text{Ajuste} = \frac{18000 \times 0.80}{150} = 96 \text{ V}, \text{ con } t = 10 \text{ seg.}$$

Protección contra fallas a tierra en el devanado del estator del Generador(27TN), cubriendo el 100% con la función de bajo voltaje en el neutro del generador, 3^a armónica

Datos del cálculo:

Capacitancia a tierra por fase de:

Estos valores pueden variar con los tomados en campo para efectos representativos se toman estos valores.

Transformado principal devanado de BT: $0.035 \mu\text{F}/\emptyset$

Transformador auxiliar devanados de AT: $0.012 \mu\text{F}/\emptyset$

Transformador de excitación devanados AT: $0.002 \mu\text{F}/\emptyset$

Bus de fase aislada: $0.01 \mu\text{F}/\emptyset$

Devanados del estator generador: $0.37 \mu\text{F}/\emptyset$

Capacitores del generador: $0.39 \mu\text{F}/\emptyset$

Capacitancia total (c): $0.819 \mu\text{F}/\emptyset = 0.819 \times 10^{-6} \text{ F}$

Relación de transformación del transformador de puesta a tierra del neutro del generador (a_{gt}):

$$a_{gt} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{18}{0.240} = 75$$

Resistencia de carga del transformador de puesta a tierra del neutro del generador (R_{g2})

Este valor es un estimado, puede variar tomado de campo.

$$R_{g2} = 0.11 \Omega$$

Relación de transformación de los TP's del bus (a_{TPB}) para la 3ª armónica de voltaje:

$$a_{TPB} = \frac{V_p/\sqrt{3}}{V_s/3} = \frac{18000/\sqrt{3}}{120/3} = 259.8076$$

Relación de transformación de los TP's del generador (a_{TPG})

$$a_{TPG} = \frac{V_p/\sqrt{3}}{V_s/\sqrt{3}} = \frac{18000/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}} = 150$$

Datos del Generador:

$$V_g = 18000 \text{ V}$$

$$S_g = 197 \text{ kVA}$$

$$Z_g = 164\% = 1.1333 \Omega$$

Voltaje medido de la 3ª armónica:

$$\text{Sin carga: } E_{3fn} = 66 \text{ V}$$

Con carga: $E_{3ff} = 158 \text{ V}$

Resistencia de los TP's de bus, para la 3ª armónica:

$$R_{TPB} = 100 \Omega$$

Reactancia capacitiva del Generador (X_{cg}):

$$X_{cg} = \frac{1}{2\pi f c} = \frac{1}{3(2\pi) \times 3 \times 60 \times (0.819 \times 10^{-6})} = 360 \Omega$$

Resistencia de los TP's de bus:

$$R_{TP3} = \frac{1}{3} (a_{TPB}) = \frac{259.8076}{3} = 86.6025 \Omega$$

Resistencia en el secundario de los TP's de bus, para la 3ª armónica de voltaje:

$$R_{V1} = R_{TPB} \times (R_{TP3})^2 = (259.8076)(86.6025)^2 = 1,125,000 \Omega$$

Impedancia equivalente del circuito (Z_{og}):

$$Z_{og} = \frac{R_{V1} \times (X_{cg})^2}{(R_{V1})^2 + (X_{cg})^2} + j \frac{(R_{V1})^2 \times (X_{cg})}{(R_{V1})^2 + (X_{cg})^2} =$$

$$Z_{og} = \frac{1,125,000 \times (360)^2}{(1,125,000)^2 + (360)^2} + j \frac{(1,125,000)^2 \times (360)}{(1,125,000)^2 + (360)^2} =$$

$$Z_{og} = \frac{1.458 \times 10^{11}}{1.26563 \times 10^{12}} + j \frac{4.55625 \times 10^{14}}{1.26563 \times 10^{12}} = 0.11519999 + j359.5 =$$

$$Z_{og} = 359.9 \angle 89.98^\circ = 0.11 + j359.9 \Omega$$

$$Z_{og} = R_{og} + jX_{og} = 0.11 + j360 \Omega$$

Reactancia síncrona del Generador: 164%

$$X_d = 164\%$$

Cambiando a Z ohms, tenemos:

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (kV_B)^2 \times 10}{kVA_B} = \frac{164 \times (18)^2 \times 10}{197000} = 2.69725888 \Omega$$

$$X_g = X_{d\Omega} \times 3 = 2.7 \times 3 = 8.0917 \Omega$$

Resistencia en el primario del transformador de puesta a tierra (R_{g1}):

$$R_{g1} = R_{g2} (a_{gt})^2 = 0.11 \times (75)^2 = 618.75 \Omega$$

3.3.4 Protección contra potencia inversa del Generador (32G)

Datos del cálculo:

Rangos de ajuste: 0.1 a 1% de la potencia nominal de acuerdo a la norma ANSI C37.102.

$$S_g = 197000 \text{ kVA} = 197000 \times 0.9 = 177300 \text{ Kw}$$

$$1.0 \text{ p.u.} = \text{kVA nominales} = 197000 \text{ kVA}$$

Ajuste del relevador 32G-1:

$$\text{Potencia inversa} = 197,000 \times 0.003 = 591 \text{ kVA}$$

$$= 591 \times 0.9 = 531.9 \text{ kW}$$

$$\text{Pickup} = 531.9 / 197,000 = 0.0027 \text{ p.u.}$$

$$\text{Ajuste} = -0.002 \text{ p.u.} \times 197,000 = 394 \text{ kW}$$

El disparo del relevador debe ser menor al tiempo permitido de motorización: 60 seg.

$$t = 1.0 \text{ seg.}$$

Ajuste del relevador 32G-2:

Potencia inversa = $197,000 \times 0.005 = 985 \text{ kVA}$

$$= 985 \times 0.9 = 886.5 \text{ kW}$$

$$\text{Pickup} = 886.5 / 197,000 = 0.0045 \text{ p.u.}$$

$$\text{Ajuste} = -0.004 \text{ p.u.} \times 197,000 = 788 \text{ kW}$$

Con $t = 15 \text{ seg.}$

3.3.5 Protección contra pérdida de excitación del Generador (40G)

Datos del cálculo:

1^{er} paso: condición de pérdida de excitación, bajo condición de baja carga (zona2)

$$S_g = 197,000 \text{ kVA}$$

$$X_d = 164\% \approx 1.14 \Omega$$

$$X'd = 23\%$$

$$V_g = 18000 \text{ V}$$

$$TC's = 8000 / 5 \text{ A}; RTC = 1600$$

$$TP's = 18000 / 120 \text{ V}; RTP = 150$$

Impedancia que vera el relevador:

Conversión de Z% a Z ohms.

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (kV)^2 \times 10}{kVA} = \frac{164 \times (18)^2 \times 10}{197000} = 2.69 \Omega$$

$$Z_{resis} = Z_{\Omega} \times \frac{RTC}{RTP} = 2.69 \times \frac{1600}{150} = 28.7 \Omega$$

$$\text{Ajuste} = 28.7 \Omega$$

El ajuste del diámetro del círculo se hace en base al valor de la reactancia síncrona (X_d) del generador.

$$\text{Ajuste: diámetro} = X_d = 28.7 \Omega$$

El ajuste del desplazamiento (off-set), se fija a un medio del valor de la reactancia transitoria ($X'd$) del generador.

Conversión de Z% a Z ohms.

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (kV)^2 \times 10}{kVA} = \frac{23 \times (18)^2 \times 10}{197000} = 0.3782 \Omega$$

$$Z_{relis} = Z_{\Omega} \times \frac{RTC}{RTP} = 0.3782 \times \frac{1600}{150} = 4.03 \Omega$$

$$Offset = \frac{X'd}{2} = \frac{4.03}{2} = 2.01 \Omega$$

Ajuste = -2.01 Ω , con t = 1.25 seg.

