



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

PROTECCIONES DE GENERADORES SÍNCRONOS

Edgar Amilcar Manzo

Asesorado por: Ing. Carlos Francisco Gressi López

Guatemala, junio de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
Vocal I	Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Vocal II	Lic. Amahan Sánchez Álvarez
Vocal III	Ing. Julio David Galicia Celada
Vocal IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Vocal V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
Secretario	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
Examinador	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Examinador	Ing. Otto Fernando Andrino Gonzáles
Examinador	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez
Secretario	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

PROTECCIONES DE GENERADORES SÍNCRONOS

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
POR

EDGAR AMILCAR MANZO

ASESORADO POR: ING. CARLOS FRANCISCO GRESSI LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2005

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROTECCIONES DE GENERADORES SÍNCRONOS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 6 de agosto de 2003.

Edgar Amilcar Manzo

DEDICATORIA

A Dios

Ser supremo todo poderoso, que me dio los conocimientos para culminar mis estudios profesionales.

A mis padres

Manuel Augusto de los Santos (QED), flores sobre su tumba, y Julieta Manzo Pineda, por su esfuerzo y apoyo en los momentos difíciles.

A mis hermanos

Eswin y Leonel con mucho cariño y respeto.

A mi familia

Olga Lidia, Edgar Alexander, Vivian Melissa, Jennifer Noemí y Boris Estuardo con mucho amor por su comprensión en mi etapa de estudios.

A mis suegros

Fermín Culajay Noj y Maria Estela Yoc, por su apoyo en toda mi etapa de estudios profesionales.

A mis compañeros

Erick Ralda, Carlos Fuentes, Gabriel Fong, Cesar Coló, Harley Jerónimo, Víctor Ortega y Allan Sac por su amistad sincera.

AGRADECIMIENTOS A

Ing. Carlos Ortega por su apoyo para iniciar mi formación profesional.

Víctor Axpucac por enseñarme los primeros conocimientos de esta profesión.

Ing. Gustavo Orozco e Ing. Francisco Gressi por su valiosa colaboración.

Dr. Milton Galván por sus consejos en los momentos más difíciles de mi vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XI
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVII
GLOSARIO.....	XIX
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. FUNDAMENTOS	1
1.1. Introducción	1
1.2. Generador síncrono básico	2
1.3. Conexión de generadores a un sistema de potencia	5
1.3.1. Conexión directa	5
1.3.2. Conexión unitaria	6
1.4. Modelo de corto circuito del generador síncrono	6
1.4.1. Secuencia positiva (X1)	7
1.4.2. Secuencia negativa (X2.)	8
1.4.3. Secuencia cero (X0)	9
1.5. Decaimiento de la corriente de falla del generador	10
1.5.1. Período subtransitorio	12
1.5.2. Período transitorio	12
1.5.3. Período de estado estable	12

1.6. Prácticas de puesta a tierra del generador	15
1.6.1. Puesta a tierra de baja impedancia	15
1.6.2. Puesta a tierra de alta impedancia	16
1.7. Guías ANSI/IEEE de protección de generadores	17
2. PROTECCIÓN DE FALLAS DE FASES DEL ESTATOR	
DEL GENERADOR	19
2.1. Introducción	19
2.2. Consideraciones generales	19
2.3. Tipos de esquemas diferenciales	21
2.3.1. Diferencial de porcentaje	21
2.3.2. Diferencial de alta impedancia	21
2.3.3. Relés diferenciales autobalanceados	23
2.4. Protección de falla entre espiras	26
2.4.1. Con esquema de fase partida	26
2.5. Respaldo	28
2.5.1. Diferencial total	28
2.5.2. Relé de impedancia	30

3. PROTECCIÓN DE TIERRA EN EL CAMPO	31
3.1. Introducción.....	31
3.2. Métodos de protección	33
3.3. Protección de respaldo	38
3.3.1. Consideraciones de disparo	39
4. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA EN EL DEVANADO	
DEL ESTATOR	41
4.1. Introducción	41
4.2. Puesta a tierra del estator de baja impedancia	42
4.3. Métodos de protección convencionales del devanado	
del estator con alta impedancia.....	46
4.3.1. Esquema de sobretensión/corriente de neutro	46
4.4. Métodos de protección para falla a tierra en 100% del	
devanado del estator	49
4.4.1. Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica	50
4.4.2. Técnica de baja tensión de tercera armónica.....	54
4.4.3. Técnica de tensión en terminal residual de tercera	
armónica	56
4.4.4. Técnica del comparador de tercera armónica.....	58
4.5. Esquema de inyección de tensión.....	60

5. PROTECCIÓN CONTRA FRECUENCIA ANORMAL.....	63
5.1. Introducción.....	63
5.2. Operación a frecuencia anormal de plantas generadoras de vapor	65
5.2.1. Capacidad de alta/baja frecuencia del generador.....	65
5.2.2. Capacidad de alta/baja frecuencia de la turbina.....	66
5.3. Consideraciones de baja frecuencia–auxiliares de una planta de vapor	71
5.3.1. Operación con frecuencia anormal de turbinas de combustion	71
5.3.2. Operación con frecuencia anormal de unidades generadoras de ciclo combinado	73
5.4. Unidades generadoras hidráulicas.....	73
6. PROTECCIÓN DE SOBREENCITACIÓN Y SOBRETENSIÓN	75
6.1. Introducción.....	75
6.2. Fundamentos de sobreexcitación	76
6.3. Límites de operación de equipos	81
6.4. Esquemas de protección y características	84
6.5. Conexión de los relés de V/Hz y de sobretensión	86
6.5.1. Filosofía de disparo	86

7. PÉRDIDA DE LA SEÑAL EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	89
7.1. Introducción.....	89
7.2. Detección de la falla por comparación de tensión.....	90
7.3. Detección de la falla por análisis de componentes simétricas	91
7.3.1. Aspectos de interes en la aplicación de PT's.....	92
7.3.1.1. Ferrorresonancia y puesta a tierra de PT's	92
7.3.1.2. Uso de resistores limitadores de corriente	93
8. PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO.....	97
8.1. Introducción	97
8.2. Daño al generador	99
8.3. Características de la pérdida de campo del generador	100
8.4. Protección	102
9. RELÉ DE PROTECCIÓN DE GENERADORES POR PÉRDIDA DE SINCRONISMO	109
9.1. Introducción.....	109
9.2. Efectos en los generadores que operan fuera de sincronismo.....	110
9.3. Esquemas de relés de pérdida de sincronismo para generadores	111
9.4. Relés de pérdida de campo.....	112
9.4.1. Esquema de una sola visera (<i>blinder</i>).....	116

9.4.2. Esquemas de doble lente y doble visera.....	119
9.4.3. Esquema de círculo concéntrico.....	121
9.4.4. Aplicación de un relé mho para la protección de pérdida de sincronismo de varias unidades.....	122
9.5. Modo de disparo por pérdida de sincronismo.....	122
9.6. Estabilidad del sistema.....	123
9.6.1. Ayudas a la estabilidad.....	123
9.6.1.1. Técnicas de libramiento más rápido de fallas	124
9.6.1.2. Técnicas de aplicación de interruptores de fase independiente	124
9.6.1.3. Técnicas de transferencia incrementada de potencia	125
9.6.1.4. Técnicas de disparo por pérdida de sincronismo	126
9.6.1.5. Técnicas de excitación de alta rapidez	126
9.6.1.6. Otras técnicas de alta velocidad.....	127

10. PROTECCIÓN DE DESBALANCE DE CORRIENTE	
(SECUENCIA NEGATIVA)	129
10.1. Introducción.....	129
10.2. Daño al generador por secuencia negativa	130
10.3. Calentamiento del generador por secuencia negativa	133
10.4. Capacidad de secuencia negativa del generador	133
10.5. Características del relé de secuencia negativa	134
10.6. Esquemas de protección de secuencia negativa	139
11. PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA.....	141
11.1. Introducción	141
11.2. Protección de falla entre fases	142
11.3. Respaldo de sobrecorriente de fase	144
11.4. Respaldo de distancia de fase	148
11.5. Protección de respaldo de tierra	150
11.6. Respaldo del sistema con el relé de secuencia negativa del generador	152
12. FALLA DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR.....	153
12.1. Introducción	153
12.2. Lógica de falla del interruptor del generador	153
12.3. Tiempo de falla del interruptor.....	155
12.4. Detectores de falla.....	157

12.5. Protección contra <i>flashover</i> del interruptor del generador	
abierto	157
13. DISPARO DEL GENERADOR.....	161
13.1. Introducción	161
13.2. Esquemas de disparo	162
13.2.1. Disparo simultáneo.....	163
13.2.2. Disparo del generador.....	163
13.2.3. Separación de la unidad.....	164
13.2.4. Disparo secuencial.....	164
13.3. Selección del esquema de disparo.....	166
13.3.1. Otras consideraciones en el desarrollo de las	
filosofías de disparo	169
13.3.2. Cuchilla desconectadora	170
13.3.3. Mantenimiento	172
14. APLICACIÓN DEL RELÉ SR489 AL GENERADOR	
DE POZA VERDE	173
14.1. Introducción	173
14.2. Protección	174
14.2.1. Protección de fallas en el generador.....	174
14.2.2. Protección de tierra del estator.....	175
14.2.3. Protección térmica del estator.....	175

14.2.4. Protección de los rodamientos.....	176
14.3. Sistema de excitación	176
14.4. Protección térmica del rotor.....	177
14.5. Protección de respaldo del sistema.....	177
14.6. Lógica del disparo secuencial	178
14.6.1. Fallo de frecuencia (81)	179
14.7. Fallos operacionales	179
14.8. Sobrevelocidad (12)	180
14.9. Protecciones de supervisión	180
14.9.1. Las funciones de demanda y demanda punta	181
14.10. Registro de sucesos	181
14.11. Oscilografía	182
14.12. Autochequeo	182
14.13. Entradas y salidas	183
14.14. Interfaz de usuario.....	183
14.15. Indicadores LED	184
14.16. Comunicaciones	184
14.17. Programa 489PC	185
14.18. Especificaciones	185
14.19. Las funciones de medida y monitorización.....	187
14.20. Programa Poza Verde mini hydro project -106.....	188
14.20.1. Pérdida de excitación (40)	189
14.20.2. Protección de secuencia negativa (46)	191

14.20.3. Protección de sobrecorriente en el neutro	
(50/51 GN)	191
14.20.4. Protección de sobrecorriente en el voltaje de frenado	
(51V)	192
14.20.5. Ajuste instantaneo de sobrecorriente en la fase	
(50 hp)	196
14.20.6. 50/51 L-N Ajuste de sobrecorriente en el neutro	
(51 N)	196
CONCLUSIONES.....	197
RECOMENDACIONES	199
BIBLIOGRAFÍA.....	200

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Generador síncrono básico	2
2. Tipos de generador síncrono	4
3. Tipos de conexión	5
4. Secuencia positiva	8
5. Secuencia negativa	9
6. Secuencia cero	10
7. Tipos de fallas	11
8. Corriente de corto circuito del generador	13
9. Corriente de falla en terminales del generador	14
10. Puesta a tierra de baja impedancia	16
11. Puesta a tierra de alta impedancia	16
12. Curva del relé diferencial de porcentaje de pendiente variable	22
13. Conexión del relé diferencial de porcentaje	22
14. Relé diferencial de alta impedancia	23
15. Esquema de protección autobalanceado	24
16. Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados	24
17. Protección de fase partida usando un transformador de corriente de ventana	25

18. Protección fase partida usando un transformador de corriente con doble primario y un secundario	26
19. Esquema diferencial total para respaldo de falla de fase del generador	29
20. Detección de tierra en el campo usando una fuente de C.D	33
21. Detección de corriente en el campo usando un divisor de tensión	34
22. Detección de tierra en el campo usando escobillas piloto	36
23. Detección de tierra en el campo para máquinas sin escobillas	37
24. Conexiones de puesta a tierra del estator	43
25. Generador puesto a tierra con alta impedancia	45
26. Tensiones de tercera armónica para diferentes condiciones en un generador típico	51
27. Esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica	54
28. Esquema de protección de falla a tierra	58
29. Esquema de inyección de tensión subarmónico para protección de falla a tierra	61
30. Diagrama de bloques del esquema de protección	67
31. Sección transversal axial de una turbina de generador mostrando las trayectorias del campo magnético	77
32. Construcción del extremo típico de un núcleo de estator de generador	78

33. Flujos de dispersión y corrientes inducidas en los extremos del nucleo	79
34. Característica típica de relé para protección V/Hz	83
35. Protección y flexibilidad de operación óptima	85
36. Aplicación del relé de balance de tensión	90
37. Un resistor limitador de corriente por fase	94
38. Un resistor limitador de corriente por TP	95
39. Características de pérdida de campo del generador	102
40. Características del relé Mho-Offset de una zona	103
41. Características del relé Mho-Offset de dos zonas	105
42. Protección de pérdida de campo usando una unidad de impedancia y un elemento direccional	106
43. Características de pérdida de sincronismo-unidad tandem	113
44. Característica típica del relé de pérdida de campo	114
45. Aplicación de un esquema circular mho	116
46. Esquema de visera	117
47. Esquema visera para un caso estable e inestable	118
48. Esquema de doble lente	120
49. Esquema de doble visera	121
50. Corrientes en la superficie del rotor	132
51. Capacidad de corriente de desbalance de corto tiempo de generadores	136
52. Relé de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa	136

53. Curvas características de relés	137
54. Aplicación de relés de respaldo de sistema-arreglo unitario generador-transformador	143
55. Características del relé de sobrecorriente con restricción de tensión	146
56. Configuración de un sistema complejo con infeeds múltiples	148
57. Diagrama funcional de un esquema de falla del interruptor de generador	154
58. Coordinación del tiempo de falla del interruptor	156
59. Lógica de falla del interruptor modificada	158
60. Configuración típica unidad generador-transformador	168
61. Tipos de subestaciones	169

TABLAS

I.	Magnitudes de tensiones de tercera armónica para un generador típico	61
II.	Ajustes de frecuencia y timers para el esquema de protección	68
III.	Capacidades de desbalance de corrientes del generador	134
IV.	Acción de disparo	165
V.	Lógica de disparo sugerida	167

LISTA DE SÍMBOLOS

c.d.	Corriente directa
r.p.m.	Revoluciones por minuto
X_d	Reactancia del generador
T”_d	Constante de tiempo
c.a.	Corriente alterna
CT	Transformador de corriente
CR	Capacitancia de rotor
LED	<i>Light emitting diode</i>
SLG	Falla de línea a tierra
PT	Transformador de potencial
RTC	Relación de transformación de corriente
Hz	Hertz
kVA	Kilovoltio-amperio

AMM	Administrador del mercado mayorista
CTG	Generador de turbina de combustión
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i>
VAR	Voltio-amperio
MW	Mega-watts
PPT	Transformador de potencial de potencia

GLOSARIO

Armónica	Deformaciones que sufre la onda de tensión
Campo magnético	Región del espacio donde se ponen de manifiesto los fenómenos magnéticos.
Estator	Parte fija del motor o generador para producir el campo giratorio
Ferromagnética	Propiedad de algunos materiales que hace que resulten intensamente imantados cuando se sitúan en un campo magnético, y conserven parte de su imantación cuando desaparece dicho campo.
Frecuencia	Ciclos por segundo de una onda periódica
Protección	Sistema para evitar el daño severo de equipos
Rotor	Parte móvil de un generador que produce un campo magnético giratorio
Sobretensión	Fluctuaciones de voltaje que incrementan su valor nominal
Turbina	Motor rotativo que convierte en energía mecánica la energía del agua (líquida o vapor), o de un gas.

RESUMEN

Aquí se presentan las razones por las cuales las empresas generadoras así como otros propietarios de generadores deberían considerar el mejoramiento de la protección eléctrica de sus generadores para cumplir con las normas actuales.

Se reseñan específicamente los riesgos pertinentes a ciertas áreas funcionales donde la protección de generadores de 20 años o más es inadecuada. Estas áreas incluyen: protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada), protección contra falla a tierra en el 100% del estator, protección de doble nivel contra la pérdida de campo, energización inadvertida (accidental) del generador, protección contra la pérdida de fusible del transformador de voltaje, disparo secuencial, falla del interruptor del generador, protección contra el contorneamiento del interruptor del generador etc. Se indica asimismo la necesidad de contar con monitoreo con osciloscopio del generador.

Por último se discuten las ventajas de la tecnología digital respecto a la convencional en los programas de mejoramiento.

OBJETIVOS

General

Analizar las protecciones en los generadores síncronos de una planta generadora

Específicos

1. Investigar los tipos de protecciones que existen
2. Describir cada una de las protecciones
3. Conocer las ventajas y desventajas de cada protección
4. Conocer cuando debe dar la orden de disparo cada protección
5. Mejorar la sensibilidad en áreas de protección donde los relés antiguos no ofrecen el nivel de detección necesario para impedir los daños.
6. Verificar áreas nuevas o adicionales de protección que no se consideraban como problemas, comprobándose lo contrario a través del tiempo con las experiencias de operación.
7. Considerar la aplicación de protecciones especiales que corresponden sólo a los generadores.
8. Verificar las protecciones en una planta generadora

INTRODUCCIÓN

Contrariamente a la creencia popular, los generadores realmente experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

En un generador protegido apropiadamente, es imprescindible contar con protección contra las condiciones anormales dañinas. Lo que se objeta respecto al agregado de esta protección no es que la misma no va a funcionar cuando deba hacerlo, sino que puede operar inapropiadamente sacando a un generador del servicio en forma innecesaria. Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras, y cómo aplicarlas a un generador determinado. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más.

Si esto sucede, el costo para la empresa eléctrica va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad está fuera de servicio.

Como es sabido, los operadores a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños. La sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplos de tales eventos. Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden sustituir la protección automática apropiada.

1. FUNDAMENTOS

1.1. Introducción

La filosofía de protección de generadores síncronos incluye la consideración de las condiciones de operación anormal que provocan daños severos a los generadores, cuyo nivel de protección es mayor que la protección de cualquier otro elemento de un 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.

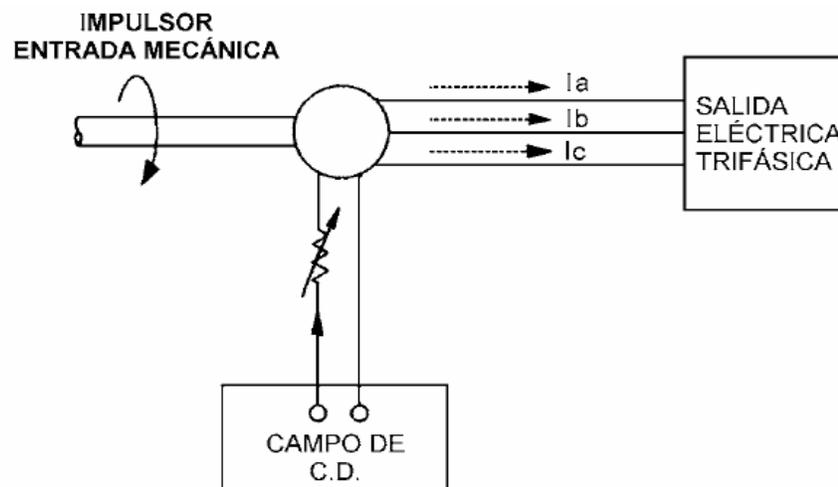
Un disparo innecesario del generador, es indeseable, pero las consecuencias de no dispararlo y dañar la máquina tienen un valor de alto impacto, para la empresa. El costo de dicho evento no es únicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino el costo sustancial de comprar energía y desvíos de potencia 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.

1.2. Generador síncrono básico

Un generador síncrono convierte energía hidromecánica en energía eléctrica. La potencia mecánica del impulsor gira la flecha del generador en el cual el campo de Corriente Directa (C.D.) está instalado. La figura 1 ilustra una máquina simple.

Figura 1. Generador síncrono básico



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.

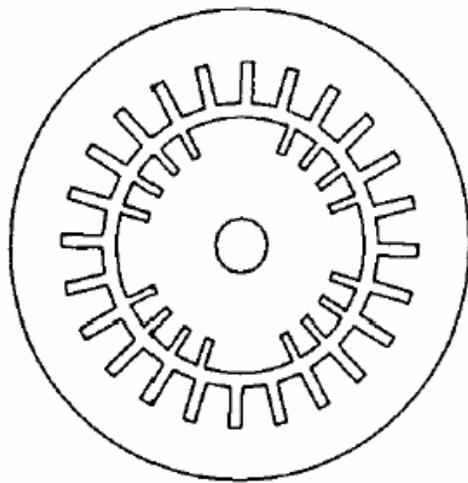
La conversión de la energía del vapor a rotación mecánica es hecha en la turbina. En plantas nucleares, el uranio, a través del proceso de fusión, es convertido en calor, el cual produce vapor.

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.

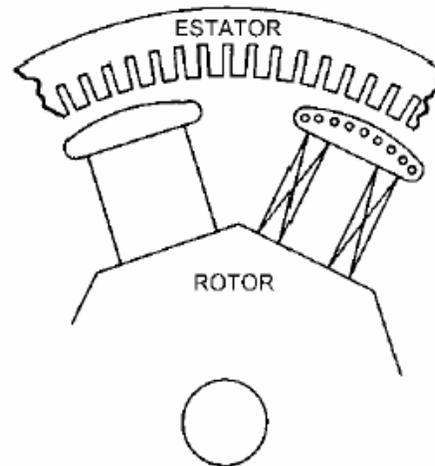
Las máquinas sincrónicas son clasificadas en dos diseños principales máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes. La figura 2 proporciona una vista de la sección transversal de ambos tipos de construcción.

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.

Figura 2. Tipos de generador sincrónicos



a) Rotor cilíndrico



b) Rotor de polos salientes

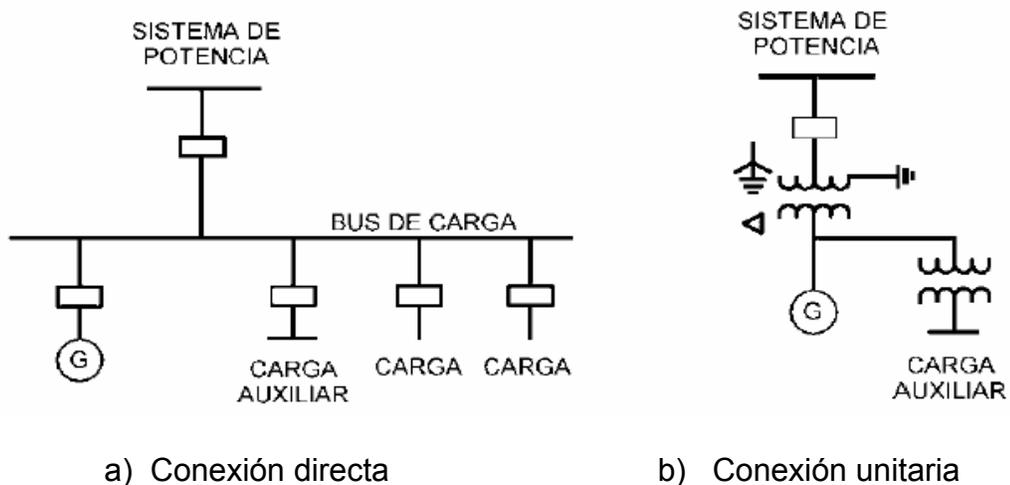
Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas tienen rotores de polos salientes laminados con devanados de campo concentrados y un gran número de polos. Cualquiera que sea el tipo del impulsor o diseño de la máquina, la fuente de energía usada para girar la flecha es mantenida en un nivel constante 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.

1.3. 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.

Figura 3. Tipos de conexión



1.3.1. Conexión directa

La figura 3A muestra el diagrama unifilar para una conexión directa de un generador a un sistema de potencia. Los generadores son conectados directamente al bus de carga 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.

1.3.2. **Conexión unitaria**

La figura 3B muestra el diagrama unifilar para un generador en conexión unitaria. El generador es conectado al sistema de potencia a través de un transformador elevador.

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 elevador 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.

1.4. **Modelo de corto circuito del generador síncrono**

El circuito eléctrico equivalente de un generador síncrono 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.

El análisis de componentes simétricas es una herramienta matemática importante para calcular las corrientes y tensiones del generador bajo condiciones de desbalance.

1.4.1. Secuencia positiva (X_1)

Se usan tres 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.

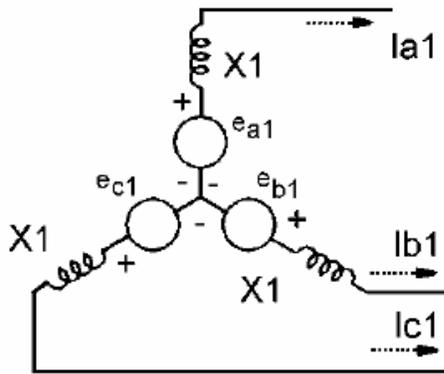
Todos estos valores de eje directo son necesarios para calcular los valores de corriente de corto circuito en diferentes tiempos después de ocurrido un corto circuito. Estos valores son proporcionados por el fabricante del generador como parte de la hoja de datos de prueba del generador.

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.

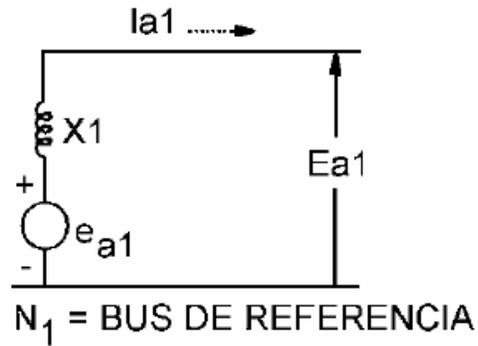
Los valores de reactancia no saturada son usados para calcular las corrientes de falla debido a que la tensión se reduce por debajo de la saturación durante fallas cercanas a la unidad.

Puesto que los generadores típicos son operados ligeramente saturados, la corriente de falla sostenida (estado estable) será menor que la corriente de carga máxima, a menos que los reguladores de tensión refuercen el campo durante una falla sostenida.

Figura 4. Secuencia positiva



a) Representación trifásica



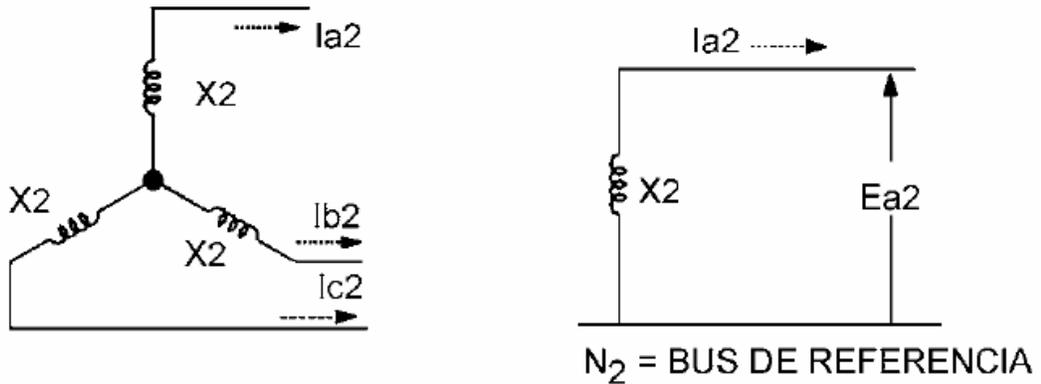
b) Equivalente monofásico

1.4.2. 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, $X_2 = X''_d$.

Figura 5. Secuencia negativa



a) Representación trifásica

b) Equivalente monofásico

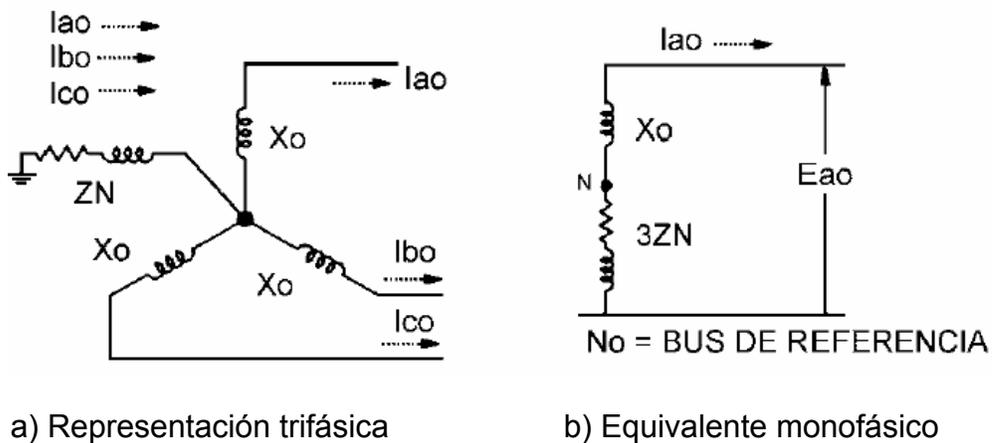
1.4.3. Secuencia cero (X_0)

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 asimétrica. Para calcular fallas o condiciones de generación anormales desbalanceadas, las redes de secuencia positiva, negativa y cero son interconectadas.

Figura 6. Secuencia cero

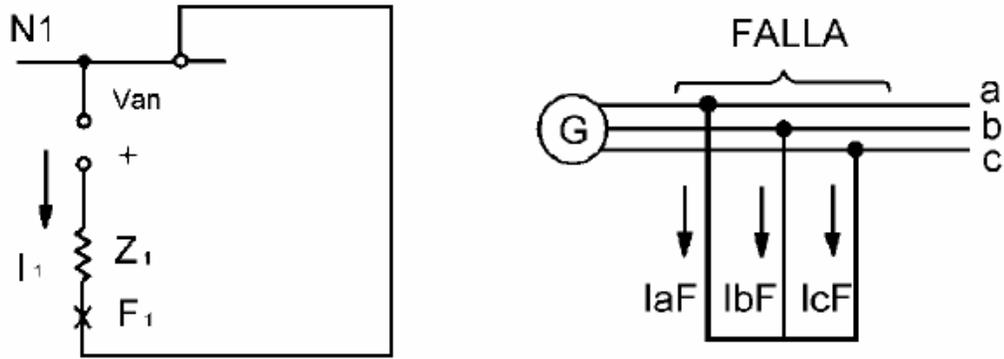


1.5. Decaimiento de la corriente de falla del generador

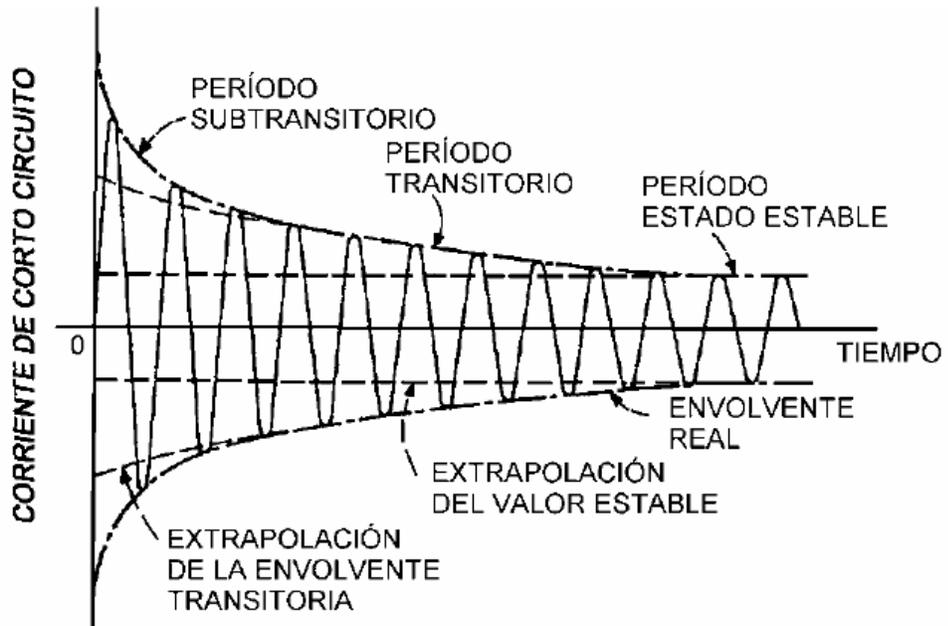
Debido a que la secuencia positiva del generador es caracterizada por tres reactancias con valores que se incrementan con el tiempo, sus corrientes de falla disminuyen con el tiempo.

