



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“AJUSTE DE PROTECCIONES DE LA UNIDAD 7
DE LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA
PETACALCO”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
ING. ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A:

HÉCTOR ALVARADO PÉREZ

ISMAEL MARTÍN MARTÍN

FERNANDO IVÁN RABADÁN ROMERO

ASESOR:

ING. ALFREDO LÓPEZ TAGLE

2012



JURADO ASIGNADO

Presidente: Ing. Roberto Brown Brown

Vocal: Ing. Alfredo López Tagle

Secretario: Ing. Augusto Octavio Hintze Valdez

1^{er} Suplente: Ing. Martin Bárcenas Escobar

2^{do} Suplente: Ing. Alejandro Sosa Fuentes

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

TUTOR DE TESIS:

ING ALFREDO LÓPEZ TAGLE

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma De México por brindarnos la formación profesional, social y cultural.

A la Facultad de Ingeniería por darnos las herramientas necesarias para ejercer con responsabilidad la carrera de Ingeniería Eléctrica Electrónica.

Al Ing. Alfredo López Tagle por dirigir y transmitir su conocimiento para la elaboración del presente trabajo.

Al jurado asignado por dedicar su valioso tiempo en la revisión de este documento.

AJUSTE DE PROTECCIONES DE LA UNIDAD 7 DE LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA PETACALCO.



ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	6
1.1 Objetivo	6
1.2 Objetivo De La Tesis	7
1.3 Alcance Del Estudio.....	7
1.4 Criterios Del Cálculo	8
CAPÍTULO 2	9
CONCEPTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	9
2.1 Tipos De Fallas Del Generador.....	9
2.2 Selectividad De La Protección	13
2.3 Fiabilidad Y Seguridad De La Protección	13
2.4 Velocidad De La Protección.....	13
2.5 Estabilidad De La Protección	13
CAPÍTULO 3	14
COMPONENTES PRINCIPALES DEL GENERADOR ELÉCTRICO	14
3.1 Generador Eléctrico.....	14
3.2 Estator	15
3.3 Rotor.....	16
3.4 Rueda Polar.....	17
3.5 Accesorios Eléctricos Auxiliares Del Rotor	17
3.6 Escobillas	17
3.7 Chumaceras Para La Flecha Y El Rotor	17
CAPÍTULO 4	19
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	19
4.1 Transformadores De Corriente	19
4.2 Transformadores De Potencial	25
CAPÍTULO 5	27
DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y AJUSTES RECOMENDADOS	27
5.1 Protecciones Del Generador.....	27
5.1.1 ANSI (21G): Protección De Respaldo Por Fallas Externas Del Generador (Con Tres Zonas De Operación, Las Cuales Deben Incluir Posibilidad De Offset).....	28

5.1.2	ANSI (24G): Protección Contra Sobre Excitación Del Generador.	30
5.1.3	ANSI (27G): Protección Contra Bajo Voltaje Del Generador.....	31
5.1.4	ANSI (27TN): Protección Contra Falla A Tierra En El Devanado Del Estator (Cubriendo El 100% Aunado A La Protección 59G).....	32
5.1.5	ANSI (32G): Protección Contra Potencia Inversa	35
5.1.6	ANSI (40G): Protección Contra Pérdida De Campo O Excitación.....	36
5.1.7	ANSI (46G): Protección Contra Sobrecorriente De Secuencia Negativa	38
5.1.8	ANSI (27/50G): Protección Contra Energización Accidental	39
5.1.9	ANSI (59G): Protección Contra Sobrevoltaje En El Generador.....	40
5.1.10	ANSI (64G): Protección Contra Fallas A Tierra En El Estator	41
5.1.11	ANSI (60G): Protección Balance De Voltaje Del Generador	42
5.1.12	ANSI (64F): Protección Contra Falla A Tierra Del Devanado De Campo Del Generador	43
5.1.13	ANSI (81OG/UG): Protección Contra Sobrefrecuencia Y Subfrecuencia Del Generador	45
5.1.14	ANSI (87G): Protección Diferencial Del Generador.....	46
5.1.15	ANSI (87GI): Protección Diferencial Del Generador – Interruptor Generador	47
5.1.16	ANSI (50FI): Protección Por Falla De Interruptor Del Generador (BFP). 48	
5.1.17	ANSI (50-NT-FO): Protección Contra Flashover En El Interruptor Del Generador.	49
5.1.18	ANSI (59N) Protección De Voltaje De Secuencia Cero.....	50
5.2	Protecciones Del Transformador De Excitación.....	52
5.2.1	ANSI (50/51 TE) Protección Contra Sobrecorriente Del Transformador De Excitación	52
5.2.2	ANSI (87 TE) Protección Diferencial Del Transformador De Excitación.	52
5.3	PROTECCIÓN INTERRUPTOR GENERADOR – TRANSFORMADOR PRINCIPAL.....	54
5.3.1	ANSI (24V/Hz TP): Protección Contra Sobre-Excitación (Volts/Hertz Transformador Principal)	54
5.3.2	ANSI (64B); Protección Contra Fallas A Tierra En El Bus De Fase Aislada.....	55
5.3.3	ANSI (50/51 TP): Sobrecorriente De Fallas Entre Fases Y De Fase A Tierra Del Transformador Principal	56
5.3.4	ANSI (51N TP): Sobrecorriente De Fallas A Tierra (Neutro De Alta Tensión) Transformador Principal.....	57
5.3.5	ANSI (87 TP): Protección Diferencial Del Transformador Principal.....	57
5.4	Protección Transformador Auxiliar	59

5.4.1	ANSI (50/51TA): Protección Sobrecorriente Entre Fases (Lado De Alta) Transformador Auxiliar	59
5.4.2	ANSI (51NTA): Protección Sobrecorriente Para Fallas Entre Fase Y Tierra (Lado Baja Tensión) Del Transformador Auxiliar	60
5.4.3	ANSI (87 TA): Protección Diferencial Del Transformador Auxiliar	60
CAPITULO 6		62
ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO		62
6.1	Representación de Elementos.....	62
6.1.1	Cambio de base para los valores por unidad	62
6.2	Tipos de fallas	63
6.3	Cálculo de la corriente de corto circuito.	66
6.4	Método del bus infinito para el estudio de corto circuito trifásico	68
CAPÍTULO 7		70
DESARROLLO DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO PARA LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA PETACALCO U7 DE 756.2 MVA		70
CAPÍTULO 8		87
DESARROLLO DEL CÁLCULO Y AJUSTES DE PROTECCIONES DEL GENERADOR DE LA CCE CARBOELÉCTRICA PACIFICO DE 756.2 MVA		87
8.1	Protección Del Generador Eléctrico.....	87
8.1.1	Protección De Respaldo Del Generador (21G).....	90
8.1.2	Protección Contra Sobrecorriente Del Generador (24G).....	91
8.1.3	Protección Contra Bajo Voltaje En El Generador (27G).....	92
8.1.4	Protección Contra Fallas A Tierra En El Devanado Del Estator Del Generador (27TN), Cubriendo 5% Con La Función De Bajo Voltaje En El Neutro Del Generador, 3ª Armónica	93
8.1.5	Protección Contra Potencia Inversa Del Generador (32G).....	96
8.1.6	Protección Contra Pérdida De Excitación Del Generador (40G)	96
8.1.7	Protección Contra Sobre Corriente De Secuencia Negativa (46G)	99
8.1.8	Protección Contra Energización Inadvertida Del Generador (50/27G)	101
8.1.9	Protección Contra Sobrevoltaje Del Generador (59G)	102
8.1.10	Protección Contra Falla A Tierra Del Devanado Del Estator Del Generador (64G) Cubriendo El 95% Del Devanado.....	103
8.1.11	Protección Contra Desbalanceo De Voltaje En El Generador (60G)....	104
8.1.12	Protección Contra Falla A Tierra Del Campo Del Generador (64F).....	104
8.1.13	Protección Contra Sobre Y Baja Frecuencia Del Generador (81 OG/UG)	105
8.1.14	Protección Diferencial Del Generador (87G).....	105
8.1.15	Protección Diferencial Generador-Interruptor Generador (87GI).....	106

8.2	Protecciones Para Transformadores De Excitación	107
8.2.1	Protección Contra Falla De Interruptor Del Generador (50 FI)	107
8.2.2	Relé De Flashover Del Interruptor Del Generador 50 NTFO	109
8.3	Protecciones Transformador De Excitación.....	111
8.3.1	Protección Contra Sobrecorriente, Transformador De Excitación (50/51 TE)	111
8.3.2	Protección Diferencial Del Transformador De Excitación (87 TE)	113
8.4	Función De Protección Interruptor Generador-Transformador Principal.....	118
8.4.1	Protección Contra Sobrexcitación (24 TP V/Hz Con Unidad De Tiempo) 118	
8.4.2	Protección Contra Falla A Tierra En El Bus De Fase Aislada (64B).....	120
8.4.3	Protección Contra Sobrecorriente De Fallas Entre Fases Y De Fase A Tierra Transformador Principal (50/51 TP).....	121
8.4.4	Protección Contra Sobrecorrientes En El Neutro Del Transformador Principal (Lado Alta) (51 NTP)	123
8.4.5	Protección Diferencial Del Transformador Principal (87 TP)	124
8.5	Relevadores Para Protección De Los Transformadores De Unidad.....	130
8.5.1	Transformadores De Unidad A Y B Relevadores De Sobrecorriente 50/51TUA, 50TUB.	130
8.5.2	Relevador De Protección De Sobrecorriente De Tierra Del Transformador De Unidad A/B 51NTAUA, 51NTUB	134
8.5.3	Protección Diferencial Para Transformadores De Unidad A/B 87TUA, 87TUB	135
	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	144
	RECOMENDACIONES	144
	CONCLUSIONES	145
	BIBLIOGRAFÍA.....	148
	ÍNDICE DE FIGURAS.....	149
	ÍNDICE DE TABLAS	153
	GLOSARIO	155
	ANEXO.....	160



INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo representa la realización de los cálculos y los ajustes de las protecciones eléctricas del generador eléctrico, transformador de excitación, transformador principal y transformadores auxiliares de la unidad 7 de la Central Carboeléctrica Petacalco de 756.2 MVA.

La Central Termoeléctrica Petacalco fue designada con el nombre del Presidente Plutarco Elías Calles, rindiendo así un homenaje por parte de la Comisión Federal de Electricidad, a quien fuera Presidente de la República de 1924 a 1928.

La central construida por la Comisión Federal de Electricidad en un principio, consto de 6 unidades con una capacidad de 350 MW cada una, para un total instalado de 2100 MW, con lo que fue la más grande del país. La central fue puesta en operación comercial con sus 6 unidades en el mes de Junio de 1994.

Para satisfacer la demanda de Energía Eléctrica en el área occidente del país, la cual se estimo tuvo un crecimiento promedio anual de 6.2% durante el periodo 2003-2012, por lo tanto se requirió instalar centrales de gran capacidad. Por tal razón, el programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico, contemplo el desarrollo del proyecto 62 CCE Pacífico, con la instalación de 651.16 MW de capacidad neta, misma que entro en operación comercial en Marzo del 2010, utilizando carbón como combustible base.

La unidad 7 de la Central Carboeléctrica Petacalco, se localiza en el extremo NE del predio de la Central Termoeléctrica Plutarco Elías Calles, en el poblado de Petacalco, Municipio de la Unión, Estado de Guerrero.



Fig. I. 1 Ubicación Geográfica de la CCE Plutarco Elías Calles.

El acceso a la Central Carboeléctrica Pacífico es por la carretera No. 200, tramo Lázaro Cárdenas, Michoacán–Zihuatanejo, Guerrero, hasta el kilómetro 28.

La Cd. de Lázaro Cárdenas, Michoacán se comunica con el resto del país con la carretera No. 200 y la carretera No. 37 tramo Lázaro Cárdenas–Uruapan, Michoacán.

Vía Ferrocarril, Cd. Lázaro Cárdenas-Nueva Italia, Michoacán.

Vía Marítima por el puerto industrial Lázaro Cárdenas.

Vía Aérea, aeropuerto situado al sureste del poblado Guacamayas, Michoacán para aviones tipo DC-8 o por el aeropuerto internacional de Zihuatanejo, Guerrero, ubicado a 100 km de la Central Carboeléctrica.

La unidad 7 de la C.C.P está compuesta por una turbina de vapor supercrítica, generador de vapor supercrítico que quema carbón, precipitado electrostático, servicios auxiliares y generador eléctrico, su capacidad neta garantizada es de 651.16 MW, corregida a las condiciones de diseño.



Fig. I. 2 Fotografía de CCE Plutarco Elías Calles y S.E. Lazaro Cardenas.

En la actualidad es la unidad más grande en su tipo y la de mayor capacidad de México y Latinoamérica. El generador eléctrico se conecta a una subestación de 400kV por medio de cables subterráneos de 400kV y también por medio de un autotransformador de 23kV/400kV y de 375 MVA. La S.E. eléctrica Lázaro Cárdenas de 400 kV y 230 kV se muestra en la siguiente imagen y en el diagrama unifilar anexo a este documento.



Fig. I. 3 Distribución de SE Lázaro Cárdenas y CCE Pacífico.

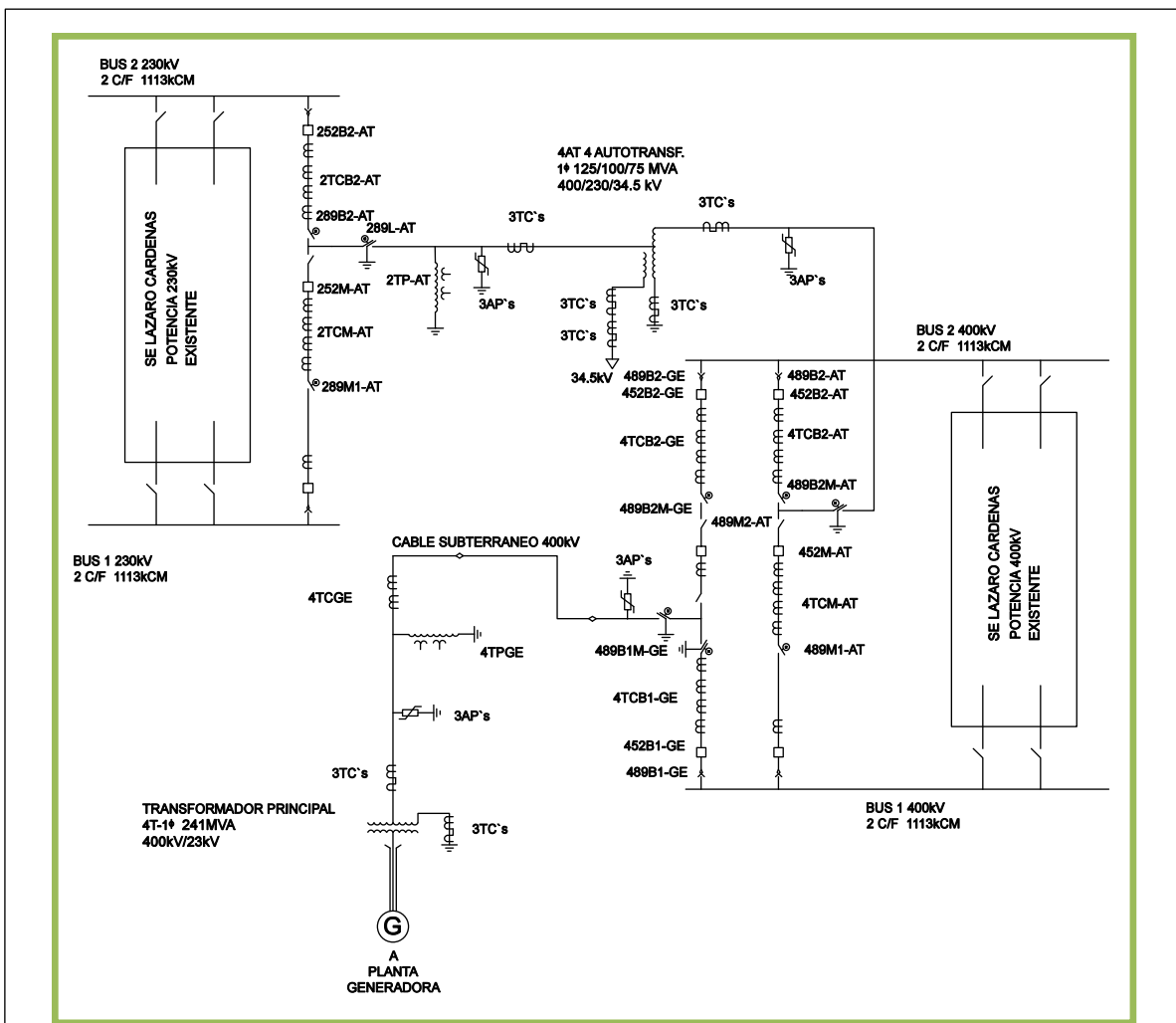


Fig. I. 4 Diagrama Unifilar de Conexión CCE Pacífico y SE Lázaro Cárdenas.

El generador eléctrico es de rotor cilíndrico montado horizontalmente, tipo de campo rotatorio con salida nominal de 756.2 MVA a factor de potencia de 0.9 atrasado.



Fig. I. 5 Fotografía de la Unidad 7 de CCE Pacífico.

Las protecciones del generador síncrono previenen las condiciones de operación más severas del generador durante las fallas internas y externas que puedan dañar al equipo o personal de operación de la Central, las protecciones eléctricas del generador se consideran las más avanzadas a la fecha por la gran capacidad de la unidad. Un generador adecuadamente bien protegido, requiere que la protección sea automática contra condiciones anormales que causen daños al generador.

El riesgo que se presenta en las protecciones, en una no operación, es que el equipo se dañe, pero si se instalan varias protecciones redundantes se disminuye el riesgo ya que unas respaldan a otras; aunque si existe demasiada redundancia se pueden tener disparos innecesarios por sobre alcance.

Un disparo innecesario del generador es indeseable, por las consecuencias de dejarlo fuera de servicio y los costos de dicho evento, a eso se suma el costo substancial de las pérdidas de energía 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 antes que esta sea peligrosa y obligue al disparo de la máquina.

Sin embargo, en la mayoría de los casos, el evento ocurrirá tan rápidamente que el operador tarda en reaccionar, por lo que se requiere una detección y disparo de interruptor automático. Se reconoce que los operadores también cometen errores y crean condiciones anormales que requieren del disparo para evitar daños. La energización inadvertida y la sobreexcitación son ejemplos de tales eventos. Por lo cual se deben seleccionar las protecciones automáticas adecuadas.



Fig. I. 6 *Fotografía Aérea de las instalaciones de CCE Pacífico*



CAPÍTULO 1

1.1 OBJETIVO

El sistema de protección del generador eléctrico tiene como objetivos:

1. Detectar las fallas para aislar los equipos e instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
2. Detectar y alertar sobre las condiciones de riesgo mediante un sistema de alarmas las cuales son accesorios de las protecciones de los generadores, y son las que se encargan de dar las alertas necesarias previas a la operación de las protecciones.
3. Respaldo las protecciones del sistema cuando estas no operen correctamente.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble, es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relé-Interruptor.

Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

1. Las protecciones principales (primaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea).
2. Las protecciones de respaldo, que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera que permitan la operación de la protección principal en primera instancia.

Estas protecciones son las siguientes:

A. La protección de falla de interruptor, la cual se encarga de detectar que no ha operado correctamente el interruptor (encargado de interrumpir la corriente de falla) y por lo consiguiente, procede con la apertura de los interruptores vecinos o adyacentes para aislar la falla.

B. La protección de respaldo, la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente a la protección principal.

El sistema de protecciones del generador está constituido por las protecciones antes mencionadas, y además, por las protecciones de variables mecánicas (vibración, temperatura, baja presión de aceite) y las protecciones incorporadas en los equipos. Para cada uno de ellos se debe definir su operación, de manera que se puedan detectar las condiciones antes mencionadas, las cuales requieren de su inmediata intervención; pero así mismo, de alta confiabilidad para que no causen ninguna perturbación del sistema por actuación indebida durante la operación normal del sistema, bajo todas las condiciones de generación y demanda, así como en cualquier configuración posible del sistema eléctrico.



En general, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como protecciones unitarias, para detectar fallas en una zona de protección o como protecciones graduadas, para detectar fallas en más de una zona de protección.

Las protecciones unitarias se caracterizan por lo siguiente:

1. Son totalmente selectivas, porque sólo detectan fallas en su zona de protección.
2. No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo, porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.
3. Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, ya que esta diferencia indica que hay una corriente que fluye por una falla dentro de esta zona.

Las protecciones graduadas se caracterizan por lo siguiente:

1. Son relativamente selectivas, porque detectan fallas en más de una zona de protección.
2. Desempeñan funciones de protección de respaldo, porque son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección.
3. Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., cuya graduación depende del tiempo de actuación.

1.2 OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo de la presente tesis es recabar la información y los métodos de ajuste de las protecciones de la unidad 7 de la C.C.P Plutarco Elías Calles para su difusión entre el personal técnico de construcción, de operación, mantenimiento, control de del sistema relacionado con esta central. Esto es importante, ya que la unidad 7 es la primera en su tipo, de un proyecto de 4 o más unidades en la República Mexicana en los próximos 10 años.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

El alcance del estudio, se refiere a realizar los cálculos y ajustes de las protecciones eléctricas, del generador eléctrico, transformador de excitación, transformador principal y transformador de auxiliares de la Central Carboeléctrica Petacalco, de acuerdo al Diagrama Unifilar General de Medición y Protección de la Unidad Generadora anexo a este documento.



1.4 CRITERIOS DEL CÁLCULO

Para el desarrollo del cálculo sean utilizados los datos técnicos reales de los equipos a proteger, instructivos de los relevadores, procedimientos de cálculo, ajustes de CFE y Norma ANSI C57-12-00.

Ajustar la protección significa, definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del generador, las condiciones indeseadas de los equipos, es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sea temporal o permanente.



CAPÍTULO 2

CONCEPTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

2.1 TIPOS DE FALLAS DEL GENERADOR.

FALLAS INTERNAS:

ESTATOR

- Falla entre fases

Se presenta debido al deterioro del aislamiento entre dos fases, que conlleva corrientes muy grandes que pueden producir graves daños al embobinado, y de persistir, es muy probable que la falla llegue a incluir la tierra, causando así un daño más significativo.

Al detectar una falla entre fases, es imperativo que la unidad se dispare sin retardo, usando un disparo simultáneo (turbina, interruptor de campo, interruptor de potencia).

- Falla de fase a tierra

El neutro del estator del generador normalmente se conecta a través de un transformador, en cuyo secundario se coloca una resistencia (al colocarla a través de un transformador se puede usar una resistencia más pequeña mejor conocido como aterrizamiento de alta impedancia).

En algunos casos se usa un reactor en disposiciones resonantes para tierra. Si en el devanado de una fase o cualquier equipo conectado a él, ocurre una falla a tierra, el voltaje de neutro, que normalmente es muy bajo podría aumentar (línea neutro) dependiendo de la localización de la falla.

- Falla entre espiras

Puede ser bastante destructiva, ya que tiene alguna relación con el material ferromagnético, puede dañar gradualmente el aislamiento y las laminaciones.

La corriente de falla puede ser muy peligrosa, aun sin notarse en el resto del devanado, esto se puede analizar, considerándose como un transformador de alta relación de transformación.

Este tipo de fallas no se detecta con la protección diferencial longitudinal, puesto que la corriente de entrada es igual a la de la salida, por ello su protección debe ser especial.

ROTOR

- Falla a tierra en el devanado del rotor.

El devanado de campo del generador esta eléctricamente aislado de tierra. Por lo tanto, la existencia de una falla a tierra en el devanado no dañara el rotor.



Sin embargo la presencia de dos o más puntos a tierra en el devanado causará desbalances magnéticos y efectos térmicos, que pueden dañar el devanado, el material magnético y otras partes metálicas del rotor.

- Pérdida de excitación

Cuando se presenta una pérdida de excitación, la máquina comienza a absorber reactivos del sistema y se inducen corrientes de baja frecuencia (deslizamiento) en el rotor, las cuales causan sobrecalentamiento en el rotor.

FALLAS EXTERNAS:

- Motorización

La motorización de un generador ocurre cuando el flujo de vapor de la turbina se reduce tanto que desarrolla menos potencia que la potencia en vacío, mientras que el generador está conectado aún al sistema.

Suponiendo que la excitación es suficiente, el generador operará como un motor sincrónico moviendo la turbina.

El generador no se dañara con la motorización, pero la turbina (los álabes) puede dañarse por sobrecalentamiento.

Un tipo especial de motorización ocurre cuando el generador es accidentalmente energizado con baja velocidad y arranca como motor de inducción este evento es de consecuencias graves por sobrecalentamiento.

- Cargas desbalanceadas

Cuando el generador alimenta una carga desbalanceada, las corrientes de fase y voltajes terminales varían de la relación ideal balanceada, y aparece por lo tanto, una corriente de armadura de secuencia negativa (I_2) en el generador. La corriente de secuencia negativa en el devanado de la armadura crea una onda de flujo magnético en el entre hierro, la cual gira en oposición al rotor, a la velocidad sincrónica.

Este flujo induce corrientes en el entrehierro del rotor, ranuras, anillos de retención y devanados amortiguadores, al doble de la frecuencia de línea.

El calentamiento se presenta en estas áreas y las temperaturas resultantes dependen del nivel y duración de las corrientes desbalanceadas.

Es posible alcanzar temperaturas a las cuales los materiales del rotor no soportan por mucho tiempo las fuerzas centrífugas impuestas en ellos, dando como resultado serios daños al conjunto turbina-generador.

Los fabricantes de generadores han establecido algunos límites para la corriente de secuencia negativa que podría existir permanentemente(a no ser que se especifique lo contrario), los cuales son:



TIPO DE GENERADOR	I_2 PERMISIBLE (%)
Enfriado directamente	10
Enfriado directamente hasta 960 MVA	8
De 961 a 1200 MVA	6
De 1201 a 1500 MVA	5

Tabla 2. 1 Corriente de Secuencia Negativa Porcentual Permissible dependiendo de la Capacidad del Generador en forma Permanente.

Si la corriente de secuencia negativa circula por corto tiempo el límite se fija con base a $(I_2)^2 t$. En este caso se tiene:

TIPO DE GENERADOR	$(I_2)^2 t$ PERMISIBLE (%)
Enfriado directamente	30
Enfriado directamente hasta 800 MVA	10
De 800 a 1600 MVA	$10 - (0.00625)(MVA - 800)$

Tabla 2. 2 Corriente de Secuencia Negativa Porcentual Permissible dependiendo de la Capacidad del Generador para un corto tiempo.

Donde I_2 es la corriente de secuencia negativa en p.u. de la base del generador y t es el tiempo en segundos.

El esquema de protección se debe diseñar para permitir corrientes de secuencia negativa hasta el límite continuo sin que se produzca una señal de disparo.

También es importante alertar al operador cuando I_2 se acerca al valor de la corriente de secuencia negativa permissible. Esto le da la posibilidad de ajustar la carga y prevenir disparos.

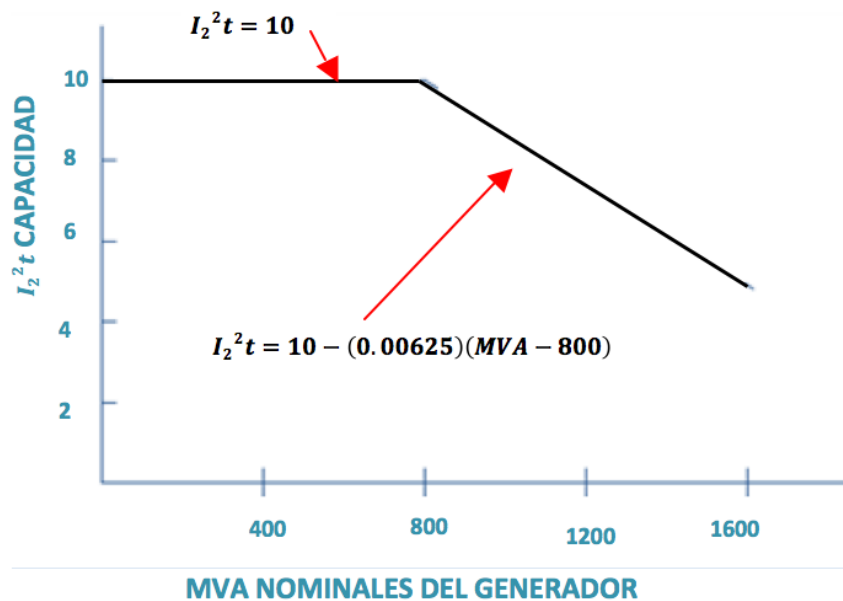


Fig. 2. 1 Curva de relacion entre Capacidad de Generador contra I_2 .



- Sobrecarga

La sobrecarga balanceada continua, causa sobrecalentamiento en los embobinados del estator. Una solución obvia a esto, es la aplicación de relés de sobrecorriente, de distancia o de sobrecorriente con restricción de voltaje (51V), para una falla en el sistema de enfriamiento, el método más efectivo, es por medio de detectores de temperatura colocados en varios puntos de los devanados del estator.

Los conjuntos por debajo de 30 MW normalmente no se proveen con detectores de temperatura en los arrollamientos, pero tienen relés térmicos. Este tipo de relés tiene una lámina bimetálica calentada por la corriente secundaria de los TC's del estator. Esta lámina está diseñada para satisfacer las características de calentamiento y enfriamiento (sin embargo no proveerá protección contra sobrecalentamiento, debido a una falla del sistema de enfriamiento).

- Caída de tensión

Una caída de tensión en una planta generadora existe, cuando el valor de esta es inferior al valor considerado como normal, en cualquier punto de la red, este valor bajo, es producido por una sobrecarga súbita que demande más corriente de la prevista (incremento de la demanda), produciendo un exceso en la caída de la tensión con las impedancias de los conductores.

Este se coordinará con las protecciones de las líneas atrasando su operación para dar oportunidad a que las protecciones de las líneas actúen primero.

Los bajos voltajes provocan desde reducción en el nivel de iluminación en las lámparas, hasta problemas de arranque por bajo voltaje en los motores de inducción, incluyendo los inconvenientes de disparo para equipos con relevadores de protección que operan por bajo voltaje.

- Elevación de la tensión

Las sobretensiones en las instalaciones eléctricas pueden ser originadas por diversos motivos, algunas de estas sobretensiones pueden exceder los niveles de aislamiento de los equipos y producir fallas por corto circuito.

Las sobretensiones pueden ser transitorias, debidas a descargas atmosféricas o por maniobra de interruptores, en este caso los dispositivos de protección para descargar a tierra las sobretensiones son los apartarrayos.

Otras sobretensiones pueden ser originadas por pérdida de carga, sobre excitación, etc., estas pueden ser motivo de fallas en el aislamiento o inconvenientes en la operación del sistema, para este tipo de sobretensiones se trata de adoptar protecciones en base a relevadores, y sintonizar los dispositivos de control de los reguladores automáticos de tensión (RAT) de las unidades generadoras.

- Sobrevelocidad

Las unidades térmicas a diferencia de las hidráulicas, responden rápidamente al aumento inicial de velocidad en caso de pérdida súbita de carga, por ello se les debe colocar una protección de sobrevelocidad; además de esto un relé direccional de



potencia o de baja potencia para prevenir que el interruptor principal del generador se dispare bajo condiciones de carga hasta que la salida del conjunto haya caído a un valor lo suficientemente bajo para prevenir sobrevelocidad al perder carga.

2.2 SELECTIVIDAD DE LA PROTECCIÓN

La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección; pero, también requiere una actuación debidamente coordinada.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección, será la total selectividad con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de estas variables lo más probable es que se disminuyan las otras dos, si la protección es muy sensible, lo más seguro es que sea poco selectiva y si es muy veloz también pierde selectividad, por mencionar algunos ejemplos, aunque las nuevas tecnologías han hecho más confiables los equipos de protección.

2.3 FIABILIDAD Y SEGURIDAD DE LA PROTECCIÓN

Con la finalidad de asurar una buena fiabilidad de la protección, se recomienda que la protección principal sea redundante, es decir, se debe tener dos relés de protección físicamente diferentes (protección primaria y protección secundaria), las cuales deben operar de manera independiente uno del otro y contar con baterías de alimentación diferentes.

Estas protecciones actuaran en paralelo, es decir cualquiera de ellas efectuará la acción de disparo de los interruptores.

Cuando la seguridad de la protección que otorga un elemento pueda ser insuficiente, se recomienda emplear dos elementos de protección que deben actuar en forma simultánea para efectuar una acción de disparo del interruptor. Es decir los contactos de estos elementos deben ser conectados en serie para que la acción sea válida.

2.4 VELOCIDAD DE LA PROTECCIÓN

La función de la protección, es aislar las fallas del generador tan rápido como sea posible. El principal objetivo es permitir la continuidad del servicio, despejando cada falla antes de que esta, conlleve a una perdida general de sincronismo y el posible colapso del sistema de potencia en donde se encuentre conectado el generador.

2.5 ESTABILIDAD DE LA PROTECCIÓN

El termino estabilidad usualmente está asociado con los esquemas de protección unitarios y se refiere a la habilidad del sistema de protección, de no ser afectado por condiciones externas a la zona protegida.

CAPÍTULO 3

COMPONENTES PRINCIPALES DEL GENERADOR ELÉCTRICO

3.1 GENERADOR ELÉCTRICO

Los Generadores eléctricos son máquinas que transforman la energía mecánica en energía eléctrica principalmente, que pueden también ser a partir de otras formas de energía a energía eléctrica.

Los de mayor importancia son los generadores giratorios en los cuales se utiliza la energía mecánica del agua, vapor o de un motor diesel, entre otros, que le dan y mantienen en movimiento giratorio.

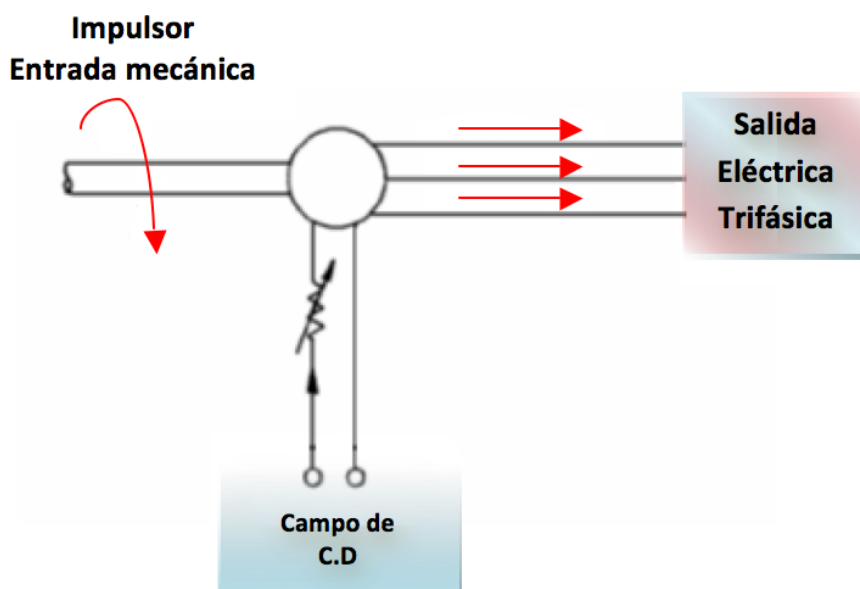


Fig. 3. 1 *Generador Síncrono Básico.*

Las características eléctricas principales que componen un generador son:

- El voltaje generado en sus terminales
- La corriente que puede entregar

El generador eléctrico está constituido esencialmente de una parte activa fija que constituye el inducido, llamado también **ESTATOR**, y de una parte interna giratoria y que se conoce como el inductor, también denominada **ROTOR**.

Entre la superficie cilíndrica interna del estator y la externa del rotor se encuentra un pequeño espacio de aire que se conoce como **ENTREHIERRO**.

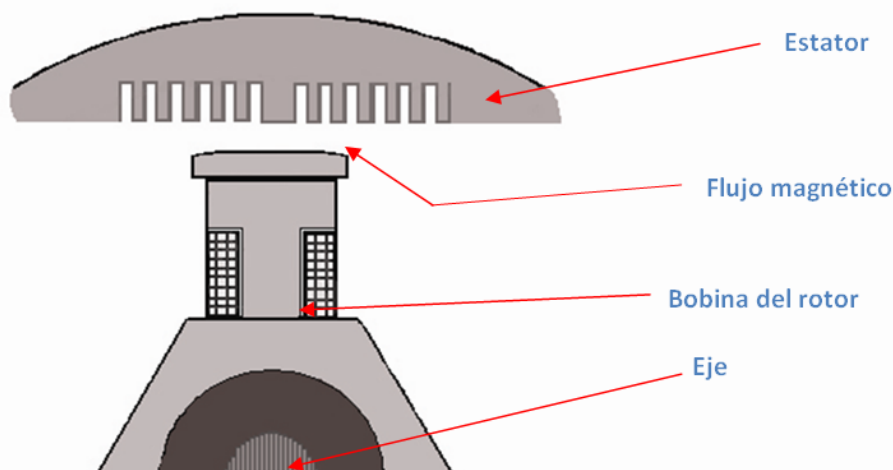


Fig. 3. 2 Rotor de Polos Salientes

Las tensiones elevadas que se tienen normalmente en el estator, obligan a la elección de mejores aislamientos, los cuales se sobrepone a los esfuerzos mecánicos de la acción del rotor, otra ventaja del estator es que simplifica la conexión a la línea externa, que normalmente se hace por medio de cables de potencia o barras (buses) al transformador elevador.

El rotor también es conocido desde el punto de vista eléctrico como inductor o campo, debido a que es la parte que proporciona el flujo magnético que induce el voltaje en el devanado conocido como el inducido y que se encuentra localizado en la parte estática de los generadores síncronos y denominada como el estator.

3.2 ESTATOR

El estator del generador está formado por las siguientes partes:

- La carcasa
- El núcleo magnético
- Los devanados de Campo y de Armadura

- CARCASA

La carcasa es una estructura mecánica construida con placas de acero soldadas, que son reforzadas internamente por apuntalamientos tanto en dirección radial como en axial, para proporcionar una estructura rígida y que tiene la función de sostener y centrar al núcleo magnético del estator, es decir que tiene sólo una función mecánica y no magnética.

- NÚCLEO MAGNÉTICO DEL ESTATOR

El núcleo magnético del estator de las máquinas síncronas, está constituido por un conjunto de coronas circulares de laminación y que tienen en su parte interna ranuras o canales estrechos para alojar a los conductores del devanado del estator. Este conjunto o paquete de laminaciones se monta centrado y fijo a la carcasa.



Para disminuir el efecto de las corrientes circulantes, las laminaciones se aíslan con diferentes métodos, por ejemplo con una capa de papel muy delgada por un solo lado y una capa muy delgada también de barniz aislante, o bien puede ser un óxido especial que se aplica en el propio proceso de fabricación de las laminaciones.

○ DEVANADOS DE CAMPO Y ARMADURA

El devanado de campo de una máquina síncrona de polos salientes, se encuentra localizado en los polos salientes, como es el caso de los generadores accionados por turbinas hidráulicas o motores diesel, se distribuye alrededor de los polos, de manera que los polos sucesivos se deben devanar en dirección opuesta de tal forma que se alternen magnéticamente norte y sur. Las terminales de los devanados de campo se conectan a los dos colectores o anillos rosantes fijos, pero aislados eléctricamente en el eje. La corriente de campo se lleva al rotor a través de las escobillas que se deslizan sobre los anillos rosantes.

El devanado de armadura consiste de un número de bobinas distribuidas en las ranuras del estator, a lo largo de la periferia de la máquina en correspondencia al número de polos y fase.

Los devanados de armadura se pueden clasificar como devanados integrados de armadura y devanados fraccionarios, dependiendo de si el número de ranuras por polo y por fase es un entero o una fracción impropia.

3.3 ROTOR

El rotor del generador de polos lisos es empleado en centrales termoeléctricas que operan a grandes velocidades.

La porción principal del rotor del generador, esta maquinada de una aleación de metal forjado, los extremos de la bobina del rotor están acoplados por anillos de retención tipo flotante. Los anillos de retención están fabricados de acero inoxidable.

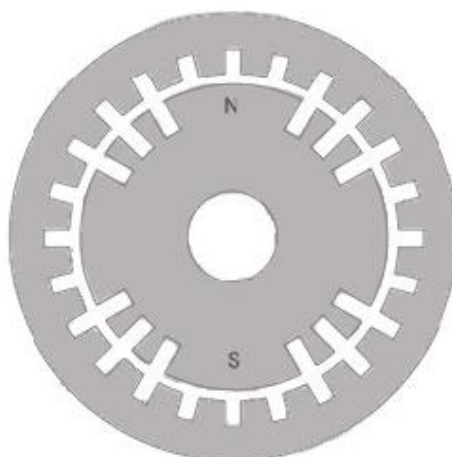


Fig. 3. 3 Rotor de Polos Cilíndricos.



3.4 RUEDA POLAR

Los generadores con rotor de polos lisos, trabajan a altas velocidades y cuentan con diferentes relaciones de diámetro y longitud del rotor, con respecto a los rotores de polos salientes, de esta forma, los rotores para turbo generadores de centrales termoeléctricas tienen diámetros cuando mucho de 1.1 - 1.50 metros y longitudes de 5 a 12 metros y aún mayores.

3.5 ACCESORIOS ELÉCTRICOS AUXILIARES DEL ROTOR

Los anillos colectores son por lo general contruidos de cobre y de bronce, en algunas ocasiones de acero; deben resistir los esfuerzos mecánicos debido a la fuerza centrífuga producto de la rotación. Las escobillas deben tener una amplia superficie de contacto, aun cuando por razones mecánicas, para reducir la velocidad periférica de los anillos colectores, el soporte y la escobilla se diseñan del menor diámetro posible, de manera que no se tengan vibraciones ni calentamiento excesivo, para lo cual se debe considerar: una densidad de corriente conveniente, una buena uniformidad de superficie de los anillos, que se encuentren correctamente centrados y que sean prácticamente indeformables.

3.6 ESCOBILLAS

Los materiales de fabricación de las escobillas son por lo general de grafito eléctrico o bien de metal con grafito; las densidades de corriente que se pueden adoptar son de 5 a 15 A/cm² para el grafito eléctrico y de 15 a 30 A/cm² para el metal con grafito, estos valores pueden ser un poco menores cuando los anillos colectores son de bronce.

Asociada a los anillos colectores y las escobillas, se tiene a la porta escobillas que está constituida por tres partes principales: El porta escobillas propiamente dicho, también llamado bloque porta escobilla que tiene la función de soporte y guía de las escobillas, la aguja, que tiene la función de presionar a las escobillas sobre los anillos colectores y la parte que soporta a la aguja y que normalmente es una parte fija de la propia máquina.

3.7 CHUMACERAS PARA LA FLECHA Y EL ROTOR

En el diseño de las chumaceras para la flecha, los aspectos más importantes a considerar son la velocidad periférica de la flecha del rotor y la carga que presenta sobre las chumaceras (baleros).

La velocidad de la flecha (V_b) se calcula como:

$$V_b = \pi D_b N$$



Dónde:

Db = Diámetro de la flecha del rotor (aproximadamente el diámetro interno de las chumaceras).

N = Velocidad del rotor en RPM

La carga de las chumaceras (Wb) se calcula como:

$$Wb = \frac{Wr}{(2Db)(Lb)}$$

Dónde:

Wr = Peso del rotor

DbLb = Área de contacto de las chumaceras



CAPÍTULO 4

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Uno de los elementos más importantes en la aplicación de los relevadores de protección son los llamados transformadores de instrumento, llamados así porque su aplicación es exclusivamente para propósitos de medición y protección de los Sistemas de Potencia

Funciones principales:

- Proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan con niveles de voltaje bajos, que no presentan peligro para los equipos ni para el personal.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección y medición.

La reducción de las magnitudes de voltaje con lleva a la reducción del aislamiento requerido en los instrumentos de medición y protección.

4.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Un transformador de corriente (TC) trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un Transformador ideal.

El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces, es esta misma por lo que la I_p (corriente primaria) es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_p es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

La impedancia de carga Z_c , es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer una mínima oposición al paso de la corriente I_s .

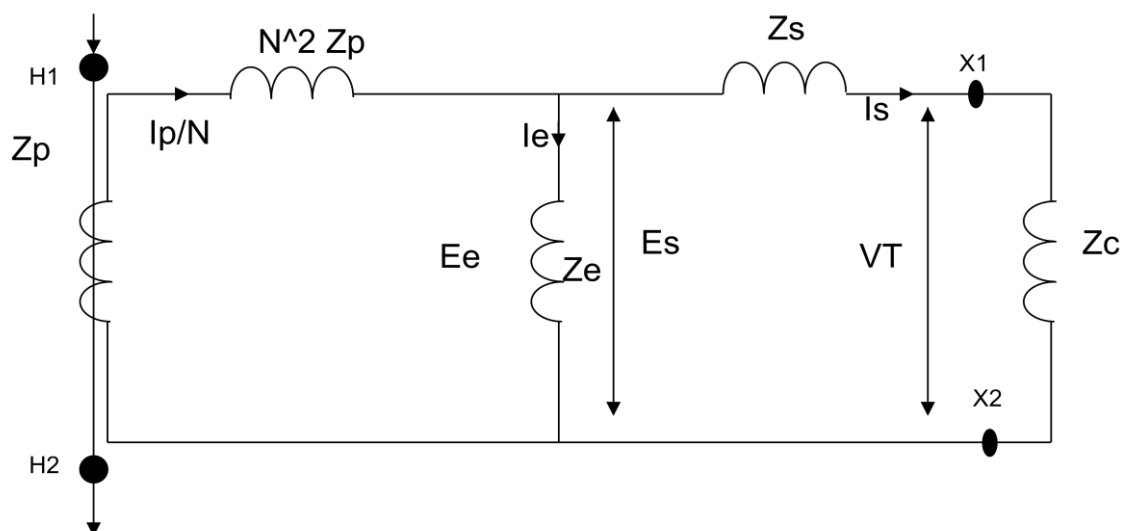


Fig. 4. 1 Diagrama de Eléctrico de Transformador de Corriente.

Dónde:

I_p = Corriente primaria

N = Relación de transformación

Z_p = Impedancia arrollamiento primario

Z_e = Impedancia secundaria de excitación

I_e = Corriente secundaria de excitación

E_e = Tensión secundaria de excitación

Z_s = Impedancia propia del devanado de baja tensión

I_s = Corriente secundaria

V_t = Tensión final secundaria

Z_c = Impedancia de carga

Relación de transformación: $RTC = I_{prim} / I_{sec}$

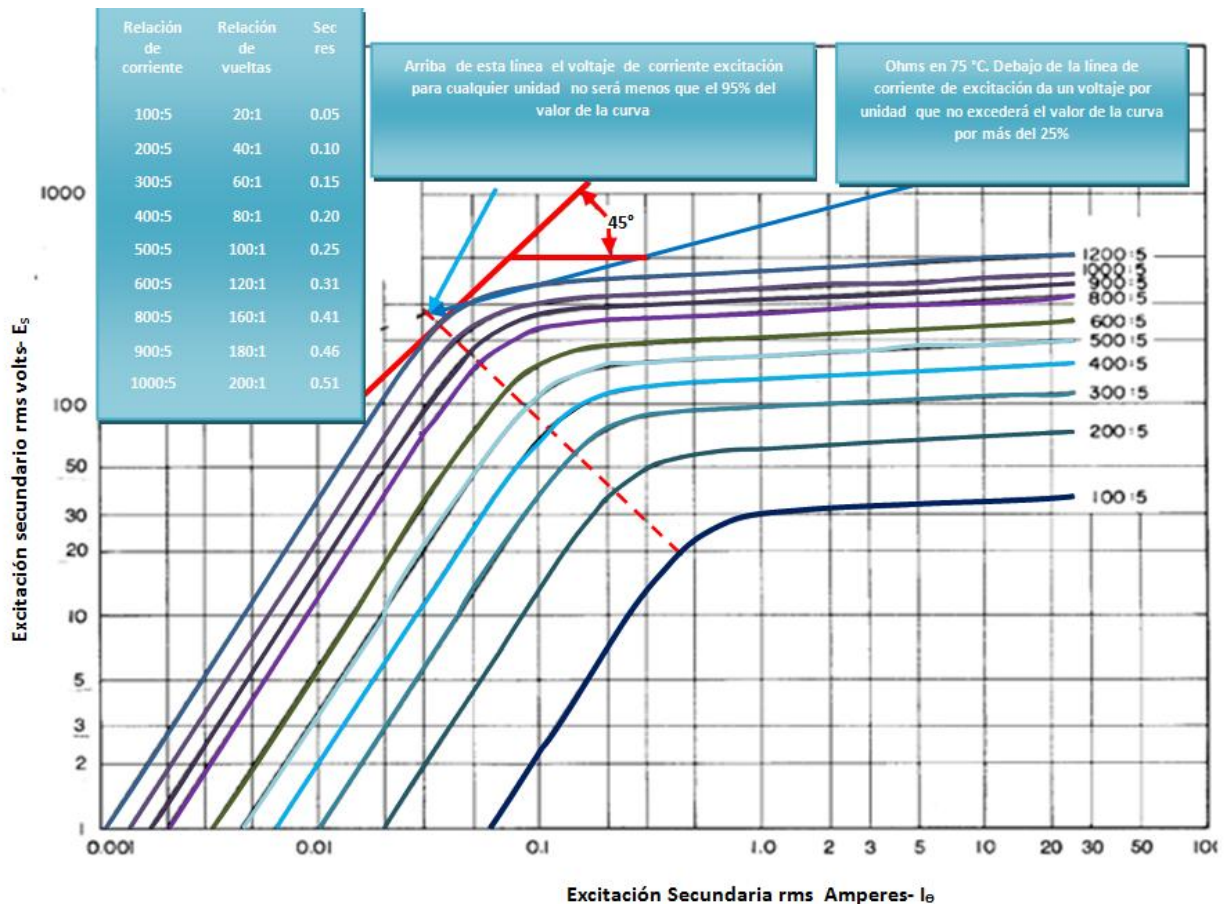


Fig. 4. 2 Curvas de Saturación de TC definidas por la IEEE.

La corriente primaria se transforma sin error de relación o de ángulo de fase a una corriente I_p/N , conocida como “corriente primaria referida al secundario”; parte de esta corriente es consumida por la excitación del núcleo, la restante es la verdadera corriente secundaria.

La corriente de excitación del núcleo, es una función de la tensión secundaria de excitación “ E_e ” y de la impedancia secundaria de “ Z_e ”. La gráfica que relaciona el voltaje de excitación con la corriente es conocida como curva de saturación de un TC (Fig. 4.2).

- Saturación

Las corrientes primarias anormales son altas, el flujo residual, el Burden secundario alto o una combinación de estos factores, ocasionara una alta densidad de flujo en el núcleo de hierro del transformador de corriente. Cuando esta densidad alcanza o excede los límites de diseño del núcleo, aparece la saturación; en este punto, la precisión del transformador de corriente se vuelve muy pobre, y la forma de onda de salida puede ser distorsionada debido a corrientes armónicas; esto lleva a la producción de una corriente secundaria menor en magnitud que la indicada por la relación nominal del transformador de corriente.

Los efectos de la saturación son, el peligro de la pérdida de coordinación de los dispositivos de protección, en otras palabras, si los transformadores de corriente se saturan, puede ser que las protecciones no operen correctamente, ya que la corriente secundaria no será proporcional a la corriente primaria.



Para evitar o minimizar los efectos de la saturación, el Burden secundario debe mantenerse tan bajo como sea posible, cuando se esperen corrientes de falla hasta de 20 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente.

El IEEE recomienda que en general, los transformadores de corriente sean seleccionados con una relación de transformación que produzca a plena carga en el circuito primario, una corriente secundaria de entre 3 y 4 amperes, lo que significa operarlos en el rango de 60 y 80 % de su corriente nominal primaria

Las curvas de saturación de los TC son proporcionadas por el fabricante que están referidas a normas de fabricación o se pueden obtener mediante pruebas de campo.

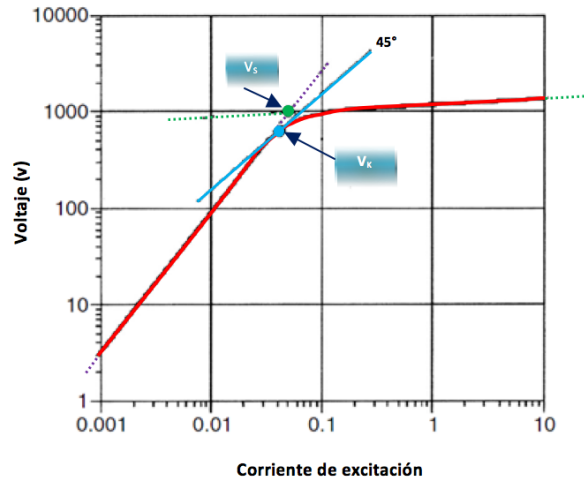


Fig. 4.3 Curva de Saturación de TC.

Se puede observar en la curva de saturación de transformador de corriente dos puntos V_k y V_s . El punto V_k presenta el punto de terminación del comportamiento lineal del transformador de instrumentos, por lo que V_s representa una lectura de medición errónea, debido al comportamiento de saturación del transformador.

Una forma de calcular es empleando la ecuación de Frolich, que es una aproximación empírica sobre la precisión del transformador de corriente, aunque no incluye un representación del flujo residual o flujo de histéresis.

La ecuación de Frolich:

$$B = \frac{H}{c + b \cdot |H|}$$

Dónde:

H = Amper-vuelta/metro de la longitud del núcleo

B = el flujo en Wb/m^2

$$H = \frac{I \cdot N}{d}$$

Dónde:

I = la corriente

d = la longitud del núcleo



N = número de vueltas

Los coeficientes c y b se calculan para ciertas condiciones críticas, con una permeabilidad máxima y para un flujo de saturación del transformador de corriente determinado empíricamente de la curva B-H, respectivamente.

$$c = \frac{1}{\mu_i \cdot \mu_0} \qquad b = \frac{1 - 1/\sqrt{\mu_i}}{B_{sat}}$$

Dónde:

μ_i = la permeabilidad relativa

μ_0 = la permeabilidad del aire

B_{sat} = el densidad flujo de saturación

En el flujo de saturación del núcleo de un Transformador de Corriente (TC), es frecuente un valor de 1.8 Tesla (Wb/m^2) o semejante a 125 000 líneas por pulgada cuadrada.

La curva de saturación de un transformador de corriente es particular para cada equipo, aunque pueda presentar alguna semejanza entre los mismos modelos.

- Polaridad

La polaridad relativa de las terminales primarias y secundarias de un TC se identifican con símbolos H_1 y H_2 para terminales del primarias y, X_1 y X_2 para terminales del secundarias. Estas marcas de polaridad por convención, definen las terminales por donde entra y sale, la corriente que circula a través del TC.

