



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

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AUTOMATIZACIÓN DE
LA PLANTA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN DEL INGENIO
SANTA ANA**

JULIO DOUGLAS ANTONIO RUIZ GONZÁLEZ
ASESORADO POR ING. RONY CASTILLO GARCÍA

Guatemala, septiembre de 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AUTOMATIZACIÓN DE LA
PLANTA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN DEL INGENIO SANTA ANA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

JULIO DOUGLAS ANTONIO RUIZ GONZÁLEZ

ASESORADO POR ING. RONY CASTILLO GARCÍA

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

Guatemala, septiembre de 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÒMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL 1º.	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL 2º.	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL 3º.	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL 4º.	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL 5º.	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Julio Ismael González Podszueck
EXAMINADOR:	Ing. Julio César Solares Peñate
EXAMINADOR:	Ing. Rony Castillo García
EXAMINADOR:	Ing. Otto Armando Girón
SECRETARIO:	Ing. Francisco Javier González López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y AUTOMATIZACIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN DEL INGENIO SANTA ANA.

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería
Mecánica Eléctrica con fecha 30 de mayo de 1996

Julio Douglas Antonio Ruiz González

Guatemala 1 de Noviembre 2001

Ing. Gustavo Orozco
Coordinador del área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente

Ingeniero Gustavo Orzoco:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para referirme al trabajo de graduación del estudiante Julio Douglas Antonio Ruiz González sobre el tema COORDINACION DE PROTECCIONES Y AUTOMATIZACION DE LA PLANTA ELECTRICA DE COGENERACION DEL INGENIO SANTA ANA.

En mi calidad de asesor he analizado el contenido, así como las conclusiones y recomendaciones expuestas con el interesado, habiendo hecho las modificaciones pertinentes y considerando que dicho trabajo es de interés para la Facultad de Ingeniería, me hago responsable con el autor por el contenido y conclusiones que esta contenga, permitiéndome recomendar se autorice su impresión.

Atentamente,

Ing. Rony Castillo García
Colegiado No 3,293
Asesor Nombrado

ACTO QUE DEDICO A

Dios	Fuente inagotable de conocimiento espiritual
Mis padres	Dominga González Silvestre Julio Genaro Ruiz Vásquez
Mi esposa	Reina Isabel Coto López de Ruiz
Mis hijos	Julio Anthony Engels y Claudia Isabel
Mis hermanos	Reina Isabel Ruiz González de Del Cid Dimiddi Herberth Enrique Ruiz González
Mis sobrinos	Herberth Francisco y Angélica Maria
Mi familia	Especialmente a mis cuñados José Francisco Del Cid, Lucia, Candelaria, Sara. Mi suegro Jose Antonio
Mis queridos tios	Natalia González y Félix González, flores sobre sus tumbas. Seferina e Isaías González
Ingenio Santa Ana	Fuente de conocimientos profesionales

AGRADECIMIENTOS

- Mis padres** Dominga González Silvestre, Julio Genaro Ruiz Vásquez, a quienes debo todo lo que he podido realizar, con ustedes, tengo una deuda impagable, mi infinita gratitud y amor
- Mi esposa** Reina Isabel Coto López de Ruiz, a quien agradezco su amor y apoyo incondicional al realizar esta tesis
- A mis amigos** Oswaldo García, Guty Tobias, Miguel Pérez, Freddy Rodríguez, Mynor Castillo Del Pinal, Alejandro Casanueva, Rony David
- Ing. Rony Castillo G** Por la confianza que transmite su entusiasmo, experiencia y valiosa colaboración en la investigación y elaboración de la presente tesis
- Ing. Alejandro Sinibaldi** Y compañeros de trabajo de los diferentes departamentos que conforman el ingenio Santa Ana que de alguna manera colaboraron a la elaboración de este trabajo, especialmente al personal del depto. de Automatización supervisores Diego Webb, Carlos Morales, Francisco Arévalo, Leonel Morales, auxiliares e instrumentistas
- Facultad de Ingeniería USAC** Con mi formación en el campo de la ingeniería y profesional

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	III
LISTA DE SÍMBOLOS	V
GLOSARIO	VI
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XII
INTRODUCCIÓN	XIII

1. CONCEPTOS GENERALES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN	
1.1. Sistemas de protección con relevadores	1
1.2. Sistemas de protección de estado sólido	2
1.3. Criterios de diseño	2
1.4. Aplicación de relevadores de protección	3
1.5. Características de la protección	4
1.6. Instrumentos de medición	4
2. PROTECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA PLANTA	
2.1. Protección de generadores	5
2.1.1. Protección diferencial de generador (87G)	5
2.1.2. Protección contra fallas a tierra en el generador (64G)	9
2.1.3. Protección contra fallas internas en la excitación	11
2.1.4. Protección de respaldo de tierra (51NT)	12
2.1.5. Protección de respaldo de fase 51V o 21	14
2.1.5.1. Relevador sobre corriente bajo voltaje(51v)	15
2.1.5.2. Relevador sobre corriente con restricción de voltaje (51)	15
2.1.6. Protección de sobre corriente secuencia negativa(46)	17
2.1.7. Protección de potencia inversa (32G)	21
2.1.8. Protección de baja frecuencia (86G)	23
2.1.9. Disparo después de un rechazo de carga	25

3.	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	
3.1.	Principio del funcionamiento de la protección diferencial	27
3.2.	Características de los relevadores de protección diferencial	35
3.2.1	Transformadores de corriente (CT)	37
3.3.	Relevador Buchholz	46
4.	SISTEMA DE TIERRA Y RELEVADOR DE PROTECCIÓN	
4.1.	Reactancia a tierra	49
4.2.	Sensibilidad de reles a tierra	59
5.	SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES UTILIZADOS	
5.1.	Prueba y mantenimiento en relevadores de protección	72
5.2.	Coordinación de protecciones	84
5.2.1.	Coordinación por mapeo	92
5.3.	Automatización de subestación 69,000 volt	94
	CONCLUSIONES	109
	RECOMENDACIONES	111
	BIBLIOGRAFÍA	112

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Protección diferencial	6
2	Curva relevador y característica generador	18
3	Sobre voltaje en una reactancia	50
4	Sobre voltaje debido al arco eléctrico	52
5	Sistema de protección por relevador digital	57
6	Función 87G con K1=1% y Pickup = 0.3 amperes	59
7	Función 87G con K1=2% y Pickup = 0.3 amperes	60
8	Función tiempo corriente 51V para 0-30% restricción	64
9	Función tiempo corriente 51V para 0-50% restricción	65
10	Función tiempo corriente 51V para 0-75% restricción	66
11	Función tiempo corriente 51V para 0-100% restricción	67
12	Función tiempo corriente 51GN	69
13	Función tiempo corriente 46T	71
14	Circuito de pruebas de restricción porcentual	81
15	Coordinación de protecciones	85
16	Curvas de tiempo-corriente para falla máxima y mínima	87
17	Coordinación del intervalo de tiempo	88
18	Coordinación de protecciones por mapeo	93
19	Registros de las variables eléctricas en tiempo real	95
20	Red de comunicación de datos a través de <i>modbus</i>	97
21	Conexión a través de puerto RS 232	98
22	Circuito del relevador digital de restricción de voltaje 51V	100
23	Circuito del relevador digital de protección tierra del estator	101

24 Circuito del relevador digital de protección de frecuencia	102
25 Curva de frecuencia vrs sensibilidad del relevador	105
26 Circuito de conexión de la protección diferencial	107

TABLAS

I Relación de <i>CT</i> más comunes	30
II Relaciones más comunes en transformadores de potencia	31
III Corrientes en transformadores de potencia	31
IV Corriente de cresta en valores p.u de plena carga	34
V Conexiones del cambiador de derivaciones alta tensión	38
VI Conexiones del cambiador de derivaciones de baja tensión	38
VII <i>Taps.</i> del relevador tipo C.A	40
VIII Restricción porcentual de prueba	80
IX Combinaciones posibles del circuito de prueba	81

LISTA DE SÍMBOLOS

p.u	Valor por unidad
86G	Rele auxiliar de protección del generador
64G	Protección contra fallas a tierra del estator del generador
51NT	Protección de respaldo de tierra del transformador.
52A	Interruptor de auxiliares
52G	Interruptor del generador
41	Interruptor de campo
51V	Protección de respaldo de fase de sobre corriente con retención de voltaje
46	Protección de secuencia negativa
32G	Protección de potencia inversa
81G	Protección de baja frecuencia
81 U	Protección de sobre frecuencia
I_p	Corriente en el primario del transformador
I_s	Corriente en el secundario del transformador
$I_{m\acute{a}x}$	Corriente máxima
$V_{m\acute{a}x}$	Voltaje máximo
$Z_{m\acute{a}x}$	Impedancia máxima
<i>RTC</i>	Relación de transformador de corriente

GLOSARIO

Automatización	Operación automática de control a distancia desde los centros de distribución, controlados por computadora con lógica controlada.
Amplificador operacional	Circuito amplificador de tensión controlado por tensión que ofrece una ganancia de tensión infinita, impedancia de entrada infinita y una impedancia de salida nula.
Corriente magnetizante	(<i>Inrush</i>) es la corriente que fluye en el transformador provocando un flujo magnético.
Corriente secuencia (-)	Esta se origina por el flujo asociado con la secuencia negativa, el flujo asociado gira en dirección contraria al giro del rotor, que ocasiona un flujo apreciable de corriente en las partes estructurales del rotor que no están diseñadas para dichas corrientes y se produce un calentamiento excesivo.