2º paso: condición de pérdida de excitación al 100% de carga (zona1)

$$Offset = Xd + \frac{X'd}{2} = 1.14 + \frac{0.3782}{2} = 1.32 \Omega$$

$$Diametro + Offset = 28.7 + 1.32 = 30.02 \Omega$$

Tiempo: el mínimo posible

Ajustes:

$$\text{Diámetro} + \text{Offset} = 30.02 \Omega$$

$$\text{Offset} = 1.5$$

$$t = 0.8 \text{ seg.}$$

3.3.6 Protección contra sobre corriente de secuencia negativa (46G)

Datos del cálculo:

Ajuste 46-1:

Máxima sobrecorriente de secuencia negativa permitida por el generador:

$$I_2^2 t = 10\%$$

Corriente de secuencia negativa continua: 8%

$$I_{ngen} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{197000}{\sqrt{3} \times 18} = 6318.77 A$$

$$TC's = 8000 / 5 A; RTC = 1600 A$$

$$I_{2sec} = \frac{6318.77}{1600} = 3.94 A$$

$$0.789 \text{ p.u. de } I_{sec} \text{ del TC}$$

De acuerdo con la norma ANSI C 105.13, la corriente de secuencia negativa permisible para un desbalance continuo es del 8% = 0.08 p.u.

$$I_2 = 0.08I_n = 0.08 \times 6318.77 = 505.5016 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente de secuencia negativa permitida en el secundario es:

$$I_2 = I_{2sec} \times 0.08 = 3.94 \times 0.08 = 0.3152 \text{ A}$$

Ajuste = 8%, con $t = 0.5$ seg.

Ajuste 46G-2

$$t = \frac{K_1}{\left(\frac{I_2}{I_n}\right)^2 - (K_2)^2} \rightarrow K_1 = t \left[\left(\frac{I_2}{I_n}\right)^2 - (K_2)^2 \right]$$

$$I_2 = \frac{6318.77}{8000} = 0.789 \text{ p.u.}$$

$$K_1 = 10 \left[\left(\frac{0.789 \times 5}{5}\right)^2 - (0.08)^2 \right] = 10 [0.6225 - 0.0064] = 6.1612$$

$$K_1 = 6$$

$$t = \frac{10}{\left(\frac{I_2}{I_n}\right)^2} = \frac{10}{(0.3152)^2} = 100 \text{ seg.}$$

3.3.7 Protección contra energización inadvertida del generador (50/27G)

Datos del cálculo:

$$S_g = 197,000 \text{ kVA}$$

$$V_g = 18000 \text{ V}$$

$$TC's = 8000 / 5 \text{ A}; \text{ RTC} = 1600$$

$$TP's = 18000 / 120 \text{ V}; \text{ RTP} = 150$$

Los valores de impedancia están dados a una base de 10 MVA

Estos valores varían con los datos del fabricante.

$$X_{1s} = 0.06\%$$

$$X_{1t} = 0.22\%$$

$$X_{2g} = 0.26\%$$

$$X_{TOTAL} = X_{1s} + X_{1t} + X_{2g} = 0.06 + 0.22 + 0.26 = 0.54\%$$

$$X_{T \text{ p.u.}} = 0.54/100 = 0.0054 \text{ p.u. a } 10 \text{ MVA}$$

Cambio de base: 10 MVA a 100 MVA

$$Z_{\text{p.u.}} = Z_{\text{p.u.d}} \times \left(\frac{\text{kVd}}{\text{kVn}}\right)^2 \times \left(\frac{\text{MVAn}}{\text{MVAd}}\right) = 0.0054 \times \left(\frac{23}{23}\right)^2 \times \left(\frac{100}{10}\right) = (0.0054)(1)(10) =$$

$$Z_{\text{p.u.n}} = 0.054 \text{ p. u. a } 100 \text{ MVA}$$

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (\text{kV})^2 \times 10}{\text{kVAB}} \times \frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} = \frac{5.4 \times (18)^2 \times 10}{197000} \times \frac{1600}{150} = 0.9473 \Omega$$

$$Z_{\text{BASE}} = \frac{(\text{kV})^2}{\text{MVA}_B} \times \frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} = \frac{(18)^2}{197} \times \frac{1600}{150} = 7.2015$$

$$Z_{\Omega} = Z_{\text{p.u.}} \times Z_{\text{BASE}} = 0.054 \times 7.2015 = 0.4 \Omega$$

$$I_{f \text{ cc-}3\phi} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1}}; \text{ Donde: } E_{a1} = 1.0 \text{ p.u. y } Z_{a1} = Z_{\text{eq}} = 0.054 \Omega$$

$$I_{f \text{ cc-}3\phi} = \frac{1}{0.054} = 18.54 \text{ p. u.}$$

$$I_{\text{BASE}} = \frac{\text{MVA}_B}{\sqrt{3} \times \text{kV}} = \frac{100,000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 18} = 3,207.5 \text{ A}$$

$$I_{f3\phi} = I_{f \text{ cc p.u.}} \times I_{\text{base}} = 18.52 \times 3,207.5 = 59,402.9 \text{ A}$$

$$I_{f \text{ cc-ssc}} = \frac{59,402.9}{1600} = 37.12 \text{ A}$$

$$I_{\text{N-gen}} = \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \times \text{kV}} = \frac{197000}{\sqrt{3} \times 18} = 6318.77 \text{ A}$$

$$I_{\text{ssc-TC}} = \frac{6318.77}{1600} = 3.94 \text{ A}$$

Ajuste del elemento de sobrecorriente instantáneo (50)

Pickup: < a la corriente de falla (8.7 A), en caso de una energización accidental.

Ajuste: se recomienda que el ajuste sea un poco mayor a la $I_{\text{sec. gen.}}$

Ajuste: 4.0 A

Ajuste del elemento de bajo voltaje (27)

Pickup: < variación de voltaje (-5%) en condiciones normales de operación.

Ajuste: 85 V (71%), con $t = 2.0$ seg.

3.3.8 Protección contra Sobrevoltaje del Generador (59G)

Datos del cálculo:

$$V_G = 18000 \text{ V}$$

$$TP's = 18000 / 120 \text{ V}; RTP = 150$$

Voltaje máximo permanente en operación continua con carga: 1.05 p.u.

Voltaje máximo permanente en operación continua sin carga: 1.10 p.u.

Sobrevoltaje máximo transitorio permitido \leq : 1.20 p.u.

Pickup \leq al sobrevoltaje transitorio máximo permitido

$$\text{Ajuste} \leq (18000/150)(1.20) = 143.79 \approx 144.0 \text{ V con } t = 3.0 \text{ seg.}$$

3.3.9 Protección contra falla a tierra del devanado del Estator del Generador (64G) cubriendo el 95% del devanado

Datos del cálculo:

Transformador de puesta a tierra neutro Generador:

$$V_{\text{primario}}: 18000 \text{ V}$$

$$V_{\text{secundario}}: 240 \text{ V}$$

Capacidad: 25 kVA

$$Z_{\text{RES}} = 0.11 \Omega$$

Relación de transformación del transformador de puesta a tierra (RTTPA)

$$RTTPA = \frac{18000}{240} = 75$$

$$V_{\text{max.sec.}} = \frac{240}{\sqrt{3}} = 138.6 \text{ V}$$

$$V_{L-N} = \frac{V_{F-F}}{\sqrt{3}} = \frac{18000}{\sqrt{3}} = 10,392.60 \text{ V}$$

El relevador se ajustara al 5% de la tensión de fase a neutro ($V_{\text{max.sec.}}$) para cubrir el 95% del devanado del estator.

$$\text{Ajuste} = 0.05 \times 138.6 = 6.93 \text{ V}$$

Ajustamos a 6 V, este ajuste representa el 4.33% del V_n

$$\% \text{Ajuste} = \left(1 - \frac{6}{138.6}\right) \times 100 = 95.37\% \text{ Con } t = 5 \text{ seg.}$$

3.3.10 Protección contra Desbalanceo de voltaje en el Generador (60G)

Datos del cálculo:

Ajuste: Este relevador compara los voltajes V_{ab} y V_{bc} , se ajusta a una diferencia de voltaje del 15% del V_n , con $t = 0.04$ seg.