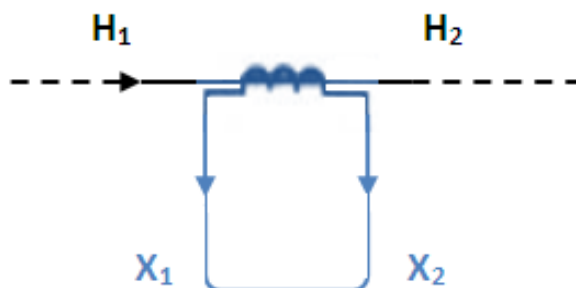


Fig. 4. 4 Diagrama eléctrico de un TC

Por lo que en un equipo, el fabricante define la dirección que debe circular la corriente a través de él, para poder realizar las conexiones apropiadas. Los TC's para protección se encuentran interconectados para poder producir resultados deseados como producir un par en un relevador, si el secundario de un TC pudiera producir los resultados deseados por sí solo, no serían necesarias las marcas de polaridad.

- Precisión

La operación de los relevadores de protección, depende de la precisión de la transformación en los transformadores de corriente, no solo a corrientes de carga, sino también a niveles de corriente de falla.



La clase de precisión será determinada por el límite superior del error de corriente, expresado en porcentaje, para la corriente primaria asignada y la carga de precisión asignada (Ver tabla 4.1).

- Burden

En la terminología de transformadores de corriente, el “Burden” es la carga conectada a las terminales secundarias, y es expresado en Voltampers (VA), o como impedancia en ohms totales.

Ejemplo: Un TC de clase C-400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria ($5 \times 20 = 100A$), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes, sin exceder el error del 10%.

Para verificar las Clases de precisión, Carga nominales secundarias (Burden), ver normas ANSI C57-13 e IEC 60044-1.

Clase de precisión	A 100 % corriente nominal		A 10 % corriente nominal	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012
1.2	0.988	1.012	0.976	1.04

Tabla 4. 1 Clases de precisión normalizadas para Transformadores de Corriente de medición y valores límite correspondientes al factor de corrección de la transformación.

Clase de precisión	Designación carga	Voltaje term. sec. (volts)
C100	B-1	100
C200	B-2	200
C400	B-3	400
C800	B-4	800

Tabla 4. 2 Clases de precisión normalizadas para Transformadores de Corriente de protección.

Designación carga	Resistencia (ohms)	Inductancia (mH)	Impedancia (ohms)	VA (a 5.0 Amp sec)	FP
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.3	0.45	0.580	0.3	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.61	2.08	1.8	45.0	0.9
B-1.0	0.5	2.3	1.0	25.0	0.9
B-2.0	1.0	4.6	2.0	50.0	0.9
B-4.0	2.0	9.2	4.0	100.0	0.9
B-8.0	4.0	18.4	8.0	200.0	0.9

Tabla 4. 3 Cargas normalizadas para Transformadores de Corriente de medición a 60 Hz y 5 A en el secundario.

Clase de precisión	Error de relación ($\pm\epsilon_i$) en % Para la corriente nominal	Error d fase ($\pm\delta_i$) en minutos para la corriente nominal	Error compuesto en % para la corriente límite de precisión
5P	± 1	± 60	5
10P	± 3	-----	10

Tabla 4. 4 Clases de precisión normalizadas de los Transformadores Corriente de protección, acuerdo a la norma IEC 60044-1.

Por ejemplo: 10P20 significa que el transformador de corriente para protección presenta un error total del 10% a una corriente de 20 veces que la nominal.

4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Estos transformadores trabajan bajo el principio de un transformador normal, con las características especiales de mayor precisión en su relación y reducción en su capacidad.

La precisión dependerá de la aplicación específica, dependiendo de lo que el usuario requiera, aunque es importante mencionar que a mayor precisión, el TP tendrá mayor costo.

La función de los TP's es reducir en forma proporcional las magnitudes de los voltajes de los sistemas de potencia, para poder utilizar los instrumentos, y su evaluación. Un TP (Transformador de potencial) es un transformador convencional, con un arrollamiento primario en el lado de alta tensión y un arrollamiento secundario en el lado de baja tensión, a veces con una derivación para disponer de dos magnitudes en un mismo devanado.

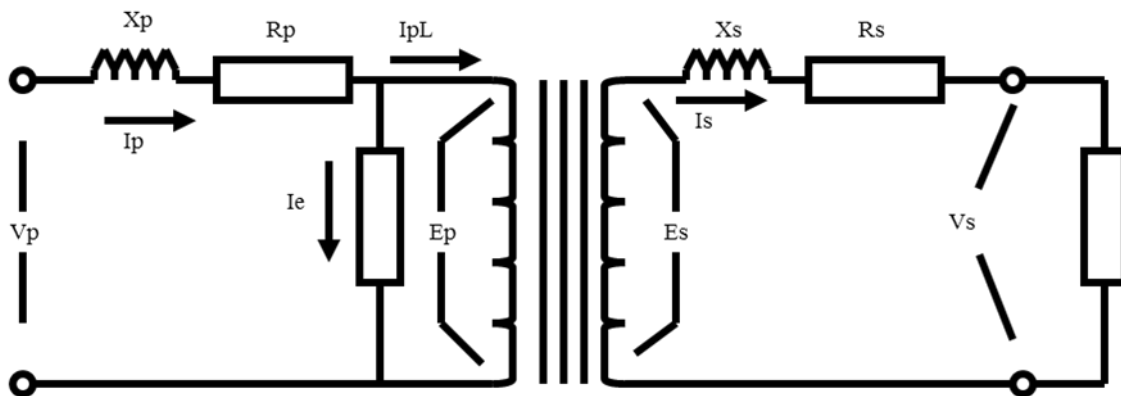


Fig. 4. 5 Diagrama Eléctrico de un Transformador de Potencial.

Relación de transformación: $RTP = V \text{ prim} / V \text{ sec}$

La norma ANSI C57-13 establece, para los transformadores de potencial, las siguientes cargas secundarias (Burden) normalizadas:



W	12.5 VA
X	25.0 VA
M	35.0 VA
Y	75.0 VA
Z	200.0 VA
ZZ	400.0 VA

Tabla 4. 5 *Cargas normalizadas para Transformadores de Potencial.*

Las clases de precisión establecidas por la norma ANSI C57-13 para transformadores de potencial tanto de protección como de medición son: 0.3, 0.6 y 1.2.

Las cuales están asignadas por cada una de las cargas nominales secundarias (Burden); por ejemplo: 0.3W, 0.3X, 0.3Y, 0.3Z, 0.6X, 0.6Y, 1.2Y, 1.2Z.

0.3	W, X, Y, Z
0.6	X, Y
1.2	Y, Z

Tabla 4. 6 *Clases de precisión para Transformadores de Potencial.*



CAPÍTULO 5

DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y AJUSTES RECOMENDADOS

5.1 PROTECCIONES DEL GENERADOR

PROTECCIONES DEL GENERADOR

No. ANSI	Descripción
21 G	Respaldo por fallas externas (con tres zonas de Operación, las cuales deben incluir posibilidad Offset).
24 V/Hz	Sobre excitación del Generador.
27G	Protección de bajo voltaje
27TN	Falla a tierra en el devanado del estator (cubriendo 100% del devanado aunado a 59N)
32 G	Potencia inversa (con tiempo e instantáneo)
40 G	Pérdida de excitación del generador (2 zonas de operación, instantáneo y de tiempo)
46G	Contra Sobrecorriente de Secuencia negativa.
50/27G	Protección contra Energización inadvertida (accidental)
59G	Protección de sobre voltaje
64G	Falla a tierra en el devanado del estator (cubriendo 90 y 95 % del devanado)
60 G	Desbalance de voltaje en el generador
64 F	Falla a tierra en el devanado de campo
81 OG/UG	Esquema de protección de baja frecuencia que contenga entre 4 pasos de frecuencia, de tiempo e instantáneo.
87 G	Diferencial de generador
87 GI	Diferencial de generador – interruptor de generador
50 FI	Falla de Interruptor del generador
50NT-FO	Falla contra arqueo en los polos del interruptor Generador

5.1.1 ANSI (21G): Protección de Respaldo por Fallas Externas del Generador (con tres zonas de operación, las cuales deben incluir posibilidad de Offset).

El objetivo de esta protección es, respaldar la protección diferencial del generador en caso de fallas en la zona del generador, buses de fase aislada y devanado de baja del transformador principal.

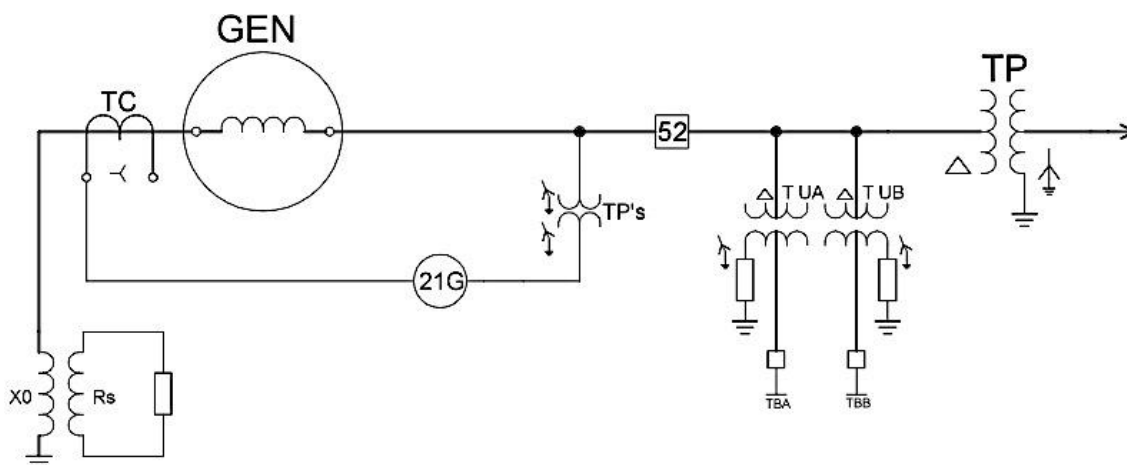


Fig. 5. 1 Esquema de conexión de la Protección 21G.

Es una función trifásica, cuya características de operación es un círculo en el plano R/X centrada en el origen. Para la zona 1 se toma como valor de ajuste el 70% de la impedancia de cortocircuito del transformador, lo que supone al menos todo el devanado de baja. La temporización será el valor mínimo ajustable (0.2 s).

Los relevadores utilizados en esta aplicación son tipo MHO de una sola zona con provisiones para incluir el origen dentro de la característica R-X (Offset). Se requiere un relé de tiempo para dar un atraso intencional.

Este esquema protege al generador contra fallas que se presentan en el sistema adyacente y que no sean libradas oportunamente por las protecciones primarias.

Generalmente, el ajuste de un relevador de distancia de respaldo es de 150% a 200% dependiendo de la potencia del generador, considerando el factor de potencia con que es provista la coordinación, para una oscilación constante, el sistema de protección involucra cierta longitud y condiciones de carga normales.

Dentro de la zona de operación, el tiempo de disparo del relevador tiene que ser coordinado con un retardo de tiempo relativamente largo, para los relevadores de distancia en las líneas de transmisión que se conectan al bus de una subestación.

Para nuestro caso, el relevador de distancia siendo una protección de respaldo es provista por tres zonas de característica mho del plano R/X. Esta protección provee de disparo al operar.



La zona 1 puede ser ajustada a un alcance del 80% de la impedancia del conjunto generador y transformador principal (conocido como generator step up, GSU), para el respaldo de la protección 87G.

La zona 2 puede ser ajustada a un alcance de 120% de la impedancia del GSU para el respaldo del bus. Esta zona a plena carga provee seguridad cuando la carga sea considerablemente grande en un periodo largo.

La tercera zona 3 puede ser usado en conjunto con la zona 2 para una salida de bloqueo lógico por seguridad de oscilaciones de potencia o por la falla del sistema de un bus lejano como protección de respaldo.

Esta protección es importante que sea coordinada con la protección primaria de la unidad generadora.

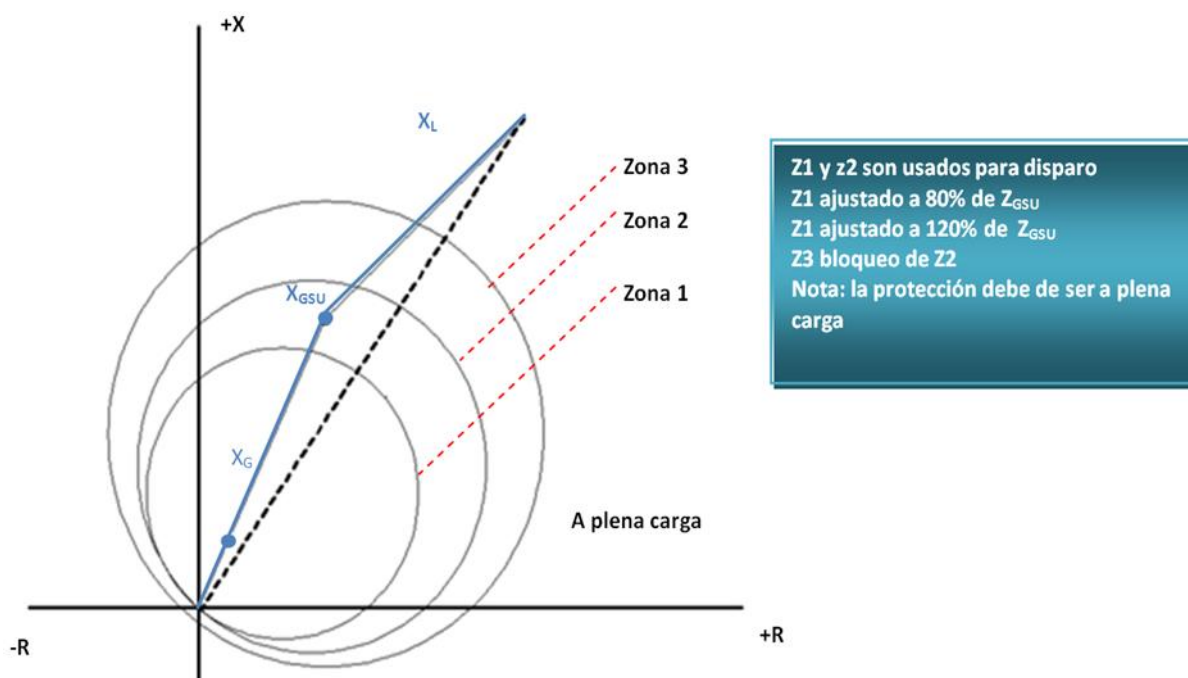


Fig. 5. 2 Diagrama R/X de las diferentes zonas de protección para la Protección 21G.

AJUSTES:

El máximo alcance para esta protección debe ser el límite de operación de la protección de distancia de la línea con el alcance más corto.

El elemento de distancia se ajusta para alcanzar fallas en el bus de alta tensión, incluyendo el 35% de la impedancia de la línea adyacente más corta.

Se requiere de una intensidad mínima de 0.1 (I_n) para habilitar la protección.

OFFSET: El necesario para respaldar fallas en las terminales del generador.

TIEMPO: 0.1 s. mayor que el retraso de tiempo de zona 2 de la protección de distancia de respaldo.

5.1.2 ANSI (24G): Protección Contra Sobre Excitación del Generador.

Este relevador proporciona protección contra sobreexcitación del generador y al transformador de unidad, esta sobreexcitación se presenta cuando el generador está operando en carga aislada, ocasionando que la velocidad del generador disminuya con respecto a la velocidad sincrónica, estando el Regulador Automático de Voltaje (AVR, Auto Voltage Regulator) en servicio.

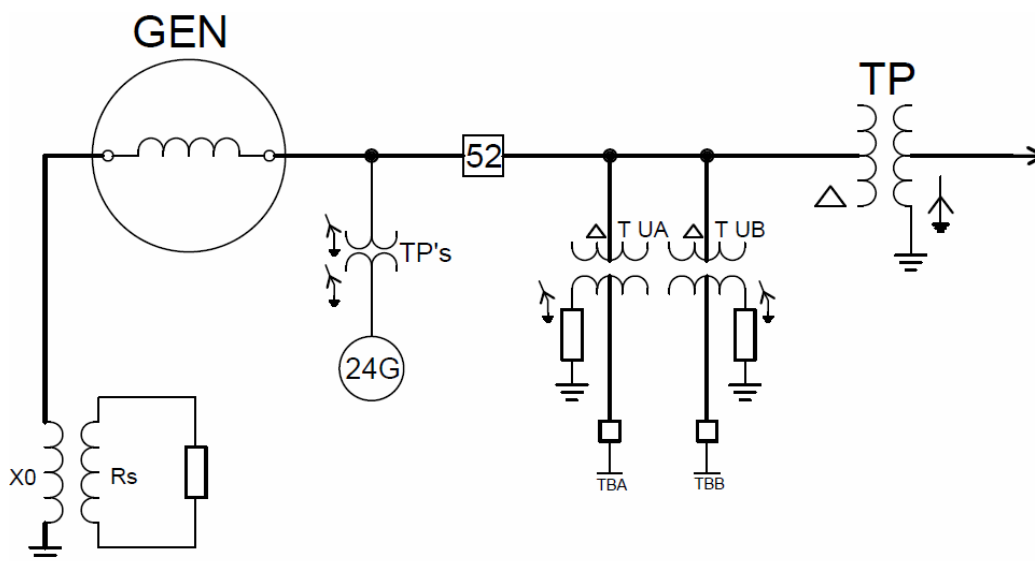


Fig. 5. 3 Esquema de conexión de la protección 24G.

Esta protección detecta sobrevoltajes en el generador mientras este gire a velocidad menor a la nominal. Un sobrevoltaje a baja frecuencia causa una corriente de excitación muy alta en el transformador de unidad conectado al generador, existiendo la posibilidad de daño por calentamiento excesivo en tiempos muy cortos, y como consecuencia la degradación del aislamiento y conductor del rotor del generador, haciendo un núcleo inservible.

La sobreexcitación puede deberse también a fallas del AVR, a una pérdida de la carga o a excesiva excitación cuando el generador esta fuera del sistema o línea.

Para detectar la condición de sobreexcitación el relevador utiliza la relación Volts/Hertz, la cual es proporcional al flujo magnético en el generador. Esta relación es independiente a la relación Volts/Hertz al control del sistema de excitación.

La sobreexcitación existe si la relación V/Hz excede los límites de diseño del generador. Los generadores de rotor cilíndrico deben ser capaces de operar hasta con un 105% del voltaje nominal marcado por normativa ANSI/IEEE. Generalmente los fabricantes proporcionan las curvas de operación permisibles del equipo, que muestran los límites máximos admisibles. Es preferible solo la operación del interruptor de campo pues es solo problema del sistema de excitación.

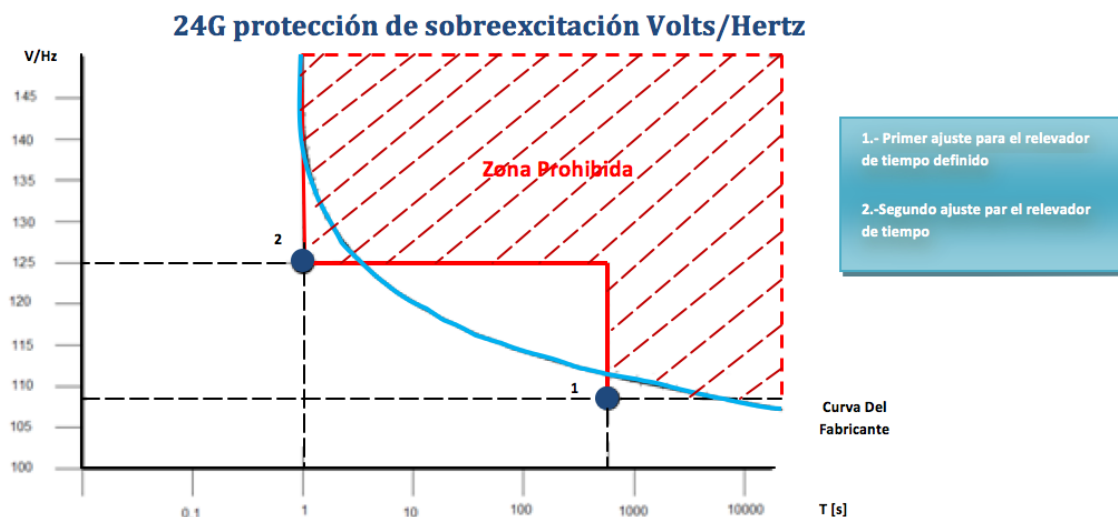


Fig. 5. 4 Grafica de Operación de la Protección 24G.

AJUSTE:

El voltaje máximo de operación del generador es del 5% arriba del voltaje nominal.

Ajustaremos el primer paso a: 1.05 p.u. del V. max. Op., con un tiempo de operación de 40.0 s, para alarma.

Ajustaremos el segundo paso a 12% del V. max. Op., con un tiempo de 30.0 s.

Esta protección se puede coordinar con una falla a tierra cercana de las líneas de transmisión, por tanto, se requiere conocer el ajuste del relevador 67N de la subestación.

De acuerdo a las normas ANSI/IEEE C37.91 y C37.102, la sobreexcitación ocurre cuando la relación de volts a frecuencia (Volts/Hertz) aplicada a las terminales del generador excede de 1.05 p.u. a plena carga o 1.10 en vacío.

5.1.3 ANSI (27G): Protección Contra Bajo Voltaje del Generador.

Este relevador protege al generador contra bajos voltajes trifásico en las terminales del generador, debe contar con tres elementos de tiempo, con dos niveles de ajustes independientes desde 5 hasta 180 volts y temporización de 1 a 8160 ciclos. Usualmente los generadores están diseñados a operar a un 95% del voltaje nominal de operación mientras se encuentra está a plena carga.

Cuando un generador opera con un bajo voltaje en sus terminales menores al 95% de la tensión nominal, resulta en efectos indeseables, como la reducción de los límites de estabilidad, consumo excesivo de VAR's del sistema, el mal funcionamiento de los dispositivos o equipos sensibles a voltaje.

La protección tiene dos variantes, el primero es emplear un relevador instantáneo y uno de tiempo inverso, la segunda variante es el empleo de dos relevadores de tiempo definido. De esta segunda variante la cual es la que se emplea para este caso frecuentemente el primer relevador es ajustado al 90% de la tensión nominal, con un

retardo de tiempo de 10s, el segundo relevador se ajusta a 80% de la tensión nominal con un retardo de 2 s. Esta protección regularmente está enfocada a alarmar.

La protección de tensión mide permanentemente el voltaje de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son menores que las del rango normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido operará una protección de subtensión o mínima tensión.

- Tiempo Definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea o temporizada.
- Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas.

AJUSTE:

La unidad de bajo voltaje, se recomienda ajustar a un valor entre 0.90 0.95 p.u. y una temporización de 5 s.

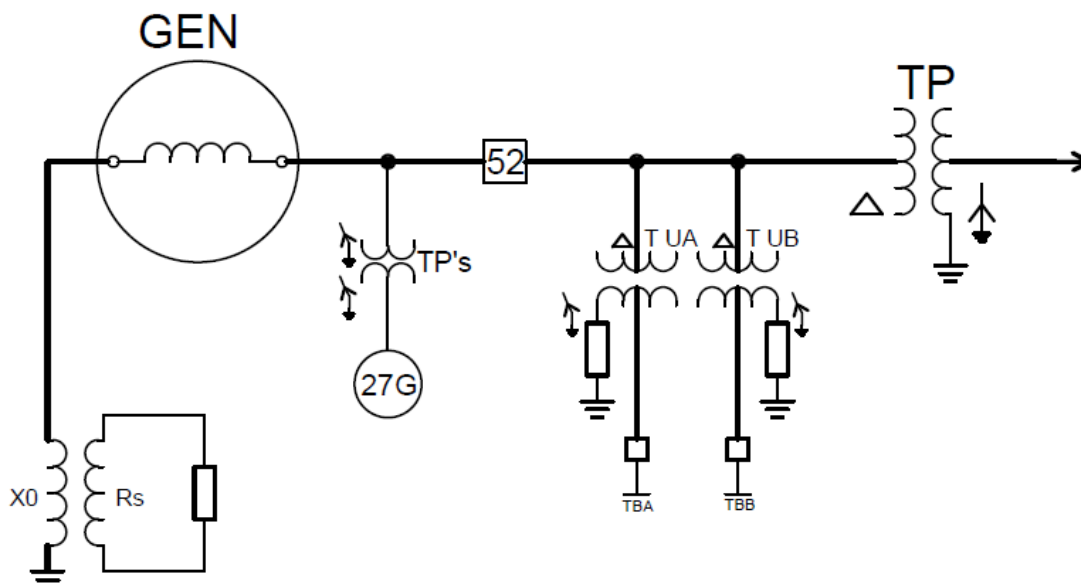


Fig. 5. 5 Esquema de conexión de la Protección 27G.

5.1.4 ANSI (27TN): Protección Contra Falla a Tierra en el Devanado del Estator (cubriendo el 100% aunado a la protección 59G)

Todas las configuraciones de aterrizamiento de alta impedancia poseen una deficiencia en la protección, pues no se puede cubrir el 100% del devanado del estator con una sola protección. Los esquemas de delta abierta y de sobrevoltaje en el neutro solo pueden cubrir un 95% del devanado del estator (protección 59N); el 5% cercano al neutro queda sin resguardo, que la protección de bajo voltaje de tercera armónica se encargara de proteger (protección 27TN).

Los esfuerzos mecánicos y eléctricos en el aislamiento esfuerzos están en función del nivel de tensión, considerando el nivel de tensión de la máquina de 23KV, es obligado emplear una protección al 100% de devanado del estator. Es importante considerar que la mayoría de las fallas en el aislamiento en el estator ocurre en las terminales del generador.

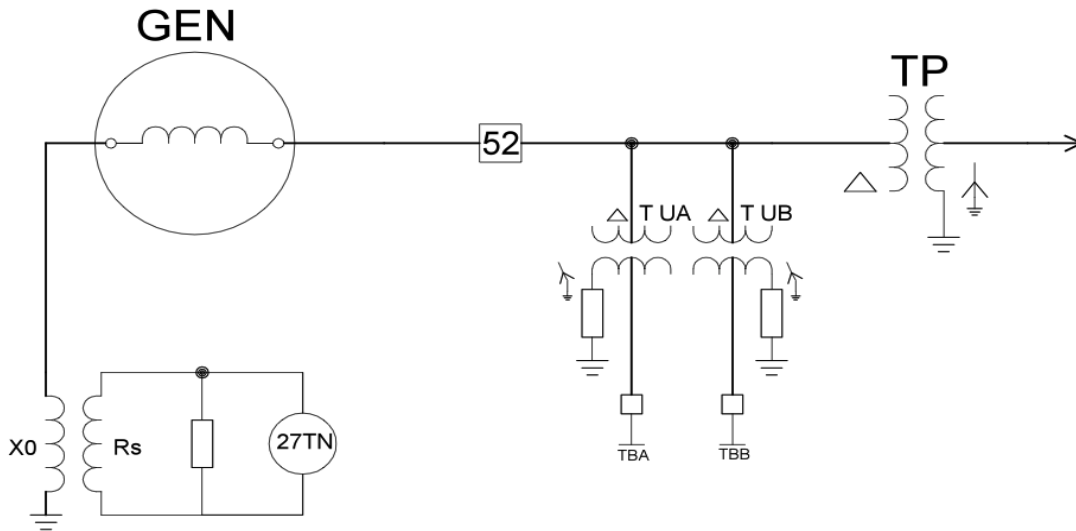


Fig. 5. 6 Esquema de Conexión de la Protección 27TN.

Este relevador proporciona una protección de falla a tierra del estator para aplicaciones de generadores aterrizados a través de un transformador de distribución. Cuando es usado en conjunto con la función de protección (59N) de sobre voltaje RMS de neutro fundamental proporciona una protección contra fallas a tierra del estator al 100%. Debe contar con dos niveles de operación definidos con retardo de tiempo. Además debe incorporar lógicas de bloqueo por un elemento de bajo voltaje de secuencia positiva independiente o un elemento de flujo de potencia hacia adelante, o ambos. La supervisión puede prevenir disparos cuando el campo del generador no esté energizado o la unidad no sea aun sincronizada.

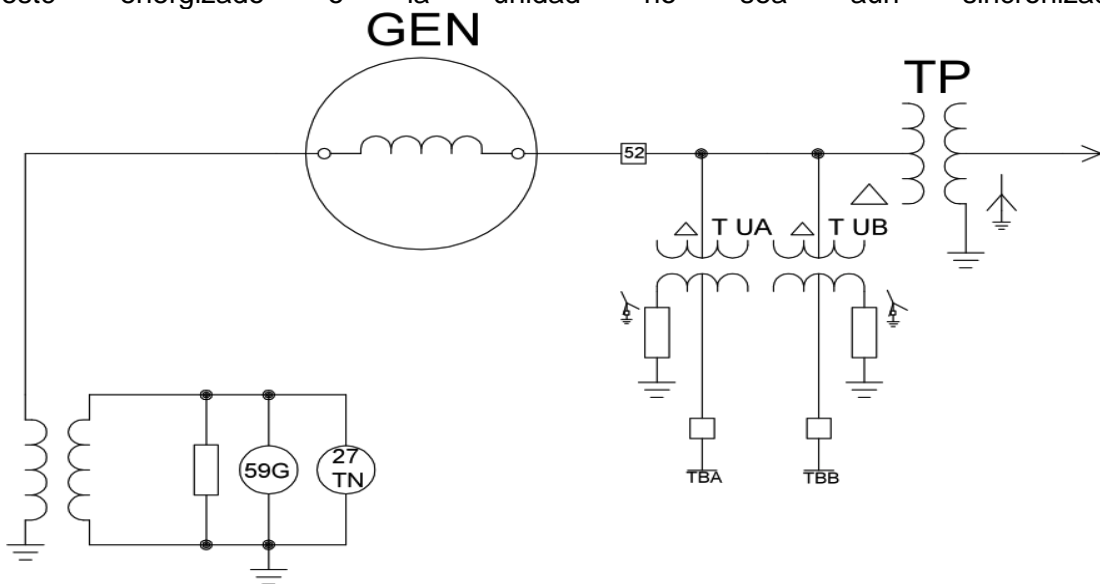


Fig. 5. 7 Esquema de Conexión de la protección de Falla a Tierra en el Estator.



Sabemos que todos los generadores producen armónicos, que aparecen en cada una de las fases de igual magnitud y ángulo de fase, entre ellas la tercera armónica que va a estar en fase con la fundamental. El generador en condiciones normales proporcionara un nivel de tensión de tercera armónica en sus terminales, generalmente es más alto cuando el generador está a plena carga; en condiciones de falla se presenta dos escenarios, el primero es una falla cercano al neutro del generador que provoca que el voltaje de tercera armónica disminuya considerablemente en el neutro, lo que provoca la operación la protección 27TN; el segundo escenario es una falla cercano a las terminales del generador, que conlleva a que el voltaje se incremente en el neutro, que hace operar la protección 59N; ambas protecciones cubren el 100% del devanado del estator.

Una de la principales ventajas de esta protección es que se monitorea continuamente el aterrizamiento y conexiones secundarias y los TP's de las terminales de la máquina. Además proporciona una flexibilidad para diferentes condiciones de carga, bloqueo de bajo voltaje de secuencia positiva, bloqueo por bajo potencia, bloqueo por bajo VAR, bloqueo por factor de Potencia, por los diversos modos de operación.

AJUSTE:

El ajuste de bajo voltaje debe estar debajo de la tercera armónica de voltaje, medida en el neutro del generador en condiciones de operación normales.

El ajuste recomendado es el 80% de la 3ra. Armónica de voltaje.

Protección de falla a tierra en el devanado del estator (cubriendo 100%)

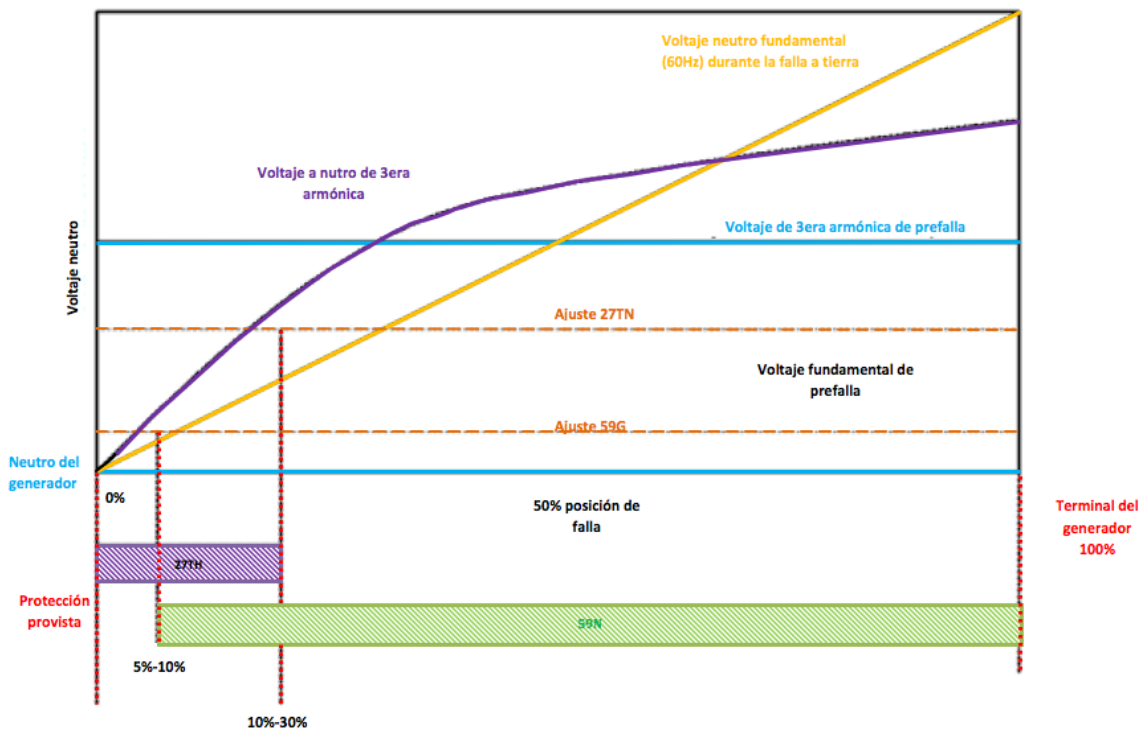


Fig. 5. 8 Grafica de Representacion sobre los rangos de alcaces de las protecciones 27TN y 59N para fallas a Tierra del Estator al 100%.

5.1.5 ANSI (32G): Protección Contra Potencia Inversa

La protección de potencia inversa protege al generador de comportarse como motor al recibir potencia activa en lugar de entregarla (al sistema). La condición anterior se presenta cuando la turbina ya no le entrega potencia y empieza a absorber la potencia necesaria para mantener al generador en sincronismo.

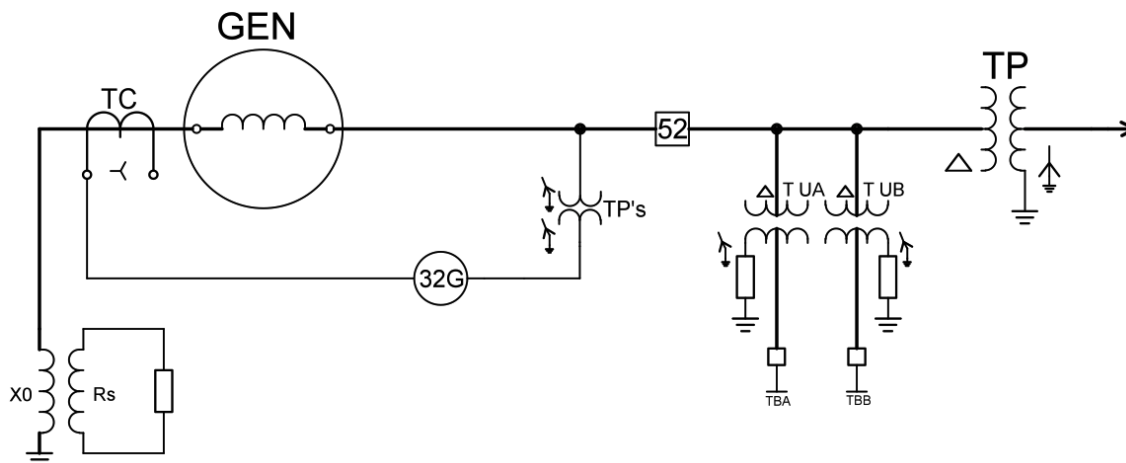


Fig. 5. 9 Esquema de Conexión de la Protección 32G.

Causas que puedan ocasionar una potencia de motorización:

- a) Falla de la turbina.
- b) Falla de caldera o recuperador de calor.
- c) Problemas de operación en el sistema eléctrico (Desequilibrio).

La motorización en el generador puede ser tolerable en un tiempo corto. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento en algunas partes de la turbina.

El valor permitido de la potencia de motorización, para unidades generadoras movidas por turbinas de vapor es del 1% de la potencia nominal o el recomendado por el fabricante.

Condiciones de operación de la protección:

- Primero disparo de turbina.
- Segundo perdida de excitación y disparo de turbina.

AJUSTES:

La motorización permisible para unidades generadoras movidas por turbinas de vapor es de 0.5 a 1.0% del valor nominal de la potencia activa, para generadores movidos por turbinas de gas o motor de combustión interna hasta del 2.0%.

Tiempo de operación de: 10 s.

5.1.6 ANSI (40G): Protección contra Pérdida de Campo o Excitación

El objeto de esta protección es proteger a la máquina de daños mecánicos y eléctricos producidos por una pérdida repentina de la excitación, pasando a recibir energía reactiva de la red para poder mantener la tensión y pudiendo incluso perder el sincronismo.

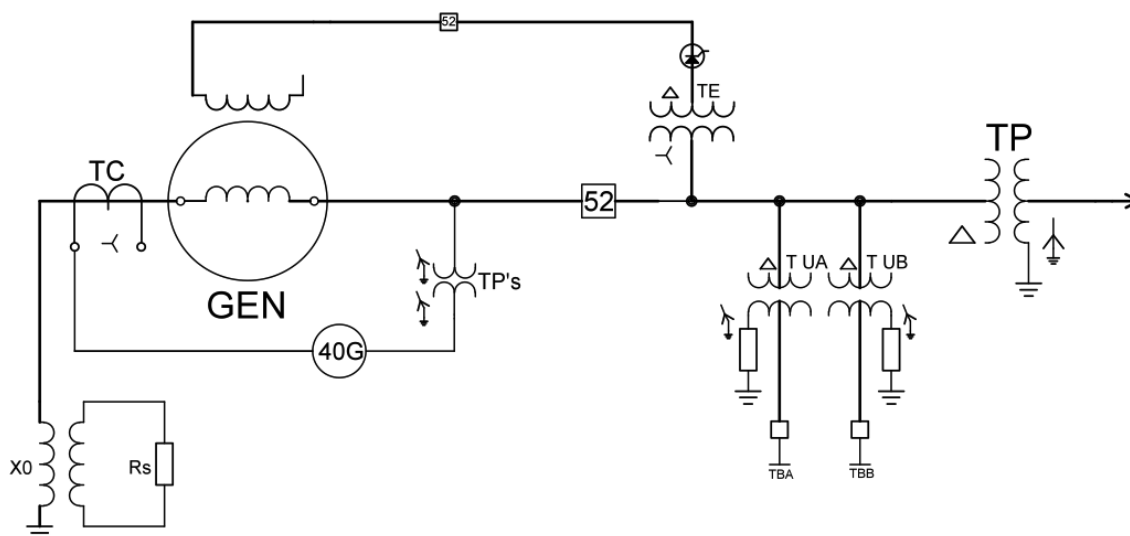


Fig. 5. 10 Esquema de conexión de la Protección 40G.

La protección contra pérdida de campo, tiene por función detectar excitación anormal baja y dar alarma o disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable.

Las causas principales de baja excitación son:

- a) Regulador de voltaje desconectado y ajuste manual de excitación demasiado bajo.
- b) Falla de escobillas.
- c) Apertura del interruptor de campo o del campo del excitador.
- d) Corto circuito en el campo.
- e) Falla de alimentación al equipo de excitación.

Para una pérdida completa de campo, un relevador de tipo mho se ajusta a una cierta circunferencia. El diámetro es del orden de X_d , con una parte superior del círculo 50%-70% de X_d abajo del origen. X_d es la reactancia transitoria del generador. El relevador opera cuando el vector de impedancia se mueve dentro de este círculo.

El fenómeno de pérdida de excitación es trifásico, de manera que se emplea solamente un relevador monofásico para detectarlo, cuya característica de operación es circular en el plano R/X.

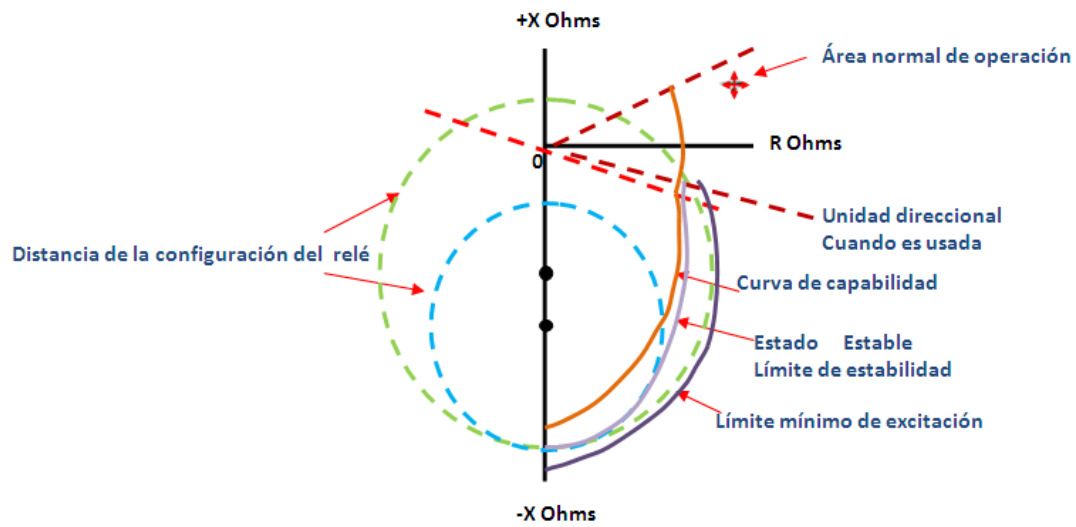
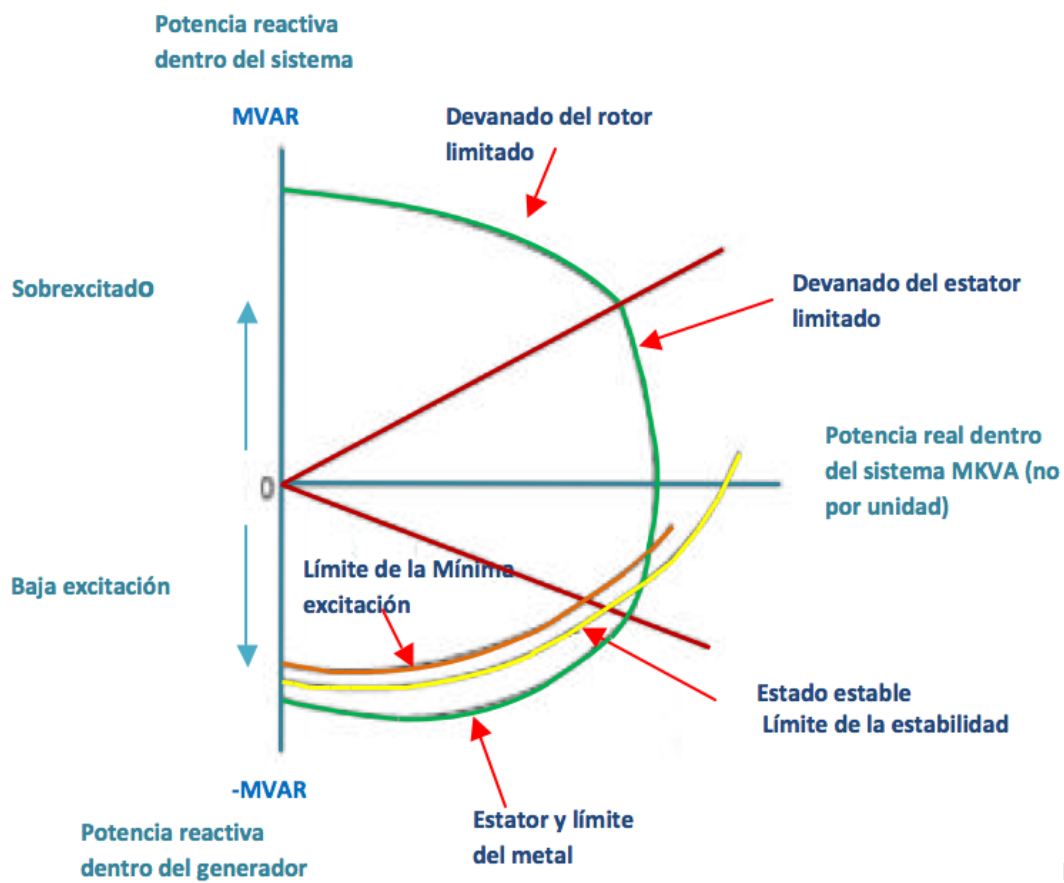


Fig. 5. 11 Diagrama R/X de la Protección 40G comparado con la Curva de Capacidad de la maquina.



12 Descripción gráfica de una Curva de Capacidad.

Fig. 5.

AJUSTE:

Si el relevador tiene dos elementos de distancia se ajustará como sigue:

Para la zona 1 se recomienda un tiempo de 0.0 a 0.25 s.

Para la zona 2 se recomienda un tiempo de 0.3 a 2.0 s.

Esta protección se tiene que coordinar con la curva de capacidad que muestra los límites de térmicos del generador. En el área de subexcitación nos permite visualizar los límites de estabilidad para evitar reducir el campo por debajo de estado estable.

5.1.7 ANSI (46G): Protección contra Sobrecorriente de Secuencia Negativa

Proporciona protección contra posible sobrecalentamiento del rotor debido a fallas desbalanceadas u otras condiciones del sistema que pueden causar corrientes de secuencia negativa debido al reparto asimétrico de cargas en el sistema de alta tensión, así como una falla monofásica o bifásica en el sistema o generador.

La pérdida de balance nos produce corrientes de secuencia negativa.

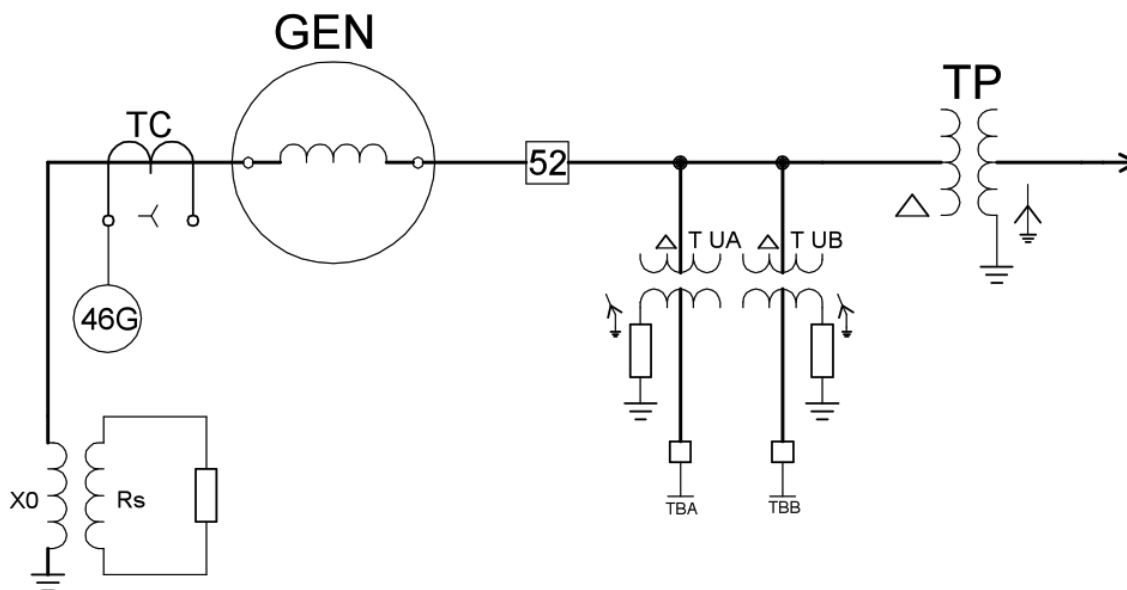


Fig. 5. 13 Esquema de conexión de la Protección 46G.

AJUSTE:

De acuerdo a la Norma ANSI C50.13, sección 6.3, la corriente de secuencia negativa (I_2) permisible de desbalance continuo es frecuentemente del 8% = 0.08 p.u. ó la proporcionada por el fabricante del generador.

La misma norma establece la capacidad máxima en términos de I_2t para generadores hasta 800 MVA, es de un valor 10, aunque también el fabricante puede proporcionar este valor respetando este valor.

Tiempo de operación de 10 s.

5.1.8 ANSI (27/50G): Protección contra Energización Accidental

Esta protección es usada para proteger al generador contra una energización accidental, estando el generador parado.

Esta protección está integrada por tres funciones:

- Una función trifásica de detección de tensión.
- Una función temporizada.
- Una función de sobrecorriente de tiempo definido.

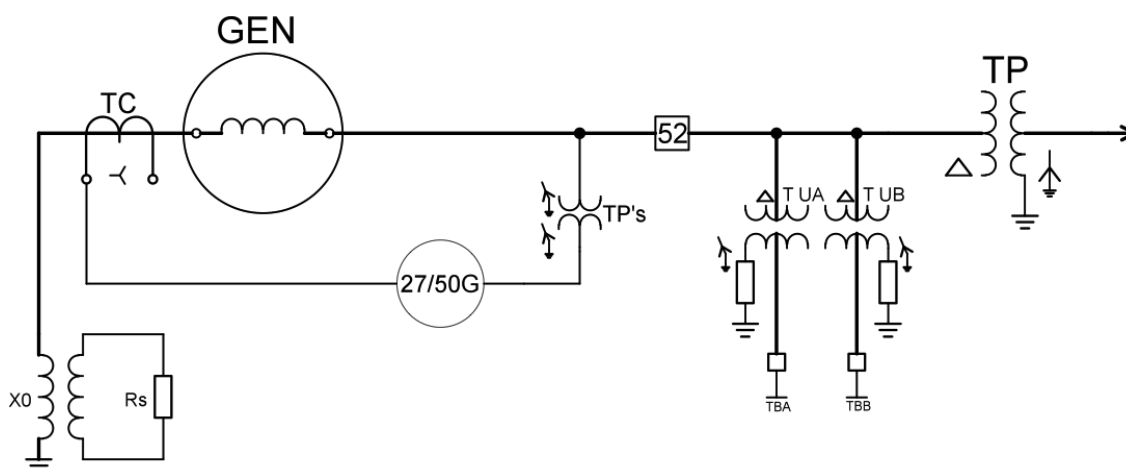


Fig. 5. 14 Esquema de conexión de la Protección 27/50G.

AJUSTES:

Unidad de voltaje: 50% Vn.

Unidad temporizada: 5.0 s.

Unidad de sobrecorriente: 2 In, con un tiempo de 0.1 s.

La función trifásica de sobrecorriente estará activa durante la energización, quedando bloqueada a los 5.0 segundos de la detección de tensión, por lo que en funcionamiento normal siempre estará bloqueada.

La temporización de 0.1 s. Es para en caso cuando caiga la tensión debajo del 50%, y deje actuar a las funciones diferenciales y de mínima impedancia.

5.1.9 ANSI (59G): Protección contra Sobrevoltaje en el Generador

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. La protección contra sobrevoltajes en el generador es empleada principalmente en plantas hidroeléctricas contra las eventualidades siguientes:

- a) Fallas del regulador automático de voltaje.
- b) Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alta tensión fuera de rango de control del regulador de voltaje.

Una variante del segundo caso es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad, en la cual el exceso de potencia reactiva se combina con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder control de voltaje.

Se emplean los TP'S en las terminales del generador para energizar un relevador de voltaje que detecte si existe un sobrevoltaje.

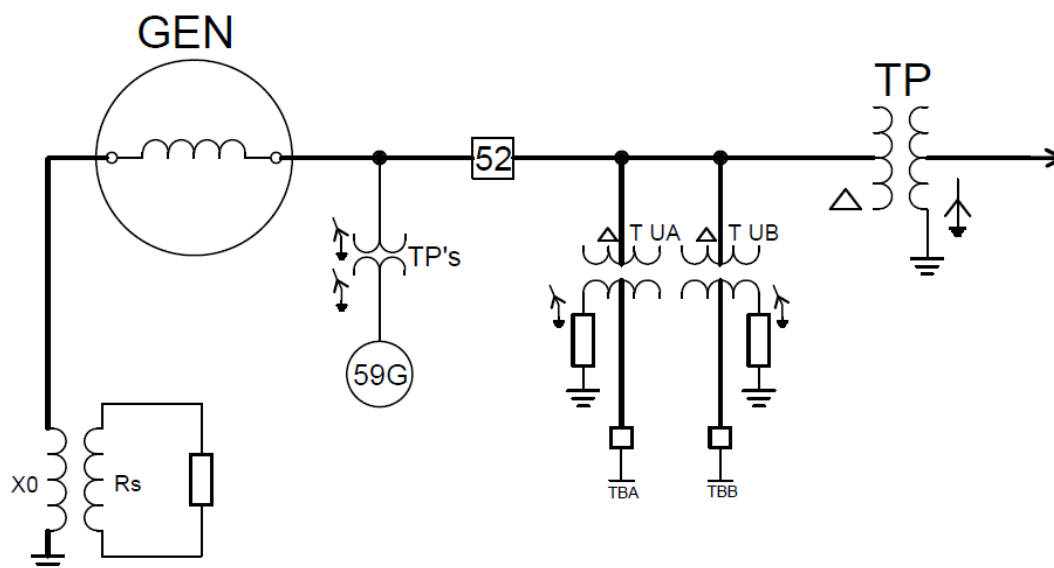


Fig. 5. 15 Esquema de Conexión de la Protección 59G.

Para un fenómeno de sobrevoltaje en terminales, para la condición de un generador de vapor es forzoso el sobre paso de los límites V/Hz en la máquina, ya que el gobernador de la turbina regula la velocidad de esta, solo la condición de sobreexcitación se concluye como condición de falla.

AJUSTE:

Se ajusta la función instantánea para una sobre tensión del 130% de la tensión nominal del grupo.

Se ajusta la función temporizada para una sobretensión del 120% de la tensión nominal del grupo con una temporización de 3 segundos.

5.1.10 ANSI (64G): Protección contra Fallas a Tierra en el Estator

Es la protección contra fallas a tierra en mayor parte del embobinado (estator) del generador, así como también en el bus de fase aislada y en los embobinados de los transformadores principales y auxiliares; trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema que opera con neutro aislado o aterrizado a través de una alta impedancia. En consecuencia esta protección detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del embobinado del generador como todas las conexiones a voltaje de generación, bus ducto, embobinado del transformador de unidad, embobinado del transformador de auxiliares, etc.

Se emplea un transformador de distribución en lugar de uno de potencial debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito.