Capacidad interruptiva	Capacidad del interruptor seleccionado sobre la base de corriente simétrica a interrumpirse, es capaz de interrumpir la corriente simétrica existente y de resistir la corriente momentánea, en ciclos desde que inicia el fallo hasta que se extingue el arco.
Fallo asimétrico	Este se presenta como fallo de línea-tierra, línea a línea o doble línea a tierra, dando lugar a que circulen por el sistema corrientes desequilibradas.
Fallo línea-tierra	En generador conectado en estrella, sus componentes simétricas $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$, $I_{a1} = (E_a / (Z_1 + Z_2 + Z_0))$.
Fallo línea a línea	En un generador conectado en estrella sus componentes simétricas $V_{a1} = V_{a2}$ $I_{a0} = 0, I_{a2} = -I_{a1}, V_{a0} = 0, I_{a1} = (E_a / (Z_1 + Z_2))$
Fallo doble línea-tierra	En un generador las ecuaciones especiales para un fallo de este tipo son $V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$, $I_{a1} = (E_a / (Z_1 + (Z_2 + Z_0)/(Z_2 + Z_0)))$

Falla trifásica simétrica

En un generador las ecuaciones especiales para un fallo de este tipo son:

$$I = E_g / X_d ; I' = E_g / X'_d ; I'' = E_g / X''_d$$

I = corriente permanente, valor eficaz.

I' = corriente transitoria, valor eficaz.

I'' = corriente subtransitoria valor eficaz.

X_d = reactancia sincronía directa.

X'_d = reactancia transitoria directa.

X''_d = reactancia subtransitoria directa.

E_g = valor eficaz de la tensión entre línea y neutro en vacío.

Interruptor de circuito

Es un dispositivo mecánico de interrupción adecuado para operación frecuente, soporta cerrar la conducción, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito dentro del intervalo de temperatura especificado para evitar daños a contactos, terminales, eslabonamientos, aislantes.

Microprocesador

Dispositivo lógico que consiste en uno o más dispositivos que realizan la función de unidad central de proceso *CPU* o unidad de microprocesador *MPU*.

Reactancia sincrónica	X_d y X_q son aplicables cuando el rotor se mueve en sincronía con la fuerza magnetomotriz, producida por la corriente de armadura en estado estable.
Reactancia transitoria	X'_d esta es aplicable cuando la fuerza magnetomotriz de armadura está cambiando con respecto al tiempo, como ocurre durante transitorios electromecánicos o alteraciones.
Reactancia subtransitoria	X''_d y X''_q son las que se presentan cuando ocurren conmutaciones y cortocircuitos en terminales.
Reactancia secuencia (+)	Esta se aplica cuando la fuerza magnetomotriz de armadura y el rotor están girando en sincronía o muy cerca de esta.
Reactancia secuencia (-)	Esta se aplica con una fuerza magnetomotriz de armadura girando hacia atrás o velocidad sincronía mientras el rotor gira hacia adelante a velocidad sincronía.
Reactancia secuencia (0)	Esta aplica a situaciones en las cuales las tres fases de armadura tiene corrientes idénticas tanto en magnitud como en fase, como ocurriría durante una falla a tierra.

Relevador de protección	Dispositivo que se utiliza para detectar y aislar fallas en el menor tiempo posible estos pueden funcionar con principio electromecánico o de estado sólido.
Semiconductor	Es un elemento generalmente de valencia química de 4+ entendiéndose por valencia como los electrones que comparten o pierden de un átomo al formar compuestos
Sistema de protección	Conjunto de dispositivos que detecta y aísla fallas y otros fenómenos perjudiciales en el menor tiempo posible, de acuerdo con la economía y seguridad.
Valor por unidad	Es la razón del valor de una magnitud al valor base expresado como un decimal.

RESUMEN

En sistemas de monitoreo y automatismo en tiempo real, resulta interesante integrar las protecciones de generadores y transformadores de la Subestación del ingenio Santa Ana, mediciones de potencia y energía, tendencia de estas variables en tiempo real, comportamiento de operación del equipo a proteger, condiciones en que se encuentra operando y en caso de actuar alguna protección se active una condición lógica de alarma dentro del sistema Scada que indique al operador visualmente en qué sitio ha ocurrido la falla. Con esto se tiene una mejor concepción de la coordinación de protecciones dentro de la planta.

Este sistema de automatización es una herramienta útil para programas de mantenimiento de los relevadores de protección de estado sólido así como del equipo de medición que interviene en el proceso, es muy sencillo de utilizar debido a que se integró equipos con diferentes protocolos de comunicación, logrando integrar información por medio del sistema Scada en diferentes sitios de la planta eléctrica de cogeneración.

OBJETIVOS

General

Eficientar y mejorar la calidad de energía generada por la planta de Generación Eléctrica, por medio de sistemas de medición eléctrica y de control automatizados, como los relevadores de protección de estado sólido de los diferentes equipos que suministran energía eléctrica

Específicos

1. Bajar costos de mantenimiento mediante la migración de relevadores electromecánicos a relevadores de protección de estado sólido para ser más eficiente.
2. Bajar costos de implementación de comunicación a través del sistema por contar con equipos con diferentes protocolos de comunicación.
3. Almacenar datos concernientes a tiempos de accionamiento de dichos relevadores en caso de fallas.
4. Diagnosticar fallas en base a tendencias gráficas de las variables del proceso de protección eléctrica.

INTRODUCCIÓN

En el año de 1995 la planta de cogeneración de Santa Ana comenzó su operación siendo una de las pioneras en el campo de la venta de energía producida con la quema de combustibles como lo son *búnker* y bagazo de caña. La energía del vapor procedente de una caldera que quema la combinación de estos dos combustibles mueve un turbo generador *condensing* con capacidad de generar 25 Mwh, adicionalmente a este turbogenerador existen otros cinco turbogeneradores los cuales reciben energía del vapor de tres calderas que queman únicamente bagazo de caña y la convierten en energía eléctrica con capacidad de generar 26Mwh, haciendo un total de 51 Mwh de capacidad instalada de generación de energía eléctrica.

La venta de energía se hace a través de una línea de transmisión en la salida de la subestación denominada L1 en voltaje de 69 Kv. la cual se conecta a la subestación Mauricio ubicada en Escuintla. Se tiene una segunda línea de transmisión denominada L2 que es un respaldo de L1 conectada en voltaje de 69 Kv., la cual se conecta a la subestación de Ingenio Pantaleón. La subestación cuenta con dos transformadores de potencia uno de ellos tiene capacidad de 16MVA, conectado el lado de alto voltaje en 69 Kv. Y el lado de bajo voltaje conectado en 13,8 Kv. este transformador suministra energía eléctrica a la fábrica de azúcar del ingenio. El segundo transformador de Potencia tiene una capacidad de 36 MVA conectado su lado de alto voltaje en 69Kv y el lado de bajo voltaje conectado en 12 Kv. que está en la barra de salida del generador de 25 Mw.

Debido a lo anterior, surge la necesidad de tener los medios necesarios para poder monitorear todos los acontecimientos que sucedan en la planta Eléctrica y contar con todas las herramientas necesarias para tomar acción inmediata en caso de cualquier emergencia o siniestro, para ello se cuenta con un sistema que automáticamente hace acopio de la información del estado de las variables eléctricas de la planta. Fijándose como objetivos:

- 1) Mejorar y cuantificar la eficiencia de la planta eléctrica , reducir tiempo perdido causado por fallas internas o externas.

- 2) Mejorar la calidad de energía vendida a la Empresa Eléctrica regulada por el administrador del Mercado Mayorista, reducción de costos por mantenimiento.

- 3) Precisar a qué equipo le corresponde mantenimiento por el tiempo de horas que esté en servicio, para obtener una operación confiable y estable de la planta eléctrica.

1. CONCEPTOS GENERALES DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN

1.1 Sistemas de protección con relevadores

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia de la planta, teniendo en cuenta las características de las fallas para detectarlas y aislarlas, minimizando los daños.