3.3.11 Protección contra falla a tierra del campo del Generador (64F)

Datos del cálculo:

Estos datos pueden variar con los tomados en campo

Capacitancia entre el devanado de campo y tierra = 1.4 μF

Capacitancia del campo del Generador = 1.2 μF

Capacitancia de bus ducto de C.C. = 0.2 μF

Se recomienda un ajuste de resistencia de falla de 25 k Ω , con $t = 2.0$ seg.

Ajuste de frecuencia:

La frecuencia se debe fijar según el valor de la capacitancia a través del devanado de campo y entre la tierra.

Se recomiendan los siguientes ajustes típicos:

Tabla 3.4

Devanado de campo/capacitancia a tierra	Ajustes típicos de frecuencia	Devanado de campo/capacitancia a tierra	Ajustes típicos de frecuencia
1 μF	0.52 Hz	6 μF	0.35 Hz
2 μF	0.49 Hz	7 μF	0.32 Hz
3 μF	0.46 Hz	8 μF	0.30 Hz
4 μF	0.43 Hz	9 μF	0.28 Hz
5 μF	0.37 Hz	10 μF	0.26 Hz

3.3.12 Protección contra sobre y baja Frecuencia del Generador (81 OG/UG)

Datos del cálculo:

El ajuste de esta protección se limita a la información proporcionada por el fabricante de la turbina, en base a los límites térmicos de operación de la turbina.

Ajuste recomendados por el fabricante de la turbina;

Mitsubishi Electric Corporation:

Tabla 3.5

Protección		Frecuencia (Hz)	Tiempo de disparo
1º paso (81OG-1)	104%	62.4	3 seg.
2º paso (81OG-2)	102.5%	61.50	2 seg.
3º paso (81UG-1)	98%	58.8	1.5 seg
4º paso (81UG-2)	96%	57.5	0.3 seg.

3.3.13 Protección Diferencial del Generador (87G)

Datos del cálculo:

$$TC's = 8000 / 5 A; RTC = 1600$$

Saturación TC: 10% en 20 veces la I_p del TC

$$\text{Error TC} = 12.3\%$$

Exactitud de ajuste del relevador: $\pm 0.10 A$

$$S_G = 197 \text{ MVA}$$

$$V_G = 18.0 \text{ kV}$$

$$I_n = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{197 \times 1000}{1.732 \times 18} = 6318.77 A$$

$$I_{sec} = \frac{I_n \text{ gen.}}{RTC} = \frac{6318.77}{1600} = 3.94 A$$

Ajustes:

$$\text{Pickup mínimo (Im)} = I_{sec} \times \text{Error TC} + \text{exactitud TC}$$

$$= 3.94 \times 0.123 + 0.10 = 0.58 A$$

$$\text{Ajuste} = 0.60 A$$

De acuerdo con la recomendación del fabricante del Generador (Mitsubishi Electric Corporation), el ajuste de la corriente de arranque debe ser del 10% de I_{sec} . con una pendiente del 10%.

Ajuste: $0.1(3.52) = 0.352 A$, sin embargo, por seguridad podemos ajustar a: $0.20 A$; con un tiempo de operación instantáneo; 1 ciclo (16.6 ms).

3.3.14 Protección diferencial Generador-Interruptor Generador (87GI)

Datos del cálculo:

$$TC's = 8000 / 5 A; RTC = 1600$$

Saturación TC: 10% en 20 veces la I_p del TC

$$\text{Error TC} = 12.3\%$$

$$\text{Exactitud del ajuste del relevador} = 0.10 A$$

$$S_G = 197 MVA$$

$$I_{NG} = 6318.77 A$$

$$I_{sec.} = 3.94 A$$

$$\text{Potencia de excitación en la condición forzada} = 2600 kVA$$

La corriente del transformador de excitación no circula por los TC's de la protección 87GI, por lo cual es esta corriente del sistema de excitación se considera como corriente de error, por lo tanto:

$$I_{TE} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{26}{\sqrt{3} \times 18} = 65.27 A$$

$$I_{sec.Exc} = \frac{I_{TE}}{RTC} = \frac{65.27}{1600} = 0.040 A$$

$$\text{Pickup mínimo (Im)} = 3.94 \times 0.123 + 0.10 + 0.040 = 0.62 A$$

$$\text{Ajuste} = 0.60 A$$

De acuerdo con el fabricante del generador, se recomienda una corriente de arranque del 10% de de $I_{sec.}$ con una pendiente del 10%.

$$\text{Ajuste} = 0.1(3.94) = 0.394 A; \text{ sin embargo, por seguridad ajustamos a } 0.20A, \text{ con un tiempo de 9 ciclos (0.19 seg.).}$$

Anexo 1

Cálculos de Protecciones y Ajustes del Relevador M3425 de Beckwith para Protección de Turbogenerador a Gas

1. Unifilar del Turbogenerador a Gas

Ver plano MZ-B-1-BAY-EDU-INE-001. Diagrama Unifilar de Protecciones y Medición. Turbogas Módulo 1.

2. Datos del Equipos

Datos del Turbogenerador a Gas:

En la tabla 1 a continuación se muestran los datos básicos del turbogenerador a gas. Para mayor información referirse al documento 100T0309 "Generator Electrical Data" de GE.

Tabla 1. Datos Básicos de Turbogenerador a Gas.

Descripción		Unidad	Valor
Potencia Aparente		MVA	197
Potencia Activa		MW	177,3
Factor de potencia		p.u	0,9
Nivel de tensión (fase a fase)		kV	18
Frecuencia		Hz	60
Conexión		---	Estrella
Método de puesta a tierra			Alta impedancia con transformador y resistencia
Reactancias	X'd	p.u	0.22
	Xd	p.u	1.77
	X2	p.u	0.165
Capacidad térmica $(I_2)^2T$		s	10.0

Datos de los transformadores de corriente:

Descripción	Datos	Conexión
Lado Fase del Generador	8000/5, C400	46-51
Lado Neutro del Generador	8000/5, C800	54-59

Datos de los transformadores de potencial:

Descripción	Datos	Conexión
Relación, Delta abierta / Delta abierta	18000/120	38-43
Relación, Monofásico	12000/240	44-45

3. Ajustes del Sistema

3.1. Ajustes de Entradas de Tensión y Corriente

Descripción	Valor
Nominal voltage	120 V
Nominal current	3.95 A
50DT Split Phase Operation	Disabled
59/27 Magnitude Select	RMS
Delta-Y Transform	Enabled
Phase Rotation	ABC
VT Connection	L-L
VT Primary	18000 V
VT Secondary	120 V
VT Ratio	150
VT Neutral Primary	12000
VT Neutral Secondary	240
VT Neutral Ratio	50
CT Primary	8000
CT Secondary	5
CT Ratio	1600
CT Neutral Primary	8000
CT Neutral Secondary	5
CT Neutral Ratio	1600

4. Ajustes de Protecciones

4.1. Protección de Distancia

Descripción	Valor
21-1: Diameter	1.024 ohms
21-1: Offset	0.512 ohms
21-1: Impedance angle	85°
21-1: Delay	6 cycles
21-1: Outputs	3,4,5,6
21-1: Blocking	fl,1
21-2: Diameter	2.15 ohms

Descripción	Valor
21-2: Offset	0.512 ohms
21-2: Impedance angle	85°
21-2: Delay	42 cycles
21-2: Outputs	3,4,5,6
21-2: Blocking	fl,1

Cálculos asociados:

(A.2.3 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Ajustes Zona 1:

Se ajusta al 50% de la impedancia del transformador elevador con un MTA de 85°, retraso de tiempo de 0.1 s y un offset de 25% la impedancia del transformador.