La figura 7 ilustra un trazo simétrico monofásico de una forma de onda de corto circuito trifásico (ausencia de la componente de C.D.) tal como puede ser obtenido oscilográficamente. La forma de onda puede ser dividida en tres periodos o regiones de tiempo.

Figura 7. Tipos de fallas



a) Falla trifásica



b) Curva característica de fallas

1.5.1. **Período subtransitorio**

Este período se mantiene por pocos ciclos durante los cuales la magnitud de corriente es determinada por la reactancia subtransitoria del generador (X''_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T''_d .

1.5.2. **Período transitorio**

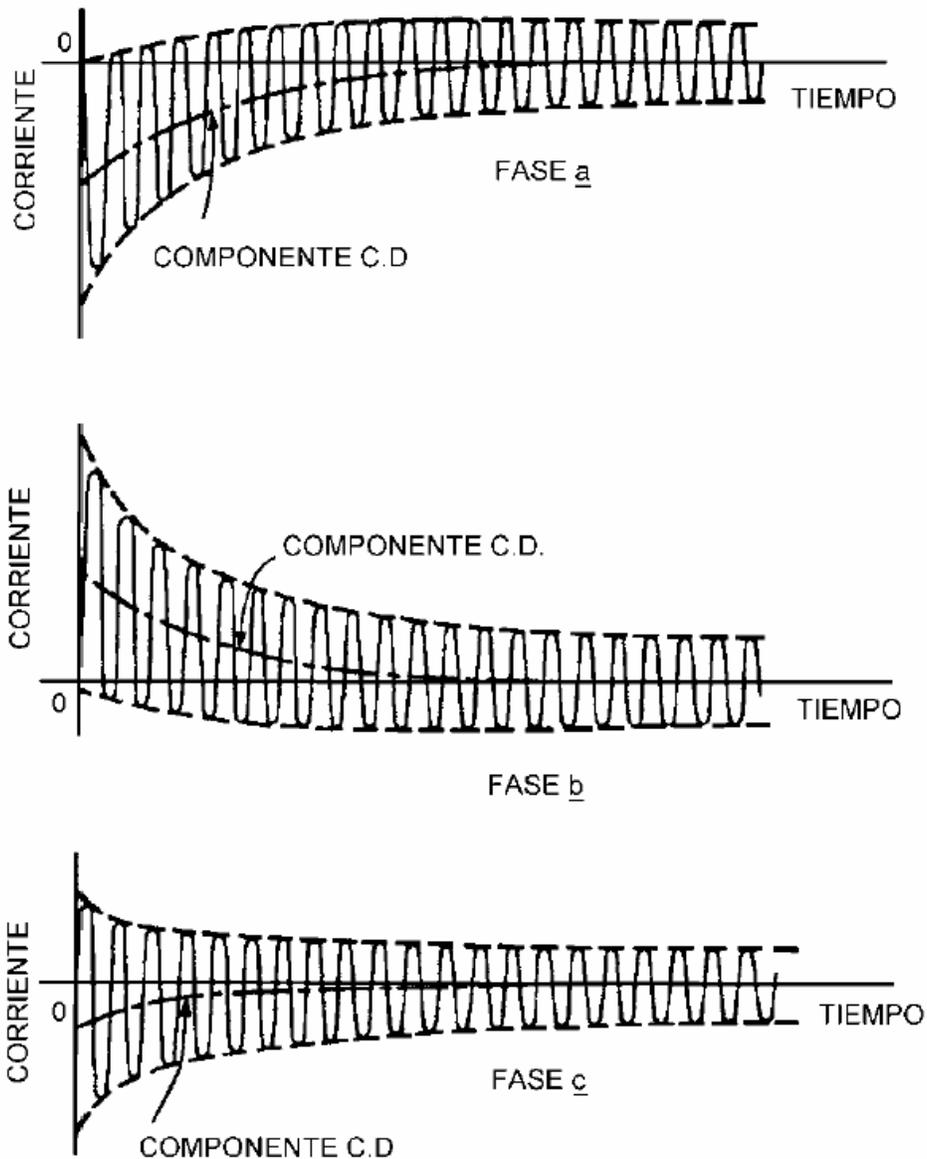
Cubre un tiempo relativamente largo durante el cual la magnitud de corriente está determinada por la reactancia transitoria del generador (X'_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T'_d .

1.5.3. **Período de estado estable**

Es el nivel de tiempo más largo de corriente de falla del generador, cuya magnitud es determinada por la reactancia del eje directo del generador (X_d).

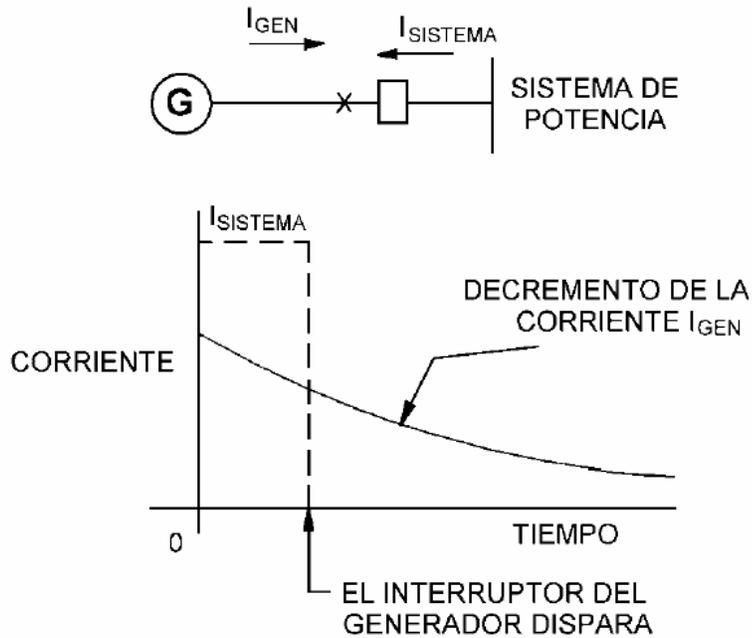
Cuando los desplazamientos de C.D. son considerados, las corrientes del generador para una falla trifásica serán como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Corrientes de corto circuito del generador



Cuando una falla en el generador es detectada por los relés de protección, el rele es separado del sistema de potencia disparando el interruptor del generador, el interruptor de campo y el impulsor.

Figura 9. Corriente de falla en terminales de generador



La contribución del sistema a la falla será inmediatamente removida cuando dispara el interruptor del generador, como se ilustra en la figura 9. Sin embargo, la corriente del generador continuará fluyendo después del disparo. La corriente de corto circuito del generador no puede ser apagada instantáneamente debido a la energía almacenada en la máquina rotatoria. El flujo de la corriente de falla dañina en el generador continuará por un periodo de varios segundos después de que el generador ha sido disparado, haciendo que las fallas del generador sean extremadamente dañinas. Los conductores de las terminales del generador son usualmente aislados por la construcción del bus, para minimizar las fallas multifase en terminales.

El generador es también puesto a tierra en tal forma que se reducen sustancialmente las corrientes de falla a tierra. Esto se hace incrementando la impedancia de secuencia cero, con la inserción de una impedancia a tierra en el neutro.

1.6. Prácticas de puesta a tierra del generador

Dos tipos de prácticas de puesta a tierra representan los principales métodos usados en la industria para aterrizar los devanados del estator del generador. Estos son la puesta a tierra de alta y baja impedancia.

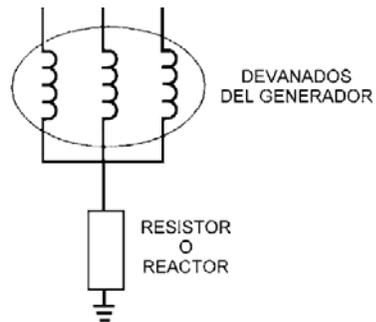
1.1.1. Puesta a tierra de baja impedancia

La figura 10 ilustra un generador puesto a tierra a través de un resistor o reactor.

El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución de la corriente de falla a tierra del generador entre 200 Amp y 150 % de la corriente nominal del generador.

La puesta a tierra de baja impedancia es generalmente usada cuando unidades generadoras múltiples son operadas sobre un bus común o cuando están directamente conectadas a buses de carga sin una transformación de tensión, proporcionando así la fuente de tierra para el sistema.

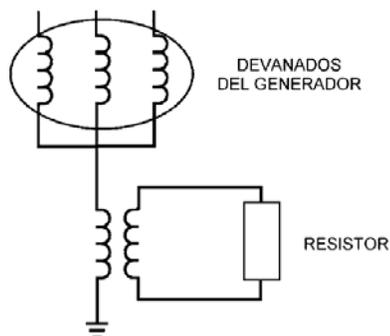
Figura 10. Puesta a tierra de baja impedancia



1.1.2. Puesta a tierra de alta impedancia

La figura 11 ilustra un generador puesto a tierra utilizando un transformador de distribución con un resistor secundario. Este método de puesta a tierra permite que las corrientes de falla a tierra sean reducidas a bajos niveles, típicamente 5-25 amperios. Es usada en generadores conectados en forma unitaria.

Figura 11. Puesta a tierra de alta impedancia



1.2. **Guías ANSI/IEEE de Protección de generadores.**

C37.102 Guía para la protección de generadores de C.A.

C37.101 Guía para la protección de tierra del generador.

C37.106 Guía para la protección de frecuencias anormales para plantas de generación.

2. PROTECCIÓN DE FALLAS DE FASES DEL ESTATOR DEL GENERADOR

2.1. Introducción

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. 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 (CT) a una diferencial de generador en el lado de neutro del generador y otro en el interruptor del generador, la aplicación de los CTs 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 *Inrush* como en un esquema de protección de 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.

2.3. Tipos de esquemas diferenciales

2.3.1. Diferencial de porcentaje

La protección diferencial de porcentaje variable (figura 12) 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 13).

Los transformadores de corriente usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; sin embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de CTs con altas corrientes. Debe notarse que usar la misma precisión normalizada de CTs no garantiza obtener las mismas características reales; las características reales deben ser verificadas.

2.3.2. Diferencial de alta impedancia

Estos relés deben ser alimentados de CTs idénticos con devanados secundarios distribuidos totalmente, con reactancia de dispersión despreciable. El relé es realmente un relé de tensión y responde a la alta tensión impuesta a través de sus bobinas, causada por todos los CTs que tratan de forzar la corriente a 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 CT de entrada y la saturación completa del otro para las muy altas corrientes en generadores grandes, la proximidad de los CTs en diferentes fases puede causar corrientes desbalanceadas que fluyen en los secundarios de los CTs. Estas corrientes deben ser menores que la sensibilidad mínima del relé diferencial usado. Normalmente esto es tomado en cuenta en el diseño de la unidad por el fabricante pero, debe también ser revisado.

Figura 12. Curva del relé diferencial de porcentaje de pendiente variable



Figura 13. Conexión del relé diferencial de porcentaje

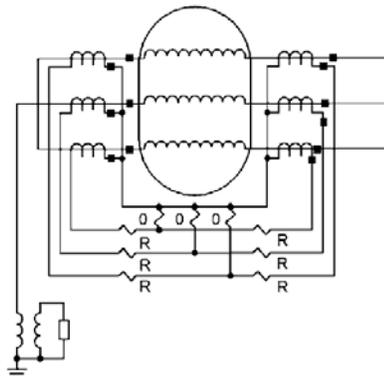
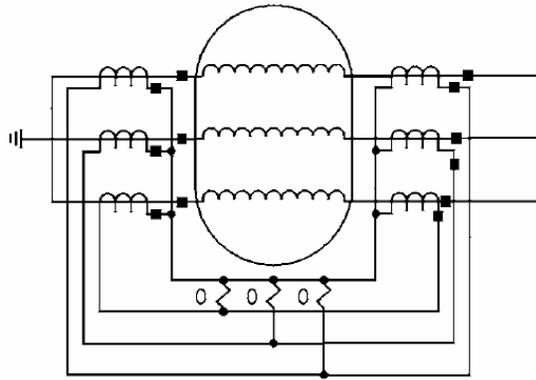


Figura 14. Relé diferencial de alta impedancia



2.3.3. Relés diferenciales autobalanceados

El esquema de autobalance (figura 15) es típicamente usado en generadores pequeños. Este esquema detecta fallas de fase y de tierra en el estator del generador. Este esquema usa un solo CT de baja relación por cada fase, con los conductores de ambos extremos de cada devanado pasados a través de él, de tal forma que el flujo neto es cero para condiciones normales.

Un relé de sobrecorriente instantáneo conectado al secundario del CT proporciona protección confiable y rápida, detectando cualquier diferencia entre la corriente que entra y la corriente que sale del devanado.

Figura 15. Esquema de protección autobalanceado

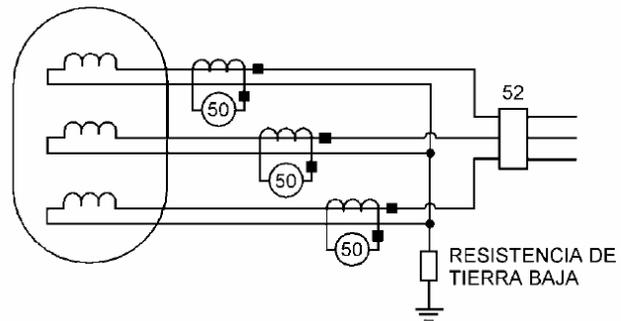
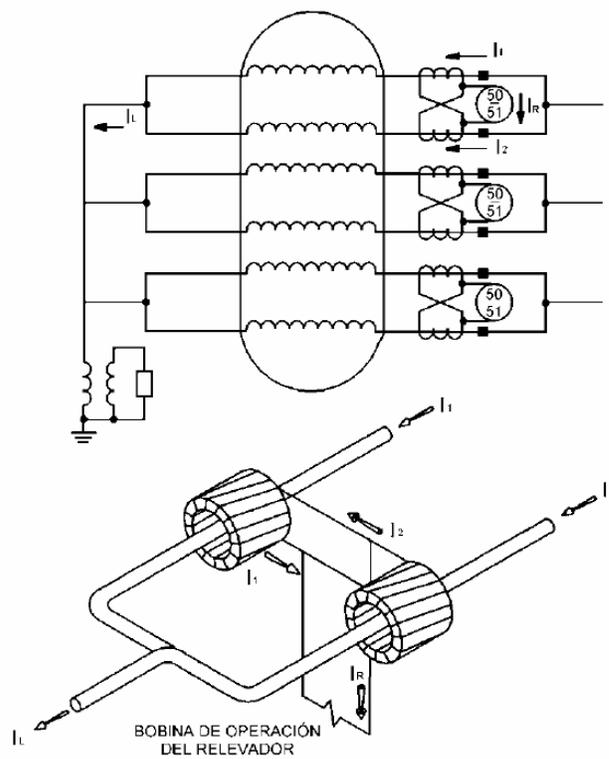


Figura 16. Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados



El tamaño limitado de la ventana del CT limita el tamaño del conductor y, por lo tanto, el tamaño de la unidad que puede ser protegida. El relé debe tener tan bajo *burden* como sea posible, (como las del tipo de estado sólido) para mantener alta sensibilidad y para reducir el riesgo de saturación del CT.

Las corrientes de falla muy grandes pueden saturar este tipo de CT si se usa un relé electromecánico sensible con alto *burden*.

Figura 17. Protección de fase partida usando un transformador de corriente de ventana

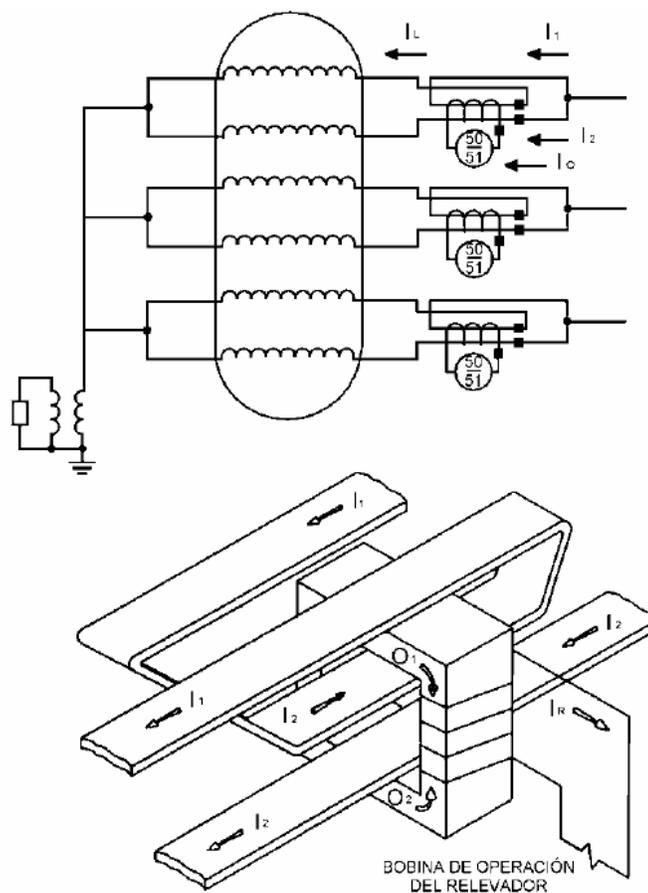
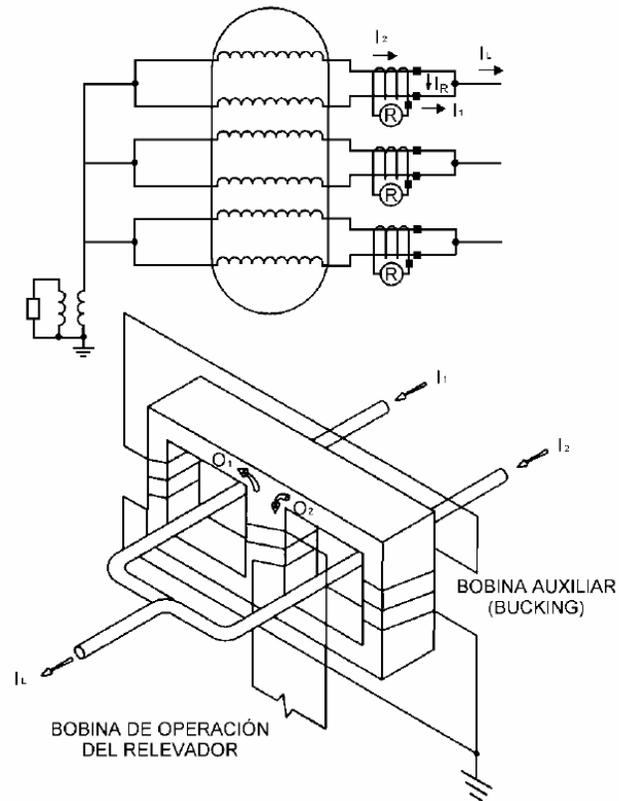


Figura 18. Protección de fase partida usando un transformador de corriente con doble primario y un secundario



2.4. Protección de falla entre espiras

2.4.1. Con esquema de fase partida

La mayoría de generadores tienen devanados del estator de una vuelta. En generadores con bobinas multi-vueltas y dos más devanados por fase se puede usar el esquema de relés de fase partida para detectar las fallas entre espiras.

El circuito en cada fase de los devanados del estator es partido en dos grupos iguales y las corrientes en cada grupo comparadas. Una diferencia en estas corrientes indica un desbalance causado por una falla en una vuelta. Un relé de sobrecorriente inversa con disparo instantáneo es usualmente usado para este esquema. La sobrecorriente de tiempo se ajusta arriba de cualquier corriente de desbalance normal, pero abajo del desbalance causado por una sola vuelta cortocircuitada.

El retardo de tiempo se ajusta para evitar la operación cuando existan transitorios que estén ocurriendo durante fallas externas, debido a la respuesta de operación desigual de los CTs si existen transitorios. La unidad instantánea se ajusta arriba de los valores del transitorio durante fallas externas y probablemente únicamente detectará fallas de fase a fase o multi-vueltas.

Cualquier problema esperado por errores de CTs puede ser eliminado por el uso de un CT de una ventana o doble ventana. La eliminación de errores de CTs permitirá el uso de un ajuste más sensible del relé instantáneo. El CT de doble ventana mostrado en la figura 18, puede ser usado para generadores grandes.

La protección de fase partida detectará fallas de fase y algunas de tierra en el devanado del estator. Sin embargo, debido al retardo de tiempo, es normalmente usada para complementar la protección diferencial de alta rapidez para fallas de fase de gran magnitud.

2.5. Respaldo

El tipo más común de protección de respaldo usado para fallas de fase del estator del generador conectado en forma unitaria es el relé diferencial total. Para unidades más pequeñas o unidades conectadas directamente a un bus, se emplean relés de secuencia negativa y de respaldo del sistema. También, se emplea algunas veces un relé de impedancia para proporcionar protección de respaldo para el transformador elevador y el generador.

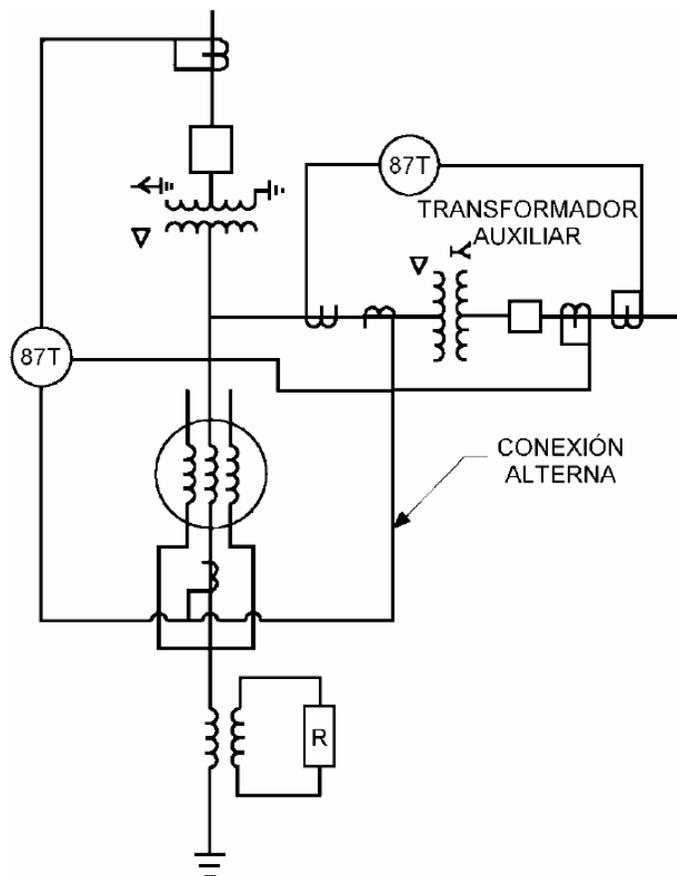
2.5.1. Diferencial total

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 19. Se usa para esta aplicación un relé diferencial de transformador con restricción de armónicas. El transformador auxiliar del generador puede también ser incluido en la zona diferencial. La alta relación del CT requerido en el lado de baja tensión del transformador auxiliar para balancear las corrientes del circuito diferencial puede requerir el uso de un CT auxiliar. Usualmente es preferible incluir el transformador auxiliar dentro de la diferencial total, si es posible.

Los CTs 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.

Figura 19. Esquema diferencial total para respaldo de falla de fase de generador



En generadores *cross-compound* es satisfactorio paralelar los CTs en el lado de neutro del generador o conectarlos a devanados separados de un relé diferencial multi-devanado. Algunas veces es práctico aplicar una diferencial de transformador de tres devanados a dos generadores conectados a un transformador elevador.

2.5.2. Relé de impedancia

Un relé de impedancia de una zona puede ser conectado a los CTs y PTs 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.

3. PROTECCIÓN DE TIERRA EN EL CAMPO

3.1. Introducción

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.

La detección de tierra para los devanados de campo y el excitador es usualmente suministrada como parte del equipo del fabricante del generador. De estos detectores, únicamente el 30% dispara 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 *brush* para alarmar con tierra en el rotor. Estos relés eran generalmente del tipo instantáneo, los cuales frecuentemente operan 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 está en el arranque, especialmente por un tiempo prolongado.

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 temporizador integrado. El temporizador (*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.

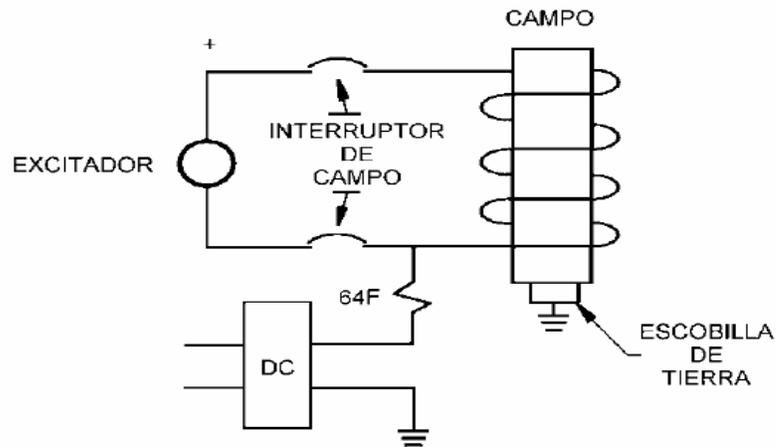
Algunas empresas, debido a recomendaciones y garantías de fabricantes, han decidido cambiar de una política de alarma a una política de disparo con la introducción de este relé. Aunque el modo de disparo que usa el relé de tierra más seguro en el campo disminuye grandemente el riesgo de una falla catastrófica del rotor. Su uso incrementa la posibilidad de disparar en falso la unidad debido a suciedad en el cobre y otros fenómenos como ha sido experimentado por algunas empresas.

Al ajustar el relé, debe aceptarse un compromiso entre la sensibilidad del *pickup* y la seguridad. La decisión para disparar o alarmar debe ser cuidadosamente analizada.

3.2. Métodos de protección

Existen varios métodos de uso común para detectar tierras en el campo del rotor.

Figura 20. Detección de tierra en el campo usando una fuente de C.D.

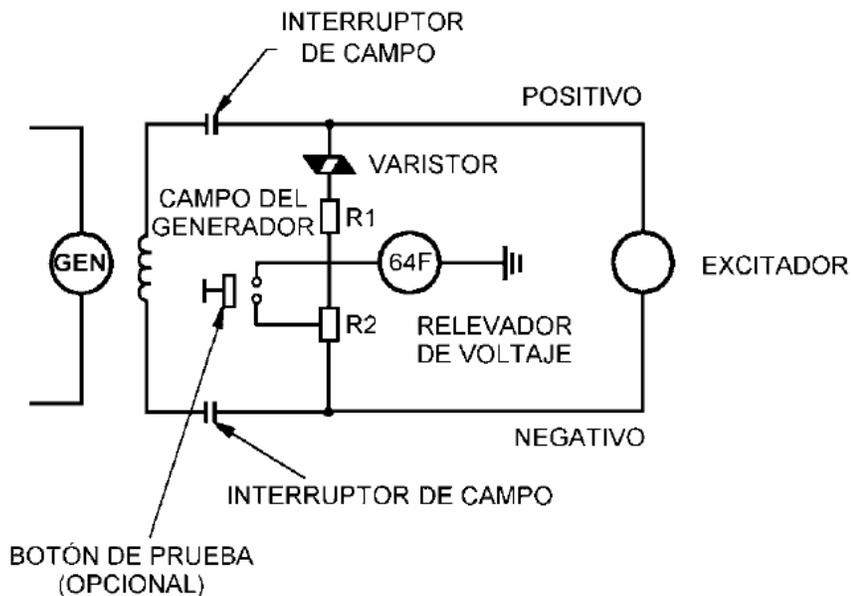


En el método mostrado en la figura 20, una fuente de tensión de C.D. en serie con una bobina del relé de sobretensión es conectada entre el lado negativo del devanado de campo del generador y tierra. Una tierra en cualquier punto del campo causará que el relé opere.

Se usa una escobilla para aterrizar la flecha del rotor puesto que la película de aceite de los cojinetes puede insertar suficiente resistencia en el circuito, de forma que el relé podría no operar para una tierra en el campo.

Un retardo de tiempo de 1.0 – 3.0 segundos es normalmente usado con este relé para evitar operaciones innecesarias por desbalances transitorios momentáneos del circuito de campo con respecto a tierra. Estos desbalances momentáneos podrían ser causados por la operación de sistemas de excitación tipo tiristor de respuesta rápida.

Figura 21. Detección de corriente en el campo usando un divisor de tensión



La figura 21 ilustra un segundo método usado para detectar tierras en el circuito de campo. Es similar a los esquemas de detección de tierra usados para sensar tierras en las baterías de control de subestaciones.

Este método usa un divisor de tensión y un relé sensible de sobretensión entre el punto medio del divisor y tierra. Una tensión máxima es impuesta al relé por una tierra en el lado positivo o negativo del circuito de campo.

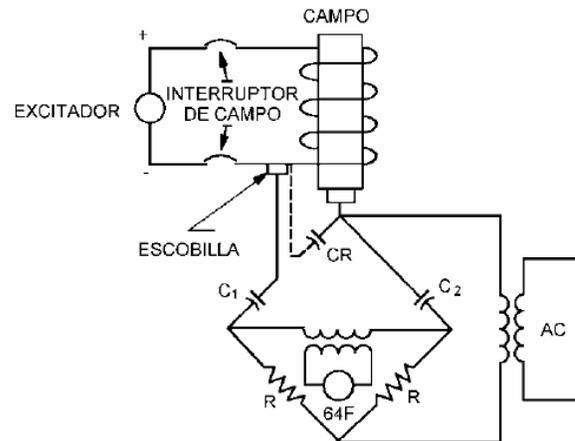
Sin embargo, existe un punto ciego entre positivo y negativo en el que una falla a tierra no producirá una tensión a través del relé. Este relé de tierra del campo del generador está diseñado para superar el problema usando un resistor no lineal (varistor) en serie con uno de los dos resistores lineales en el divisor de tensión.

La resistencia del varistor varía con la tensión aplicada. El divisor es dimensionado de forma tal que el punto ciego del devanado de campo está en el punto medio del devanado cuando la tensión del excitador está a tensión nominal.

Los cambios en la tensión del excitador moverán el punto ciego del centro del devanado de campo.

En un sistema de excitación sin escobillas, el monitoreo continuo para tierra en el campo, no es posible con relés convencionales de tierra en el campo puesto que las conexiones del campo del generador son contenidas en el elemento rotatorio.

Figura 22. Detección de tierra en el campo usando escobillas piloto



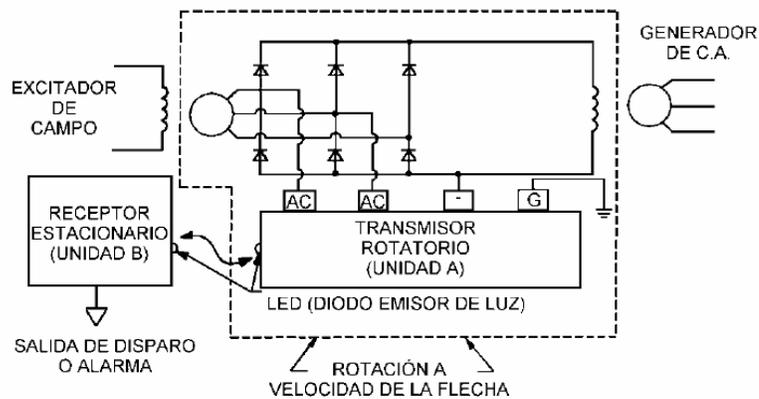
La figura 22 enfoca la adición de una escobilla piloto o escobillas para tener acceso a las partes rotatorias del campo. Normalmente esto no se hace puesto que la eliminación de las escobillas es una de las ventajas de un sistema sin escobillas.