Los relevadores de estado sólido pueden ser clasificados en dos grupos, de acuerdo a sus componentes:

1. Semiconductores: diodos, transistores, *scr*, varistores.
2. Microprocesador: amplificadores operacionales, sumadores, integradores, desfasadores, filtros, circuitos lógicos. Estos relevadores prescinden de los componentes discretos.

Para realizar la acción de protección los microprocesadores trabajan basándose en cantidades numéricas que están determinadas por los parámetros de entrada y resuelven las ecuaciones que representan la acción de uno o varios relevadores simultáneamente. Entre las funciones de protección que integra el equipo de relevación todas son configurables vía *software*.

1.2 Sistemas de protección de estado sólido

El sistema puede responder a cualquier anomalía que pueda ocurrir dentro del sistema de la planta.

Normalmente no debe operar, salvo alguna falla, lo cual es un compromiso entre el diseño y la aplicación que se persigue. Entre los puntos importantes que se consideran son los siguientes:

1. Aspecto económico, operación, mantenimiento y relevador de estado sólido tiene ventaja en este sentido está libre de mantenimiento.
2. Mediciones disponibles de falla, ubicación de transformadores de potencial y corriente.
3. Prácticas de operación de conformidad para hacer más eficiente el sistema.
4. Experiencia previa como historiales por ejemplo para anticiparse a los diferentes tipos de problemas que pueden presentarse dentro del sistema.

1.3 Criterios de diseño

La aplicación lógica de las protecciones de estado sólido sobre el sistema de potencia sigue la filosofía de hacerlo por zonas, tomando en cuenta cinco pasos a seguir:

1. Confiabilidad: habilidad del sistema de operar correctamente cuando se le necesite.

2. Velocidad en eliminar la falla sin dañar el equipo.
3. Selectividad: aislar el punto de falla cuando ocurra dentro o fuera del sistema.
4. Economía: máxima protección al mas bajo costo con máxima confiabilidad.
5. Simplicidad: concentrar los dispositivos en uno solo, pocos elementos electrónicos.

1.4 Aplicación de relevadores de protección

Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico, es necesario tomar acciones correctivas en forma inmediata para identificar y desconectar la parte con falla del sistema y así evitar una desestabilización del mismo; los tiempos de respuesta pueden variar dependiendo de lo siguiente:

- Gravedad de contingencia.
- Condiciones del sistema.
- Nivel de voltaje de operación.

1.5 Características de la protección

Por la importancia del equipo a proteger, y al tener en cuenta su costo, tamaño y función, no es posible confiar las acciones de protección a un procedimiento manual, por lo que necesariamente deberán ser realizadas por los equipos especialmente diseñados y programados para este propósito y sobre la base de un sistema de control automatizado que supervisa y monitorea permanentemente las condiciones del sistema eléctrico de potencia de la planta. Las acciones que deben tomar los relevadores digitales de protección así como sus parámetros de operación deberán ser programados sabiendo el funcionamiento de estos equipos y el conocimiento del comportamiento del sistema eléctrico de potencia.

1.6 Instrumentos de medición

Escalas lineales y no lineales: esto depende de la construcción y del principio de medición de dichos instrumentos. Cuando son de estado sólido esta dificultad desaparece pues tales instrumentos dan linealidad en toda su escala.

2. PROTECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA PLANTA

2.1 Protección de generadores

Debido a las características de los generadores, éstos deben tener esquemas de protección diferentes a los que normalmente se emplean para otros equipos del sistema eléctrico. Las fallas en un generador son invariablemente de carácter permanente y las reparaciones del mismo requieren mayor tiempo e involucran gastos adicionales. Así mismo los márgenes de operación en condiciones de sobrecarga en un generador son menores que en otros equipos eléctricos por lo que requieren de una protección adicional o respaldo para evitar operación en condiciones anormales debido a factores externos. Es importante recordar que los generadores representan un elemento importante en un sistema eléctrico, los ajustes en su protección y respaldo deben seleccionarse con gran cuidado para reducir los disparos incorrectos.

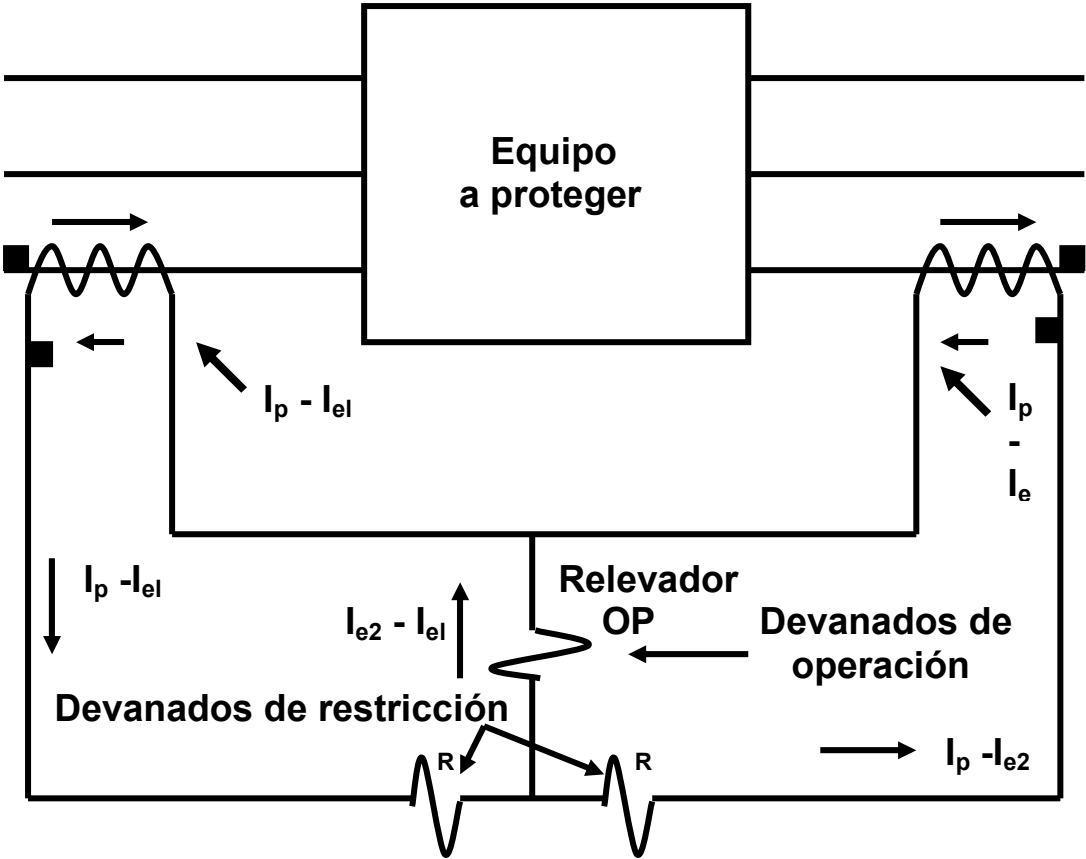
A continuación se describen los esquemas de protección utilizados habitualmente para el resguardo del generador.

2.1.1 Protección diferencial de generador (87G)

Protege contra corto circuito entre fases dentro del embobinado del generador. Cuando el generador se halla con neutro aterrizado por medio de un reactor a baja reactancia, esta protección también detecta cortos circuitos interiores de fase a tierra.

Su operación se basa en la comparación de la corriente que sale de un embobinado con la corriente que entra por el otro extremo del mismo embobinado, si no existe diferencia entre estas corrientes, el embobinado está bien, pero sí las corrientes difieren en el embobinado se presenta una falla. El diagrama de conexión de una protección diferencial de generador se muestra en la figura 1. Observamos que para la mejor explicación del esquema se usará la representación monofásica de la conexión.

Figura 1. Protección Diferencial



Fuente: W. A. Elmore. *Applied Protective Relaying*. Pág. 6-2.

En condiciones normales o cuando se presenta una falla interna del generador, las corrientes que recibe la protección tienen el sentido mostrado en la anterior figura, la bobina del relevador de protección recibe corriente únicamente cuando hay una falla dentro del generador, es decir el relevador puede detectar únicamente fallas que queden entre los dos juegos de transformadores de corriente.

Para evitar situaciones como la anteriormente descrita, se podría usar relevadores de sobre corriente conectados diferencialmente para proteger el generador, pues sólo se requiere que circule corriente por la bobina de operación cuando existen condiciones de falla. El inconveniente de usar estos relevadores es que tienden a operar con cualquier corriente de desbalance que se presentará accionando por diferencia de precisión o saturación de los transformadores de corriente y no precisamente por fallas dentro del generador.