La impedancia del transformador es 7.83% @132 MVA, en ohms corresponde a:

$$X_T = 0.0783x \frac{(18 \text{ kV})^2}{132 \text{ MVA}} = 0.192 \Omega$$

$$\text{Zone 1} = 0.5 x X_T(\text{ohms})x \frac{CT \text{ Ratio}}{VT \text{ Ratio}} = 0.5 x 0.192 \Omega x \frac{1600}{150} = 1.024 \Omega$$

$$\text{Offset} = 0.25 x X_T(\text{ohms})x \frac{CT \text{ Ratio}}{VT \text{ Ratio}} = 0.25 x 0.192 \Omega x \frac{1600}{150} = 0.512 \Omega$$

Ajustes Zona 2:

Se ajusta al 105% de la impedancia del transformador elevador con un MTA de 85°, un retraso de tiempo de 0.7 s y un offset de 25% la impedancia del transformador

$$\text{Zone 1} = 1.05 x X_T(\text{ohms})x \frac{CT \text{ Ratio}}{VT \text{ Ratio}} = 1.05 x 0.192 \Omega x \frac{1600}{150} = 2.15 \Omega$$

4.2. Protección de Oscilación de Potencia

Para ajustar esta protección es necesario contar con un estudio de estabilidad.

4.3. Protección Diferencial

Descripción	Valor
Pickup	0,6 A
Slope 1	12%
Delay	1 cycle
Outputs	1
Blocking inputs	---

Cálculos asociados:

Arranque de la protección (Pickup)

(A.2.5 de IEEE C37.102; 5.6.5 y manual del M3425 de Beckwith)

El pick-up debe ser ajustado lo más sensible posible para detectar fallas internas del devanado y prevenir operaciones no deseadas durante fallas externas debido a saturación de los transformadores de corriente (TCs) o al error de medición que pueda ocurrir para bajos niveles de corriente.

Según norma ANSI C57.13, se garantiza un error igual o menor al 10% en transformadores de corriente, siempre y cuando la corriente secundaria no sea superior a 20 veces la corriente nominal.

Un ajuste entre 0.1 p.u y 0.3 p.u es recomendado.

Considerando lo anterior, puede seleccionarse un pickup de 0.12 p.u la corriente nominal del TC (0.12 p.u), lo que equivale a 0.6 A en el secundario del TC.

Pendiente 1 (Slope 1)

(A.2.5 de IEEE C37.102; 5.6.5 y manual del M3425 de Beckwith)

Se tienen ajustes típicos entre el 10% y 20% para la primera pendiente. En este caso, se toma el valor recomendado por el fabricante de los turbogeneradores, usando una pendiente del 12%.

4.4. Protección por Desbalance

Descripción	Valor
Def Time (Alarm)	Disabled
Inv Time (Trip)	Enabled
Pickup	8%
Time dial	10

Descripción	Valor
Max time	600 cycles
Outputs	2
Blocking Inputs	---

Cálculos asociados:

Esta función protege al rotor contra corrientes de secuencia negativa excesivas. Esta función tiene un elemento de tiempo inverso usado típicamente para disparar y un elemento de tiempo definido usado normalmente para alarma. La característica de tiempo inverso está definida por la siguiente ecuación:

$$T = \frac{K}{\left(\frac{I_2}{I_{nom}}\right)^2}$$

Donde I_{nom} es la corriente a plena carga del generador y K es la constante de capacidad de secuencia negativa (dato del fabricante).

Arranque de la protección (Pickup)

(A.2.8 de IEEE C37.102 y manual del M3425 de Beckwith)

Este ajuste define el arranque del primer elemento expresado como porcentaje de la corriente nominal especificado en esta función.

Se toma un valor de 8%, dato suministrado por el fabricante del turbogenerador.

Time Dial

(A.2.8 de IEEE C37.102 y manual del M3425 de Beckwith)

Este ajuste corresponde a la constante de capacidad de secuencia negativa. Se toma un valor de 10 p.u, dato suministrado por el fabricante del turbogenerador.

Tiempo máximo – elemento 1

(manual del M3425 de Beckwith)

Es el tiempo máximo de disparo y es usado para reducir tiempos de disparos grandes con desbalances bajos. Se toma el ajuste recomendado por el fabricante del generador.

4.5. Protección por Baja Tensión de Fase

Descripción	Valor
UV 1: Pickup	108 V
UV 1: Time delay	60 cycles
UV 1: Outputs	8
UV 1: Blocking inputs	fl,1

Cálculos asociados:

Arranque de la protección (Pickup)

(A.2.13 de IEEE C37.102 y manual del M3425 de Beckwith)

El arranque de este elemento se ajusta en 90% (0.9 p.u) de la tensión nominal. En este caso la tensión nominal es de 120 V, por lo que el ajuste queda en 108 V

Retraso

Se toma el ajuste recomendado por el fabricante del turbogenerador, siendo en este caso un tiempo 1 s.

4.6. Protección por Baja Tensión con Tercera Armónica

Se necesita información de campo para ajustar esta función

4.7. Protección por Sobre Tensión de Fase

Descripción	Valor
Pickup	127 V
Time delay	60 cycles
Outputs	8
Blocking inputs	---

Cálculos asociados:

Arranque de la protección (Pickup)

(A.2.13 de IEEE C37.102 y manual del M3425 de Beckwith)

El generador está diseñado para operar bajo condiciones normales hasta un 105% de la tensión nominal.

Considerando lo anterior, se toma un ajuste de 1.06 p.u.

Retraso de tiempo

Se toma el ajuste recomendado del fabricante del generador, con un retraso de 10 segundos.

4.8. Protección usando Sobretensión del Neutro

Descripción	Valor
Pickup	5.2 V
Pickup Delay	300 cycles
Outputs	1
Blocking inputs	---

Cálculos asociados:

Arranque de la protección (Pickup) y Retraso de Tiempo

(5.6.12.g y manual del M3425 de Beckwith)

Esta función se usa para proteger al 95% del devanado del estator del generador contra fallas a tierra. La ecuación que define el ajuste de arranque de esta protección es la siguiente:

$$\text{Arranque} = (\% \text{No protegido}) \times \frac{\text{Tensión fase a tierra nominal}}{\text{PT nominal a tierra}} \times \text{Tensión nom sec}$$

Partiendo de la ecuación anterior, el arranque será:

$$\text{Arranque} = 0.05 \times \frac{18 \text{ kV} / \sqrt{3}}{12 \text{ kV}} \times 120 \text{ V} = 5.2 \text{ V}$$

El tiempo de retraso debe ser mayor que el máximo tiempo de despeje de una falla fuera de la zona del generador. En este caso se toma el ajuste recomendado por el fabricante del generador con un tiempo de 5 segundos.

4.9. Protección Temporizada de Sobrecorriente de Fase (Phase TOC)

Descripción	Valor
Pickup	5.95 A
Time dial	2.29

Descripción	Valor
Curve	IEEE Extremely inverse
Voltage Control(Dis. VC VR)	Voltage restraint
Voltage Control Level	---
Outputs	3,4,5,6
Blocking inputs	---

Cálculos asociados:

(A.2.6 de IEEE C37.102)

La corriente nominal del generador se determina como sigue:

$$I_{max_{400kV}} = \frac{197 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 18 \text{ kV}} = 6319 \text{ A}$$

En términos de por unidad con relación al TC, 6319 A corresponde a 0.79 p.u.

Por el estándar IEEE C37.102, el arranque del 51V puede ajustarse hasta un 150% de la corriente nominal del generador, sin embargo, se selecciona un ajuste que cumpla con el criterio anterior y que permita selectividad con el ajuste dado para la función 51V del relevador G60. En este caso el ajuste es de 5.95 A, que implica una corriente de 9480 A @ 18 kV, lo que equivale al 150% de la corriente nominal del generador.

Ante una falla trifásica en el bus de fase aislada, el generador tendrá una contribución de 50 kA.

La curva de la protección se selecciona para que esté por debajo de la curva de daño del generador, y el dial se ajusta para que coordine con los otros dispositivos.

El resultado obtenido se puede ver en la gráfica de coordinación TG1-F-10.

4.10. Protección por Falla de Fusibles de TPs

Descripción	Valor
Delay	3 cycles
Input Initiate	fl
Outputs	7
Blocking inputs	1

Cálculos asociados:

(Manual del M3425 de Beckwith)

Es ajustada de acuerdo a recomendaciones del fabricante del generador y lo indicado en el manual del relevador M3425 de Beckwith.