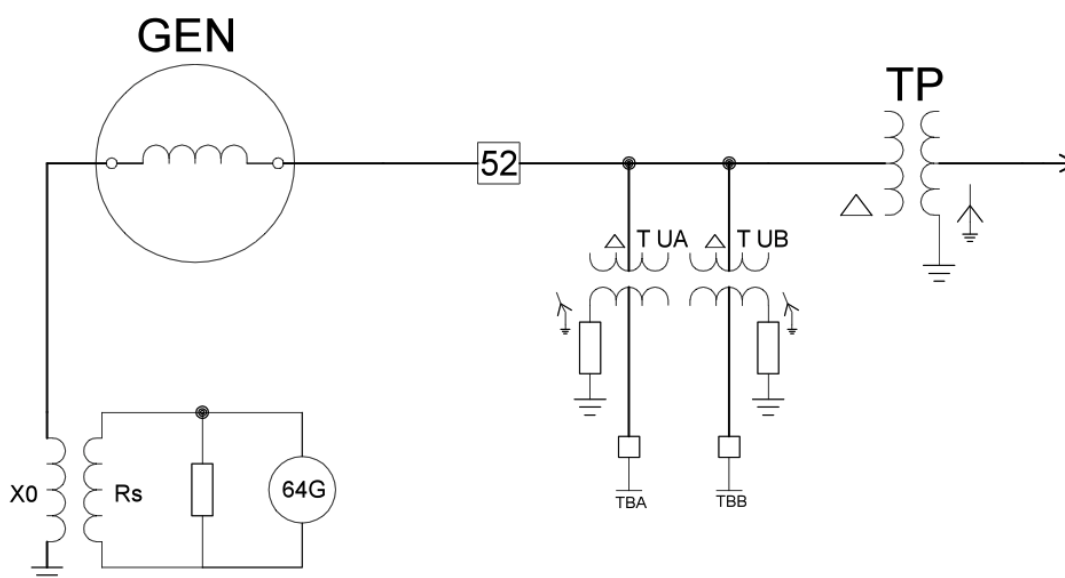


Fig. 5. 16 Esquema de Conexión de la Protección 64G.

En instalaciones donde no había esa resistencia se han observado fenómenos de ferro resonancia entre la inductancia de excitación del transformador de potencial y la capacitancia a tierra del embobinado del generador, resultando en sobrevoltajes transitorios.

AJUSTE:

Se recomienda ajustar al 5% de la tensión que se obtienen para una falla a tierra (V_N) del secundario del transformador del neutro, para cubrir el 95% del embobinado del generador.

Para esta protección se requiere un tiempo de operación de 2.0 segundos para falla máxima.

5.1.11 ANSI (60G): Protección Balance de Voltaje del Generador

Esta protección evita que algunas protecciones puedan operar inadvertidamente cuando un fusible de un TP se funde.

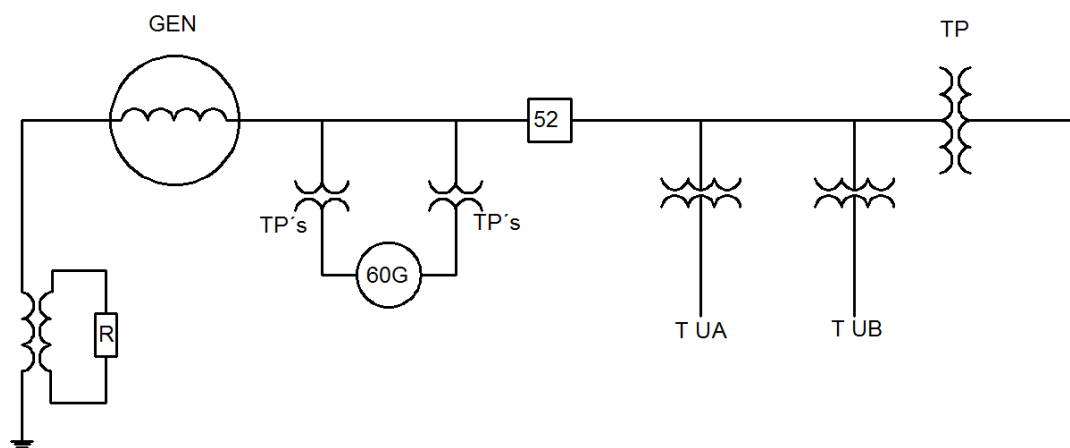


Fig. 5. 17 Esquema de conexión de la Protección 60G.

Para la detección interna de una condición de pérdida de fusible, se comparan las cantidades de secuencia positiva y negativa.

La presencia de voltaje de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa es considerada como una condición de pérdida de fusible.

Se debe verificar que la operación de esta protección por falla de fusible en el lado de excitación o de protección, opere correctamente cambiando el AVR de automático a manual o bloquee las protecciones de impedancia según sea el caso.

5.1.12 ANSI (64F): Protección contra falla a Tierra del devanado de Campo del Generador

Es una práctica establecida, operar el campo del generador aislado a tierra. Se prevé una protección que detecte cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo.

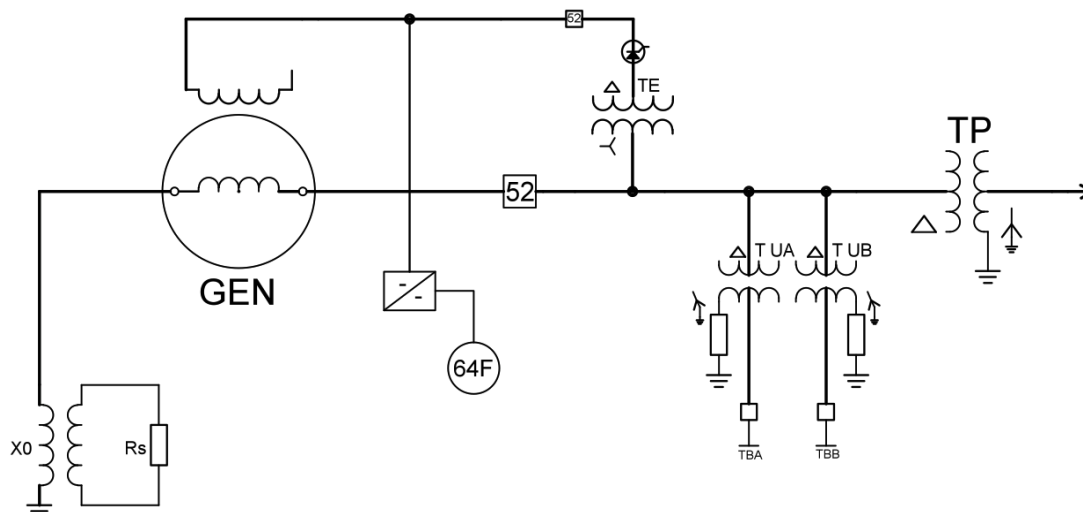


Fig. 5. 18 Esquema de Conexión de la Protección 64F.

La primera falla a tierra en el campo no impide seguir operando, pero debe repararse antes de que se presente una segunda, pues esa ya significará un corto circuito, el cual causaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor.

Existen dos esquemas diferentes para detectar fallas a tierra en el campo del generador:

- a) Aplicación de VCD entre el campo y tierra para medir la corriente que circula.

Una fuente de DC en serie con un relevador de sobrevoltaje, la bobina es conectada entre el lado negativo del campo del generador y la tierra. Una falla a tierra en cualquier parte del campo causara que el relevador opere. Un conductor es usado para aterrizar el eje del rotor desde los rodamientos se puede insertar una resistencia suficiente en el circuito para esto el relevador tiende a no operar por una falla a tierra. Uno a tres segundos de retardo es normalmente usado en orden previendo operaciones innecesarias por desbalances transitorios momentáneos de un circuito de campo con respecto a tierra.

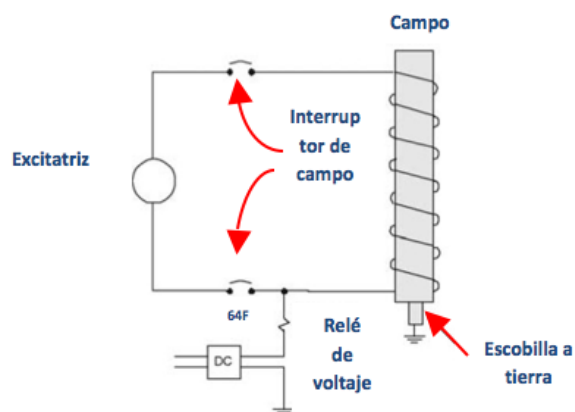


Fig. 5. 19 *Esquema de proteccion empleado para la Proteccion de Falla a Tierra del campo.*

- b) Medición de voltaje entre tierra y un neutro artificial formado en el circuito de campo por medio de un potenciómetro de resistencias.

La detección de una falla a tierra en el campo empleando un esquema de baja frecuencia de inyección de onda cuadrada. Una onda cuadrada de +15 v se introduce en el campo. La forma de la señal de retorno es medida y la resistencia del aislador es estimada. La inyección de frecuencia se ajusta basada en la capacitancia del devanado de campo. La señal de retorno es medida, después de que la señal haya alcanzado un estado estable.

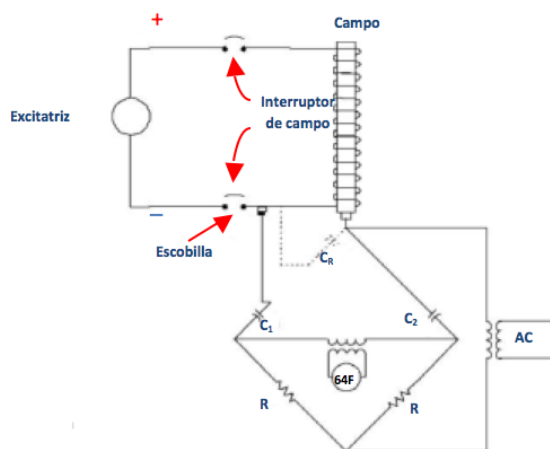


Fig. 5. 20 *Esquema Alterna a esquema empleado para la Proteccion de Falla a Tierra del Campo.*

AJUSTES:

Para este esquema de protección el elemento detector es un relevador instantáneo de corriente directa, ya sea de sobrecorriente o de sobretensión. Vienen diseñados con sensibilidad muy alta, para poder detectar fallas de alta resistencia, pero a la vez resisten seguir operando energizados indefinidamente.

Este relevador no requiere ajuste.

5.1.13 ANSI (81OG/UG): Protección contra Sobrefrecuencia y Subfrecuencia del Generador

Las protecciones de frecuencia son protecciones que toman la señal de tensión, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Esta protección se aplica en dos casos que son:

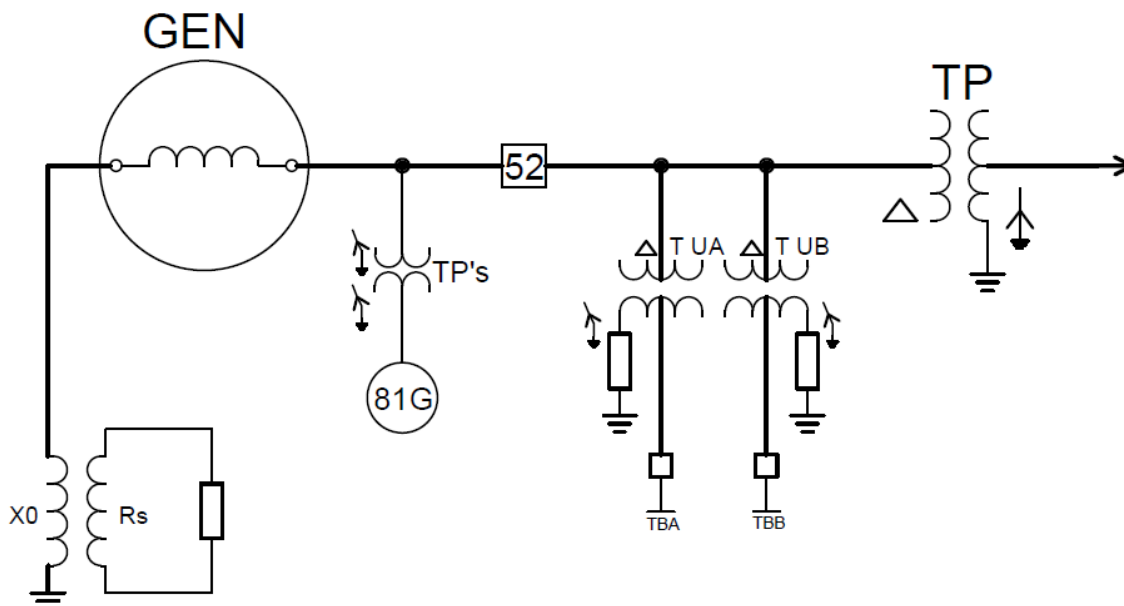


Fig. 5. 21 Esquema de Conexión de la Protección 81G.

Sobrefrecuencias (81-O) que ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización definida por las normas.

Bajas frecuencias (81-U) que ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización definida.

La función de esta protección es de proteger al grupo turbina-generador contra sobre frecuencias (Bajo condiciones ante variaciones bruscas de carga) o baja frecuencias (Se bloqueará esta función con la posición del interruptor de grupo para evitar disparos rodando en vacío). Deberá contar con cuatro pasos de ajustes.

De aquí que es necesario tener tantos pasos de frecuencia como se desee proteger la turbina en las aspas del último paso, para evitar que la frecuencia de vibración de la velocidad nominal no coincida con la frecuencia natural de vibración del último paso.

Para medir la velocidad de la turbina se emplea la frecuencia, con lo cual también se indica que el generador esta excitado.

AJUSTES:

- Subfrecuencia.
 - El primer paso se ajustara a: 58.6 Hz, a un tiempo de 10 min.
 - El segundo paso se ajustara a: 58.2 Hz, a un tiempo de 5 min.

- El tercer paso se ajustara a: 58.0 Hz, a un tiempo de 1 s.
- Sobrefrecuencia.
 - Frecuencia de arranque: 62.0 Hz.
 - Temporización: 0.5 s.
 - Tensión de bloqueo: 20% Vn.

5.1.14 ANSI (87G): Protección Diferencial del Generador

Protege contra corto circuito entre fases, corto circuito entre espiras y tierra en las bobinas del generador o en la zona protegida que se trate (Compara la corriente que sale de un bobinado con la corriente que entra en el mismo bobinado). Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante.
2. El error de relación de los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa.
3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes.

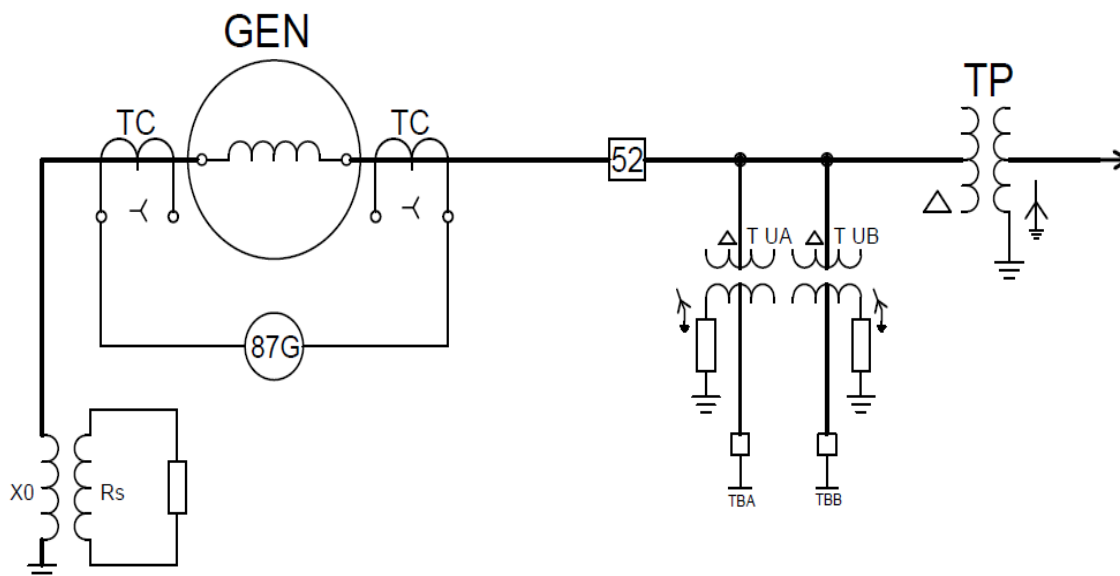


Fig. 5. 22 Esquema de Conexión de la Protección 87G.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

AJUSTE:

El ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente K1.
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente K2.

El ajuste que se le debe dar a esta protección debe ser un valor porcentual menor, al valor de referencia de corriente, para incrementar la sensibilidad de la protección, considerando la tolerancia pertinente.

5.1.15 ANSI (87GI): Protección diferencial del Generador – Interruptor Generador

Protege contra corto circuito entre fases, corto circuito entre espiras y tierra entre las zonas comprendidas entre el neutro del generador, y los TC'S localizados en el gabinete del interruptor el generador, (Compara la corriente que sale de un bobinado con la corriente que entra en el mismo bobinado).

Esta protección es un diferencial, tiene un ajuste porcentual para con el valor de referencia de corriente, se ajusta un porcentual muy bajo para incrementar la sensibilidad de la protección. Aunque en operación normal esta protección puede provocar un falso disparo por que el ajuste es muy pequeño.

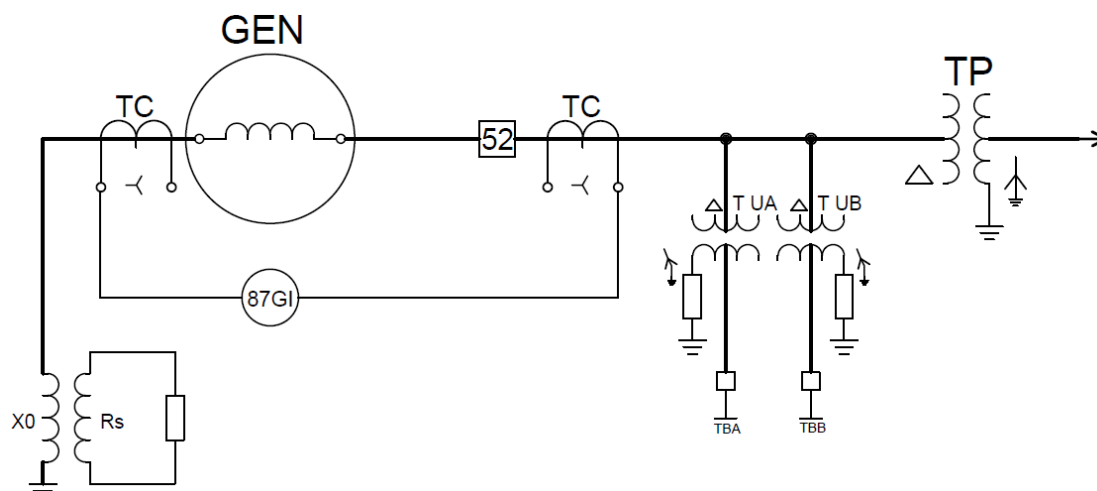


Fig. 5. 23 Esquema de conexión de la Protección 87GI.

AJUSTE:

Se recomiendan ajustar a una ganancia entre el 10% y 15%, con un tiempo instantáneo.

5.1.16 ANSI (50FI): Protección por Falla de Interruptor del Generador (BFP)

Considerando los daños y el incremento de estos, que pueden ocurrir en una unidad generadora al presentarse una falla interna que implique disparo del interruptor principal y el cual no dispare debido a un problema propio, se requiere de un esquema que detecte la falla de dicho interruptor, enviando disparo después de un tiempo dado a todos los interruptores (Adyacentes) que pueden estar alimentado a la unidad generadora que se encuentra en problemas, evitando así daños mayores de dicha unidad.

Por ejemplo si uno o dos polos del interruptor del generador, fallará, no abriendo. Se tendrá una carga desbalanceada y consecuentemente corriente de secuencia negativa en el rotor. Esta protección detecta una falla en la interrupción y se aplica con un sobrecorriente de tiempo definido, para esta protección Beckwith ajusta un pick up igual al producto de la corriente medido en el generador sobre el producto de la impedancia del generador por la relación de transformación de los transformadores de corriente, con un tiempo de retardo de operación de un mínimo de 0.02 s a un máximo de 60s, incluyendo el valor de sobre corriente de referencia para su operación.

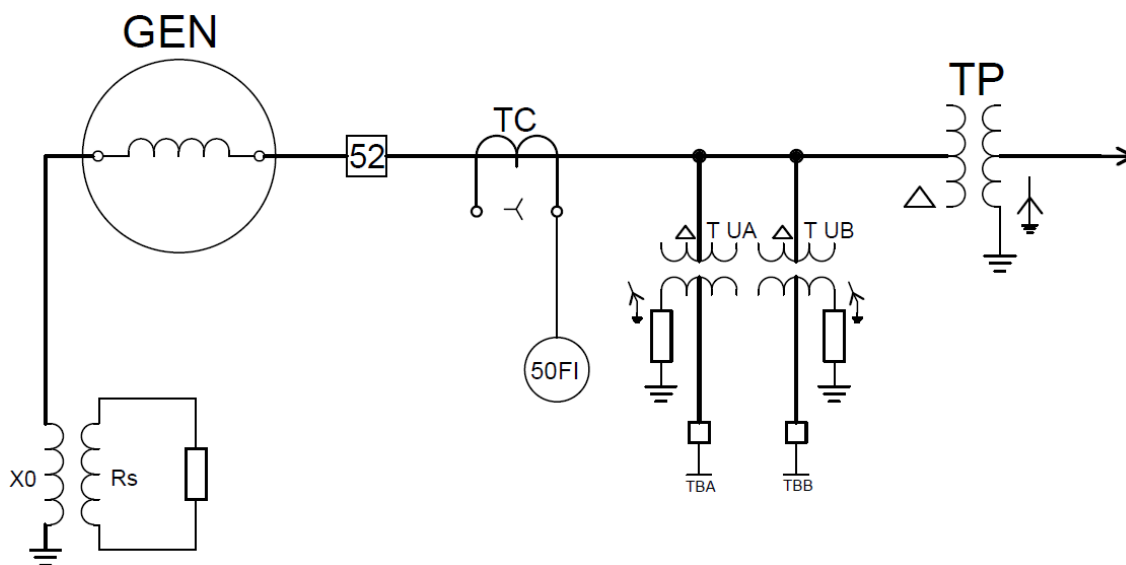


Fig. 5. 24 Esquema de Conexión de la Protección 50FI.

Las fallas descritas anteriormente provocan condiciones que pueden ser detectadas por diversos (Otros) relevadores de protección, como son: relevador de potencia inversa (32G), relevador de pérdida de sincronismo (78) y relevador de secuencia negativa (46G), sin embargo el método más directo es utilizando la protección por falla de interruptor (BFP).



Esta protección siempre inicia el arranque del disparo de los interruptores, generando una señal después de un tiempo, en la cual confirma, que el disparo a (el ó) los interruptores, no ha sido recibido.

La acción efectuada por esta protección deberá disparar todo el grupo de interruptores donde se encuentre el interruptor fallado, siempre evitando la contribución de corriente de falla al generador.

AJUSTE:

Arranque función sobrecorriente del 10 a 20% de la corriente nominal: $0.2I_n$.

Temporización función sobrecorriente: 0.1 segundos.

Temporización final función FI (t_2): 0.2 segundos.

Temporización para detectar interruptor no cerrado (t_1): 5 segundos.

5.1.17 ANSI (50-NT-FO): Protección contra Flashover en el interruptor del Generador.

La protección contra arqueo en la cabeza de los polos del interruptor del generador, funciona, si en el momento, cuando el interruptor de generador está abierto, detecta la presencia de corriente en la salida del generador y también en el neutro del transformador principal sobre los ajustes preestablecidos, esta protección detectara reignición del arco del interruptor y disparara los interruptores de la subestación, interruptores de auxiliares e interruptor de campo.

La protección protege al generador sobre todo durante la sincronización y poco después de la apertura del interruptor del generador cuando las cámaras de extinción del arco del interruptor deben soportar la tensión doble en oposición de fases. En esta operación causada por el deslizamiento se incrementa el riesgo del arco.

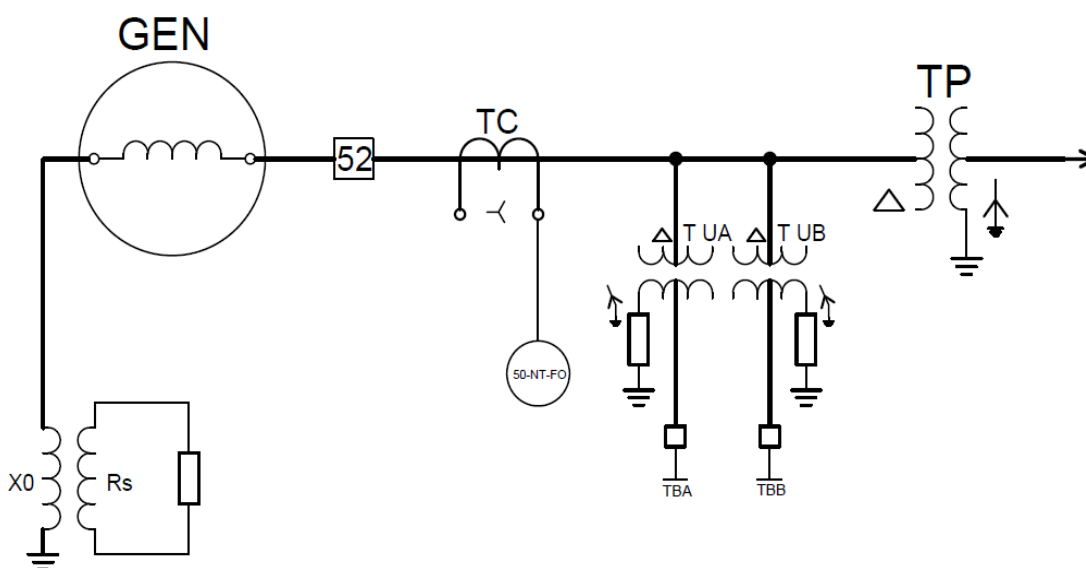


Fig. 5. 25 Esquema de Conexión de la Protección 50NT-FO.

Esta protección se puede implementar en forma lógica a través de la medición de corriente de secuencia negativa o de la corriente de falla a tierra en los devanados del estator (medida en el transformador de puesta a tierra del neutro del generador) asociado con el estado abierto del interruptor del generador; estas condiciones se integran en el esquema de falla de interruptor del generador.

La lógica empleada se muestra a continuación:

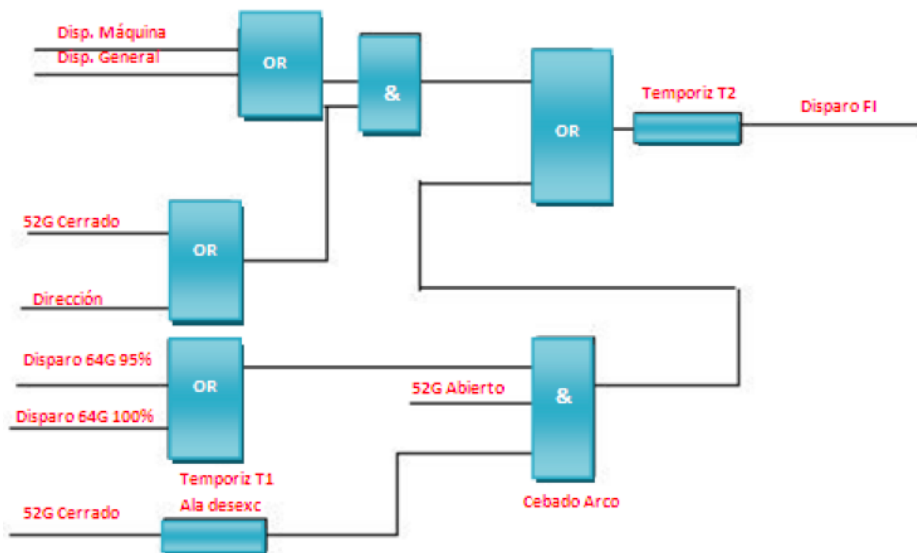


Fig. 5. 26 *Diagrama Logico de Operación de la Protección contra arqueo en el Interruptor del Generador.*

La función de extinción del arco funciona de la siguiente manera:

Si se extingue el arco en el interruptor, debido a que en el equipo aparece una falla a tierra; por lo que si hay falla a tierra, el interruptor abrirá aunque esté cerrado durante.

AJUSTES:

Arranque sobrecorriente: 0.2 In.

Temporización función sobrecorriente: 0.1 segundos.

Temporización final función FI (t2): 0.2 segundos.: 0.1 segundos.

Temporización para detectar interruptor no cerrado (t1): 5.0 segundos.

5.1.18 ANSI (59N) Protección de voltaje de secuencia cero

La utilización de esta protección depende del cual sea más fácil de usar y del diseño del generador a proteger, ya que esta protección opera para lo mismo que la 64G. El relé 59N, sirve para detectar fallas entre espiras del estator usando un sobrevoltaje de desbalance. Se emplea un arreglo estrella de tres transformadores de potencial, y el primario se conecta al neutro del generador. El secundario se conecta en una delta abierta, con un relevador de sobrevoltaje se conecta a través de la delta abierta para medir el voltaje de desbalance.



Por la conexión del primario al neutro del generador, la protección se hace insensible a fallas a tierra de estator. Y la protección opera para fallas entre espiras, el cual incrementa el voltaje de desbalance por encima de los niveles normalmente bajos.

Para realizar esta conexión se necesita tener un conductor el cual une el neutro del generador y los transformadores de potencial, el conductor debe tener un aislamiento por la condición de voltaje fase a neutro. La protección 59N tiene que estar sintonizado a la frecuencia fundamental del voltaje debido a la presencia de voltaje de tercera armónica en la delta abierta.

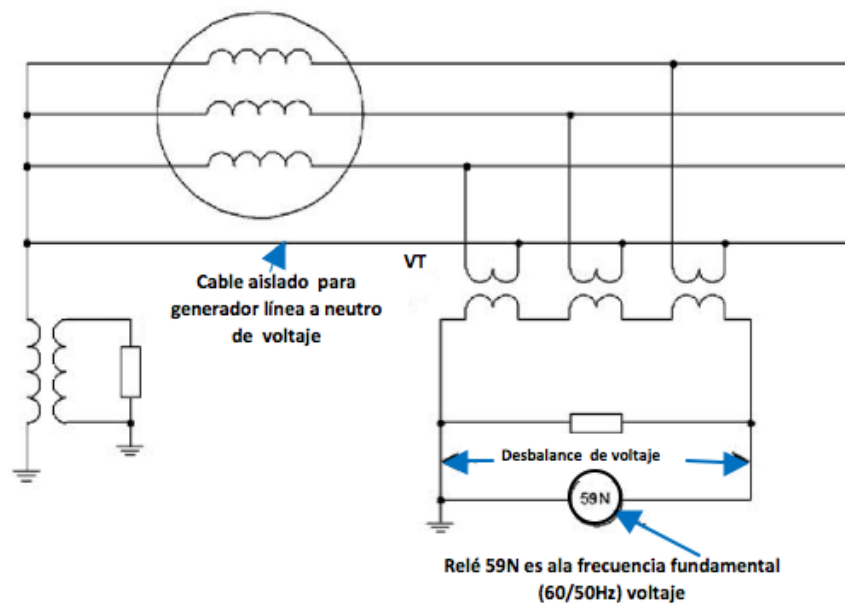


Fig. 5. 27 Esquema alterno de conexión para la Protección 59N, el esquema empleado esta presentado en la Fig. 5.7.

5.2 PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN

5.2.1 ANSI (50/51 TE) Protección contra Sobrecorriente del Transformador de Excitación

Esta Protección de sobrecorriente protege al transformador de excitación contra corto circuitos y sobrecargas, contra fallas internas y externas.

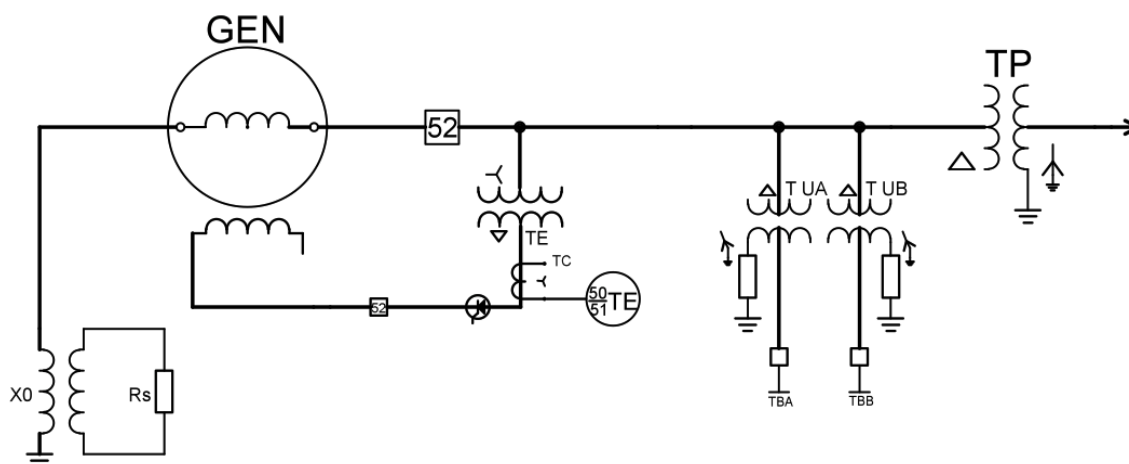


Fig. 5. 28 Esquema de Conexión de la Protección 50/51TE.

Para fallas contra corto circuitos el relevador cuenta con una unidad instantánea y para fallas por sobrecarga cuenta con unidad con retardo de tiempo.

El pick up del relevador de tiempo tiene que ser ajustado de un 130% a 150%, siendo 140% para un transformador de excitación normalmente. La selección del retardo de tiempo se toma de la curva de protección bajo condiciones de cortocircuito del transformador de excitación.

Para insensibilizar el relevador de sobrecorriente instantáneo de la componente de DC se ajusta a un valor de pick up de 1.1 del valor de calculado.

AJUSTE:

Unidad Instantánea (corto circuito): $2 - 20 \cdot I_n$.

Unidad de Tiempo (Sobrecarga): $1.12 \cdot I_n$.

5.2.2 ANSI (87 TE) Protección Diferencial del Transformador de Excitación.

Protege contra corto circuito entre fases, corto circuito entre espiras y tierra en las bobinas del transformador de excitación o en la zona protegida que se trate (Compara la corriente que sale de los devanados con la corriente que entra en el mismo devanado). Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas

corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante.
2. El error de relación de los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa.
3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

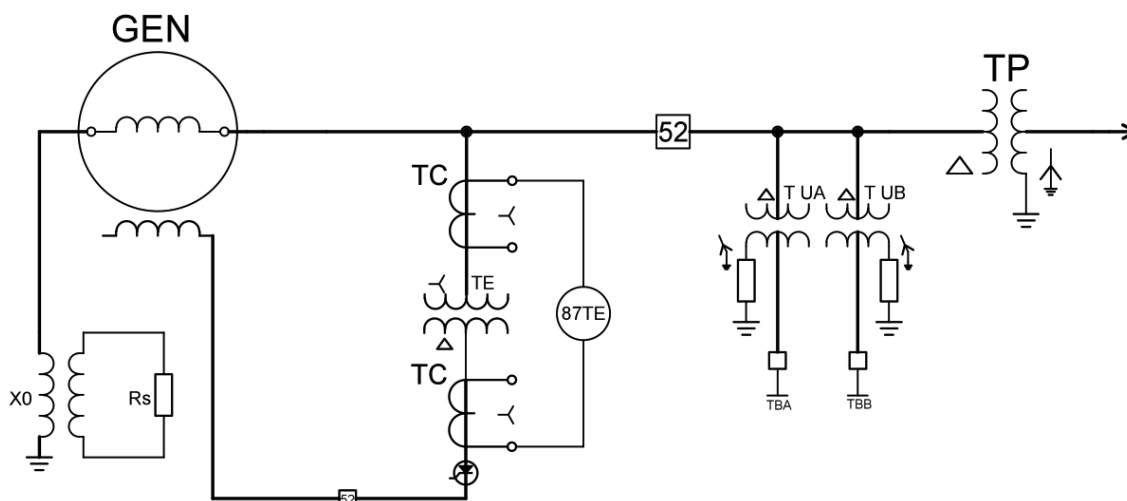


Fig. 5. 29 Esquema de conexión de la Protección 87TE.

AJUSTE:

El ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente $K1$.
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente $K2$.

5.3 PROTECCIÓN INTERRUPTOR GENERADOR – TRANSFORMADOR PRINCIPAL

5.3.1 ANSI (24V/Hz TP): Protección contra sobre-excitación (Volts/Hertz Transformador Principal)

La protección contra sobreexcitación del transformador elevador, detecta sobrevoltajes del generador mientras esta gira a velocidad menor a la nominal. Protege a los núcleos del hierro del transformador contra calentamiento originado por un excesivo flujo magnético.

Este sobrecalentamiento en el transformador y generador causa deterioro en el aislamiento y si la falla persiste, llevará al equipo a una falla.

Un sobrevoltaje a frecuencia baja causa una corriente de excitación muy alta en los transformadores conectados al generador, pudiendo dañarse por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

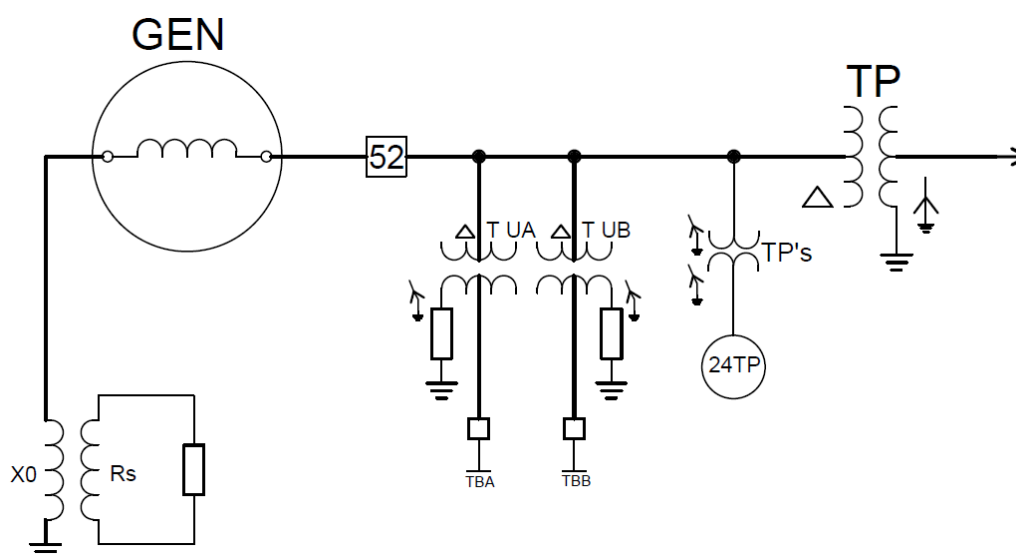


Fig. 5. 30 Esquema de Conexión de la Protección 24TP.

La sobreexcitación puede deberse también a fallas del regulador, a una pérdida de la carga o a excesiva excitación cuando el generador este fuera de línea. Para detectar la condición de sobreexcitación el relevador utiliza la relación Volts/Hertz, la cual es proporcional al flujo magnético en el generador y transformador principal.

La sobreexcitación provoca una densidad de flujo excesivo en el núcleo magnético del equipo protegido. Una vez que el núcleo magnético está cerca de la saturación, algún incremento en el voltaje aplicado causará excesivo flujo para ir al otro lado del núcleo a través del aire o las estructuras de acero.

De acuerdo a las normas internacionales (ANSI/IEEE C37.91, C37.102), la sobre excitación ocurre cuando la relación de volts a frecuencia (V/Hz) aplicada a las terminales del transformador excede 1.05 p.u. para plena carga o 1.10 p.u. sin carga.

AJUSTE:

El voltaje máximo de operación del generador es del 5% arriba del voltaje nominal.

Ajustaremos el primer paso a: 1.05 del V. max. Op., con un tiempo de operación de 40.0 s.

Ajustaremos el segundo paso a 12% del V. max. Op., con un tiempo de 2.0 s.

Esta protección se puede coordinar con una falla a tierra cercana de las líneas de transmisión, por tanto, se requiere conocer el ajuste del relevador 67N de la subestación.

5.3.2 ANSI (64B); Protección contra Fallas a Tierra en el Bus de Fase Aislada

Esta protección protege contra fallas a tierra en bus de fase aislada, las señales de potencial son tomadas de los TP's de barra, con conexión de delta abierta.

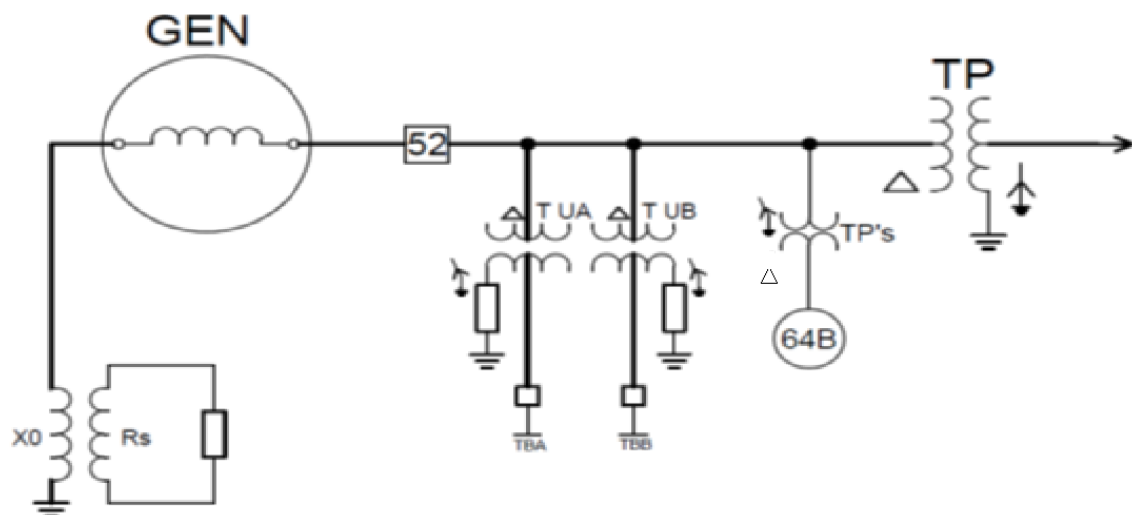


Fig. 5. 31 Esquema de Conexión de la Protección 64B contra Falla a Tierra del Bus de Fase Aislada.

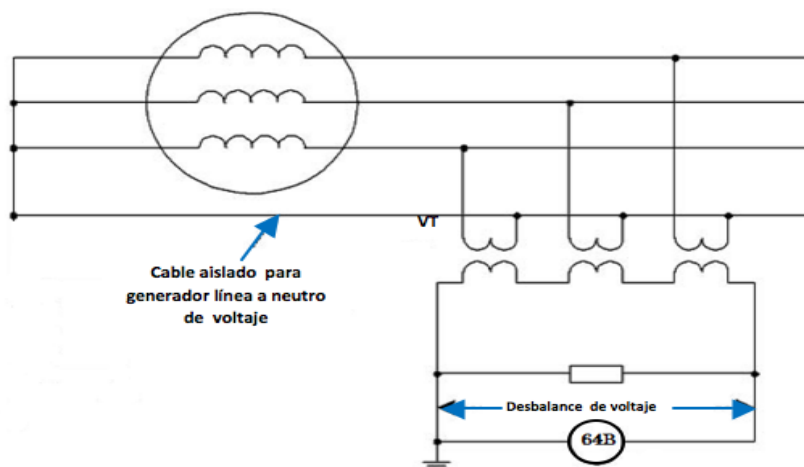


Fig. 5. 32 Diagrama Trifilar de la conexión de la Delta Abierta de la Protección 64B.



Un aterrizamiento con una delta abierta con un resistor a través de él, puede ser usado para proveer un medio de detección de fallas a tierra de un generador con conexión estrella no aterrizada y para una conexión delta del generador los TP's se conectan en estrella.

AJUSTES:

Ajustaremos esta protección, en la zona comprendida entre el 5% y el 100% del bus, con un tiempo de 1.5 s.

Arranque: $0.057 V_n$

Temporización: 1.5 s.

5.3.3 ANSI (50/51 TP): Sobrecorriente de fallas entre fases y de fase a tierra del Transformador Principal

Esta protección de sobrecorriente protege al transformador principal contra fallas internas y externas entre fases y de fase a tierra.

Esta protección protege al transformador contra cortos circuitos y sobrecargas. Este relevador cuenta con unidad instantánea y con unidad temporizada.

Se tiene un TC por fase en lado de alta del transformador. El elemento de tiempo inverso se puede ajustar a una carga más elevada, a una máxima de 150% y con acción retardada suficiente para la selectividad con los demás equipos. El elemento instantáneo se debe tener a un ajuste más elevado para una corriente máxima de cortocircuito, para una falla externa o para la corriente magnetizante transitoria de conexión.

AJUSTES:

El ajuste de la unidad instantánea debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador.

Unidad Instantánea (50): 1.3 – 1.5 a falla trifásica máxima del lado de baja tensión del transformador.

Unidad de tiempo (51): $1.20 I_n$ a un tiempo de 1.0 a 1.5 s.

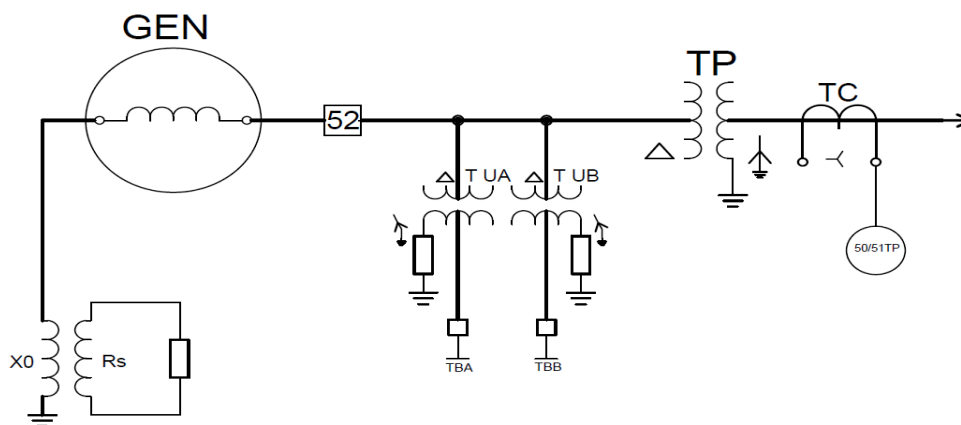


Fig. 5. 33 Esquema de Conexión de la Protección 50/51 TP.

5.3.4 ANSI (51N TP): Sobrecorriente de fallas a tierra (neutro de alta tensión) Transformador Principal

La protección de sobrecorriente de falla a tierra se utiliza para detectar fallas a tierra en el neutro de los devanados de alta tensión del transformador principal. Esta protección también operara para fallas a tierra lejanas al transformador principal, como protección de respaldo a líneas de transmisión con un retardo de tiempo, así también se puede coordinar con otros relevadores de protección (67N).

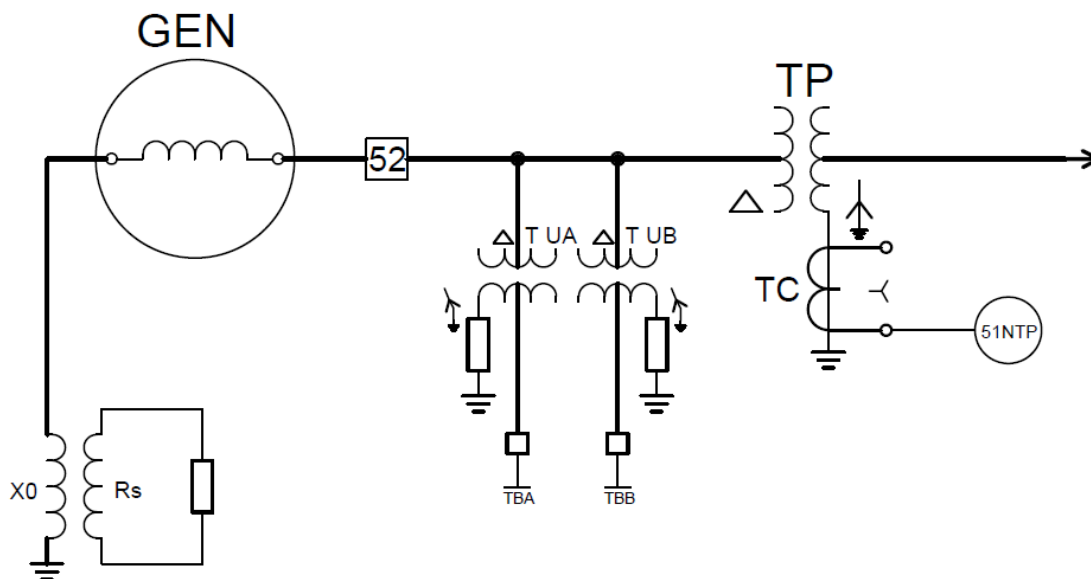


Fig. 5. 34 Esquema de conexión de la Protección 51NTP.

AJUSTES:

Este relevador se ajustara para operar con un 10% de desbalance de la corriente de falla monofásica del transformador.

5.3.5 ANSI (87 TP): Protección Diferencial del Transformador Principal

Protege contra corto circuito entre espiras, corto circuito entre fases y tierra en los devanados del transformador o en la zona protegida que se trate (compara la corriente que sale de un devanado con la corriente que entra en el mismo devanado). Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante.
2. El error de relación de los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa.

3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

La protección diferencial debe emplear la restricción de armónicas, para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de "inrush". El relevador debe utilizar al menos la corriente de la segunda armónica que está presente en toda energización de transformadores, para restringir o reducir la sensibilidad del relevador durante este periodo.

El relevador diferencial debe incluir una unidad instantánea, la cual se ajusta por encima de la corriente de "inrush" del transformador.

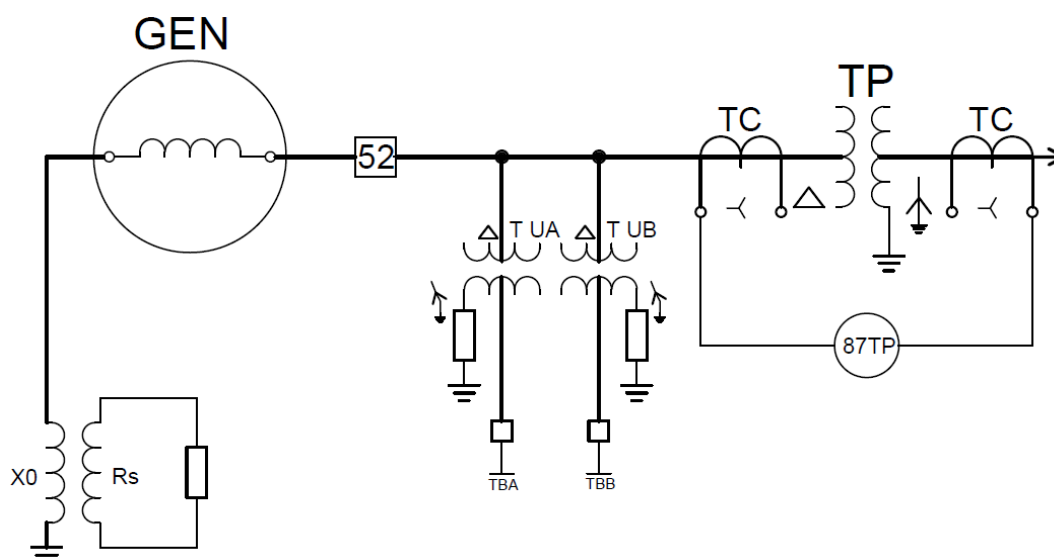


Fig. 5. 35 Esquema de Conexión de la Protección 87TP.

AJUSTE:

El ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente $K1$.
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente $K2$.

El ajuste debe tener un valor porcentual menor al valor de referencia de corriente para mejora la sensibilidad de la protección, pero debe ser lo suficientemente grande para evitar falsos disparos.

5.4 PROTECCIÓN TRANSFORMADOR AUXILIAR

5.4.1 ANSI (50/51TA): Protección Sobrecorriente entre fases (lado de alta) Transformador Auxiliar

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, protege contra fallas internas y externas del transformador, este relevador funciona como protección de respaldo de la protección diferencial del transformador.

Esta protección protege al transformador contra cortos circuitos y sobrecarga, por lo cual el relevador debe contar con un elemento instantáneo y uno de tiempo.

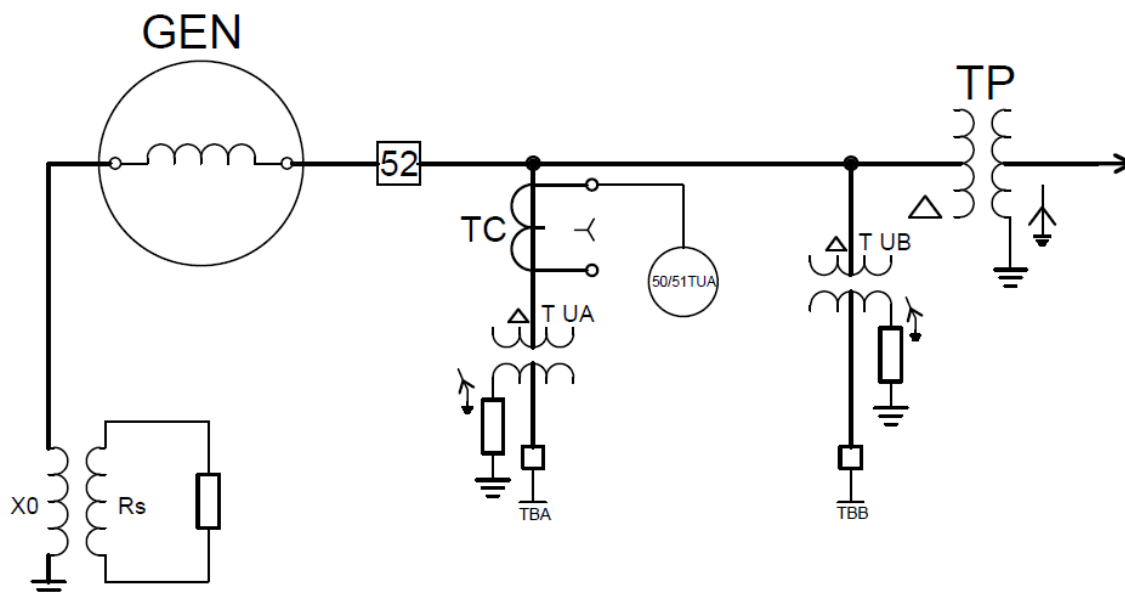


Fig. 5. 36 Esquema de Conexión de la Protección 50/51 TUA.

Se tiene un TC por fase en lado de alta del transformador. El elemento de tiempo inverso se puede ajustar a una carga más elevada, a una máxima de 150% y con acción retardada suficiente para la selectividad con los demás equipos. El elemento instantáneo se debe tener a un ajuste más elevado para una corriente máxima de cortocircuito, para una falla externa o para la corriente magnetizante transitoria de conexión.

AJUSTES:

El ajuste de la unidad instantánea debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador.