Esto obligaría a usar ajustes de arranque relativamente altos para evitar disparos indebidos por fallas externas, lo que nos produciría la pérdida de sensibilidad requerida en el esquema básico. Este inconveniente se elimina usando la pendiente de los relevadores diferenciales, que se define como la relación entre la corriente diferencial y la menor de las corrientes en las bobinas de retención.

$$S = (I_e - I_s) / I_s \text{ [Mismatch]}$$

Sí $I_s > I_e$.

En protección diferencial de generadores es común usar relevadores diferenciales de pendiente variable cuya ventaja es obtener mayor inmunidad contra errores de transformadores de corriente a corrientes altas, pero conservando sensibilidad a corrientes bajas.

Los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de operación por la posición de los transformadores de corriente, no requieren de tiempo de coordinación con otros relevadores. Por lo tanto, los relevadores diferenciales son siempre de alta velocidad y confiabilidad.

Algunos fabricantes producen todavía relevadores diferenciales de disco de inducción, los cuales no son de alta velocidad.

Debe evitarse el uso de estos relevadores y emplear relevadores de estado sólido.

Los relevadores diferenciales de generador no tienen ajustes. En la conexión de disparo de los relevadores, los contactos de las tres fases se conectan en paralelo para disparar un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual (86G). Este relevador auxiliar a su vez tiene contactos que se emplean para otros usos como por ejemplo:

1. Disparo interruptor generador.
2. Disparo interruptor de campo.
3. Disparo válvula de paro.
4. Disparo interruptor de auxiliares.

5. Disparo válvulas de corte de combustible en calderas, etc.

Este relevador es de reposición manual para impedir una reenergización inmediata; se repondrá después de revisar la unidad.

La protección diferencial del generador es la protección que menos problemas presenta siempre que se tome en cuenta lo siguiente:

1. Empleo de transformadores de corriente idénticos en los extremos del generador (no usar transformadores de corriente auxiliares)
2. Empleo exclusivo de los transformadores de corriente para la protección diferencial
3. Localizar los transformadores de corriente de manera que protejan únicamente al generador
4. Revisión cuidadosa de polaridad y faseo de transformadores de corriente

2.1.2 Protección contra fallas a tierra en el generador (64G)

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 impedancia alta.

Detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del embobinado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación, barras, embobinado del transformador de unidad y embobinado del transformador de auxiliares.

La protección contra fallas a tierra en el estator del generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero, excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable pero es fácilmente eliminada por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del generador será más alto cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje, pero ese es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. Se emplea un transformador de distribución en lugar de uno de potencial debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito.

El transformador de distribución debe tener los siguientes datos:

1. Voltaje primario debe ser igual al voltaje entre fases del generador
2. El voltaje secundario será de 240vac
3. Deberá resistir la corriente máxima de falla durante 10 minutos sin exceder el calentamiento momentáneo máximo. Esta protección se usa para sacar de operación el generador.

En caso de que esta protección se use únicamente para dar alarma, la capacidad continua del transformador debe ser igual o superior a la corriente máxima de falla. Existen dos alternativas de conexión para esta protección:

1. Resistencia primaria, con el relevador de voltaje conectado a una derivación en la parte de bajo voltaje

2. Tres transformadores de corriente en conexión estrella-delta rota a la salida del generador

El relevador de sobrevoltaje empleado para la protección contra fallas a tierra en el estator debe tener dos características:

1. Filtro de tercera armónica, que consiste en un capacitor en serie con la bobina del relevador, este reduce su sensibilidad a la tercera armónica
2. Rango bajo normalmente de 5 a 20 volts para energizarse

La protección contra fallas a tierra en el estator puede ser usada para disparar o bien únicamente para dar alarma, en cuyo caso corresponde al operador parar la unidad en su oportunidad.

La práctica normal es usar esta protección para disparar y parar la unidad por medio de un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual.

En generadores termoeléctricos se dispara habitualmente el relevador 86G con ésta protección.

2.1.3 Protección contra fallas internas en la excitación

Para un sistema de excitación sin escobillas, las fallas detectadas pueden ser las siguientes:

1. Rectificador rotatorio dañado
2. Falla de alimentación del circuito de voltaje

3. Falla de alimentación del transformador de excitación

4. Alta temperatura en el transformador de excitación

Su operación varía según la falla; y para una misma los fabricantes pueden usar equipos cuya operación se basa en parámetros diferentes. Los ajustes normalmente son dados por el técnico de la fábrica.

Las conexiones de control son:

1. Para fallas que no requieren parar la unidad para su reparación deberán abrir únicamente el interruptor del generador, el interruptor de campo y el interruptor de auxiliares.

2.1.4 Protección de respaldo de tierra (51NT)

Es una protección para el transformador de potencia y sirve para librar fallas a tierra en el sistema de alta tensión en caso de que no se haya disparado a tiempo un interruptor más próximo a la falla.

Indirectamente es una protección para el transformador, pues cualquier falla a tierra sostenida en el lado de alta tensión se reflejará en el generador como falla entre fases y causará calentamiento en el rotor por corriente de secuencia negativa.

Su operación se basa en utilizar la contribución de corriente de falla que circula de tierra a neutro del embobinado de alta tensión del transformador de potencia de la unidad.

La protección es proporcionada por un relevador de sobre corriente conectado al secundario de un transformador de corriente intercalado en la conexión de neutro a tierra del transformador elevador.

La curva de tiempo del relevador se selecciona en función de la protección contra fallas a tierra que tienen las líneas de alta tensión conectadas a la misma barra de la unidad, tomando en cuenta lo siguiente:

1. Relevadores con curva de tiempo definido o moderadamente inversa en caso de que las líneas tengan protección de distancia de tierra
2. Relevadores con curva de tiempo inverso o muy inverso si la protección de tierra de las líneas es de sobre corriente o direccional de sobre corriente. La curva del relevador de respaldo debe siempre ser más inversa que la del relevador de primera línea

Los ajustes en este tipo de relevador son: Selección de relación del transformador de corriente. En el caso de transformadores trifásicos, la relación del transformador de corriente deberá ser igual o ligeramente mayor que la de los transformadores de corriente de la línea.

Por tratarse de una protección de respaldo que opera únicamente para fallas externas a la unidad, el relevador 51 NT debe abrir solamente el interruptor de unidad (52G).

La unidad generadora debe quedar rodando, excitada y con su servicio propio operando, preparada para conectarse a la barra, tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

Si se tiene un ajuste demasiado sensible la protección de respaldo debe ajustarse siempre con sensibilidad menor y tiempo mayor de la protección a la que respalda.

Generalmente, conviene sacrificar parte de la sensibilidad del respaldo para resolver este problema.

2.1.5 Protección de respaldo de fase 51V o 21

Principalmente detecta las fallas, entre fases y trifásicas, exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por interruptores más próximos. Adicionalmente la protección de respaldo de fases puede detectar fallas dentro de la unidad sirviendo de respaldo a las protecciones diferenciales del generador y del transformador.

Es posible que la protección de respaldo de fases vea algunas fallas a tierra en el sistema de alta tensión, en vista de que a través del transformador relevador se reflejan como fallas entre fases.

Existen tres tipos de relevadores que se utilizan para esta protección, los cuales se diferencian por su principio de operación.

Se recomienda utilizar relevadores que basan su operación en sobre corriente para respaldar líneas protegidas con relevadores de sobre corriente direccionales y usar relevadores de distancia para dar respaldo a líneas equipadas con protección de distancia.

2.1.5.1 Relevador de sobre corriente con control por bajo voltaje (51V)

Estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobre corriente habitual. Contienen un elemento detector de voltaje de operación instantánea. Este detector permite la operación del elemento de sobre corriente únicamente cuando el voltaje es apreciablemente más bajo que el normal. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

No pueden emplearse relevadores de sobre corriente comunes en vista de que la protección de respaldo tiene un ajuste de tiempo relativamente largo y en ese tiempo la reactancia del generador llega ser reactancia sincrónica. Esta reactancia generalmente tiene un valor mayor que 100% o sea que produce una corriente de corto circuito menor que la corriente nominal si no se toma en cuenta la acción del regulador de voltaje, la cual es difícil de evaluar numéricamente.

El relevador de sobre corriente con control por bajo voltaje permite usar un ajuste de arranque del elemento de sobre corriente nominal, asegurándose que operará siempre en caso de falla pero no disparará bajo condiciones de carga, mientras el voltaje sea normal.

2.1.5.2 Relevador de sobre corriente con retención de voltaje (51V)

Estos relevadores son híbridos entre el elemento de sobre corriente y de distancia, su característica de sobre corriente es afectada por la magnitud del voltaje.