Sin embargo, los sistemas de detección pueden ser usados para detectar tierras en el campo si un anillo colector es proporcionado en la flecha rotatoria con una escobilla piloto que puede ser periódicamente aplicada para monitorear el sistema.

El chequeo de tierra puede ser hecho automáticamente por un *timer* secuenciador y su control, o por el operador. Las escobillas usadas en este esquema no son adecuadas para contacto continuo con los anillos colectores. La impedancia a tierra del circuito de campo es una pierna de un puente de Wheatstone conectado vía la escobilla.

Una falla a tierra reduce el devanado de campo a la capacitancia del rotor, CR, lo cual desbalancea el circuito del puente. Si una tensión es medida entre tierra y la escobilla, la cual está conectada en un lado del campo del generador, entonces existe una tierra. En las máquinas sin escobillas, las mediciones de resistencia pueden ser usadas para evaluar la integridad del devanado de campo.

Figura 23. Detección de tierra en el campo para máquinas sin escobillas



La figura 23 ilustra un método para monitoreo continuo de tierras en el campo de máquinas sin escobillas, sin usar escobillas piloto. El transmisor del relé es montado sobre el volante de diodos del campo del generador. Su fuente de potencia es el sistema excitador sin escobillas de C.A. Dos conductores son conectados al circuito puente de diodos del rectificador rotatorio para proporcionar esta energía.

La detección de tierra se obtiene conectando una terminal del transmisor al bus negativo del rectificador de campo, y la terminal de tierra a la flecha del rotor.

Estas conexiones ponen al rectificador de campo en serie con la tensión del rectificador en el transmisor.

La corriente es determinada por la resistencia a tierra del campo y la ubicación de la falla con respecto al bus positivo y negativo. El transmisor detecta el cambio en la resistencia entre el devanado de campo y el núcleo del rotor. Los LED's del transmisor emiten luz en condiciones normales. El receptor es montado sobre la cubierta del excitador. Los detectores infrarrojos del receptor sensan la señal de luz del LED a través del entrehierro. Con la detección de una falla, los LED's se apagan.

La pérdida de luz del LED en el receptor actuará el relé de tierra e iniciará un disparo o alarma. El relé tiene un retardo de tiempo ajustable hasta de 10 segundos.

3.3. Protección de respaldo

La protección de respaldo para los esquemas descritos anteriormente usualmente consiste de un equipo detector de vibraciones. Se proporcionan contactos para disparar los interruptores principales y de campo si la vibración es mayor que la asociada con transitorios de corto circuito normales para fallas externas a la unidad.

Algunas veces se utiliza también un esquema de verificación de asentamiento de escobillas cuando éstas son retráctiles. El esquema requiere dos escobillas con una fuente de energía, la cual por acción del relé indicará si alguna de las escobillas no asienta y por lo tanto la detección de tierra no está funcionando.

3.3.1. Consideraciones del disparo

Desde un punto de vista de protección, la práctica más segura es disparar el generador automáticamente cuando la primera tierra es detectada. Una segunda falla a tierra podría ser inminente debido a los problemas de aislamiento en el campo. Ha habido casos en que una segunda falla a tierra ha causado daños al campo. Muchas empresas suministradoras alarman con el relé de tierra en el campo, con instrucciones escritas para el operador para descargar y sacar de servicio la máquina de una forma ordenada.

4. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA EN EL DEVANADO DEL ESTATOR

4.1. Introducción

El método utilizado para puesta a tierra del estator en una generadora determina el comportamiento del generador durante condiciones de falla a tierra. Si el generador está sólidamente puesto a tierra, como siempre sucede, aportará una muy alta magnitud de corriente a una falla de una línea a tierra (SLG) en sus terminales, acompañada de una reducción del 58% en las tensiones fase a fase que involucran la fase fallada y de un modesto desplazamiento de la tensión de neutro.

Si el generador no está puesto a tierra, lo cual prácticamente nunca sucede, aportará una cantidad de corriente despreciable a una falla SLG franca en sus terminales, sin reducción en las tensiones fase-fase en terminales y un completo desplazamiento en la tensión de neutro. Las altas magnitudes de corriente de falla que resultan de un generador sólidamente puesto a tierra son inaceptables debido al daño que la falla puede causar.

La desconexión al generador a través del disparo del interruptor principal, de campo y el impulsor no hará que la corriente de falla se reduzca inmediatamente a cero.

El flujo atrapado en el campo causará una corriente de falla que disminuye lentamente en algunos segundos después de que el generador es disparado, lo que disminuye sustancialmente el daño.

Por otro lado, el operar un generador sin aterrizar provoca una corriente de falla despreciable, pero las tensiones de línea a tierra en las fases no falladas pueden elevarse durante las fallas con arqueo a niveles altamente peligrosos los cuales podrían causar la falla del aislamiento del generador.

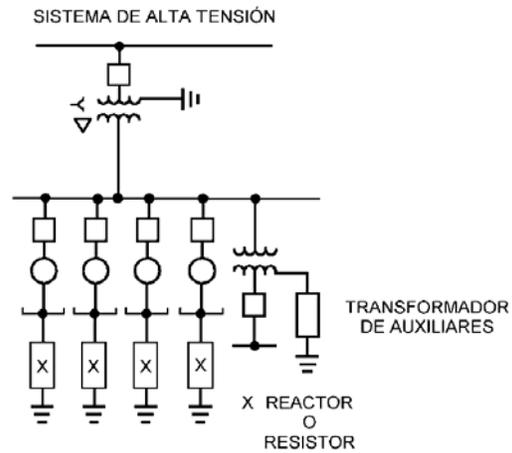
Como resultado, los devanados del estator de generadores grandes son puestos a tierra de tal forma que reduzcan las corrientes de falla y las sobretensiones y proporcionen un medio de detectar la condición de falla a tierra lo suficientemente rápido para prevenir el calentamiento del hierro.

Dos tipos de puesta a tierra son ampliamente usados en la industria, los denominados como puesta a tierra de alta y de baja impedancia.

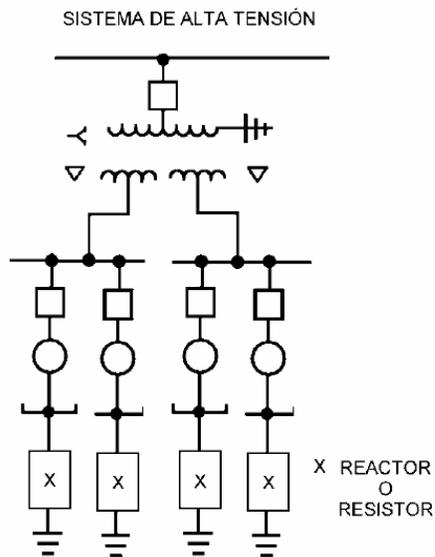
4.2 Puesta a tierra del estator de baja impedancia

Este método de puesta a tierra es ilustrado en la figura 24.

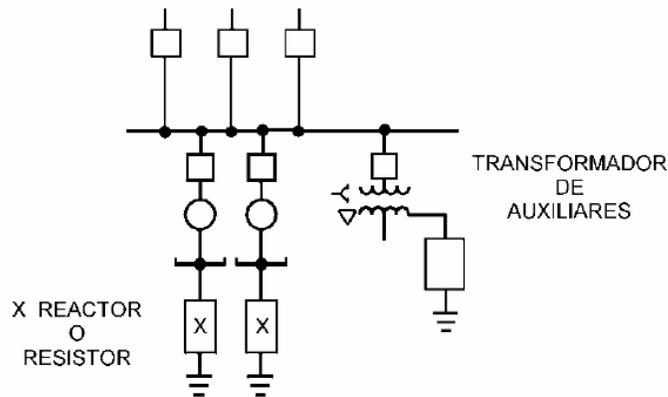
Figura 24. Conexiones de puesta a tierra del estator



a) Generadores conectados a un bus común que comparten un transformador de unidad



b) Generadores que comparten un transformador



C) Generadores conectados directamente a un sistema de distribución

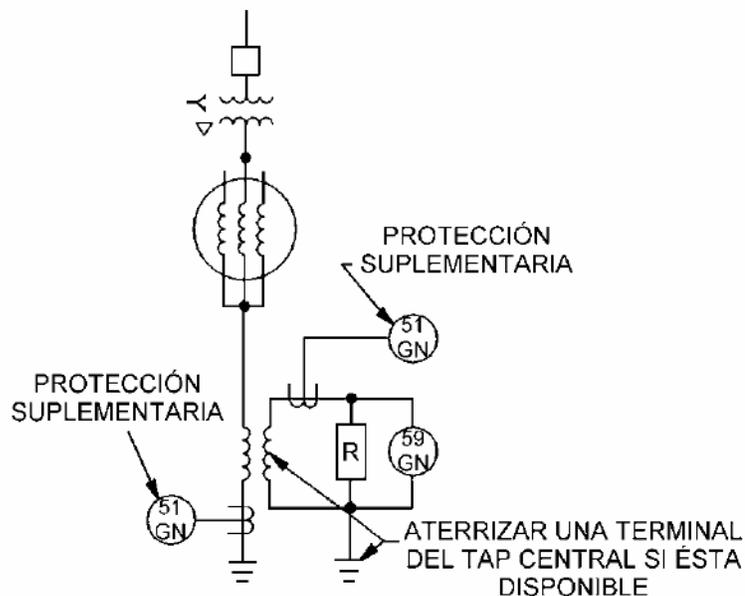
El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución del generador para una falla SLG a un rango de corrientes generalmente entre 200 A y 150% de la corriente de carga nominal.

Con este amplio rango de corriente de falla disponible, los relés diferenciales de fase pueden proporcionar alguna protección de falla a tierra con altos niveles de corrientes de tierra. Sin embargo, el relé diferencial no proporcionará protección de falla a tierra para todo el devanado del estator. Por ello, es práctica común proporcionar alguna protección complementaria.

El relé está conectado para recibir corriente diferencial en el circuito de la bobina de operación y corriente del neutro del generador en su circuito de polarización.

La comparación direccional es polarizada para asegurar que exista una restricción positiva para una falla externa aunque los transformadores de corriente, RCN y RCL tienen características de funcionamiento sustancialmente diferentes. Este esquema proporciona excelente seguridad contra operación incorrecta para fallas externas y proporciona una detección muy sensible de fallas a tierra internas.

Figura 25. Generador puesto a tierra con alta impedancia



La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia es principalmente utilizada en sistemas en conexión unitaria, sin embargo, puede también ser usado en generadores *cross-compound* donde un devanado está generalmente puesto a tierra a través de alta impedancia.

La puesta a tierra del neutro del generador con alta resistencia utiliza un transformador de distribución con un valor de tensión primaria mayor o igual al valor de la tensión línea-neutro del generador y una tensión secundaria de 120 V ó 240 V. El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobretensión de forma que no se sature con fallas SLG con la máquina operada al 105% de tensión nominal.

El resistor secundario es usualmente seleccionado de manera que para una falla SLG en las terminales del generador, la potencia disipada en el resistor sea aproximadamente igual a los volts-amperes reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de todos los transformadores conectado a las terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla SLG es generalmente limitada de 3-25 amperes primarios. Como resultado, este nivel de corriente de falla no es suficiente para operar los relés diferenciales del generador.

4.3 Métodos de protección convencionales del devanado del estator con alta impedancia

4.3.1. Esquema de sobretensión/corriente de neutro

El esquema de protección más ampliamente usado en sistemas puestos a tierra con alta impedancia, consiste de un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59GN) conectado a través del resistor de puesta a tierra para sensar tensión de secuencia cero.

El relé usado para esta función está diseñado para ser sensible a tensión de frecuencia fundamental e insensible a tensión de tercera armónica y a otras tensiones armónicas de secuencia cero, que están presentes en el neutro del generador. Puesto que la impedancia de puesta a tierra es grande comparada con la impedancia del generador y otras impedancias en el circuito, la tensión total fase-neutro será imprimida a través del dispositivo de puesta a tierra con una falla SLG en las terminales del generador.

La tensión en el relé es función de la relación del transformador de distribución y del lugar de la falla. La tensión será máxima para una falla en terminales y disminuirá en magnitud a medida que la falla se mueva de las terminales del generador hacia el neutro.

Típicamente, el relé de sobretensión tiene un ajuste de pickup mínimo de aproximadamente 5 Volts. Con este ajuste y con relación del transformador de distribución típico, este esquema es capaz de detectar fallas hasta del orden del 2-5% al neutro del estator.

El tiempo de ajuste del relé de sobretensión es seleccionado para proporcionar coordinación con otros dispositivos de protección. Las áreas específicas de interés son:

Cuando los PTs en conexión estrella a tierra son conectados en terminales de la máquina, el relé de sobretensión del neutro a tierra debe ser coordinado con los fusibles del primario de los PTs para evitar el disparo del generador con fallas a tierra en el secundario de los PTs.

Si el retardo de tiempo del relé para coordinación no es aceptable, el problema de coordinación puede ser aliviado aterrizando uno de los conductores del transformador en la fase del secundario en lugar del neutro; así, una falla a tierra en el secundario implica una falla fase-fase en los PTs lo que no opera el relé de sobretensión de tierra del neutro. Sin embargo, cuando se emplea esta técnica, el problema de coordinación persiste con fallas a tierra del transformador en el neutro del secundario; así, su utilidad está limitada a aquellas aplicaciones en que la exposición del neutro secundario a fallas a tierra es pequeña.

Es posible que el relé de tensión se tenga que coordinar con los relés del sistema para fallas a tierra en el sistema.

Las fallas de fase a tierra en el sistema inducirán tensiones de secuencia cero en el neutro del generador debido al acoplamiento capacitivo entre los devanados del transformador de la unidad. Esta tensión inducida aparecerá en el secundario del transformador de distribución de puesta a tierra y puede causar la operación del relé de tensión de secuencia cero.

Un relé de sobrecorriente de tiempo puede ser usado para protección de respaldo cuando el generador es puesto a tierra a través de un transformador de distribución con un resistor secundario.

El transformador de corriente que alimenta al relé de sobrecorriente puede ser localizado ya sea en el circuito del neutro primario o en el circuito secundario del transformador de distribución.

Cuando el transformador de corriente es conectado en el circuito secundario del transformador de distribución, se selecciona una relación de transformación de corriente RTC de manera que la corriente en el relé sea aproximadamente igual a la corriente primaria máxima en el neutro del generador. Se usa generalmente un relé de sobrecorriente con retardo de tiempo muy inverso o inverso para esta aplicación.

El relé de sobrecorriente debe ser ajustado de tal forma que no opere con corrientes de desbalance normal, y las corrientes armónicas de secuencia cero que aparecen en el neutro. El ajuste del *pickup* del relé de sobrecorriente no debe ser menor al 135% del valor máximo de la corriente medida en el neutro bajo condiciones de no falla.

En general, el relé de sobrecorriente proporciona protección menos sensible que el relé de sobretensión que detecta tensión de secuencia cero. De manera similar que el relé de sobretensión, el relé de sobrecorriente debe ser coordinado en tiempo con los fusibles del transformador de potencial y con los relés de tierra del sistema.

4.4 Métodos de protección para falla a tierra en 100% del devanado del estator

Estos esquemas, aunque adecuados, sólo proporcionan protección sensible para únicamente alrededor del 95% del estator.

Esto es debido a que la falla en el 5% restante del devanado, cerca del neutro, no causará suficiente tensión residual y corriente residual de 60 Hz para operar a estos relés. Es importante proteger todo el generador con un sistema de protección de falla a tierra adicional de tal forma que se cubra el 100% del devanado. Las técnicas para la detección de fallas a tierra que cubran el 100% del devanado del estator pueden ser divididas en dos categorías:

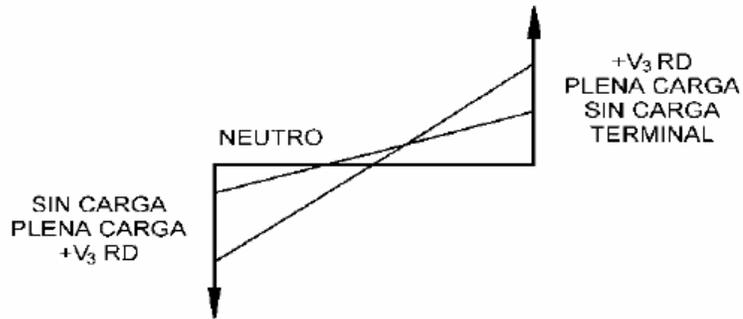
4.4.1 Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica

Las componentes de la tensión de tercera armónica están presentes en las terminales de casi todas las máquinas en diferentes grados; se presentan y varían debido a las diferencias en el diseño y fabricación. Si están presentes en cantidad suficiente, estas tensiones son usadas por los esquemas de esta categoría para detectar fallas a tierra cerca del neutro.

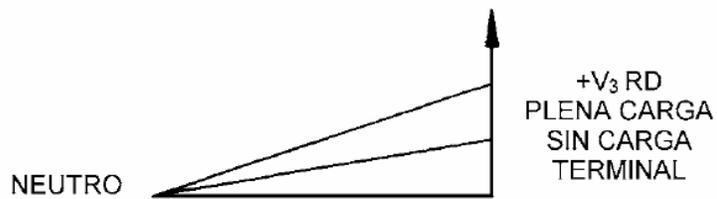
Las tensiones de tercera armónica medidas en el neutro, en terminales del generador, o en ambos, son usadas para proporcionar protección. Antes de discutir las técnicas y sus principios de operación, es importante ver las características de las tensiones de tercera armónica que usan estos esquemas como señales a los relés para la detección de fallas.

- Bajo operación normal
- Para una falla en el extremo del neutro
- Para una falla en las terminales del generador.

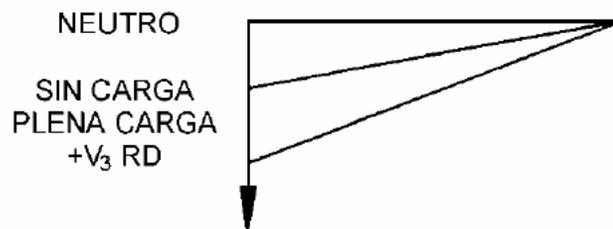
Figura 26. Tensiones de tercera armónica para diferentes condiciones en un generador típico



a) Operación normal



b) Falla en el neutro



c) Falla en terminales

Las siguientes observaciones pueden ser hechas a partir de la figura 26:

El nivel de tensión de tercera armónica en el neutro y terminales del generador es dependiente de las condiciones de operación del generador. La tensión es mayor a plena carga que en condiciones en vacío.

Existe un punto en los devanados donde la tensión de tercera armónica es cero. La ubicación exacta de este punto depende de las condiciones de operación y del diseño del generador.

Para una falla a tierra en el neutro, la tensión de tercera armónica en el neutro se hace cero.

Para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuirá y el nivel en las terminales del generador se incrementará. La cantidad de decremento o incremento depende de las condiciones de operación y de la ubicación de la falla.

Para una falla a tierra en las terminales, la tensión de tercera armónica en las terminales, se vuelve cero. Si ocurre una falla cerca de las terminales del generador, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro se incrementará y el de las terminales disminuirá.

La cantidad de decremento o incremento depende otra vez de las condiciones de operación prevalecientes y de la localización de la falla.

Los niveles de tensión de tercera armónica varían de una máquina a otra, dependiendo del diseño. Los niveles de tercera armónica de cualquier generador deben ser medidos con el generador conectado y desconectado del sistema de potencia, antes de instalar cualquier esquema de protección basado en tercera armónica, para asegurar que existen los niveles adecuados para operar los diversos elementos de protección.

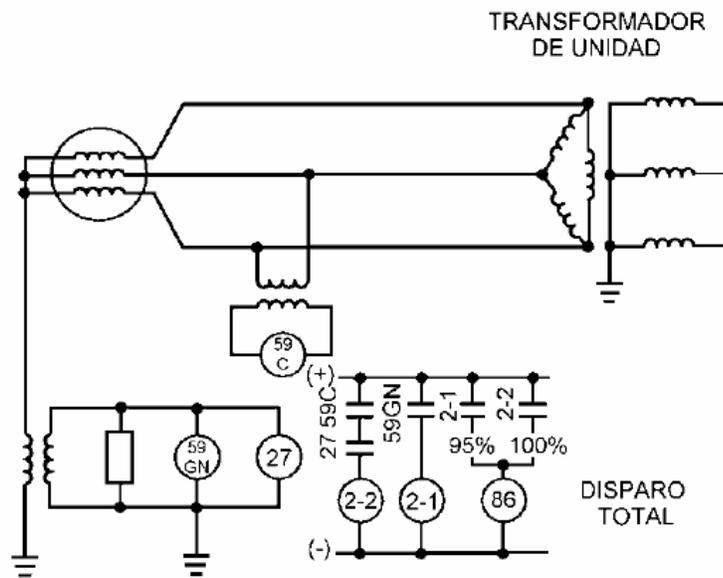
Las técnicas basadas en el uso de la tensión de tercera armónica pueden ser divididas como sigue:

- Técnica de baja tensión de tercera armónica en el neutro.
- Técnica de tensión terminal residual de tercera armónica.
- Técnica de comparador de tercera armónica.

En la figura 27 se observa el esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica, donde sus componentes son:

- 59C relé supervisor de sobretensión instantáneo.
- 59GN relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz).
- 27 relé de baja tensión sintonizado a la frecuencia de 3^a. armónica (180 Hz).
- 2-1, 2-2 Temporizadores

Figura 27. Esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica



4.4.2 Técnica de baja tensión de tercera armónica

Esta técnica usa el hecho de que para una falla cercana al neutro (figura 27), el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuye.

Por lo tanto, un relé de baja tensión que operan a partir de la tensión de tercera armónica medido en el extremo del neutro podría ser usado para detectar las fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden ser detectadas por la protección de falla a tierra convencional, por ejemplo, con un relé de sobretensión (59GN), el cual opera con la tensión de neutro de 60 Hz.

La combinación de ambos relés proporciona protección al 100% del devanado del estator. Las señales de los relés se toman de las entradas de tensión medidas a través del resistor del neutro.

Un transformador de aislamiento interno escala la caída de tensión al rango continuo del relé y también proporciona aislamiento del esquema de protección. La protección de baja tensión consiste de un filtro sintonizado de 180 Hz, un detector de nivel de baja tensión (27), una lógica en línea y un temporizador.

La protección de sobretensión se construye con un filtro sintonizado a 60 Hz, un detector de nivel de sobretensión (59 GN) y un temporizador.

Los ajustes de los detectores de nivel de baja tensión y sobretensión son tales que el traslape para todos los puntos de falla en el devanado del estator desde las terminales hasta el neutro del generador es asegurado.

Generalmente, una tensión de tercera armónica no mayor al 1% de la tensión nominal es necesario para proporcionar un traslape adecuado.

Normalmente, la protección de baja tensión de tercera armónica puede proporcionar protección adecuada al 0-30% del devanado del estator, medido desde el neutro hacia las terminales de la máquina.

Los ajustes del relé de baja tensión deben estar muy abajo del mínimo de tensión de la tercera armónica presente en el neutro durante la operación normal del generador. El relé de baja tensión de tercera armónica debe ser bloqueado para evitar disparos en falso durante el arranque o disparo del generador. Esto se logra proporcionando un relé de sobretensión (59C) supervisorio.

En algunos casos, el generador no desarrolla una tensión de tercera armónica significativo hasta que tiene carga. En este caso, la supervisión usando un relé de sobrecorriente puede ser proporcionada; el relé de sobrecorriente operará cuando la corriente exceda su valor de pickup. Por lo tanto, bajo condiciones de carga ligera, y cuando el interruptor principal está abierto, el relé de baja tensión de tercera armónica estará fuera de servicio, por lo que un esquema de protección alterno debe ser considerado.

La protección de baja tensión de tercera armónica operaría para circuitos abiertos o cortocircuitos de los devanados primario o secundario del transformador de puesta a tierra de neutro y no sería capaz de detectar un circuito abierto en la resistencia de puesta a tierra secundaria.

4.4.3 Técnica de tensión en terminales residual de tercera armónica

Esta técnica está basada en el hecho de que para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en las terminales del generador se incrementa. Por lo tanto, un relé de sobretensión que emplea tensión de tercera armónica en las terminales de un generador puede ser usado para detectar fallas cercanas al neutro.

De manera similar a la técnica anterior, las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden ser detectadas por la protección convencional del 95%, o sea, un relé de sobretensión que opera con tensión de neutro de 60Hz. Ambos relés deben por lo tanto proporcionar protección al 100% de los devanados del estator, cubriendo diferentes porciones de los devanados.

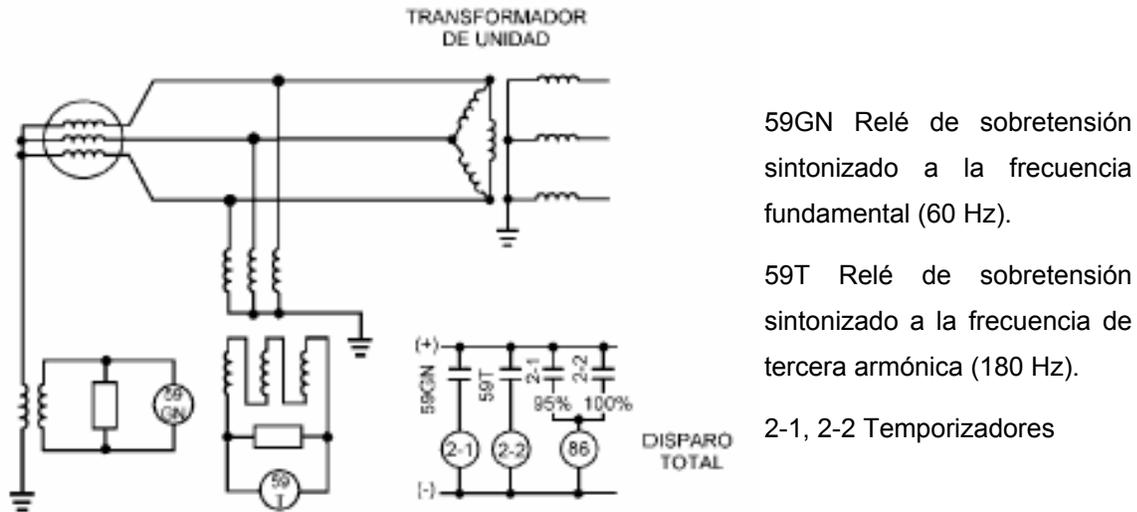
La tensión residual en las terminales de la máquina es suministrada por el transformador estrella a tierra-delta abierta.

Esta tensión se pasa a través de un filtro sintonizado de 180 Hz y un detector de sobretensión (59T). En el extremo del neutro, la señal del relé se toma entre el resistor de neutro; un transformador de aislamiento interno en el relé reduce la caída de tensión a la capacidad continua del relé; esta tensión se pasa a través de un filtro sintonizado de 60 Hz y es entonces proporcionada a un detector de nivel de sobretensión (59GN).

Para una falla a tierra cerca del neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en las terminales del generador llega a ser elevado y el relé de sobretensión de tercera armónica operará.

Este relé debe ser ajustado en tal forma que no responda a la máxima tensión de tercera armónica presente en las terminales del generador durante la operación normal. También, los ajustes de los relés de sobretensión en el extremo del neutro y en las terminales del generador deben ser tales que la detección de fallas en todo el devanado sea asegurada.

Figura 28. Esquema de protección de falla a tierra



Esquema basado en la tensión residual en terminales de tercera armónica

4.4.4 Técnica del comparador de tercera armónica

Este esquema compara la magnitud de la tensión de tercera armónica en el neutro del generador con el de las terminales del generador (figura 28). El esquema está basado en la consideración de que la relación de la tensión de tercera armónica en las terminales del generador al del neutro del generador es casi constante durante la operación normal del generador.

Esta relación es afectada con una falla a tierra cercana al neutro o cercana a las terminales del generador; este hecho es usado para detectar estas fallas.

Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados son detectadas por la protección de falla a tierra convencional del 95%, un relé de sobrecorriente o sobretensión de 60 Hz que opera a partir de corriente o tensión del neutro respectivamente.

El principio básico de operación de este esquema es un método de tercera armónica diferencial. Consiste de dos puentes rectificadores de onda completa, dos filtros de paso 180 Hz y un transformador de aislamiento/acoplamiento. El transformador de aislamiento es usado para acoplar la tensión de tercera armónica de las terminales del generador al del extremo del neutro. Cualquier diferencia de tensión causará que la corriente fluya en el relé diferencial. Este relé considera que la relación de la tensión de tercera armónica en las terminales del generador a la tensión de tercera armónica en el neutro del generador permanece constante durante condiciones normales. Si esta relación cambia, causará que aparezca una diferencia de tensión, y el relé diferencial operará. También, variaciones ligeras en esta relación durante la operación normal reducirán la sensibilidad del relé.

Los ajustes del relé de protección convencional de 95% (59GN) y los del relé diferencial de tercera armónica (59D) deben ser seleccionados en tal forma, que la cobertura de detección de falla se asegure en todo el devanado del estator. El relé diferencial de tercera armónica detecta fallas a tierra cerca del neutro al igual que en las terminales. El relé de falla a tierra convencional del 95% detecta las fallas en la parte superior de los devanados y traslapa gran parte de los devanados protegida con el relé diferencial de tercera armónica. La sensibilidad del relé diferencial de tercera armónica es mínima para una falla cercana a la mitad del devanado.

En este punto, la diferencia entre las tensiones de tercera armónica en el neutro y en las terminales es muy cercana al ajuste del relé.

El ajuste del relé es usualmente determinado por pruebas de campo durante la puesta en servicio.

Como un ejemplo, la magnitud de tensión de tercera armónica en el neutro y en las terminales y su relación para diferentes condiciones de operación para un generador típico son dadas en la Tabla I. La necesidad de PTs múltiples y la necesidad de pruebas de campo para la determinación de ajustes del relé son los puntos débiles de este esquema. Sin embargo, este esquema proporciona la cobertura óptima del 100%.

4.5 Esquema de inyección de tensión

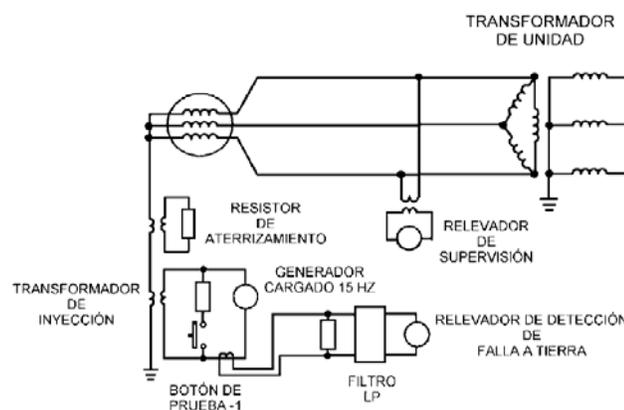
Debido a variaciones de diseño, ciertas unidades generadoras podrían no producir suficientes tensiones de 3^a armónica para aplicar los esquemas de protección de falla a tierra basados en señales de tercera armónica. En estas situaciones serían necesarias técnicas alternas de detección de falla. El esquema de inyección de tensión detecta fallas a tierra inyectando una tensión en el neutro o residualmente en un secundario de PT en delta rota. La protección completa de falla a tierra está disponible cuando el generador está en torna flecha y durante el arranque, dado que la fuente de tensión inyectada no se origina en el generador. Algunos esquemas inyectan una señal codificada a una frecuencia sub-armónica la cual puede ser sincronizada con la frecuencia del sistema. Uno de estos esquemas inyecta una frecuencia de 15 Hz en el neutro del generador se muestra en la figura 29.

La corriente resultante de 15 Hz es medida. Cuando ocurre una falla a tierra, la corriente de 15 Hz se incrementa y hace que el relé opere. La señal inyectada de 15 Hz es sincronizada con la tensión de 60 Hz en terminales del generador.

Tabla I. Magnitudes de tensiones de tercera armónica para un generador típico.