4.11. Protección contra Sobreexcitación (Volts per Hertz)

Descripción	Valor
Def time 1 – Pickup	118%
Def time 1 – Delay	120 cycles
Def time 1 – Outputs (Trip)	2
Def time 1 – Blocking inputs	---
Def time 2 – Pickup	106%
Def time 2 – Delay	594 cycles
Def time 2 – Outputs (Alarm)	8
Def time 2 – Blocking inputs	---
Inv time – Pickup	111%
Inv time – IT Curve	CRV#1
Inv time – Time dial (K)	8
Inv time – Reset rate	600 s
Inv time – Outputs (trip)	2
Inv time – Blocking inputs	---

Cálculos asociados:

(4.5.4 y A.2.10 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Esta curva debe ser coordinada con la curva de capacidad de excitación del generador, información que es entregada por el fabricante del generador.

La sobre-excitación del generador o de cualquier transformador conectado al generador puede ocurrir si la relación de tensión en p.u a frecuencia en p.u (V/Hz) en terminales del secundario del transformador excede el valor de 1.05 p.u con el transformador a plena carga y $f.p=08$, 0 excede el valor de 1.1 con el transformador en vacío.

Tomando en cuenta lo señalado en la sección A.2.10 de IEEE C37.110, se dan los siguientes ajustes:

Los ajustes son los siguientes:

Elemento de tiempo inverso (Volts por Hertz 1:

Pick-up: 111%

Time dial (TDM): 8

Curva: CRV#1

La curva CRV#1 del relevador se rige por la siguiente ecuación

$$T = \frac{0.03xTDM}{\left(\left[\left(\frac{V}{F}\right)/100\right] - 1\right)^2}, \text{ para } \frac{V}{F} > \text{pickup}$$

Elemento de tiempo definido (Volts por Herz 2):

Pick-up: 118%

Time dial: 0.05 min (3 seg)

En este caso se toman los ajustes dados por el fabricante del generador, las cuales son mostradas en la tabla anterior, incluyendo el ajuste de tiempo definido 2 el cual se usa para alarma.

4.12. Protección contra Pérdida de Campo (Loss of Field)

Descripción	Valor
LOF 1: Circle Diameter	17.54 Ohms
LOF 1: Offset	-1.93 ohms
LOF 1: Voltage control	Disabled
LOF 1: Time delay	4 cycles
LOF 1: Outputs	2
LOF 1: Blocking inputs	2, fl
LOF 2: Circle Diameter	31.04 ohms
LOF 2: Offset	-1.93 ohms
LOF 2: Voltage control	Disabled
LOF 2: Time delay	30 cycles
LOF 2: Outputs	2
LOF 2: Blocking inputs	2, fl

Cálculos asociados:

(4.5.1 y A.2.1 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Ajustes del Elemento 1

El elemento 1 es ajustado para detectar una pérdida de excitación para condiciones de carga del 30% o superior en relación a la capacidad nominal del generador. Esto es logrado un con elemento mho con un diámetro igual a la impedancia base del

generador y un desplazamiento (offset) igual a la mitad de la reactancia transitoria como número negativo, es decir:

$$Diameter = Z_b$$

$$Offset = -\frac{X'd}{2}$$

Tomando los datos de un turbogenerador a gas y al sistema eléctrico al cual se conecta, los valores base a nivel de relevador son los siguientes:

$$Z_b(sec) = \frac{(Base\ kV)^2}{Base\ MVA} \times \frac{CT\ Ratio}{VT\ Ratio} = \frac{(18\ kV)^2}{197\ MVA} \times \frac{1600}{150} = 17.54\ \Omega$$

$$X'd(sec) = X'd \times Z_b(sec) = 0.22 \times 17.54\ \Omega = 3.86\ \Omega$$

$$X_d(sec) = X_d \times Z_b(sec) = 1.77 \times 17.54\ \Omega = 31.04\ \Omega$$

Para los ajustes del elemento 1 se tiene:

$$Diameter = Z_b = 17.54\ \Omega$$

$$Offset = -\frac{X'd}{2} = -\frac{3.86}{2} = -1.93\ \Omega$$

El elemento 1 es retrasado en 60 ms (aproximadamente 4 ciclos) para permitir el bloqueo por falla en los fusibles de los transformadores de potencial.

Ajustes del Elemento 2

El elemento 2 es ajustado para detectar una pérdida de excitación para condiciones de plena carga. Esto es logrado un con elemento mho con un diámetro igual a la reactancia sincrónica del generador y un desplazamiento igual a la mitad de la reactancia subtransitoria del generador (valor negativo). Esto es:

$$Diameter = X_d(sec) = 31.04\ \Omega$$

$$Offset = -\frac{X'd}{2} = -\frac{3.86}{2} = -1.93\ \Omega$$

Durante oscilaciones de potencia en condiciones estables de operación, la impedancia de secuencia positiva puede momentáneamente entrar en la característica del elemento 2. Para seguridad, este elemento es retrasado en 0.5 s (tiempo mínimo recomendado).

4.13. Protección contra Pérdida de Sincronismo (Out of Step)

Descripción	Valor
Diameter	10.8 ohms
Offset	-7.72 ohms
Blinder impedance	1.38 ohms
Impedance angle	85°
Pole Slip Counter	1
Pole Slip Reset time	120 cycles
Delay	6 cycles
Trip on MHO exit	Enabled
Outputs	3,4,5,6
Blocking inputs	1,f1

Cálculos asociados:

(4.5.1 y A.2.2 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Los ajustes dados a esta protección son típicos y recomendados por IEEE C37.102. Inicialmente se llevan las impedancias de interés a la referencia del relevador:

$$X'd(sec) = X'd \times Zb(sec) = 0.22 \times 17.54 \Omega = 3.86 \Omega$$

$$Xd(sec) = Xd \times Zb(sec) = 1.77 \times 17.54 \Omega = 31.04 \Omega$$

$$Xt(sec) = Xt \times \frac{MVA_{gen}}{MVA_{tx}} \times Zb(sec) = 0.0783 \times \frac{197}{132} \times 17.54 \Omega = 2.05 \Omega$$

Ahora se aplican las ecuaciones para determinar los ajustes:

$$Diameter = 1.5 \times X_T + 2X'd = 1.5 \times 2.05 + 2 \times 3.86 = 10.8 \Omega$$

$$Offset = -2X'd = -2 \times 3.86 = -7.72 \Omega$$

$$Blinder\ impedance = \frac{(X'd + Xt)}{2} \times \tan\left(\theta - \frac{\delta}{2}\right) = \frac{(3.86 + 2.05)}{2} \times \tan\left(85^\circ - \frac{120^\circ}{2}\right)$$

4.14. Protección contra Energización Accidental

Descripción	Valor
Pickup (50)	1.0 A
Pickup (27)	60 V
Pickup Delay	120 cycles
Dropout Delay	30 cycles

Descripción	Valor
Outputs	3,4,5,6
Blocking inputs	fl

Cálculos asociados:

(5.4 y A.2.4 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Arranque de Sobrecorriente (OC pickup):

El arranque por sobrecorriente se ajusta al 50% de la corriente mínima de energización accidental. Si ocurre una desenergización accidental, se tendrá como impedancia la del transformador principal y la de secuencia negativa del generador. La impedancia del transformador principal es 7.83% @132 MVA y la impedancia de secuencia negativa del generador es de 0.165 p.u en una base de 197 MVA.

Cambiando de referencia de potencia la impedancia del transformador a la base del generador se tiene:

$$X_{t_{nueva}} = 0.0783 * \frac{197}{132} = 0.117$$

Por ende la corriente de falla por energización accidental será de:

$$I_{falla} = \frac{1}{0.117 + 0.165} = 3.54 \text{ p.u}$$

Por este método al ajuste debe ser el 50% de la corriente de falla, en este caso 1.77 p.u, sin embargo, se toma el ajuste dado por el fabricante del generador, el cual es de 0.2 p.u.

El ajuste por baja tensión, es colocado al 50% de la tensión nominal (0.05 p.u), según se indica en A.2.4 de IEEE C37.102.