La conexión para los relevadores de sobre corriente con control por bajo voltaje es la misma que para los relevadores de sobre corriente con retención por voltaje, conexión con 30 grados de defasaje entre corriente y voltaje.

Fallas monofásicas a tierra en alta tensión: debido a la conexión delta-estrella del transformador de potencia de los generadores conectados en esquema unitario, una falla monofásica a tierra en alta tensión aparece como falla entre fases en baja tensión.

Para evitar que la protección de respaldo de fase opere indebidamente para estas fallas, deben calcularse corrientes y voltajes en el generador, para una falla monofásica a tierra en la barra de alta tensión y determinar cómo opera la protección.

A veces es necesario calcular si la protección de fase puede detectar fallas monofásicas a tierra en barras vecinas en alta tensión.

La protección de respaldo de fase debe ajustarse para que sea menos sensible y más lenta que la protección de respaldo de tierra (51N) para todas las fallas monofásicas a tierra en alta tensión.

Disparo equivocado de relevadores de sobre corriente con retención por voltaje (51V): en la práctica estos relevadores son muy difíciles de ajustar, para obtener protección contra sobrecarga generalmente debe sacrificarse el ajuste de tap para lograr el tiempo deseado de protección contra corto circuito. No se recomienda el empleo de relevadores de sobre corriente con retención por voltaje para protección de respaldo de fase.

2.1.6 Protección de sobre corriente de secuencia negativa (46)

La protección de sobre corriente de secuencia negativa protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

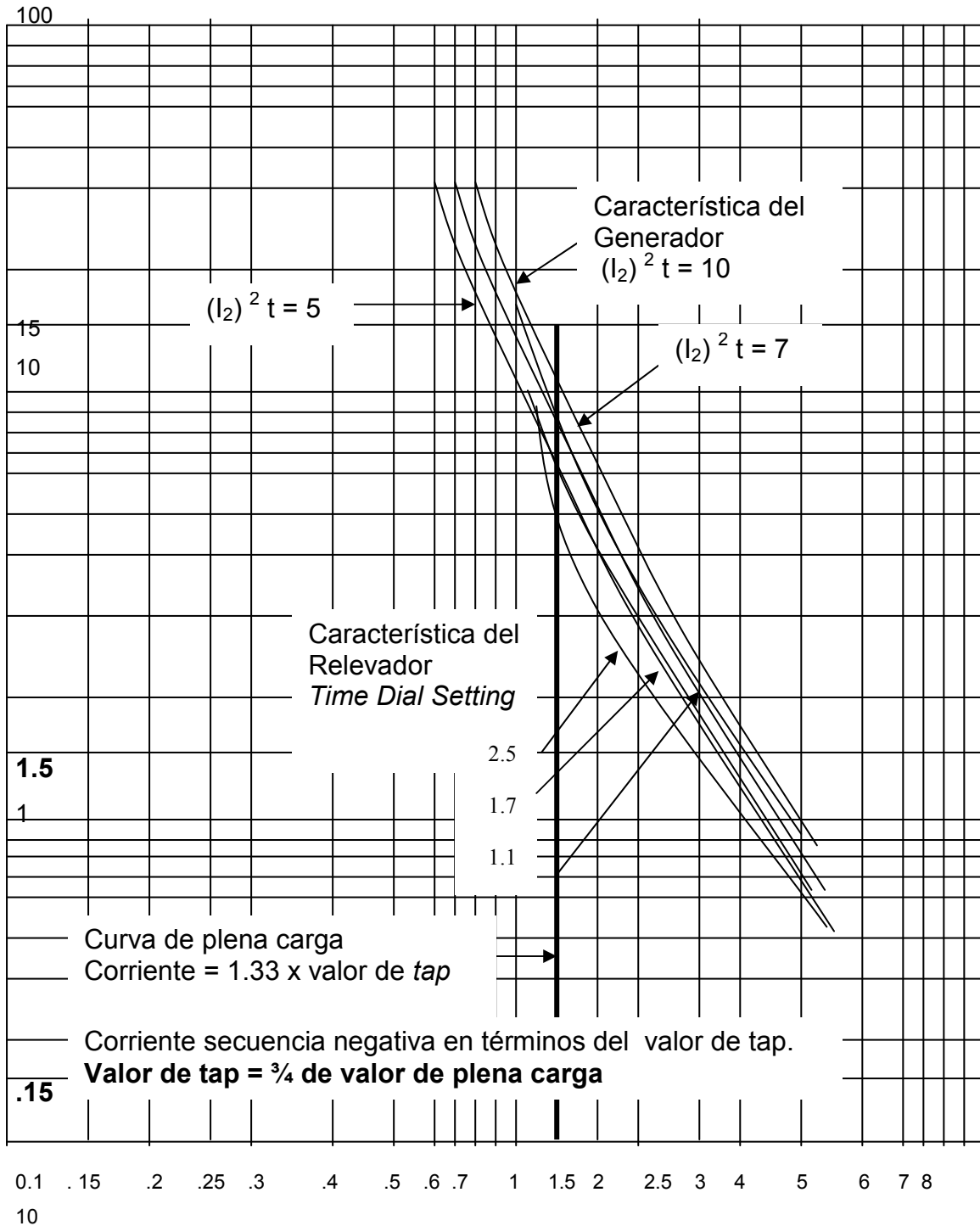
Estas corrientes asimétricas se deben a:

1. Fallas asimétricas en alta tensión
2. Una fase abierta en algún circuito conectado al generador
3. Cargas desbalanceadas o monofásicas

Los relevadores de sobre corriente de secuencia negativa que se emplean contienen un filtro de secuencia que a partir de las corrientes de las tres fases obtienen un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa.

Este voltaje es aplicado a un elemento de disco de inducción o bien de estado sólido, cuya característica de operación se asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del generador.

Figura 2. Comparación del relevador y características del generador



Fuente: W. A. Elmore. Applied Protective Relaying. Pag. 6-5.

Características del relevador: la relación tiempo / corriente de secuencia negativa del relevador de sobre corriente de secuencia negativa, es extremadamente inversa. La curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa se puede expresar con la ecuación:

$$(I_2)^2 \times t = K$$

Donde la constante K depende del diseño del generador:

Máquinas de polos salientes: $K = 40$

Máquinas convencionales de polos lisos $K = 30$

Máquinas de polos lisos con enfriamiento a través de conductores huecos:

$$K = 10$$

I_2 está representada por unidad sobre la capacidad nominal del generador.

Ajustes:

a) *Tap*: se ajusta al valor próximo a la corriente nominal del generador

b) Tiempo: el ajuste del tiempo de operación se calcula a partir de dos condiciones:

1. Trazar una curva característica

$$(I_2)^2 \times t = K \text{ del generador}$$

Dentro de la curva tiempo – corriente de secuencia negativa del relevador, escoger un valor tal que la característica del relevador quede siempre abajo de la curva del generador.

2. Calcular la corriente de secuencia negativa en el generador para una falla entre fases en la barra a la cual conecta el interruptor del generador.

Para esa falla seleccionar:

$$t = 0.1 \text{ seg.} + \Delta t$$

donde: Δt : margen de coordinación (0.3 - 0.5)sg.

Conexiones de control: el contacto de disparo del relevador de sobre corriente de secuencia negativa debe conectarse para abrir únicamente al interruptor de unidad (52G), pues se trata de una protección que opera en función de causas externas al generador.

La unidad debe quedar rodando y excitada, disponible para ser sincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo.

Problemas de aplicación: los relevadores de sobre corriente de secuencia negativa no presentan problemas de aplicación cuando están bien ajustados.

2.1.7 Protección de potencia inversa (32G)

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de un retardo de tiempo. El generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia y empieza a absorber la potencia necesaria para mantener al generador en sincronismo, venciendo las pérdidas de potencia del motor.

Esta pérdida de potencia del motor se puede presentar debido a las siguientes causas:

1. Falla en la turbina
2. Falla de la caldera en caso de turbinas de vapor
3. Problema de operación en el sistema eléctrico

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a consecuencia de falla mecánica de la turbina.

En caso de que la motorización del generador se deba a falla en la turbina, o falla en caldera, la protección de potencia inversa sirve de protección de respaldo a las protecciones que deben haber disparado al generador.

Base de operación: el relevador de potencia inversa empleado en generadores movidos por turbinas de vapor es de conexión trifásica de alta sensibilidad y equipado con un elemento auxiliar de tiempo inverso.

La diferencia se debe a que las turbinas de vapor tienen pérdidas mecánicas muy bajas, del 1% de su potencia nominal. Para los demás tipos de motores la potencia para motorizar es mayor de 10% de su potencia nominal.

Los relevadores monofásicos pueden tener conexión de 0° , 30° ó 60° según el fabricante y modelo del relevador empleado.