Carga de la unidad MW	MVAR	Tensión RMS de 180 Hz		Relación de tensión en terminal/tensión en el neutro
		Neutro	Terminales	
0	0	2.8	2.7	1.08
7	0	2.5	3.7	1.48
35	5	2.7	3.8	1.41
105	25	4.2	5.0	1.19
175	25	5.5	6.2	1.13
340	25	8.0	8.0	1.00

Figura 29. Esquema de inyección de tensión subarmónico para protección de falla a tierra



El esquema de inyección de tensión opera con la misma sensibilidad para fallas en todo el rango de los devanados.

También proporciona protección de falla a tierra del 100%, independientemente de los esquemas de falla a tierra del 95%. Además, estos esquemas son automonitoreados y tienen una sensibilidad independiente de la tensión, corriente de carga o frecuencia del sistema.

El uso de frecuencias subarmónicas ofrece sensibilidad mejorada debido a la trayectoria de mayor impedancia de las capacitancias del generador en estas frecuencias.

También, las integraciones durante medio ciclo de la frecuencia subarmónica causan contribuciones cero de las señales de frecuencia y armónicas del sistema (esto es, 60 Hz, 120 Hz, 180 Hz, etc.) y, por lo tanto, éstas no influyen las mediciones. La penalización económica (alto costo) asociada con proporcionar y mantener una fuente subarmónica confiable es una desventaja. Otra desventaja del esquema es su inhabilidad para detectar circuitos abiertos en el primario o secundario del transformador de puesta a tierra, porque esto causa un decremento en la corriente de 15 Hz y no un incremento como necesita el esquema para indicar una falla. Una condición de baja corriente puede, sin embargo, ser usada para dar una alarma para indicar un problema en el sistema de puesta a tierra o pérdida de la fuente subarmónica.

Todos los métodos de detección de tierra en el estator descritos en esta sección deben ser conectados para disparar y parar al generador.

5. PROTECCIÓN CONTRA FRECUENCIA ANORMAL

5.1. Introducción

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.

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.

En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal.

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.

La condición de sobrefrecuencia 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.

5.2. Operación a frecuencia anormal de plantas generadoras de vapor

5.2.1. Capacidad de alta/baja frecuencia del generador

Aunque no ha sido establecida una norma para la operación a frecuencia anormal de generadores síncronos, 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 síncronos de rotor cilíndrico son especificados en ANSI C50.13.

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. Si el regulador de tensión del generador es mantenido en servicio a frecuencias significativamente reducidas, los límites de volts por hertz de un generador podrían ser excedidos.

5.2.2. 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 operación de estas etapas bajo carga, a una velocidad que causa 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. Existe protección por sobrevelocidad en 110%-130% y ajuste de sobrefrecuencia normado por AMM para disparo. 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.

Figura 30. Diagrama de bloque del esquema de protección.

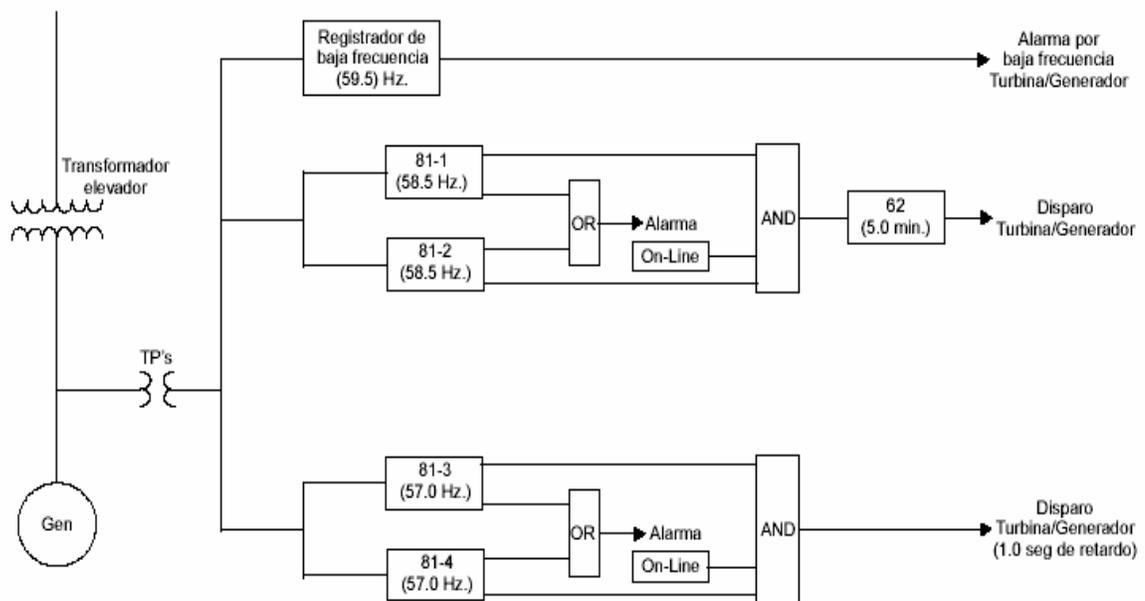


Tabla II. Ajustes de frecuencia y *timers* (temporizador) para el esquema anterior.

Banda de frecuencia Hz	Retardo de Tiempo	Comentarios
60.0 – 59.5	-	No hay acción de relés. La turbina puede operar continuamente.
59.5	Ninguno	Alarmas del registrador de frecuencia.
59.5 – 58.5	-	El operador del sistema debe cortar carga o aislar la unidad en 30 minutos.
58.5 – 57.0	5.0 min.	Estas bandas podrían disparar o alarmar, dependiendo de las prácticas de las empresas. Por “alarma”, el operador tiene este tiempo para cortar carga o aislar la unidad.

Los métodos de protección para evitar la operación de la turbina fuera de los límites preescritos serán restringidos a la protección de baja frecuencia. Los esquemas de corte de carga del sistema proporcionan la protección primaria de la turbina por baja frecuencia. Un corte de carga apropiado puede hacer que la frecuencia del sistema regrese a la normalidad antes de que los límites anormales de la turbina sean excedidos.

Los relés de baja frecuencia para corte de carga automático son usados para cortar la cantidad requerida de carga necesaria para mantener un balance carga-generación durante una sobrecarga del sistema.

Por lo tanto, la operación a otras frecuencias diferentes a la nominal o cercanas a la velocidad nominal está restringida en tiempo a los límites para las distintas bandas de frecuencia publicadas por cada fabricante de turbinas para varios diseños de álabes. Los límites de frecuencia anormal son basados generalmente en las peores condiciones debido a que:

Las frecuencias naturales de los álabes dentro de una etapa difieren debido a tolerancias de manufactura. La fatiga podría incrementarse con operación normal por razones tales como golpeteo, corrosión y erosión de los bordes de los álabes.

El límite debe también reconocer el efecto de pérdida adicional de vida de los álabes ocurrido durante las condiciones de operación anormal no asociadas con la operación a bajavelocidad o sobrevelocidad. Los sistemas de potencia cuyos diseños son tales que pueden formar islas en el sistema debido a los esquemas de corte de carga o circunstancias imprevistas, deben considerar la protección de baja frecuencia del turbogenerador para reducir el riesgo de daño en la turbina de vapor en el área aislada. Además, la protección de baja frecuencia del turbogenerador proporciona protección de respaldo contra la falla del sistema de corte de carga. Los criterios de diseño siguientes se sugieren como guías en el desarrollo de un esquema de protección por baja frecuencia:

Establecer los puntos de disparo y los retardos de tiempo con base en los límites de frecuencia anormal del fabricante de la turbina.

Coordinar los relés de disparo por baja frecuencia del turbogenerador con el programa de corte de carga automático del sistema.

La falla de un solo relé de baja frecuencia no debe causar un disparo innecesario de la máquina.

La falla de un solo relé de baja frecuencia al operar durante una condición de baja frecuencia no debe arriesgar el esquema de protección integral.

Los relés deben ser seleccionados con base en su exactitud, rapidez de operación, y capacidad de reposición.

El sistema de protección de baja frecuencia de la turbina debe estar en servicio si la unidad está sincronizada al sistema o mientras está separada del sistema pero alimentando a los servicios auxiliares.

Proporcionar alarmas separadas para alertar al operador de una frecuencia en el sistema menor que la normal y de que hay un disparo pendiente de la unidad.

5.3. Consideraciones de baja frecuencia–auxiliares de una planta de vapor

La habilidad del sistema de suministrar el vapor para continuar operando durante un período extenso de operación en baja frecuencia depende del margen en la capacidad de los impulsores de motor auxiliares y de las cargas impulsadas por las flechas. Los equipos auxiliares más limitados son generalmente las bombas de agua de alimentación de la caldera, bombas de agua de circulación y bombas de condensado, puesto que un porcentaje de reducción de velocidad causa un mayor porcentaje de pérdida de capacidad. La frecuencia crítica en la cual el comportamiento de las bombas afectará la salida de la planta varía de planta a planta. Consecuentemente, el nivel de frecuencia segura mínima para mantener la salida de la planta depende de cada planta y del diseño del equipo y la capacidad asociada con cada unidad generadora.

La protección contra operación a baja frecuencia es usualmente asignada al equipo de protección térmica, pero es posible una protección más refinada usando un relé sensible a la frecuencia o un relé de volts por hertz, el cual mide las condiciones reales del sistema.

5.3.1. Operación con frecuencia anormal de turbinas de combustión

Las limitaciones para generadores de turbinas de combustión (CTGs) son similares en varios aspectos a las de los generadores de turbinas de vapor. Existen, sin embargo, ciertas diferencias en el diseño y aplicación de CTGs que pueden originar diferentes requerimientos de protección.

Una turbina de combustión podría perder flujo de aire si se intenta mantener su salida completa durante condiciones de baja frecuencia. La pérdida de flujo de aire podría causar un eventual disparo de la unidad por sobretemperatura de los álabes. Los CTGs son equipados con un sistema de control que descarga automáticamente la unidad reduciendo el flujo de combustible de acuerdo a como disminuya la velocidad.

Este control tiene el efecto total de proteger los álabes de la turbina contra daños y al generador contra sobrecalentamiento durante la operación a baja frecuencia de la unidad. En general, los CTGs tienen una mayor capacidad para operación a baja frecuencia que las unidades de vapor, particularmente si el sistema de control incluye una característica de reducción de carga. La operación continua de CTGs está en el rango de 56-60 Hz, siendo los álabes de la turbina el factor limitante.

Estos factores, más los otros discutidos antes, sugieren un esquema de protección por baja frecuencia con un solo punto de ajuste de disparo en o abajo del menor punto de ajuste de disparo por baja frecuencia para las unidades de vapor en la vecindad. Los siguientes lineamientos deben ser usados cuando se aplique la protección por baja frecuencia a turbinas de combustión.

Usar un relé de baja frecuencia por cada unidad, alimentado por los transformadores de potencial de la unidad. Si se desea agregar seguridad, se debe supervisar el disparo con un segundo relé de baja frecuencia. Este relé puede ser común a varias unidades.

Se debe estar consciente de la existencia de protección por baja frecuencia proporcionada por el fabricante en el sistema de control de la unidad. Puede ser requerida la coordinación de ajustes y lógica de disparos para evitar interferencia con la protección externa.

5.3.2. Operación con frecuencia anormal de unidades generadoras de ciclo combinado

En una instalación de generación de ciclo combinado, la cual es una combinación de una unidad de turbina de combustión y una unidad de turbina de vapor, las limitaciones de baja frecuencia son las descritas en la sección asociada con cada tipo de unidad. Se recomienda para la protección de una instalación de ciclo combinado proporcionar esquemas separados de protección por baja frecuencia para cada unidad de la planta de ciclo combinado. El método usado deberá seguir las recomendaciones indicadas en la sección de cada unidad.

5.4. Unidades generadoras hidráulicas

Las turbinas hidráulicas pueden usualmente tolerar desviaciones de frecuencia mucho mayores que las turbinas de vapor o de combustión. La protección de baja frecuencia no es normalmente requerida para la protección de la turbina. Los límites dependen de los ensayos del fabricante.

El índice máximo de cambio de flujo de agua a través de la turbina es muchas veces limitado por las presiones máxima o mínima que pueden ser toleradas en la válvula de bloqueo de agua.

La velocidad limitada a la cual pueda ser cerrada la compuerta de entrada de agua podría causar sobrevelocidades superiores al 135% de la velocidad nominal bajo pérdida súbita de carga. Aunque estas grandes velocidades pueden ser toleradas por un tiempo corto, las unidades deben ser regresadas a su velocidad nominal en segundos por la acción del gobernador.

Si se tiene una falla del gobernador, la turbina podría desbocarse a velocidades cercanas al 150% de la nominal. La protección por sobrefrecuencia puede ser aplicada en generadores hidráulicos como respaldo o como reemplazo de dispositivos de sobrevelocidad mecánicos.

Estos relés pueden ser ajustados a una frecuencia menor que la máxima que ocurre durante un rechazo de carga, pero con el retardo de tiempo apropiado para permitir la acción del gobernador. Si la acción del gobernador no logra controlar la frecuencia en un tiempo apropiado, la protección de sobrefrecuencia operará.

La operación de la protección de sobrefrecuencia podría indicar un mal funcionamiento en el sistema de control de compuertas de la turbina. Por lo tanto, esta protección puede ser conectada para cerrar las compuertas de entrada de emergencia de turbinas o las válvulas aguas arriba de las compuertas de entrada de la turbina principal.

6. PROTECCIÓN DE SOBREEXCITACIÓN Y SOBRETENSIÓN

6.1. Introducción

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 excedan los límites de diseño. Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites:

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

Estos límites se aplican, a menos que otra cosa sea 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 debido 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.

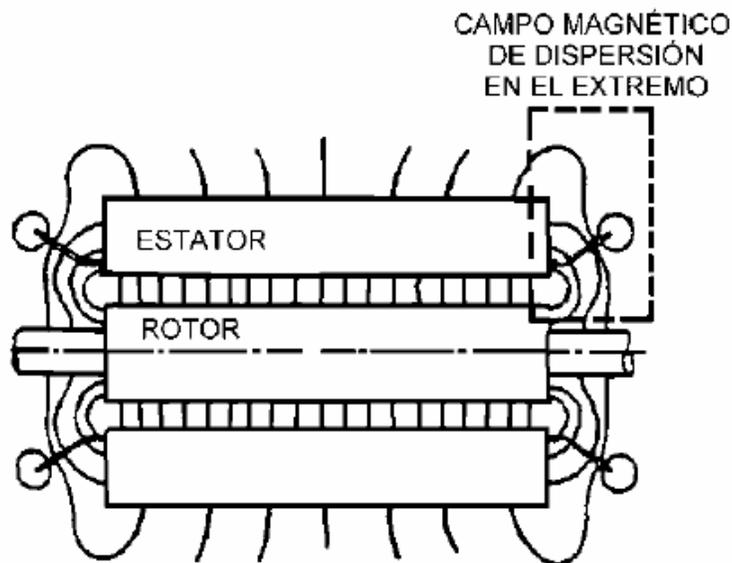
6.2. Fundamentos de sobreexcitación

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.

Figura 31. Sección transversal axial de una turbina de generador mostrando las trayectorias del campo magnético



La figura 31 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 32 muestra una construcción típica para el extremo de un núcleo de estator del generador.

Figura 32. Construcción del extremo típico de un núcleo de estator de generador

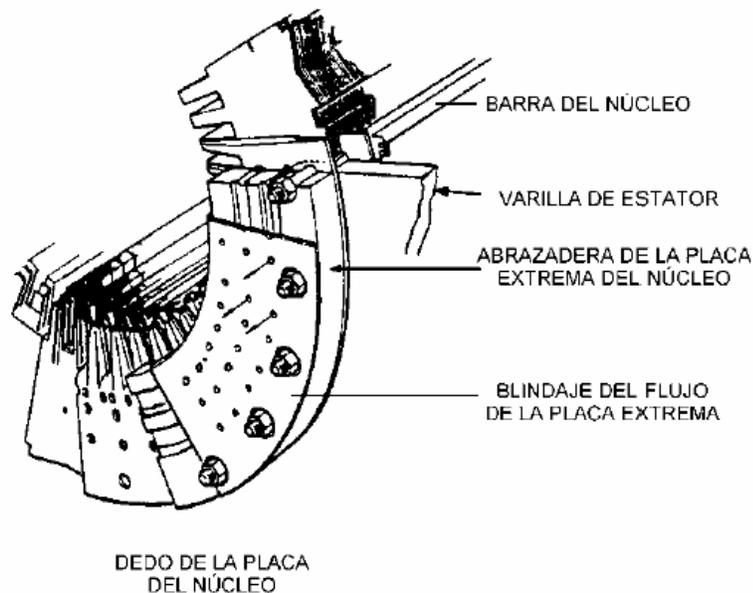
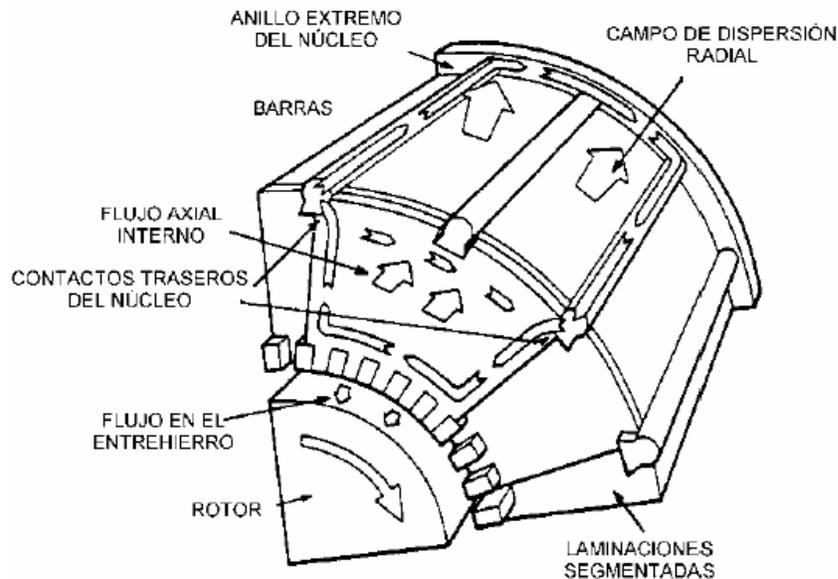


Figura 33. Flujos de dispersión y corrientes inducidas en los extremos del núcleo.



Además de las altas temperaturas, las corrientes de Eddy también causan tensiones interlaminaciones, las cuales podrían degradar aún más el aislamiento. La figura 33 muestra estas trayectorias de corrientes. Si el delgado aislamiento de las laminaciones es roto por las altas temperaturas o tensiones, se tendrán severos daños al hierro. Estas altas temperaturas y tensiones pueden originar daño en cuestión de segundos. Después de que este daño ocurre, el núcleo queda inservible. Aún solos, los niveles normales de densidad de flujo magnético del núcleo incrementarán la cantidad de puntos quemados y fundidos.

El tiempo indisponible del equipo será significativo. El daño es más severo que con la mayoría de las fallas de devanados, y la reparación podría requerir remover el devanado completo y reensamblar una parte del núcleo.

El daño debido a la operación con V/Hz excesivos ocurre más frecuentemente cuando la unidad está fuera de línea, antes de la sincronización. La probabilidad de una sobreexcitación del generador se incrementa dramáticamente si los operadores preparan manualmente la unidad para la sincronización, particularmente si las alarmas de sobreexcitación o circuitos inhibidos son inadecuados o si los circuitos de transformadores de potencial (PT's) son formados inapropiadamente. Una inadecuada operación de refuerzo total por un regulador de tensión dañado eleva significativamente las tensiones del sistema local.

Se pueden desarrollar diferentes escenarios que pueden causar una condición de sobreexcitación cuando la unidad está conectada al sistema. La pérdida de generación cercana puede afectar la tensión de la red y el flujo de VARS, causando un disturbio que se muestra como una caída de tensión. En un intento de mantener la tensión del sistema, los sistemas de excitación de los generadores restantes pueden tratar de reforzar la tensión terminal a los límites de ajuste del control de excitación, mientras la generación disparada está siendo reconectada. Si ocurre una falla en el control de la excitación en este intervalo, tendrá lugar una sobreexcitación.

Un generador podría estar operando a niveles nominales para alimentar un alto nivel de VARS al sistema.

La tensión de la unidad puede aún permanecer cerca de los niveles nominales de la red debido a las interconexiones. Una pérdida súbita de carga o de las interconexiones puede causar que la tensión de la unidad se eleve súbitamente. Ocurrirá un evento de sobreexcitación si los controles de excitación del generador no responden adecuadamente.

~ La autoexcitación puede ocurrir en generadores debido a la apertura de un interruptor remoto en el sistema cuando la unidad está conectada al sistema a través de líneas de transmisión largas.

Si la admitancia de carga en las terminales del generador es mayor que la admitancia de eje en cuadratura $1/X_q$, la naturaleza de retroalimentación positiva de la acción de control del regulador de tensión puede causar una rápida elevación de tensión.

6.3. Límites de operación de los equipos

Las limitaciones de los equipos son una consideración importante en el ajuste de la protección V/Hz para una unidad generadora. Las normas ANSI/IEEE tienen lineamientos sobre límites para V/Hz y sobretensiones excesivas de generadores y transformadores asociados a la unidad, incluyendo transformadores elevadores y transformadores auxiliares de la unidad. Cuando se ajusta la protección de sobretensión, algunas normas indican los requerimientos mínimos. Los generadores de rotor cilíndrico deben ser capaces de operar hasta con el 105% de la tensión nominal. Se establecen variaciones similares en la tensión para generadores hidroeléctricos.

A los transformadores de potencia se les requiere únicamente que operen hasta el 110% de la tensión nominal a frecuencia nominal, dependiendo de los niveles de carga.

El daño a los equipos debido a V/Hz excesivos, es causado principalmente por el sobrecalentamiento de las componentes, el cual depende de la duración del evento.

A partir de las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento, pueden desarrollarse curvas que definen los límites en la magnitud y duración de los eventos de V/Hz. Los fabricantes generalmente proporcionan curvas para sus equipos, que muestran los límites de operación permisible en términos de porcentaje de V/Hz normales contra tiempo.

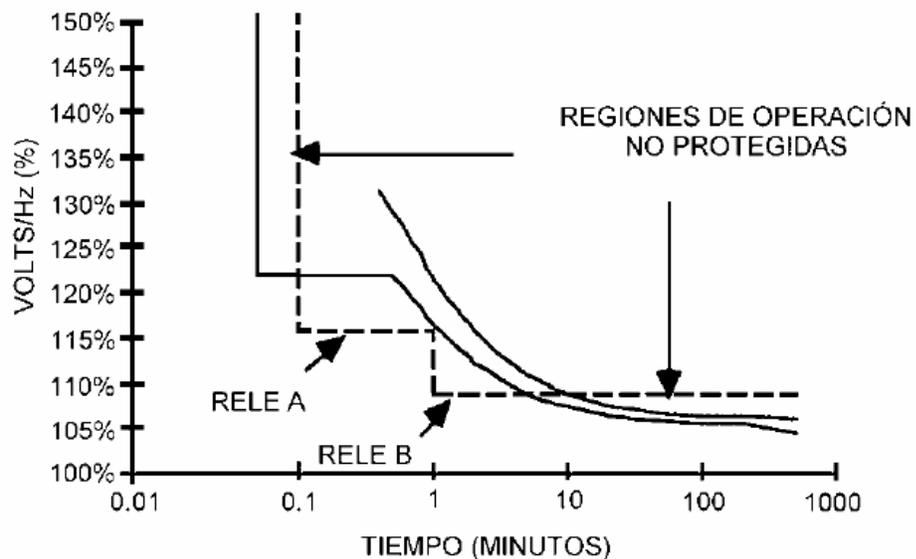
Al ajustar la protección de V/Hz para una unidad generadora, es importante que las curvas de operación permisibles para los generadores y transformadores sean referidas a una base común de tensión.

Esto es necesario debido a que, en algunos casos, la tensión nominal del devanado de baja tensión del transformador elevador es ligeramente menor que la del generador. La relación de vueltas resultante compensa parcialmente la caída de tensión a través del banco debida al flujo de carga. La tensión base usada normalmente es la tensión terminal del generador, puesto que típicamente los PTs usados para la señal de tensión al relé están conectados a la unidad entre el generador y los transformadores elevador y auxiliar de la unidad. El daño a los equipos por sólo tensión excesiva es causado básicamente por ruptura del aislamiento debido a esfuerzo dieléctrico.

La sobretensión sin sobreexcitación (V/Hz) puede ocurrir cuando un generador tiene una sobrevelocidad debida a un rechazo de carga, a una falla severa y repentina, o a alguna otra razón; en estos casos no ocurre una sobreexcitación porque la tensión y la frecuencia aumentan en la misma proporción; por tanto, la relación V/Hz permanece constante. Generalmente los fabricantes proporcionan relaciones tensión-tiempo para su equipo, las cuales muestran los límites permisibles de operación.

Al ajustar los relés de sobretensión para una unidad generadora, es importante que los límites de operación permisible para el generador y los transformadores sean puestos en una base común de tensión, por las mismas razones que las descritas para los relés de V/Hz.

Figura 34. Característica típica de relé para protección V/Hz



Relé A ajustado en 118% V/Hz con retardo de tiempo de 6 segundos.

Relé B ajustado en 110% V/Hz con un retardo de tiempo de 60 segundos

6.4. Esquemas de protección y características

Existen tres esquemas de protección comúnmente empleados para relés de V/Hz en la industria. Estos esquemas son: nivel simple, tiempo definido; nivel dual, tiempo definido; y tiempo inverso.

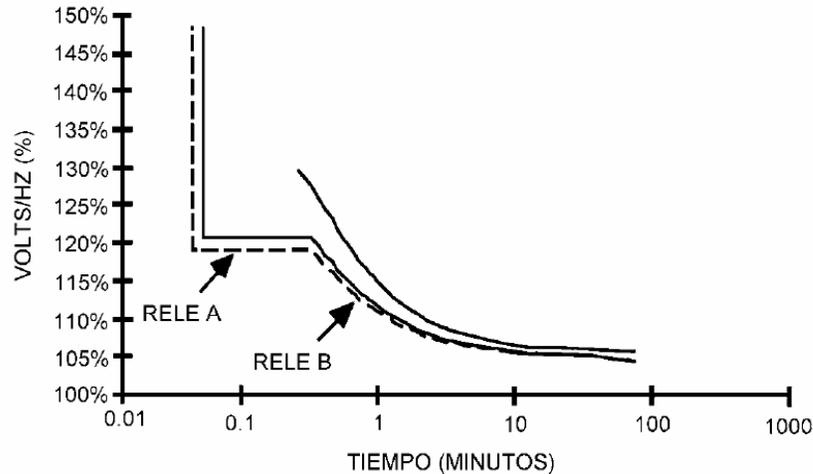
Una desventaja importante de emplear un esquema de protección que únicamente utiliza relés de tiempo definido es la decisión entre la protección al equipo y la flexibilidad de operación.

La figura 34 muestra un esquema posible de protección que usa dos relés de V/Hz en un esquema de tiempo definido de nivel dual. Pueden notarse las áreas no protegidas en las cuales los límites del equipo podrían ser excedidos y las áreas donde las características del relé restringen la operación debajo de los límites del equipo.

Por esta razón, los relés de tiempo inverso proporcionan la protección y la flexibilidad de operación óptimas, puesto que coordinan mejor con los límites operacionales del equipo.

La figura 35 muestra un esquema típico que usa tanto relés de tiempo inverso como relés de tiempo definido.

Figura 35. Protección y flexibilidad de operación óptima



El relé A es de tiempo definido, ajustado a 123% Volts/Hz con un retardo de tiempo de 2 segundos; el relé B es de tiempo inverso.

En los relés de sobretensión, el pickup debe ser ajustado arriba de la máxima tensión de operación normal; el relé puede tener una característica de tiempo inverso o definido para darle oportunidad al regulador de responder a condiciones transitorias antes de que ocurra el disparo. Adicionalmente, puede ser aplicado un elemento instantáneo para sobretensiones muy altas.

Es importante que el relé de sobretensión tenga una respuesta plana a la frecuencia, porque pueden presentarse cambios de frecuencia durante el evento de sobretensión. Esto es de particular importancia en instalaciones hidroeléctricas que pueden tener límites en la velocidad de cierre de compuertas, impuesto por la presión hidráulica en las compuertas de las esclusas. En tales casos, estas unidades pueden sufrir incrementos de velocidad del orden de 135% durante un rechazo total de carga, antes de que la acción del gobernador pueda tener efecto para reducir la velocidad.

6.5. Conexión de los relés de V/Hz y de sobretensión

Muchos relés de V/Hz son dispositivos monofásicos. Los problemas se presentan si la señal de tensión para el relé se toma de un solo PT del generador. Un fusible fundido o una conexión incompleta del circuito cuando se regresan los PTs a su lugar podrían dar como resultado que ninguna tensión sea sensada por el relé de V/Hz, por lo que no habría protección. Para tener una protección redundante y completa, deben usarse PTs en diferentes fases para alarmas múltiples y para funciones del relé.

Algunos de los nuevos relés digitales tienen capacidad de alarmar cuando se pierde una o las dos entradas de potencial. Para relés de sobretensión, se aplican las mismas medidas que para relés de V/Hz.

6.5.1. Filosofía de disparo

La operación con V/Hz excesivos causará falla del equipo y debe ser tratada como un problema eléctrico severo. Se deben abrir los interruptores principal y de campo si la unidad está sincronizada.

Para las unidades sin capacidad de rechazo de carga (que son incapaces para rápidamente bajar la potencia y estabilizarse en un punto de no carga), la turbina también debe ser disparada.

En el periodo anterior a la sincronización, se deben proporcionar circuitos de alarma e inhibición para evitar que el operador sobreexcite al generador. Para máquinas que operan fuera de línea, la práctica es disparar el interruptor de campo únicamente, y no disparar la turbina. Como el problema es del sistema de excitación, podría ser rápidamente remediado, y la unidad puesta en línea sin tener que ir a todo el proceso de arranque. Esto es particularmente ventajoso en unidades de vapor con tiempos de arranque largos. Tampoco se recomienda el disparo secuencial de la unidad.

El disparo secuencial implica un esquema donde el impulsor (usualmente una turbina) es disparado por un dispositivo que responda a algún disturbio, y entonces los interruptores de generador y de campo son disparados por algunos otros dispositivos de protección, como un relé de potencia inversa que responde a la pérdida del impulsor. Los retardos de tiempo inherentes a los esquemas de disparo secuencial son suficientemente largos para causar daño severo al equipo.

7. PÉRDIDA DE LA SEÑAL EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

7.1. Introducción

La pérdida de señal de PT's puede ocurrir debido a diversas causas. La causa más común es la falla de fusibles. Otras causas pueden ser una falla real del PT o del alambrado, un circuito abierto en el ensamble extraíble, un contacto abierto debido a la corrosión o un fusible fundido debido a un cortocircuito provocado por un desarmador durante mantenimiento en línea.

La pérdida de la señal de PT puede causar operación incorrecta o falla de los relés de protección o un desbocamiento del regulador de tensión del generador, llevándolo a una condición de sobreexcitación. Se requiere algún método de detección, de forma que los disparos de relés afectados sean bloqueados y que el regulador de tensión sea transferido a operación manual.

En generadores grandes, es práctica común usar dos o más grupos de transformadores de potencial (PT's) en la zona de protección del generador. Los PT's están normalmente conectados en estrella a tierra-estrella a tierra, normalmente tienen fusibles secundarios y posiblemente fusibles primarios. Estos PT's son usados para proporcionar potencial a los relés de protección y al regulador de tensión. Si se funde un fusible en los circuitos de los PTs, las tensiones secundarias aplicadas a los relés y al regulador de tensión serán reducidas en magnitud y desplazadas en ángulo de fase.