Unidad Instantánea (50): 1.3 – 1.5 a falla trifásica máxima del lado de baja tensión del transformador.

Unidad de tiempo (51): 1.20 In a un tiempo de 1.0 a 1.5 s.

5.4.2 ANSI (51NTA): Protección Sobrecorriente para fallas entre fase y tierra (Lado baja tensión) del Transformador Auxiliar

Esta protección tiene como objeto de detectar fallas a tierra en el neutro del transformador auxiliar.

El neutro del transformador auxiliar esta aterrizado por medio de una resistencia limitadora de 500 a 10 segundos por lo cual la falla monofásica a tierra se limitara a 500 amperes.

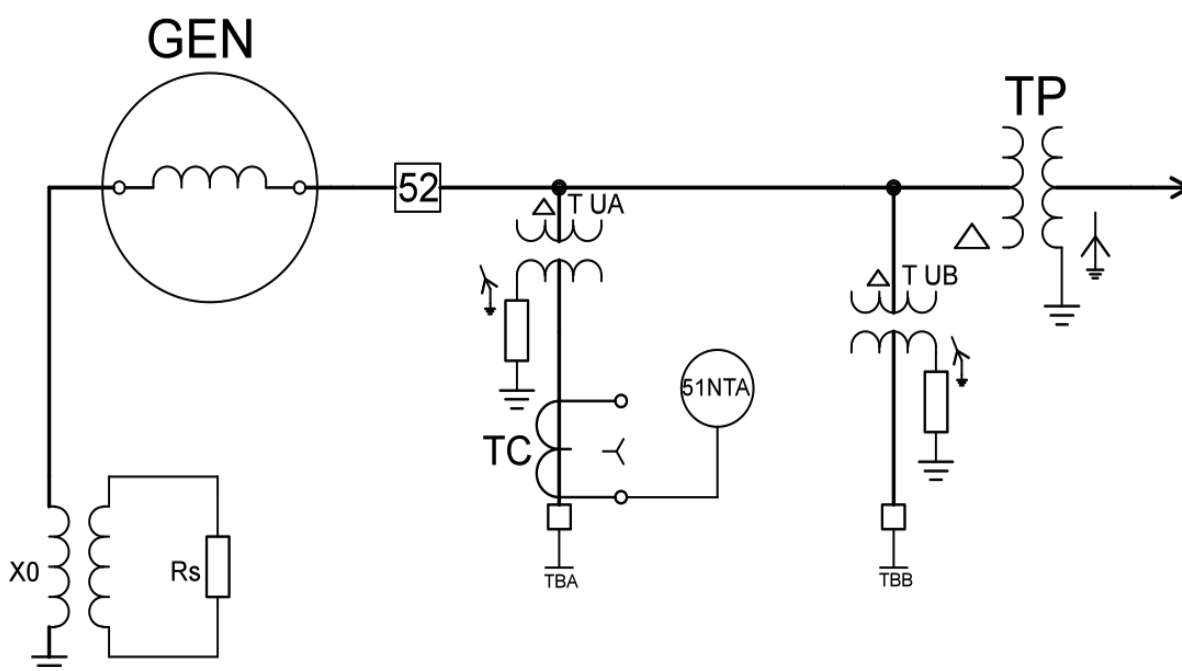


Fig. 5. 37 Esquema de Conexión de la Protección 51NTA.

AJUSTE: $0.25 I_{falla}$

Tiempo: el mínimo posible: 0.10 s.

5.4.3 ANSI (87 TA): Protección Diferencial del Transformador Auxiliar

Protección contra sobrecorrientes en los devanados del transformador auxiliar, esta protección diferencial protege contra corto circuito internos en los devanados del transformador.

Los relevadores diferenciales deben tomar en cuentas los siguientes factores para su ajuste:

- Diferentes niveles de voltajes.
- Diferentes relaciones de transformación.
- Desfasamiento angular de fase de 30° , introducido por la conexión Delta-Estrella en el transformador.
- La corriente de magnetización o de Inrush.

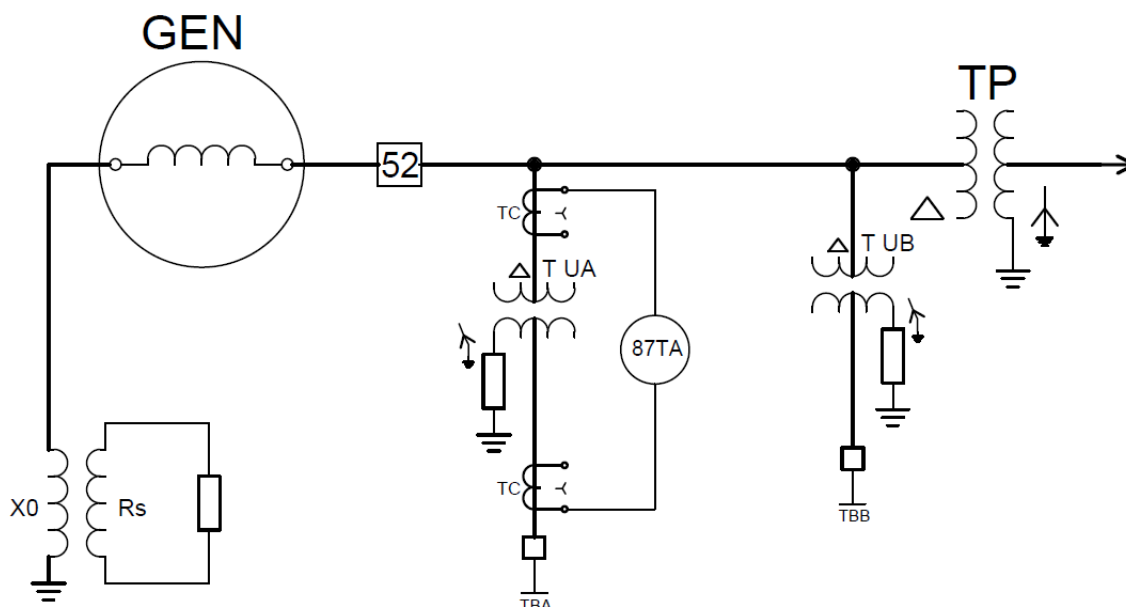


Fig. 5. 38 Esquema de Conexión de la Protección 87TA.

Cuando un transformador es energizado, una corriente de magnetización transciende en sus devanados, esta corriente esta corriente podría ser detectada por el relevador como una falla interna del transformador, ya que podría alcanzar valores picos instantáneos de 8 a 30 veces la corriente nominal.

La corriente de magnetización o de Inrush genera gran contenido de segunda armónica, la cual puede ser usada para identificar el fenómeno de inrush y prevenir la operación del relevador.

AJUSTE: 10 %



CAPÍTULO 6

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

6.1 Representación de Elementos

El estudio del corto circuito se inicia con un diagrama unifilar del sistema a estudiar, que está representada por medio de una línea simple y de símbolos normalizados que indican todos los elementos que intervienen, especialmente las fuentes y elementos pasivos, con los valores de potencias, tensiones e impedancias, siempre que sea posible. El objeto de un diagrama unifilar es suministrar de manera concisa los datos más significativos e importantes de un sistema.

Para estudiar el comportamiento de un sistema en condiciones de carga o al presentarse un corto circuito, el diagrama unifilar tiene que transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente referido al mismo lado de uno de uno de los transformadores.

Los diagramas de impedancias y reactancias, se llaman algunas veces diagramas de secuencia positiva, puesto que representan impedancias para las corrientes equilibradas de un sistema trifásico simétrico. La corriente en ambos extremos del circuito equivalente es idéntica si se desprecia la corriente magnetizante.

En un sistema eléctrico las impedancias de los distintos elementos están referidas a sus valores de potencia y tensión denominados sus valores base, por lo que es necesario cambiar estos valores a una base común de potencia y tensión con el objeto de que se puedan hacer combinaciones entre ellos cuando se requiera obtener las impedancias equivalentes.

La tensión, la corriente, los kVA y la impedancia de un circuito, se expresan frecuentemente en por ciento o por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de las magnitudes. Este valor se define como la razón de su valor al valor base, expresada en decimal. El valor por cien, es igual a 100 veces por unidad.

6.1.1 Cambio de base para los valores por unidad

Dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresados respecto a la misma impedancia base, podemos hacer el cambio de la siguiente manera:

$$\text{Impedancia en p. u. de un elemento del Cto.} = \frac{(\text{impedancia real en } \Omega) (\text{kVA base})}{(\text{tensión base en kV})^2 (1000)}$$

Lo anterior demuestra que la impedancia por unidad, es directamente proporcional a los kVA base e inversamente proporcional al cuadrado de la tensión base. Por lo tanto para cambiar las impedancias por unidad respecto a una base nueva, se aplica y considera lo siguiente:



- La potencia base en un sistema es única y su valor puede ser por ejemplo la potencia nominal mayor de los elementos del sistema o cualquier valor.
- Existen tantas bases de tensión como relaciones de transformación en cada nivel de tensión que se tenga en un sistema.

La fórmula para el cambio de base es:

$$Z(\%/100)_{nuevo} = Z(\%/100)_{dado} \left(\frac{kVA \text{ base nuevo}}{kVA \text{ base dado}} \right) \left(\frac{kV \text{ base dado}}{kV \text{ base nuevo}} \right)^2$$

6.2 Tipos de fallas

En un sistema eléctrico se pueden presentar diferentes tipos de fallas por corto circuito, que de manera general podemos considerar las siguientes:

- Falla de línea a tierra
- Falla de línea a línea
- Falla de dos líneas a tierra
- Falla trifásica

La falla por corto circuito con la mayor probabilidad de incidencia es la falla de línea a tierra, y así en orden descendente hasta la falla trifásica cuya ocurrencia se presenta por causas accidentales.

Los estudios de corto circuito que con mayor frecuencia se realizan, comprenden el cálculo de corto circuito monofásico y trifásico, lo que ayuda a determinar las características del equipo de protección así como la protección misma. La primera por ser la más probable a ocurrir y la segunda porque a pesar de ser la que tiene menor probabilidad de ocurrir, es la que puede someter a los equipos y maquinas a esfuerzos más severos.

Para el cálculo de corto circuito monofásico es necesario elaborar diagramas de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de acuerdo al estudio de la componente simétrica.

El diagrama de impedancias de secuencia positiva se obtiene reemplazando cada elemento mostrado en el diagrama unifilar por su impedancia referida a una base común y representando las fuentes de voltaje equivalentes para los generadores con sus valores expresados en por unidad y referidos también a una base de tensión común.

El diagrama de impedancias de secuencia negativa se elabora de la misma forma que el de secuencia positiva, la única diferencia es que no contiene fuentes de voltaje.

El diagrama de impedancias de secuencia cero tiene otras consideraciones ya que las corrientes de secuencia cero que circulan a través de las impedancias, lo hacen a tierra, por lo que es determinante como están conectados los neutros de los distintos elementos a tierra.



En el siguiente dibujo se muestra como se conectan los generadores y transformadores con su correspondiente diagrama de reactancias.

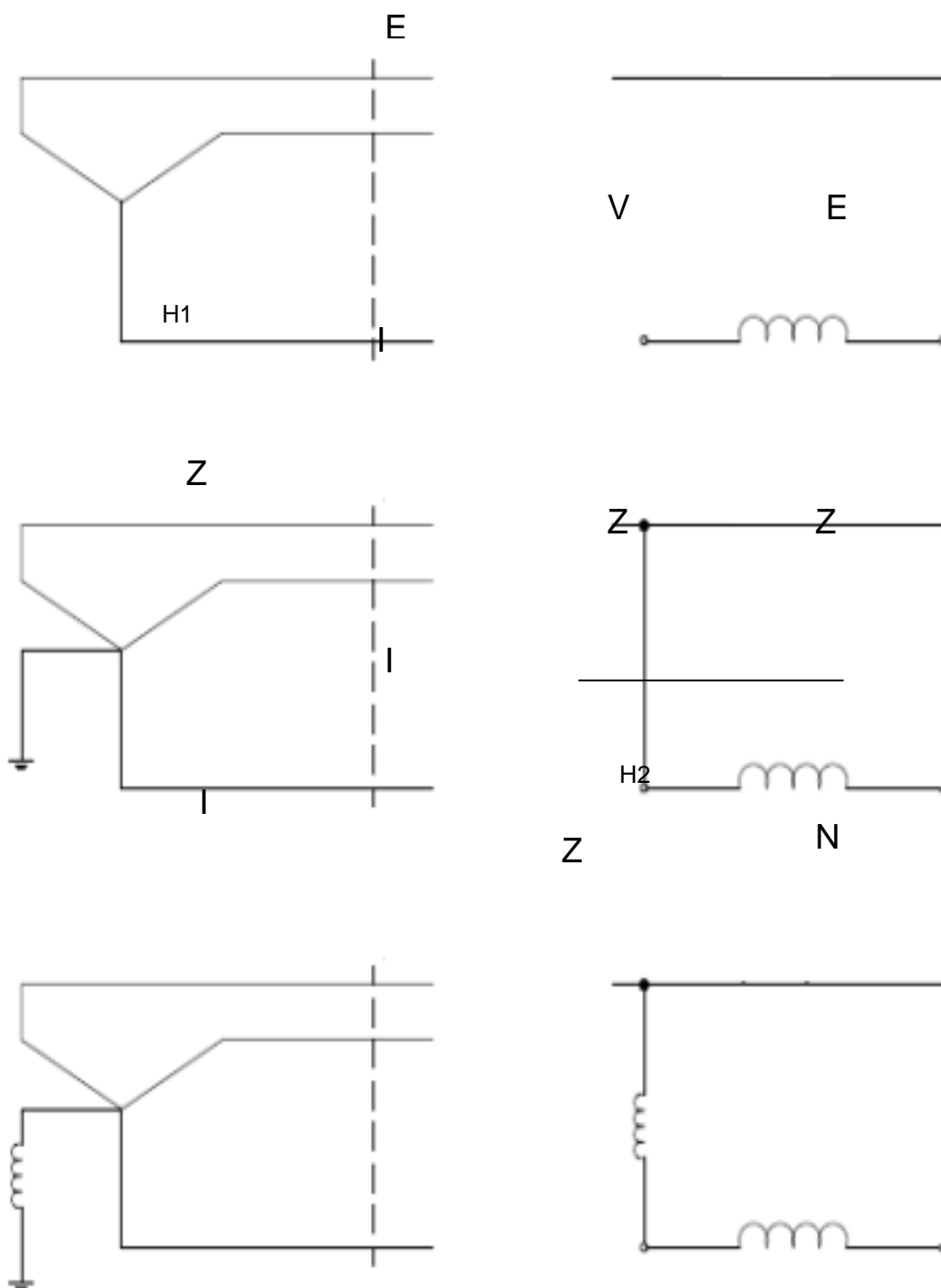


Fig.6. 1 Circuitos Trifasicos y su Equivalencia en Secuencia Cero.

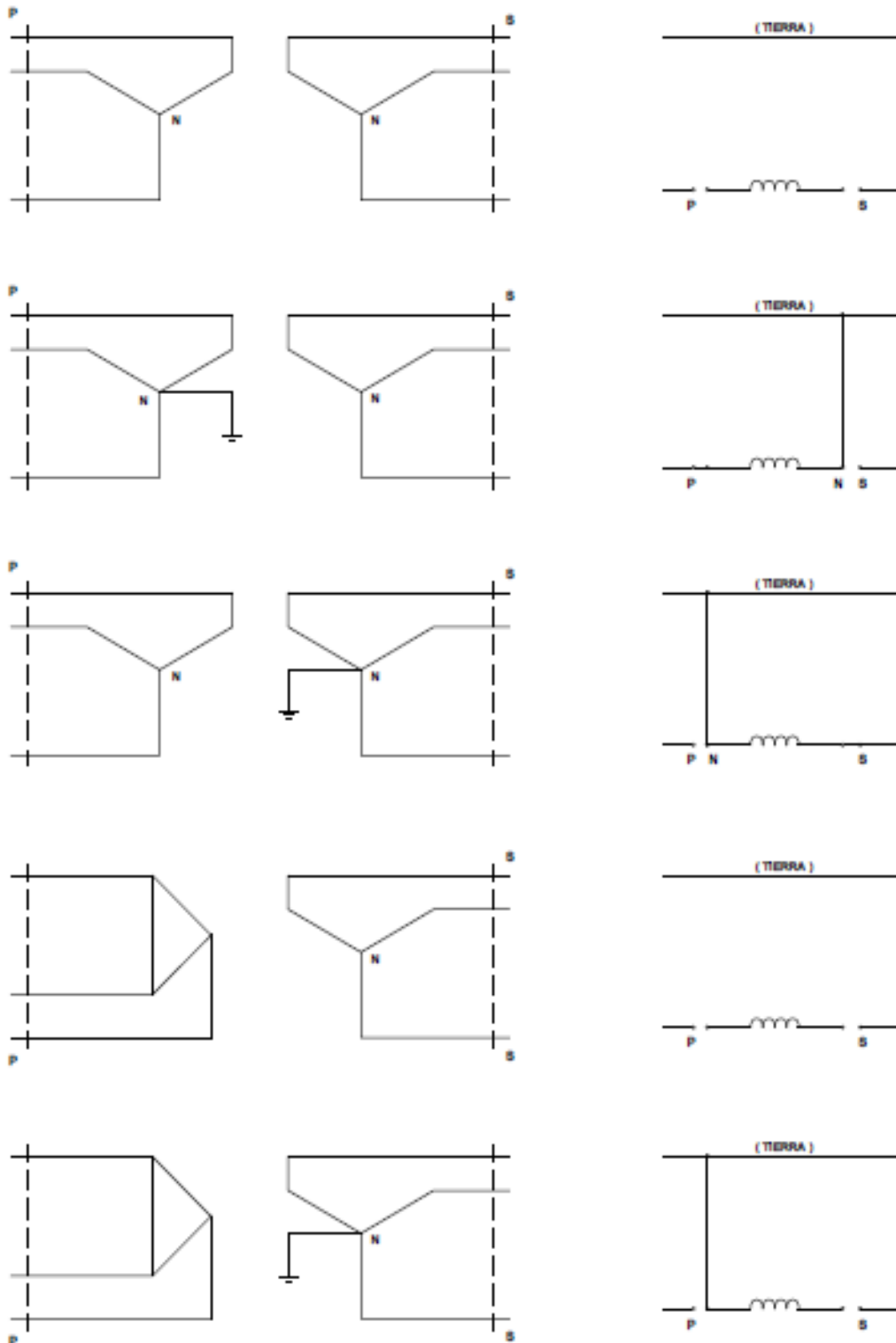


Fig.6. 2 Representación de Trifásica de Transformadores con su equivalencia de Secuencia Cero.

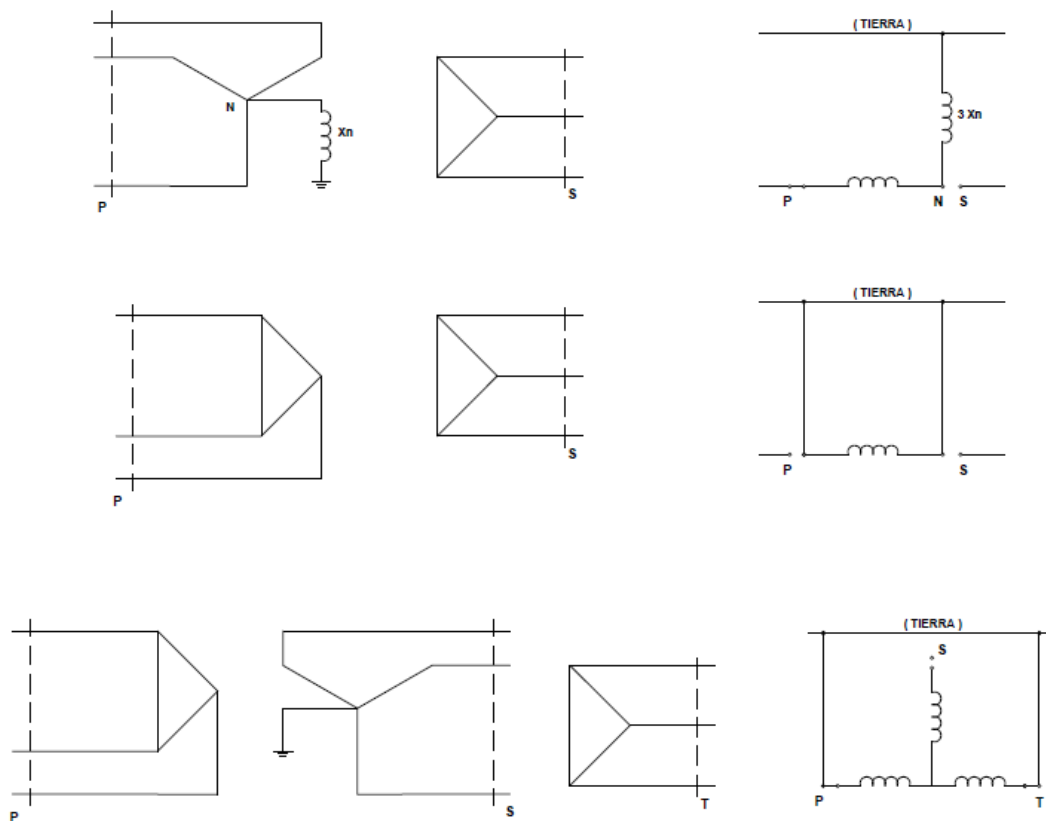


Fig.6. 3 Representacion de Trifasica de Transformadores con su equivalencia de Secuencia Cero (Continuación).

6.3 Cálculo de la corriente de corto circuito.

Para el cálculo de falla de línea a tierra usando el método de las componentes simétricas se puede calcular la corriente total en un punto dado del sistema, de la siguiente manera:

$$I_a = \frac{3E}{(X_1 + X_2 + X_0)} \quad (p.u.)$$

X_1 representa la reactancia equivalente de secuencia positiva entre el punto de falla y la fuente de alimentación.

X_2 es la reactancia equivalente de secuencia negativa entre el punto de falla y la fuente.

X_0 representa una reactancia equivalente de secuencia cero entre la falla y el punto de alimentación. Equivalencia de un circuito trifásico a un circuito unifilar de las diferentes secuencias.

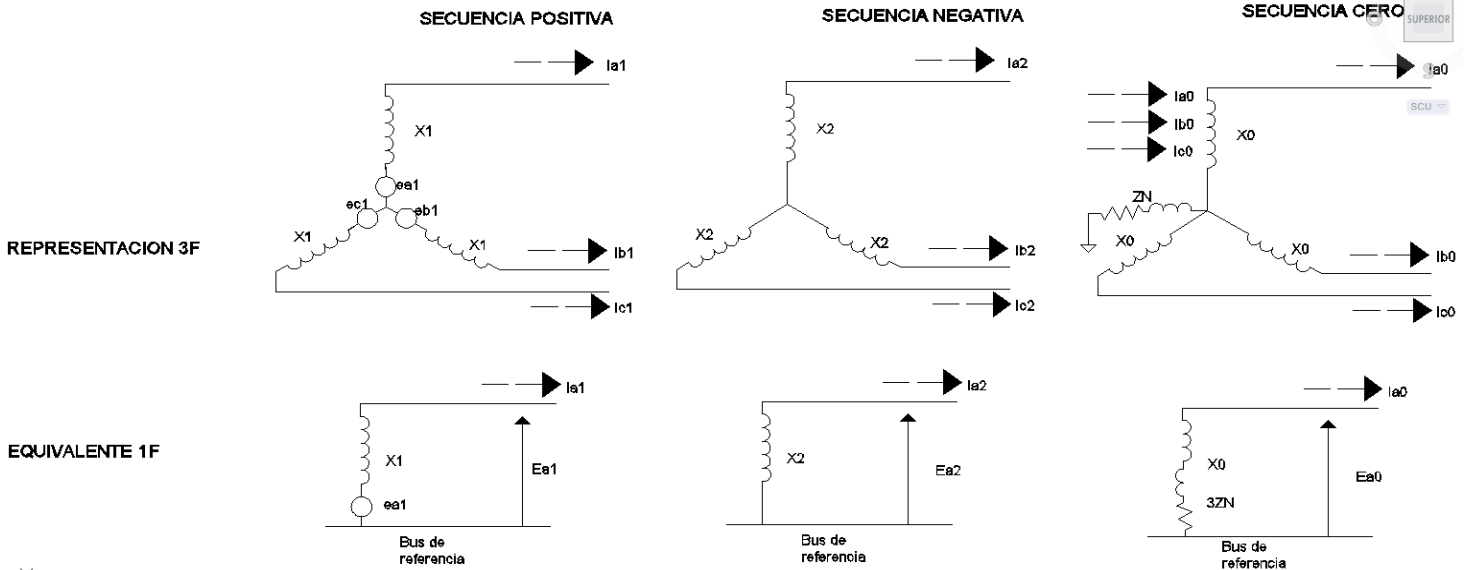


Fig. 6. 4 Equivalencia de un circuito trifásico a un circuito unifilar de las diferentes secuencias.

Lo anterior supone que si los diagramas de reactancia de secuencia positiva, negativa y cero están en serie, los valores de corriente I_1 , I_2 e I_0 son las mismas, de tal manera que la fórmula de cálculo queda:

$$I_a = 3I_1 = \frac{3E}{(X_1 + X_2 + X_0)}$$

Para el cálculo de la corriente de corto circuito tratándose de una falla trifásica con el método de componentes simétricas, solo interviene el diagrama de impedancias de secuencia positiva. Por lo que únicamente se necesita obtener la impedancia equivalente Z_1 , a partir de la reducción de impedancias serie paralelo hasta obtener una impedancia equivalente con el punto de falla seleccionado.

Las fórmulas que intervienen en el cálculo del corto circuito trifásico son:

$$I_{cc} = \frac{V_{falla}}{Z_1} \quad (p. u.)$$

La corriente en amperes es:

$$I_{cc} = I_{p.u.} \times I_{base}$$

Este valor representa a la corriente de corto circuito simétrica, donde:

$$I_{base} = \frac{kVA_{base}}{(\sqrt{3} \times kV_{base})}$$

La potencia de corto circuito simétrica es:

$$P_{cc \text{ sim}} = kVA_{base} / Z_1$$

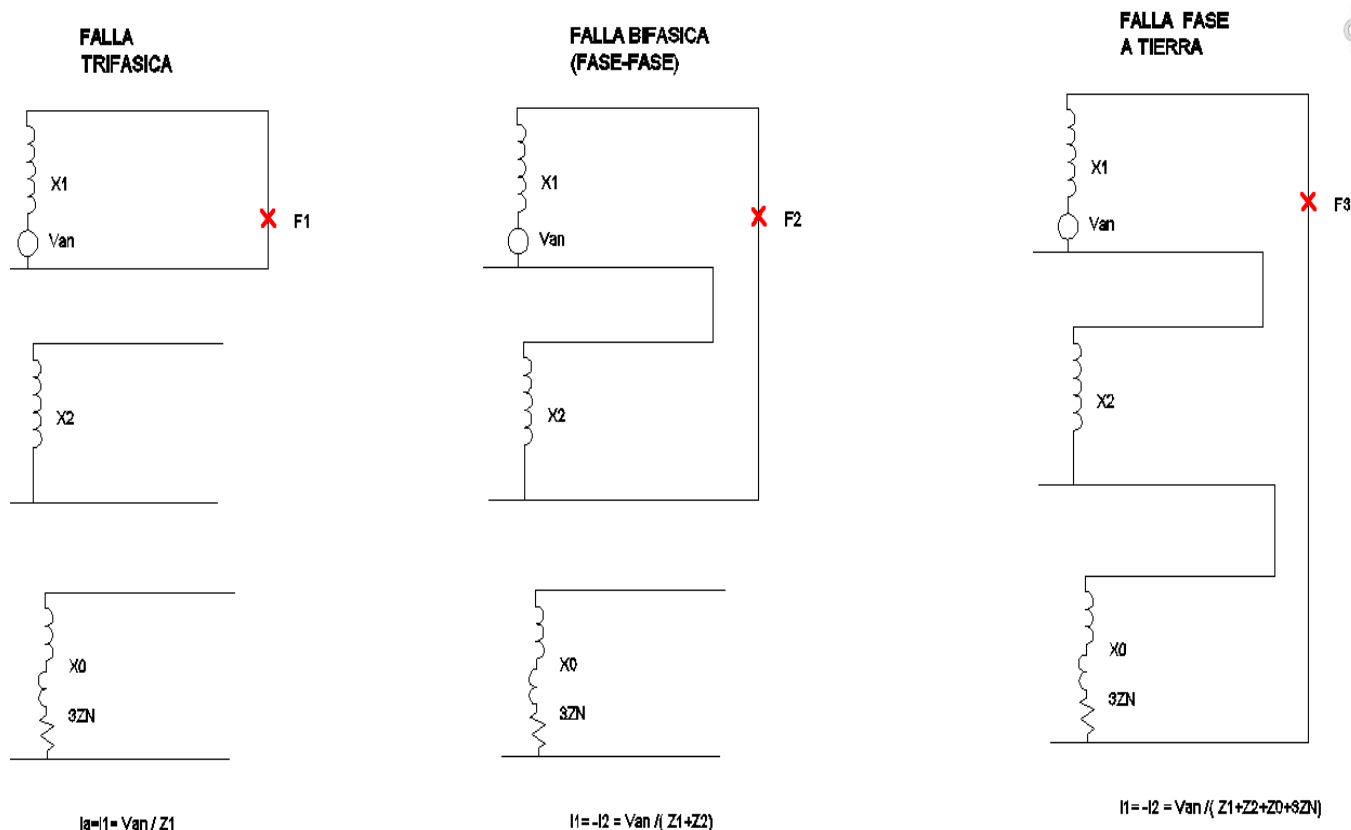


Fig.6. 5 Representación secuencial de tres diferentes fallas.

6.4 Método del bus infinito para el estudio de corto circuito trifásico .

Los pasos para el cálculo del corto circuito por el método del bus infinito son:

- Se parte del diagrama unifilar con los elementos del sistema, con sus datos de potencia, tensión e impedancia.
- Se refieren las impedancias a valores base de potencia y tensión, tal como se explicó en el inciso VI.1.1.
- Se hace una reducción de impedancias por combinaciones serie-paralelo y transformaciones delta-estrella o estrella-delta cuando sea necesario, hasta obtener una impedancia equivalente entre la fuente y el punto de falla seleccionado.

Las corrientes y potencia de corto circuito en el punto de falla se calculan como:

$$I_{cc} = \frac{kVA_{base}}{(\sqrt{3}kV_{base} \times Z_{eq}(p.u.))}$$



La corriente de corto circuito asimétrica se puede calcular como:

$$I_{ccA} = K I_{cc}$$

Siendo K un factor de asimetría que depende de la relación R/X para el sistema en estudio:

Se puede emplear el factor K para el menor valor de la relación R/X.

El factor se forma con la relación R/X de la red resultante o equivalente $Z_k = R_k + jX_k$ en el punto de falla en cuyo caso la corriente de corto circuito asimétrica se puede calcular como $1.15 I_{cc}$, o sea que el valor mínimo sería 1.15 y normalmente el máximo no excede de 1.8.

El valor máximo de $K=2.0$ se obtiene cuando $R=0$ que equivaldría a una falla en las terminales del generador, pero aun en estos casos se ha demostrado que en generadores con potencias inferiores a 100 MVA, el factor de asimetría máximo es 1.8 y lo mismo ocurre en grupos generador-transformador conectados en bloque cuando ocurre un corto circuito en el lado de alta tensión del generador (en este caso se puede considerar excepcionalmente $K=1.9$).

La potencia de corto circuito en el punto de falla se puede calcular como:

$$P_{cc} = \frac{kVA_{base}}{Z_{eq}(p.u.)}$$

CAPÍTULO 7

DESARROLLO DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO PARA LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA PETACALCO U7 DE 756.2 MVA

Tomando como referencia el diagrama unifilar de la Central, para el cálculo del corto circuito, se utilizaron solo las reactivancias de los equipos principales, no se considera dentro del cálculo las reactivancias de los equipos para los tableros de media tensión y subestaciones unitarias.

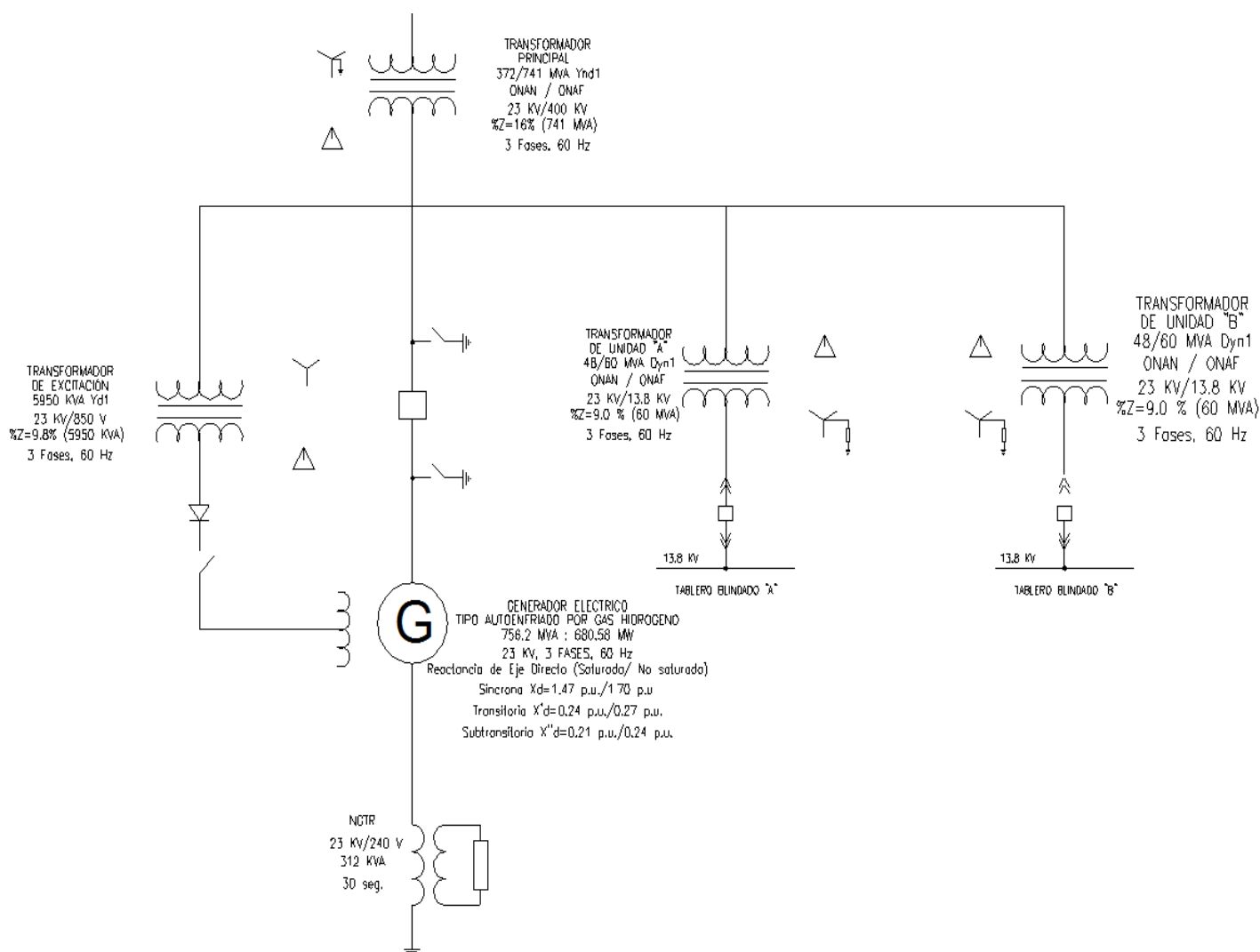


Fig. 7. 1 Diagrama Eléctrico de la Unidad 7 al Sistema Eléctrico de Potencia

Como primer paso se seleccionan los valores base, para cambiar las impedancias de los equipos:

- $MV_{base} = 800$
- $kV_{base} = 400$
- $kV_{base} = 23$



La corriente de corto circuito referidos al 2007 para el bus de 400kv de subestación lázaro Cárdenas son:

- $Falla\ 3\phi = 26.3\text{kA}$
- $Falla\ 1\phi = 29.8\text{kA}$

Los datos anteriores se encuentran referenciados a una potencia de 100MVA. La potencia de corto circuito del sistema (capacidad del sistema) es:

$$S = \sqrt{3}VI$$

$$S = \sqrt{3}(400\text{ [kV]})(26.3\text{ [kA]}) = 18221.17\text{ [MVA]}$$

Para la Impedancia de la red:

$$Z_{cc3\phi} = \frac{V_{fn}}{I_{3\phi}} = \frac{\frac{400\text{ [kV]}}{\sqrt{3}}}{263000\text{ [A]}} = 8.78\text{ [\Omega]}$$

Primero tenemos que sacar la I_{base}

$$I_{Base} = \frac{P}{\sqrt{3}V} = \frac{800 * 10^6\text{ [VA]}}{\sqrt{3}(400 * 10^3\text{ [V]})} = 1154.7\text{ [A]}$$

Ahora Z_{base}

$$Z_{Base} = \frac{V_{fn}}{I_{Base}} = \frac{\frac{400\text{ [kV]}}{\sqrt{3}}}{1154.7\text{ [A]}} = 200\text{ [\Omega]}$$

Retomando la ecuación anterior de:

$$Z_{CC} = \frac{Z_{Real}}{Z_{Base}} = \frac{8.78\text{ [\Omega]}}{200\text{ [\Omega]}} = 0.0439\text{ p.u.}$$

Empleando la expresión general de cambio de base

$$\%Z_{Nuevo} = \%Z_{Dado} \left(\left(\frac{kVA_{BNuevo}}{kVA_{BDado}} \right) \left(\frac{kV_{BDado}}{kV_{BNuevo}} \right)^2 \right)$$

Para el generador

$$X_{G^n} = 0.24 \left(\left(\frac{800000}{756200} \right) \left(\frac{23}{23} \right)^2 \right) = 0.25390\text{ [p.u.]}$$



Para el transformador principal

$$X_{Tppal} = 0.16 \left(\left(\frac{800000}{741000} \right) \left(\frac{23}{23} \right)^2 \right) = 0.17273 [p.u.]$$

Para el transformador auxiliar Ay B

$$X_{TAUXA} = 0.09 \left(\left(\frac{800000}{60000} \right) \left(\frac{23}{23} \right)^2 \right) = 1.2 [p.u.]$$

$$X_{TAUXA} = 1.2 [p.u.]$$

$$X_{TAUXB} = 1.2 [p.u.]$$

Para el transformador de excitación

$$X_{Texc} = 0.98 \left(\left(\frac{800000}{5950} \right) \left(\frac{23}{23} \right)^2 \right) = 13.17647 [p.u.]$$

Para la carga que alimenta XTAUX

$$X_{TAUXA} = 0.234 \left(\left(\frac{800000}{5950} \right) \left(\frac{23}{23} \right)^2 \right) = 31.462184 [p.u.]$$

Para la carga CA y CB

$$X_{CA} = 0.234 \left(\left(\frac{800000}{38900} \right) \left(\frac{23}{23} \right)^2 \right) = 4.8123 [p.u.]$$

$$X_{CA} = 4.8123 [p.u.]$$

$$X_{CB} = 4.8123 [p.u.]$$

Diagrama de reactancias:

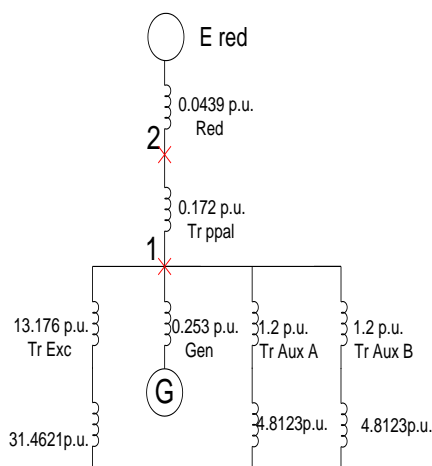


Fig. 7. 2 Diagrama de reactancias red, Tr pal, Tr exc, Tr aux A y B, Gen y sus respectivas cargas con valores en por unidad.

Siendo que los transformadores auxiliares y el transformador de excitación no están conectados a una fuente de tensión y no aportan energía, y por lo tanto son cargas que quedan flotando, esta es la razón por el cual se omite las impedancias de las cargas conectados a los transformadores auxiliares, así como la carga conectado al transformador de excitación y también las impedancias de estos transformadores. Ahora tomando los mismos valores, pero modificando el diagrama de reactancias, de tal manera que solo vamos a considerar el generador, el transformador principal y la red, que si influirían al momento que aparezca una falla. El diagrama de reactancias quedaría de la siguiente forma:

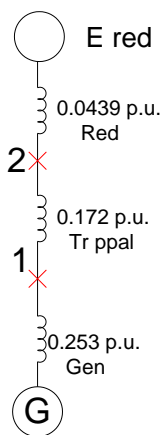


Fig. 7. 3 Diagrama de reactancias Red, Tr pal y Gen con valores en por unidad

Para el Cálculo la Falla 1

La reactancia equivalente de la red y del transformador principal es:

$$0.172[p. u.] + 0.0439 [p. u.] = 0.2159 [p. u.]$$

Ahora para la reactancia equivalente anterior con el generador es:



$$\frac{(0.2159)(0.253)}{(0.2159+0.253)} = 0.1164 \text{ [p.u]}$$

La corriente de falla por unidad es:

$$I_{pu} = \frac{1}{0.1164} = 8.5910$$

La corriente base para esta falla es de:

$$I_{base} = \frac{800000 \text{ kVA}}{(\sqrt{3})(23 \text{ kV})} = 20081.74$$

La corriente de corto circuito en las terminales del generador es

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{base} = (8.5910)(20081.74) = 172.5222283 \quad [\text{kA}]$$

La potencia simétrica para este punto es

$$P_{sim} = \frac{kVA_{base}}{Z_{equ}} = \frac{800000}{0.85910} = 931207.0772 \text{ [MVA]}$$

Para el cálculo de la falla 2

La reactancia equivalente del generador y el transformador principal es:

$$0.172 \text{ [p. u.]} + 0.253 \text{ [p. u.]} = 0.425 \text{ [p. u.]}$$

La reactancia de falla en las terminales del transformador principal es:

$$\frac{(0.425)(0.0439)}{(0.425+0.0439)} = 0.0397899 \text{ [p.u]}$$

La corriente de falla por unidad es:

$$I_{pu} = \frac{1}{0.03978} = 25.1382 \text{ [p.u]}$$

La corriente base para el lado de 400kv es de:

$$I_{base} = \frac{800000 \text{ KVA}}{(\sqrt{3})(400 \text{ kV})} = 1154.70 \text{ [A]}$$

La corriente de corto circuito en terminales de del transformador principal es:

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{base} = (25.1382)(1154.70) = 29.027079 \quad [\text{kA}]$$

La potencia simétrica para este punto es:



$$P_{sim} = \frac{kVA_{base}}{Zeque} = \frac{800000}{25.1382} = 31824.0765 \text{ [MVA]}$$

Aportación Para la Falla 1

- La aportación del generador es:

$$I_{pu} = \frac{1}{0.253} = 3.9525 \text{ [p.u]}$$

$$I_{base} = 20081.74 \text{ [A]}$$

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{base} = (3.9525)(20081.74) = 79.3707735 \text{ [kA]}$$

- La aportación correspondiente del Tpral y la red es de:

$$0.0439 \text{ [p.u.]} + 0.172 \text{ [p.u.]} = 0.2159 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{pu} = \frac{1}{0.2159} = 4.6317 \text{ [p.u]}$$

$$I_{base} = 20081.74 \text{ [A]}$$

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{base} = (4.6317)(20081.74) = 93.01259516 \text{ [kA]}$$

Tabla 7.2 .Aportación de la Falla 1				
Nombre del bus	Voltaje del bus [V]	Falla trifásica [A]	Aportación Gen [A]	Aportación Tr pal y Red [A]
Bus1	23000	172522.228	79370.7735	93012.5951

Tabla 7. 1 Aportación falla 1.

Aportación Para la Falla 2

- La aportación de la red

$$I_{pu} = \frac{1}{0.0439} = 22.7790 \text{ [p.u]}$$

$$I_{base} = 1154.70 \text{ [A]}$$

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{base} = (22.7790)(1154.70) = 26.3029112 \text{ [kA]}$$



- o La aportación del generador y el transformador

$$0.172 [p.u.] + 0.253 [p.u.] = 0.425 [p.u.]$$

$$I_{pu} = \frac{1}{0.425} = 2.3529 [p.u.]$$

$$I_{base} = 1154.70 [A]$$

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{base} = (2.3529)(1154.70) = 2.7168936 \quad [kA]$$

Tabla 7.3. Aportación de la falla 2				
Nombre del bus	Voltaje del bus [V]	Falla trifásica [A]	Aportación Gen y Tr pal [A]	Aportación Red [A]
Bus1	400000	290270.079	2716.8936	26302.911

Tabla 7. 2 Aportación falla 2.

El diagrama de aportaciones es el siguiente

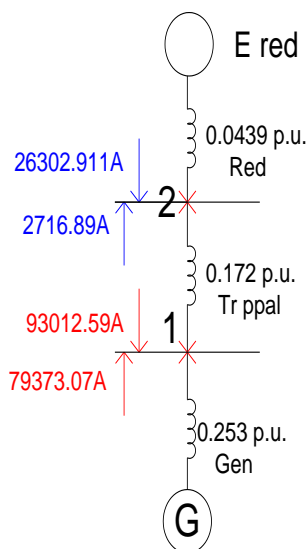


Fig. 7. 4 Diagrama de reactancias con aportaciones para la falla 1 y falla 2 en Amperes.

Para la Falla 1 Monofásica

Para la impedancia de secuencia positiva:

$$Z_{sec(+)} = 0.11649$$

La impedancia de Secuencia negativa es:

$$Z_{sec(-)} = 0.11649$$

Para la Secuencia cero, considerando la forma de conexión del generador, a un aterrizamiento de alta impedancia y del transformador en una conexión Delta-Estrella se tiene el siguiente diagrama para secuencia cero:

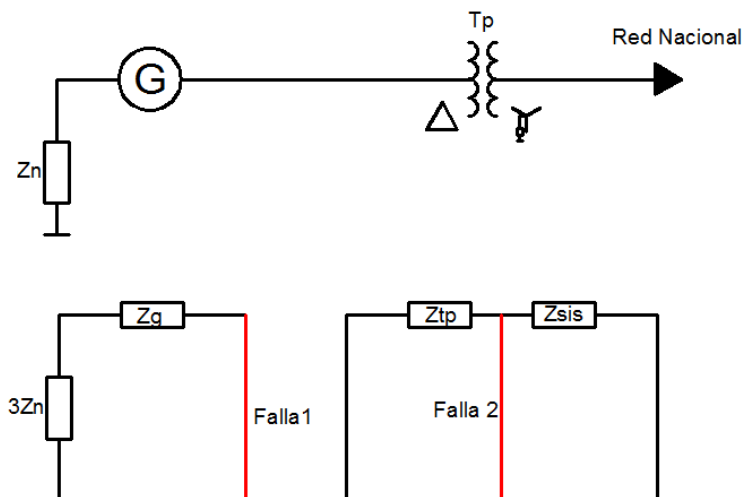


Fig. 7. 5 Representación unifilar de la unidad y su representación en secuencia cero.

$$Z_{sec(0)} = X_G + 3Z_n$$

$$Z_{Base} = \frac{(V)^2}{S} = \frac{((23 \times 10^3)\sqrt{3})^2 [V]}{800 \times 10^6 [MVA]} = 1.9837 [\Omega]$$

Siendo que el generador esta conectado a un aterrizamiento de alta impedancia con a un transformador de relación de transformación 23kV/240V, en el secundario está conectado una resistencia de un valor de 0.11 ohms.

$$R_G = R_{Sec} = R_{Prim} \left(\frac{V_{Prim}}{V_{Sec}} \right)^2 = 0.11 \left(\frac{23000}{240} \right)^2 = 1010.24 [\Omega]$$

$$Z_n = \frac{R_G}{Z_{Base}} = \frac{1010.24}{1.9837} = 509.27 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto:

$$Z_{sec(0)} = 0.253 + 3(509.27) = 1527.81 \text{ p.u.}$$

Si consideramos que la resistencia de la falla es cercano a cero por lo que $R_F = 0$ p.u. entonces la impedancia de falla resultaría como se muestra en la figura 7.6.

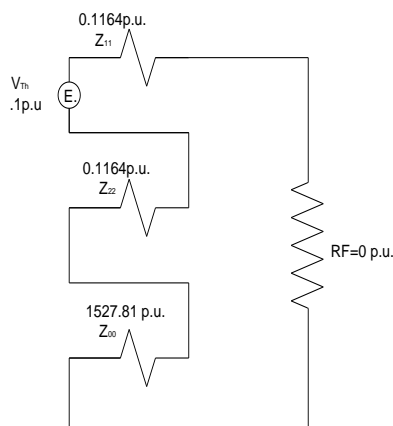


Fig. 7. 6 Diagrama de secuencia negativa, positiva, cero y resistencia de falla.

Para el cálculo de I_{a0} :

$$RF = 0 pu$$

$$V_{TH} = I_{A0}(Z_{11} + Z_{22} + Z_{00} + RF)$$

$$I_{a0} = \frac{V_{TH}}{(Z_{11} + Z_{00} + Z_{22})} = \frac{1}{(2(0.1164) + 1527.81)} = 654.4319 \times 10^{-6} pu$$

$$IAF = \overline{I_{a0}} \times \overline{IB}$$

$$IB = 20081.74[A]$$

$$IAF = (654.4319 \times 10^{-6})(20081.74[A]) = 13.14[A]$$

Para el cálculo de los voltajes V_{a1} , V_{a2} y V_{a3} se tomaron en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$V_{a1} = V_{TH} - Z_{11}I_{a0}$$

$$V_{a2} = Z_{22}I_{a0}$$

$$V_{00} = Z_{00}I_{a0}$$

$$V_{a1} = V_{TH} - Z_{11}I_{a0} = 1 - (0.1164)(654.4319 \times 10^{-6}) = 1 - (76.175 \times 10^{-6}) = 0.9999$$

$$V_{a2} = Z_{22}I_{a0} = (0.1164)(654.4319 \times 10^{-6}) = 76.175 \times 10^{-6}$$

$$V_{00} = Z_{00}I_{a0} = (1527.81)(654.4319 \times 10^{-6}) = 0.9998$$



Y Para el cálculo de los voltajes de falla monofásica, se utilizaron las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 I_{a1} &= I_{a2} = I_{a0} \\
 IAF &= I_{a0} \\
 VA &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\
 VA &= I_{a0}(Z) \\
 VB &= V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2} \\
 VC &= V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2}
 \end{aligned}$$

Ahora, de acuerdo con las ecuaciones anteriores, VA es:

$$VA = I_{a0} \times Z = (654.4319 \times 10^{-6})(1528.04) = 0.9999 [pu]$$

El voltaje VB es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 VB &= V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2} \\
 VB &= 0.99977 \angle -60^\circ
 \end{aligned}$$

Y por último el voltaje VC quedaría de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 VC &= V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2} \\
 VC &= 0.9998 \angle 60^\circ
 \end{aligned}$$

Por lo tanto el diagrama de impedancias de secuencia se representa en la figura 7.7

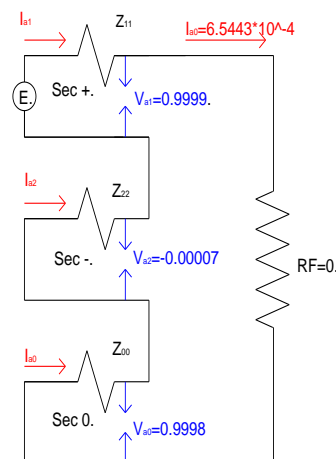


Fig. 7. 7 Diagrama de resultados de secuencias para el cálculo de falla monofásica.



Para la Falla 2 Monofásica

Para la impedancia de secuencia positiva:

$$Z_{\text{sec}(+)} = 0.03978$$

La impedancia de Secuencia negativa es:

$$Z_{\text{sec}(-)} = 0.03978$$

Para la Secuencia cero no consideramos la impedancia del generador y de la carga, por lo que la impedancia de secuencia cero quedaría:

$$Z_{\text{sec}(0)} = \frac{(0.0439)(0.172)}{(0.0439) + (0.172)} = 0.0349735$$

$$\mathbf{Z_{\text{sec}(0)} = 0.03497}$$

Diagrama de Impedancias:

<http://video-one.com/video/8b0f9b55b42fdcbcd1db53944e217767.html?fid=Housewife>

Fig. 7. 8 Diagrama de secuencia negativa, positiva, cero y resistencia de falla.

Para el cálculo de I_{a0} :

$$RF = 0 pu$$

$$V_{TH} = I_{A0}(Z_{11} + RF + Z_{00} + Z_{22})$$

$$I_{a0} = \frac{V_{TH}}{(Z_{11} + Z_{00} + Z_{22})} = \frac{1}{(2(0.03978)) + 0.03497} = 8.7313$$

$$IAF = I_{a0} = 8.7313$$

$$IAF = \overline{IAF} \times \overline{IB}$$

$$IB = 1154.7[A]$$

$$IAF = (8.7313)(1154.7[A]) = 1008207[A]$$

Para el cálculo de los voltajes V_{a1} , V_{a2} y V_{a3} se tomaron en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$V_{a1} = V_{TH} - Z_{11}I_{a0}$$

$$V_{a2} = Z_{22}I_{a0}$$

$$V_{00} = Z_{00}I_{a0}$$



$$V_{a1} = V_{TH} - Z_{11}I_{a0} = 1 - (0.03978)(8.7313) = 1 - (0.2493) = 0.6526$$

$$V_{a2} = Z_{22}I_{a0} = (0.03978)(8.7313) = 0.3473$$

$$V_{00} = Z_{00}I_{a0} = (0.03497)(8.7313) = 0.3053$$

Y Para el cálculo de los voltajes de falla monofásica, se utilizaron las siguientes expresiones:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

$$VA = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$VA = I_{a0} \times Z$$

$$VB = V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2}$$

$$VC = V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2}$$

Ahora, de acuerdo con las ecuaciones anteriores VA es:

$$VA = I_{a0} \times Z = (8.7313)(0.1145) = 1$$

El voltaje VB es el siguiente:

$$VB = V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2}$$

$$VB = 0.3053 + (1\angle 240^\circ)(0.6526) + (1\angle 120^\circ)(0.3473) = 0.3283\angle -126.36^\circ$$

Y por último el voltaje VC quedaría de la siguiente forma:

$$VC = V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2}$$

$$VC = 0.3053 + (1\angle 120^\circ)(0.6526) + (1\angle 240^\circ)(0.3473) = 0.3283\angle 126.36^\circ$$

Por lo tanto el diagrama de impedancias de secuencia se representa en la siguiente figura:

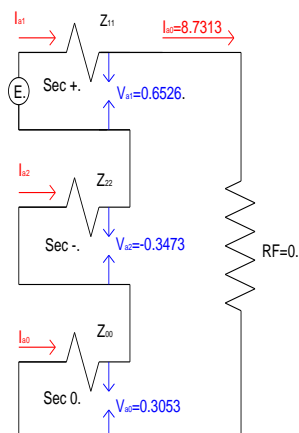


Fig. 7. 9 Diagrama de resultados de secuencias para el cálculo de falla monofásica.