El tiempo para turbinas de vapor se recomienda del orden de 5 sg. La protección de potencia inversa debe disparar un relevador auxiliar de reposición manual, el cual a su vez dispara:

- a) Interruptor de generador (52G)
- b) Interruptor de auxiliares (52A)
- c) Interruptor de campo (41)
- d) Válvula de paro de turbina (65SD)
- e) Válvula de corte de combustible a la caldera
- f) Alarma falla de turbina

Se recomienda emplear un relevador auxiliar por separado para esta protección y todas las demás que operan a consecuencia de fallas en la turbina. Este relevador se designa como 32G.

El empleo del relevador auxiliar 86M tiene las siguientes ventajas:

1. Indicación más precisa de la causa del disparo
2. Permite emplear el disparo después de descarga en el caso de fallas mecánicas

Aplicación :

1. Conexiones: deben revisarse muy cuidadosamente la polaridad y la secuencia de fases.
2. Tiempo: ocasionalmente se observaron disparos equivocados durante oscilaciones del sistema, en esos casos conviene aumentar el ajuste de tiempo en lugar de reducir la sensibilidad.

2.1.8 Protección de baja frecuencia (81G)

La protección de baja frecuencia se emplea en turbogeneradores de gran capacidad en vista de que por el tamaño de los alabes en las partes de baja presión de la turbina presentan problemas de vibración a baja velocidad. Los alabes son de diseño muy crítico, se calculan de manera que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan ni tengan armónicas que coincidan con la frecuencia de vibración de la velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidades ligeramente distintas a la nominal pueden haber frecuencias naturales de vibración o armónicas, debiendo evitarse que la turbina opere bajo carga en esas condiciones.

La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecarga del sistema, puede también presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico. En todo caso, el fenómeno, del daño a los alabes por vibración, es acumulativo.

La fatiga total se compone de la suma de los tiempos operados fuera de los límites admisibles de velocidad.

Operación: como criterio para medir la velocidad de la turbina se emplea la frecuencia, además indica que el generador está excitado.

Características del relevador: aún no existe un relevador especial para esta aplicación cuya característica se adapte totalmente a la curva de frecuencias límite de la operación de la turbina.

El relevador de baja frecuencia de tiempo inverso no se adapta para esta aplicación, debe ajustarse aproximadamente a 58.5 Hz. deja las frecuencias mayores sin proteger y a frecuencias bajas es demasiado lento, cruzando la curva de la turbina en dos puntos.

El ajuste de los pasos de frecuencia y tiempo se hace considerando la curva de la turbina como indicación del 100% de la pérdida de vida. Luego sobre la misma gráfica se trazan los puntos que corresponde al porcentaje de pérdida de vida que se desea usar, como margen de seguridad, generalmente, se tiene 10 ó 20%.

A continuación se agregan las características de las frecuencias seleccionadas para el número de pasos previstos y se determinan los tiempos respectivos para obtener un valor mayor al deseado. Generalmente el paso de 57Hz da disparo instantáneo, sin demora.

Conexiones de control:

1. Disparo: los contactos de los relevadores auxiliares de tiempo correspondientes a los pasos de frecuencia de 58.5 Hz hacia abajo se conectan para disparar exclusivamente al interruptor de la unidad (52G). La unidad quedará girando y excitada, dando servicio a sus auxiliares, disponible para ser resincronizada tan pronto como las condiciones del sistema lo permitan.

2. Alarma: el elemento ajustado a 59 Hz generalmente se conecta para dar alarma únicamente. El ajuste de tiempo que tiene es relativamente largo y la turbina resiste operar entre 58.5 y 59 Hz bastante tiempo, de manera que se da la opción a disparar por parte del operador.

2.1.9 Disparo después de un rechazo de carga

El disparo después de un rechazo de carga consiste en diseñar los circuitos de control del generador de manera que para disparos de la turbina debido a fallas mecánicas se mantienen cerrados los interruptores del generador y de campo hasta que el generador está descargado, desconectándose entonces del sistema.

El objeto del disparo después de descarga, es evitar el desboque de la unidad debido a la energía (cinética y/o termodinámica) acumulada en la turbina y sus tuberías, que la acción del gobernador no puede alcanzar por encontrarse más allá de sus válvulas de control y por sus limitaciones de velocidad.

Con este esquema se aprovecha la absorción de energía por el sistema eléctrico para impedir el desboque de la turbina, resultando en un rechazo de carga menos brusco.

El contacto de válvula de vapor cerrada en serie con un contacto 52G/aa indica falla mecánica, se le pone en serie el contacto de 37G para disparar a 86M. Luego 86M dispara directamente al interruptor de unidad (52G), interruptor de auxiliares (52A), interruptor de campo (41G), válvula de paro y válvulas de corte de combustible de la caldera.

3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

3.1 Principio del funcionamiento de la protección diferencial

El principio de funcionamiento de la protección diferencial se puede asumir que se basa en la primera ley de Kirchhoff que afirma; La suma de las corrientes que llegan a un nodo es igual a la suma de corrientes que salen del mismo, dicho de otra forma La corriente que entra a un elemento del sistema es igual a la que sale de el.

Problemas de aplicación de la protección diferencial: la teoría expuesta hasta aquí da una forma bastante sencilla y simple de ver las cosas, sin embargo no es posible llevarla a la práctica con esa misma facilidad, ya que intervienen varios factores que hasta este momento no se han tomado en consideración, como son los siguientes:

1. Diferencias en las características de los transformadores de corriente (*CT's*).
2. Dificultad para igualar las corrientes secundarias, ya que los transformadores de corriente se fabrican con relaciones fijas (sin probabilidad de ajustes finos).
3. Relación de transformación variable en un transformador con cambiador de *taps*.

4. Corriente magnetizante momentánea al energizar el transformador (*Inrush current*) la cual aparece solo en los CT's desde donde se energiza el transformador.

5. Desfasamientos en los fasores de corriente y voltaje provocados por los diferentes tipos de conexiones en transformadores trifásicos.

El problema de las características de los transformadores de corriente es uno de los elementos más importantes para la aplicación de un relevador de protección diferencial y de los relevadores en general son los transformadores de instrumentos, o transformadores de corriente en este caso refiriéndonos a las características de diseño que determinan sus curvas de saturación.

La relación máxima de los CTs es diez (en %), H representa alta impedancia del devanado secundario del CT. 400 es el voltaje máximo permitido en los bornes secundarios de CT, con el error de la relación máxima especificada del 10 %. La relación 200/5 supone una corriente de falla máxima cercana a $20 \times 20 = 400$ amperes primarios.

Con estos valores de $I_{\text{máx}} = 100$ amp.

$$V_{\text{máx}} = 400 \text{ volts.}$$

Se calcula la carga máxima que puede conectarse al CT:

$$Z_{\text{máx}} = \frac{V_{\text{máx}}}{I_{\text{máx}}} = \frac{400}{100} = 4 \Omega.$$

$$Z_{\text{máx}} = 4 \Omega.$$

Con el anterior se determina la impedancia máxima que puede tener para no afectar el error de relación de *CT*. del 10 % para cuando exista una falla máxima de 400 amp. primarios.

Estas características de los *CT*'s se resumen en las curvas de excitación secundaria del *CT* proporcionadas por el fabricante u obtenidas mediante pruebas.

La protección diferencial (87) accionara ante cualquier falla que ocurra dentro de la zona de protección que provoque una corriente diferencial que hará operar el 87, sin embargo cualquier falla que ocurra mas allá de los *CT*'s quedara fuera de la zona de protección, por lo tanto para este caso no operara la protección.

Para obtener una adecuada selección de los *CT*'s se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) Valores de corriente de corto circuito máximas y mínimas en el transformador de potencia para poder determinar las relaciones mínimas de *CT*'S
- b) Relación de transformación máxima y mínima del transformador de potencia de acuerdo a i) las posiciones de su cambiador de sus derivaciones, ii) características de los *CT*'s incluyendo curvas de saturación, iii) Impedancia equivalente del relevador de protección más impedancia de los conductores. De lo anterior se concluye que los transformadores de corriente en ambos lados del transformador no deben saturarse para corrientes de fallas externas ya que de lo contrario la protección operara incorrectamente.

Tabla I. Relación de CT más común

RELACIÓN		RELACIÓN	
5/5	1	600/5	120
10/5	2	800/5	160
25/5	5	900/5	180
50/5	10	1000/5	200
75/5	15	1200/5	240
100/5	20	1500/5	300
150/5	30	1600/5	320
200/5	40	2000/5	400
250/5	50	2400/5	480
300/5	60	3000/5	600
400/5	80	4000/5	800
500/5	100	5000/5	1000

Fuente: Comisión federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 30, tomo 1.