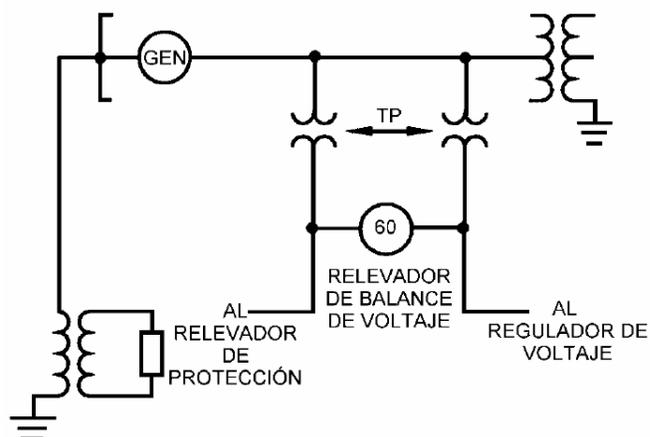
Este cambio en la señal de tensión puede causar la operación incorrecta de los relés y que el regulador sobreexcite al generador. Si los PT's que pierden potencial alimentan al regulador, su control se debe transferir a operación manual, a otro regulador o a otros PTs, lo que sea apropiado para evitar el desbocamiento.

Si el dispositivo de sobrecorriente (51V) es la única protección primaria de la unidad, no debe ser bloqueado por pérdida de la señal de tensión. La razón de esto es que se dejaría al generador operando sin su protección primaria, de falla.

7.2. Detección de falla por comparación de tensión (balance de tensión)

El método más común para proporcionar protección por pérdida de la señal de PT's es un relé de balance de tensiones, el cual compara la tensión secundaria trifásica de los dos grupos de PT's.

Figura 36. Aplicación del relé de balance de tensión



Cuando un fusible se funde en el circuito de los PT's, la relación de tensiones se desbalancea y el relé opera. Además de iniciar las acciones de bloqueo y transferencia previamente descritas, también se activa una alarma.

Históricamente, este relé ha sido ajustado alrededor del 15% de desbalance entre tensiones. Un punto importante cuando se analizan los ajustes de este relé es que la corrosión o mal contacto en los elementos removibles de los PT's pueden provocar una caída de tensión en el circuito lo suficientemente significativa para causar un desbocamiento del regulador (sobreexcitación), pero demasiado pequeña para ser detectada por los relés.

Esto se debe a la sensibilidad de los circuitos del regulador automático de tensión.

7.3. Detección de fallas por medio del análisis de componentes simétricas

Un método moderno usado en la detección de fallas de PT's hace uso de la relación de tensiones y corrientes de secuencia durante la pérdida de potencial. Cuando se pierde la señal de un PT, las tres tensiones de fase se desbalancean. Debido a este desbalance, se produce una tensión de secuencia negativa. La tensión de secuencia positiva disminuye con la pérdida de la señal de un PT. Para distinguir esta falla, se verifican las corrientes de secuencia positiva y negativa. Este tipo de detección puede ser usado cuando únicamente se tiene un grupo de PT's aplicados al sistema del generador.

Este método es implementado fácilmente en sistemas de protección de generador basados en microprocesadores digitales.

7.3.1. Aspectos de interés en la aplicación de PT's.

Dos aspectos son analizados en la aplicación adecuada de PT's. Estos son:

- Ferrorresonancia y puesta a tierra.
- Uso de resistores limitadores de corriente.

7.3.1.1. Ferrorresonancia y puesta a tierra de PT's

El fenómeno de ferrorresonancia puede ser creado cuando PT's estrella-estrella con los primarios puestos a tierra son conectados a un sistema no puesto a tierra.

Esta condición puede ocurrir en la zona del generador tanto si el neutro del generador se llega a desconectar o si el generador es eléctricamente desconectado y los PT's permanecen conectados al devanado en delta del transformador de la unidad. Si una tensión mayor que la normal fuera impuesta a los devanados de PT's durante la retroalimentación debida a una falla a tierra o a una sobretensión por *switch* en el sistema no puesto a tierra, la probabilidad de ferrorresonancia aumenta.

La tensión mayor requiere que los PT's operen en la región saturada, lo cual facilita el fenómeno de salto de corriente por ferorrresonancia.

Estas altas corrientes pueden causar falla térmica de los PT's en un periodo corto de tiempo.

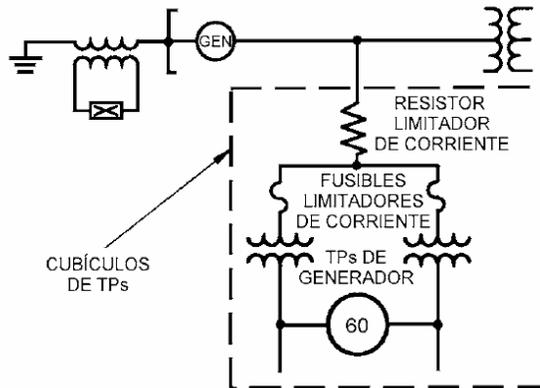
Con el empleo de PT's con designación línea a línea pero conectados línea a tierra, el potencial para la ferorrresonancia puede ser reducido. Para suprimir completamente la ferorrresonancia, puede ser necesario aplicar una carga de resistencias a través de cada fase del devanado secundario, suficiente para producir una carga igual a la capacidad térmica del PT.

7.3.1.2. Uso de resistores limitadores de corriente

Los resistores limitadores de corriente son usados algunas veces en circuitos de PTs alimentados desde buses de fase aislada para asegurar que las capacidades del fusible limitador de corriente no sean excedidas por los niveles de corriente de falla. Han surgido resultados que indican que el usuario debe tomar conciencia sobre la aplicación adecuada de los resistores limitadores de corriente.

Se tiene un serio riesgo cuando únicamente un resistor es usado por cada fase con dos o más PT's aplicados. La figura 37 ilustra este arreglo.

Figura 37. Un resistor limitador de corriente por fase

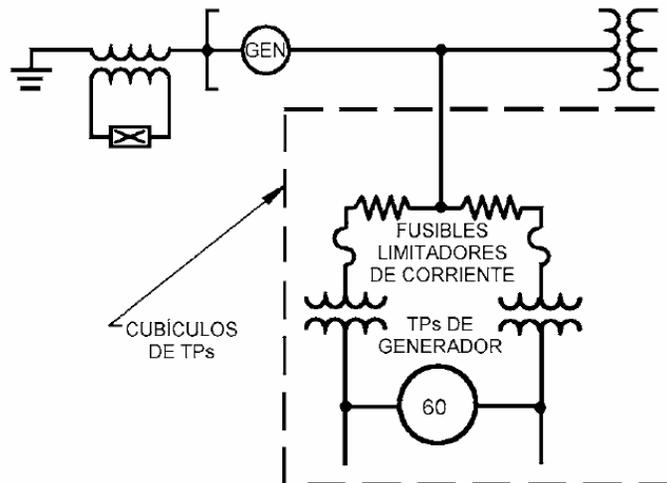


Cuando el resistor se abre o falla parcialmente, inserta una alta resistencia en el circuito. La consecuencia es que con el resistor abierto, ambos PT's son mantenidos con señales de tensión cero o reducida. Esta condición haría que el relé de balance de tensión no operara y podría ocurrir que el regulador de tensión automático se desbocara.

Los esquemas de voltímetro con conmutador serían afectados si están conectados a la fase afectada. Un operador podría responder a la tensión reducida durante una puesta en marcha de la unidad, incrementando inapropiadamente el campo hasta el punto de fallar. Esto ha ocurrido en la práctica y ha dado como resultado daño al equipo.

Un remedio a este problema es proporcionar un resistor limitador de corriente por cada PT, eliminando así la falla en modo común de ambos circuitos de PT. La figura 38 muestra el arreglo de circuito sugerido para esta solución.

Figura 38. Un resistor limitador de corriente por TP



Cuando los fabricantes proporcionan este arreglo, los potenciales de las condiciones mencionadas arriba son minimizados y permiten que el relé de balance de tensión opere adecuadamente. El uso de la detección de falla por componentes simétricas proporcionará adecuada detección de falla de PT cuando el arreglo de resistor común es usado para ambos PT's del generador.

8. PROTECCIÓN DE LA PÉRDIDA DE CAMPO

8.1. Introducción

La pérdida parcial o total de campo de un generador síncrono es perjudicial tanto al generador como al sistema de potencia al cual está conectado. La condición debe ser detectada rápidamente y el generador debe ser aislado del sistema para evitarle daños.

Una condición de pérdida de campo no detectada puede tener también un impacto devastador sobre el sistema de potencia, causándole una pérdida del soporte de potencia reactiva y creando una toma sustancial de potencia reactiva.

En generadores grandes esta condición puede contribuir, o incluso provocar un colapso de tensión del sistema de una gran área.

Un generador síncrono requiere tensión y corriente directa adecuada 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 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 desde operación normal sobreexcitado a operación subexcitado 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.

La curva de capacidad del generador, 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.

8.2. 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.

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 como creando un drenaje sustancial de potencia reactiva en un solo evento. Esta condición puede provocar un colapso de tensión en una 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 disparar debido a oscilaciones de potencia o debido al flujo de potencia reactiva excesiva hacia el generador fallado.

8.3. Características de la pérdida de campo del generador

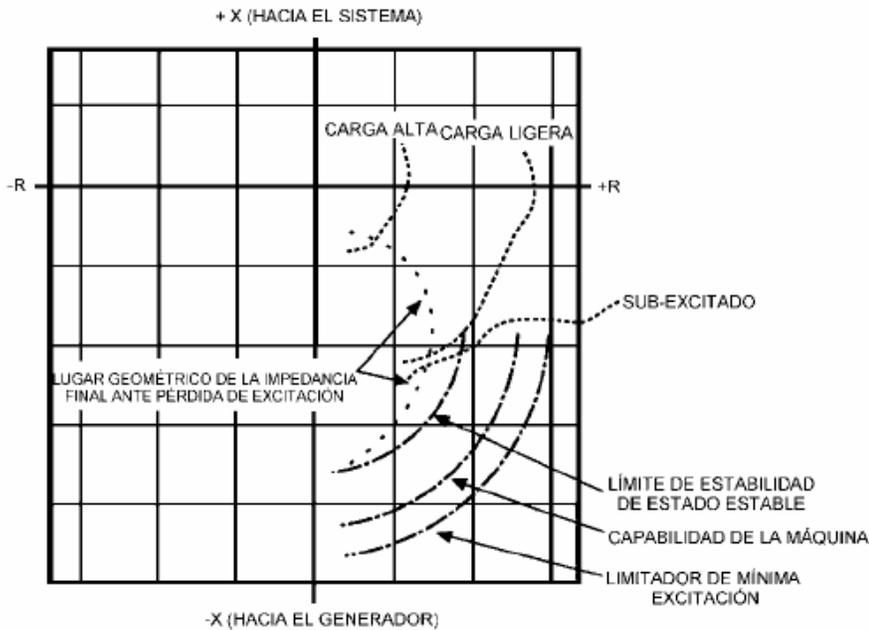
El método más ampliamente aplicado para detectar una pérdida de campo del generador es el uso de relés de distancia para monitorear la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador. Ha sido demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a varios niveles de carga, la variación de la impedancia, como se ve desde las terminales de la máquina, tendrá las características mostradas en el diagrama R-X de la figura 39.

La impedancia aparente de una máquina a plena carga se desplazará desde el valor con carga en el primer cuadrante hacia el cuarto cuadrante, cerca del eje X y se establecerá en un valor un poco mayor que la mitad de la reactancia transitoria de eje directo ($X'd/2$), en aproximadamente (2-7 segundos).

El punto de la impedancia final depende de la carga en la máquina antes de la pérdida de excitación, y varía desde $X'd/2$ a plena carga, hasta alrededor de la reactancia síncrona de eje directo X_d sin carga. La presencia del magnetismo residual en el campo de la máquina, que se presenta después de una condición de pérdida de excitación, puede causar una impedancia aparente mayor que X_d . El lugar geométrico de la trayectoria de la impedancia depende del valor de la impedancia del sistema.

Las máquinas conectadas con impedancias de sistema menores aproximadamente al 20% toman una trayectoria directa hacia el punto final, mientras que con impedancias de los sistemas mayores, la trayectoria será en espiral hacia el punto final. La trayectoria espiral es más rápida que la trayectoria directa. Si la máquina está operando con carga plena antes de la condición de pérdida de excitación, en el punto de impedancia final la máquina estará operando como un generador de inducción, con un deslizamiento del 2-5% arriba de la velocidad normal. La máquina también comenzará a recibir potencia reactiva del sistema, mientras que suministra potencia real reducida. Una impedancia grande del sistema dará como resultado una potencia de salida baja y un alto deslizamiento.

Figura 39. Características de pérdida de campo del generador



8.4. Protección

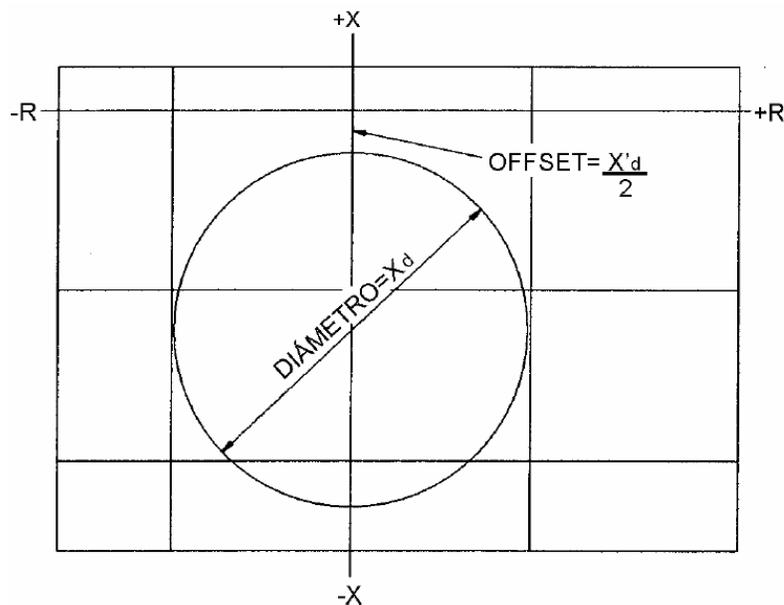
La protección contra pérdida de excitación debe detectar confiablemente la pérdida de excitación, sin responder a oscilaciones de carga, o a fallas en el sistema y a otras fallas de transitorios que causen que la máquina se haga inestable. Los relés de pérdida de excitación actualmente disponibles proporcionan protección confiable, con baja probabilidad de operación incorrecta ante disturbios en el sistema.

Los esquemas de protección basados en la medición de la corriente de campo de la máquina han sido usados para detectar la pérdida de excitación de un generador.

La medición de corriente reactiva (o potencia reactiva) hacia el generador también ha sido usada para detectar la condición de pérdida de excitación.

Sin embargo, el esquema de protección más popular y confiable para la detección de la pérdida de excitación usa un relé tipo mho con desplazamiento (*offset*). La característica de operación de un relé tipo mho con desplazamiento de una sola zona se muestra en la figura 40.

Figura 40. Características del relé Mho-Offset de una zona



El relé es conectado a las terminales de la máquina y alimentado con tensiones y corrientes en sus terminales. El relé mide la impedancia vista desde las terminales de la máquina y opera cuando la impedancia de la falla cae dentro de la característica circular.

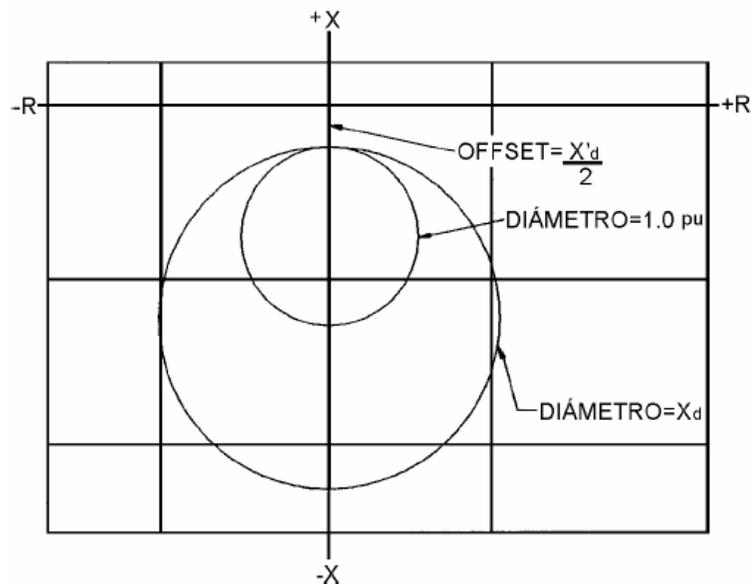
El relé está desplazado del origen por la mitad de la reactancia transitoria de eje directo $X'd/2$, para evitar la operación incorrecta durante disturbios en el sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo se ajusta para ser igual a X_d . Puede usarse un retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 segundos para tener seguridad contra oscilaciones estables de potencia. Estos ajustes pueden proporcionar protección contra pérdida de excitación del generador desde carga cero hasta plena carga, siempre que la reactancia síncrona de eje directo X_d del generador esté en el rango de 1.0 – 1.2 pu.

Las máquinas modernas son diseñadas con valores mayores de reactancia síncrona de eje directo X_d en el rango de 1.5 – 2.0 pu. Con estas reactancias síncronas altas, el ajustar el diámetro del relé mho offset a X_d abriría la posibilidad de operación incorrecta del relé durante la operación subexcitado. Para evitar estas operaciones incorrectas, el diámetro del círculo es limitado a 1.0 pu. (en la base del generador), en lugar de X_d . Este ajuste reducido limitaría la cobertura de protección a condiciones de máquina con alta carga y podría no proporcionar protección para condiciones de carga ligera.

Para evitar las limitaciones anteriores, pueden usarse dos relés mho offset como se muestra en la figura 41. El relé con un 1.0 pu (en la base del generador) de diámetro de impedancia detectará una condición de pérdida de campo desde plena carga hasta alrededor del 30% de carga, y se ajusta con una operación casi instantánea para proporcionar protección rápida para condiciones severas en términos del posible daño a la máquina y efectos adversos sobre el sistema.

El segundo relé, con diámetro igual a X_d y un retardo de tiempo de 0.5 – 0.6 segundos proporcionará protección para condiciones de pérdida de excitación hasta cero de carga. Las dos unidades mho offset proporcionan protección contra la pérdida de excitación para cualquier nivel de carga. Ambas unidades se ajustan con un offset de $X'_d/2$. La figura 41 ilustra este enfoque.

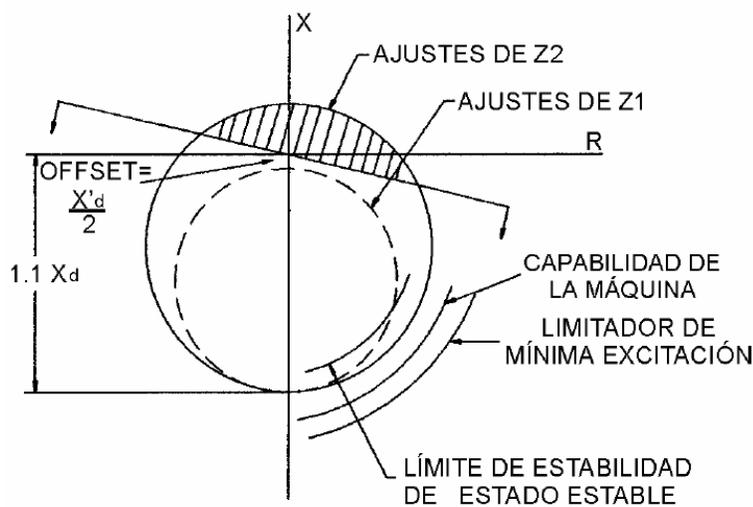
Figura 41. Características del relé mho-offset de dos zonas



La figura 42 ilustra otro enfoque que es usado en la industria para la protección por pérdida de excitación. Este esquema usa una combinación de una unidad de impedancia, una unidad direccional y una unidad de baja tensión aplicadas a las terminales del generador y ajustadas para ver hacia dentro de la máquina. Las unidades de impedancia (Z_2) y direccional se ajustan para coordinar con el limitador de mínima excitación del generador y el límite de estabilidad de estado estable.

Durante condiciones de excitación anormalmente baja, tal como puede ocurrir a continuación de una falla del limitador de mínima excitación, estas unidades operan una alarma, permitiéndole al operador de la central corregir esta situación. Si también existe una condición de baja tensión, la cual indica una condición de pérdida de campo, la unidad de baja tensión operaría e iniciaría el disparo con un retardo de tiempo de 0.25 – 1.0 segundos.

Figura 42. Protección de pérdida de campo usando una unidad de impedancia y un elemento direccional



Cuando se aplica esta protección a generadores hidráulicos, existen otros factores que posiblemente deban ser considerados. Puesto que estos generadores pueden ser operados en ocasiones como condensadores síncronos, es posible que los esquemas de pérdida de excitación anteriores operen innecesariamente cuando el generador es operado subexcitado, esto es, tomando VARS cercanos a la capacidad de la máquina.

Para evitar operaciones innecesarias, puede emplearse un relé de baja tensión para supervisar los esquemas de protección de distancia. El nivel de *dropout* de este relé de baja tensión podría ajustarse en 90-95% de la tensión nominal y el relé podría ser conectado para bloquear el disparo cuando esté operado (pickup) y permitir el disparo cuando está en condición de *dropout*. Esta combinación proporcionará protección para casi todas las condiciones de pérdida de excitación, pero podría no disparar cuando el generador esté operando a carga ligera, puesto que la reducción de tensión podría no ser suficiente para causar que el relé pase a condición de *dropout*.

9. RELÉ DE PROTECCIÓN DE GENERADORES POR PÉRDIDA DE SINCRONISMO

9.1. Introducción

Existen muchas fallas y otros disturbios que podrían causar una condición de pérdida de sincronismo entre dos partes de un sistema de potencia o entre dos sistemas interconectados. Si tales eventos ocurren, los generadores síncronos deben ser disparados tan pronto como sea posible para prevenir daños al generador.

Aunque la protección por pérdida de sincronismo existía para las líneas de transmisión que presentaban pérdida de sincronismo con generadores, existían pocas aplicaciones para cubrir el hueco cuando el centro eléctrico pasa a través del transformador elevador de la unidad y hacia dentro del generador.

Este vacío existía debido a que los relés diferenciales y otros relés mho con retardo de tiempo, tales como relés de pérdida de excitación y relés de distancia de respaldo de la unidad, generalmente no pueden operar para una condición de pérdida de sincronismo. También, existía en la industria la creencia de que los relés de pérdida de campo convencionales proporcionaban todos los requerimientos de protección de pérdida de sincronismo para un generador.

Los criterios de comportamiento del sistema se han vuelto más exigentes. Las mejoras a los métodos de enfriamiento en el diseño de generadores han permitido mayores capacidades de KVA en volúmenes dados de materiales. Esta tendencia ha reducido las constantes de inercia y ha elevado las reactancias de las máquinas, especialmente en las unidades basadas en capacidades mayores.

Además, el empleo de más líneas de transmisión de alta y muy alta tensión para transmitir grandes niveles de potencia a grandes distancias, ha causado una reducción en los tiempos de libramiento críticos requeridos para aislar una falla en el sistema cercana a una planta generadora, antes de que el generador se salga de sincronismo con la red de potencia.

Adicionalmente a la liberación prolongada de falla, otros factores que pueden llevar a la inestabilidad son: operación de generadores en región adelantada durante periodos de carga ligera, baja tensión del sistema, baja excitación de la unidad, impedancia excesiva entre la unidad y el sistema y algunas operaciones de *switcheo* de líneas.

9.2. Efectos en los generadores que operan fuera de sincronismo

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en la flecha.

Si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema de potencia se aproxima a una frecuencia torsional natural, los pares pueden ser lo suficientemente grandes para romper la flecha.

Por lo tanto, es deseable disparar inmediatamente la unidad, puesto que los niveles de par en la flecha se forman con cada ciclo subsecuente de deslizamiento. Esta formación es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento, la cual pasa por la primera frecuencia torsional natural del sistema de la flecha.

Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator.

El transformador elevador de la unidad también estará sujeto a muy altas corrientes transitorias en devanados, las cuales imponen grandes esfuerzos mecánicos en sus devanados.

9.3. Esquemas de relés de pérdida de sincronismo para generadores

Los esquemas de relés que pueden ser usados para detectar los eventos de pérdida de sincronismo del generador son esencialmente los mismos que los esquemas de relés usados para detectar las condiciones de pérdida de sincronismo de líneas de transmisión.

9.4. Relés de pérdida de campo

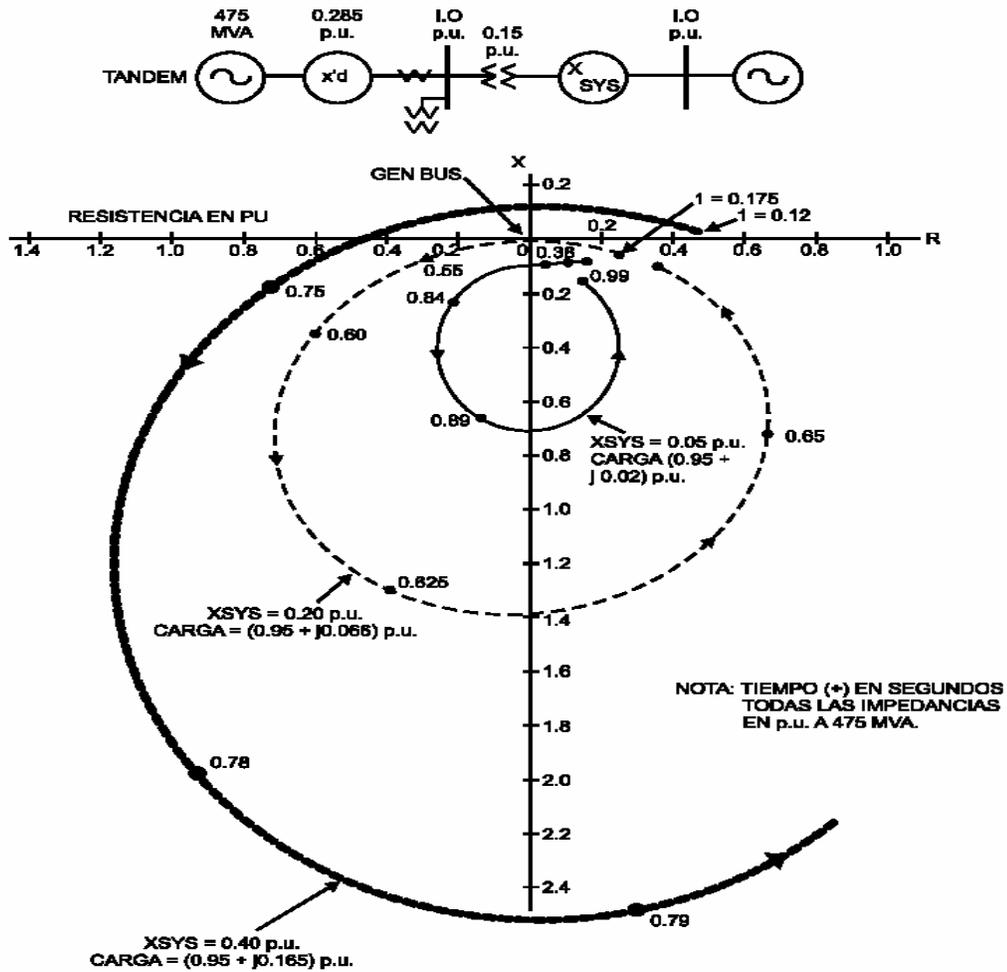
Los relés de pérdida de campo son aplicados para la protección de un generador contra una condición de pérdida de campo. Dependiendo de cómo son ajustados y aplicados los relés de distancia mho convencionales usados para esta protección, podría ser proporcionado algún grado de protección de pérdida de sincronismo para oscilaciones que pasan a través del generador.

La figura 44 ilustra un esquema de protección de pérdida de campo de dos relés. Estos relés son aplicados a las terminales del generador y son ajustados para ver hacia dentro de la máquina. La característica mho pequeña no tiene retardo intencional, y así podría sensar y disparar para una oscilación de pérdida de sincronismo que se mantenga el tiempo suficiente dentro de su círculo.

La característica mho mayor debe tener un retardo de tiempo para evitar operaciones incorrectas con oscilaciones estables que podrían momentáneamente entrar al círculo; de aquí que, no es probable que pueda detectar una condición de pérdida de sincronismo, puesto que la oscilación no permanecerá dentro del círculo del relé lo suficiente para que el tiempo sea completado.

Esta característica de diámetro mayor, usualmente ajustada a la reactancia síncrona de la unidad y con un desplazamiento hacia delante igual a la mitad de la reactancia transitoria de la unidad, es usada frecuentemente para generadores pequeños y menos importantes.

Figura 43. Características de pérdida de Sincronismo-Unidad Tandem.

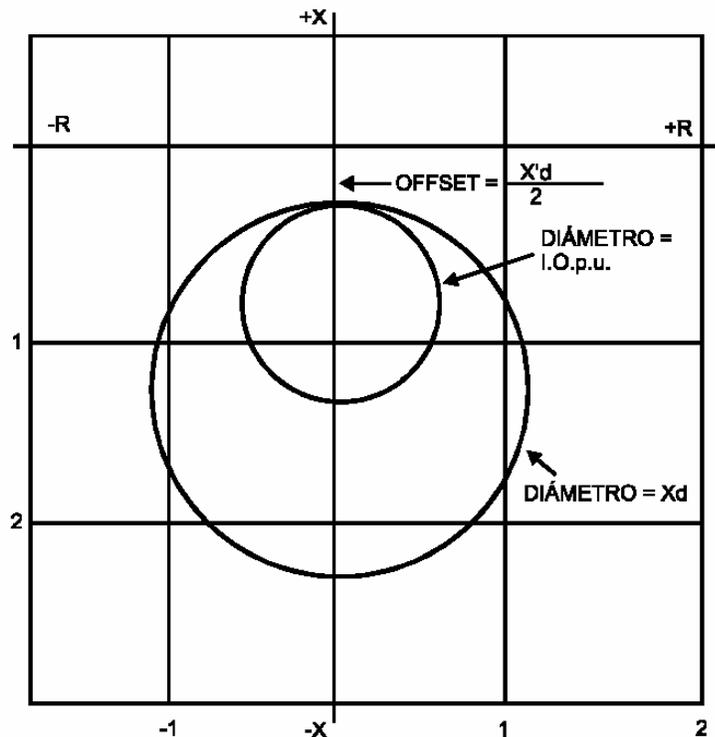


Un relé de distancia mho trifásico o monofásico puede ser aplicado en las terminales de alta tensión del transformador elevador, para ver hacia dentro del generador y de su transformador elevador. La figura 43 ilustra esta aplicación, en la cual este relé puede detectar las oscilaciones de pérdida de sincronismo que pasen a través del transformador elevador y que traslapen las características de los dos relés mho de pérdida de campo.

Las ventajas de este esquema son su simplicidad, su capacidad para proporcionar protección de respaldo para fallas en el transformador elevador y en una parte del generador, su capacidad para detectar energización trifásica inadvertida de la unidad si se ajusta adecuadamente, y previo al disparo puede ocurrir un buen tiempo antes de que el punto de 180°. (punto de máxima corriente y esfuerzo) sea alcanzado.

Las desventajas son que, sin supervisión, un círculo característico grande está expuesto a disparos ante oscilaciones estables, y un círculo característico pequeño permitiría el disparo de los interruptores del generador a ángulos grandes, cercanos a 180° sometiendo así a los interruptores a una tensión de recuperación máxima durante la interrupción.

Figura 44. Característica típica del relé de pérdida de campo



Un esquema de un relé de pérdida de sincronismo podría también ser aplicado en las terminales del generador con un desplazamiento inverso hacia el transformador elevador.