4.15. Protección contra Potencia Inversa (Directional Power)

Descripción	Valor
Pickup	-0.070 p.u
Delay	600 cycles
Low forward power	Over
Outputs	3,4,5,6
Blocking inputs	1

Cálculos asociados:

(4.5.5.3 y A.2.9 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

En turbogeneradores a gas, normalmente se requieren grandes demandas por motores grandes que pueden llegar hasta el 50% de la capacidad nominal del generador.

No obstante, se toma el valor de ajuste dado por el fabricante del generador, siendo permitida una potencia inversa del 7%. Para indicarle al relevador que la operación es en el segundo y tercer cuadrante se coloca un signo negativo y se coloca el ajuste directamente en por unidad, por ende el ajuste es -0.070 p.u.

Para evitar falsos disparos para oscilaciones de potencia se da un retraso en esta protección. En este caso, se toma el ajuste recomendado por el fabricante del generador, con un retraso de 10 seg.

4.16. Protección por Baja Frecuencia

Descripción	Valor
Pickup	56.4 Hz
Pickup Delay	6 cycles
Outputs	3,4,5,6
Blocking inputs	1

Cálculos asociados:

(4.5.8.3 y A.2.14.1 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Es este caso se toma el ajuste recomendado por el fabricante del generador.

4.17. Protección por Sobre Frecuencia

Descripción	Valor
Pickup	61.8 Hz
Pickup Delay 1	300 cycles
Outputs	8
Blocking inputs	1

Cálculos asociados:

(A.2.14.2 de IEEE C37.102; y manual del M3425 de Beckwith)

Por requerimientos del proyecto, el generador debe considerar como condición normal de operación una sobre frecuencia de 102%. Considerando lo anterior, la sobrefrecuencia se ajusta al 103%, es decir a 61.8 Hz con un tiempo de retraso de 5 seg (300 ciclos).

Conclusiones

Debido al inminente crecimiento de la demanda de la energía Eléctrica, los sistemas de potencia se hacen cada vez más robustos, dando lugar a condiciones de operación inseguras y la presencia de diferentes problema en el sistema; uno de ellos son las grandes corrientes de corto circuito que se presentan al ocurrir una falla en el sistema. Por lo que es necesario que los equipos de protecciones sean de alta velocidad de operación, confiabilidad y sensibilidad.

La elección de utilizar los relevadores digitales permite tener una gran versatilidad en la configuración y selección de las funciones de protección y en los ajustes de los dispositivos de protección empleados, Así mismo estos relevadores tienen la capacidad de realizar funciones de control, medición y comunicación, lo que permite integrarlos en sistemas digitales de varios niveles.

México es un país dependiente de tecnología, eso es una realidad, pero también es cierto que esa tecnología debe manejarla personal calificado para su correcta operación, por lo que los estudiantes, y egresados tenemos de cara una nueva tecnología aplicada a la generación de electricidad, lo que implica la constante actualización en este tema que es tan vasto.

La situación de la demanda de energía eléctrica va en aumento, así que el reto de cara al futuro es que los procesos de la generación de energía eléctrica este acorde y sean menos contaminantes con las energías renovables, siempre en busca de la mejora constante.

Aislamiento funcional: aislamiento necesario para asegurar el funcionamiento normal de un aparato y la protección fundamental contra los contactos directos.

Aislante: Un material aislante es aquel que, debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente unidos a sus núcleos, prácticamente no permite sus desplazamientos y, por ende, el paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo. Material no conductor que, por lo tanto, no deja pasar la electricidad.

Amperímetro: Aparato que mide la intensidad de la corriente eléctrica cuando lo intercalamos con un hilo conductor.

Amperio: Unidad que mide la intensidad de una corriente eléctrica. Su abreviatura es A, y su nombre se debe al físico francés André Marie Ampere.

Autoseccionador: aparato que abre un circuito automáticamente en condiciones predeterminadas, cuando dicho circuito está sin tensión.

Bobina: Arrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas.

Borne: Cada uno de los botones de metal a los que se une los hilos conductores de un aparato eléctrico.

Buscapolos: Destornillador para comprobar la existencia de corriente al encenderse una lámpara de neón que tiene en su interior.

Cables rígidos: Cables que se utilizan para transportar energía y que tienen la particularidad de estar instalados entre las canalizaciones fijas hasta los enchufes.

Caja de conexiones: En electricidad, caja empotrable o de superficie destinada a alojar empalmes de cables. También caja de empalmes.

Caja de elementos: En electricidad, caja empotrable destinada a alojar los interruptores, bases, etc. Si no va empotrada y va atornillada se denomina zócalo.

Calibrador: Herramienta que sirve para determinar el calibre (grosso) del los alambres.

Canalización: conjunto constituido por uno o varios conductores eléctricos por los elementos que los fijan y por su protección mecánica.

Cargas lineales: La mayor parte de las cargas eléctricas se tipifican como cargas convencionales; estas se comportan linealmente, lo cual significa que al aplicar una tensión, la forma de onda de la corriente conserva esa misma forma, aunque en general estará desplazado en el tiempo un ángulo (j).

Cautín (soldador): Aparato para soldar con estaño.

Central eléctrica: conjunto de instalaciones utilizadas directa e indirectamente para la producción de energía eléctrica.

Central Hidroeléctrica: Es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída del agua para golpear y mover el eje de los generadores eléctricos.

Central térmica: Instalación donde se obtiene energía eléctrica a partir del carbón (hulla, antracita o lignito). A veces también cubre las centrales que usan derivados del petróleo.

Circuito: es la trayectoria que sigue una corriente eléctrica para desplazarse del polo negativo al polo positivo del generador del voltaje o fuerza electromotriz (fem.). Circuito eléctrico es aquel que, con elementos colocados por el ser humano, tales como conductores, componentes electrónicos, configurados de tal forma para llevar a cabo una función. Puede decirse que el circuito eléctrico más corto es un conductor que une los 2 polos de una fuente eléctrica, es obvio que esto no tiene sentido práctico, más bien se define como corto circuito.

Coefficiente de falta a tierra: es el coeficiente UPF/UP, siendo UPF la tensión eficaz entre una fase sana del punto P y tierra durante una falta a tierra, y UP la tensión eficaz entre cualquier fase del punto P y tierra en ausencia de falta. La falta a tierra referida puede afectar a una o más fases en un punto cualquiera de la red.

Capacitor eléctrico: Dispositivo que almacena pequeñas cantidades de electricidad. Su capacidad se mide en faradios.

Capacitor electrolítico: Componente electrónico que almacena corriente continua.

Conductor: Son los elementos metálicos, generalmente cobre o aluminio, permeables al paso de la corriente eléctrica y que, por lo tanto, cumplen la función de transportar la "presión electrónica" de un extremo al otro del cable. Material que opone mínima resistencia ante una corriente eléctrica. Los materiales que no poseen esta cualidad se denominan aislantes.

Conductores activos: los destinados normalmente a la transmisión de energía eléctrica.

Conector: Pieza destinada a establecer conexiones debidamente aisladas y a prueba de humedad.

Conector RCA: Tipo de conexión utilizada para las señales de audio y vídeo.

Consumo energético: Gasto total de energía en un proceso determinado.

Corriente: Movimiento de electricidad por un conductor. Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperios (A).

Corriente de contacto: corriente que pasa a través del cuerpo humano cuando está sometido a una tensión.

Corriente de defecto a tierra: es la corriente que en caso de un solo punto de defecto a tierra, se deriva por el citado punto desde el circuito averiado a tierra o a partes conectadas a tierra.

Corriente Eléctrica Alterna: Es el flujo de corriente en un circuito que varía periódicamente de sentido.

Cortacircuitos: En electricidad, dispositivo para producir un corte en la corriente cuando se produce un cortocircuito o una sobrecarga eléctrica. Este corte se produce al fundirse un fusible.

Corte omnipolar: corte de todos los conductores activos. Simultáneo, la conexión y desconexión se efectúa al mismo tiempo en el conductor neutro o compensador y en las fases o polares. No simultáneo, la conexión se establece a antes.