En cambio en los transformadores de potencia se usan frecuentemente relaciones de transformación como las siguientes:

Tabla II. Relación de transformadores de potencia más comunes

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN		RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	
34500/13800	2.5	115000/34500	3.33
69000/13800	5	69000/34500	2
110000/13800	7.95	230000/115000	2
115000/13800	8.33	400000/230000	1.74

Fuente: Comisión federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 30, tomo 1.

**Tabla III. Corrientes en transformadores de potencia trifásicos
Estrella-estrella**

CAP. APROX. EN MVA	REL. TRANSF. (RTC)	CORR. NOM. PRIM.	RTC APROX.	CORR. NOM. SEC.	RTC APROX.
5	115/13.8	25.1	25/5	209.2	250/5
6.25	115/13.8	31.38	50/5	261.5	300/5
7.5	115/13.8	37.65	50/5	313.8	400/5
9.375	115/13.8	47.07	50/5	392.2	400/5

Fuente: Comisión federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 31, tomo 1.

En la tabla III se muestran los amperes nominales de varios transformadores de diferentes capacidades, para ver objetivamente este problema se supone que las conexiones de los transformadores son en estrella.

Como se puede observar las corrientes nominales son de valores muy variados y no se ajustan a los *RTC* de la tabla I , para poder igualar las corrientes secundarias a 5 amperes nominales se necesita *CT's* de relaciones muy especiales como, 31.38/5 y/o 261.5/5, los cuales no es posible conseguirlos. Por lo tanto se adoptan los *CT's* de relaciones más próximas como los que se anotan en la tabla III, los cuales como se puede apreciar nos proporcionarían las corrientes secundarias deseadas para un equilibrio adecuado.

De lo anterior se puede apreciar el error producido por la relación de *CT's* para la igualación de las corrientes para la protección diferencial.

El fenómeno de la corriente magnetizante es exclusivo de los transformadores y se presenta únicamente en el instante de energizar el transformador y desaparece paulatinamente unos ciclos después.

Para el voltaje y flujo en el transformador en condiciones normales de operación, la onda de flujo magnético está atrasada con respecto al voltaje en 90 ° grados.

Al momento de la energización del transformador y la magnitud de esta corriente magnetizante (*Inrush Current*) dependen de los siguientes factores:

1. Valor instantáneo de la onda de voltaje impreso en el momento de la energización
2. Magnitud del magnetismo residual en el núcleo
3. Impedancia del devanado del transformador y la impedancia equivalente del sistema desde donde se energiza el transformador.

Las pérdidas causadas por las impedancias mencionadas causan que la máxima corriente de *Inrush* sea menor y también que estas se vayan reduciendo tendiendo hacia el valor de corriente normal de excitación y después de cierto tiempo la rapidez con que disminuyen los picos de corriente es mayor en los primeros ciclos posteriores. Esta rapidez va haciéndose menor, amortiguándose los picos lentamente hasta varios segundos, dependiendo de la resistencia de la trayectoria de la corriente.

Esta distorsión está directamente relacionada con la saturación del núcleo del transformador. En el circuito magnético del transformador la corriente de magnetización y el flujo podrían variar en proporción directa resultando una corriente de magnetización de forma senoidal en fase con el flujo.

Sin embargo por economía en el diseño de los transformadores se requiere que estos trabajen exclusivamente en la cresta de la curva de saturación resultando una apreciable saturación en los mismos al trabajar a plena carga.

Las corrientes Armónicas: bajo las condiciones descritas la corriente de magnetización ya no tiene la forma senoidal, sino que su forma depende de sus características de saturación del círculo magnético del transformador.

Un análisis detallado de esta forma de corriente demuestra que contiene varios componentes de corrientes armónicas de considerable magnitud de acuerdo a la tabla siguiente:

Tabla IV. Corriente de Cresta *Inrush* en valores p. u. de plena carga

CAPACIDAD MVA.		LAMINADO EN FRIO		LAMINADO CALIENTE	
0.5	11.0	16	6.9	9.4	
1.0	8.4	14	4.8	7.0	
5.0	6.0	10	3.9	5.7	
10.0	5.0	10	3.2	3.2	
50.0	4.5	9	2.5	2.5	

Fuente: Comisión federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 40, tomo 1.

Estos porcentajes pueden variar dependiendo del material del núcleo, sus características y de la magnitud del flujo magnético.

Este fenómeno también tiene repercusiones en los transformadores de corriente ya que al circular por el primario picos de corriente demasiados altos estos provocan fenómenos de saturación en los núcleos de los CT's. Obteniéndose también cierta distorsión en la señal secundaria del CT.

3.2 Características de los relevadores de protección diferencial

Los relevadores diferenciales de porcentaje pueden ser:

a) Lentos: normalmente son de disco de inducción y ajuste de tiempo variable al tratarse de relevadores electromecánicos. Los relevadores lentos cuentan además de una unidad de operación instantánea para fallas muy severas.

Para relevadores lentos: Se ajusta el tiempo de retardo para la operación de la unidad de disco a 0.2 segundos o más.

Para mejorar la sensibilidad del relevador durante la energización se inserta una resistencia en paralelo con la bobina de operación por medio de relevadores de voltaje con retardo en la operación y no operación.

b) Alta velocidad: pueden ser de cilindro de inducción o electrónicos. Para relevadores de alta velocidad: usando bloqueo de disparo con relevadores instantáneo de bajo voltaje.

Relevadores con unidad de bloqueo operada con armónicas: los relevadores diferenciales que trabajan con retención de armónicas o bloqueo por armónicas separan las corrientes de la componente fundamental mediante filtros activos y trabajan como sigue: la corriente que proviene de los CT's. pasa por las correspondientes bobinas de retención (con todas sus componentes), se filtra la componente fundamental de la corriente diferencial y exclusivamente esta es pasada por la bobina de operación, las componentes armónicas filtradas se suman nuevamente a la corriente de retención, resultando un par de retención mucho mayor que la original.

De lo anterior se deduce que el relevador no operara con corriente de magnetización ya que el contenido de segunda armónica típica es de 63%, sin embargo si se trata de una corriente de falla (prácticamente sin armónicas) el relevador operara.

La corriente diferencial ($I_1 - I_2$) requerida para el funcionamiento del relevador de una magnitud variable, debido a los efectos de las bobinas de retención es proporcional a I_2 ya que es la magnitud de la corriente que pasa por las dos bobinas de retención a la que también se le llama corriente de paso o de retención.

La relación de la corriente diferencial ($I_1 - I_2$) y la corriente de retención o de paso (I_2) es un porcentaje fijo, excepto para magnitudes muy pequeñas de corrientes ocasionadas por falta de resorte de control de contacto móvil. Debido al porcentaje fijo en la característica de operación se le conoce a este relevador con el nombre de relevador diferencial de porcentaje.

Para poder utilizar los relevadores de protección diferencial en un transformador de potencia se requieren algunos equipos auxiliares sin los cuales los relevadores no serian útiles, estos son algunos de ellos.

a) Banco de baterías

b) Seccionadores

c) Conductores

d) Relevadores auxiliares

El transformador de potencia es el equipo que va ser protegido por la protección diferencial.

3.2.1 Transformadores de corriente (CT)

Como se ha visto los CT's son los elementos que inician el enlace entre el relevador con el sistema de potencia propiamente dicho ya que por un lado aíslan el Alto Voltaje del Sistema con el sistema de protección, y por otro reducen la magnitud de las corrientes del sistema a magnitudes fáciles de manejar sin causar daños a equipos secundarios en condiciones de falla. Los CT's son los elementos que sirven para proporcionar la energía necesaria para la operación de los equipos auxiliares, relevadores de protección, interruptores, relevador auxiliar y equipo de medición.

A continuación se detalla un ejemplo de calculo para los valores de *tap* del relevador diferencial a utilizar para proteger el transformador.

Transformadores de potencia.

Marca:	IM
Capacidad :	10.0/12.5 MVA.
Tipo:	oa/fa en aceite
Relación:	115/13.82 KV
Conexión:	delta / estrella

Conexiones del cambiador de derivaciones.

Tabla V. Conexiones del cambiador de derivaciones de alta tensión

DEVANADO ALTA TENSIÓN DELTA	AMPERES	CAMBIADOR
------------------------------------	----------------	------------------

VOLTS	OA	FA	POSICION
117,875	49	61.2	1
115,000	50.2	62.7	2

VOLTS	OA	FA	POSICION
112,125	51.5	64.3	3
109,250	52.9	66.0	4
106,375	54.2	67.8	5

Fuente: Comisión federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 50, tomo 1.

Tabla VI. Conexiones del cambiador de derivaciones de alta tensión

BAJA TENSIÓN ESTRELLA	AMPERES	CAMBIADOR
------------------------------	----------------	------------------

VOLTS	OA	FA	POSICION
13,800	418	523	--

Fuente: Comisión federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 50, tomo 1.