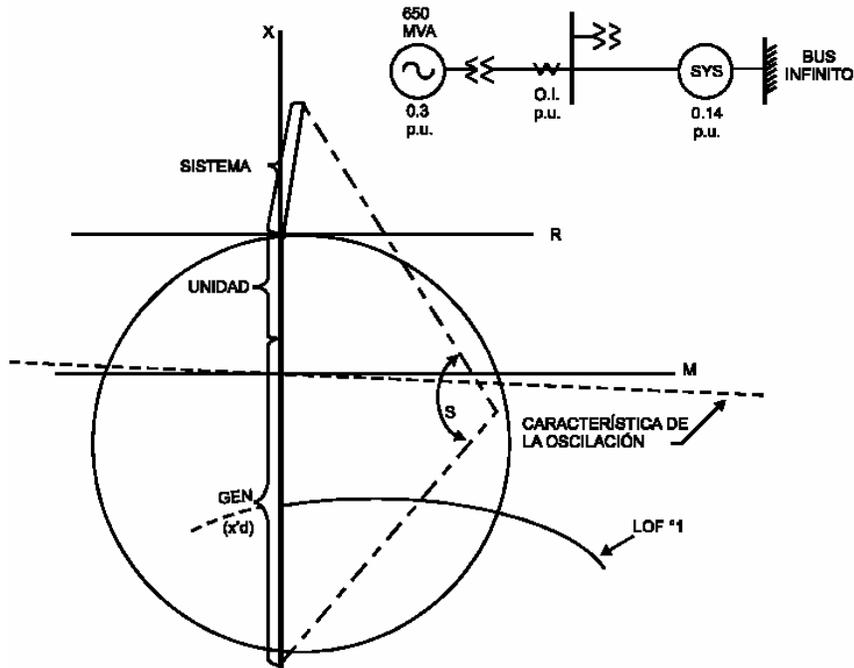
Sin embargo, para prevenir las operaciones incorrectas para fallas u oscilaciones que aparezcan más allá de las terminales de alta tensión del transformador, el alcance debe quedarse corto de las terminales de alta tensión, o bien el disparo debe ser retardado.

La figura 45 ilustra un ejemplo de un esquema de relé mho simple aplicado en las terminales de alta tensión de un transformador elevador de generador. El ángulo de oscilación ζ es aproximadamente 112° , en el punto donde la impedancia de oscilación entra en el círculo característico mho.

La recuperación en este ángulo podría ser posible, pero en la medida en que el círculo mho es ajustado más pequeño para evitar disparos ante oscilaciones estables, ocurrirá un ángulo de disparo menos favorable.

Es una práctica usual el supervisar el relé mho con un detector de falla de sobrecorriente de alta rapidez en serie con la trayectoria de disparo del relé mho. Esto minimiza la posibilidad de tener un disparo en falso del interruptor de unidad por una condición de pérdida de potencial.

Figura 45. Aplicación de un esquema circular mho.



9.4.1. Esquema de una sola visera (*blinder*)

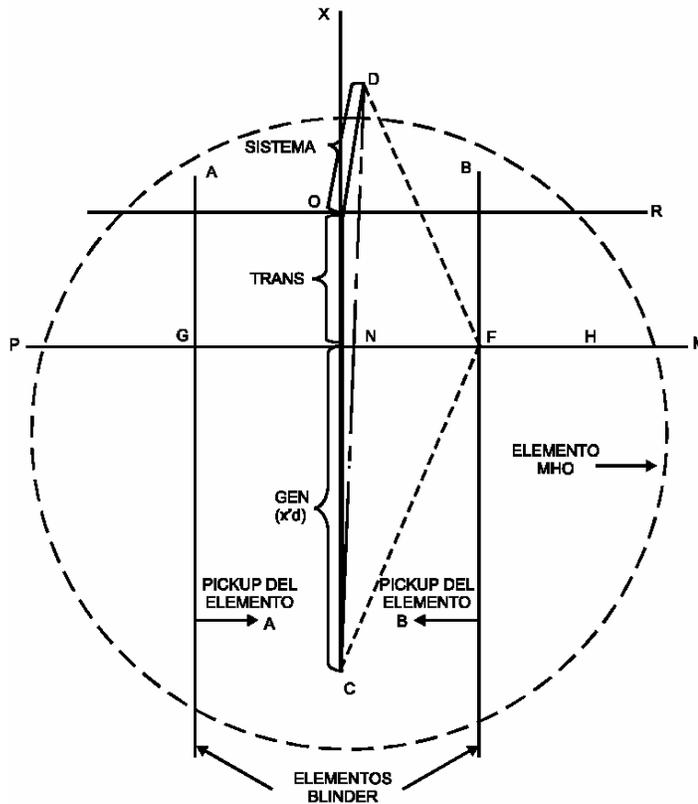
Un esquema de una sola visera puede ser aplicado a las terminales de alta tensión del transformador elevador, viendo hacia dentro del generador, o aplicado a las terminales del generador, viendo hacia el sistema. En ambos casos, es comúnmente usado un ajuste de desplazamiento inverso.

La figura 46 muestra un esquema de una visera aplicado en el lado de alta tensión del transformador elevador del generador. Los elementos sensores consisten de dos elementos de impedancia llamados viseras, que tienen polaridad opuesta y un relé supervisor.

El relé supervisor mho restringe el área de operación a las oscilaciones que pasan a través de, o cercanas al generador y su transformador elevador.

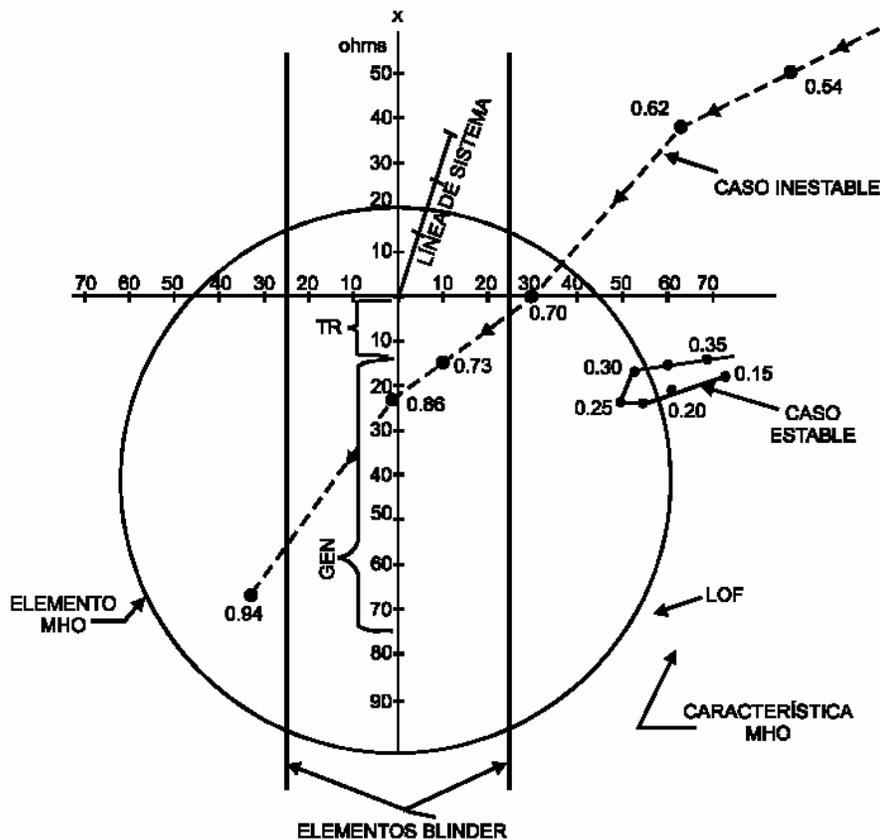
Las fallas que ocurran entre las viseras A y B causarían que ambas características operen simultáneamente; así, ningún disparo será iniciado. Para la operación del esquema de visera, debe existir un diferencial de tiempo entre la operación de las dos viseras, de tal forma que la oscilación se origine fuera del relé mho y avance de una visera a la otra en un periodo de unos cuantos ciclos.

Figura 46. Esquema de visera



Si la oscilación de pérdida de sincronismo pasa a través de las líneas de transmisión cercanas a la central generadora y los relés de línea no son bloqueados por los relés 68 de pérdida de sincronismo, las líneas podrían ser disparadas antes de que los relés de pérdida de sincronismo de la unidad operen; por ello, podrían perderse las líneas de la central generadora.

Figura 47. Esquema visera para un caso estable e inestable



9.4.2. Esquemas de doble lente y doble visera

Los esquemas de doble lente y doble visera operan de manera similar al esquema de una visera. Como en el esquema de una visera, el esquema de doble visera requiere el uso de un elemento mho supervisor por seguridad. Con referencia a las figuras 48 y 49, el elemento exterior opera cuando la impedancia de la oscilación entra a su característica en el punto F.

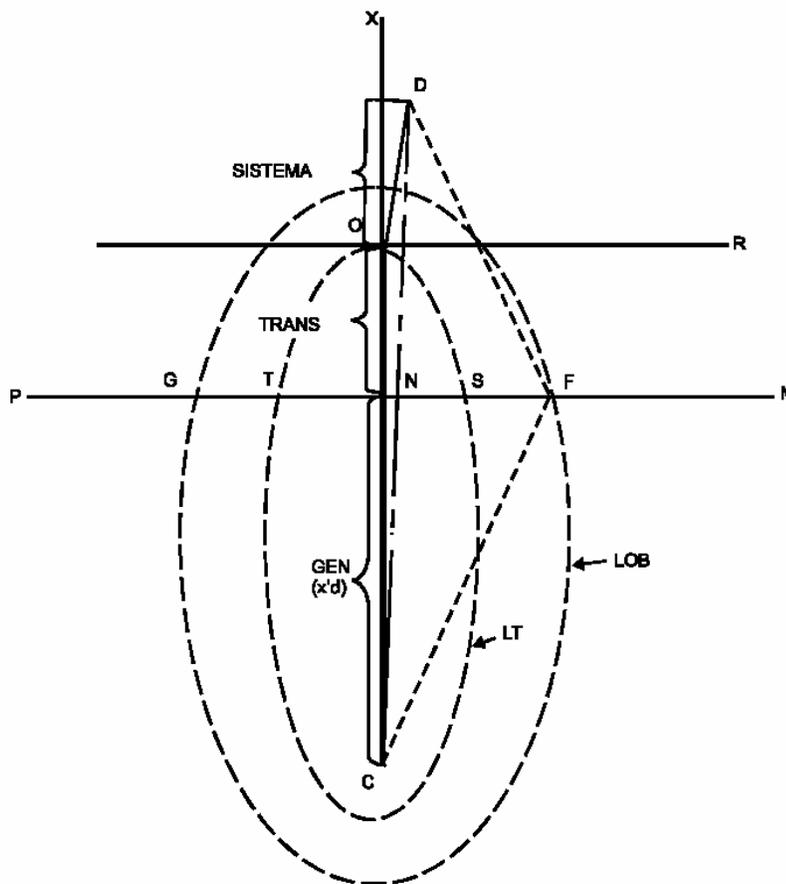
El elemento mho en el esquema de doble visera operará antes que el elemento de visera exterior. Si la impedancia de oscilación permanece entre las características de los elementos exteriores e interiores por un tiempo mayor al preestablecido, es reconocida como una condición de pérdida de sincronismo en los circuitos de la lógica. A medida que la impedancia de la oscilación entra al elemento interior, los circuitos de la lógica se sellan.

Mientras la impedancia de la oscilación abandona el elemento interior, su tiempo de viaje debe exceder un tiempo preestablecido antes de que alcance el elemento exterior. El disparo no ocurre hasta que la impedancia de la oscilación se pase de la característica exterior, o, en el caso del esquema de doble visera, hasta que el elemento supervisor mho se restablezca, dependiendo de la lógica usada.

El ángulo entre los puntos DFC, puede ser controlado ajustando los elementos exteriores para limitar la tensión a través de los polos abiertos del interruptor del generador.

Una vez que la oscilación ha sido detectada y que la impedancia de oscilación ha entrado al elemento interior, puede salir de los elementos interior y exterior en cualquier dirección y el disparo será efectuado. Por lo tanto, los ajustes del elemento interior deben ser tales que respondan únicamente a oscilaciones de las cuales el sistema no pueda recuperarse. El esquema de una visera no tiene esta restricción, y por esta razón, para la protección del generador es una mejor elección que cualquiera de los otros esquemas.

Figura 48. Esquema de doble lente



9.4.4. Aplicación de un relé mho para la protección de pérdida de sincronismo de varias unidades

Por economía, un esquema de protección de pérdida de sincronismo es usado para proteger más de una unidad generadora cuando comparten un transformador elevador y/o una línea de transmisión comunes. Para propósitos de discusión, considérese que tres unidades idénticas comparten un transformador elevador común. Si las tres unidades están generando con igual excitación, la trayectoria de la oscilación pasará más cerca de las terminales de los generadores que la que se tendría con únicamente un generador en línea.

Esto es debido a las impedancias combinadas de los generadores en línea, que son aproximadamente $1/3$ de la impedancia de un generador en línea. Sin embargo, para proteger el caso en que sólo un generador está en línea, el relé mho deberá tener un mayor ajuste del diámetro. Por ello, un esquema de un solo relé mho puede estar expuesto a disparar con una oscilación estable. Este tipo de aplicación puede ser efectuada seguramente con uno de los esquemas de viseras previamente descritos.

9.5. Modo de disparo por pérdida de sincronismo

Los esquemas de protección por pérdida de sincronismo deben operar para disparar sólo el o los interruptores del generador si la unidad generadora es capaz de soportar un rechazo de carga y alimentar sólo sus propios auxiliares.

El disparar únicamente el(los) interruptor(es) del generador permite al generador ser resincronizado al sistema una vez que el sistema se haya estabilizado.

9.6. Estabilidad del sistema

La confiabilidad del sistema depende de la capacidad de las unidades generadoras para permanecer en sincronismo con el sistema de transmisión después de fallas severas o disturbios transitorios. La estabilidad puede ser alcanzada cuando la potencia de aceleración producida durante una falla es balanceada por potencia posterior de desaceleración suficiente para regresar a la unidad a la velocidad síncrona.

El tiempo máximo desde la iniciación de la falla hasta su aislamiento en un sistema de potencia para que el sistema de potencia se mantenga estable es el tiempo de libramiento crítico del sistema.

9.6.1. Ayudas a la estabilidad

Varias técnicas de control de estabilidad pueden ser requeridas para lograr la estabilidad del sistema. Enseguida se enumeran algunas formas frecuentemente empleadas de ayudar a la estabilidad.

9.6.1.1. Técnicas de libramiento más rápido de fallas

Esquemas de falla de interruptor de alta rapidez.- Proporcionan un rápido libramiento de la falla con el disparo de los interruptores de respaldo.

Sistema piloto de protección.- Proporciona rápido libramiento de ambos extremos de una línea, sin importar el lugar de la falla en la línea, reduciendo así el tiempo de aceleración del ángulo del rotor.

Relés de actuación rápida dual.- Proporcionan libramiento redundante de alta rapidez de fallas cuando un relé o sistema de relés falla en operar.

Interruptores de libramiento rápido.- Proporcionan una más rápida remoción de la falla, lo que significa tiempos reducidos de aceleración del ángulo del rotor.

Disparo transferido por falla de interruptor del bus remoto.- Utiliza un canal de comunicación para acelerar el libramiento de la falla en las terminales de línea de la planta generadora.

9.6.1.2. Técnicas de aplicación de interruptores de fase independiente

Disparo monopolar. Utiliza relés que pueden detectar fallas en cada fase y dispara únicamente la fase fallada.

Manteniendo así una parte de la capacidad de transferencia de potencia y mejorando la estabilidad del sistema hasta el recierre exitoso de la fase fallada.

Interruptor de polos independientes.- Reduce una falla de fases múltiples a una falla monofásica menos severa si al menos dos de las tres fases abren, puesto que cada fase del interruptor opera independientemente.

9.6.1.3. Técnicas de transferencia incrementada de potencia

Líneas de transmisión adicionales.- Disminuye la impedancia del sistema en la planta, resultando así un incremento de la capacidad de transferencia de potencia de los generadores de la planta.

Reactancia reducida del transformador elevador del generador.- Proporciona al generador mayor capacidad de transferencia de potencia.

Compensación de líneas de transmisión con capacitores serie. Reduce la impedancia aparente de la línea, incrementando así la capacidad de transferencia de potencia de los generadores de la planta.

Recierre de alta rapidez de líneas de transmisión. Proporciona una más rápida reenergización de las líneas y, si el recierre es exitoso, mejora la capacidad de transferencia de potencia de los generadores de la planta.

9.6.1.4. Técnicas de disparo por pérdida de sincronismo

Disparo por pérdida de sincronismo de la unidad.- Utiliza un esquema específico de protección de pérdida de sincronismo para sensor la pérdida de sincronismo y disparar la unidad, para eliminar su influencia negativa sobre el sistema.

Disparo por pérdida de sincronismo del sistema.- Utiliza un esquema específico de protección de pérdida de sincronismo para detectar que un sistema o área está perdiendo sincronismo con otro, y dispara para separar los dos sistemas para así evitar que la inestabilidad de un sistema se repita en el otro.

Esquema de protección especial.- Proporciona un esquema de disparo especial que puede requerir que una unidad sea disparada simultáneamente ante la pérdida de una línea crítica o ante la falla de un interruptor crítico para evitar que la unidad se vuelva inestable.

9.6.1.5. Técnicas de excitación de alta rapidez

Sistemas de excitación de alta respuesta.- Logra con mayor rapidez una tensión de excitación mayor, para incrementar la capacidad de salida de potencia de la unidad inmediatamente después de una condición de falla en el sistema para mejorar la estabilidad por desaceleración del rotor.

Estabilizador del sistema de potencia.- Proporciona señales complementarias para disminuir o cancelar el efecto de antiamortiguamiento del control del regulador de tensión durante disturbios severos en el sistema.

9.6.1.6. Otras técnicas de alta velocidad

Frenado dinámico.- Coloca una carga resistiva switchheada momentánea directamente en el sistema de potencia de la planta para ayudar a desacelerar al rotor de la unidad durante una falla cercana en el sistema.

Operación rápida de válvulas de turbina. Inicia el cierre rápido de válvulas de intercepción para permitir la reducción momentánea o sostenida de la potencia mecánica de la turbina, lo cual reduce la salida de potencia eléctrica del generador. El beneficio de la operación rápida de válvulas de la turbina, cuando es aplicable, puede ser un incremento en el tiempo de libramiento crítico.

Excepto la operación rápida de válvulas, las técnicas anteriores son implementadas para alterar la potencia eléctrica del generador de tal forma que las unidades generadoras puedan recuperarse de disturbios serios.

10. PROTECCIÓN DE DESBALANCE DE CORRIENTE (SECUENCIA NEGATIVA)

10.1. Introducción

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 *s/ot* (parte del generador) 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.

En todos los casos que en generadores conectados a transformadores elevadores en configuración delta-estrella, y ocurre 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.

10.2 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 50 muestra la forma general del rotor.

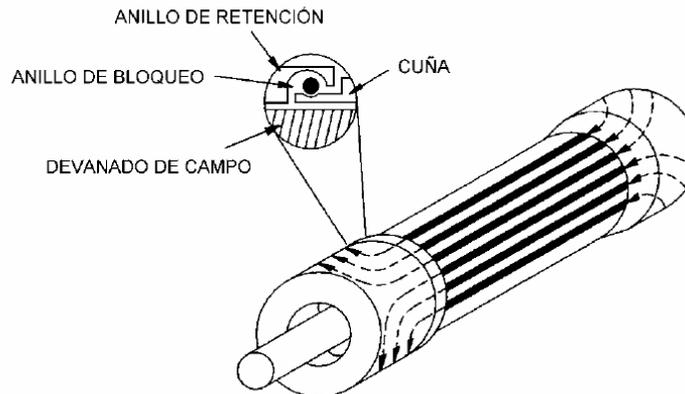
Las bobinas del rotor son sujetadas al cuerpo del rotor por cuñas de metal las cuales son forzadas hacia las ranuras en los dientes del rotor.

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 localizadas 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 50. 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.

10.3 Calentamiento del generador por secuencia negativa

El calentamiento por secuencia negativa en generadores síncronos 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_2^2 es la corriente de secuencia negativa del estator y t es el intervalo de tiempo en segundos.

10.4. Capacidad de secuencia negativa del generador

La capacidad de corriente desbalanceada continua de 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 de generador reducido.

Tabla III. Capacidades de desbalance de corrientes del generador

Tipo del generador	I_2 Permisible (Porcentaje de la capacidad del estator)
Polos salientes con devanados de amortiguamiento conectado	10
Con devanado de amortiguamiento no conectado	5
Rotor cilíndrico	
Enfriado indirectamente	10
Enfriado directamente a	
960 MVA	8
a 1200 MVA	6
1201 a 1500 MVA	5

10.5. Características del relé de secuencia negativa

Con las capacidades de desbalance de corriente del generador definida por la corriente de secuencia negativa (tabla 3) medida en el estator, un relé de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa puede ser usado para proteger al generador. Estos relés consisten de un circuito de segregación de secuencia negativa alimentado por las componentes de fase y/o residual, las cuales controlan una función de relé de sobrecorriente de tiempo.

Las características de sobrecorriente de tiempo están diseñadas para igualar tan cerca como sea posible las características I del generador. La figura 52 muestra una aplicación del relé de secuencia negativa típica.

Dos tipos de relés son ampliamente usados. El relé electromecánico el cual usa una característica de tiempo inverso típica y un relé estático o digital que usa una característica la cual se iguala con las curvas de capacidad del generador. La figura 53 muestra las características típicas de los dos tipos de relés.

La principal diferencia entre dos tipos de relés es su sensibilidad. El relé electromecánico puede ser ajustado en un pickup de alrededor de 0.6 a 0.7 pu. de la corriente de plena carga. El relé estático o digital tiene un rango de pickup de 0.3 a 0.2 pu.

Un ejemplo, para un generador enfriado directamente de 800 MVA con un factor K de 10, el generador podría manejar 0.6 pu. de corriente de secuencia negativa por aproximadamente 28 segundos. La protección para corrientes de secuencia negativa debajo de 0.6 pu. podría no ser detectada con un relé electromecánico.

Dado los bajos valores de secuencia negativa para desbalances de circuito abierto y también bajos valores por fallas libradas con mucho tiempo, el relé estático o digital es mucho mejor para cubrir totalmente la capacidad continua del generador.

Figura 51. Capacidad de corriente de desbalance de corto tiempo de generadores

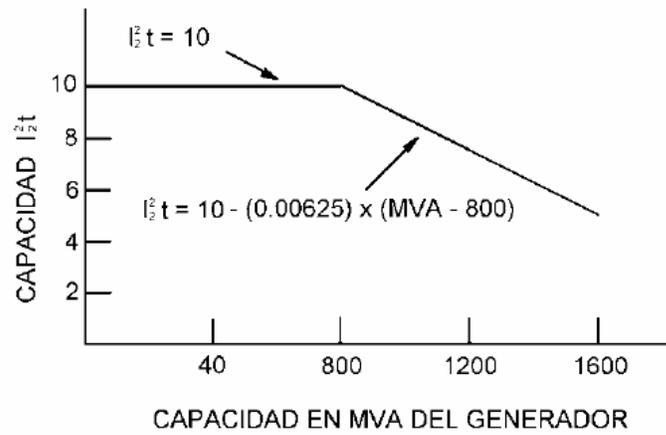
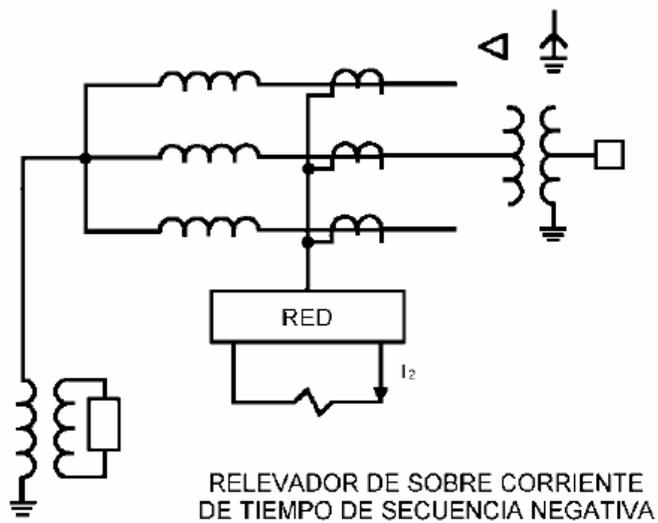
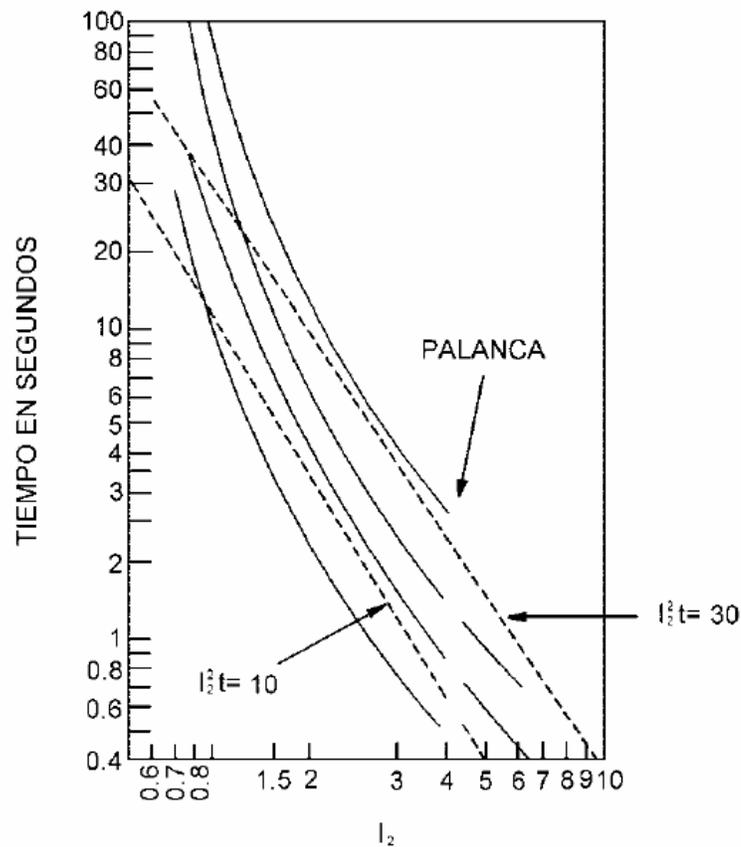


Figura 52. Relé de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa

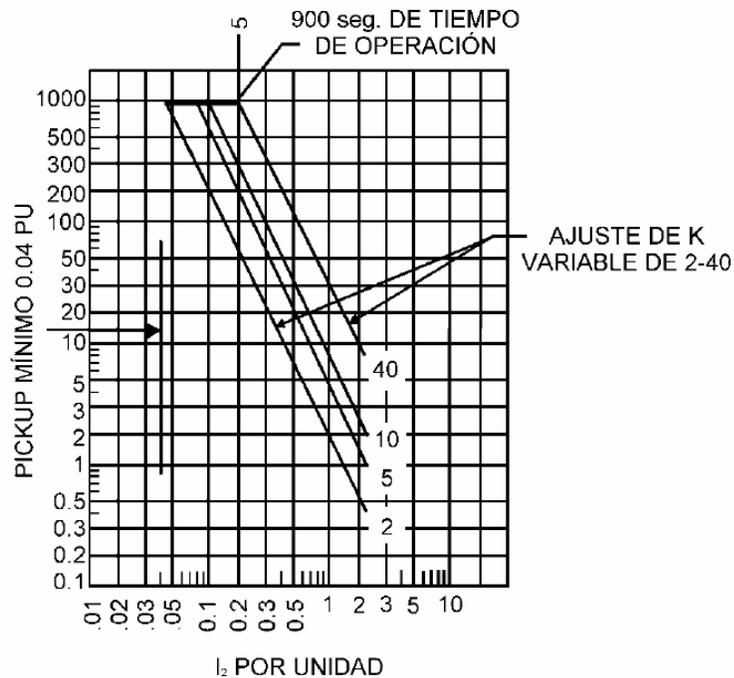


Puesto que el operador puede en muchos casos reducir la corriente de secuencia negativa causada por condiciones desbalanceadas (reduciendo la carga del generador por ejemplo), es ventajoso proporcionar la indicación de cuando la capacidad continua de la máquina es excedida. Algunos relés pueden estar provistos con unidades de alarma (I_2 rango de pickup 0.03 – 0.2 pu.) y algunos tipos de relés estáticos o digitales proporcionan una medición de I_2 para indicar el nivel de corriente de secuencia negativa.

Figura 53. Curvas características de relés



a) Curvas típicas para un relé de secuencia negativa electromagnético



b) Curvas típicas para un relé de secuencia negativa estático o digital

Características de un relé tiempo-corriente de secuencia negativa estático o digital.

Se ha demostrado que la protección contra armónicas de secuencia negativa de tales fuentes como la saturación de un transformador elevador de unidad (de corrientes geomagnéticas) o cargas no lineales no es proporcionada por relés de secuencia negativa estándar.

Se puede requerir protección adicional para proporcionar protección para armónicas de secuencia negativa debido a la dependencia de la frecuencia de los relés de secuencia negativa.

10.6. Esquemas de protección de secuencia negativa

Relés de secuencia negativa dedicados son usualmente proporcionados para protección de generadores. En general, no son proporcionados relés de respaldo para secuencia negativa.

Alguna protección limitada es proporcionada por la protección fase a fase y fase a tierra para condiciones de falla. Para conductor abierto o protección para desbalance de impedancia, el relé de secuencia negativa es usualmente la única protección. La magnitud de corrientes de secuencia negativa creada por las condiciones de conductor abierto y bajas magnitudes de falla combinada con la capacidad de secuencia negativa continua del generador previene a otros relés de falla de proporcionar protección de secuencia negativa total. Para relés electromecánicos, el pickup mínimo de la unidad de tiempo puede ser ajustado a 60% de la corriente nominal. Esto proporciona únicamente protección limitada para condiciones de desbalance serie, tales como una fase abierta cuando el relé electromecánico es usado para constantes de generador (K) menores de 30.

Las unidades de tiempo del relé estático o digital pueden ser ajustadas para proteger generadores con valor de K igual a 10 o menos. Un ajuste de alarma asociado con estos relés puede proporcionar detección para corriente de secuencia negativa abajo del 3% de la capacidad de la máquina.

Con este tipo de relé, el pickup de disparo puede ser ajustado a la capacidad de secuencia negativa continua del generador operando a plena carga y proporcionando protección para desbalance total.

11. PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA

11.1. Introducción

La protección de respaldo del sistema como es aplicada a la protección del generador, consiste de relés con retardo de tiempo para detectar fallas en el sistema que no han sido adecuadamente aisladas por los relés de protección primaria, requiriendo el disparo del generador. Los esquemas de protección de respaldo del generador son usados para proteger contra fallas del sistema de protección primaria y unas fallas en el sistema libradas con mucho tiempo.

El objetivo en este tipo de esquemas de relés es la seguridad. Puesto que estas condiciones son el sistema de potencia, los ajustes de los relés para respaldo deben ser lo suficientemente sensitivos para detectar las mismas. Los ajustes oscilan entre sensibilidad y seguridad del generador. La protección de respaldo es generalmente dividida en protección de respaldo para fallas entre fases y protección de respaldo para fallas a tierra.

La protección para fallas entre fases es dada por los relés 21, 51 ó 51V. La protección de falla a tierra es dada por el relé 51N conectado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. El relé de secuencia negativa 46 proporciona protección para fallas a tierra y de desbalance de fases, pero no para fallas trifásicas balanceadas.

11.2. Protección de falla entre fases

Como se muestra en la figura 54, los transformadores de corriente para protección de fallas entre fases son normalmente del lado neutro del generador para proporcionar protección adicional de respaldo para el generador. Los transformadores de potencial son conectados de lado bus del generador. La protección de respaldo es con retardo de tiempo para asegurar la coordinación con los relés primarios del sistema.

La protección de respaldo de fase se proporciona normalmente por dos tipos de relés: sobrecorriente y distancia. La protección de respaldo de sobrecorriente es usada cuando las líneas son protegidas con relés de sobrecorriente, y la protección de distancia se utiliza cuando las líneas son protegidas con relés de distancia de fase. Los relés de respaldo de sobrecorriente son difíciles de coordinar con relés de distancia de línea, debido a los cambios en el tiempo de disparo para relés de sobrecorriente para diferentes condiciones del sistema.