Cortocircuito: Contacto accidental de dos cables con distinta polaridad.

Desoldador: Aparato que succiona el estaño de un componente electrónico para poder desmontarlo y sustituirlo si es el caso.

Diferencial: En electricidad, interruptor de seguridad, que corta la corriente al producirse una descarga a tierra o al contacto de una persona con un polo positivo.

Diodo: Componente electrónico que deja pasar la corriente de una batería cuando se conecta el ánodo al positivo y el cátodo al negativo, oponiéndose al paso de corriente si se conecta al contrario.

Distribución: Incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Disyuntor: interruptor automático por corriente diferencial. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos, asociado a la puesta a tierra de las masas.

Electroimán: Es la magnetización de un material mediante la electricidad.

Elementos conductores: todos aquellos que son susceptibles de propagar un potencial.

Emplazamiento peligroso: espacio en el que una atmósfera explosiva está presente en tal cuantía, como para requerir precauciones especiales, en la construcción, instalación y utilización del material eléctrica.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía.

Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (kWh).

Energía alternativa: Energía procedente de fuentes no convencionales, por ejemplo, la energía solar y la eólica.

Energía atómica o nuclear: La que mantiene unidas las partículas en el núcleo de cada átomo y que, al unirse dos núcleos ligeros para formar uno mayor (reacción de fusión) o al partirse en dos o más fragmentos un núcleo muy pesado (reacción de fisión) es liberada en forma de energía calorífica o radiante. Aprovechamiento del calor desprendido en la reacción de fisión de elementos radioactivos para generar vapor que, a su vez, mueve una turbina que da lugar a energía eléctrica.

Energía eólica: Energía cinética del aire, es producida por los vientos y se aprovecha en los molinos de viento en los aerogeneradores. También se utiliza para la generación de electricidad en las centrales eólica. Generación de energía eléctrica debido al movimiento de las aspas de los generadores por la velocidad del viento, en zonas donde éste es fuerte.

Energía geotérmica: Obtención de calor para calefacción y para producción de energía eléctrica mediante el uso del vapor producido por las altas temperaturas del interior de la Tierra. El calor interno de nuestro planeta produce el derretimiento de las rocas y el calentamiento de las aguas subterráneas y los gases subterráneos calientan el agua de las capas inferiores, la que emana a la superficie en forma de vapor o líquido caliente. Estas erupciones, intermitentes, normalmente las encontramos en zonas volcánicas y se conocen con el nombre de géiser.

Energía hidráulica: Energía originada mediante turbinas por el aprovechamiento de la presión que se produce en un salto de agua por la diferencia de alturas. Fuerza viva de una corriente o de una caída de agua que se aprovecha en forma de energía mecánica para mover maquinarias o producir energía eléctrica.

Energía Hidrotérmica: Resulta por la caída de temperatura de un cuerpo, entre un manantial frío y otro caliente. En una central de este tipo se emplea el agua caliente de la superficie del mar y la fría del fondo. Como el agua no es lo suficientemente caliente se emplea un líquido de ebullición muy baja, para vaporizarla (cloruro de etilo), cuyo vapor accionará un turboalternador, como en las centrales termoeléctricas.

Energía Mareomotriz: Se aprovecha el flujo y reflujo del agua del mar, cerrando con una presa -provista de turboalternadores- la entrada de un río en puntos donde las mareas sean suficientemente importantes.

Energía Química: Suministrada por reacciones químicas. Ejemplos de ellas: los explosivos, las pilas eléctricas.

Energía Radiante: Es la energía de las ondas electromagnéticas: rayos gamma, equis y ultravioleta; rayos luminosos e infrarrojos, ondas hertzianas.

Energía solar: Energía producida mediante el efecto del calor del sol en una placa solar. Se usa principalmente en hogares para calentar agua y para calefacción, y en instalaciones de alumbrado en carreteras mediante una batería que se carga durante el día. Proviene del sol y se produce por la fusión de los núcleos atómicos de hidrógeno, componente principal del Sol.

Energía Térmica: Energía calorífica producida por la combustión en las máquinas térmicas de hulla, petróleo, gas natural y otros combustibles.

Estañar: Soldar dos metales con estaño.

Fotocélula: interruptor cuya acción de conectar o desconectar está comandada por una célula fotoeléctrica.

Fuente de energía: aparato generador de energía eléctrica.

Halógeno: metaloide de la familia del cloro.

Hub: es un accesorio que se usa para conectar un caño de acero flexible a una caja o tablero.

Hz: símbolo de la unidad de frecuencia "hertz".

Ignitor: elemento del circuito auxiliar de las lámparas halógenos metálicos. Su misión es la de emitir un pulso de alta tensión para el encendido.

Iluminación artificial: aquella que se logra a través de aparatos de luz.

Iluminación combinada: combinación de dos o más métodos de alumbrado.

Ignitor: elemento del circuito auxiliar de las lámparas halógenos metálicos. Su misión es la de emitir un pulso de alta tensión para el encendido.

Iluminación artificial: aquella que se logra a través de aparatos de luz.

Iluminación combinada: combinación de dos o más métodos de alumbrado.

Iluminación de emergencia: Iluminación que debe entrar en funcionamiento automático y permitir, en caso de falla del alumbrado general o cuando la tensión de éste baje a menos del 70% de su valor nominal, la evacuación segura y fácil del público al exterior; solamente podrá ser alimentado por fuentes propias de energía y deberá poder funcionar durante un mínimo de una hora, proporcionando en el eje de los pasos principales una iluminación adecuada.

Iluminación decorativa: sistemas de iluminación dedicados a iluminar lugares o sitios que se quieren mostrar con detalles, tanto sea de formas, como color o diseño.

Incandescencia: Sistema en el que la luz se genera como consecuencia del paso de una corriente eléctrica a través de un filamento conductor.

Inducción: Producción de corrientes llamadas corrientes inducidas en un circuito bajo la influencia de un imán o de una corriente. Influye recíproco de las corrientes eléctricas sobre los imanes.

Instalación de Alta Tensión: tensiones por encima de 33.000V

Instalación de Baja Tensión: tensiones entre 50V y 1.000V

Instalación de Media Tensión: tensiones entre 1.000X y 33.000V

Instalación de Muy Baja Tensión: tensiones hasta 50V

Instrumento de medida: Conjunto formado por el sistema de medida, la caja del mismo y los accesorios incorporados.

Interruptor: Aparato de poder de corte destinado a efectuar la apertura y/o cierre de un circuito que tiene dos posiciones en las que puede permanecer en ausencia de acción exterior y que corresponden una a la apertura y la otra al cierre del circuito. Puede ser unipolar, bipolar, tripolar o tetrapolar.

- **Unipolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por 1 cable.
- **Bipolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por dos cables. Puede ser un vivo y el neutro o dos fases.
- **Tripolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por tres cables.
- **Tetrapolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por 4 cables.

Lámpara incandescente: Fuente de luz, cuyo funcionamiento se basa en el principio de la incandescencia.

Lámpara fluorescente: Las lámparas fluorescentes tubulares es en realidad una lámpara de descarga de vapor de mercurio de baja presión, en la cual la luz se produce mediante el empleo de polvos fluorescentes que son activados por la energía ultravioleta de la descarga.

Línea general de distribución: Canalización eléctrica que enlaza otra canalización, un cuadro de mando y protección o un dispositivo de protección general con el origen de canalizaciones que alimentan distintos receptores, locales o emplazamientos.

Luminaria: Aparato que sirve para repartir, filtrar o transformar la luz de las lámparas, y que incluye todas las piezas necesarias para fijar y proteger las lámparas y para conectarlas circuito de alimentación.

Núcleo magnético: Una cantidad de material ferroso que se coloca en una bobina o en un transformador para que nos proporcione un trayecto mejor que el aire para un flujo magnético incrementando, por lo tanto, la inductancia de la bobina y aumentando el acoplamiento.