Los resultados de la falla 1 y falla 2 se presentan continuación en la siguiente tabla

Tabla 7.4 Resultados de bus : 5 ciclos simétricos				
Nombre del bus	Voltaje del bus	Falla trifásica	Falla línea a tierra	Thevenin
Bus1	23000	172522.2283	13.14	0.11649
Bus2	400000	29027.079	10082.07	0.03978

Tabla 7. 3 Resultados de bus.

Los cálculos presentados anteriormente se realizaron también en el simulador EDSA obteniendo los siguientes resultados.

El diagrama de reactancias se muestra a continuación en la figura 7.10. En él se presenta el sistema, el transformador principal y el generador, con dos buses conectados en las terminales del transformador con valores de 400kV bus 2 y 23kV bus 1, la conexión del transformador estrella delta, la delta del lado del generador.

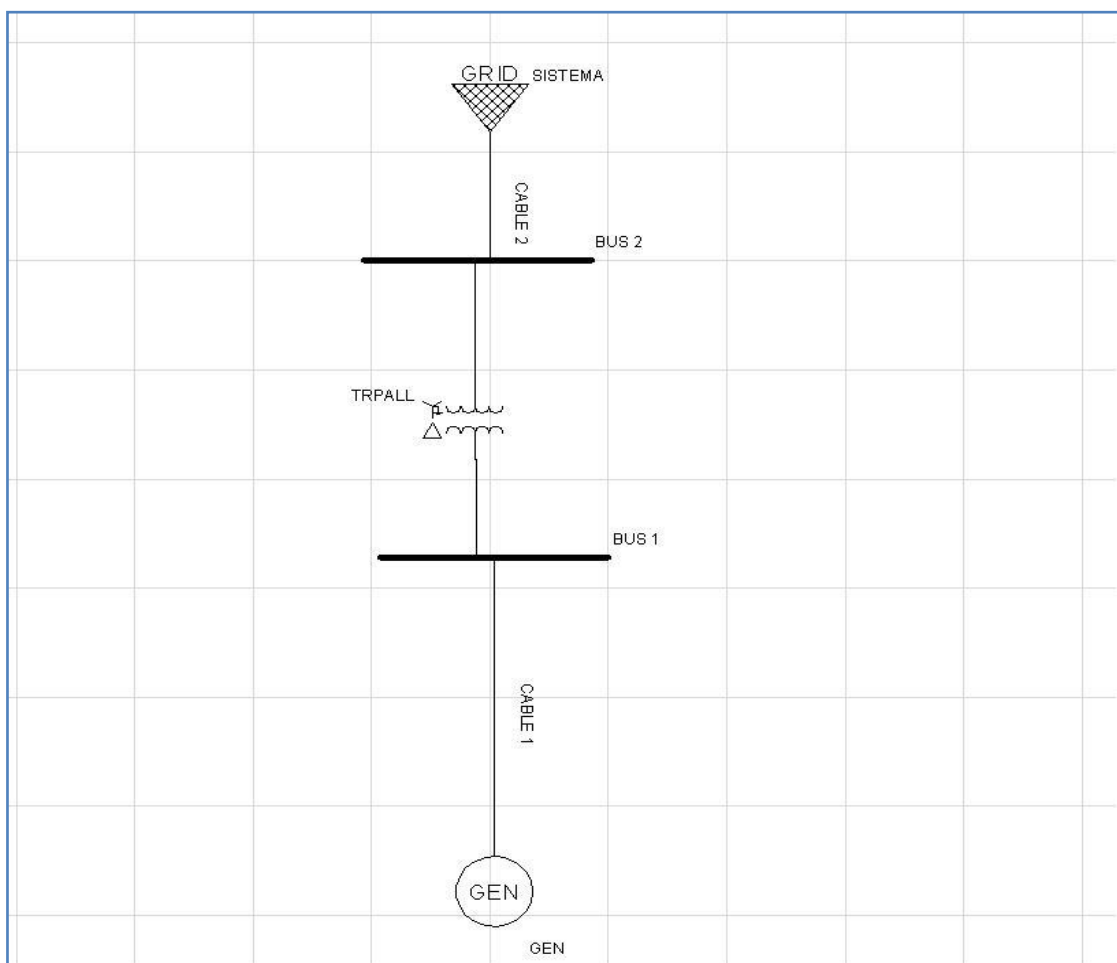


Fig. 7. 10 Diagrama dl circuito generador, sistema y Trans. Pral.

En la figura 7.11 el bus 1, tiene un voltaje de 23kV y es donde se encuentra la Falla 1, se denota de color rojo. La aportación del generador se muestra con una flecha vertical hacia arriba, con un valor 79.076[kA]. Y con respecto a la aportación del transformador principal y de la red, esta se muestra con una flecha vertical hacia abajo con un valor 5.417[kA]. Sin embargo este valor está referenciado a la relación de la transformación, resultando una aportación de 94.2086 [kA].El corto circuito en la falla 1 fue de 173.299[kA] y fue calculado para 5 ciclos.

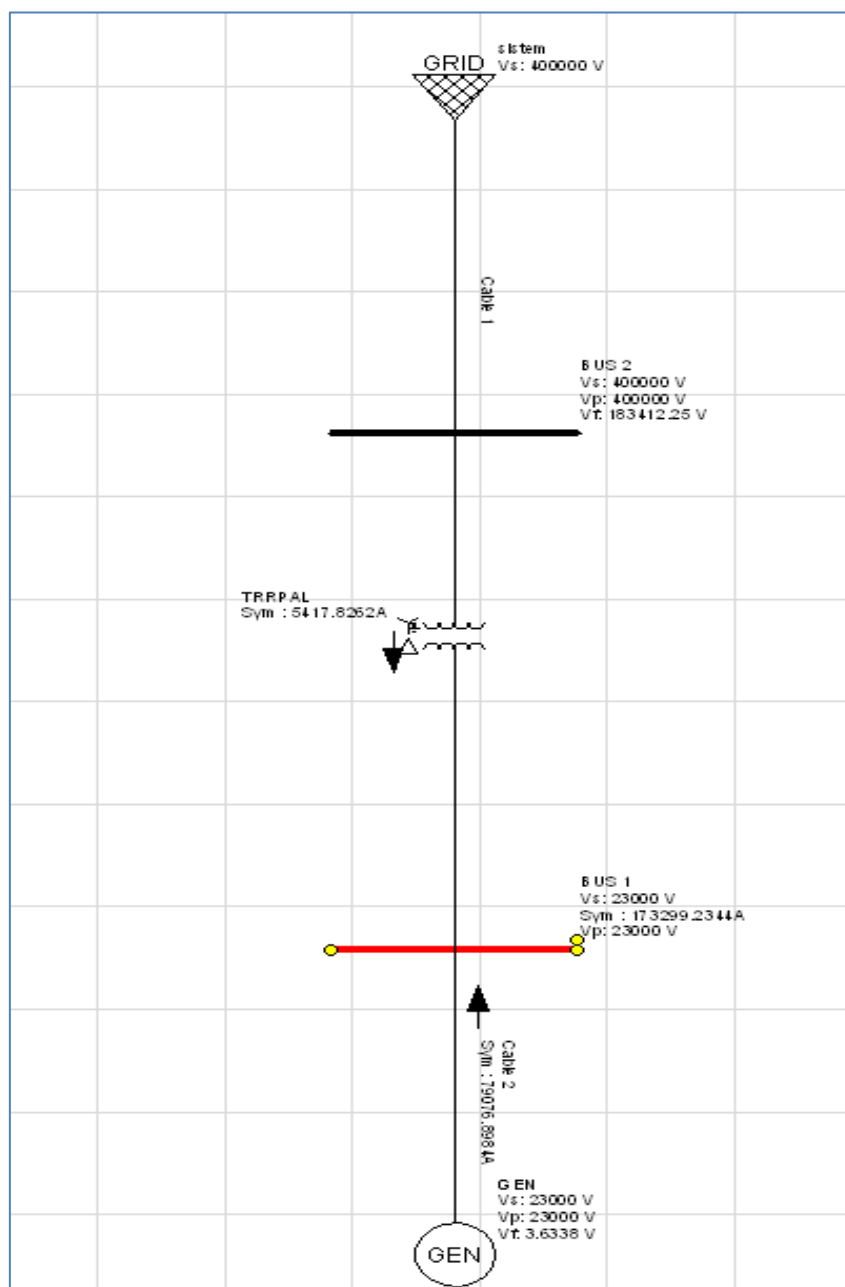


Fig. 7. 11 Diagrama de aportaciones para falla bus 1.

Para la figura 7.12 se puede apreciar que la falla 2, se encuentra en el bus de 400(bus 2 color rojo), En el bus se presenta la falla de corto circuito con un valor de 29.025 [kA] y una aportación del sistema de 26.298 [kA], mostrado con una flecha hacia abajo. La aportación del transformador principal y del generador presentan 2.728 [kA]. Cabe mencionar que la relación de transformación afecta el valor presentado en la imagen de 47.44 [kA]. EL cálculo de corto circuito realizado para esta falla fue de la misma forma que el anterior a 5 ciclos.

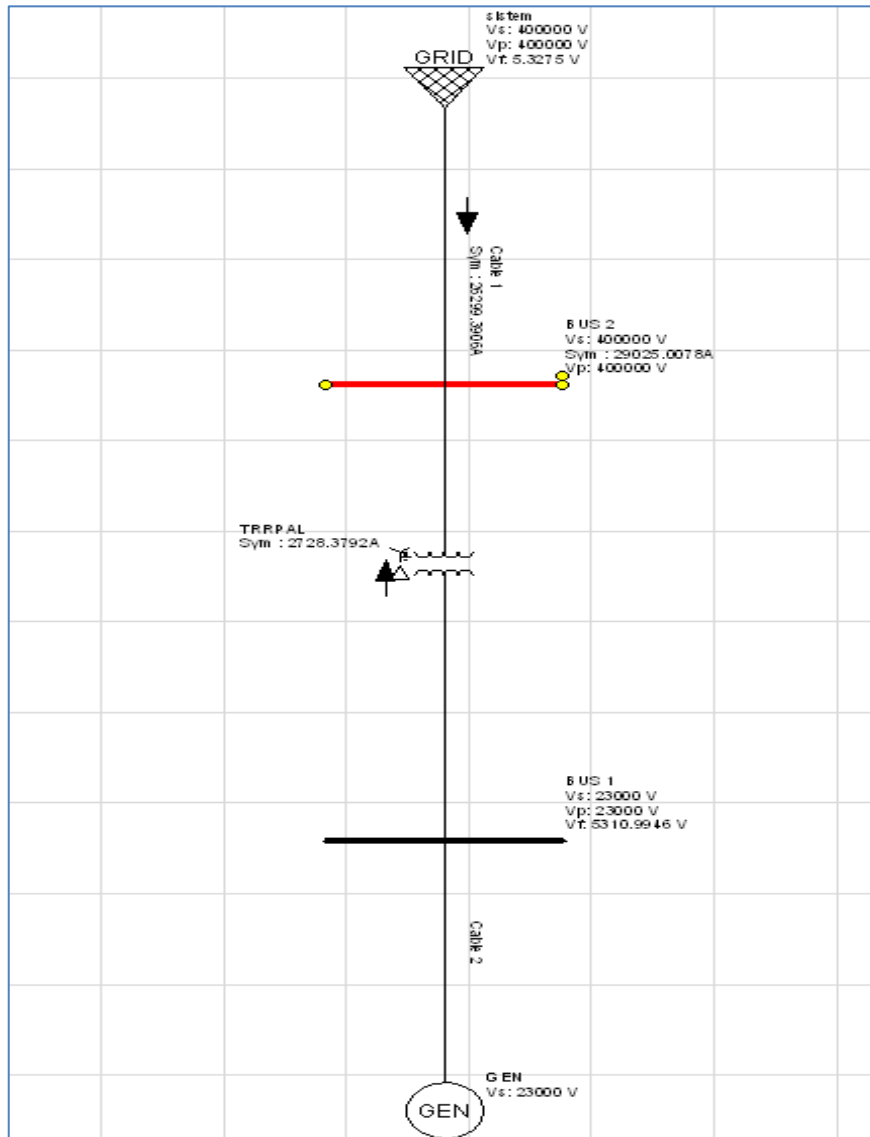


Fig. 7. 12 Diagrama de aportaciones falla bus 2.

Los resultados de la simulación se pueden comparar con los resultados de los cálculos hechos, en las siguientes tablas:

Tabla 7.5 .Resultados del simulador de los buses : 5 ciclos simétricos

Nombre del bus	Voltaje del bus	Falla trifásica	Falla línea a tierra	Thevenin	impedancia	Complejo
Bus1	23000	173316	13	0.1159	0.1270	131.04
Bus2	400000	29061	5730	0.0397	0.0380	21.95

Tabla 7. 4 Resultados del simulador en buses.



Tabla 7.6. Resultados calculados de los buses : 5 ciclos simétricos

Nombre del bus	Voltaje del bus	Falla trifásica	Falla línea a tierra	Thevenin
Bus1	23000	172522.2283	13	0.11649
Bus2	400000	29027.079	10082.07	0.03978

Tabla 7. 5 resultados calculados en buses.

Podemos observar que los cálculos hechos con el simulador y los realizados anteriormente coinciden para el valor de la falla trifásica en los dos buses, de igual forma que con el valor de Thevenin.

El interruptor principal de nuestro generador debe ser diseñado según los cálculos anteriores en cuanto a la falla trifásica y monofásica y las necesidades propias de la máquina.



CAPÍTULO 8

DESARROLLO DEL CÁLCULO Y AJUSTES DE PROTECCIONES DEL GENERADOR DE LA CCE CARBOELÉCTRICA PACIFICO DE 756.2 MVA.

Los relevadores usados son de tipo microprocesado multifunción, marca Beckwith, modelo M3425A y funciones de protección, de acuerdo a la guía ANSI C37.102, que se enumeran en la sección 8.1.

. Datos del relevador digital a utilizar:

- Marca: Beckwith
- Modelo: M3425A

8.1 Protección del Generador Eléctrico

Protecciones redundantes: DPR1 y DPR2, con las siguientes funciones de protección:

- Respaldo por fallas externas(21G)
- Sobre-excitación del Generador V/Hz(24G)
- Bajo voltaje(27G)
- Falla a tierra devanado del estator, bajo voltaje en el neutro del generador de 3ª armónica(27TN)
- Potencia inversa(32G)
- Perdida de excitación(40G)
- Secuencia negativa(46G)
- Energización inadvertida(50/27G)
- Sobre voltaje(59G)
- Falla a tierra devanado del estator, 90-95 %(64G)
- Balance de voltaje(60G)
- Falla a tierra devanado de campo(64F)
- Baja frecuencia(81UG)
- Sobre frecuencia(81OG)
- Diferencial(87G)
- Diferencial(87GI)

Sistema de Potencia

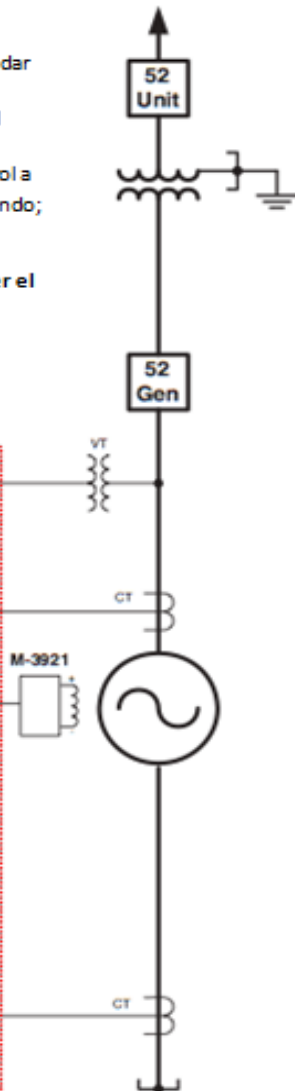
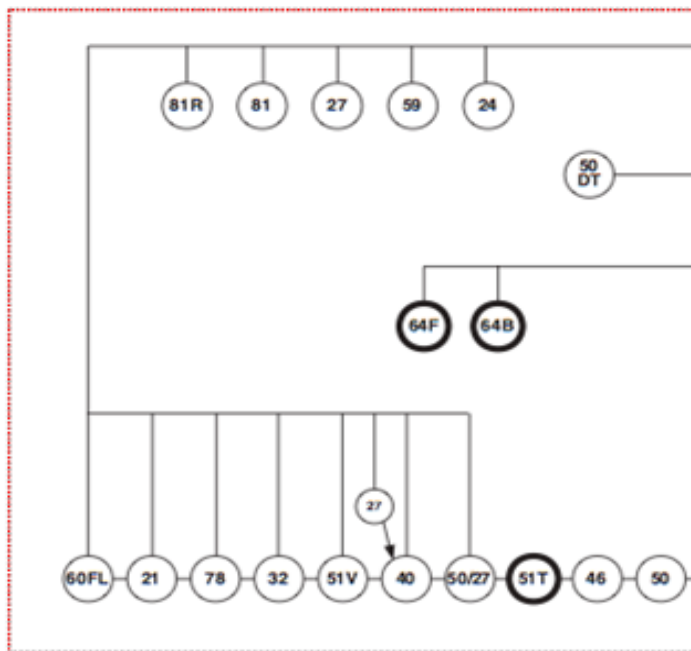
Diagrama de conexiones
Típico M-3425

(Configurado Para Fase Diferencial Dividida)

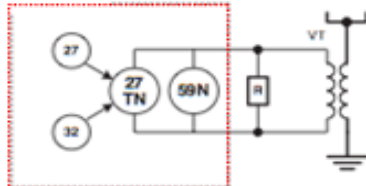
- Funciones de protección estándar
- Función de protección opcional
- Esta función proporciona control a la función a la cual este apuntando; este independiente

- **NOTA:** algunas funciones son mutuamente exclusivas. Para tal caso ver el respectivo manual

M-3425



M-3425



Aterrizamiento de alta impedancia
100% de protección de falla a tierra del estator con detección de tercer armónica

M-3425



Aterrizamiento de baja impedancia con
100% de protección de falla a tierra del estator con detección de sobrecorriente

Fig. 8. 1 Configuración típica para generador-transformador.



Por filosofía de diseño de Comisión Federal de Electricidad se consideran relevadores numéricos microprocesados multifunción con redundancia en funciones de protección, excepto las funciones 87G y 87GI.

Los relevadores microprocesados cumplen con lo siguiente:

- a) Trifásico.
- b) Proporcionan protección selectiva de alta velocidad cuando se presentan fallas en los equipos, condiciones anormales de operación, y disturbios en el sistema de potencia.
- c) Son inmunes a transitorios producidos por interferencia electromagnética.
- d) Los relevadores cuentan con seis entradas programables, las cuales reciben señales libres de voltaje.

NOTA: El diagrama lógico de nuestro relevador se muestra al final de este capítulo.



DESARROLLO DEL CÁLCULO

8.1.1 Protección de respaldo del Generador (21G)

Datos del cálculo:

$$S_{TP} = 741 \text{ MVA}$$

$$Z_{TP} = 16\%$$

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

$$S_G = 756.2 \text{ MVA}$$

$$V_G = 23 \text{ kV}$$

$$TC's = 27000/5 \text{ A}; RTC = 5400$$

$$TP's = 23000/120 \text{ V}; RTP = 191.7$$

Cálculo de la impedancia del transformador en ohms.

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (kV_B)^2 \times 10}{kVA_B} = \frac{16 \times (23)^2 \times 10}{741000} = 0.1142 \Omega$$

Impedancia que vera el relevador.

$$Z_R = Z_{\Omega} \times \frac{RTC}{RTP} = 0.1142 \times \frac{5400}{191.7} = 3.22 \Omega$$

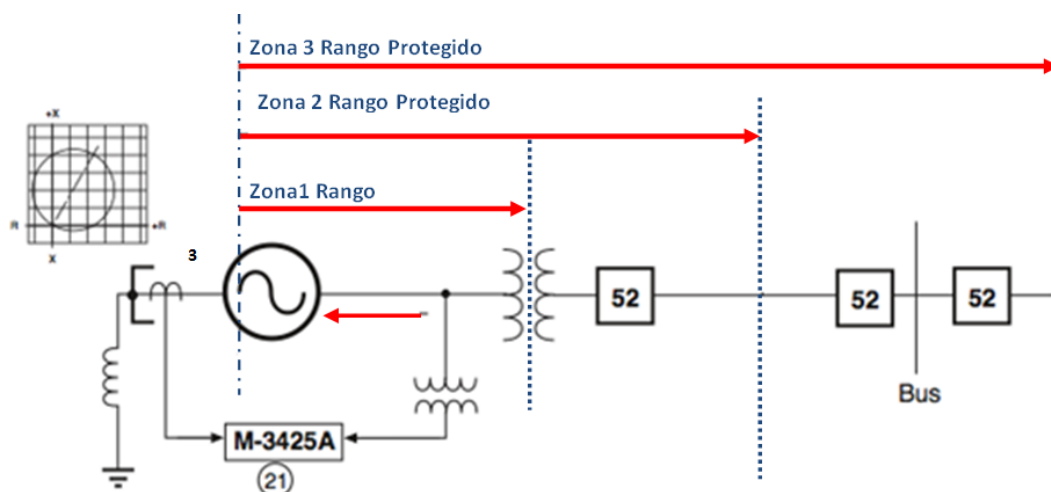


Fig. 8. 2 Zonas de Protección de la Protección de Respaldo.

Ajuste del relevador.



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

Diámetro del relevador.

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

$$\text{Diámetro} = 3.22 (0.70 + 0.1) = 2.58 \Omega$$

$$\text{Ajuste} = 2.6 \Omega$$

Compensación (offset).

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

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

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

Ángulo de la impedancia.

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

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

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

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

8.1.2 Protección contra sobrecitación del Generador (24G)

Datos del cálculo:

1^{er} paso: Ajuste de alarma.

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

Valor unitario de sobrecitación del generador.

$$\frac{v}{f}(1.0 \text{ p. u.}) = \frac{1.0 \text{ p. u.} (kV_G/\sqrt{3})/RTP}{t} = \frac{1.0 \text{ p. u.} (23000/\sqrt{3})/191.7}{60}$$

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

$$\frac{v}{f}(1.07 \text{ p. u.}) = \frac{1.07 \text{ p. u.} (23000/\sqrt{3})/191.7}{60} = 1.23 \text{ V/Hz}$$

Ajuste = 107% y t = 999 s.



2^{do} paso: Disparo

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

$$\frac{v}{f} = \frac{1.18(23000/\sqrt{3})/191.7}{60} = 1.36 \text{ V/Hz}$$

Ajuste = 118%, con t = 1.0 s.

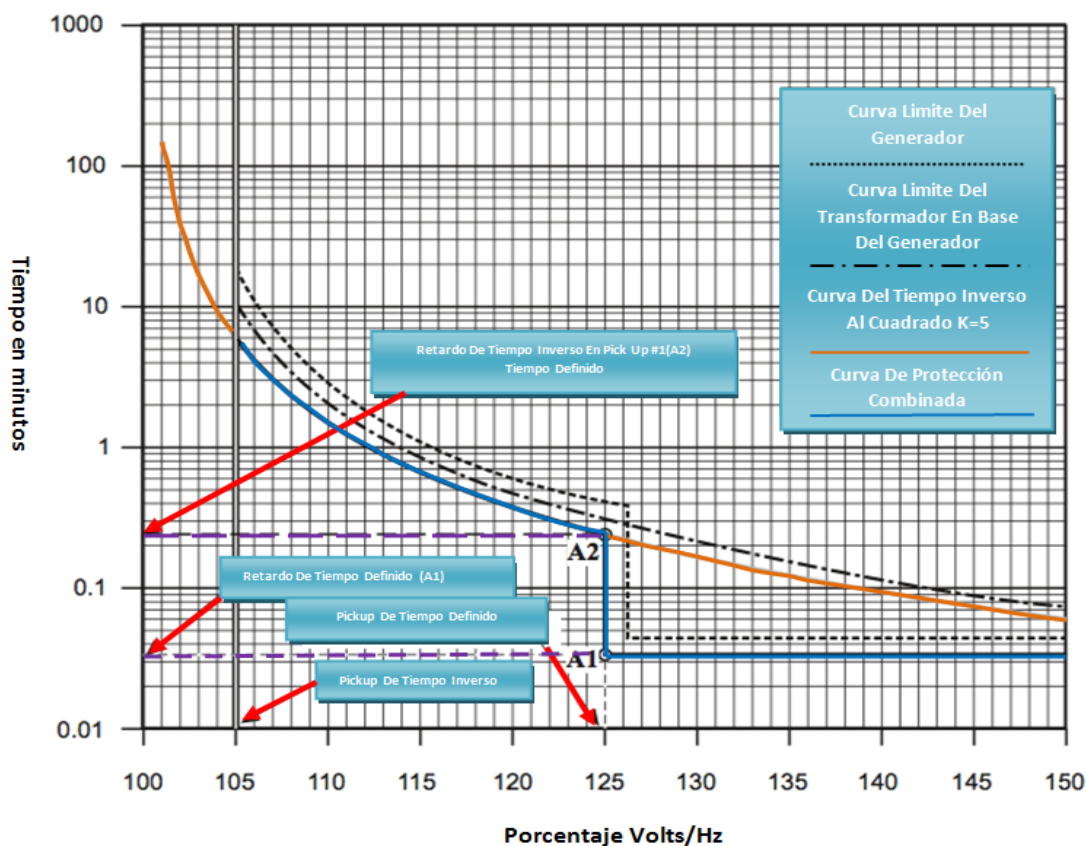


Fig. 8.3 *Curva de Operación de la Protección de Respaldo.*

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

Ajuste = Voltaje mínimo de operación: 95%

$V_G = 23000 \text{ V}$

$RTP = 191.7 \approx 192$

$$\text{Voltaje mínimo de operación} = \frac{23000}{192} \times 0.95 = 114 \text{ V}$$

$$\text{Ajuste} = \frac{23000 \times 0.80}{192} = 96 \text{ V}$$

Con t = 10 s.



8.1.4 Protección contra fallas a tierra en el devanado del estator del Generador (27TN), cubriendo 5% con la función de bajo voltaje en el neutro del generador, 3ª armónica

Datos del cálculo.

Capacitancia a tierra por fase de:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$a_{gt} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{23kV}{0.240kV} = 95.8$$

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

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

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

$$a_{TPB} = \frac{V_p/\sqrt{3}}{V_s/3} = \frac{23000/\sqrt{3}}{120/3} = 332.0$$

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

$$a_{TPG} = \frac{V_p/\sqrt{3}}{V_s/\sqrt{3}} = \frac{23000/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}} = 191.68$$

Datos del Generador:

$$V_g = 23000 \text{ V}$$

$$S_g = 756200 \text{ kVA}$$

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

Voltaje medido de la 3ª armónica:

- Sin carga: $E_{3FN} = 66 \text{ V}$
- Con carga: $E_{3FF} = 158 \text{ V}$



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

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

Reactancia capacitiva del Generador (X_{cg}):

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

Resistencia de los TP's de bus:

$$R_{TP3} = \frac{1}{3}(a_{TPB}) = \frac{332}{3} = 110.7 \Omega$$

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

$$R_{V1} = R_{TPB} \times (R_{TP3})^2 = (100)(110.7)^2 = 1,224,537 \Omega$$

Impedancia equivalente del circuito (Z_{og}):

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

$$Z_{og} = \frac{(1,224,537)(360)^2}{(1,224,537)^2 + (360)^2} + j \frac{(1,224,537)^2(360)}{(1,224,537)^2 + (360)^2} =$$

$$Z_{og} = \frac{1.586999 \times 10^{11}}{1.4994909 \times 10^{12}} + j \frac{5.3981671 \times 10^{14}}{1.4994909 \times 10^{12}} = 0.105835854 + j359.5 =$$

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

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

Reactancia síncrona del Generador: 164%

$$X_d = 164\%$$

Cambiando a Z ohms, tenemos:

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% \times (kV_B)^2 \times 10}{kV_{AB}} = \frac{164 \times (23)^2 \times 10}{756200} = 1.14 \Omega$$

$$X_g = X_{d\Omega} \times 3 = 1.14 \times 3 = 3.42 \Omega$$

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

$$R_{g1} = R_{g2} (a_{gt})^2 = 0.11 \times (95.8)^2 = 1010 \Omega$$

3ª armónica de voltaje en el neutro del generador (E_{3g}):

$$E_{3g} = E_{gr} + jE_{gi}$$

$$E_{3g} = \left[\frac{R_{g1} \times (R_{og} + R_{g1})}{(R_{og} + R_{g1})^2 + (X_{og} - X_g)^2} - j \frac{R_{g1} \times (X_{og} - X_g)}{(R_{og} + R_{g1})^2 + (X_{og} - X_g)^2} \right] \times E_{3fn}$$



$$E_{3g} = \left[\frac{1010 \times (0.11 + 1010)}{(0.11 + 1010)^2 + (359.9 - 3.42)^2} - j \frac{1010 \times (359.9 - 3.42)}{(0.11 + 1010)^2 + (359.9 - 3.42)^2} \right] \times 66 =$$

$$E_{3g} = 58.6889 - j20.7102 \approx 58.7 - j20.7, \text{ sin carga}$$

$$E_{3g} = 140.7 - j49.6, \text{ a plena carga}$$

$$|E_{3g}| = \sqrt{(E_{gr})^2 + (E_{gi})^2} = \sqrt{(58.7)^2 + (20.7)^2} = 62.2 \text{ V, sin carga}$$

$$|E_{3g}| = 149 \text{ V, a plena carga}$$

3ª armónica de voltaje en el secundario del transformador de puesta a tierra:

$$V_{3g} = |E_{3g}| \left(\frac{1}{a_{gt}} \right) = 62 \left(\frac{1}{95.8} \right) = 0.65 \text{ V sin carga}$$

$$V_{3g} = 1.55 \text{ V a plena carga}$$

Ajustes:

El ajuste de bajo voltaje, debe estar debajo del valor de la 3ª armónica de voltaje previsto en el neutro del generador en condiciones normales.

El ajuste recomendado es 80% del valor de la 3ª armónica de voltaje.

El ajuste de arranque debe ser más bajo que el voltaje de inhibición, porque el voltaje de la 3ª armónica del neutro disminuirá en proporción con el voltaje de las terminales del generador.

$$\text{Pickup: } 0.65\text{V} \times 0.80 = 0.52 \text{ V, sin carga}$$

$$1.55 \text{ V} \times 0.80 = 1.24 \text{ V, a plena carga}$$

Estos ajustes deben ser confirmados con el valor medido de la 3ª armónica del generador.

El ajuste de bajo voltaje de inhibición debe ser del 80 al 90% del nominal.

$$\text{Voltaje de inhibición} = \frac{V_p}{R_{Tp}} = \frac{23000}{192} = 119.79 \text{ V}$$

$$\text{Ajuste} = 119.79 \times 0.80 = 95.83 \text{ V}$$

$$119.79 \times 0.90 = 107.81 \text{ V}$$

Ajuste: 100 V (83.3%)



8.1.5 Protección contra potencia inversa del Generador (32G)

Datos del cálculo:

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

$$S_g = 756200 \text{ kVA} = 756200 \times 0.9 = 680,580.0 \text{ kW}$$

$$1.0 \text{ p.u.} = \text{kVA nominales} = 756,200 \text{ kVA}$$

Ajuste del relevador 32G-1:

$$\text{Potencia inversa} = 756,200 \times 0.003 = 2,268.6 \text{ kVA}$$

$$= 2,268.6 \times 0.9 = 2,041.74 \text{ kW}$$

$$\text{Pickup} = 2,041.7 / 756,200 = 0.0027 \text{ p.u.}$$

$$\text{Ajuste} = -0.002 \text{ p.u.} \times 756,200 = 1,512 \text{ kW}$$

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

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

Ajuste del relevador 32G-2:

$$\text{Potencia inversa} = 756,200 \times 0.005 = 3,781 \text{ kVA}$$

$$= 3,781 \times 0.9 = 3,402.9 \text{ kW}$$

$$\text{Pickup} = 3,402.9 / 756,200 = 0.0045 \text{ p.u.}$$

$$\text{Ajuste} = -0.004 \text{ p.u.} \times 756,200 = 3,024.8 \text{ kW}$$

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

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

El esquema de protección más popular y confiable para la detección de la pérdida de excitación es un relevador tipo mho con desplazamiento (offset). La característica de operación de un relevador tipo mho con desplazamiento de una sola zona se muestra en la siguiente figura.

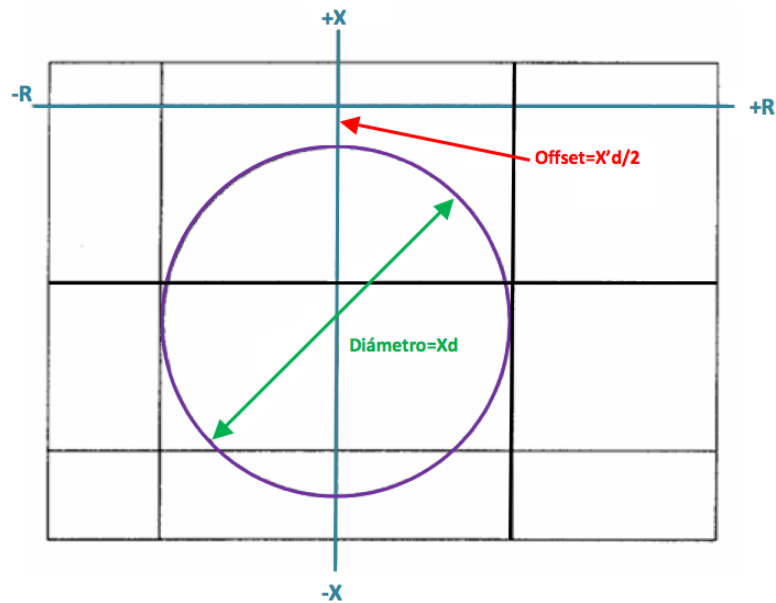


Fig. 8. 4 Grafica R/X de una Protección contra perdida de Excitación.

El relevador 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.

Datos del cálculo:

Para una condición de pérdida de excitación, bajo condición de baja carga (zona2)

$S_g = 756,200 \text{ kVA}$

Impedancia síncrona del generador $X_d = 164\% \approx 1.14 \Omega$

Impedancia transitoria del generador $X'_d = 23\% \approx 0.1608 \Omega$

$V_g = 23000 \text{ V}$

$TC's = 27000 / 5 \text{ A}; \text{RTC} = 5400$

$TP's = 23000 / 120 \text{ V}; \text{RTP} = 191.7$

Impedancia que vera el relevador:

Es necesario convertir Z% a Z ohms.

$$Z_{\Omega} = \frac{(Z\%) (kV)^2 (10)}{kVA} = \frac{(164) (23)^2 (10)}{756200} = 1.14 \Omega$$

$$Z_{rele} = Z_{\Omega} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) = 1.14 \left(\frac{5400}{191.7} \right) = 32.11 \Omega$$

Ajuste = 32.2Ω

Como se mencionó anteriormente el ajuste del diámetro del círculo se hace en base al valor de la reactancia síncrona (X_d) del generador.



Ajuste: diámetro = $X_d = 32.2 \Omega$

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

Conversión de Z% a Z ohms.

$$Z_{\Omega} = \frac{(Z\%) (kV)^2 (10)}{kVA} = \frac{(23)(23)^2 (10)}{756200} = 0.1608 \Omega$$

$$Z_{rele} = Z_{\Omega} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) = 0.1608 \left(\frac{5400}{191.7} \right) = 4.52 \Omega$$

$$Offset = \frac{X'd}{2} = \frac{4.52}{2} = 2.26 \Omega$$

Ajuste = -2.3Ω

Retardo del disparo

Retardo del disparo > retardo de la operación del relé 60G

Retardo del disparo > oscilación estable (stable swing)

Ajuste $t = 75$ ciclos (1.25 s).

Para condición de pérdida de excitación al 100% de carga (zona1) considerando la impedancia en Z_{Ω}

$$Offset = X_d + \left(\frac{X'd}{2} \right) 1.14 + \left(\frac{0.1608}{2} \right) = 1.22 \Omega$$

$$Diametro + Offset = 32.2 + 1.22 = 33.4 \Omega$$

Tiempo: el mínimo posible

Ajustes:

Diámetro + Offset = 33.5Ω

Offset = 1.5Ω

El retardo con VC (voltaje control) se utiliza para el círculo grande

Retardo con VC > retardo de la operación del relé 60G

Retardo con VC > #1 Retardo

Ajuste $t = 50$ ciclos (0.8 s)

Habilitar la supervisión de voltaje

El elemento del relevador de control del voltaje se bloquea si la supervisión del voltaje está habilitada y el voltaje del generador esta sobre el umbral del punto de ajuste.

Ajuste = $80V$ (0.67 p.u.)

Angulo direccional del elemento



El ángulo del elemento direccional, es ajustado por encima del ángulo del factor de potencia.

$$\text{Angulo direccional del elemento} = \cos^{-1}(0.95) = 18.2^\circ$$

$$\text{Ajuste} = 18^\circ$$

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

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 que es cercanamente proporcional a $I_2^2 t$ donde I_2 es la corriente de secuencia negativa del estator y t es el intervalo de tiempo en segundos.

El siguiente método fue desarrollado basado en el concepto de limitar la temperatura a las componentes del rotor abajo del nivel de daño. El límite está basado en la siguiente ecuación para un generador dado:

$$K = I_2^2 t$$

K = Constante dependiente del diseño y capacidad del generador

t = tiempo en segundos

I_2^2 = Valor rms de corriente de secuencia negativa

El valor limitador K es determinado colocando sensores de temperatura en el rotor del generador a lo largo de la trayectoria de la corriente de secuencia negativa mientras se suministra corriente negativa al estator. Este monitoreo ha sido usado para determinar el límite de las corrientes de secuencia negativa que el rotor puede aguantar. El valor de K es proporcionado por el fabricante del generador para cada unidad específica de acuerdo con ANSI C50.13.

Datos del cálculo:

Ajuste 46-1:

Máxima Sobrecorriente de secuencia negativa permitida por el generador:

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

Para el ajuste se toma $k=10\%$

Corriente de secuencia negativa continua: 8%

Primero la corriente del generador es

$$I_{gen} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{756200}{\sqrt{3} \times 23} = 18,982.83 \text{ A}$$

La relación del TC's es



$$TC's = 27000 / 5 A; RTC = 5400 A$$

Ahora calculamos la corriente

$$I_{2sec} = \frac{18,982.83}{5400} = 3.52 A$$

$$I_2 = \frac{18,982.83}{27000} = 0.704 p. u.$$

0.704 p.u. de I_{sec} del TC

De acuerdo con la norma ANSI C105.13, la corriente de secuencia negativa permisible para un desbalance continuo es del 8% = 0.08 p.u.

$$I_2 = 0.08I_n = 0.08 \times 18,982.83 = 1,518.62 A$$

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

$$I_2 = I_{2sec} \times 0.08 = 3.52 \times 0.08 = 0.282 A$$

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

Ajuste 46G-2

De acuerdo a la siguiente ecuación

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

Despejando K_1

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

$$I_2 = \frac{18,982.83}{27000} = 0.704 p. u.$$

$$T=10$$

$$I_2=0.704(5) =3.52$$

$$I_n=5$$

$$K_2= \text{ajuste } 8\%$$

$$K_1 = 10 \left[\left(\frac{0.704 \times 5}{5}\right)^2 - (0.08)^2 \right] = 10[0.4956 - 0.0064] = 4.892 K_1 = 5$$

$$K=I_2^2 t$$

$$t=\frac{K_1}{I_2^2}$$



$$t = \frac{10}{(I_2)^2} = \frac{10}{(0.282)^2} = 125 \text{ seg.}$$

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

Datos del cálculo:

$$S_g = 756,200 \text{ kVA}$$

$$V_g = 23000 \text{ V}$$

$$TC's = 27000 / 5 \text{ A}; \text{ RTC} = 5400$$

$$TP's = 23000 / 120 \text{ V}; \text{ RTP} = 191.7$$

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

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

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

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

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

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

Cambio de base: 10 MVA a 100 MVA

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

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

$$Z_{\Omega} = \frac{Z\% (kV)^2 (10)}{kVA_B} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) = \left(\frac{5.4 (23)^2 (10)}{756200} \right) \left(\frac{5400}{191.7} \right) = 1.064 \Omega$$

$$Z_{BASE} = \frac{(kV)^2}{MVA_B} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) = \left(\frac{(23)^2}{756.2} \right) \left(\frac{5400}{191.7} \right) = 19.70$$

$$Z_{\Omega} = (Z_{p.u.}) (Z_{BASE}) = (0.054) (19.70) = 1.064 \Omega$$

$$I_{fcc \cdot 3\phi} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1}}$$

; Donde: $E_{a1} = 1.0 \text{ p.u.}$ y $Z_{a1} = Z_{eq} = 0.054 \Omega$

$$I_{fcc \cdot 3\phi} = \frac{1}{0.054} = 18.54 \text{ p.u.}$$

$$I_{BASE} = \frac{MVA_B}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{100,000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 23} = 2,510.3 \text{ A}$$

$$I_{f3\phi} = I_{fcc \text{ p.u.}} \times I_{base} = 18.52 \times 2,510.3 = 46,490.75 \text{ A}$$



$$I_{fcc.sec} = \frac{46,490.75}{5400} = 8.6095 \text{ A}$$

$$I_{n.gen} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{756,200}{\sqrt{3} \times 23} = 18,982.82 \text{ A}$$

$$I_{sec.TC} = \frac{18,982.82}{5400} = 3.52 \text{ A}$$

Ajuste del elemento de sobrecorriente instantáneo (50)

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

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

Ajuste: 4.0 A

Ajuste del elemento de bajo voltaje (27)

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

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

8.1.9 Protección contra Sobrevoltaje del Generador (59G)

Datos del cálculo:

$$V_G = 23000 \text{ V}$$

$$TP's = 23000 / 120 \text{ V}; RTP = 191.7$$

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

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

Sobrevoltaje máximo transitorio permitido <: 1.20 p.u.

Pickup \leq al sobrevoltaje transitorio máximo permitido

Ajuste del relevador

Condiciones del ajuste

El Pick Up de disparo se piensa para las sobretensiones moderadas de larga duración.

Pick up \leq sobretensión transitoria permitida máxima

$$\text{Ajuste} \leq (1.20) \frac{23000}{1.20} = 143.79 \approx 144.0V \text{ con ajuste de 3.0 segundos}$$

Retardo tiempo de recuperación para las sobretensiones momentáneas debido a la perdida repentina $\times \frac{1}{2}$ (90 ciclos) de la carga:



Canal	Tabla 8. 1 Retardo del Pictivo y Retardo	
	Resolución	Retardo
1	144(120%)	180 ciclos 3 s
2	0(0%)	0 ciclos 0 s
3	0(0%)	0 ciclos 0 s

La curva característica del relevador se puede apreciar en la figura 1.9.1 del anexo.

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

Datos del cálculo:

Transformador de puesta a tierra neutro Generador:

$$V_{\text{primario}}: 23000 \text{ V}$$

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

$$\text{Capacidad: } 312 \text{ kVA}$$

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

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

$$RTTPA = \frac{23000}{240} = 95.8$$

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

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

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

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

$$\%Ajuste = \left(1 - \frac{6}{138.6}\right) 100 = 95.37\%$$

Con $t = 5 \text{ s}$.



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

Datos del cálculo:

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

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

Datos del cálculo:

Capacitancia entre el devanado de campo y tierra = $1.4 \mu\text{F}$

Capacitancia del campo del Generador = $1.2 \mu\text{F}$

Capacitancia de bus ducto de C.C. = $0.2 \mu\text{F}$

Se recomienda un ajuste de resistencia de falla de $25 \text{ k}\Omega$, con $t = 2.0$ s.

Ajuste de frecuencia:

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

Se recomiendan los siguientes ajustes típicos:

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

Tabla 8. 2 Ajuste de frecuencia para fallas a tierra del rotor.



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

Datos del cálculo:

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

Ajuste recomendados por el fabricante de la turbina Mitsubishi Electric Corporation:

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

Tabla 8. 3 Ajuste de tiempo y frecuencia para el generador.

8.1.14 Protección Diferencial del Generador (87G)

Datos del cálculo:

TC's = 27000 / 5 A; RTC = 5400

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

Error TC = 12.3%

Exactitud de ajuste del relevador: ± 0.10 A

$S_G = 756.2$ MVA

$V_G = 23.0$ kV

$$I_n = \frac{MVA \times 1000}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{756.2 \times 1000}{1.732 \times 23} = 18,982.83 \text{ A}$$

$$I_{sec} = \frac{I_n \text{ gen.}}{RTC} = \frac{18,982.83}{5400} = 3.52 \text{ A}$$

Ajustes:



$$\begin{aligned} \text{Pickup mínimo (Im)} &= I_{sec} \times \text{Error TC} + \text{exactitud TC} \\ &= 3.52 \times 0.123 + 0.10 = 0.53 \text{ A} \end{aligned}$$

Ajuste = 0.60 A

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

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

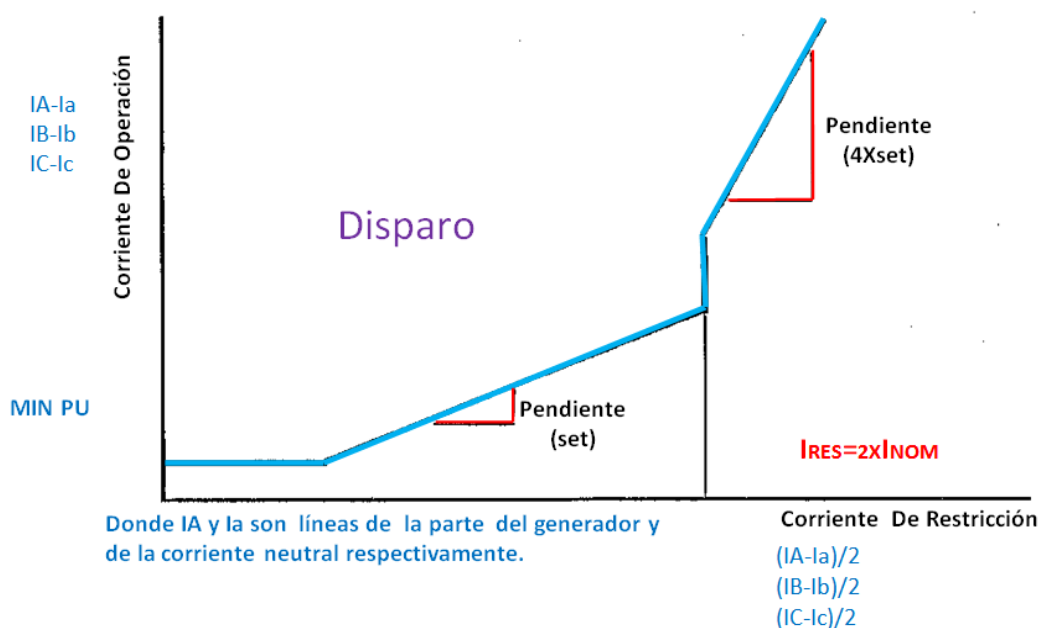


Fig. 8. 5 Curva característica relé 87.

8.1.15 Protección diferencial Generador-Interruptor (87GI)

Datos del cálculo:

TC's = 27000 / 5 A; RTC = 5400

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

Error TC = 12.3%

Exactitud del ajuste del relevador = 0.10 A

$S_G = 756.2 \text{ MVA}$

$I_{NG} = 18,982.83 \text{ A}$



$$I_{sec.} = 3.52 \text{ A}$$

Potencia de excitación en la condición forzada = 2600 kVA

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

$$I_{TE} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{2600}{\sqrt{3} \times 23} = 65.27 \text{ A}$$

$$I_{sec.Exc} = \frac{I_{TE}}{RTC} = \frac{65.27}{5400} = 0.012 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \text{Pickup mínimo (Im)} &= (I_{sec.})(Error TC) + exactitud TC \\ &= 3.52 \times 0.123 + 0.10 + 0.012 = 0.55 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Ajuste} = 0.55 \text{ A}$$

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

$$\text{Ajuste} = 0.1 (3.52) = 0.352 \text{ A; sin embargo, por seguridad ajustamos a } 0.20 \text{ A, con un tiempo de } 9 \text{ ciclos } (0.19 \text{ s.).}$$

8.2 Protecciones para transformadores de excitación

8.2.1 Protección Contra Falla de Interruptor del Generador (50 FI)

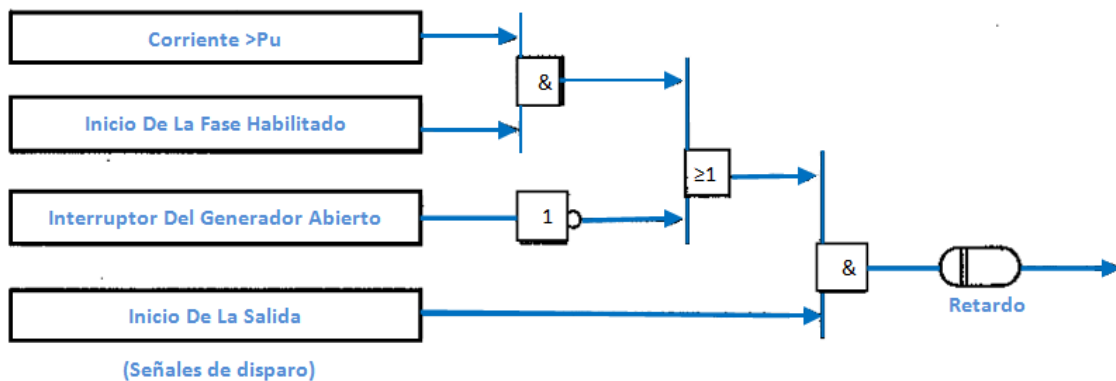


Fig. 8. 6 Diagrama lógico relevador 50FI.



La protección de falla del interruptor funciona si el interruptor del generador no está abierto, cuando el relevador protector opera disparando el interruptor y Si la falla del interruptor es detectada, la turbina y los interruptores de respaldo serán disparados

La condición de falla del interruptor del generador es usualmente detectada por la continua presencia de corriente de una o más fases después de que el interruptor ha sido disparado por el estado de contacto del interruptor 52b. El detector de corriente, puede no siempre dar el correcto estado del interruptor, porque la falla en condiciones anormales de operación tales como un falla a tierra, sobreexcitación, sobre frecuencia, potencia inversa etc. Puede no producir suficiente corriente, para operar los detectores de corriente. Por esta razón el estado del contacto del interruptor 52b es usado junto con la fase de corriente pick up, para proveer la indicación del estado del interruptor.

Donde la corriente en la línea generador del lado del TC puede no extinguir concurrentemente con el corte de fallas entre el la localización del TC y el interruptor del generador, una posible área de existencia de una mala operación. Un bus de fase aislada no administra la causa de una falla de fase o falla a tierra. Si el circuito del generador es provisto con tres fases de equipamiento entre la localización del TC y el interruptor del generador, hay riesgo de que la falla de fase esté limitada en esa área. Los elementos de fase del relevador, deberían ser lo suficientemente retardados en tiempo para poder disminuir la corriente de falla de fase, además de que los elementos de fase no deberían ser usados en indicaciones del estado del interruptor.

Datos para el cálculo:

Voltaje clasificado del generador	: 23000 V
Corriente clasificada del generador	: 18982 A
Impedancia del generador	: 1.64 p.u.
Relación de vueltas del TC	: 27000/5 A =5400
Capacidad del Transformador Exc	: 5950 KVA

Corriente máxima del transformador de excitación:

$$corriente = \left(\frac{\text{Capacidad del transformador en kva}}{\sqrt{3} \times \text{voltage clasificado del generador}} \right) \left(\frac{1}{\text{relacion de vueltas del tc}} \right)$$

$$corriente = \left(\frac{5950}{\sqrt{3} \times 23} \right) \left(\frac{1}{5400} \right) = 0.03A$$

Ajuste del relé 50FI.

Elemento de fase:

La condición de falla en el interruptor del generador, es detectada por la continua presencia de la corriente de una o más fases, después que haya disparado el interruptor.

Ajuste= habilitado

Pick Up de fase:



Hay un riesgo de falla de fase en un área limitada, el elemento de fase del relé es por lo tanto ajustado de la siguiente manera.

$$pick\ up = (corriente\ clasificada\ del\ generador) \left(\frac{1}{Xd}\right) \left(\frac{1}{CT}\right)$$

$$pick\ up = (18982) \left(\frac{1}{1.64}\right) \left(\frac{1}{5400}\right) = 2.143\ A$$

Ajuste= 2.00A

Elemento neutral:

La detección del Flashover del interruptor del generador no es usada en esta aplicación, porque el generador tiene alta impedancia de sistema de tierra, y la corriente de Flashover no fluirá a través de la línea de TC.

Ajuste = Enable (Habilitado)

50 BF Pick up neutro.

La corriente pick up no se necesitara ajustar.

Entrada inicial:

La entrada no es utilizada para la inicialización de la función de falla del interruptor.

Salida inicial:

Las siguientes salidas son usadas para la señales de inicialización de la falla de interruptores.

Ajuste=1 o 2

Retardo de falla del interruptor

La corriente del generador no se extinguirá con abrir el interruptor, el tiempo de retardo debería ser ligeramente más largo que el decremento del tiempo de la falla de corriente.

Retardo de la falla del relé> Disminuir el tiempo de la falla de corriente.

Ajuste= 30 ciclos

8.2.2 Relé de Flashover del interruptor del generador 50 NTFO

Cuando un generador síncrono esta fuera de línea, no debería medir flujo de corriente en las tres fases, a menos que en la unidad suministradora propia de la estación de carga se encuentre conectada (excitación de potencia).



En la sobrecorriente fuera de línea funciona, si la descarga disruptiva del interruptor principal ocurre en el interruptor del generador y este resultado en generadores hace que comience accidentalmente a energizarlo mientras esta fuera de línea.

Esto es detectado usando un relevador instantáneo de corriente (50) con estado de bloqueo en la entrada de condición de encendido del interruptor del generador. Si la Sobrecorriente está fuera de línea de la turbina, los interruptores de respaldo serán disparados.

Datos para los cálculos:

Voltaje clasificado del generador : 23000 V

Relación de vueltas de TC : 27000 /5A = 5400

Capacidad del transformador aux: 5950kVA

Datos de impedancia (base 10 MVA)

	Sistema de 400 kV Xs	Transformador Principal Xt	Generador Xg
1	0.06	0.22	0.16
2	0.06	0.22	0.26

Tabla 8. 4 Impedancias del sistema.

Corriente principal disruptiva del generador del interruptor

$$\text{corriente de descarga inruptiva} = \left(\frac{2E}{X}\right) (Ib) \left(\frac{1}{CT \text{ ratio}}\right)$$

Dónde:

E= voltaje bajo p.u. (1pu)

X= impedancia (p.u.) = X1g+ X2g + X1t + X2t + X1s + X2s= 1.0%

Ib= corriente baja (A)

Para calcular la corriente Ib

$$Ib = \frac{\text{base}(10 \text{ MVA})}{\sqrt{3} \times \text{voltage KV}} = \frac{10 \times 1000}{\sqrt{3} \times 23} = 251 \text{ A}$$

$$\text{Corriente de la descarga disruptiva} = \left(\frac{2 \times 10}{0.010}\right) (251) \left(\frac{1}{5400}\right) = 9.6A$$

Tomemos en cuenta que solo un polo del interruptor principal durante el Flashover, causara un pequeño flujo de corriente de alta impedancia del sistema a tierra y la corriente no será detectada por el relé.