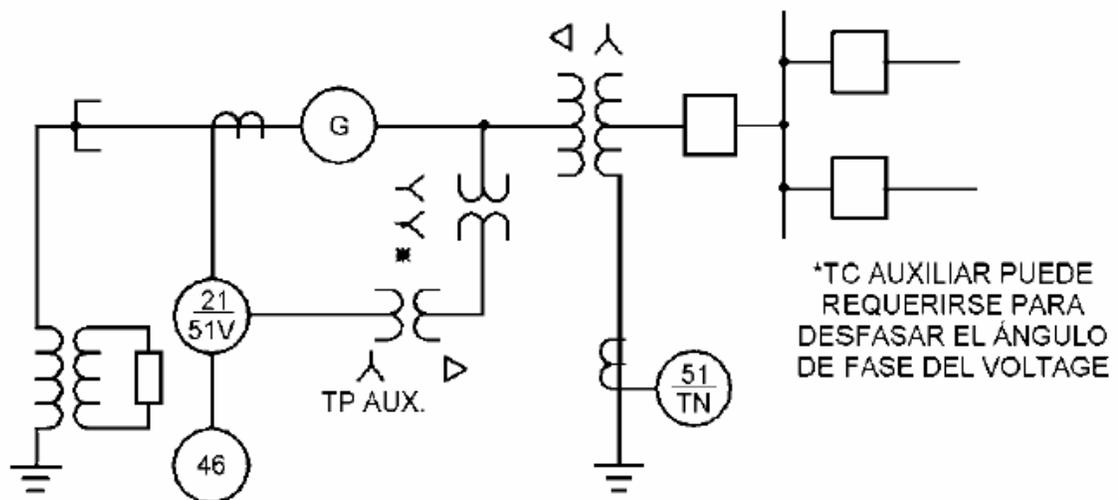
Los relés de respaldo de fase (51V y 21) deben ser supervisados por un relé de balance de tensión para prevenir un disparo en falso por pérdida de potencial o circuito abierto de la bobina de potencial. Cuando estos relés se aplican como disparo primario para unidades pequeñas, deben diseñarse para disparar sobre la pérdida de potencial.

Esto se hace normalmente usando un relé de balance de tensión para comparar la salida de dos grupos de transformadores de potencial conectados a las terminales del generador.

La protección de respaldo para fallas de fase también proporciona protección de respaldo para el generador y el transformador elevador antes de que el generador sea sincronizado al sistema. Una nota general, las corrientes de falla del generador pueden decaer rápidamente durante condiciones de baja tensión creadas por una falla cercana.

En estas aplicaciones, la curva de decremento de la corriente de falla para el generador/excitador debe ser revisada cuidadosamente para las constantes de tiempo y corrientes.

Figura 54. Aplicación de relés de respaldo de sistema-arreglo unitario generador-transformador



11.3. Respaldo de sobrecorriente de fase

El tipo más simple de protección de respaldo es el relé de sobrecorriente. El relé 51 debe ser ajustado arriba de la corriente de carga y tener suficiente retardo de tiempo para permitir las oscilaciones del generador. Al mismo tiempo, debe ser ajustado lo suficientemente bajo para disparar con falla de fases remota para varias condiciones del sistema. En muchos casos, el criterio de ajuste confiable no puede cumplirse sobre un sistema real.

El ajuste de pickup de este tipo de relé deber ser normalmente de 1.5 a 2.0 veces la corriente nominal máxima del generador para prevenir disparos en falso.

Los requerimientos de coordinación usualmente causan que el retardo de tiempo exceda de 0.5 segundos. Puesto que la corriente de falla del generador decae a cerca de la corriente nominal de plena carga de acuerdo a la reactancia síncrona y la constante de tiempo del generador, el ajuste de pickup será muy alto para operar.

Únicamente en un número pequeño de aplicaciones los requerimientos de coordinación del sistema y las constantes de tiempo del generador permitirán un ajuste confiable para este tipo de respaldo de sobrecorriente.

El grupo más usado de relés de respaldo de sobrecorriente de fase son los relés de sobrecorriente controlados o restringidos por tensión (51V).

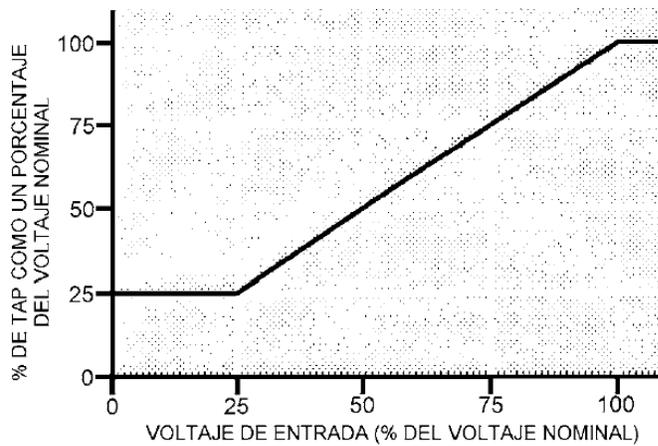
Estos relés permiten ajustes menores de la corriente de carga del generador para proporcionar mayor sensibilidad para fallas en el sistema. El relé de sobrecorriente controlado con tensión deshabilita el disparo por sobrecorriente hasta que la tensión cae abajo del nivel ajustado. Si las tensiones de falla en el generador para fallas remotas están bien abajo de los niveles de tensión de operación normal del generador, la función de sobrecorriente puede ser restringida seguramente por la unidad de tensión del relé de sobrecorriente con control de tensión.

El relé de sobrecorriente con restricción de tensión cambia el pickup de la unidad de sobrecorriente en proporción a la tensión, lo cual desensibiliza el relé para corrientes de carga mientras que incrementa la sensibilidad para fallas las cuales abaten la tensión y permiten el pickup del relé.

Estos dos relés dependen de una caída de tensión durante la condición de falla para funcionar adecuadamente.

Para generadores conectados a un sistema débil, las caídas de tensión para fallas en el sistema podrían no ser lo suficientemente diferentes de la tensión normal para proporcionar un margen de seguridad. Si esto es cierto, entonces la habilidad de supervisión por tensión de la protección de sobrecorriente no proporcionará la seguridad necesaria y la protección de respaldo debe ser ajustada muy alta para ser efectiva.

Figura 55. Características del relé de sobrecorriente con restricción de tensión



La corriente del generador para una falla trifásica es menor para un generador sin carga con el regulador fuera de servicio. Esta es la peor condición usada para ajustar estos dos tipos de relés. Para un relé controlado por tensión el ajuste de pickup debe estar entre 30% - 40% de la corriente de plena carga. Debido a los tiempos de disparo de los relés de sobrecorriente de respaldo son retardados cerca de 0.5 segundos o más, las corrientes en el generador deben ser calculadas usando la reactancia síncrona del generador y la tensión atrás de la reactancia síncrona del generador. Con el regulador fuera de servicio y únicamente carga auxiliar mínima, un valor típico para la tensión atrás de la reactancia síncrona es aproximadamente 1.2 pu.

Dada una impedancia típica del generador de 1.5 pu. y una impedancia del transformador elevador de 0.1 pu, la corriente máxima de estado estable será de 0.7 pu sin regulador de tensión.

La característica típica de un relé de sobrecorriente restringido por tensión se muestra en la figura 55. El pickup de sobrecorriente restringido por tensión debe ser ajustado a 150% de la corriente nominal del generador con restricción de la tensión nominal. Esto típicamente dará un pickup de 25% de la corriente nominal del generador con restricción de tensión 0%. Esto dará un pickup proporcional para tensiones entre 0% y 100% de la restricción nominal.

Estos ajustes normalmente no permiten al relé de respaldo proteger para fallas en el bus auxiliar debido a la gran impedancia del transformador de servicio de la estación.

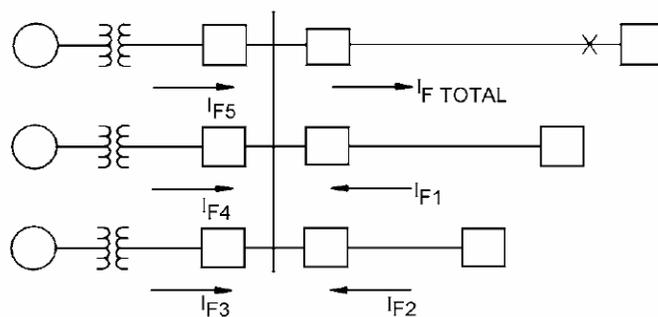
El ajuste de retardo de tiempo está basado sobre el peor caso de coordinación con los relés de protección del sistema. El peor caso es usualmente un disparo con retardo con tiempos de libramiento de falla de interruptor.

Para relés de línea con esquema piloto el peor caso usado es justo el disparo retardado debido a un disparo atrasado con falla de interruptor asumiendo una falla del esquema piloto y una falla del interruptor. Esto es usualmente muy conservativo y de muy baja probabilidad. La coordinación es usualmente calculada con restricción de tensión cero.

Esto es una idea conservativa puesto que en realidad está presente algo de la tensión de restricción y trabajará para mejorar la coordinación.

Algunos sistemas de excitación del generador usan únicamente transformadores de potencial de potencia (PPT) conectados a los terminales del generador como entrada de potencia al campo de excitación. Estos sistemas de excitación podrían no ser capaces de sostener las corrientes de falla el suficiente tiempo para que los relés de protección de respaldo operen. Esta reducción de corriente debe tomarse en cuenta cuando se ajuste el retardo de tiempo del relé para los sistemas basados en PPT.

Figura 56. Configuración de un sistema complejo con *infeeds* múltiples



11.4. Respaldo de distancia de fase

El segundo tipo de protección de respaldo de fase es el relé de distancia. De acuerdo a las más recientes investigaciones en las empresas, el relé de distancia es la protección de respaldo de fase más usada. Típicamente se aplica un relé monozónico de distancia con una característica Mho. Si el generador es conectado a través de un transformador elevador delta-estrella a tierra, entonces estos relés requieren transformadores auxiliares los cuales desfazarán el ángulo de fase del potencial del relé para igualar con las tensiones del sistema para detectar correctamente las fallas en el sistema. Vea la figura 54.

La aplicación de relés de distancia requiere un ajuste de alcance lo suficientemente grande para cubrir falla por falla de los relés de línea que salen de la subestación. Este ajuste es complicado por los efectos de *infeed* y diferentes longitudes de línea (figura 56) cuando múltiples líneas conectan el generador al sistema. Los efectos de *infeed* requieren que el ajuste sea mucho mayor que la impedancia de línea. La coordinación con los dispositivos de protección de línea es usualmente requerida forzando un tiempo el cual es mayor que un tiempo de libramiento de zona dos para la falla en línea.

Además de esto, el ajuste debe permanecer conservativamente arriba de la capacidad de la máquina para prevenir disparos inadvertidos con oscilaciones del generador y disturbios severos de tensión. Este criterio normalmente requiere compromisos en la protección deseada para mantener la seguridad del generador.

Existen numerosas consideraciones para ajustar los relés de respaldo de fase. Para aplicaciones donde se requiere protección de alta rapidez del tablero local, una aplicación de zona 2 es requerida con el *timer* de zona 1 ajustado para coordinar con los relés de línea de alta rapidez más el tiempo de falla de interruptor. Este ajuste puede normalmente acomodar *infeeds*. Sin embargo, existen dos problemas con este ajuste. Si las líneas que salen de la subestación son relativamente cortas, la impedancia del transformador elevador podría causar que la zona corta vea más allá de la protección de línea. Ajuste el relé con margen para permitir que los errores de impedancia puedan agregar más impedancia al ajuste que la línea corta.

Un problema de los esquemas de protección con relés antiguos sin protección para tensión cero de falla con fallas cercanas causa que la unidad de disparo del relé no opere. Si no existe la protección para tensión cero de falla sobre el bus del sistema de potencia, se requiere el disparo de alta rapidez del generador para prevenir recierre fuera de fase de los relés de transmisión del extremo remoto.

Los beneficios de tiempos de disparo cortos para fallas dentro de la zona entre los interruptores del generador y el relé de distancia de respaldo son minimizados por el decremento lento del campo y las características del generador.

El ajuste de alcance largo debe ser revisado para la coordinación con los relés del bus auxiliar. El ajuste de alcance largo debe permitir la respuesta del regulador para sobrecargas en el sistema de tiempo corto y permitir la recuperación de oscilaciones del generador. Debido a estas condiciones, los relés de distancia deben ajustarse para permitir más del 200% de la capacidad del generador.

11.5. Protección de respaldo de tierra

La figura 54 muestra la ubicación de los relés de protección de respaldo de tierra. Para el generador conectado en unidad el relé es localizado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. En el generador conectado directamente, el relé de respaldo es conectado a un transformador de corriente en el neutro del generador.

En algunas aplicaciones, es ventajoso tener un relé de respaldo de tierra fuera de línea y en línea. Antes de la sincronización, el relé de tierra de ajuste bajo en el generador conectado en unidad puede proteger las boquillas de alta tensión del transformador y los conductores a los interruptores del generador con un disparo de alta rapidez. Con el interruptor del generador abierto, no hay necesidad de coordinar con los relés del sistema.

El generador conectado directo puede tener protección de tierra de alta rapidez para la zona fuera del interruptor del generador en operación fuera de línea. El relé usado para la protección de respaldo de tierra es un relé de sobrecorriente de tiempo con una característica de tiempo inverso o muy inverso. Este relé fuera de línea debe ser ajustado con un ajuste mínimo. El relé dentro de línea debe ser ajustado para coordinar con la protección de falla a tierra más lenta del sistema.

Se debe poner especial atención para la coordinación con la protección de distancia de tierra sobre las líneas de transmisión. Cualquier falla a tierra con resistencia de arco fuera del alcance del relé de distancia de tierra, no debe ser vista por los relés de respaldo de tierra. La protección de respaldo de tierra debe operar para fallas a tierra en el extremo de todas las líneas que salen de la subestación. La coordinación requiere que el pickup sea al menos del 15% al 25% mayor que el ajuste del relé de tierra mayor. Para líneas protegidas con relés de distancia de línea, el relé de respaldo debe ser ajustado arriba del mayor límite de resistencia de falla de los relés de distancia de tierra del sistema para proporcionar coordinación.

11.6. Respaldo del sistema con el relé de secuencia negativa del generador

Como protección de respaldo del sistema. El relé de secuencia negativa debe ser ajustado para proteger al generador basado en la capacidad de corriente nominal de ANSI C50.13. Se debe ajustar el relé para proteger por desbalances serie en el sistema, esta protección requiere el uso de relés estáticos sensitivos. Un ajuste bajo le permitirá al relé de secuencia negativa proteger al generador para condiciones de conductor abierto la cual no podrá ser detectada por cualquier otro relé de protección.

Las más recientes investigaciones sobre protección de respaldo muestran operaciones mínimas de los relés de sobrecorriente de secuencia negativa para fallas en el sistema de potencia. Esto valida la idea que el ajuste de los relés de secuencia negativa a la capacidad del generador baja la capacidad continua permitiendo un gran margen de coordinación entre los tiempos de disparo de la protección por falla del sistema y la protección de secuencia negativa del generador.

De otra manera, los relés de secuencia negativa del generador podrían no ser buen respaldo para fallas en el sistema porque se tendría daño adicional al equipo debido a tiempos de disparo largos antes de que la falla sea librada y subsecuente inestabilidad del generador para los tiempos de libramiento de falla largos. Como se apuntó anteriormente, el relé de secuencia negativa no protege para fallas trifásicas balanceadas.

12. FALLA DE INTERRUPTOR DE GENERADOR

12.1. Introducción

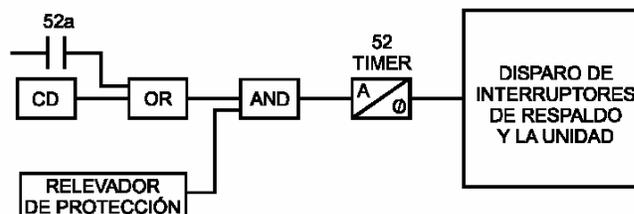
Un esquema de falla de interruptor necesita ser iniciado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar al interruptor del generador, pero el interruptor falla al operar. Debido a las sensibilidades requeridas para la protección del generador, respaldar la falla del interruptor de generador 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, 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. Consideraciones similares deben darse para arreglos multi-interruptores tales como configuraciones de buses en anillo interruptor y medio.

12.2. Lógica de falla del interruptor del generador

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 del 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 57, 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, 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, sobreexcitación V/Hz, secuencia negativa, 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 paraleleados y conectados en el circuito lógico.

Figura 57. Diagrama funcional de un esquema de falla del interruptor del generador



52a - Contactos auxiliares del interruptor.

CD - Detector de corriente.

62 - Timer de falla de interruptor con pickup ajustable y sin retardo de dropout.

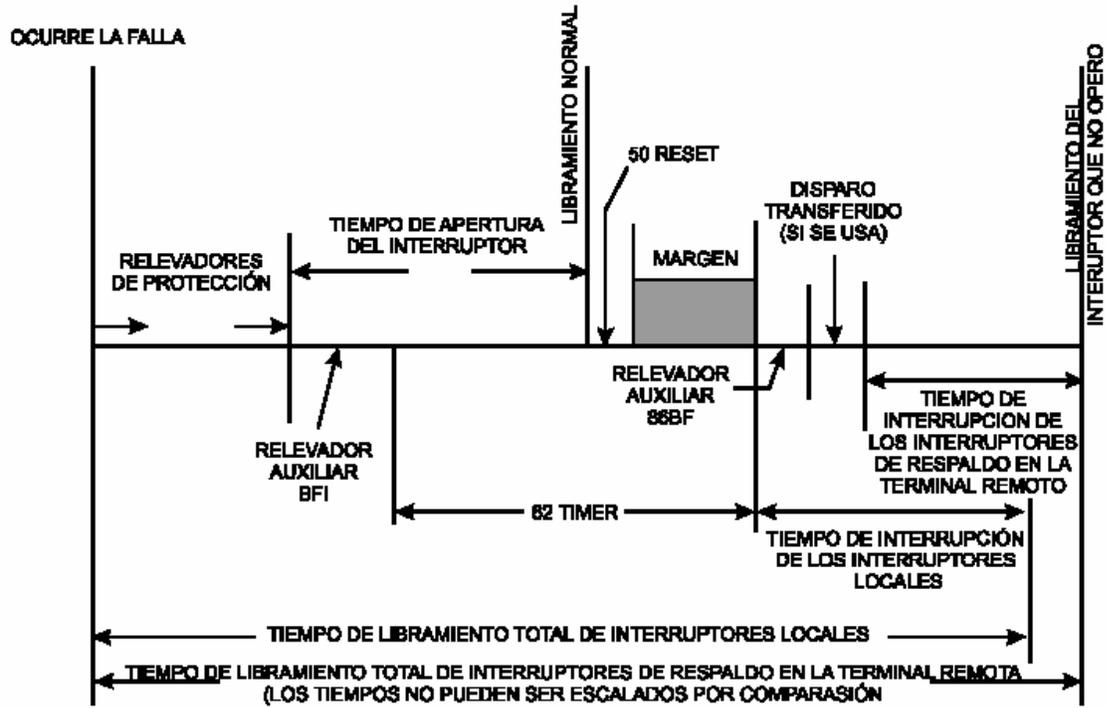
Los relés de protección, representan a todos los relés del generador y el bus que disparan al interruptor del generador. Típicamente, los relés del generador están divididos en grupos primario y de respaldo proporcionando redundancia en las funciones de protección.

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 desconectadora y 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 algunas veces para esta función. Si el generador está conectado al sistema a través de dos interruptores, cada interruptor deberá estar equipado con un relé de falla de interruptor.

12.3. Tiempo de falla de interruptor

La protección de falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida que comprometa la seguridad del disparo. Esto es particularmente importante sobre líneas de transmisión grandes donde la estabilidad es crítica. La figura 58 muestra la carta de tiempo para un esquema típico de falla de interruptor.

Figura 58. Coordinación del tiempo de falla de interruptor



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

- a) Tiempo de interrupción excesivo del interruptor.
- b) Tiempo de la sobrecarrera.
- c) Errores de CTs y PTs. D. factor de seguridad.

12.4. Detectores de falla

Los detectores que tienen alta relación *dropout/pickup* y cuyo tiempo de *dropout* es afectado mínimamente por la saturación de CTs y el *offset* de C.D.

En el circuito secundario, deben ser usados. Los generadores pueden ser alimentados desde dos interruptores. Es importante que la *rtc* (relación de transformación de corriente), sus 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 CTs deben tener la misma capacidad y tener la capacidad adecuada para manejar el *burden* del circuito.

12.5. Protección contra *flashover* del interruptor del generador abierto

Otra de las fallas del interruptor que puede 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.

Puesto que es una forma de falla de interruptor, el arqueado 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.

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 59. Un relé de sobrecorriente instantáneo (50N) es conectado al neutro del 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.

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 sensa 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). La tensión $3V_0$ 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.

13. DISPARO DEL GENERADOR

13.1. Introducción

Una vez que una anomalía o corto circuito ha sido detectado, requiriendo sacar la unidad de servicio, la tarea asociada con la aplicación de los esquemas de disparo adecuados sobre las unidades generadoras, no debe ser menospreciada. Para esto, se requiere de amplios conocimientos del equipo de la unidad generadora, así como de su comportamiento en condiciones normales y anormales. La selección del método adecuado de aislamiento del generador minimizará el daño y lo preparará para un rápido regreso a servicio.

La unidad generadora representa una gran inversión para el propietario, está compuesta por la turbina, el generador, el transformador, el sistema de excitación y los interruptores. Los objetivos generales de diseño de los sistemas de protección y sus esquemas de disparo asociados son:

- Remover la sección dañada del sistema de potencia, para prevenir o minimizar el efecto de disturbio sobre las partes no falladas del sistema.
- Minimizar o prevenir el daño al equipo.
- Asegurar al máximo posible que ninguna contingencia sencilla deshabilite totalmente la protección sobre cualquier sistema.
- Proporcionar los medios que permitan que el equipo afectado, retorne rápidamente a servicio.

Más específicamente, los objetivos de los esquemas de disparo para protección de la unidad generadora son asegurar que los efectos de las fallas y disturbios sean restringidos a su localidad. Los esquemas de disparo deben ser capaces de cumplir estos requerimientos cuando se tenga una contingencia de primer orden, tales como la falla de un solo relé de protección a operar o la falla de un interruptor a disparar.

13.2. Esquemas de disparo

Generalmente, los relés de protección discretos del generador, se agrupan para activar los relés auxiliares de disparo de tal forma que los relés con los mismos modos de disparo/paro del generador sean establecidos.

Donde sea posible, el arreglo de los relés auxiliares de disparo debe proporcionar redundancia en las funciones de disparo y en los circuitos de disparo, de tal forma que los relés de respaldo operen sobre un relé auxiliar de disparo distinto al de la protección primaria. La tarea asociada con la aplicación de esquemas de disparo sobre las unidades generadoras no debe ser menospreciada.

Este esfuerzo requiere de amplios conocimientos del equipo de la unidad generadora, así como de su comportamiento en condiciones normales y anormales. Habría que ser un ciego si la única consideración dada es desconectar al generador del sistema eléctrico sin tomar en consideración la manera precisa en la cual la unidad generadora puede ser aislada del sistema de potencia por las distintas funciones de los relés de protección.

A continuación se describen cuatro métodos comunes para sacar el generador de servicio, cuando éste trabaja en condiciones de operación anormal inaceptable o con fallas eléctricas.

13.2.1. Disparo simultáneo

Proporciona los medios más rápidos para aislar al generador. Este modo de disparo es usado para todas las fallas internas y anomalías severas en la zona de protección del generador. El aislamiento del generador es cumplido simultáneamente al disparar el interruptor de campo, y el paro del impulsor cerrando al mismo tiempo las válvulas de la turbina. Si existe la posibilidad de que se presente una condición de sobre-velocidad significativa de la unidad, un retardo de tiempo puede ser usado en el circuito de disparo del interruptor de generador. Si el retardo de tiempo es usado, el efecto de este retardo sobre el generador y/o el sistema debe ser determinado.

13.2.2. Disparo del generador

Este modo de aislamiento dispara los interruptores del generador y del campo. El esquema no para al impulsor, y se utiliza donde pueda ser posible corregir la anomalía rápidamente de tal modo que permita rápidamente la re-conexión de la máquina al sistema en un periodo corto de tiempo. Las protecciones que disparan al generador por disturbios en el sistema de potencia, en lugar de por fallas/anomalías internas en el generador, pueden disparar de este modo si es permitido por el tipo de impulsor y las calderas.

13.2.3. Separación de la unidad

Este esquema de disparo es similar al disparo del generador pero inicia únicamente la apertura de los interruptores del generador. Este esquema es recomendado aplicarlo cuando se desea mantener las cargas de auxiliares de la unidad conectada al generador. Por ejemplo, durante un disturbio mayor en el sistema el cual requiere el disparo debido a baja frecuencia, la fuente de reserva podría no estar disponible. La ventaja de este esquema es que la unidad puede ser reconectada al sistema con mínimo retardo. Este modo de disparo requiere que la unidad sea capaz de operar con baja carga (*runback*) enseguida de un disparo con rechazo de plena carga.

13.2.4. Disparo secuencial

Este modo de disparo es principalmente usado sobre generadores de vapor para prevenir sobrevelocidad cuando el disparo retardado no tiene efectos perjudiciales sobre la unidad generadora. Es usado para disparar al generador por problemas en el impulsor cuando no se requiere un disparo de alta velocidad. El primer dispositivo disparado son las válvulas de las turbinas. Un relé de potencia inversa en serie con los switches de posición de cierre de válvulas proporciona seguridad contra posible sobrevelocidad de la turbina asegurando que los flujos de vapor hayan sido reducidos debajo de la cantidad necesaria para producir una condición de sobre-velocidad cuando los interruptores del generador son disparados. Por problemas mecánicos en la turbina o en la caldera/reactor este es el modo de disparo preferido puesto que previene la sobrevelocidad de la máquina.

Sin embargo, la desventaja es que no existen salidas de disparo para una falla de los *switches* límites de las válvulas de las turbinas o el relé de potencia inversa. Cuando este método es usado, se debe proporcionar una protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principal y de campo en el caso de que exista una falla. Esta es generalmente proporcionada por un relé de potencia inversa separado que inicie el disparo en forma independiente. Este modo de disparo no debe anular la protección de los interruptores del generador que instantáneamente abren al interruptor del generador cuando ocurre una falla eléctrica crítica que puede causar serios daños al generador o al equipo de interrupción.

La tabla IV indica las acciones de disparo específicas para cada tipo de disparo descrito antes. Generalmente supervisado por el *switch* de posición de la válvula de la turbina y el relé de potencia inversa.

Tabla IV. Acción de disparo

Modo de disparo	Interruptores del generador	Disparo del campo	Disparo de la turbina
Disparo simultáneo	X	X	X
Disparo del generador	X	X	
Separación de la unidad	X		
Disparo secuencial	X*	X*	X*

13.3. Selección del esquema de disparo

Muchos factores contribuyen a la decisión sobre la selección del esquema de disparo apropiado. La siguiente lista nos muestra algunos de ellos:

- ❖ Tipos de impulsor principal – maquina de diesel/gas, turbina de gas, turbina de vapor, turbina hidráulica.
- ❖ Impacto de la perdida súbita de potencia de salida sobre el sistema eléctrico y la turbina.
- ❖ Seguridad del personal.
- ❖ Experiencia de los operadores.
- ❖ Manejo de cargas de auxiliares de las unidades durante un paro de emergencia

Notas:

- ✓ El dispositivo 59 puede ser conectado para disparo en unidades Hidrogeneradoras.
- ✓ Si el generador está fuera de línea, dispara únicamente al interruptor de campo.
- ✓ Puede ser conectado para disparar por el fabricante del generador.

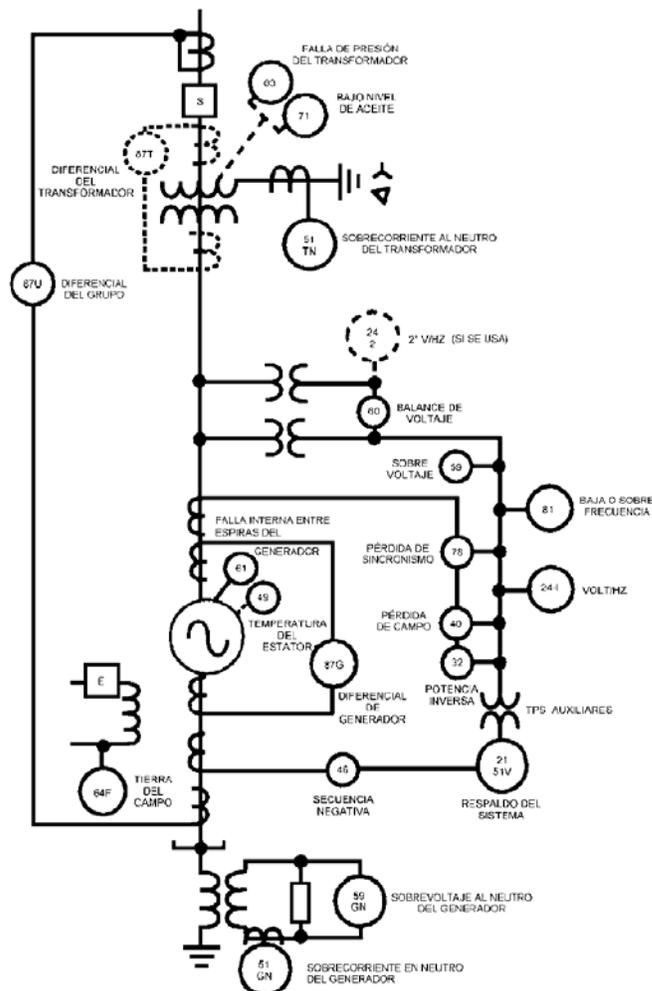
Tabla V. Lógica de disparo sugerida

Dispositivo	Disparo del interruptor del generador	Disparo del interruptor de campo	Transferencia de auxiliares	Disparo de la turbina	Únicamente alarma
21 ó 51V	X				
24	X	Nota 2	X	X	
32	X	X	X	X	
40	X	X	X	X	
46	X				
49					X
51GN	X	X	X	X	
51TN	X	X	X	X	
59	Nota 1				X
59GN	X	X	X	X	Nota 3
61					X
63	X	X	X	X	
64F	Nota 4	Nota 4			X
71					X
78	X				
81	X				
87G	X	X	X	X	
87T	X	X	X	X	
87U	X	X	X	X	

La figura 60 describe el complemento típico de la protección sobre un generador conectado en unidad. La tabla V sugiere la lógica de disparo para los distintos relés de protección. La tabla fue adaptada de las guías IEEE para la protección de generadores de C.A. (C37.102).

Proporciona los lineamientos para desarrollar un esquema de disparo global de la protección del generador.

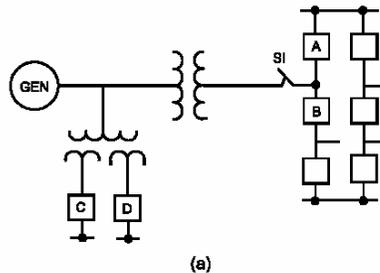
Figura 60. Configuración típica unidad generador-transformador



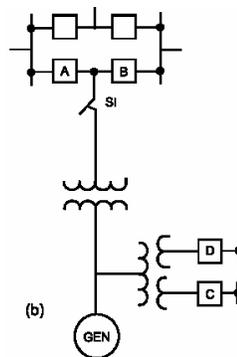
13.3.1. Otras consideraciones en el desarrollo de las filosofías de disparo

El interés ha crecido en los años recientes sobre los diversos accidentes graves ocurridos relacionados con la filosofía de disparo en estaciones generadoras. En plantas de potencia grandes, es común el uso tanto del interruptor y medio como la conexión en anillo del bus, con una cuchilla sobre el alimentador del generador. La figura 61 muestra estos arreglos.

Figura 61. Tipos de subestaciones



a) Subestación típica de interruptor y medio



b) Subestación típica de bus en anillo

Esto permite al generador estar fuera de línea, la cuchilla abierta, y los interruptores cerrados para mantener otros enlaces entre los buses principales. En las primeras fases de construcción de la planta, es común tener una configuración de bus en anillo la cual posteriormente es expandida a un arreglo de interruptor y medio. La configuración de bus en anillo requiere de una cuchilla desconectadora sobre el alimentador del generador que pueda estar abierta tal que el anillo pueda estar cerrado cuando el generador esté fuera de línea.