Pantallas: Son los elementos metálicos generalmente de cobre, materializados en forma de cintas o alambres aplicados en forma helicoidal o cintas corrugadas, que tienen como objeto proteger al cable contra interferencias exteriores, darle forma cilíndrica al campo eléctrico, derivar a tierra una corriente de falla, etc. En el caso de los cables aislados con papel impregnado o de altísima tensión para uso enterrado, esta protección esta

formada por una envoltura (vaina) continua y estanca de plomo o aluminio.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watt (W) o kilovatio (kW).

Potencia nominal de un motor: Es la potencia mecánica disponible sobre su eje, expresada en vatios, kilovatios o megavatios.

Potencia activa: Es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje de un motor, la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor, etc.

Potencia reactiva: Es la que los campos magnéticos de los motores, de los reactores ó balastos de iluminación etc. intercambian con la red sin significar un consumo de potencia activa en forma directa.

Potencia aparente: Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo y la corriente que éste demanda, esta potencia es lo que limita la utilización de transformadores, líneas de alimentación y demás elementos componentes de los circuitos eléctricos.

Punto a potencial cero: Punto del terreno a una distancia tal de la instalación de toma de tierra, que el gradiente de tensión resulta despreciable, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

Punto mediano: Es el punto de un sistema de corriente continua o de alterna monofásica, que en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial, con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

Punto neutro: Es el punto de un sistema polifásico que en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial, con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

Protecciones eléctricas: Se trata de delgadas capas de material sintético conductor que se coloca en los cables de aislación seca de XLPE de tensión superior o igual a 3,3 kV y en los de ERP a partir de 6,6 kV. La capa inferior, colocada entre el conductor y el aislante, tiene por objeto hacer perfectamente cilíndrico el campo eléctrico en contacto con el conductor, rellenando los huecos dejados por los alambres que constituyen las cuerdas. La capa externa cumple análoga función en la parte exterior de aislamiento y se mantiene al potencial de tierra.

Protecciones mecánicas: Son las armaduras metálicas formadas por alambres o flejes de acero o aluminio (para cables unipolares).

Receptor: Aparato o máquina eléctrica que utiliza la energía eléctrica para un fin particular.

Red de distribución: El conjunto de conductores con todos sus accesorios, sus elementos de sujeción, protección, etc., que une una fuente de energía o una fuente de alimentación de energía con las instalaciones interiores o receptoras.

- **Privadas:** Son las destinadas, por un único usuario, a la distribución de energía eléctrica de Baja Tensión, a locales o emplazamientos de su propiedad o a otros especialmente autorizados por la Dirección General de la Energía.

- **Públicas:** Son las destinadas al suministro de energía eléctrica en Baja Tensión a varios usuarios. En relación con este suministro generalmente son de aplicación para cada uno de ellos, los preceptos fijados en los Reglamentos Electrotécnicos de Baja Tensión, así como los Reglamentos de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía que pudieran existir en cada país.

Sistema simétrico homopolar. Sistema equilibrado homopolar.

Sistema simétrico inverso. Sistema equilibrado inverso.

Sistema sinusoidal. Sistema eléctrico constituido por una red sinusoidal.

Sistema trifásico. [ing. *three-phase system*] **1** Conjunto de tres sistemas monofásicos con sus generadores conectados en estrella o en triángulo. **2** Conjunto ordenado de tres funciones sinusoidales de la misma frecuencia o de sus tres fasores.

Sistema trifásico equilibrado. [ing. *balanced three-phase system*] Sistema trifásico cuyas tensiones e intensidades están equilibradas.

Solución de un dipolo. Cualquier par posible de valores (v,i) de su tensión e intensidad.

Por ejemplo, el conjunto de todas las soluciones de una fuente de tensión de 10 V es $(10,i)$, sin ninguna restricción para i . Si existe una relación tensión-intensidad del dipolo, el conjunto de soluciones del dipolo es el conjunto de pares (v,i) que satisfacen su relación tensión-intensidad. Por ejemplo, el conjunto de soluciones de

una resistencia R , cuya relación tensión-intensidad es $v= Ri$ es el conjunto de todos los pares $(v, i=v/R)$, donde v puede ser cualquier valor. El conjunto de todas las soluciones de una autoinducción de valor L , cuya relación tensión-intensidad es

$$v = L \frac{di}{dt}, \text{ es el conjunto de todos los pares } \left(v, i = \frac{1}{L} \int v dt \right).$$

Sobrepresión interna: Se denomina protección por sobrepresión interna aquella en la que las máquinas o materiales eléctricos están provistos de una envolvente o instalados en una sala en la que se impide la entrada de los gases o vapores inflamables, manteniendo en su interior aire u otro gas ininflamable a una presión superior a la de la atmósfera exterior.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Volt (V), y vulgarmente se la suele llamar voltaje.

Tensión a tierra: Tensión entre una instalación de puesta a tierra y un punto a potencial cero, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

Tensión de contacto: Diferencia de potencial que durante un defecto puede resultar aplicada entre la mano y el pie de la persona, que toque con aquélla una masa o elemento metálico, normalmente sin tensión.

Tensión de defecto: Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento, entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor, o entre una masa y

tierra.

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión compuesta.

Tensión nominal de un aparato: Tensión prevista de alimentación del aparato y por la que se designa. También gama nominal de tensiones o intervalo entre los límites de tensión previstas para alimentar el aparato.

Tensión nominal de un conductor: Tensión a la cual el conductor debe poder funcionar permanentemente en condiciones normales de servicio.

Vainas exteriores: La mayoría de los cables poseen vainas exteriores que forman una barrera contra la humedad y las agresiones mecánicas externas. Según la propiedad que se quiera resaltar, estas vainas pueden ser de diferentes materiales. Así pueden ser de PVC para cables de uso general y con el agregado de aditivos especiales adquiere características de resistencia a la propagación del incendio, al frío, a los hidrocarburos o de reducida emisión de gases tóxicos - corrosivos (RETOX). También pueden ser de Polietileno para cables de uso enterrado que requieran una buena resistencia contra la humedad o de Polietileno Clor-sulfonado (Hypalon) cuando se requiera flexibilidad y resistencia a las aceites.

Voltio: Unidad que mide la tensión, también llamada voltio. Su abreviatura es V, y su nombre recuerda al físico italiano Alessandro Volta. En la industria eléctrica se usa también el kilovolt (kV), que equivale a 1.000 V.

Vatio: Es la unidad que mide potencia. Se abrevia W y su nombre se debe al físico inglés James Watt. También se lo denomina vatio.

watio. [ing. *watt*] Unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. Su símbolo es W. Equivale a un julio por segundo (J/s). El nombre es en honor a [James Watt](#), que investigó sobre las aplicaciones del vapor. El nombre internacional es *watt*.

Watt. James Watt (1736-1819). Nació en Greenock

Zócalo: Elemento que permite conectar o montar, cierto tipos de lámparas. También se denomina así, al elemento donde se insertan los pines de una válvula o tubo electrónico.



Bibliografía

1. **Cervantes** Fernando Gómez "Tesis Análisis coordinación de protecciones en centrales Eléctricas
2. **Chapman**, Maquinas Síncronas , Capitulo 5
3. Manual Operativo del relevador Beckwinth
4. **Mendoza** Romero Agapito, Protección de sistemas eléctricos de potencia (Apuntes), Esime Zacatenco 2003.
5. Normas de referencia de CFE G0100-07.
6. Información proporcionada por la CFE del Proyecto Central Termoeléctrica Repotenciación Manzanillo U1 y U2.
7. **Tutorial** de Protecciones del Generador Síncronos IEEE versión (2006).

Páginas web Consultadas

http://www.aemc.com/techinfo/appnotes/clamp_on_meters/App_ClampOnMeters_InrushCurrent.pdf

<http://www.ute.com.uy/Empresa/lineas/distribucion/normalizacion/docs/NO-DIS-MA-9502.pdf>

http://www.neplan.ch/html/es/es_pdf/es_NEPLAN_B06_Proteccion_de_Distancia.pdf

<http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/4PROTECCIONESCAPITULO2.1.pdf>

http://es.wikipedia.org/wiki/Cuchillas_desconectadoras

<http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/4PROTECCIONESCAPITULO2.1.pdf>