Ajuste del relé 50NTFO

Pick Up fuera de línea de sobrecorriente:

El pick up debe ser mayor de corriente máxima del transformador de la excitación y menor que el 50n % de la corriente de descarga disruptiva

$$\text{correlacion} < CDI \times 0.5$$

$$\text{correlacion} = 9.6 \times 0.5 = 4.8$$

Ajuste =4.8

El retardo del pick up actual se selecciona como mínimo

Ajuste de retardo de fuera de línea de disparo de sobrecorriente:

El retraso de tiempo debe de ser levemente más largo que el tiempo de operación del contacto de la entrada del relé.

Retardo de la falta del interruptor > tiempo de la operación del contacto de entrada del relé (2 ciclos).

Ajuste=12 ciclos

8.3 Protecciones Transformador de Excitación

8.3.1 Protección Contra Sobrecorriente, Transformador de Excitación (50/51 TE)

El relevador de sobrecorriente es usado para proteger contra fallas internas y fallas externas. Regularmente, el relevador de sobrecorriente cuenta con una unidad de disparo instantáneo. Para una falla grave, la protección se obtiene con esta unidad de disparo instantáneo.

Datos para cálculo de ajuste:

Capacidad TE:	5,950 MVA
Voltaje TE:	23 KV/850 V
Relación de transformación TC:	200/5 A= 40
Corriente de campo:	4906 Adc
Corriente de magnetización TE:	7.0 p.u. (26.1 A)

Calculo de corriente de falla:

Corriente base:

$$i_{Base} = \frac{10000}{23\sqrt{3}} = 251.02 A$$



a) Corriente máxima de falla en A

$$i_{MAX} = \left(\frac{10000}{23\sqrt{3}}\right) \left(\frac{100}{16.6}\right) \left(\frac{1}{40}\right) = 37.8 A$$

b) Corriente mínima de falla en A

$$i_{min} = \left(\frac{10000}{23\sqrt{3}}\right) \left(\frac{100}{16.7}\right) (0.87) \left(\frac{1}{40}\right) = 32.69 A$$

c) Corriente mínima de falla en B

$$i_{min} = \left(\frac{10000}{23\sqrt{3}}\right) \left(\frac{100}{0.26}\right) (0.87) \left(\frac{1}{40}\right) = 2099.89 A$$

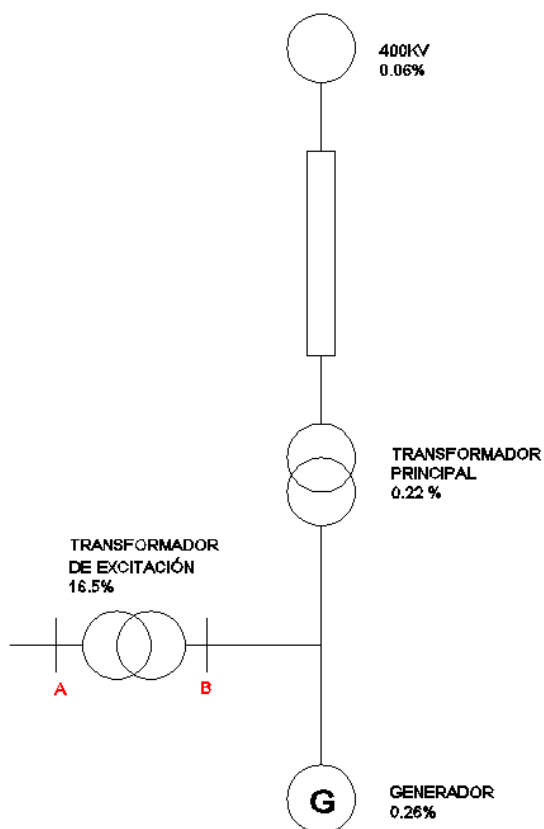


Fig. 8. 7 Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia Porcentual.



Ajuste de la unidad de disparo instantáneo:

Esta protección es dedicada para una falla de lado da baja tensión

Pick-up < corriente máxima de falla (37.8 A)

El retardo de tiempo para esta protección será de 2 ciclos.

Ajuste de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso:

Ajuste de disparo para la unidad de tiempo inverso.

Pick-up > corriente de campo (AC) en el secundario del TC.

$$(4906) \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \left(\frac{850}{23000} \right) \left(\frac{1}{40} \right) = 3.7$$

Pick-up < corriente del transformador de excitación

$$\left(\frac{5950}{23\sqrt{3}} \right) \left(\frac{1}{40} \right) = 3.73 \text{ A}$$

Pick-up < corriente mínima de falla (32.6 A)

Ajuste → 4.07 [A]

Curva característica

El tiempo de la curva debe ser parecido a la coordinación de los fusibles de los tiristores y la restricción límite del excitador

Ajuste → curva #2 IEC (Tiempo muy inverso; very inverse)

Ajuste de retardo de tiempo

La selección de la curva, se da por el tiempo definido, multiplicado por un factor.

Intervalo de tiempo

- Característica de los fusibles de tiristores por encima de 10 ciclos.
- Restricción límite del transformador de Excitación.
- Restricción límite del excitador

Ajuste → 1.10

8.3.2 Protección Diferencial del Transformador de Excitación (87 TE)

El relevador diferencial es la protección principal contra fallas del transformador. Este relevador sin embargo no puede ser tan sensible como el relevador diferencial del generador. Este relevador que está dedicado a proteger el transformador de



excitación, pero depende varios factores para no generara falsos disparos, esto debido principalmente a los dispositivos de medición.

Datos para cálculo de ajustes:

Capacidad del transformador:	5950 KVA
Voltaje del transformador:	23 KV /850 V
Corriente de magnetización:	
Relación de transformación TC lado Alta:	200/5 A = 40
Relación de transformación TC lado Baja:	5000/5 A =1000
Erro del TC:	$el = \epsilon r + \epsilon p = \pm 12.3 \%$
Error de relación de TC's:	$\epsilon r = \pm 3\%$
Error por ángulo de fase:	$\epsilon p = 180^\circ$
Saturación del TC:	10% a 20%
Exactitud del pick-up del relevador:	$\pm 0.02 pu$
Exactitud de la curva del relé:	$\pm 1\%$
Rango del tap del transformador:	0%
Corriente del transformador sin carga:	1.2%

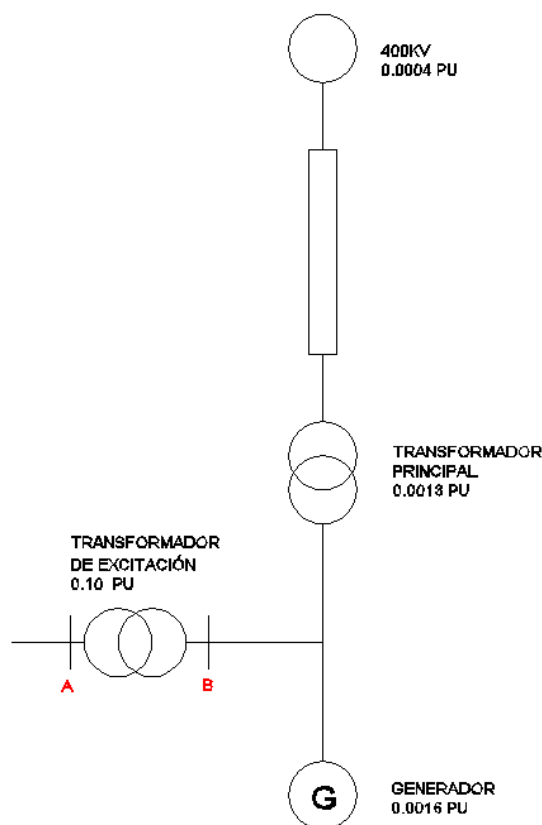


Fig. 8. 8 Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia en Por Unidad.

Calculo de corrientes de falla.

Datos de impedancia (MVA base del transformador):

Sistema de 400 KV: 0.0004 p.u.



Transformador principal: 0.0013 p.u.
 Transformador de excitación: 0.10 p.u.
 Generador: 0.0016 p.u.

Calculo de falla

La corriente máxima de falla basada en la capacidad del transformador se calculó de la siguiente manera:

$$\frac{1}{0.099} = 10.12 \text{ pu}$$

El ajuste del tap del TC

Devanado #1 tap TC

$$\left(\frac{5950 \text{ MVA}}{0.85\sqrt{3} \text{KV}} \right) \left(\frac{1}{1000} \right) = 4.041 \text{ A}$$

Tap ajustado = 4.04 A

Esquema de conexión del transformador

Devanado de Transformador	W1	W2
Nombre del circuito	Lado Alto	Lado Bajo
Conexión del transformador	Y	Δ
Conexión del TC	Y	Y
Ajuste	Tipo 2	

Tabla 8. 5 Conexiones de Transformador.

Ajuste del elemento de sobrecorriente diferencial 87H.

El relevador provee de un elemento de sobrecorriente instantáneo de protección para fallas internas de magnitudes de corriente muy altas.

1) 87 pick-up

El pick-up debe ser mayor a la corriente de magnetización del transformador (7.0 p.u.).

El pick-up debe ser mayor a la corriente máxima de falla (10.1 p.u.)

Con lo que el ajuste = 18 p.u.

2) Tiempo de retardo

El relevador 87H se ajuste con un retardo no intencional

Ajuste = 1 ciclo.

Ajuste de sobrecorriente diferencial de restricción 87T.

1. Ajuste mínimo del pick up.



Este ajuste del diferencial se toma haciendo las siguientes consideraciones:

a) El rango de Tap del TC:	0%
b) Error de exactitud del TC:	$\pm 12.3\%$
c) Corriente del Transf. Sin carga:	+1.2%
d) Desajuste de relación del TC:	-0.00%
Error Total:	+13.5% a - 12.3%

La corriente de operación mínima para operar bajo condiciones normales, se ajusta por encima de este valor de error total.

El pick-up debe ser mayor al error máximo (p.u.) en suma con la exactitud del pick-up del relevador.

$$Pick - up = 0.14 + 0.02 = 0.16 pu$$

Una de las recomendaciones prácticas es un valor entre 0.20 a 0.40 para evitar falsas operaciones causadas por la saturación del TC.

Ajuste \rightarrow 0.25 p.u.

Porcentaje diferencial de pendiente #1(set)

La pendiente #1 se ajusta tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Rango del tap de Transformador	$\pm 0.0\%$
b) Saturación del TC	-10.0%
c) Exactitud de la curva de relevador	$\pm 1.0\%$
d) Corriente del Transf. Sin Carga	+ 1.0%
Error Total	+ 2.2% a - 11.0%

La curva #1 para restricción de corriente cero, un punto de interrupción de la curva se ajusta por encima del error total. Frecuentemente se ajusta de 30% a 40%.

Ajuste \rightarrow 30%

Porcentaje diferencial de pendiente #2(4Xset)

Una falla grave fuera de la zona diferencial, puede provocar la saturación de los TC's, factores semejantes a un magnetismo residual en el núcleo del TC, el desajuste característico del TC y el desajuste del Burden (carga), puede contribuir a una elevada corriente diferencial durante esta condición. La curva #2 debe ajustarse a valores más altos que la curva #1.

Ajuste \rightarrow 100%

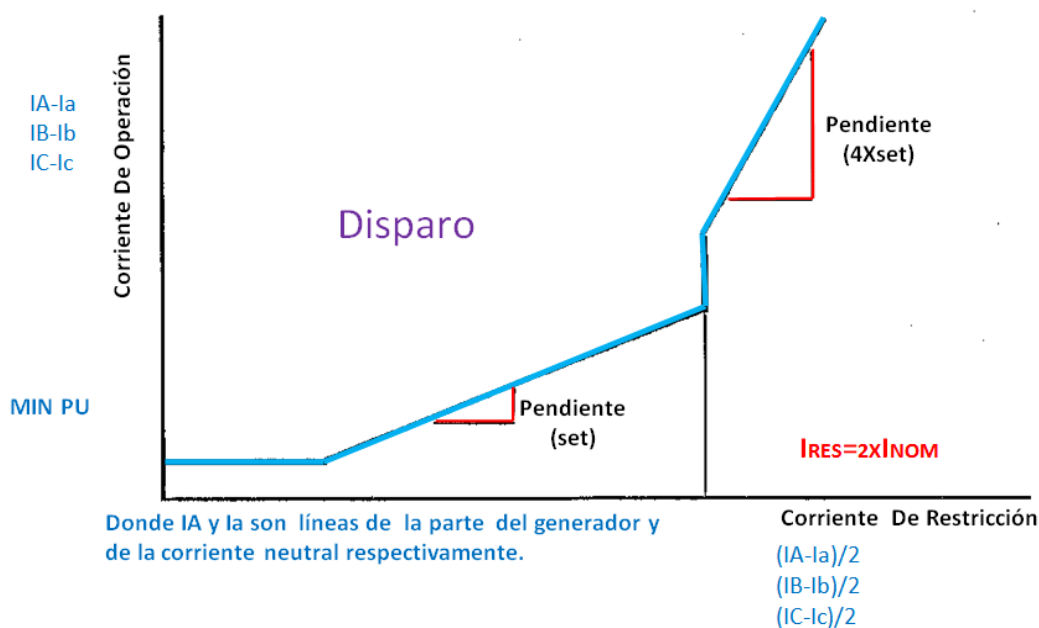


Fig. 8. 9 Curva característica relé 87.

Punto de interrupción de pendiente

El punto de interrupción de la pendiente es el punto de transición entre la pendiente #1(set) y pendiente #2(4xset). Este punto de interrupción debe ubicarse por encima de la corriente empleado.

Ajuste \rightarrow 2.00 p.u.

Ajuste de restricción de Armónicas

El relevador posee un elemento de restricción armónica, el cual implementa un esquema de inhibición basado en 2ª y 4ª corrientes Armónicas. Esta componente está en el circuito de forma permanente.

La corriente de magnetización del transformador contiene una cantidad significativa de corriente de 2ª y 4ª armónica. Esta corriente de magnetización causara disparos indeseados. Por lo que la restricción armónica desensibiliza el relé y podrá operar durante una condición de magnetización. El relevador se ajusta a un nivel de restricción de corriente armónica sobre un ajuste porcentual de la fundamental. Todas las corrientes armónicas presentes en la corriente de magnetización del transformador dependen sobre todo de las características de magnetización del transformador y del magnetismo residual presente en el núcleo.

1) Restricción armónica

Para la mayoría de los transformadores, las corrientes armónicas solo excederán un 10% durante la energización. Los transformadores modernos tienden a tener un núcleo con bajas perdidas y una mejor característica magnética. Cuando el relevador se aplica a este tipo de transformadores el ajuste de las armónicas debe ser alrededor del 10%.



Ajuste → 10%

2) Promedio armónico

El promedio de fases cruzadas (cross phase average) se usa para obtener el promedio Armónico en las tres fases, este provee una restricción de fase, el cual no puede tener suficientes armónicas. Esto provee seguridad contra falsas operaciones durante la magnetización. Sin embargo puede provocar un ligero retardo de operación del relevador para una falla interna.

Ajuste → croos ave (Promedio Cruzado)

Ajuste de restricción para 5ª armónica

La componente de restricción de 5ª armónica opera en conjunto con un inhibidor diferencial porcentual durante una sobreexcitación del sistema. Este módulo puede evitar falsas operaciones del relevador por un ajuste de pick-up mínimo para un valor considerablemente alto, durante condiciones de sobreexcitación del transformador. La amplitud de 5ª armónica depende de las características de magnetización del núcleo del transformador.

1) Restricción de 5ª armónica

Un ajuste del 30% es adecuado para discriminar la sobreexcitación o de otras condiciones.

Ajuste → 30%

2) Pick up de restricción de 5ª armónica

Un ajuste de 150% es el seleccionado para el pickup diferencial.

$$\text{Pickup mínimo de ajuste} * 1.5 = 0.38 pu$$

Ajuste → 0.38 p.u.

3) Promedio armónico

Con el promedio armónico habilitado, el promedio es usado con la componente fundamental de la corriente diferencial de cada fase para calcular el porcentaje armónico.

Ajuste → enable (habilitado)

8.4 Función de Protección Interruptor generador-Transformador principal

8.4.1 Protección Contra Sobreexcitación (24 TP V/Hz con Unidad de tiempo)

Este relevador mide la relación de voltaje y frecuencia (V/Hz), esta relación es proporcional a la densidad de flujo de la máquina electromagnética.



El sobreflujo puede ocurrir cuando se aísla el generador en operación y el AVR (“Automatic Voltage Relator”, Regulador Automático de Voltaje) se encuentra en servicio y la velocidad del generador decrece de la velocidad síncrona. El sobreflujo solo puede ocurrir cuando los elementos de control del sistema reducen la frecuencia a un valor menor por cualquier razón.

El relevador V/Hz provee lo siguiente:

Relevador 24T (INV & #1) para disparo.

La operación del relevador 24T (INV) disparará el generador y el interruptor del circuito de 400 kV, del circuito derivado el generador y la unidad de Sistema Eléctrico de Potencia.

Un elemento de tiempo inverso del relevador se usara para proporcionar un contacto de disparo y de un elemento de tiempo definido #1 es solo usado de acuerdo a las formas de las curvas de protección.

Datos para el cálculo de ajustes:

V/Hz curva de restricción del generador:	fig. 1.2.1
V/Hz curva de restricción del transformador:	fig. 3.1.1
Nivel restricción de V/Hz a plena carga (de corto tiempo):	120%
Nivel restricción de V/Hz a plena carga (continuo):	105%
Ajuste límite del AVR V/Hz	105%

Ajuste del relevador 24T (INV) del Transformador.

- 1) Ajuste de disparo V/Hz para el elemento de tiempo inverso.

El pick up V/Hz de disparo debe ser mayor al valor continuo máximo de V/Hz a plena carga sobre un factor Kd.

$$pickup = \frac{105}{0.98} = 106.9 \%$$

Cuando Kd es el valor de reset del relevador V/Hz

Ajuste → 107%

- 2) Curva V/Hz del elemento de tiempo inverso

La operación inversa característica del relevador V/Hz se muestra en la fig. 3.1.1 anexa.

Ajuste → Curva #1 IEC (Tiempo inverso Estándar)

- 3) Retardo de disparo V/Hz para el elemento de tiempo inverso

El retardo de tiempo ≤ Tiempo espera V/Hz (referido a la fig. 3.1.1)

≤ Tiempo de operación del relevador V/Hz del generador.



Ajuste → 4.0

- 4) Aplicación de reset V/Hz para el elemento de tiempo inverso

El reset aplicado debe ser mayor que la característica de enfriamiento del equipo de protección. Recomendaciones prácticas sugieren ajustar al punto máximo de ajuste del relevador.

Ajuste → 999 s

Ajuste del relevador 24T (#1) V/Hz del transformador

- 1) Ajuste de disparo V/Hz

El pickup de disparo V/Hz debe ser menor o igual a la restricción límite de tiempo corto V/Hz del transformador (120%). Pero mayor que el pick up del generador V/Hz (#1) (119%).

Ajuste → 120%

- 2) El retardo de disparo V/Hz

El tiempo de retardo debe ser menor que el tiempo de restricción V/Hz del transformador. Pero mayor que el tiempo de retardo del relevador 24T (#1) (60 ciclos).

Ajuste → 70 ciclos (1.2 s)

8.4.2 Protección Contra Falla a Tierra en el Bus de Fase Aislada (64B)

Un relevador de voltaje es conectado a través del devanado terciario de un transformador de potencial localizado en el transformador principal del lado del interruptor del generador se usa para detectar fallas a tierra en el circuito del generador de 23 kV.

La operación del relevador disparara el generador y cerrara los interruptores de 400 kV del generador y de la unidad del sistema eléctrico.

Datos para cálculo de ajuste

Voltaje del generador:	23, 000 V
Transformador de Potencial:	$\frac{23000}{\sqrt{3}} / \frac{120}{\sqrt{3}} V$
Voltaje de referencia contra falla a tierra:	120 V

Ajuste del relevador 64B

- 1) Condiciones de Ajuste

El nivel de Pick up debe ser mayor que el nivel de pick up de la protección 64G (3.97%). El ajuste es igual al voltaje de referencia contra falla a tierra multiplicado por 0.0397.



$$pick\ up = (120)(0.0397)$$

$$pick\ up = 4.76\ V$$

El retardo de tiempo es mayor que el tiempo de operación del relevador 64G (600 ciclos)

2) Ajuste

Canal	Pick up	Retardo
#1	6.0 V (5.0%)	1200 ciclos (20.0 s)

Tabla 8. 6 Ajuste del relevador 64B.

8.4.3 Protección Contra Sobrecorriente de Fallas entre Fases y de Fase a Tierra Transformador Principal (50/51 TP)

El relevador de sobrecorriente es usado contra fallas internas y externas del transformador. Un relevador de sobrecorriente para protección del transformador regularmente incorpora una unidad de disparo instantáneo (50) para una operación rápida en fallas internas.

Datos para cálculo de ajuste

Capacidad del transformador	: 741 MVA
Transformador de Potencial	: 400/23 kV
Relación de transformación TC	: 2000/ 5 A = 400
Corriente de magnetización	: 10 pu (26.7 A)
Corriente de transformador restringido a corto tiempo	: figura 4.1.1

Calculo de corriente de falla

1) Impedancia Dato (10 MVA base):

Sistema 400 kV	: 0.06%
Transformador principal	: 0.22%
Generador	: 0.26%

2) Calculo de Corriente de falla :

a) Corriente Máxima a través de la falla (en el punto A)

$$i = \left(\frac{10000}{\sqrt{3}(400)} \right) \left(\frac{100}{0.27} \right) \left(\frac{1}{400} \right) = 13.36\ A$$



- b) Corriente mínima a través de la falla (en A)

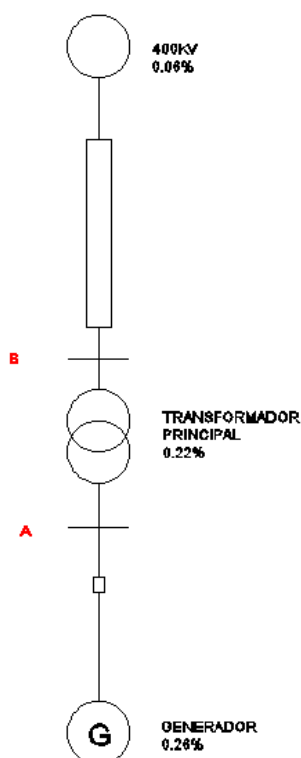
$$i = 13.36(0.87) = 11.62 \text{ A}$$

- c) Corriente Máxima a través de la falla (en el punto B)

$$i = \left(\frac{10000}{\sqrt{3}(400)}\right) \left(\frac{100}{0.48}\right) \left(\frac{1}{400}\right) = 7.51 \text{ A}$$

- d) Corriente mínima a través de la falla (en B)

$$i = 7.51(0.87) = 6.53 \text{ A}$$



Ajuste de la unidad de disparo instantáneo (50 TP)

- 1) Ajuste de pick up

El ajuste del pick up de la unidad instantánea debe ser mayor a la corriente máxima a través de la falla (13.3 A), así mismo mayor que el valor de la corriente de magnetización del transformador (26.7 A).

Ajuste \rightarrow 30.0 A

- 2) Ajuste del tiempo de retardo

Las recomendaciones prácticas mencionan que para una respuesta rápida el retardo es de 2 ciclos.



Ajuste → 2 ciclos

Ajuste de la unidad sobrecorriente de tiempo inverso (51 HTP)

1) Ajuste de la unidad de disparo de tiempo inverso

El pick up deber mayor al nivel de corriente que emplea el transformador (2.67 A), pero menor que la corriente mínima a través de la falla (6.53 A).

Ajuste → 2.94 A

2) Curva característica

La forma de la curva de tiempo de sobrecorriente de la protección, debe ser seleccionada fielmente para la posible coordinación de las protecciones posteriores y sus posibles zonas de alcances. Para la curva de tiempo de fase de sobrecorriente de relés posteriores se toma la normal inversa.

Curva característica seleccionada = Curva #1 IEC (Tiempo inverso estándar).

3) Ajuste de tiempo

La selección de la forma de la curva en relación al tiempo se multiplica por una constante. El retardo de tiempo se ajusta en coordinación a los dispositivos posteriores como se ve en la figura 4.1.1.

El retardo de tiempo debe ser menor que la restricción límite del transformador pero mayor al tiempo de la unidad 51 del transformador.

Ajuste → 0.15

8.4.4 Protección Contra Sobrecorrientes en el Neutro del Transformador Principal (Lado Alta) (51 NTP)

Un relevador de sobrecorriente a tierra regularmente puede ser ajustado y coordinado de forma independiente de los relevadores de sobrecorriente de fase, a pesar de un flujo de corriente de falla en uno o más relevadores de fases.

La razón principal para esta independencia, es que los relevadores a tierra son ajustados de uno a cinco, hasta de uno a diez veces más sensible que los relevadores de fase.

Una protección 51 NTP es un relevador de protección final para el sistema de 400kV contra fallas a tierra. El relevador sin embargo es utilizado para lo siguiente:

Protección de respaldo del relevador contra fallas a tierra de la línea de transmisión. La operación del relevador es disparar el interruptor de 400kV y la unidad T/G del circuito derivado de la unidad generadora. Provisto de un retardo de tiempo para coordinar con el alcance de relevador contra fallas a tierra de la línea de transmisión.

Datos para el cálculo de ajuste

Relación de transformación del TC de Alta a neutro : $300 / 5 A = 60$



Corriente medido en el transformador : 1070 A

Ajuste de Relevador 51 NTP

1) Pick up de sobrecorriente a tierra

El pick up de sobrecorriente a tierra es ajustado de una quinta a una décima más sensible que el relevador de fase.

El Pick up de sobrecorriente debe ser menor que la corriente que emplea el transformador por 1/5 a 1/10 por la relación de un TC.

$$= (1070) \left(\frac{1}{5} \text{ a } \frac{1}{10} \right) \left(\frac{1}{6} \right)$$

$$= 3.57 A \text{ a } 1.78 A$$

Ajuste \rightarrow 2.00 A

2) Curva de sobrecorriente a Tierra

La forma de la curva de tiempo del relevador de sobrecorriente es seleccionada apropiadamente para la coordinación con las zonas de protección del relevador anterior.

Ajuste \rightarrow curva #1 IEC (Tiempo inverso estándar)

3) El retardo de tiempo

La selección de la forma de la curva de sobrecorriente está en relación con el tiempo y el dial.

Ajuste \rightarrow 0.50%

8.4.5 Protección Diferencial del Transformador Principal (87 TP)

El relevador diferencial es la protección principal para la unidad generador-transformador. Este relevador, sin embargo puede no ser tan sensible como el relevador de protección diferencial del generador. El relevador diferencial del transformador está sujeto a varios factores, que normalmente no están presentes en el generador, y que pueden provocar falsas operaciones:

- Diferentes niveles de voltaje Incluyendo los Taps. El cual resulta en una diferencia de corriente del primario en el circuito conectado.
- Un posible desajuste de la relación entre los diferentes transformadores de corriente. Para unidades con Taps variables, el desajuste puede ocurrir en el Tap. Cuando los transformadores de corriente son diferentes en particular para corrientes altos.
- La corriente de magnetización, en el cual diferentes relevadores ven una misma falla interna



- d) Por un desfaseamiento del ángulo de fase 30° , debido a la conexión estrella-delta del transformador.

Datos para cálculo de Ajustes

Capacidad del transformador	: 741 MVA
Transformador de Potencial	: 23/400 kV
Corriente de magnetización (Alta)	: 10 pu
Relación de transf. TC Devanado #1	: 27,000/5 A=5,400
Relación de transf. TC Devanado #2	: 25,000/5 A=5,000
Relación de transf. TC Devanado #3	: 2,000/5 A= 400
Error total del TC: $\varepsilon_1 = \varepsilon_r + \varepsilon_p = 12.3\%$ para los tres juegos de TC`s	
Error de relación TC	ε_r : 3.0%
Error por ángulo de fase	ε_p : $\pm 180''$
Saturación TC	10% a 20 * TC
Exactitud del Pick up del Relevador	: $\pm 0.02 pu$
Exactitud de la curva del Relevador	: $\pm 1 pu$
Rango del Tap del Transformador	: +5% a -5%
Corriente del transformador sin carga	: 6%

Calculo de corrientes de Falla

- 1) Impedancia (MVA base del transformador)

Sistema 400kV	: 0.04 p.u.
Transformador principal	: 0.16 p.u.
Generador	: 0.20 p.u.

- 2) Corriente a través de la falla:

- a) Falla en el punto A

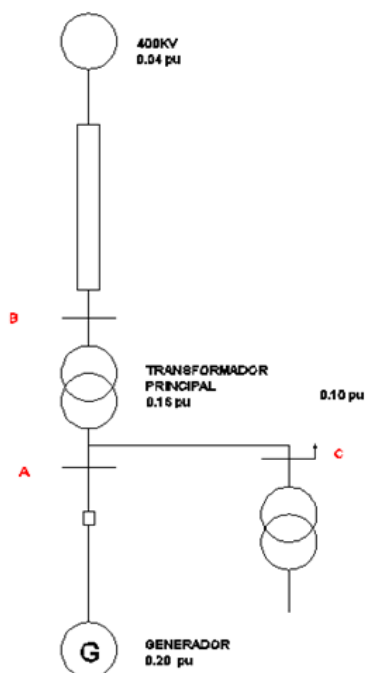


Fig. 8. 10 Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia en Por Unidad.

$$I_a = \frac{1}{0.20} = 4.97 \text{ pu}$$

b) Falla en el punto B

$$I_b = \frac{1}{0.36} = 2.81 \text{ pu}$$

c) Falla en el punto C

$$I_c = \frac{1}{0.10} = 10.1 \text{ pu}$$

Ajuste de tap de TC

1) Tap TC Devanado #1

$$\text{Tap TC Devanado \#1} = \left(\frac{741 \times 10^3}{\sqrt{3}(23)} \right) \left(\frac{1}{5400} \right) = 3.445 \text{ A}$$

2) Tap TC Devanado #2

$$\text{Tap TC Devanado \#2} = \left(\frac{741 \times 10^3}{\sqrt{3}(23)} \right) \left(\frac{1}{5000} \right) = 3.72 \text{ A}$$

3) Tap TC Devanado #3



$$Tap\ TC\ Devanado\ \#3 = \left(\frac{741 \times 10^3}{\sqrt{3}(400)} \right) \left(\frac{1}{400} \right) = 2.673\ A$$

4) Desajuste de TC

$$w1 - w2 = \frac{\left(\frac{3.445}{3.720} \right) - \left(\frac{3.44}{3.72} \right)}{\left(\frac{3.44}{3.72} \right)} = \frac{0.926 - 0.925}{0.925} = 0.001\ pu$$

$$w2 - w3 = \frac{\left(\frac{3.720}{2.674} \right) - \left(\frac{3.72}{2.67} \right)}{\left(\frac{3.720}{2.674} \right)} = \frac{1.391 - 1.393}{1.391} = -0.001\ pu$$

$$w3 - w1 = \frac{\left(\frac{2.674}{3.445} \right) - \left(\frac{2.67}{3.44} \right)}{\left(\frac{2.674}{3.445} \right)} = \frac{0.776 - 0.776}{0.776} = 0.000\ pu$$

Ajuste de conexiones transformador

Devanado del transformador	W1	W2	W3
Nombre del circuito	Generador	Unidad de transformación	Sistema de 400kV
Conexión Transformador	Δ	Δ	Y
Conexión TC	Y	Y	Y

Tabla 8. 7 Conexiones del Transformador.

Ajuste diferencial de sobrecorriente 87H

El relevador cuenta con un elemento de diferencial instantáneo para protección bajo altas magnitudes de corriente en fallas internas.

1) Pick up 87H

El pick up de este elemento debe ser mayor a la corriente de magnetización del propio transformador (10.0 p.u.), otra consideración importante es este pick up debe ser mayor a un nivel de falla de 10.1 p.u.

Ajuste → 12.0 p.u.

2) Retardo de tiempo



El ajuste del retardo de tiempo siendo instantáneo es no intencional.

Ajuste → 1 ciclo.

Ajuste diferencial de sobrecorriente de restricción 87T

1) Ajuste de pick up mínimo

El pick up diferencial es ajustado tomando las siguientes consideraciones:

a) Rango del Tap:	+5% a -5%
b) Error total de 3 juegos de TC's:	± 12.3%
c) Corriente de transf. sin carga:	+ 0.6%
d) Desajuste de relación TC:	- 0.1 %
Error total en la corriente base:	+17.9% a -16.9%

La corriente de operación mínima puede aparecer bajo condiciones de operación normales y se ajusta a un valor muy por encima del valor de error total.

El pick up se debe ajustar a un valor mayor a error total aunado a la exactitud de pick up del relevador.

$$Pick\ up = 0.18 + 0.02 = 0.20\ pu$$

Por recomendaciones prácticas es un valor entre 0.20 a 0.40 p.u. Para evitar falsas operaciones por el ruido generado por la saturación de los TC.

Ajuste → 0.30 p.u.

2) Porcentaje Diferencial de Pendiente #1(set)

La pendiente #1 se ajusta tomando las siguientes consideraciones:

a) Rango del Tap del Transformador:	+5% to - 5%
b) Saturación TC:	-10%
c) Exactitud curva del relevador:	±1.0 pu
d) Corriente del transf. Sin carga:	+0.6%
Error Total en la Corriente Base:	+6.6% a -16%

La pendiente #1 para restricción de corriente cero, un punto de interrupción de la curva se ajusta por encima del error total. Frecuentemente se ajusta de 30% a 40%

Ajuste → 30%

3) Porcentaje Diferencial de Pendiente #2(4x set)

Para una falla grave fuera se la zona diferencial, puede provocar la saturación de los TC's. Factores semejantes a un magnetismo residual en el núcleo del



TC, el desajuste característico del TC y el desajuste del Burden, puede contribuir a una elevada corriente diferencial durante esta condición. La pendiente #2 debe ajustarse a valores más altos que la pendiente #1.

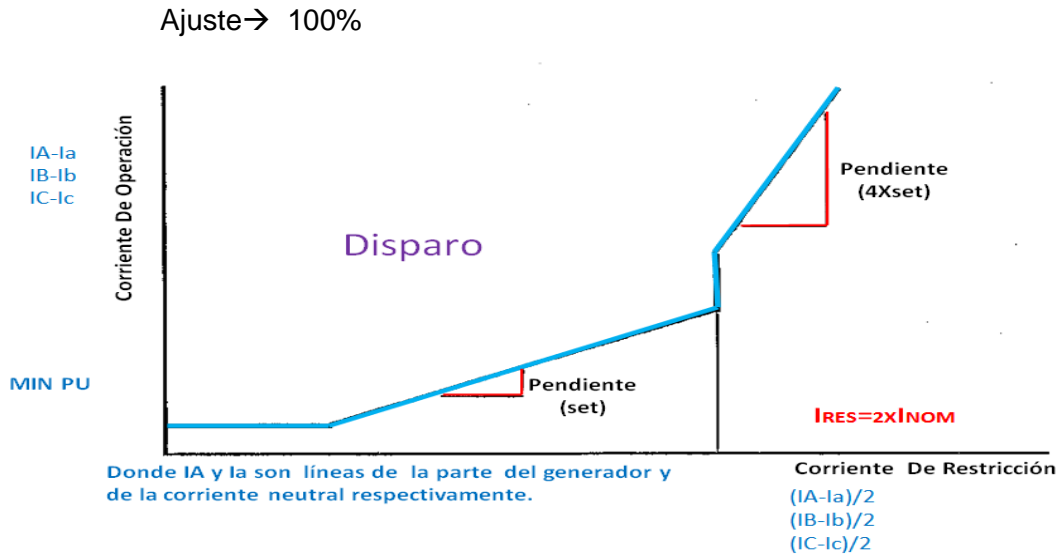


Fig. 8. 11 Curva característica relé 87.

4) Punto de interrupción de Pendiente

El punto de interrupción de pendiente es el punto de transición entre la pendiente #1(set) y la pendiente #2(4x set). Este punto de interrupción debe ubicarse por encima de la corriente empleada.

Ajuste → 2.00 p.u.

Ajuste restrictivo de armónicas

Este relevador se ajusta de la misma forma que el 87 TE por lo que el relevador posee el mismo elemento de restricción armónica, el cual implementa un esquema de inhibición basado en 2ª y 4ª armónica. Esta componente es un circuito interno que opera de forma permanente.

La corriente de magnetización del transformador contiene una cantidad muy grande de corriente de 2ª y 4ª Armónica. Esta corriente de magnetización causara disparos indeseados. Por lo que la de sensibilización de la restricción armónica se podrá operar durante una condición de magnetización. El relevador se ajusta a un nivel de restricción de corriente armónica sobre un ajuste porcentual de la fundamental. Todas las corrientes armónicas presentes en la corriente de magnetización del transformador dependen sobre todo de las características de magnetización del transformador y del magnetismo residual presente en el núcleo.

1) Restricción armónica

Para la mayoría de los transformadores, las corrientes de armónicas solo excederán un 10% durante la energización. Actualmente los transformadores más modernos tienden a tener un núcleo con bajas perdidas y una mejor característica magnética. Cuando este relevador se aplica a este tipo de transformadores el ajuste de las armónicas debe ser alrededor del 10% igual que el ajuste del 87TE.



Ajuste → 10%

2) Promedio armónico

El promedio cruzado de fases (cross phase average) se usa para obtener el promedio armónico en las tres fases, este provee una restricción de fase la cual no puede tener suficientes armónicas. Esto provee seguridad contra falsas operaciones durante la magnetización. Sin embargo puede provocar un ligero retardo de operación del relevador durante una falla interna.

Ajuste → croos_ave (promedio Cruzado)

Ajuste de restricción para 5ª armónica.

La componente de restricción de 5ª armónica opera en conjunto con un inhibidor diferencial porcentual durante una sobreexcitación del sistema. Este módulo puede evitar falsas operaciones del relevador con un ajuste de pick-up mínimo para un valor considerablemente alto. Durante condiciones de sobreexcitación del transformador. La amplitud de 5ª armónica depende de las características de magnetización del núcleo del transformador.

1) Restricción de 5ª armónica

Un ajuste del 30% es adecuado para discriminar la sobreexcitación o de otras condiciones.

Ajuste → 30%

2) Pick up de restricción de 5ª armónica

Un ajuste de 150% es el seleccionado para el pickup diferencial.

*Pickup mínimo de ajuste * 1.5 = 0.45 pu*

Ajuste → 0.45 p.u.

3) Promedio armónico

Siendo habilitado el promedio armónico, el promedio es usado con la componente fundamental de la corriente diferencial de cada fase para calcular el porcentual Armónico.

Ajuste → habilitar

8.5 Relevadores para protección de los transformadores de unidad.

8.5.1 Transformadores de unidad A y B relevadores de sobrecorriente 50/51TUA, 50TUB.

Los relevadores de Sobrecorriente son utilizados para proteger fallas internas de un transformador y también para fallas externas. Los relevadores de Sobrecorriente también funcionan como protección de respaldo para los relevadores diferenciales.



Una falla externa de un transformador resulta de una sobrecarga, la cual puede causar fallas en el transformador, si la falla no es prontamente despejada. El transformador puede ser aislado de la falla antes de que ocurra el daño, usando relevadores de Sobrecorriente.

Datos para cálculos de ajuste.

Capacidad del transformador :	60000kVA
Voltaje del transformador :	23/13.8 kV
Relación de transformación del TC:	2500/5 A = 500 A
Corriente de Inrush: (secundario)	10 p.u. (30.1 A en el TC del secundario)
Pick up del relevador:	4.3 A
Relación de transformación al relevador:	3000/5 A =600 A

Cálculos de Corriente de Falla.

1) Datos de la impedancia base 10MVA:

Sistema 400KV :	0.06%
Transformador principal :	0.22%
Transformador unidad :	1.5%
Generador :	0.26%

Tomando en cuenta que:

$$\frac{(0.26)(0.28)}{(0.26 + 0.28)} = 0.13\%$$

Considerado que para el punto B tenemos un mínimo de 0.13% y tomamos como máximo la aportación del transformador y del sistema, resultando un valor de 0.27%. Ahora para el punto A los valores anteriores se les suma la aportación del transformador auxiliar el cual tiene un valor de 1.5%, quedando un valor mínimo 1.63% y un valor máximo 1.77%.

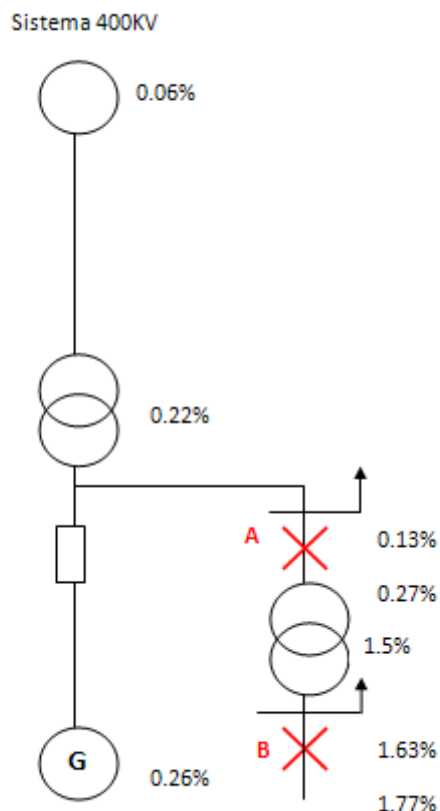


Fig. 8. 12 Diagrama unifilar circuito en análisis.

2) Cálculos de Falla:

- a) Máximo a través de la corriente de falla (falla en el punto A)

$$I_{max} = \left(\frac{\text{impedancia base en kVA} \times 100}{\sqrt{3} \times VT \text{ en kv} \times \% \text{ impedancia min en A}} \right) \left(\frac{1}{TC} \right)$$

$$I_{max} = \left(\frac{10000 \times 100}{\sqrt{3} \times 23 \times 1.63} \right) \left(\frac{1}{500} \right) = 30.80 \text{ A}$$

- b) Mínimo a través de la corriente de falla (falla en el punto A). Para calcular el mínimo utilizamos la formula anterior multiplicada por el 87% mínimo permitido de la corriente total y considerando la impedancia máxima del punto A.

$$I_{min} = \left(\frac{\text{impedancia base en kVA} \times 100}{\sqrt{3} \times VT \text{ en kv} \times \% \text{ impedancia max en A}} \right) \left(\frac{1}{TC} \right) (0.87)$$

$$I_{min} = \left(\frac{10000 \times 100}{\sqrt{3} \times 23 \times 1.77} \right) \left(\frac{1}{500} \right) (0.87) = 24.67 \text{ A}$$



- c) Corriente de falla mínima en el transformador de alto voltaje (falla en el punto B). Se calcula con la misma fórmula del inciso anterior, solo que con los valores máximos en B.

$$I_{min} = \left(\frac{10000 \times 100}{\sqrt{3} \times 23 \times 0.27} \right) \left(\frac{1}{500} \right) (0.87) = 161.76 \text{ A}$$

Ajuste de la unidad de disparo instantánea 50

Ajuste de Pick up

Debido a que el pick up debe de ser menor que la corriente de falla mínima en el transformador de alto voltaje (160.9 A) y mayor a la corriente de magnetización del transformador (30.1 A) y a su vez también mayor que la máxima corriente de falla, la cual fue de 30.7 A; el ajuste será de:

$$\text{Ajuste} = 40 \text{ A}$$

Ajuste de retardo de tiempo

Se recomienda que sea de 2 ciclos para responder rápidamente

Ajuste de sobrecorriente de fase de tiempo inverso 51

Ajuste de la unidad de disparo de tiempo inverso

El pick up debe de ser menor que el nivel de corriente del transformador (3.01A) y menor que la mínima corriente de falla (24.7A), y mayor o igual al pickup del relevador siguiente (3.10A).

$$\text{Ajuste} = 3.3 \text{ A}$$

Curva característica

La forma de la curva de tiempo de sobrecorriente de la protección, debe ser seleccionada fielmente para la posible coordinación de las protecciones posteriores y sus posibles zonas de alcances. Para la curva de tiempo de fase de sobrecorriente de relés posteriores se toma la normal inversa.

$$\text{Ajuste} = \text{curva \#1 del IEC.}$$

Ajuste del tiempo.

La selección de la forma de la curva en relación al tiempo se multiplica por una constante. El retardo de tiempo se ajusta en coordinación a los dispositivos posteriores como se ve en la figura 5.1.1.

$$\text{Ajuste} = 0.60$$

Curvas de coordinación

La curva de coordinación se muestra en la figura 5.1.1 anexa.



8.5.2 Relevador de protección de Sobrecorriente de tierra del transformador de unidad A/B 51NTAUA, 51NTUB

Los relevadores de sobrecorriente de tierra pueden ser colocados y coordinados independientemente de los relevadores de fase de sobrecorriente, incluso aunque, la corriente de falla de fase fluya a través de una o más fases del relé. La razón principal de esta independencia, es que los relevadores de tierra son ajustados de uno a cinco, hasta de uno a diez veces más sensibles que los relevadores de fases.

Bajo condiciones normales de balance, la corriente de falla a tierra (3I₀) es aproximadamente cero, un pick up de corriente muy bajo puede utilizarse.

El relé 51N es un relé de protección final para el sistema de protección de falla a tierra de 13.8KV. El relé por lo tanto es utilizado como sigue:

- 1) Protección de respaldo para los relevadores de falla a tierra del alimentador del 13.8 kV.
- 2) La operación del relé disparara el interruptor del circuito 13.8kV y la unidad T/G apagara la unidad del generador. Se provee un tiempo de retardo para coordinar con el relé falla a tierra de 13.8 kV si es sobre alcanzado.

Datos para cálculo de ajuste:

Corriente de falla a tierra máxima:	500 A
Relación del TC:	500/5 A= 100

Ajuste del relevador

- 1) Tiempo de pick up de sobrecorriente a tierra

El pick up de sobrecorriente a tierra se fija menor o igual al 25 % de la corriente de falla a tierra máxima, que fluye a través del neutro del transformador. Para dicho cálculo tomamos en cuenta la siguiente fórmula:

$$\text{Pick Up de Sobrecorriente} \leq \frac{(\text{corriente maxiamas de falla a tierra}) \times 25\%}{\text{relación del TC}}$$

$$\text{Pick Up de Sobrecorriente} = \frac{500 \times 0.25}{100} = 1.25 \text{ A}$$

Ajuste = 1.20 A

- 2) Forma de sobrecorriente a tierra

La forma de la curva de tiempo de sobrecorriente a tierra se debe seleccionar de manera que se pueda coordinar con las zonas de protección de relevadores posteriores. La forma de la curva de tiempo de sobrecorriente a tierra se toma como normal inversa.

Ajuste = Curva #1 del IEC

- 3) Tiempo de sobrecorriente a tierra



Ajuste = 0.10

8.5.3 Protección Diferencial Para Transformadores De Unidad A/B 87TUA, 87TUB

El relevador diferencial es la protección principal para transformador. Este relevador, sin embargo puede no ser tan sensible como el relevador de protección diferencial del generador. El relevador diferencial del transformador está sujeto a varios factores, que normalmente no están presentes en el generador, y que pueden provocar falsas operaciones:

- a) Diferentes niveles de voltaje. Incluyendo los Taps. El cual resulta en una diferencia de corriente del primario en el circuito conectado.
- b) Un posible desajuste de la relación entre los diferentes transformadores de corriente. Para unidades con Taps variables, el desajuste puede ocurrir en el Tap. Cuando los transformadores de corriente son diferentes en particular para corrientes altos.
- c) La corriente de magnetización, en el cual diferentes relevadores ven una misma falla interna
- d) Por un desfaseamiento del ángulo de fase 30° , debido a la conexión estrella-delta del transformador.

Datos para fijar cálculos:

Capacidad del transformador:	60000 kVA
Voltaje del transformador:	23.0 / 13.8 kV
Corriente de avalancha:	10 PU
Relación de alto voltaje del TC:	2500/5 A = 5 00
Relación de voltaje del LVTC:	3000/5 A = 6 00
Errores del TC:	$\varepsilon_1 = \varepsilon_r + \varepsilon_p = \pm 12.3\%$ para os sistemas de Tc
Errores de la relación de vueltas del TC:	$\varepsilon_r = \pm 3\%$
Errores del ángulo de fase del TC:	$\varepsilon_P = \pm 180\%$
Saturación del TC:	$\pm 10\%$
Exactitud de la recolección del relé:	$\pm 0.02 pu$
Exactitud de la cuesta del relé:	$\pm 1\%$
Gama del tap del transformador:	$\pm 5\%$
Corriente sin carga del transformador:	0.6 %
Grupo del vector del transformador:	Dyn1



Cálculos de corriente de falla

1) Datos de la impedancia (base nominal del transformador MVA)

Sistema 400 kV:	0.00 p.u.
Transformador principal:	0.01 p.u.
Transformador unidad:	0.09 p.u.
Generador:	0.02 p.u.

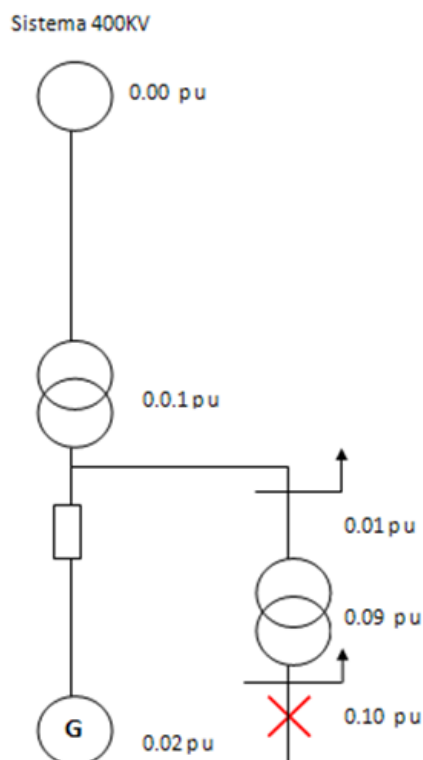


Fig. 8. 13 *Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia en Por Unidad.*

2) Cálculos de la falla

El Máximo a través de la corriente de falla basado en la capacidad nominal del transformador, se calcula como se muestra a continuación:

$$\frac{1}{0.10} = 10.2pu$$

Para los Cálculos.

Tomando en cuenta la aportación del transformador y el sistema, el valor mínimo es 0.01 p.u. y el máximo sumado con la aportación del transformador nos da como resultado un valor total de 0.10 p.u.; esto se puede apreciar en la siguiente fórmula:



$$0.01 pu + 0.09 pu = 0.10 pu$$

Ajuste de Tap del TC

1. Tap del Devanado #1 del TC

$$= \left(\frac{\text{Capacidad del transformador en kVA}}{\sqrt{3} \times \text{voltaje del transformador}} \right) \left(\frac{1}{\text{relación de voltaje HVTC}} \right)$$

$$= \left(\frac{60000}{\sqrt{3} \times 23} \right) \left(\frac{1}{500} \right) = 3.012A$$

Ajuste = 3.01 A

2. Tap del Devanado #2 del TC

$$= \left(\frac{\text{Capacidad del transformador en kVA}}{\sqrt{3} \times \text{voltaje del transformador}} \right) \left(\frac{1}{\text{relación de voltaje LVTC}} \right)$$

$$= \left(\frac{60000}{\sqrt{3} \times 23} \right) \left(\frac{1}{600} \right) = 4.184A$$

Ajuste = 4.184 A

3. Desajuste del TC

$$= \left[\frac{\left(\frac{\text{Tap devanado \#1}}{\text{Tap devanado \#2}} \right) - \left(\frac{\text{Tap devanado \#1}}{\text{Tap devanado \#2}} \right)}{\left(\frac{\text{Tap devanado \#1}}{\text{Tap devanado \#2}} \right)} \right]$$

$$\text{Desajuste del TC} = \left(\frac{\left(\left(\frac{3.012}{4.184} \right) - \left(\frac{3.01}{4.184} \right) \right)}{\left(\frac{3.012}{4.184} \right)} \right) = \left(\frac{0.720 - 0.720}{0.720} \right) = -0.001$$

Ajuste de Conexión del Transformador

Devanado del Transformador	Devanado 1	Devanado 2
Nombre del circuito	Transf. lado alta	Tranf. lado baja
Conexión del circuito	Dab	Y
Conexión del transformador	Y	Y
Ajuste	Tipo 4	

Tabla 8. 8 Conexiones del transformador.



Ajuste del diferencial Sobrecorriente 87H

Este relé está provisto de un elemento diferencial instantáneo para protección ante fallas internas de mucha magnitud. Nótese que está en por unidad, y es basado en el ajuste de Tap del TC.

1) 87H Pick Up:

$$\text{Pick up} > \text{ corriente de magnetización} = 10. \text{ p.u.}$$

$$\text{Pick up} > \text{ máximo a través de la falla de corriente} = 10.2 \text{ p.u.}$$

$$\text{Ajuste} = 12 \text{ p.u.}$$

2) Retardo de Tiempo

El 87H es colocado sin un tiempo interno de retardo.

$$\text{Ajuste} = 1 \text{ ciclo}$$

Ajuste Diferencial Restringido de Sobrecorriente 87T

1) Ajuste mínimo de pickup

El pick up diferencial, es ajustado tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

$$\text{a) Rango Tap del transformador.} = \pm 5\%$$

$$\text{b) Errores de precisión del TC.} = \pm 12.3\%$$

$$\text{c) Corriente sin carga del transformador.} = + 0.6\%$$

$$\text{d) Desajuste en la relación del TC.} = -0.00\%$$

$$\text{e) Total de errores (corriente base)} = +17.9\% \text{ a } - 17.3\%$$

La corriente mínima de operación que puede ser vista bajo condiciones normales de operación y es ajustada por encima de los errores totales.

$$\text{Pick up} > \text{ max error (p.u.)} + \text{ precisión de pick up Del relevador}$$

$$= 0.18 + 0.02 = 0.20 \text{ p.u.}$$

La recomendación práctica es un valor entre 0.20 a 0.40 p.u., para prevenir una operación indeseable causada por la saturación del TC.

$$\text{Ajuste} = 0.30 \text{ p.u.}$$

2) Porcentaje Diferencial Pendiente#1

La pendiente #1 es ajustada tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

$$\text{a) Rango de Tap del transformador} = \pm 5\%$$

$$\text{b) Errores de precisión del TC} = - 10 \%$$



- c) Corriente sin carga del transformador = $\pm 1.0 \%$
- d) Desajuste en la relación del TC = $+0.06\%$
- e) Errores total (corriente base) = $+ 6.6\% a - 16.0\%$

La pendiente #1 de las corrientes de restricción de cero hasta el punto de interrupción de la pendiente, es ajustada más arriba del total de errores. Típicamente ajustado a 30% o 40%.

Ajuste = 30%

3) Porcentaje Diferencial Pendiente #2

Durante fallas muy fuertes fuera de la zona del diferencial, puede ocurrir saturación del TC. Factores tales como el magnetismo residual en el núcleo del TC, el desajuste característico del TC y el desajuste en la carga, pueden contribuir a la corriente diferencial durante esta condición. La pendiente #2, debería ser más alta que la pendiente #1.