Algunos ingenieros han usado contactos auxiliares de estas cuchillas desconectadoras para deshabilitar algunas o todas las protecciones del generador cuando el generador está fuera de línea.

Aun cuando esto parece ser una indicación conveniente del estado de la máquina, puede ser engañoso por condiciones anormales.

13.3.2. Cuchilla desconectadora

Cuando los relés de protección son deshabilitados rutinariamente por la cuchilla desconectadora, lo siguiente debe ser considerado cuidadosamente.

Debido a los problemas de ajuste y montaje los contactos auxiliares podrían no cerrar adecuadamente y las protecciones vitales podrían estar fuera de servicio cuando más se necesita.

También, si los contactos auxiliares están localizados dentro del compartimiento del motor, podrían únicamente seguir al mecanismo del motor y no a las navajas de la cuchilla realmente. Cuando el motor esté desacoplado de la flecha de la cuchilla y ésta sea cerrada manualmente, la protección quedará fuera de servicio.

Si el grupo de auxiliares es montado de tal forma que siga a la flecha de operación de la cuchilla, puede haber problemas. Varios accidentes muy serios pueden ser originados directamente por el uso de contactos auxiliares para deshabilitar la protección, esta práctica no es recomendada.

Algunos esquemas de control usan los contactos auxiliares de las cuchillas para deshabilitar ciertos disparos de calderas mientras que la máquina está en el proceso de arranque.

Esto es bastante común en unidades de carbón donde se toma un largo tiempo para poner la máquina en línea.

Si ocurre un disparo indeseado, muchas horas pueden ser perdidas. Aun cuando esto es necesario para hacer sensitivos los problemas de control de las calderas, la protección del generador no debe estar comprometida durante el proceso de arranque deshabilitando su capacidad para disparar a la turbina/caldera.

13.3.3. Mantenimiento

Cuando el generador está fuera de línea por mantenimiento, reglas y procedimientos de seguridad puede requerir que los transformadores de potencial del generador sean sacados de sus gabinetes. También, en algunos casos, los transformadores de corriente pueden ser cortocircuitados y también la fuente de disparo de C.D. de la estación puede ser desconectada.

El ingeniero de diseño debe estar consciente de estas posibilidades cuando determine el tipo y localización de la protección de respaldo del generador y la protección contra energización inadvertida. La creencia común es que si el generador está fuera de línea, la protección no es necesaria.

Sin embargo, la larga lista de generadores que han sido energizados inadvertidamente tiende a soportar la necesidad de tener toda la protección que sea posible en servicio aun cuando la máquina esté fuera de línea.

14. APLICACIÓN DEL RELE SR-489 AL GENERADOR DE POZA VERDE

14.1. Introducción

Poza Verde es una hidroeléctrica que contribuye al sistema nacional interconectado con una capacidad de 8 MW, cuenta con 2 generadores con capacidad de 4.17 MW cada uno, éstos a su vez cuentan con transformadores elevadores cada uno de 4.16/13.8 KV y otros transformadores para su transmisión de 13.8/69 KV, cuenta con una línea de transmisión de 8 ½ Km. para finalmente unirse al sistema nacional interconectado en la subestación La Vega.

Con la finalidad de mejorar el funcionamiento de los generadores se esta conectando el relé digital multifunción SR-489 al generador este proporciona funciones de protección, medida y monitoreo. Se puede utilizar como protección principal o de respaldo en generadores síncronos o de inducción de 25, 50 ó 60 Hz. Puede ser usado como protección principal, de respaldo en centrales o en cogeneraciones.

El SR-489 incorpora funciones para la completa protección del generador, estas funciones incluyen.

Protección diferencial, 100 % tierra estator, sobreintensidad direccional de tierra, sobreintensidad de secuencia negativa, sobreintensidad instantánea nivel alto, sobreintensidad con frenado por tensión, sobretensión y baja tensión, sobrefrecuencia y baja frecuencia, distancia y potencia inversa.

Para ajustarse a los generadores síncronos, las funciones de protección incluyen sobreexcitación, pérdida de campo y energización accidental del generador.

14.2. Protección

14.2.1. Protección de fallas en el generador

El elemento diferencial (87G) con doble pendiente porcentual es la protección principal contra fallas en el generador. Además de la protección diferencial, el elemento de sobreintensidad instantánea (50) que está activo únicamente cuando el generador está fuera de servicio, protege la máquina de fallas durante el arranque.

Como no es necesario distinguir entre fallas del sistema y fallas del generador cuando el generador está fuera de servicio, este elemento puede tener un ajuste que es notablemente más sensible que la protección diferencial.

14.2.2. Protección de tierra del estator

Además de un elemento de sobreintensidad de tierra (51GN), el SR-489 tiene una entrada de tensión para monitorizar la tensión en el neutro de la máquina. El SR-489 puede detectar tierra direccional (67) comparando el ángulo de la tensión de neutro y la intensidad de tierra para determinar si una falla a tierra es en el generador.

Proporciona protección de 100% de falla a tierra del estator a través de un elemento de máxima tensión (59GN) que opera únicamente con el valor fundamental de tensión y un elemento adaptado (27TN) que opera con la relación de tensión de tercer armónico existente en bornes del generador y el neutro del generador.

14.2.3. Protección térmica del estator

La monitorización de las sondas RTD del estator proporciona protección térmica del estator (49) durante condiciones de sobrecarga en funcionamiento. Una función de confirmación permite a dos RTD proporcionar mayor fiabilidad.

El modelo térmico del SR-489 proporciona una curva de sobrecarga que puede ser corregida por la corriente inversa y/o la RTD del estator de mayor temperatura.

El enfriamiento de la máquina se simula empleando decaimiento exponencial de la capacidad térmica almacenada. La curva de sobrecarga térmica puede también usarse para proporcionar protección durante el arranque a generadores de inducción.

14.2.4. Protección de los rodamientos

Cualquiera de las 12 entradas RTD puede ser configurada para monitorizar y proteger contra condiciones de sobrettemperatura en los rodamientos (38).

Una función de confirmación permite a dos RTD proporcionar mayor fiabilidad. Las cuatro entradas analógicas pueden ser configuradas para monitorizar transductores de vibración de los rodamientos.

Se pueden programar funciones de alarma o disparo para proteger de la vibración (39). En máquinas más pequeñas, este tipo de protección simple anti-vibraciones, resulta muy práctica.

14.3. Sistema de excitación

Los elementos de protección relacionados con el sistema de excitación son sobreexcitación (24, V/Hz), mínima tensión (27) y máxima tensión (59).

Curvas de tiempo definido o de tiempo inverso pueden emplearse para activar funciones de alarma o disparo. La protección de pérdida de campo puede realizarse empleando la pérdida de excitación (40) y potencia reactiva (40Q).

14.4. Protección térmica del rotor

El calentamiento del rotor en los generadores debido a la componente de secuencia negativa es un concepto muy conocido. Los generadores tienen límites muy específicos en cuanto a la secuencia negativa admisible.

Un generador tiene un valor máximo, tanto en condiciones continuas como instantáneas, cuando la secuencia negativa está presente y viene dado por la ecuación $K = I^2 \cdot 2t$. El SR-489 proporciona una alarma a tiempo definido y disparo por curva de sobreintensidad a tiempo inverso para proteger al rotor del generador de sobrecalentamiento debido a la presencia de intensidad de secuencia negativa. Un *reset* (reiniciar) variable proporciona memoria térmica de las condiciones previas de desequilibrio.

14.5. Protección de respaldo del sistema

Tres elementos de sobreintensidad con frenado por tensión (51V) proporcionan protección de respaldo para faltas del sistema. El nivel de arranque para las curvas de tiempo inverso es ajustable en una relación fija con la tensión compuesta medida.

La protección de sobreintensidad de nivel alto (50) proporciona también protección de respaldo a otros elementos. Si cualquiera de las fases excede el nivel de disparo se produce un disparo.

Esta protección opera tanto cuando el generador está en funcionamiento como cuando está fuera de servicio. La protección de distancia (21) implementa dos zonas mho entre fases (en total seis elementos), para utilizarse de respaldo en la protección de línea.

Estos elementos, emplean las corrientes en el lado neutro y la tensión en lado generación para proporcionar protección contra faltas internas y del transformador.

14.6. Lógica de disparo secuencial

Durante las paradas habituales y para algunos de los disparos menos críticos, puede ser deseable emplear la función de disparo secuencial para prevenir la sobrevelocidad. Una entrada digital puede utilizarse para monitorizar el estado de la válvula de la turbina.

Cuando la válvula está cerrada, la función de baja potencia activa o la función de potencia reactiva pueden emplearse para disparar el interruptor una vez que el generador ha caído por debajo del nivel programado.

14.6.1. Fallo de frecuencia (81)

Se proporcionan funciones de alarma para condiciones de máxima y mínima frecuencia.

La acción del operador debe orientarse a corregir la situación. También se proporcionan funciones de disparo para el caso de que las condiciones persistan o se hagan más severas.

14.7. Fallos operacionales

En caso de pérdida parcial o total de la fuerza motriz si la potencia generada es menor que las pérdidas en vacío del generador, el generador puede comenzar a absorber potencia.

La función de potencia inversa (32) puede usarse para disparar el generador cuando comienza a actuar como motor.

La protección para energización accidental (50/27) puede ayudar a limitar el daño que puede producirse si el generador se pone en servicio accidentalmente cuando está parado.

14.8. Sobrevelocidad (12)

La sobrevelocidad se monitoriza montando una sonda de proximidad inductiva, o sensor de efecto hall, cerca del eje. El SR-489 proporciona tensión de 24 Vdc para el sensor. La salida del sensor envía un pulso a una entrada digital seleccionable que ha sido configurada como tacómetro.

14.9. Protecciones de supervisión

Si la función de fallo del interruptor (50BF) está habilitada, cuando el SR-489 produce un disparo monitorizará la entrada de estado del interruptor y la corriente en el generador. Si los contactos del generador no cambian de estado o la intensidad en el generador no cae a cero después del período de tiempo programable, se producirá una alarma de fallo del interruptor.

El circuito de supervisión de la bobina de disparo monitoriza la continuidad del circuito de disparo siempre que la entrada de estado del interruptor indica interruptor cerrado.

Si la continuidad se rompe, se produce una alarma de supervisión de la bobina de disparo. Se detecta fallo de fusible (60FL) cuando hay niveles significativos de secuencia negativa de tensiones sin los correspondientes niveles de secuencia negativa de intensidades. Se produce una alarma y se deshabilitan todas las funciones que usan medidas de tensión.

Monitorización y medida

Medida

El SR-489 incluye funciones completas de medida. Son las siguientes:

Intensidad, tensión.

Potencia: Kw, Kvar, kVA

Energía: MWh Mvarh

Factor de potencia, frecuencia

14.9.1. Las funciones de demanda y demanda punta incluyen

Potencia: kW, Kvar, kvarh. Todas las cantidades medidas pueden visualizarse en el display del frente, a través de los puertos de comunicación, o a través de las salidas analógicas.

14.10. Registro de sucesos

El SR-489 captura y guarda los últimos 40 sucesos, registrando la hora, fecha y causa. Todas las funciones de disparo se clasifican como sucesos. Las funciones de alarma pueden seleccionarse como sucesos. Uno de los valores medidos inmediatamente antes del suceso es guardado junto con éste.

Todos los eventos del SR-489 pueden ser leídos a través de cualquiera de los tres puertos de comunicación o visualizados en el *display* (pantalla) frontal.

Cuando se analiza un suceso el registro de sucesos puede ser una herramienta muy valiosa. La secuencia de sucesos puede ser un indicador de qué es lo que ha ocurrido realmente, mientras que la foto de los valores medidos permite completar el diagnóstico del problema.

14.11. Oscilografía

El SR-489 muestrea las entradas de intensidad y tensión con una frecuencia de muestreo de 12 muestras por ciclo.

Estas muestras se guardan en un *buffer* configurable con un máximo de 64 ciclos. El ajuste de posición del *trigger* permite al usuario definir cuantos ciclos son de prefalla y de postfalla. El registro oscilográfico puede ser extraído del relé a través de los puertos de comunicación.

Puede visualizarse a través del software 489PC que se proporciona con el relé. Esto permite al usuario examinar la relación de magnitudes y ángulos de las señales medidas en caso de problema.

14.12. Autochequeo

El SR-489 realiza un completo autochequeo al inicializarse y durante el funcionamiento. Un fallo durante el autochequeo proporciona una alarma.

14.13. Entradas y salidas

- ❖ El SR-489 tiene 4 entradas analógicas y 4 salidas analógicas. Las cuatro entradas analógicas son monitorizadas por el SR-489 y pueden ser usadas para funciones tales como la protección y monitorización de la vibración en los rodamientos. Las cuatro salidas analógicas pueden ser configuradas con cualquier parámetro medido.

- ❖ El SR-489 tiene 7 entradas digitales configurables. Pueden usarse para funciones tales como tacómetro para control de sobrevelocidad.

- ❖ El SR-489 tiene 12 entradas RTD. Esto permite al usuario monitorizar la temperatura del estator y los rodamientos. Una función de confirmación permite que dos RTD monitoricen el mismo equipo para mayor fiabilidad.

- ❖ El SR-489 tiene 6 relés de salida: 1 de disparo, 3 auxiliares, 1 de alarma y 1 de alarma equipo. Los indicadores LEDs en el panel frontal muestran el estado de cada salida.

14.14. Interfase de usuario

El SR-489 tiene un *display* fluorescente de 40 caracteres en el panel frontal. Tiene también un teclado con teclas numéricas y de control.

14.15. Indicadores LED

El SR-489 tiene 22 indicadores LED situados en el panel frontal. Ocho de estos LED indican el estado del SR-489, 8 el estado del generador y 6 el estado de los relés de salida.

14.16. Comunicaciones

El SR-489 dispone de tres puertos de comunicación: un puerto RS232 en el panel frontal y dos puertos traseros RS485. Estos puertos soportan protocolo *Modbus* RTU y DNP 3.0.

La velocidad de transmisión del puerto RS232 está fijada a 9600 baudios, mientras que en los dos puertos traseros puede variar de 300 a 19.200 baudios. Se puede acceder a los datos desde los tres puertos simultáneamente e independientemente sin resultados de tiempo adversos.

Además, cualquier valor medido está disponible a través de las salidas analógicas aisladas. Un conjunto usual de comunicaciones puede incluir un PLC usando las 4 salidas analógicas para funciones de control.

El panel frontal RS232 puede usarse para comunicación local y resolución de problemas. Uno de los puertos RS485 puede conectarse a un DCS o sistema SCADA lo que permite una monitorización en línea por el personal de operación. El segundo puerto RS485 se puede cablear a un *módem*, lo que permite utilizarlo para comunicación remota del personal de ingeniería.

14.17. Programa 489PC

El programa 489PC se suministra con cada relé. Toda la información disponible desde el display y teclado frontal, se puede visualizar también desde un PC. Esto incluye las medidas, ajustes, estado, registro de eventos y oscilografía.

El programa 489PC permite también visualizar las medidas en el tiempo en formato gráfico. Esto puede ser particularmente útil en situaciones problemáticas.

El intuitivo programa simplifica la programación de ajustes e interrogación al relé. Se pueden guardar los ficheros de ajustes de cada generador, imprimirlos para verificación y cargarlos después en el SR-489 para una introducción de ajustes libre de errores.

14.18. Especificaciones

La protección del generador debe realizarse usando un relé con completas funciones de protección, monitorización y medida. El relé debe poder usarse con generadores síncronos o de inducción de 25, 50 ó 60 Hz. Las funciones de protección deben incluir:

Sobreintensidad instantánea cuando está fuera de servicio (50)

Sobreintensidad nivel alto (50)

Distancia (21)

Sobreintensidad de tierra direccional (67)

Sobreintensidad de tierra instantánea y de tiempo definido (50/51GN)

Modelo térmico del estator y RTD (49)

Sobreintensidad de secuencia negativa (46)

Sobret temperatura de los rodamientos (38)

Diferencial de fases (87)

Máxima y mínima tensión (59/27)

Potencia inversa para antimotorización (32)

Energización accidental del generador (50/27)

Sobrev elocidad (12)

Sobreintensidad con frenado por tensión (51V)

100% tierra estator (59GN/27TN)

Vibración de los rodamientos (39)

Inversión de fase de tensión (47)

Detección del fallo de fusible (60FL)

Detección de fallo del interruptor (50BF)

Supervisión de la bobina de disparo

Lógica de disparo secuencial

La protección para generadores síncronos debe incluir:

Sobreexcitación (24)

Pérdida de campo (40 y 40Q)

Máxima y mínima frecuencia (81)

14.19. Las funciones de medida y monitorización deben incluir

Intensidad eficaz, intensidad de secuencia negativa, tensión,

Potencia trifásica, temperatura (a través de la 12 RTD)

Cuatro entradas analógicas.

Cuatro canales analógicos de salida configurables con cualquier parámetro medido.

Un registro de sucesos que debe guardar los 40 últimos sucesos.

Las entradas de intensidad y tensión deben tener una frecuencia de muestreo de 12 muestras/ciclo.

El relé debe guardar estas formas de onda en un buffer configurable por el usuario (hasta 64 ciclos) en caso de un disparo.

El relé de protección debe incluir los siguientes interfaces de usuario:

Un display fluorescente de 40 caracteres, con completo teclado numérico y de control en el panel frontal.

Indicadores LED en el panel frontal para indicar el estado del relé, generador y relés de salida.

Un puerto RS232 en el panel frontal con una velocidad de 9600 baudios

Dos puertos traseros RS485 con velocidades de 300 a 19200 baudios

Los puertos de comunicación deben permitir acceso simultáneo e independiente usando protocolos Modbus RTU y DNP 3.0.

Programa de PC basado en Windows permitiendo la programación de ajustes, guardar los ficheros, ayuda en línea y visualización en tiempo real del estado y los valores medidos.

El relé debe ser de construcción extraíble para facilitar las pruebas, mantenimiento y flexibilidad de intercambio.

14.20. Programa Poza Verde mini hydro project - 106

PROTECTION RELAY SETTINGS

REVISIÓN 1. 99-05-11 initial issue

Los parámetros son idénticos para las 2 unidades.

Protección del generador

Relay: Multifunction relay GE-Multilin SR-489

Parámetros generales del generador

PROYECTO POZA VERDE
Units 1 & 2

Current sensing

<i>Phase CT prim.</i>	800
<i>Ground CT</i>	Yes
<i>Ground CT ratio</i>	20: 1 (100: 5)

Voltaje sensing

<i>connection</i>	VT
<i>VT ratio</i>	Open delta
<i>Neutral Volt sfo</i>	35
<i>Neutral CT ratio</i>	Yes
	17, 33

Generador param

<i>MVA rating</i>	4.48
<i>P.F.</i>	0.9
<i>Voltaje (V)</i>	4160
<i>Frequency (Hz)</i>	60
<i>Gen. Phase seq.</i>	BAC
<i>Nominal current</i>	621 ^a
<i>For info. only</i>	

Protección de bajo voltaje (27)

Alarm: Off
Trip: Latched
Relay: 2
Trip pickup: 0.9 x rated voltage (i.e. 3, 7 kV)
Delay: 0, 5 Seg.
Reset Rate: 0, 5 Seg.
Type: Definite time

Protección de energía inversa (32)

Block from online: 5 seg.
Alarm: Off
Trip: Latched
Relay: 1
Trip level: 0.02 x rated MW
Delay : 10 seg.

Baja Energía Directa (37)

Not used. (Off)

Energía Reactiva (40Q)

Not used. (Off)

14.20.1. Perdida de excitación (40)

El ajuste se basa en la reactancia del generador, primero se convierte el % de la reactancia valuado en Ohmios usando la siguiente ecuación:

$$X_{ohms} = (X\% / 100) \times (V^2 / MVA)$$

Donde **V** es el voltaje de línea-línea del generador en KV, MVA es la carga máxima permisible del generador entonces hay que encontrar la reactancia en términos de la impedancia secundaria por la ecuación siguiente:

$$X_{sec} = (X_{ohms} \times CT \text{ Ratio}) / VT \text{ ratio}$$

Perdida de parámetros en la excitación (40)

PROYECTO	POZA VERDE
<i>Unit 1 & 2</i>	
<i>Ct Ratio</i>	<i>800/5 = 160</i>
<i>Xd %</i>	<i>205.6%</i>
<i>Xd (ohms)</i>	<i>7.95</i>
<i>X'd sec. (ohms)</i>	<i>36.3</i>
<i>X'd %</i>	<i>37.6%</i>
<i>Xd (ohms)</i>	<i>1.45</i>
<i>X'd sec. (ohms)</i>	<i>6.6</i>
Parámetros	
<i>Enable voltage supervisión</i>	<i>Yes</i>
<i>Voltage level</i>	<i>0.7</i>
Circle No. 1	
<i>Relay</i>	<i>Latched</i>
<i>Diameter (0.7 Xd sec.)</i>	<i>1</i>
<i>Offset (X'dsec)</i>	<i>25.4</i>
<i>Delay (s)</i>	<i>3.3</i>
	<i>0.1</i>
Circle No. 2	
<i>Relay</i>	<i>Latched</i>
<i>Diameter (Xd sec)</i>	<i>1</i>
<i>Offset (X'dsec / 2)</i>	<i>36.3</i>
<i>Delay (s)</i>	<i>3.3</i>
	<i>0.6</i>

14.20.2. Protección de secuencia negativa (46)

Basado en la grafica del fabricante el desequilibrio en la curva de carga (IEC) B92.10 tenemos $K < 20$ por lo tanto seleccionamos un valor medio $K = 10\%$

<i>Alarm:</i>	<i>Off</i>
<i>Trip:</i>	<i>Latched</i>
<i>Relay:</i>	<i>1</i>
<i>Trip Pickup:</i>	<i>8% FLA (FLA means Full Load Amps of the generator)</i>
<i>K:</i>	<i>10%</i>
<i>Delay Max:</i>	<i>100 seg.</i>
<i>Reset rate:</i>	<i>60 seg.</i>

14.20.3. Protección de sobrecorriente en el neutro (50/51GN)

Esta función está conectada al lado de alta en el neutral del transformador, en el tap 100/5 CT, observe que la entrada del neutro en el rele del CT es 1Amp. nominal así que el ajuste debe ser seleccionado cuidadosamente. Seleccionamos un ajuste del 10% del nominal y definido el tiempo de retardo que corresponda exactamente a la corriente de entrada del CT en el rele de 1Amp.

El ajuste debe evitar disparos innecesarios pero debe disparar cuando el desequilibrio es excesivo, por lo tanto puede ser aumentado el ajuste para coordinar la protección de neutro en la línea.

<i>Alarm:</i>	<i>Off</i>
<i>Trip:</i>	<i>Latched</i>
<i>Relay:</i>	<i>1</i>
<i>Ground O/C trip pickup:</i>	<i>1,0 x CT (Which means 20,0A primary)</i>
<i>Curve type:</i>	<i>IEC Curve C Extremely inverse</i>
<i>O/C curve Multiplier:</i>	<i>1</i>

Alta protección de sobreintensidad de Fase (50)

Not used. (Off)

14.20.4. Protección sobrecorriente voltaje de frenado (51)

La protección de sobrecarga sea fijada en 107% de la corriente nominal.

PROYECTO	POZA VERDE
<i>Trip</i>	<i>Latched</i>
<i>Relay</i>	<i>1</i>
<i>Enable voltage limit</i>	<i>Yes</i>
<i>Voltage Lower limit</i>	<i>15 % (ie 624V)</i>
<i>Phase O/C Pickup (Formula)</i>	<i>0,83 (1,07 *Inom/800)</i>
<i>Curve type</i>	<i>lec Curve BS 142 Extremely inverse</i>
<i>O/C curve multiplier</i>	<i>0,7</i>
<i>Curve reset rate</i>	<i>Instantaneous</i>

Protección de sobrevoltaje (59)

<i>Alarm:</i>	<i>Off</i>
<i>Trip:</i>	<i>Latched</i>
<i>Relay:</i>	<i>2</i>
<i>Trip pickup:</i>	<i>1,1 x rated voltage (i.e. 4,58kV)</i>
<i>Delay:</i>	<i>0,2 seg.</i>
<i>Reset rate:</i>	<i>0,1 seg.</i>
<i>Type:</i>	<i>Define time</i>

Protección de sobrevoltaje por falla a tierra en el estator (59GN)

El voltaje máximo del secundario del transformador a neutro es:

$$(4,16/\sqrt{3}) \times 4160/240 = 138,5V$$

Alarm:	Off
Trip:	Latched
Relay	2
Trip pickup:	4,0 Vseg (provides protection for 97% of stator windings: 1 - 4V/138,5V and detects a primary current of 4V/ 0, 8ohm x 240/4160 = 0,288 A
Delay:	3 seg.
Reset Rate:	0,0 seg.
Type:	Definite time

Protección de sobre/baja frecuencia (81U/O)

UNDER frequency setting:

Block from on line:	5 sec.
Voltage cut-off:	0,5 x rated.
Alarm:	Off.
Relay:	None.
Alarm level:	-- sec.
Alarm event:	--
Trip 1:	Latched.
Relay:	2.
Trip 1:	59 Hz.
Delay 1:	1,0 sec.
Trip 2:	58,5 Hz.
Delay 2:	0,2 sec.

OVER Frequency setting:

Block from on line:	5 sec.
Voltage cut-off:	0,5 x rated
Alarm:	Off
Relay:	None
Alarm level:	-- Hz
Alarm delay:	-- sec.
Alarm event:	--
Trip:	Latched
Relay:	2
Trip 1:	61, Ohz
Delay 1:	1,0 sec
Trip 2:	61,5 Hz
Delay 2:	0,2 sec.

Protección diferencial del generador (87G)

Trip: *Latched*
Relay: *1*
Trip min pickup: *0,05 (x CT) (Which means = 40 Amps Primary)*
Slope No. 1: *10%*
Slope No. 2: *20%*
Delay: *15 cycles*

Protección de sobrecorriente en la línea (50OL)

Trip: *Latched*
Relay: *1*
Trip min pickup: *0,05 (x CT) (Which means = 40 Amps Primary)*
Delay: *15 cycles*

Protección contra energización inadvertida (50/27)

Not used *(off)*

Voltaje Fase Inversa (47)

Not used *(off)*

Alarma de contador: *Off*

Falla en el *breaker*: *Off*

Alarma de monitor

<i>Alarm:</i>	<i>Latched</i>
<i>Relay:</i>	<i>None</i>
<i>Superv. Of trip coil:</i>	<i>52 closed</i>
<i>Event:</i>	<i>On</i>

Falla en el fusible VT (60 FL): Off

Relay de protección sobrecorriente (50/51L-N)

Rele : Alstom rele KCGG140 3 fases para sobrecorriente

Se debe conectar y ajustar por necesidad del cliente, el ajuste en básico y sencillo.

Ajuste de fase sobrecorriente (51ph)

Seleccionamos el tap de corriente en 110% de la capacidad total de la planta eléctrica.

$$I \text{ tap} = 110\% \times 2 I_{nomxfo} = 1.1 \times 2 \text{ XFO (kVA)} / (\text{kV} \cdot \sqrt{3})$$

<i>XFO KVA rating</i>	<i>5000</i>
<i>Voltage (Kv)</i>	<i>13.8</i>
<i>Inomxfo</i>	<i>209^a</i>
<i>1 pickup</i>	<i>460^a</i>
<i>15kV CT ratio</i>	<i>600/5</i>

PARAMETROS

<i>Is</i>	<i>460^a</i>
<i>Curve</i>	<i>EI</i>
<i>TMS</i>	<i>0,1</i>

14.20.5. Ajuste instantáneo de sobrecorriente en la fase (50ph)

Esta función se debe fijar en función del nivel de falla y de la contribución del sistema en el lado de 15KV y de 4.6KV en el transformador, pero estos valores son desconocidos. Por lo tanto el ajuste se hace dependiendo la necesidad del cliente.

14.20.6. 50/51L-N Ajuste de Sobrecorriente en el Neutro (51 N)

Se selecciona un ajuste de la corriente nominal de fase del 15% esto depende del cliente.

El ajuste del rele es: $I_s = 0,15x \times I_{nomsfo}$

PROYECTO	POZA VERDE
<i>I_{nomxfo}</i>	209 ^a
15kV CT ratio	600/5

PARAMETROS	
<i>I_s</i>	63A
<i>Curve</i>	EI
<i>TMS</i>	1

50/51L-N Ajuste instantáneo de sobreintensidad en el neutro (50 N)

Se regula al infinito debido a la no probable coordinación con el otro rele de falla a neutro en la línea.

CONCLUSIONES

1. Los relés de V/Hz y de sobretensión son aplicados en plantas generadoras para alarma y disparo. Aunque superficialmente pueden parecer protecciones muy similares, en realidad no lo son. Es necesario un profundo entendimiento de las causas de los eventos de sobreexcitación y sobretensión para la aplicación y ajuste adecuados de esta protección. Los factores a considerar incluyen cuestiones tales como capacidades de los generadores, capacidades de los transformadores, respuesta del sistema de excitación, respuesta del gobernador, tipo del impulsor, y si la unidad está en línea o fuera de línea para la acción adecuada de disparo. El daño a los aparatos por sobreexcitación y sobretensión puede ser severo, por lo que la protección debe ser coordinada eficazmente.
2. Es importante para las seguridades de protección del generador que los relés dependientes de la señal de tensión sean bloqueados durante la detección de pérdida de potencial de los TP's del generador. Al igual que la transferencia de control del regulador.
3. La aplicación de los relés de pérdida de sincronismo para generadores. debe ser proporcionada a cualquier generador si el centro eléctrico de la oscilación pasa a través de la región desde las terminales de alta tensión del transformador elevador hacia dentro del generador. Esta condición tiende a ocurrir en un sistema relativamente justo o si una condición de baja excitación existe en el generador. La protección de pérdida de sincronismo de la unidad debe también ser usada si el centro eléctrico está fuera en el sistema y los relés del sistema son bloqueados o no son capaces de detectar la condición de pérdida de sincronismo.

4. Se necesita aplicar protección separada a generadores para proteger al generador contra calentamiento destructivo de corrientes de desbalance de secuencia negativa. Los relés de secuencia negativa electromecánicos proporcionan únicamente protección limitada. Estos relés carecen de sensibilidad para detectar corrientes de secuencia negativa dañinas resultantes de desbalance por circuito abierto, así como para fallas de bajo nivel. Para dar protección completa abajo de la capacidad continua del generador, deben usarse relés de secuencia negativa estáticos o digitales.

5. La aplicación de la protección de respaldo del generador involucra tener mucho cuidado en las consideraciones entre sensibilidad y seguridad.

6. Los esquemas de falla del interruptor son generalmente conectados para energizar un relé de bloqueo el cual dispara los interruptores de respaldo necesarios, inicia el disparo transferido de interruptores remotos necesarios y saca al generador de servicio.

RECOMENDACIONES

1. Los ingenieros de protección deben evaluar los riesgos y determinar el impacto de sus prácticas de protección sobre la operación de su compañía antes de decidir cual esquema es más adecuado a sus necesidades particulares, y además de sus limitaciones económicas.
2. Se debe seleccionar apropiadamente la coordinación para el disparo de los reles al ocurrir una falla, y así minimizar o prevenir daños severos al generador, este es uno de los aspectos más importantes de la protección de generadores.

BIBLIOGRAFIA

1. ANSI/IEEE C37.102-1986, **"IEEE Guide for AC Generator Protection."**
2. Blackburn, J. Lewis, **Symmetrical Components for Power Systems Engineering**, Inc., New York, NY, 1993.
3. Dekker, Marcel **Protective Relaying, Theory and Application**, ABB Relay Division Coral Springs, FL, 1994.
4. Mason, Russell C., **The Art And Science of Protective Relaying**, John Wiley & Sons Inc., New York, NY, 1956.
5. Fitzgerald, A.E. And Kingsley, C, **Electric Machinery**, McGraw Hill New York, NY, 1961.