Ajuste de pendiente diferencial #2 = 100 %

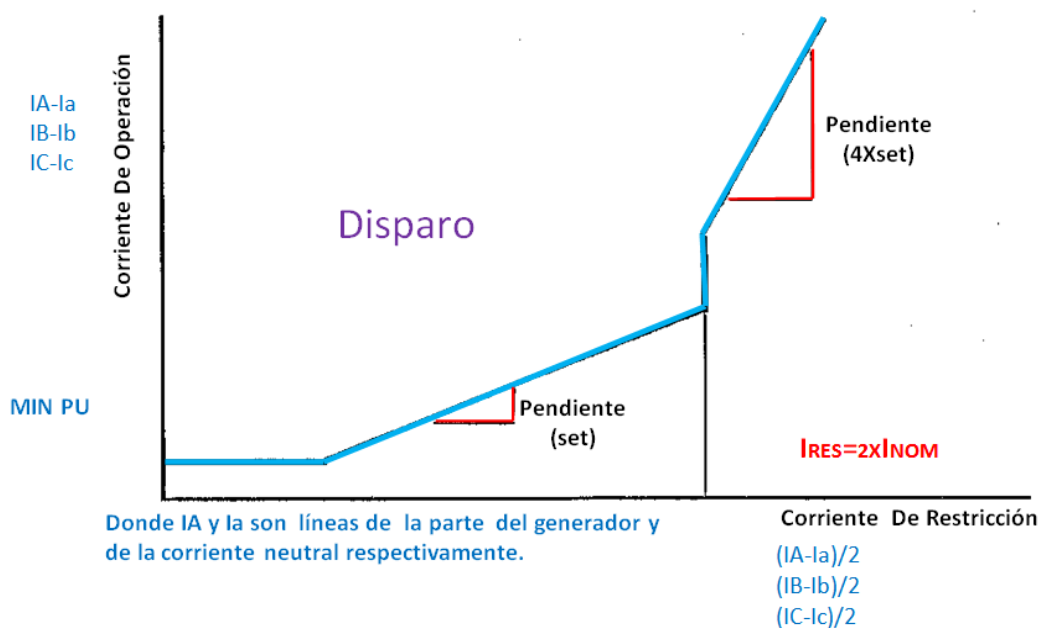


Fig. 8. 14 Curva característica relé 87.

4) Punto de Interrupción de Pendiente

Punto de Interrupción de Pendiente = punto de transición entre pendiente #1 y #2

> Corriente nominal

Ajuste =2.0 p.u.

Ajuste restrictivo de armónicas



El relevador posee un elemento de restricción armónica, el cual implementa un esquema de inhibición basado en 2ª y 4ª armónica. Esta componente es un circuito interno que opera de forma permanente.

La corriente de magnetización del transformador contiene una cantidad significativa de corriente de 2ª y 4ª armónica. Esta corriente de magnetización causara disparos indeseados. Por lo que la de sensibilización de la restricción armónica se podrá operar durante una condición de magnetización. El relevador se ajusta a un nivel de restricción de corriente armónica sobre un ajuste porcentual de la fundamental. Todas las corrientes armónicas presentes en la corriente de magnetización del transformador dependen sobre todo de las características de magnetización del transformador y del magnetismo residual presente en el núcleo.

1) Restricción armónica

Para la mayoría de los transformadores, las corrientes de armónicas solo excederán un 10% durante la energización. Los transformadores más modernos tienden a tener un núcleo con bajas pérdidas y una mejor característica magnética. Cuando el relevador se aplica a este tipo de transformadores el ajuste de las armónicas debe ser alrededor del 10%.

Ajuste → 10%

2) Promedio armónico

El promedio cruzado de fases (cross phase average) se usa para obtener el promedio Armónico en las tres fases, este provee una restricción de fase la cual no puede tener suficientes armónicas. Esto provee seguridad contra falsas operaciones durante la magnetización. Sin embargo puede provocar un ligero retardo de operación del relevador durante una falla interna.

Ajuste → croos_ave (promedio Cruzado)

Ajuste de restricción para 5ª armónica

La componente de restricción de 5ª armónica opera en conjunto con un inhibidor diferencial porcentual durante una sobreexcitación del sistema. Este módulo puede evitar falsas operaciones del relevador con un ajuste de pick-up mínimo para un valor considerablemente alto. Durante condiciones de sobreexcitación del transformador. La amplitud de 5ª armónica depende de las características de magnetización del núcleo del transformador.

1) Restricción de 5ª armónica

Un ajuste del 30% es adecuado para discriminar la sobreexcitación o de otras condiciones.

Ajuste → 30%

2) Pick up de restricción de 5ª armónica

Un ajuste de 150% es el seleccionado para el pickup diferencial.

*Pickup mínimo de ajuste * 1.5 = 0.45 pu*



Ajuste → 0.45 p.u.

3) Promedio armónico

Siendo habilitado el promedio armónico, el promedio es usado con la componente fundamental de la corriente diferencial de cada fase para calcular el porcentual armónico.

Ajuste → enable (Habilitado)

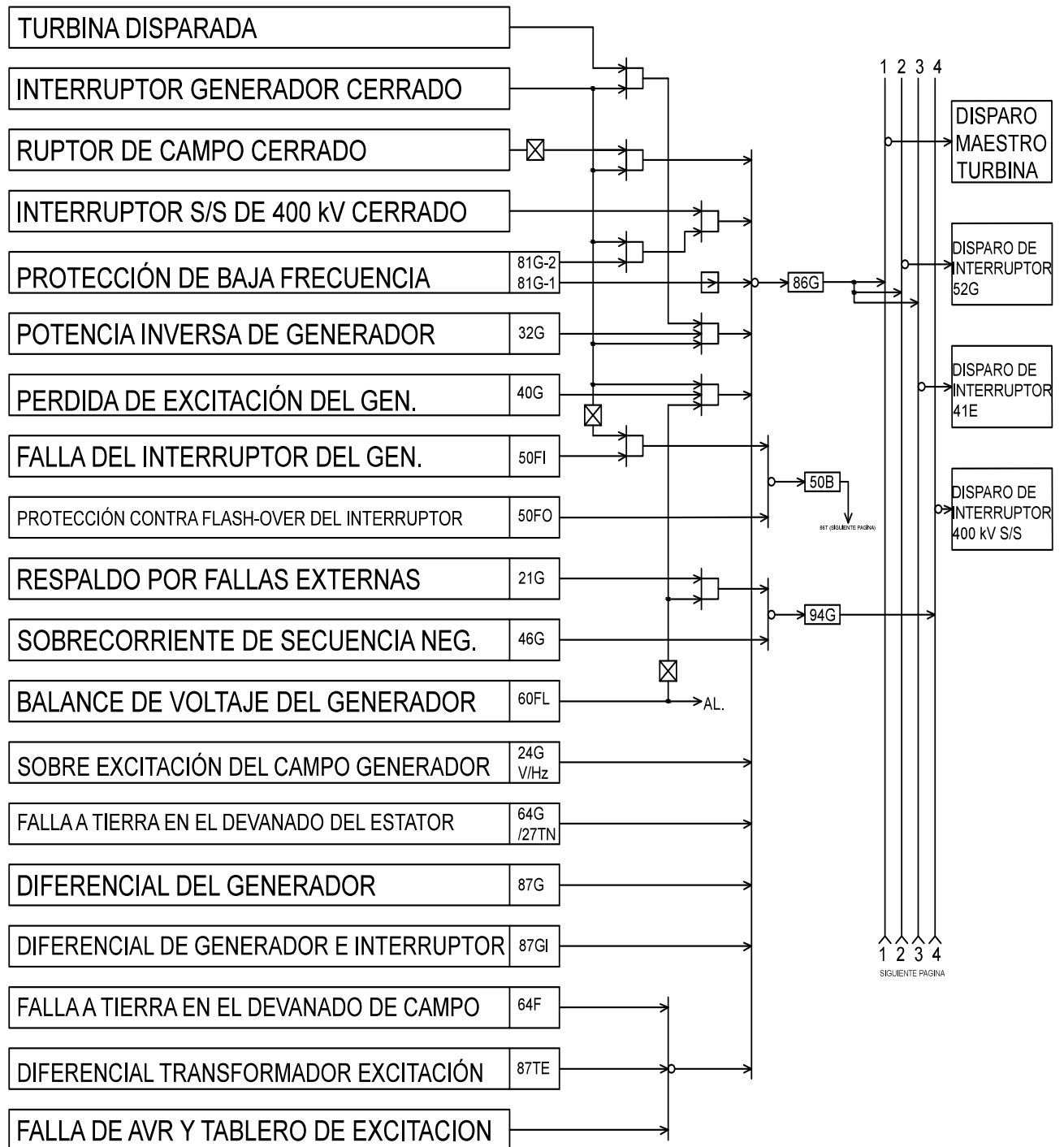


Fig. 8. 15 Diagrama lógico del Sistema de Protección.

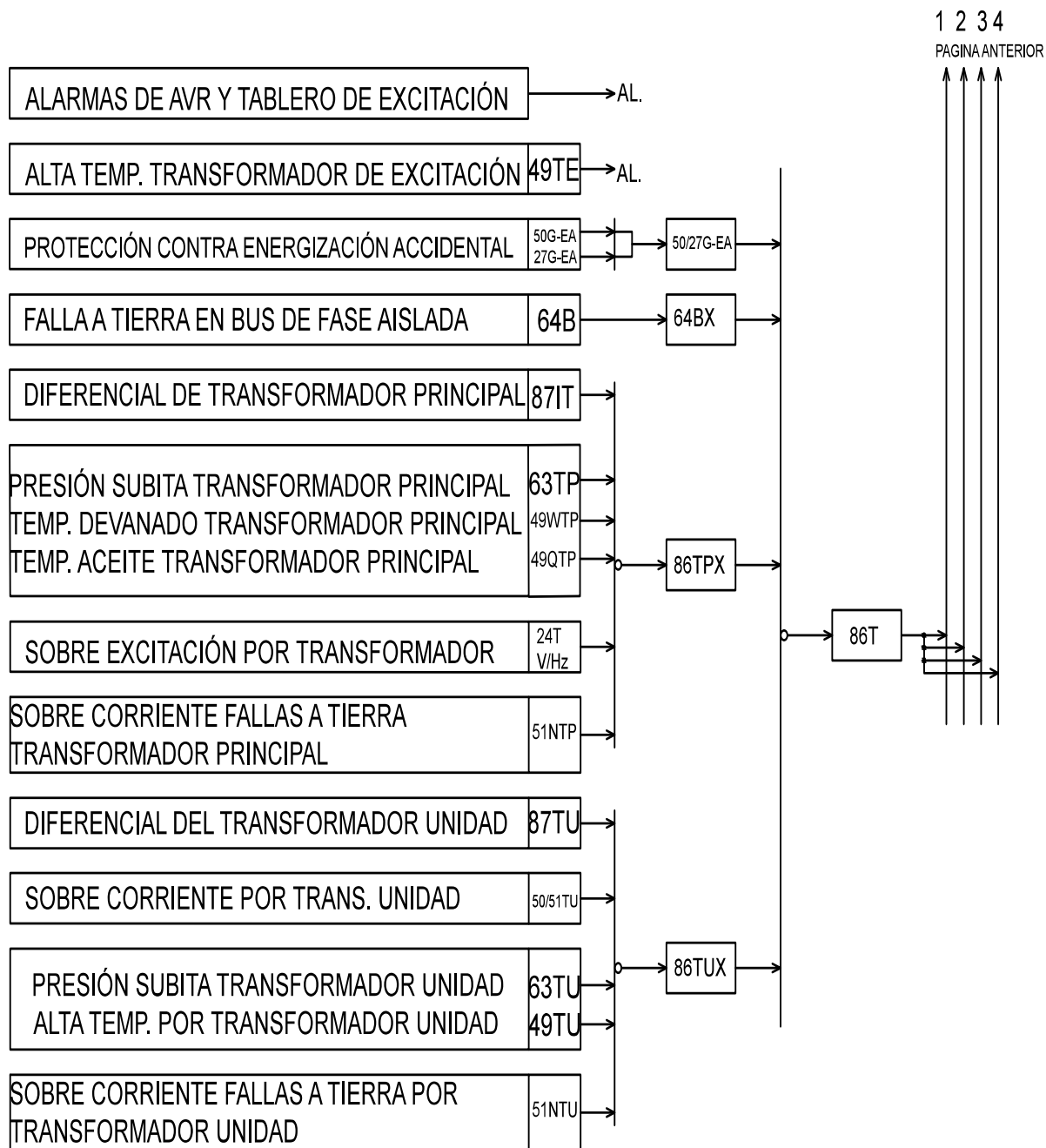


Fig. 8. 16 Diagrama lógico del Sistema de Protección. (Continuación)



RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

Con el propósito de difundir información sobre un adecuado esquema de protección, se proporcionan recomendaciones para el ajuste de las protecciones principales de un sistema de generación, involucrando Generador, Transformador Principal, Transformadores auxiliares y el Transformador excitación. En este proceso se observó que algunas protecciones se omitieron o se deshabilitaron para dar cabida a otras funciones.

La principal recomendación que señalamos es no omitir la Protección 78 de Pérdida de Sincronismo; sabemos que la IEEE reconoce la pérdida de sincronismo como un fenómeno inusual en un Sistema Eléctrico de Potencia y da como opción a los fabricantes la posibilidad de seleccionar algún esquema sustituto para esta protección, debido a las severas afectaciones que podrían producirse en el sistema, por un fenómeno de pérdida de sincronismo de la unidad. La teoría menciona que puede llevarnos hasta la pérdida de estabilidad del Sistema Eléctrico o un el colapso de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), cabe mencionar que la omisión de esta protección es una falla grave en el diseño, debido a las dimensiones y a la capacidad de la máquina hacia la red nacional. Para un generador fuera de sincronismo, existen corrientes muy altas y esfuerzos muy grandes en los devanados, que también se ven reflejados en la flecha de la unidad, si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema se acerca a una frecuencia de torsional natural, los pares pueden ser suficientemente grandes como para romper el eje del generador.

Durante revisión del sistema de protección, se encontró que la no operación de la protección 59G (sobrevoltaje en terminales del generador) es debido a que el fabricante del relevador decide adoptar la función 25 (función de verificación de sincronismo), la cual deshabilita la función del relé 59G. Las recomendaciones mencionan, que pueden existir fallas en las terminales del generador cuando está deshabilita esta función, quedando así desprotegido por esta función si ocurriese un sobre voltaje en las terminales del generador. Es cierto que las fallas se pueden detectar por medio de otras protecciones, pero al hacer esto se pierde la selectividad y por lo tanto el propósito de las funciones de las protecciones para la cual fueron definidas, que es evitar el mínimo daño a los equipos, por lo que recomendamos igualmente al fabricante que las funciones, al entrar en operación el generador, no deben deshabilitar las funciones de protección que cumplan con el esquema de la Guía IEEE C37.102 como lo es la protección 59G.

De las diferentes protecciones aplicadas a este generador reiteramos la importancia de la protección de 27/50G contra energización inadvertida o energización accidental. Una energización accidental ocurre cuando, el generador se encuentra desconectado del SEP, y accidentalmente o involuntariamente se energiza; el generador se comportara como un motor



síncrono, que puede provocar desde accidentes en los operadores hasta la destrucción del eje del generador junto con otros elementos rotativos. Cabe aclarar que esta protección solo opera cuando el generador se encuentra desconectado al sistema de potencia, si esta protección esta activada cuando el generador está en operación puede provocar una operación falsa.

Otra protección con cierta importancia es la 27TN de bajo voltaje de tercera armónica, es cierto que existen varios esquemas que cumplen con la misma función pero aprovechando que se cuenta con un aterrizamiento de alta impedancia (el cual nos da la ventaja de limitar las corrientes de falla a tierra en el generador entre 2 y 15 A, esto para la protección 64G), el cual censa niveles de voltaje de tercera armónica, que en el transcurso del día cambia dentro de un rango de voltaje, y se debe de tomar en consideración esta variable para el ajuste de esta función de protección.

Debemos señalar que para nuestro esquema de protección, el cual cuenta con protecciones redundantes, provenientes de dos grupos de TP's independientes, tenemos que considerar el efecto que causaría una falla en el secundario de alguno de los TP's produciendo voltaje de secuencia cero en la zona con aterrizamiento de alta impedancia pero no producirá secuencia negativa, por lo tanto la lógica de aceleramiento del otro relevador vería cantidades de secuencia cero sin secuencia negativa y al presentarse voltaje de neutro en el generador, aceleraría la protección de manera indebidamente.

Por lo anterior la recomendación es que para esquemas de protección redundantes que se alimentan con TP's diferentes, la lógica de aceleramiento solo se debe aplicar a uno de los esquemas, dejando únicamente la protección sin aceleramiento en los dos por igual. Para sistemas con esquemas redundantes pero con el mismo grupo de TP's no hay problema ya que ambos relevadores ven la componente de secuencia negativa.

CONCLUSIONES

Debido a la importancia y a la exigencia del SEP los generadores eléctricos deben cumplir con un esquema de protección que disminuya al mínimo el número de interrupciones de fuera de servicio de una unidad por fallas eléctricas debido al mal diseño de las protecciones eléctricas. Existen centrales que tienen un mayor número de horas de operación y en algunos casos operan de manera cíclica; en algunas centrales hay condiciones de carga más exigentes para cada elemento de la red o bien operaciones con bajas cargas por condiciones específicas del sistema. Todo esto incrementa la posibilidad de falla en el equipo primario, que para nuestro caso es el generador eléctrico y los transformadores de potencia, por lo cual se incrementa la exigencia de su esquema de protección. Esto da como resultado que el esquema de protección de nuestra unidad generadora tenga mayor seguridad, flexibilidad y confiabilidad.

La protección de generadores síncronos no solo toma en consideración las condiciones de operación normales, sino también todos los factores y



condiciones anormales o fallas que puedan presentarse. Un generador protegido de manera adecuada requiere de menos mantenimiento contra cualquier condición posible de falla.

Para diseñar el esquema de protección de la unidad generadora, es necesario incorporar las características de operación normal y anormal en condiciones de falla del generador eléctrico y de la red asociada, con el fin de impedir las fallas posibles e incluir lo necesario para reducir los efectos de la falla cuando esta ocurra. Por lo que, cuando disminuye la probabilidad de falla también disminuye la posibilidad de daños e inestabilidad del sistema. Un problema o situación no deseada, es que las protecciones fallen al operar, es decir, que no funcionen adecuadamente y que puedan llegar a sacar de servicio el generador o generadores de la Central que se trate innecesariamente. Un disparo innecesario del generador es lo menos deseado, sin embargo el no hacerlo cuando es necesario, podría dañar la máquina, y el daño para la empresa se reflejaría en el costo, no solamente de la reparación o el remplazo de la máquina, sino el costo sustancial de comprar energía de remplazo durante el periodo en que la unidad se encuentre fuera de servicio.

Una vez establecidos tanto el cálculo como la selección de las protecciones eléctricas, así como la lógica de operación, se procede a la realización de las pruebas de funcionamiento (como son tiempos de operación de los relevadores y tiempos de apertura a interruptores) y puesta en servicio. De manera similar los cálculos presentados para este generador se establecieron tomando en cuenta y sobre todo respetando los límites de operación de forma continua de las hojas de datos del generador, así como sus respectivas curvas de comportamiento. Previamente a esto, de acuerdo a los cálculos de corto circuito y a la corriente de falla que se obtuvo como resultado, se realiza el pedido del interruptor principal que debe cumplir con las necesidades propias de nuestro generador, que en esta caso son muy especiales e importantes dada su capacidad.

Como resultado del estudio y cálculo, se tiene la correcta y adecuada selección del esquema de protección del generador, tanto de los relevadores, así como del ajuste de disparo de los mismos. Una buena selección previene y disminuye daños en la unidad generadora y da la pauta para su rápida incorporación nuevamente al Sistema Eléctrico Nacional. Es importante señalar que nuestro esquema de protección debe cubrir tres puntos muy importantes que son: selectividad, confiabilidad y seguridad. Tomando en cuenta que la selectividad incluye la mayor sensibilidad y velocidad posibles, debemos ser conscientes que en la realidad estos puntos van relacionados entre sí, por lo tanto no pueden ser todos máximos. Sabemos que si la protección es muy rápida tal vez es muy poco selectiva, de la misma manera que si es muy sensible pierde selectividad; se debe elegir la protección tratando



de tener un balance entre estos puntos y tomando en cuenta el equipo a proteger, sin dejar de lado si se trata de una protección primaria o de respaldo.

Sin embargo para cubrir estos aspectos se requiere tener un profundo conocimiento en esquemas de protección y en especial protección eléctricas de generadores, así como de las propiedades del Sistema Eléctrico de Potencia al cual se va incorporar, de las características correspondientes y necesarias para la capacidad del sistema en lo que se refiere al generador-turbina y de las prácticas posteriores de operación y mantenimiento de la nueva unidad.

Estos resultados, presentados en los reportes de cálculos y pruebas de los dispositivos, deben ser evaluados a detalle y corroborados con corridas de fallas posibles en la Red del Sistema Eléctrico de Potencia al que la unidad será conectada.

Como resultado del presente trabajo, esperamos poder contribuir de manera eficiente, a la fácil comprensión de los puntos principales que involucra un buen esquema de protección. De la manera más sintetizada y clara posible hemos tratado de explicar el cómo y el porqué de los ajustes de un esquema de protección, para que tanto el personal operativo de la central, así como quienes se encargan de su diseño o incluso quienes por primera vez incursionan en el mundo de las protecciones puedan comprender estos cálculos de la manera más básica y concreta. Debemos tomar en cuenta que muchos de los ajustes son valores aportados por el fabricante del equipo, y no dependen tanto de un cálculo, si no de las propias características con las que fue diseñado el generador. Por último queremos señalar la importancia de este documento, ya que el generador eléctrico al ser uno de los equipos más importantes pero sobre todo el más caro dentro de una central generadora, por lo que su esquema de protección tiene prioridad para proteger al generador, contra algún daño posible que produce pérdidas económicas para todo el sector energético, y pone en riesgo al personal operativo, de ahí la importancia en su adecuada selección de protecciones y su correcto ajuste.



BIBLIOGRAFÍA

- IEEE/ANSI C50.13-2005. (Estudio De Secuencia Negativa).
- Ajustes De Protecciones C.D. 41,314 MW-Opf, BCS, ABB Power Technology, S.A. (Para Ajustes De Protecciones De Tp, Te, Ta Y Calculo De Corto Circuito).
- Calculo De Ajuste De Protecciones, Hermosillo México, 103.9 MVA. ABB. (Para Calculo De Ajustes De Protecciones), CFE
- Transalta Campeche S.A. De C.V C.C.C. Campeche, Study Of Protection Relay Setting (For Generator), Mitsubishi, CFE.
- Libro De Instrucciones De Relevador Digital "M-3425 Protección De Generador "De Beckwith Electric.
- Tutorial IEEE De Protección De Generadores Síncronos (Beckwith).
- IEEE Guide For AC Generator Protection (Guía Para Protección De Generador De C.A. IEEE); IEEE Std C37.102-2006.
- Estudio Del Ajuste De Relevadores De Protección (Para Generador Y Transformador), Central Termoeléctrica Proyecto 62 CCE Pacífico. CFE.
- Arte y Ciencia de las Protecciones por Relevadores. C Russell Mason. Editorial Continental S. A., Octava Impresión Mexico.1980.
- Power System Relaying. Stanley H. Horowitz. Tercera Edición. John Wiley & Sons, Ltd. Reimpresión julio 2008.
- Protective Relaying For Power Generation Systems. Donald Reimert. Taylor & Francis. 2006.
- Protective Relaying, Principles and Applications. J. Lewis Blackburn. Taylor & Francis. Tercera Edición.
- IEEE C37.91-2000 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers (Guía Para la Aplicación de Protecciones de Transformadores de Potencia). Marzo 8, 2000.
- IEEE C57.13-1993 Standard Requirements for Instrument Transformers (Estandar de Requerimientos de Transformadores de Instrumentos). Junio 17, 1997.
- Maquinas Eléctricas. Stephen J. Chapman. McGraw Hill. Reimpresión, México.1987.



ÍNDICE DE FIGURAS.

CAPÍTULO 1

Fig. I. 1 <i>Ubicación Geográfica de la CCE Plutarco Elías Calles.</i>	1
Fig. I. 2 <i>Fotografía de CCE Plutarco Elias Calles y S.E. Lazaro Cardenas.</i>	2
Fig. I. 3 <i>Distribución de SE Lázaro Cárdenas y CCE Pacífico.</i>	3
Fig. I. 4 <i>Diagrama Unifilar de Conexión CCE Pacífico y SE Lázaro Cárdenas.</i>	3
Fig. I. 5 <i>Fotografía de la Unidad 7 de CCE Pacífico.</i>	4
Fig. I. 6 <i>Fotografía Aérea de las instalaciones de CCE Pacífico</i>	5

CAPÍTULO 2

Fig. 2. 1 <i>Curva de relacion entre Capacidad de Generador contra I_2.</i>	11
--	----

CAPÍTULO 3

Fig. 3. 1 <i>Generador Síncrono Básico.</i>	14
Fig. 3. 2 <i>Rotor de Polos Salientes.</i>	15
Fig. 3. 3 <i>Rotor de Polos Cilíndricos.</i>	16

CAPÍTULO 4

Fig. 4. 1 <i>Diagrama de Eléctrico de Transformador de Corriente.</i>	20
Fig. 4. 2 <i>Curvas de Saturación de TC definidas por la IEEE.</i>	21
Fig. 4. 3 <i>Curva de Saturación de TC.</i>	22
Fig. 4. 4 <i>Diagrama eléctrico de un TC.</i>	23
Fig. 4. 5 <i>Diagrama Eléctrico de un Transformador de Potencial.</i>	25

CAPÍTULO 5

Fig. 5. 1 <i>Esquema de conexión de la Proteccion 21G.</i>	28
Fig. 5. 2 <i>Diagrama R/X de las diferentes zonas de protección para la Protección 21G.</i>	29
Fig. 5. 3 <i>Esquema de conexión de la protecció 24G.</i>	30
Fig. 5. 4 <i>Grafica de Operación de la Protección 24G.</i>	31
Fig. 5. 5 <i>Esquema de conexión de la Protección 27G.</i>	32



Fig. 5. 6 Esquema de Conexión de la Protección 27TN.....	33
Fig. 5. 7 Esquema de Conexión de la protección de Falla a Tierra en el Estator.....	33
Fig. 5. 8 Grafica de Representacion sobre los rangos de alcaces de las protecciones 27TN y 59N para fallas a Tierra del Estator al 100%.....	34
Fig. 5. 9 Esquema de Conexión de la Protección 32G.....	35
Fig. 5. 10 Esquema de conexión de la Protección 40G.....	36
Fig. 5. 11 Diagrama R/X de la Protección 40G comparado con la Curva de Capacidad de la maquina.....	37
Fig. 5. 12 Descripción gráfica de una Curva de Capacidad.....	37
Fig. 5. 13 Esquema de conexión de la Protección 46G.....	38
Fig. 5. 14 Esquema de conexión de la Protección 27/50G.....	39
Fig. 5. 15 Esquema de Conexión de la Protección 59G.....	40
Fig. 5. 16 Esquema de Conexión de la Protección 64G.....	41
Fig. 5. 17 Esquema de conexión de la Protección 60G.....	42
Fig. 5. 18 Esquema de Conexión de la Protección 64F.....	43
Fig. 5. 19 Esquema de proteccion empleado para la Proteccion de Falla a Tierra del campo.....	44
Fig. 5. 20 Esquema Alterna a esquema empleado para la Proteccion de Falla a Tierra del Campo.....	44
Fig. 5. 21 Esquema de Conexión de la Protección 81G.....	45
Fig. 5. 22 Esquema de Conexión de la Protección 87G.....	46
Fig. 5. 23 Esquema de conexión de la Protección 87Gl.....	47
Fig. 5. 24 Esquema de Conexión de la Protección 50Fl.....	48
Fig. 5. 25 Esquema de Conexión de la Protección 50NT-FO.....	49
Fig. 5. 26 Diagrama Logico de Operación de la Protección contra arqueo en el Interruptor del Generador.....	50
Fig. 5. 27 Esquema alterno de conexión para la Proteccion 59N, el esquema empleado esta presentado en la Fig. 5.7.....	51
Fig. 5. 28 Esquema de Conexión de la Protección 50/51TE.....	52
Fig. 5. 29 Esquema de conexión de la Protección 87TE.....	53
Fig. 5. 30 Esquema de Conexión de la Protección 24TP.....	54



Fig. 5. 31 <i>Esquema de Conexión de la Protección 64B contra Falla a Tierra del Bus de Fase Aislada</i>	55
Fig. 5. 32 <i>Diagrama Trifilar de la conexión de la Delta Abierta de la Protección 64B</i> . .	55
Fig. 5. 33 <i>Esquema de Conexión de la Protección 50/51 TP</i>	56
Fig. 5. 34 <i>Esquema de conexión de la Protección 51NTP</i>	57
Fig. 5. 35 <i>Esquema de Conexión de la Protección 87TP</i>	58
Fig. 5. 36 <i>Esquema de Conexión de la Protección 50/51 TUA</i>	59
Fig. 5. 37 <i>Esquema de Conexión de la Protección 51NTA</i>	60
Fig. 5. 38 <i>Esquema de Conexión de la Protección 87TA</i>	61

CAPÍTULO 6

Fig.6. 1 <i>Circuitos Trifasicos y su Equivalencia en Secuencia Cero</i>	64
Fig.6. 2 <i>Representacion de Trifasica de Transformadores con su equivalencia de Secuencia Cero</i>	65
Fig.6. 3 <i>Representacion de Trifasica de Transformadores con su equivalencia de Secuencia Cero (Continuación)</i>	66
Fig.6. 4 <i>Equivalencia de un circuito trifásico a un circuito unifilar de las diferentes secuencias</i>	67
Fig.6. 5 <i>Representación secuencial de tres diferentes fallas</i>	68

CAPÍTULO 7

Fig. 7. 1 <i>Diagrama Eléctrico de la Unidad 7 al Sistema Eléctrico de Potencia</i>	70
Fig. 7. 2 <i>Diagrama de reactancias red, Tr_{pal}, Tr_{exc}, $Tr_{aux A}$ y B, Gen y sus respectivas cargas con valores en por unidad</i>	73
Fig. 7. 3 <i>Diagrama de reactancias Red, Tr_{pal} y Gen con valores en por unidad</i>	73
Fig. 7. 4 <i>Diagrama de reactancias con aportaciones para la falla 1 y falla 2 en Amperes</i>	76
Fig. 7. 5 <i>Representación unifilar de la unidad y su representación en secuencial cero</i>	77
Fig. 7. 6 <i>Diagrama de secuencia negativa, positiva, cero y resistencia de falla</i>	78
Fig. 7. 7 <i>Diagrama de resultados de secuencias para el cálculo de falla monofásica</i> ..	79
Fig. 7. 8 <i>Diagrama de secuencia negativa, positiva, cero y resistencia de falla</i>	80
Fig. 7. 9 <i>Diagrama de resultados de secuencias para el cálculo de falla monofásica</i> ..	82



Fig. 7. 10 Diagrama dl circuito generador, sistema y Trans. Pral.....	83
Fig. 7. 11 Diagrama de aportaciones para falla bus 1.....	84
Fig. 7. 12 Diagrama de aportaciones falla bus 2.....	85

CAPÍTULO 8

Fig. 8. 1 <i>Configuracion típica para generador-transformador.</i>	88
Fig. 8. 2 <i>Zonas de Protección de la Protección de Respaldo.</i>	90
Fig. 8. 3 <i>Cruva de Operación de la Protección de Respaldo.</i>	92
Fig. 8. 4 <i>Grafica R/X de una Protección contra perdida de Exitación.</i>	97
Fig. 8. 5 <i>Curva característica relé 87.</i>	106
Fig. 8. 6 <i>Diagrama lógico relevador 50Fl.</i>	107
Fig. 8. 7 <i>Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia Porcentual.</i>	112
Fig. 8. 8 <i>Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia en Por Unidad.</i>	114
Fig. 8. 9 <i>Curva característica relé 87.</i>	117
Fig. 8. 10 <i>Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia en Por Unidad.</i>	126
Fig. 8. 11 <i>Curva característica relé 87.</i>	129
Fig. 8. 12 <i>Diagrama unifilar circuito en análisis.</i>	132
Fig. 8. 13 <i>Diagrama Unifilar del Circuito en Análisis con Impedancia en Por Unidad.</i>	136
Fig. 8. 14 <i>Curva característica relé 87.</i>	139
Fig. 8. 15 <i>Diagrama lógico del Sistema de Protección.</i>	142
Fig. 8. 16 <i>Diagrama lógico del Sistema de Protección. (Continuación)</i>	143



ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2. 1 *Corriente de Secuencia Negativa Porcentual Permisible dependiendo de la Capacidad del Generador en forma Permanente*..... 11

Tabla 2. 2 *Corriente de Secuencia Negativa Porcentual Permisible dependiendo de la Capacidad del Generador para un corto tiempo*..... 11

CAPÍTULO 4

Tabla 4. 1 *Clases de precisión normalizadas para medición y valores límite correspondientes al factor de corrección de la transformación*..... 24

Tabla 4. 2 *Clases de precisión normalizadas para protección con TC's*..... 24

Tabla 4. 3 *Cargas normalizadas para medición con TC's, a 60 Hz y 5 A en el secundario*..... 24

Tabla 4. 4 *Clases de precisión normalizadas de los TC's para protección de acuerdo a la norma IEC 60044-1*..... 25

Tabla 4. 5 *Cargas normalizadas para TP's*..... 26

Tabla 4. 6 *Clases de precisión para TP's*..... 26

CAPÍTULO 7

Tabla 7. 2 *Aportación falla 1*..... 75

Tabla 7. 3 *Aportación falla 2*..... 76

Tabla 7. 4 *Resultados de bus*..... 82

Tabla 7. 5 *Resultados del simulador en buses*..... 85

Tabla 7. 6 *resultados calculados en buses*..... 86

CAPÍTULO 8

Tabla 8. 1 *Ajuste del Pick Up y Retardo*..... 103

Tabla 8. 2 *Ajuste de frecuencia para fallas a tierra del rotor*..... 104

Tabla 8. 3 *Ajuste de tiempo y frecuencia para el generador*..... 105

Tabla 8. 4 *Impedancias del sistema*..... 110

Tabla 8. 5 *Conexiones de Transformador*..... 115

Tabla 8. 6 *Ajuste del relevador 64B*..... 121

ÍNDICE DE TABLAS



Tabla 8. 7 <i>Conexiones del Transformador</i>	127
Tabla 8. 8 <i>Conexiones del transformador</i>	137



GLOSARIO

Apartarrayos

Dispositivos para limitar el efecto de las sobretensiones por descargas atmosféricas sobre los transformadores y equipos, se instalan e tipo autovalvular o de óxido de zinc, tan cercanos como sea posible al objeto a proteger. Las salidas se conectan al sistema de tierras por medio de un cable de tierra y varillas.

Armónicos

- i. Una señal periódica no sinusoidal se puede presentar como la combinación de una serie de señales sinusoidales, llamados armónicos, aplicando el teorema de Fourier. Para un circuito trifásico, asumiendo secuencia positiva (ABC) para el armónico fundamental, se tiene que los armónicos de orden mayor tiene las características siguientes:
- ii. Con una diferencia de fase entre sus componentes de $(2\pi/3)$ están los armónicos 1, 4, 7, 10, 13,..., es decir, son sistemas trifásicos de secuencia positiva.
- iii. Con una diferencia de fase entre sus componentes de $(4\pi/3)$ están los armónicos 2,5, 8, 11, 14,..., es decir sistemas trifásicos de secuencia negativa.
- iv. Los armónicos triples 3, 6, 9, 12, 15,..., son armónicos de secuencia cero, puesto que no tienen diferencia de fase.

Para señales con simetría de media onda, solo existen armónicos impares y sus relaciones corresponden a:

$6n+1$ armónicos de secuencia positiva, diferencia de fase $(2\pi/3)$

$6n-1$ armónicos de secuencia negativa, diferencia de fase $(4\pi/3)$

$3n$: Armónicos de secuencia cero

Con $n= 0, 1, 2, \dots$

Aterramiento

Potencial igual a cero. Poner a tierra por medio de una impedancia suficientemente baja, tal que el coeficiente aterramiento no exceda el 80%.

Burden

La carga o burden en el secundario para un transformador de instrumento es aquella que propiamente conectada al devanado secundario y que determina las potencias activa y reactiva en las terminales del secundario. El burden se puede apreciar en forma de la impedancia total de la carga expresada en ohms con la resistencia efectiva y las componentes reactivas, o bien, como los volt-amperes totales (VA) y factor de potencia a un valor de corriente especificado o d voltaje y un frecuencia dada. Para el caso de los transformadores de potencial, se asocia la clase de precisión al burden.



Central Termoeléctrica

Es el conjunto de elementos (organismo, sistema) destinados a convertir en energía eléctrica la energía mecánica con parte de la energía que se desprende en forma de calor del proceso de combustión utilizando como combustible el carbón, gas o algún combustible quemado.

Componentes simétricas

Un sistema de secuencia positiva o componente uno es un sistema trifásico balanceado cuyas componentes tienen igual magnitud y una diferencia de fase de $(2\pi/3)$.

Coordinación de las Protecciones

Es el trabajo u operación conjunto de las protecciones que permite hacer selectiva la operación de las protecciones

Corriente subtransitoria

La interpretación física más correcta corresponde al cociente del valor eficaz de la f.e.m. resultante interna, inducida en el primer instante, dividida por la reactancia de dispersión del inducido X_0 , la difícil evaluación de este f.e.m. interna ha sido soslayada definiendo una nueva reactancia que tenga en cuenta la dispersión del inducido y la del inductor en el instante del corto circuito, reactancia a la que se denomina subtransitoria y se representa por $X''d$. Conocida esta reactancia, la corriente subtransitoria funcionando la máquina en vacío, con la tensión en bornes por fase, igual a la f.e.m. inducida E_0 , viene inmediatamente por el cociente de esta f.e.m. y la reactancia subtransitoria. Al tomar en consideración la rápida amortiguación de la componente subtransitoria, este valor se admite por la mayoría de las normas oficiales y por las recomendaciones C.E.I. igual a $1.8\sqrt{2}I''d \cong 2.51I''d$.

Corto circuito asimétrico

La palabra asimétrica describe la forma de ondas de corriente alterna alrededor de su eje cero. Si las envolventes no son simétricas alrededor del cero, se les denomina entonces envolventes de corriente asimétrica por lo que falla o cortocircuito presenta esta característica.

Derivación

Ramificación o ruta alterna de salida de energía eléctrica, para un equipo y/o circuito eléctrico.

Disparo

Término usado comúnmente para referirse la operación de las protecciones eléctricas que mandan abrir un o algunos interruptores.

Flashover

Descarga eléctrica, arco que salta entre dos partes de un máquina eléctrica o entre la máquina y tierra. Arco en el colector (entre el porta escobillas de polaridad opuesta). Descarga disruptiva. Cortocircuito con desprendimiento de chispas.



Generador eléctrico

Máquina eléctrica dinámica que se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

IEC

“International Electrotechnical Commission” (Comisión Electrotécnica Internacional).

IEEE

“Institute of Electrical and Electronics Engineers” (Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica).

Impedancia

Oposición a la corriente en el uso de CA. Magnitud que establece la relación entre tensión y corriente.

Interruptor

Equipo primario eléctrico utilizado para unir o aislar dos circuitos partes de un sistema eléctrico.

Niveles de Aislamiento

Grado en que se debe aislar un equipo eléctrico, transición y/o llegada del mismo, para que no exista un arco eléctrico.

P.U.

Se refiere al “Sistema Por Unidad”, que es la relación entre una cantidad y la cantidad base y se expresa como un decimal.

Pick up

Término empleada para señalar a partir de qué valor o cantidad es el arranque u operación de las protecciones eléctricas.

Polos lisos

Referido a un generador de polos lisos también conocido de rotor cilíndrico y se refiere a la distribución de las bobinas en diferentes ángulos dentro del rotor el cual es utilizado para grandes velocidades.

Polos salientes

Se refiere a un tipo de generador donde sus polos y sus devanados excitadores están ensamblados a una estrella de radios, estos son aptos para pequeñas velocidades y se emplean en generadores de 6 o más polos.

Protecciones eléctricas

Dispositivo del tipo electromecánico o digital, destinado a proteger equipo eléctrico por medio de alarmas o interrumpiendo la continuidad en los circuitos por medio de la apertura de interruptores.



Reactivos

Se refiere a la reactancia, la cual es la oposición al paso de la CA por parte de los elementos inductivos (bobina).

Reactor

Tipo de bobina utilizado para limitar las corrientes durante fallas a tierra y proteger al transformador.

Redundante

Empleo de varios dispositivos que realizan la misma función o Protección.

Regulador Automático de Voltaje (AVR)

Es un Sistema de Control Automático retroalimentado responsable de mantener un nivel de voltaje para un cierto periodo en las terminales de un Generador Síncrono o en el lado de alta de una Unidad de Generación. El control se realiza a través del cambio del nivel de Excitación.

Relevador 67N

Relevador de Sobrecorriente direccional AC de Neutro. Sirve para detectar fallas entre espiras a Tierra en un Transformador, el relevador puede discriminar entre fallas internas y Externas.

Secuencia Negativa

Es una componente de balance pero de secuencia negativa (ACB) que son usados en el análisis de componentes simétricos. Una carga normal no contiene corriente de secuencia negativa.

Selectividad

Una protección debe ser capaz de seleccionar entre condiciones para el cual se requiere una inmediata operación de las que no requieren operación, o de las de retardo de tiempo, y de las que si lo requieran.

Sistema de Enfriamiento

El Sistema de Enfriamiento de un generador es aquel que ayuda a mantener en un rango de temperatura a la turbina de vapor para evitar esfuerzos térmicos y mecánicos deseados.

Tap

Es la Conexión a un devanado (realmente puede ser uno o varios), que permite variar el número de espiras en el devanado.

Tierra

Es el estado eléctricamente igual a cero volts, se utiliza como referencia eléctrica.

Transformador Auxiliar

Es un dispositivo que tiene dos o más devanados en un núcleo de hierro. Es un medio efectivo de para cambiar niveles de voltaje. Este dispositivo está dedicado



especialmente para alimentar a dispositivos de generación de mucho mayor capacidad, alimentado los equipos auxiliares.

Transformador de Excitación

Es un dispositivo que tiene dos o más devanados en un núcleo de hierro. Es un medio efectivo de para cambiar niveles de voltaje. Este dispositivo está dedicado especialmente para alimentar al Sistema de Excitación de un generador. Contado con este con las protecciones respectivas de un transformador.

Transformador Principal

Es un dispositivo que tiene dos o más devanados en un núcleo de hierro. Es un medio efectivo de para cambiar niveles de voltaje dependiendo de la relación de espiras entre el devanado primario y secundario. Un transformador elevador, es aquel que a partir de un nivel de voltaje bajo se eleva a un nivel de voltaje alto lo que permite poder transmitir una mayor potencia.

Transformador de Instrumentos

Son dispositivos que transforman niveles de voltaje y corriente que sirven para medir estas variables, utilizados para medición y protección entre ellos se encuentran los transformadores de potencial inductivo, los transformadores de corriente y los transformadores de potencial capacitivo.

Transitorios

Cualquier señal o condición que solo existe por un corto tiempo; referente a sobrevoltajes o bajo voltaje momentáneos en un Sistema Eléctrico de Potencia debido a rayos, cierre de líneas, encendido de motores y otros fenómenos temporales.

Volt-Amper

Es el resultado del producto entre Voltaje de AC y Corriente de AC; también se refiere a las unidades de la raíz de la suma de los cuadrados de las potencias activa y reactiva.

Zona de Protección

Es el área de un sistema de potencia para el cual se ajusta particularmente relevadores de protección como protección primaria. Un caso típico es la operación de cualquier de estos relevadores que abrirá el interruptor del circuito aislando la zona.



ANEXO

Fig. 1.1.1 Relé de impedancia para generador 21G.

Fig. 1.2.1. Relé de sobreexcitación para generador (24G).

Fig. 1.3.1. Relé De Bajo voltaje o sobrevoltaje 27G y 59G.

Fig. 1.6.1 Relé De Pérdida de campo para generador 40G.

Fig. 1.6.2. Relé de pérdida de campo para generador 40G.

Fig. 1.7.1. Relé de Sobrecorriente de secuencia de fase negativa para generador 46G.

Fig. 1.9.1. Relé de sobre voltaje por falla a tierra 64G y 64B.

Fig. 2.1.1 Relé de Sobrecorriente para transformador de excitación 50/51TE.

Fig. 3.1.1. Relé de Sobreexcitación para transformador principal 24T.

Fig. 4.1.1 Relé de Sobrecorriente para transformador de principal 50/51HTP.

Fig. 4.2.1 Relé para protección de Sobrecorriente de tierra del transformador principal 51NTP.

Fig. 5.1.1 Relé de Sobrecorriente para transformador de unidad-A/B 50/51TUA y 50TUB.

Fig. 5.2.1 Relé para protección de Sobrecorriente de tierra del transformador de unidad-A/B 51NTU.

Fig. 6.1 Curva #1 IEC tiempo inverso.

Fig. 6.2 Curva #2 IEC tiempo muy inverso.

Fig. 6.3 Curva #3 IEC tiempo extremadamente inverso.

Fig. 6.4 Curva #4 IEC tiempo inverso largo.

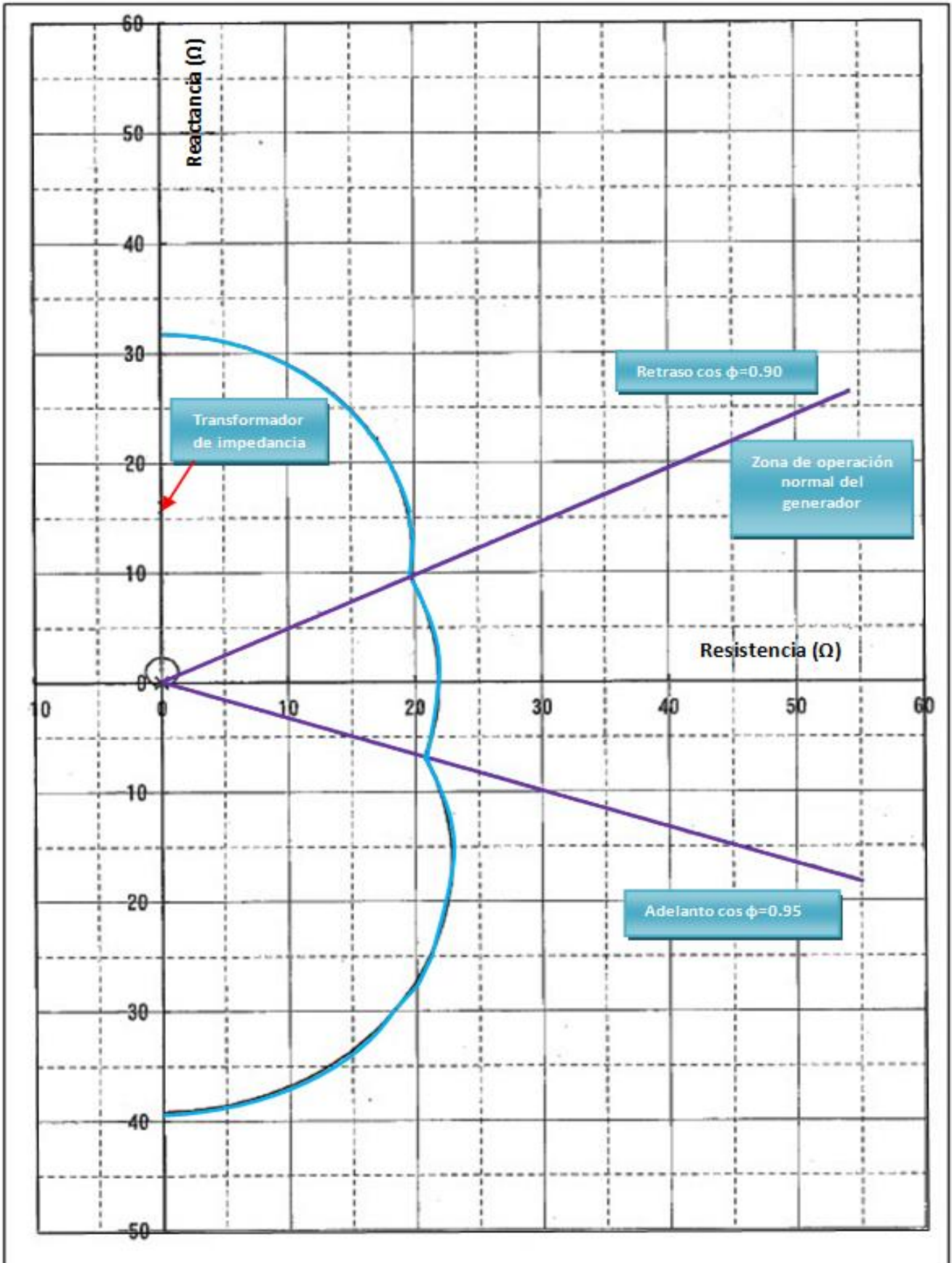


Fig. 1.1.1 Relé de impedancia para generador 21G

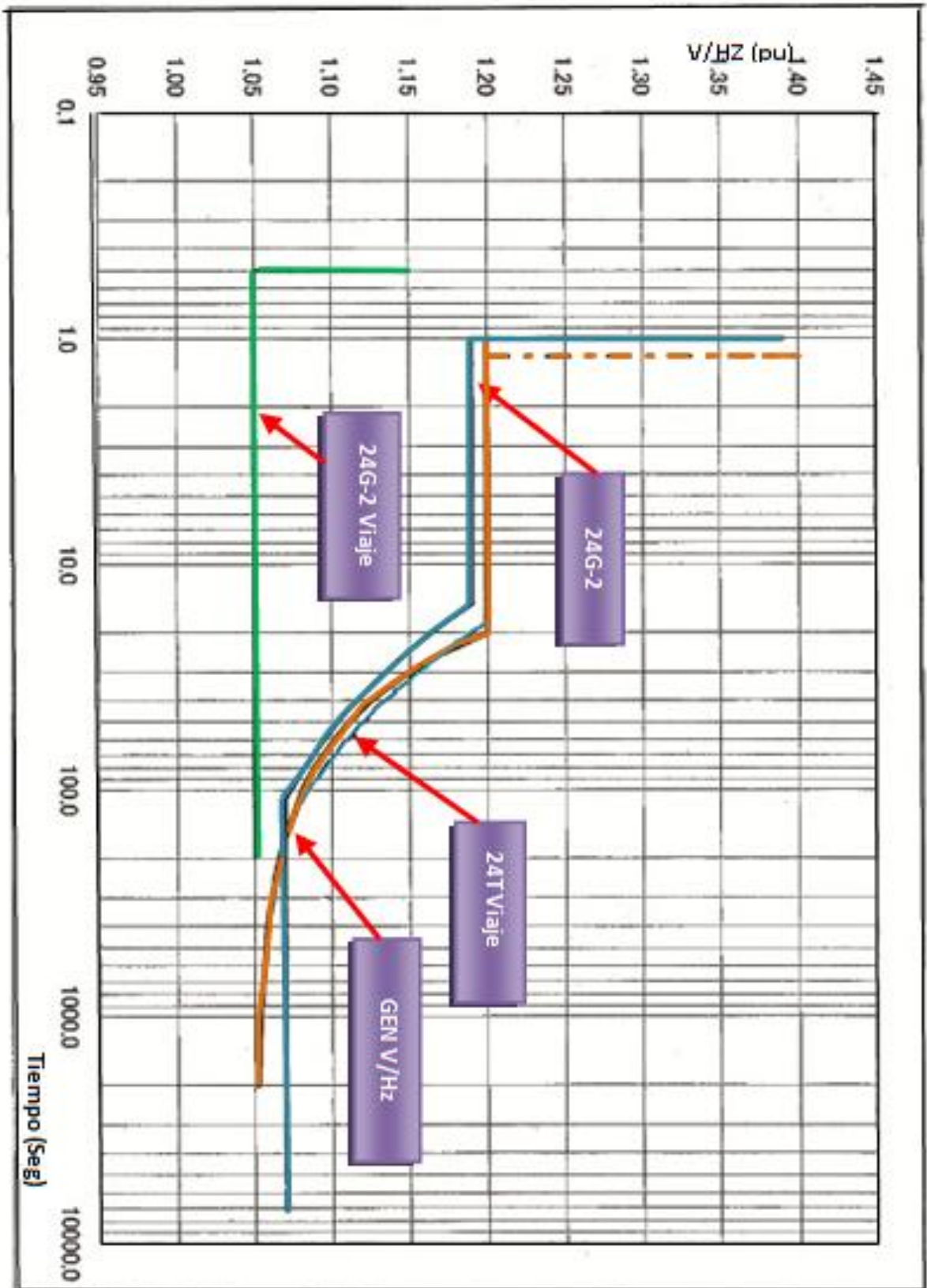


Fig. 1.2.1. Relé de sobrecitación para generador (24G).

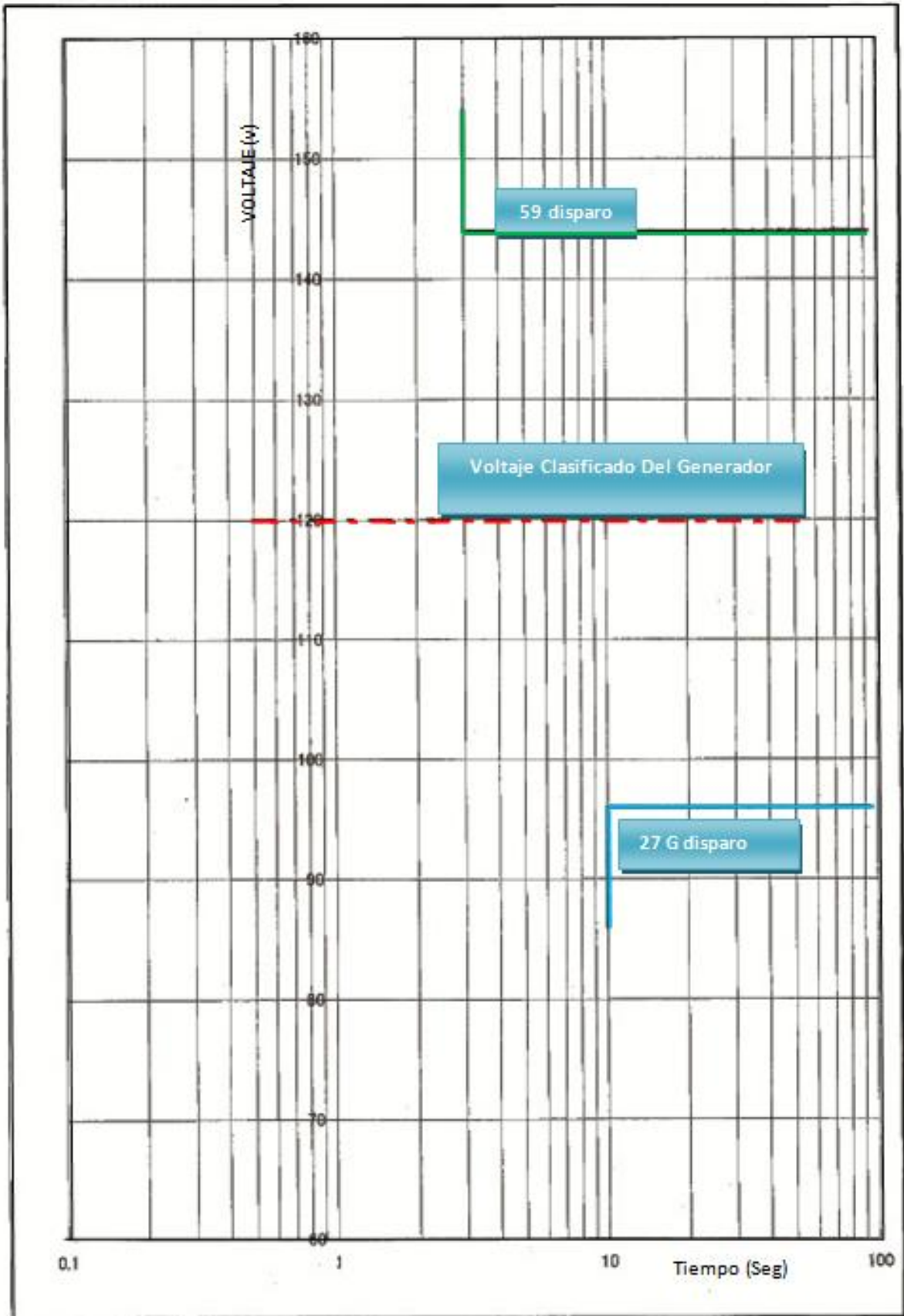


Fig. 1.3.1. Relé De Bajo voltaje o sobrevoltaje 27G y 59G.

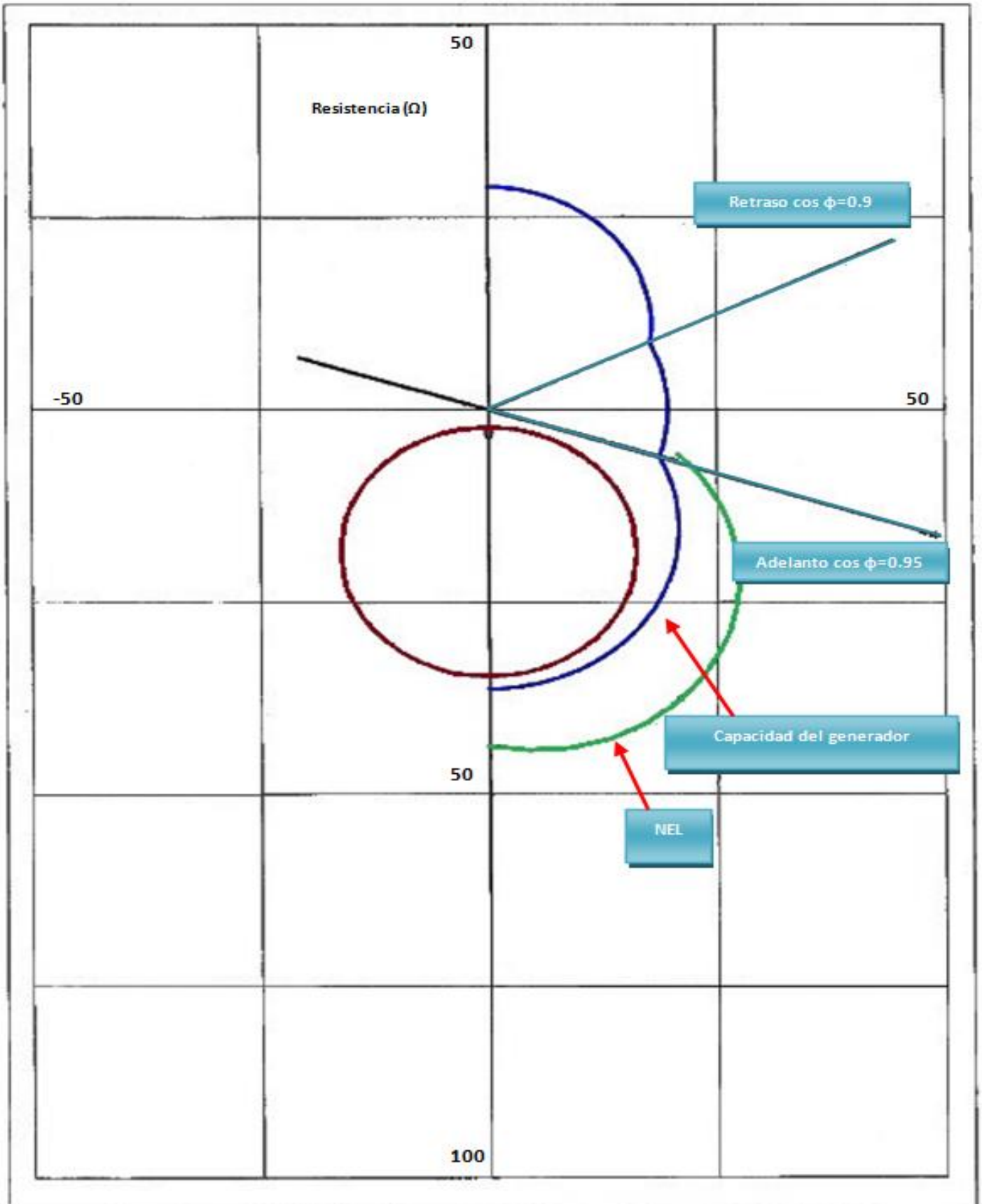


Fig. 1.6.1 Relé De Pérdida de campo para generador 40G.

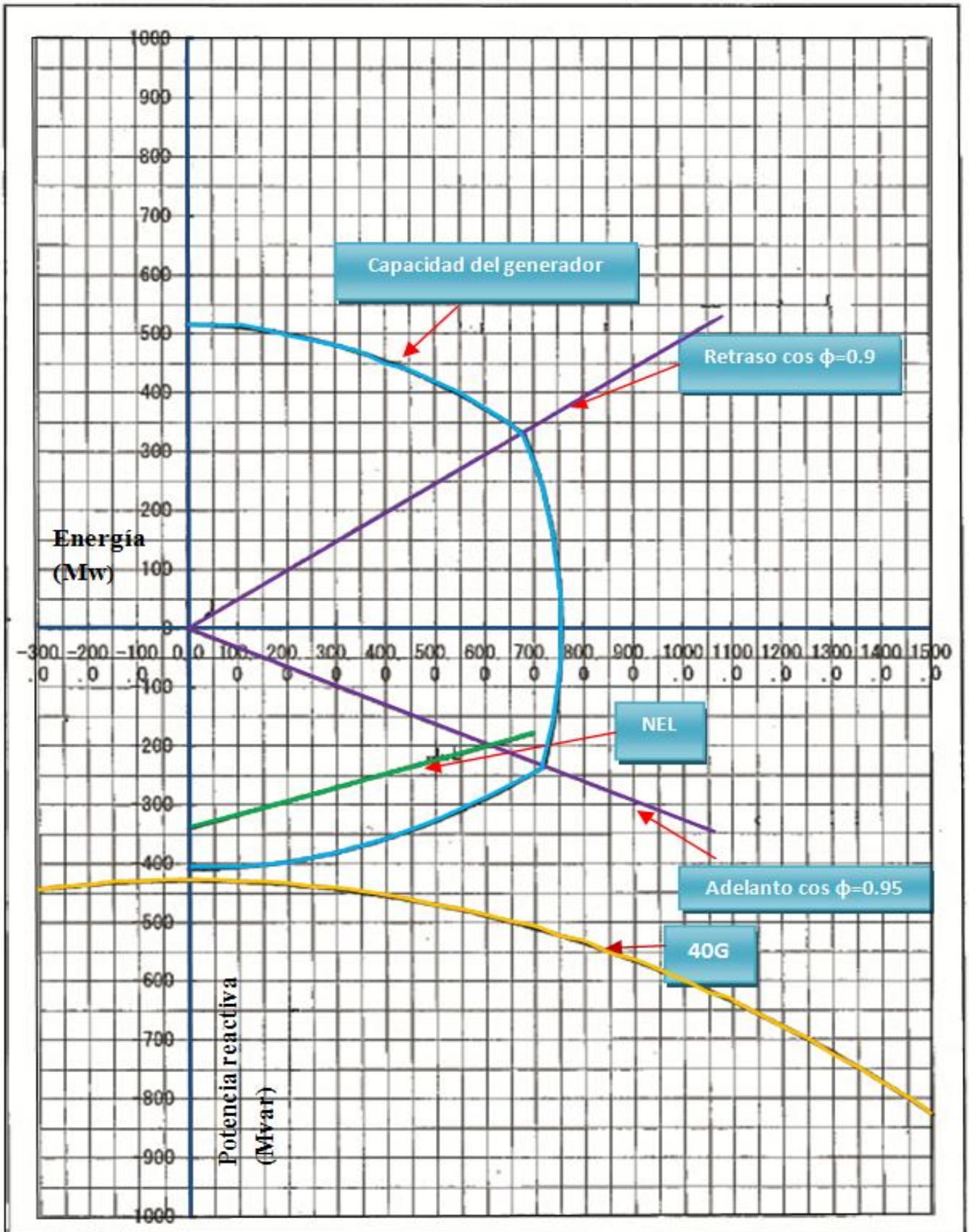


Fig. 1.6.2. Relé de pérdida de campo para generador 40G.

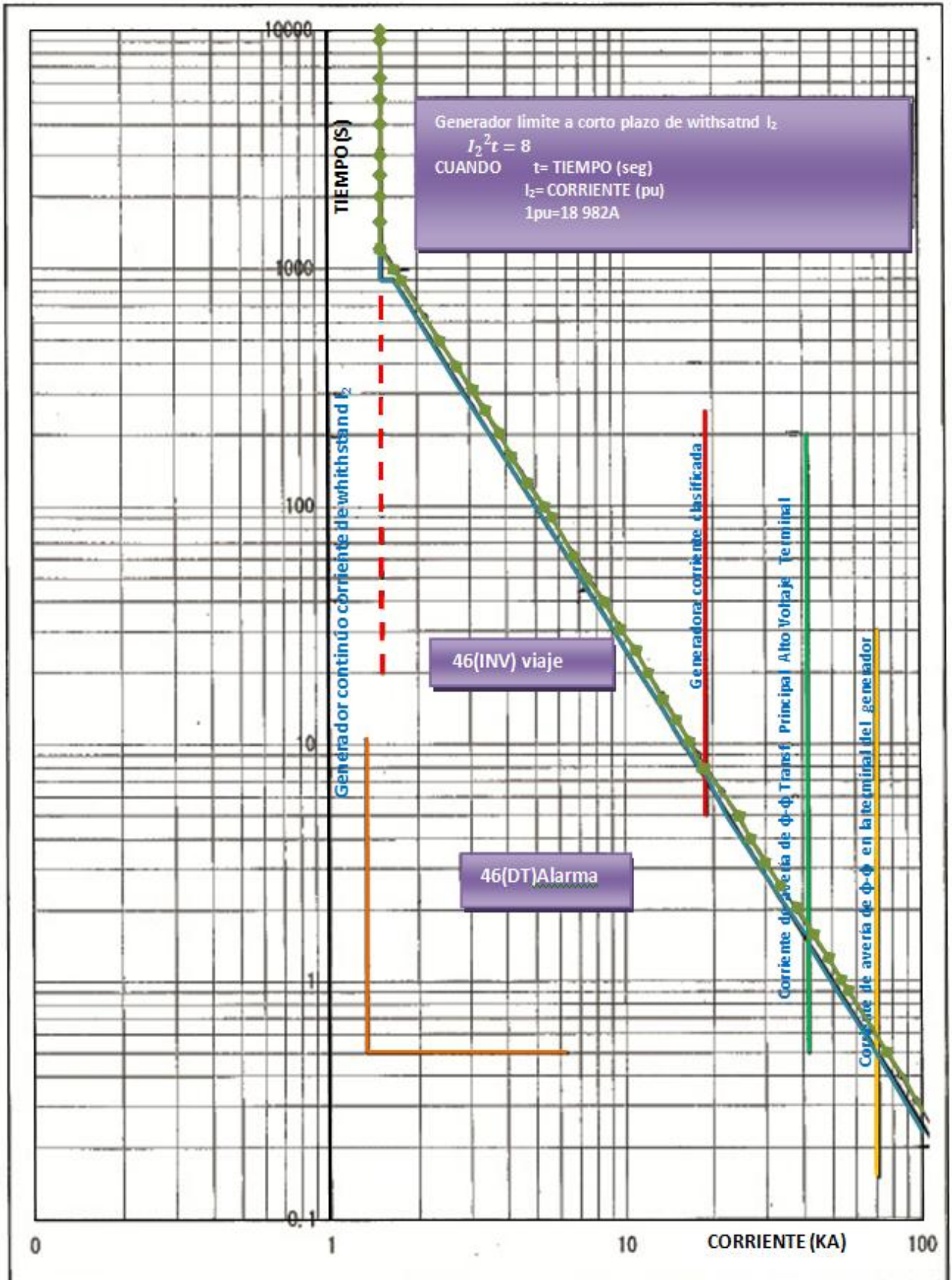


Fig. 1.7.1. Relé de Sobrecorriente de secuencia de fase negativa para generador 46G.

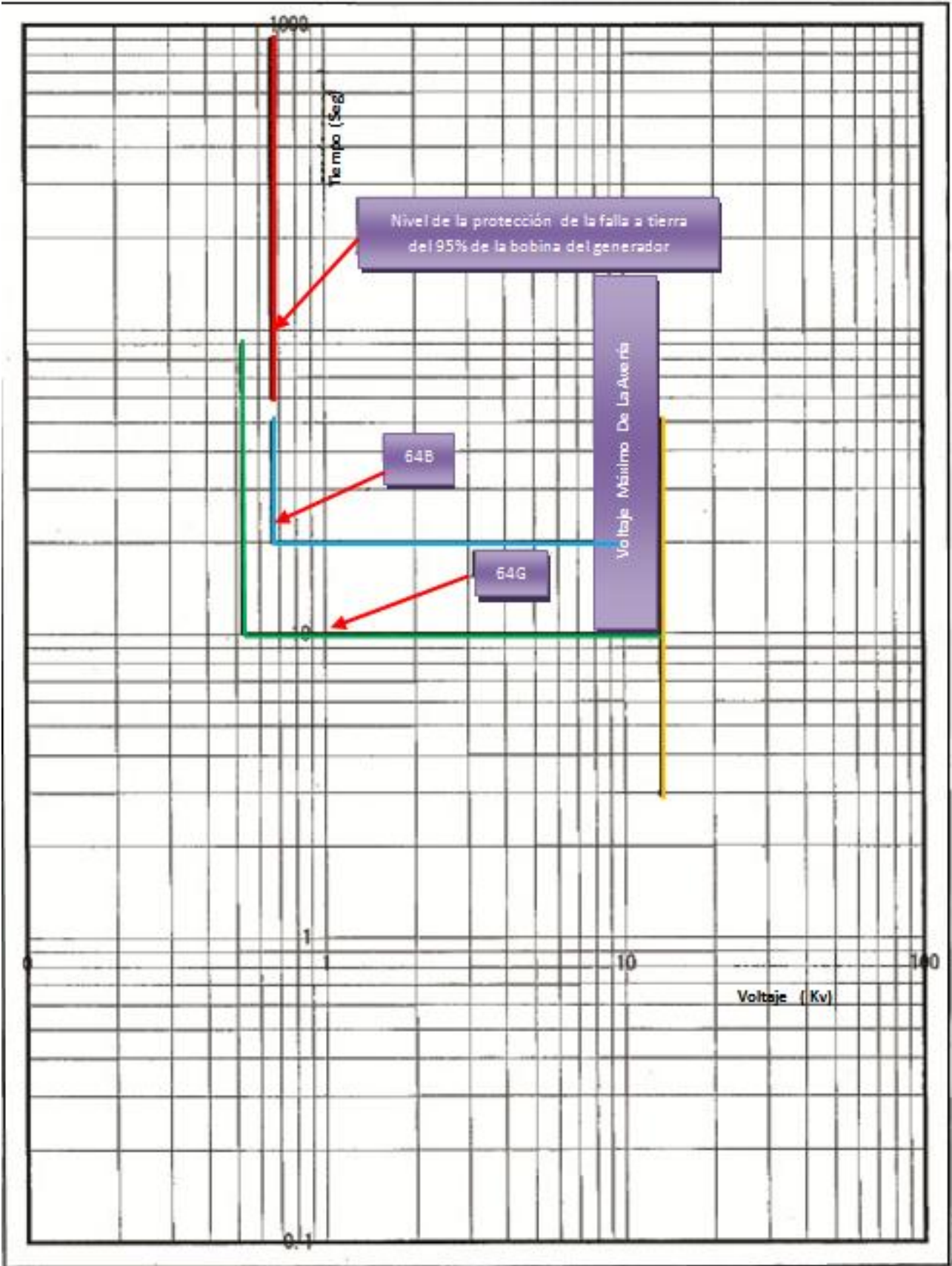


Fig. 1.9.1. Relé de sobre voltaje por falla a tierra 64G y 64B.

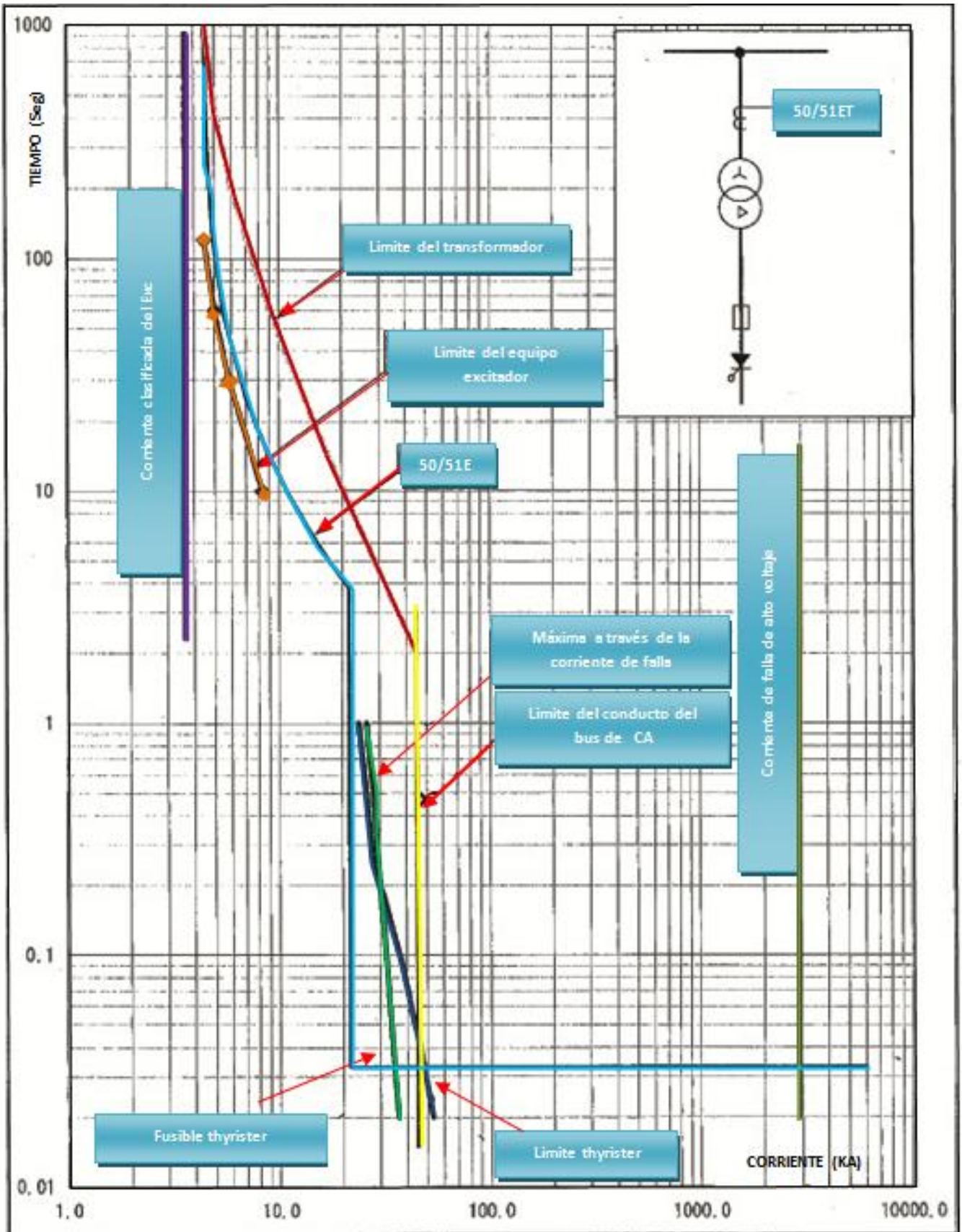


Fig. 2.1.1 Relé de Sobrecorriente para transformador de excitación 50/51TE.

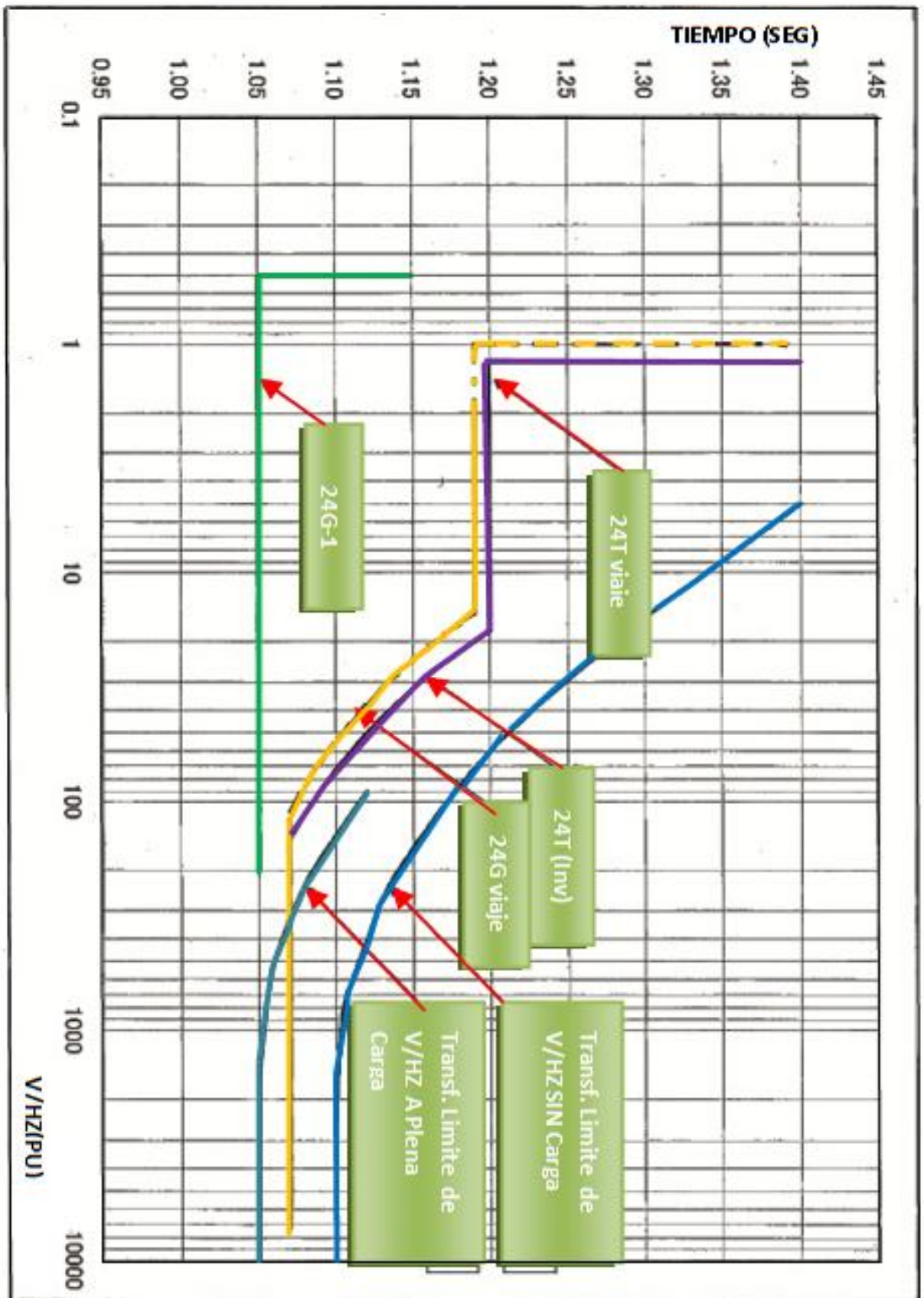


Fig. 3.1.1. Relé de Sobrecitación para transformador principal 24T.

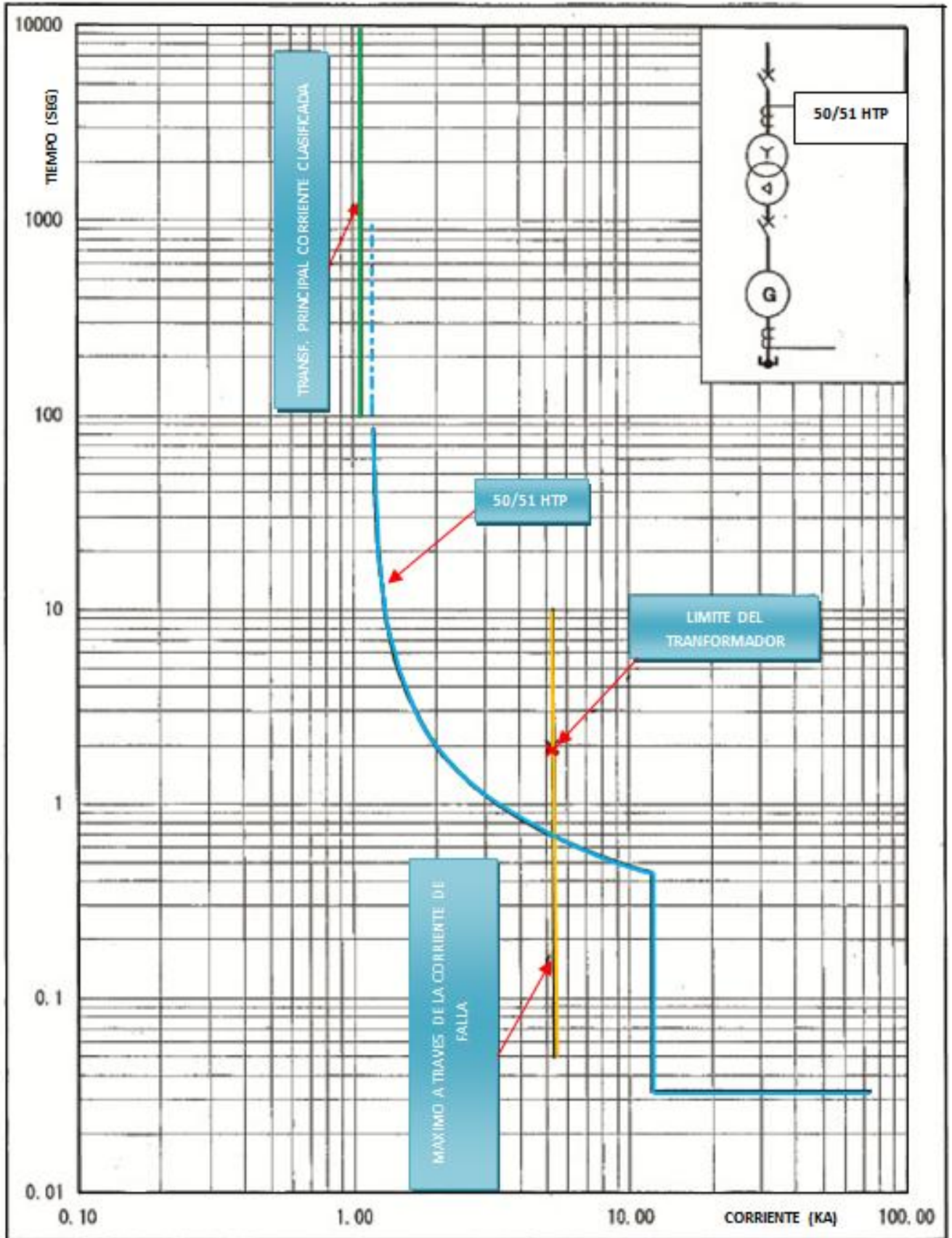


Fig. 4.1.1 Relé de Sobrecorriente para transformador de principal 50/51HTP.

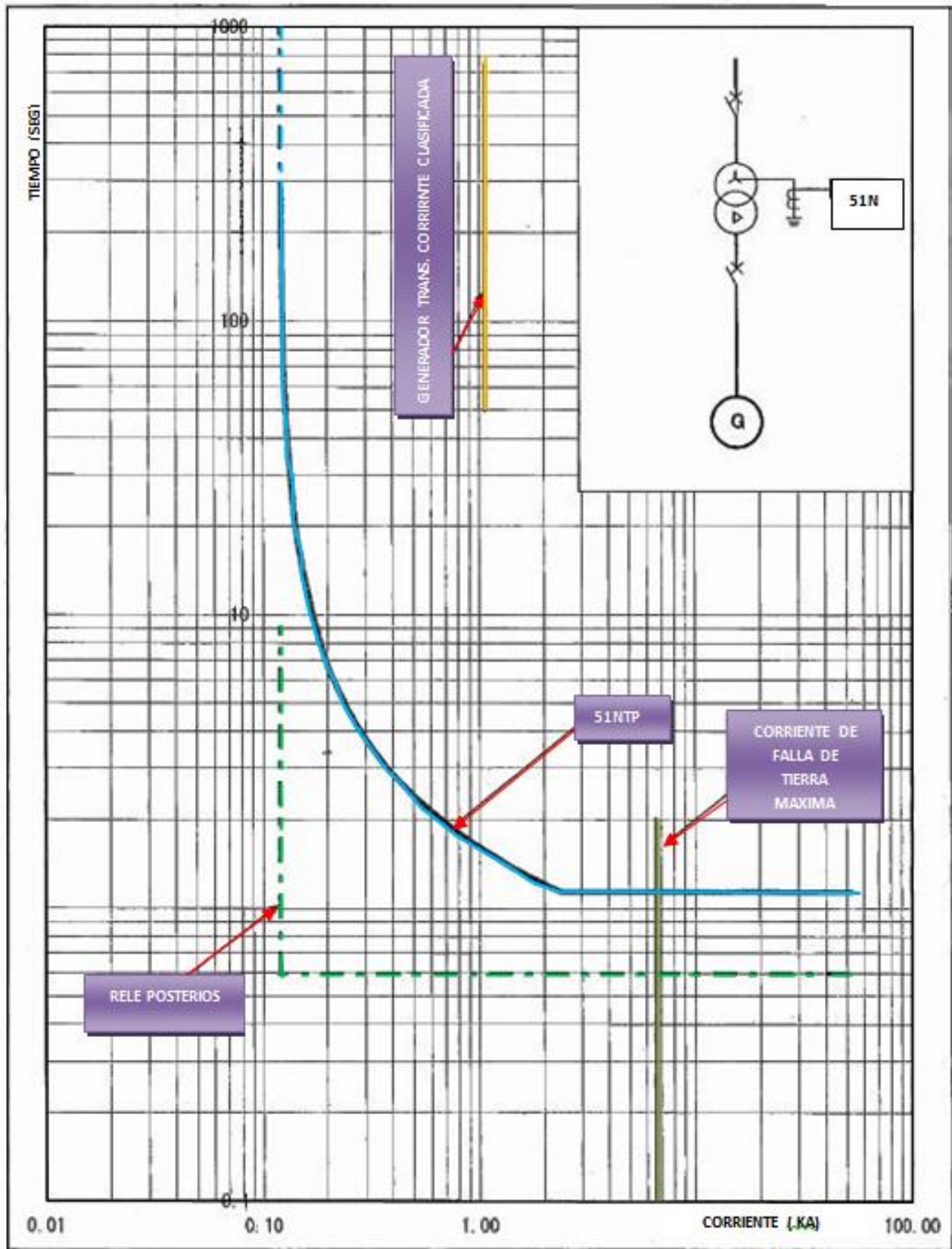


Fig. 4.2.1 Relé para protección de Sobrecorriente de tierra del transformador principal 51NTP.

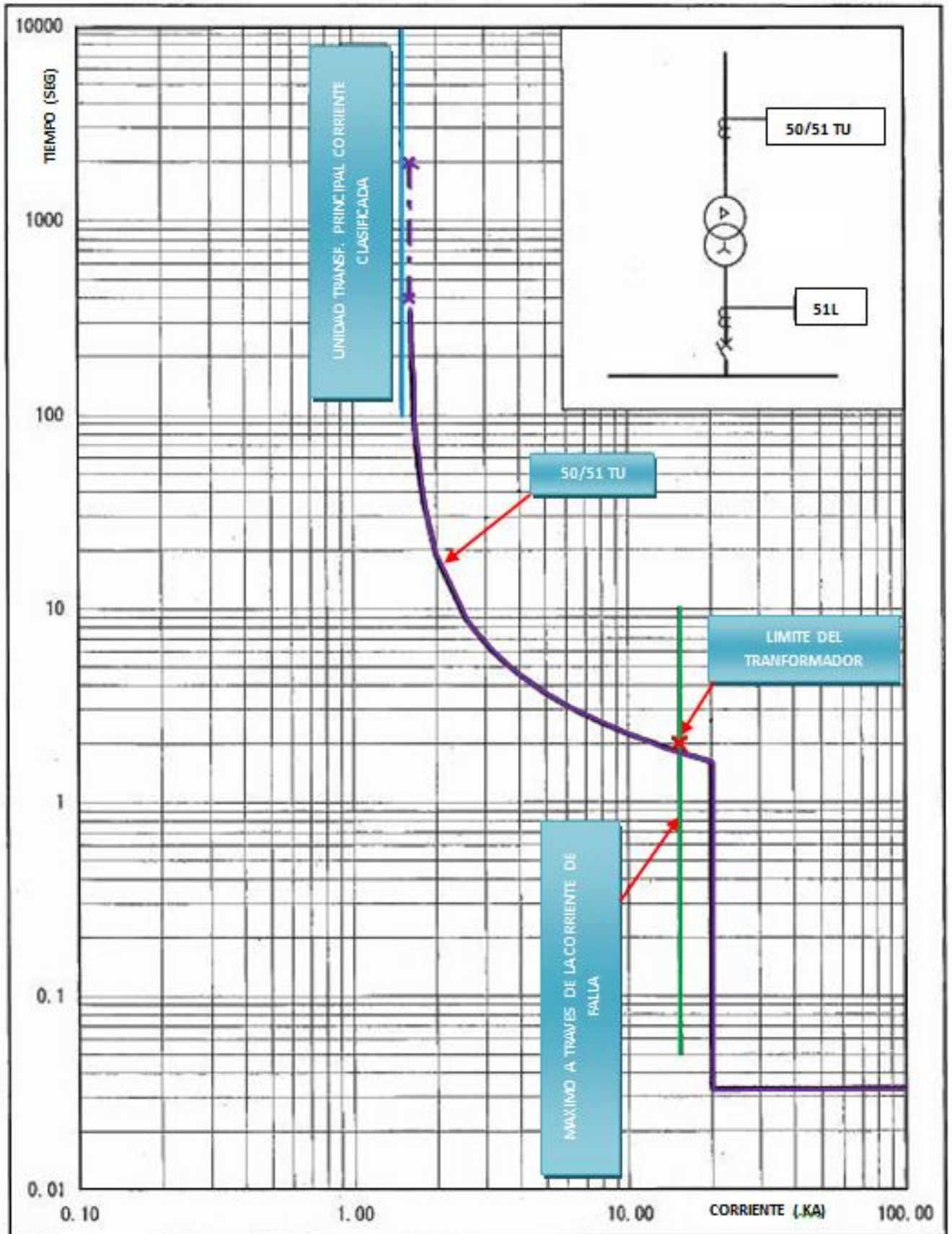


Fig. 5.1.1 Relé de Sobrecorriente para transformador de unidad-A/B 50/51TUA y 50TUB

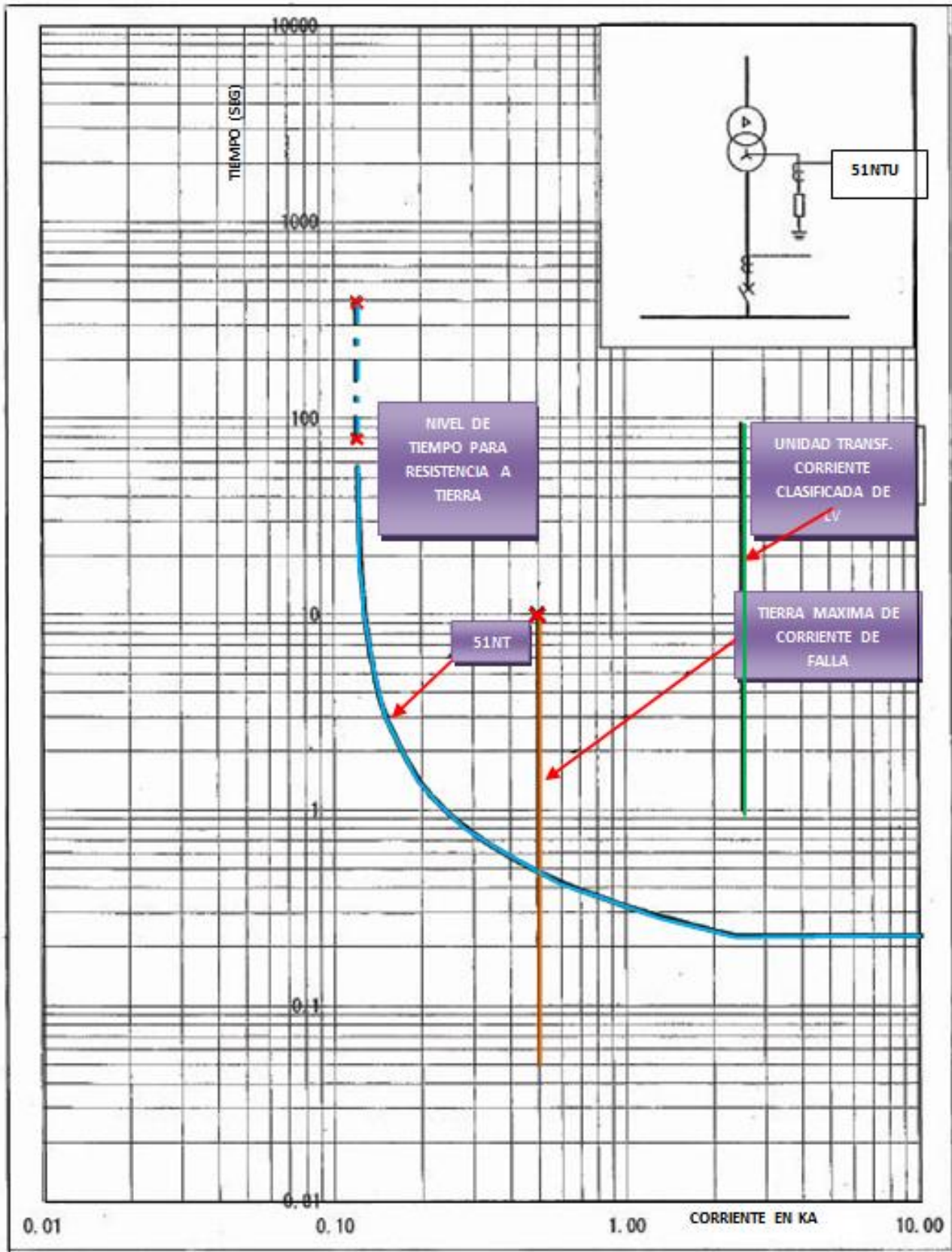


Fig. 5.2.1 Relé para protección de Sobrecorriente de tierra del transformador de unidad- A/B 51NTU.

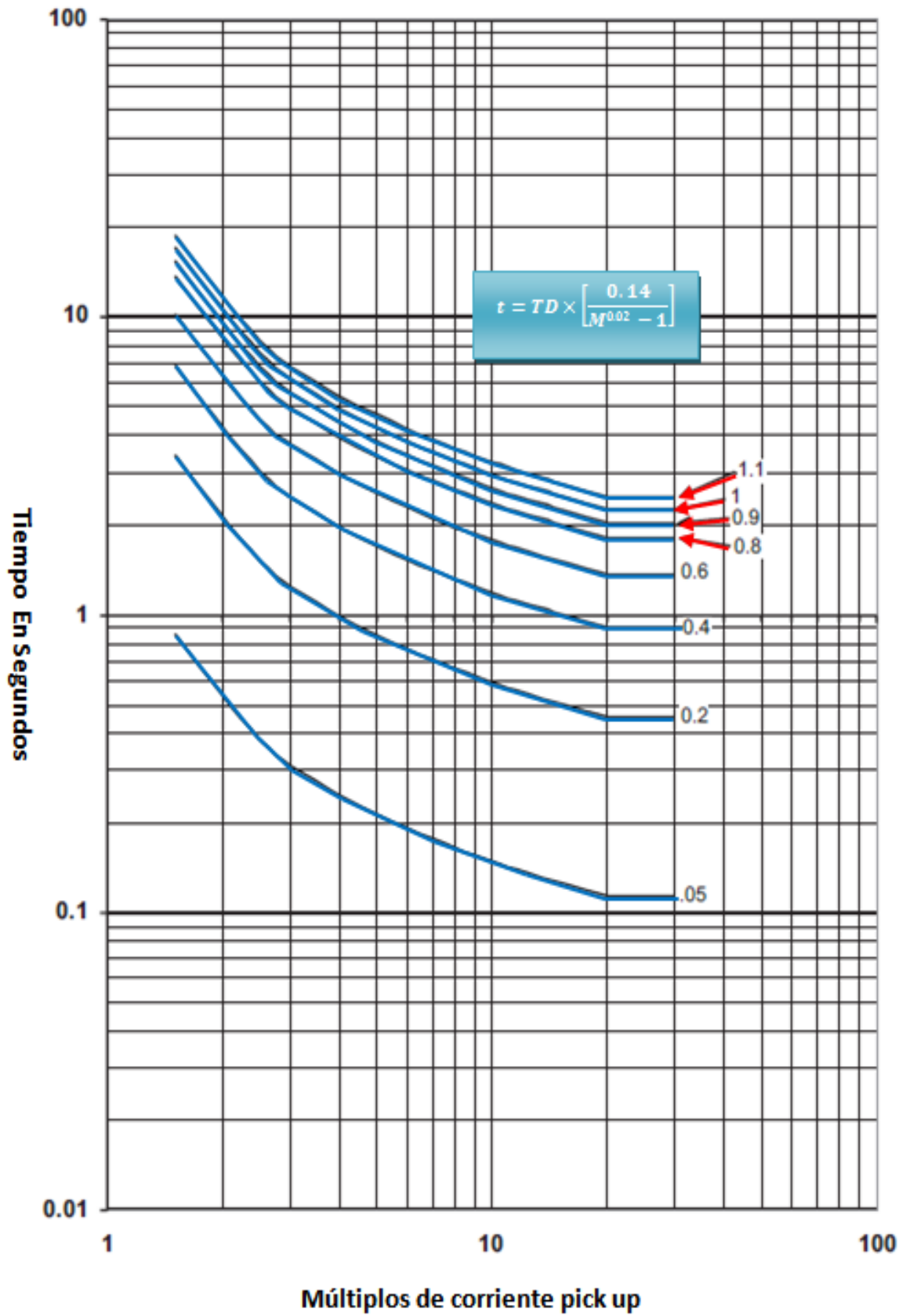


Fig. 6.1 Curva #1 IEC Tiempo Inverso

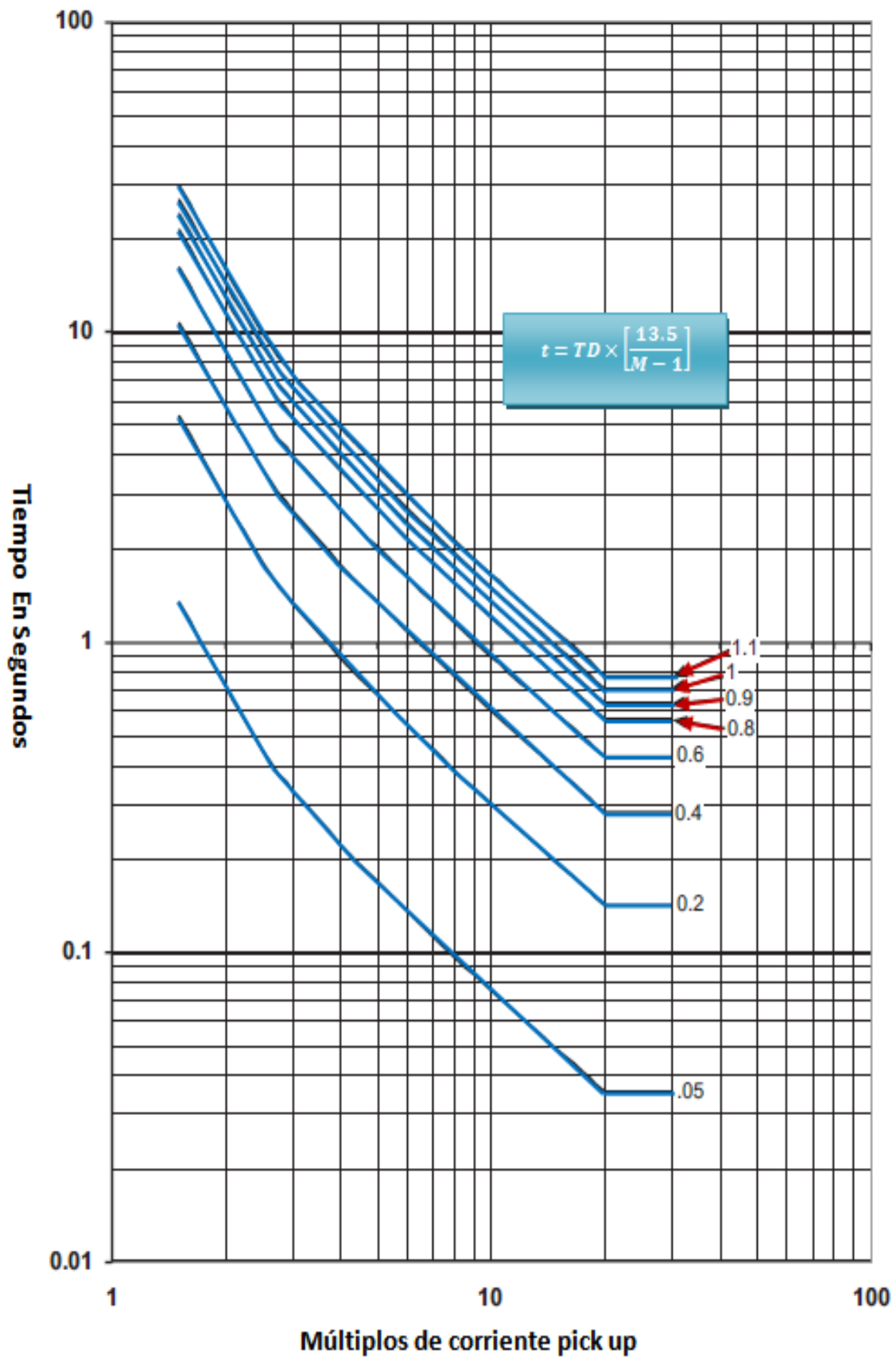


Fig. 6.2 Curva #2 IEC Tiempo muy Inverso.

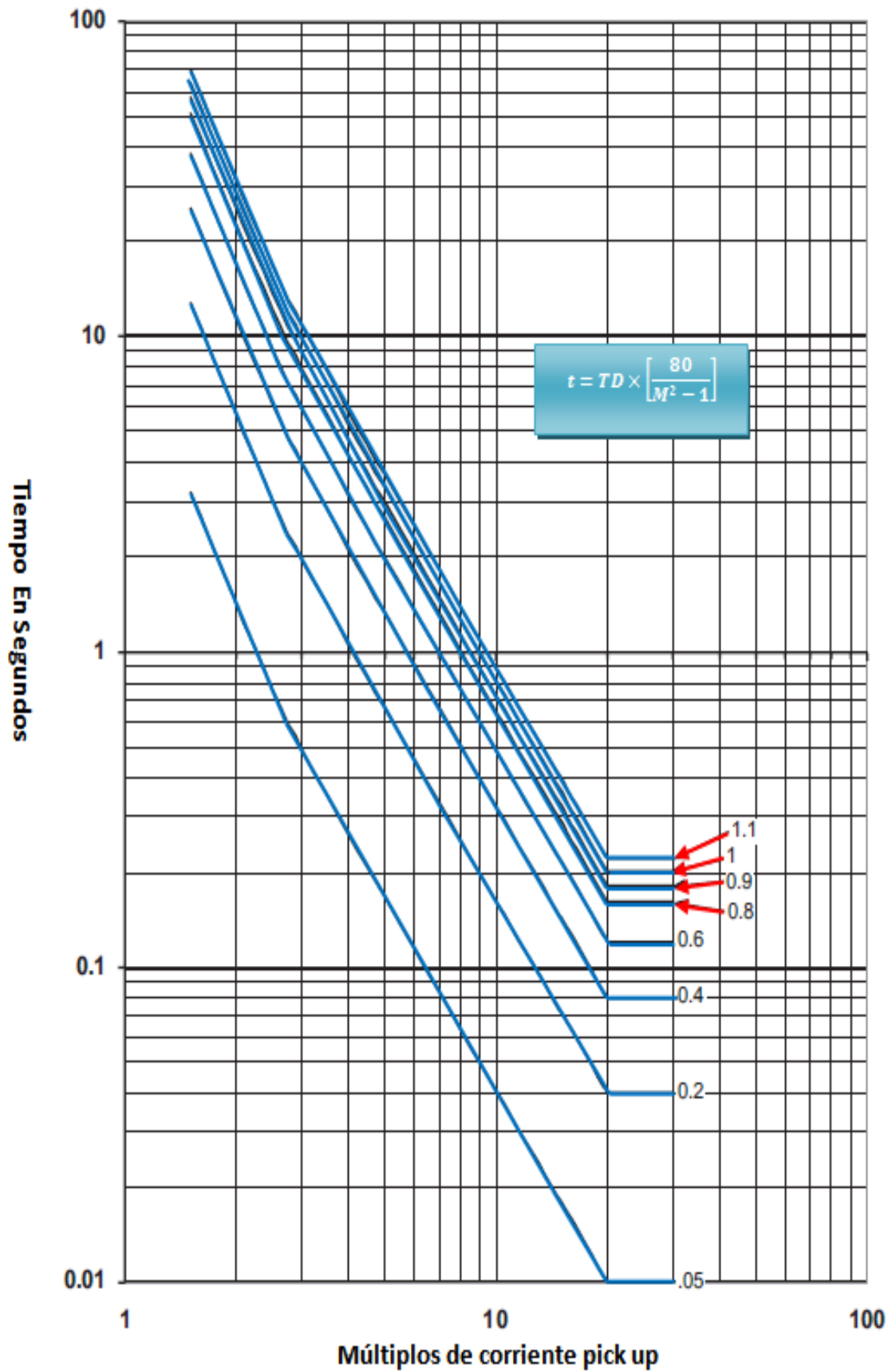


Fig. 6.3 Curva #3 IEC Extremadamente Inverso.

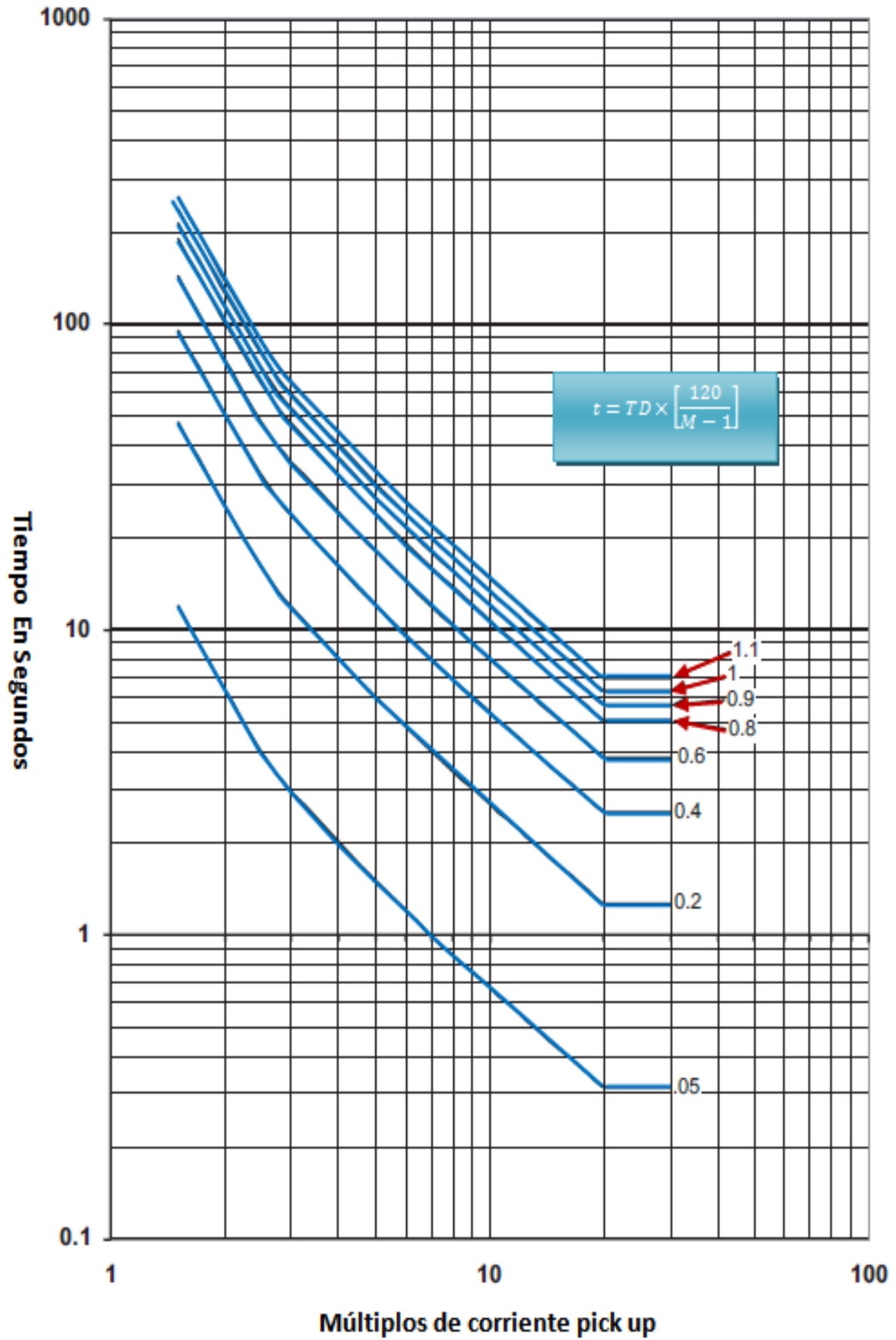


Fig. 6.4 Curva #4 IEC Tiempo Inverso largo.