Los valores obtenidos de corriente de corto circuito determinan la capacidad de los interruptores de potencia, se calcula la corriente máxima de corto circuito. Se han obtenido las relaciones de los CT's ideales para la aplicación de esta protección.

RCT Lado primario *RTC* Lado secundario

$$100/5 = 20$$

$$1400/5 = 280$$

(*RCT* mínima disponible) (Ideal)

Pero en el interruptor disponible para este transformador no cuenta con la *RCT* ideal requerida, sin embargo la *RCT* máxima disponible es de 1200/5, por lo tanto se harán los cálculos para determinar la máxima diferencia de corriente, el objetivo es que sean absorbidas por el relevador calculando los taps adecuados.

De los datos de placa del transformador se obtiene:

$$I_p = 64.36 \text{ amp.}$$

$$I_s = 523 \text{ amp. con esto se puede obtener el } RCT.$$

$$RCT = 100/5 = 20$$

$$RCT = 1200/5 = 240$$

$$I_p = 3.218 \text{ amp.}$$

$$I_s = 2.179$$

$$I_{ts} = \sqrt{3} * 2.179 = 3.77 \text{ Corriente en el secundario del transformador.}$$

Con estos datos obtenidos procedemos a calcular los taps adecuados para el ajuste del Relevador a utilizar para este ejemplo.

Relevador de protección diferencial a utilizarse para transformadores de Potencia.

Marca: *Westinghouse*

Tipo: CA

Sensibilidad: 50%

Tabla VII. Taps. del relevador tipo CA

5	5	5	5	5	5	5	5
5	5.5	6	6.6	7.3	8	9	10

Fuente: Comision federal de electricidad. Sistemas de protección. Pág. 51, tomo 1.

Se calcula el error permisible, partiendo de un valor de relación de taps del relevador sobre la base de tabla VII, se obtienen las siguientes relaciones:

$$\text{Relación de los Taps} = \frac{T_2}{T_1} = \frac{6}{5} = 1.2$$

$$\text{Relación de las corrientes} = \frac{T_2}{T_1} = \frac{3.77}{3.218} = 1.171$$

$$\text{Error} = \frac{1.2 - 1.171}{1.171} \times 100 = 2.43\%$$

Este error se encuentra dentro del rango adecuado.

Determinación de la carga del burden de los CT's conectados en estrella:

$$Z = R_L + Z_R + R_S + Z_A$$

De donde:

$Z =$ *Burden* total secundario del CT.

$R_L = 0.521 \ \Omega$ (100 mts. de cable No. 12) = resistencia de conductores.

$Z_R = 0.76 \ \Omega$ $Z_R =$ Impedancia de bobina de retención.

$R_S = 0.02 \ \Omega$ $R_S =$ Resistencia devanado CT

$Z_A = 0$ $Z_A =$ Impedancia de algún otro instrumento conectado al CT.

$$Z = 0.521 + 0.76 + 0.02 = 1.301 \ \Omega.$$

$$Z = 1.301 \ \Omega.$$

Para CT's conectados en delta aplicar la siguiente ecuación tomando los criterios anteriormente descritos.

$$Z = 3 (RL + ZR + ZA) + 2RS.$$

Como el tap básico mínimo en el relevador es 5 habrá que establecer la equivalencia adecuada. Para un valor de *tap* del relevador corresponde el valor de la corriente primaria y para un valor de corriente secundaria corresponde un valor de *tap* el cual se calcula aplicando la siguiente relación.

$$I_{tap} = 5 \frac{I_p}{I_s} = 3.218 = I_1$$

$$I_{taps} = X \frac{I_{rs}}{I_s} = 3.77 = I_2$$

$$I_{taps} = X = \frac{5 \times 3.77}{3.218} = 5.85$$

se obtienen los siguientes resultados

$$I_1 = 3.218 \quad I_2 = 3.11$$

$$T_1 = 5.0 \quad T_2 = 5.85$$

Como el relevador no tiene el *tap* adecuado por lo tanto se escoge el *tap* mas próximo, en este caso se tiene:

$$Tap \text{ menor más próximo} = 5.5$$

Tap mayor más próximo = 6

Si se efectúan las diferencias de tap

$$5.85 - 5.5 = 0.35$$

$$5.85 - 6.0 = 0.15$$

El tap más cercano es 6, con esto obtenemos los valores mas adecuados de tap que necesita el relevador para su ajuste.

$$T_1 = 5 \quad T_2 = 6$$

Determinacion de la pendiente en el relevador.

Margen de seguridad = 50%

Se parte de la relación de transformación media para este caso será la de la posición 3 (de los datos del transformador) para la cual se tiene (112.125/13.8) K.v a 12.5 MVA`S. datos ver tabla V.

Debido a la conexión estrella/ delta del transformador de acuerdo con el análisis vectorial

$$\frac{RCT_2}{RCT_1} = \sqrt{3} V_1/V_2; \text{ la conexión del lado primario es en delta}$$

$$\frac{R_{CT_2}}{R_{CT_1}} = \sqrt{3} \times (112.125/13.8)$$

$$\frac{R_{CT_2}}{R_{CT_1}} = 14.073 \quad \begin{array}{l} R_{CT} \text{ para el lado de alta tensión} \\ \text{la } R_{CT} \text{ mínima es } 100/5 = 20 \end{array}$$

Con esta relación se puede determinar el valor aproximado de R_{CT} del lado primario y secundario, conociendo los valores de voltaje primario y secundario del transformador de potencia. Para un valor R_{CT_1} de lado primario mínimo de 20 se tiene un $R_{CT_2} = 281$ como valor máximo en el lado secundario para poder dimensionar los CT 's a utilizar.

Se calcula el *burden* de los CT 's.

$$Z_2 = 3 (0.501 + 0.76 + 0) + 2 (0.02)$$

$$Z_2 = 3.883 \Omega.$$

Determinación de la clase de los CT 's para que no se saturen con corriente de fallas máximas.

	PRIMARIA	SECUNDARIA
Corriente de falla máx. (Primaria)	1335 Ampere	4520 Ampere
$I_{\text{Sec. Máx.}}$	66.75 Ampere	32.62 Ampere
$Z_{\text{Secund.}}$	1.301 Ω	3.883 Ω .
$I * Z = E_s$	86.84 volts.	126.66 volts.
Clase CT (ideal)	100	200
Clase CT (disponible)	100	200

Determinación de la pendiente máxima.

Error en la corriente del transformador de potencia.

Datos tomados de tabla V.

$$\frac{112.125 - 106.375}{112.125} = 0.0512 = 5.12\%$$

$$\frac{112.125 - 117.875}{112.125} = 0.0212 = 2.12\%$$

Error máximo permisible en los CT's = 10%

Error en igualar las corrientes secundaria en el relevador = 2.43%

Error total = $5.12 + 10 + 2.43 = 17.55\%$. Este error es menor que el 50% de margen dado por el fabricante del relevador *Westinghouse* por lo que cumple para nuestro propósito de protección diferencial.

A continuación se hace una breve exposición sobre relevadores instalados como: equipo, accesorios de protección del transformador y de su forma de operación general.

3.3 Relevador Buchholz

Es un relevador que opera con gran rapidez en el caso de fallas internas mayores, su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, es decir fallas menores que inician su aparición con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientes.

Este relevador se vale del hecho de que los aceites minerales producen gases inflamables cuando se descompone a temperaturas mayores de 35°C, tales como el acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple. En el caso de una falla severa la generación súbita de gases causa movimientos de aceite y gas en el turbo que interconecta al transformador con el tanque conservador y también en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que opera un segundo *switch* que manda una señal para disparo.

Cuando se opera con un relevador Buchholz, deberán seguirse las siguientes reglas:

- a) Operación de alarmas, sin operación de disparo: se debe desenergizar el transformador y hacer prueba de análisis de gases dependiendo del resultado que puede tener. Gas no inflamable (prueba de presencia de acetileno negativa).
- b) Si el relevador continua alarmando sin detectarse gases inflamables, es evidente que existe entrada de aire al transformador la cual debe eliminarse.

Los gases son inflamables (prueba e presencia de acetileno positiva) existente falla interna incipiente que debe localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.

En transformadores con sello hermético la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que se usa la unidad de sobre presión.

Algunos problemas de operación con relevadores de sobre presión de gas o aceite debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan contactos se deben a los siguientes motivos:

1. Movimiento sísmico
2. Choque mecánico de algún punto cercano a un relevador
3. Vibración o movimientos de aceite por corto circuitos externos al transformador

4. Vibración debida a flujos magnéticos normales o al energizar el transformador.

Se debe contar con dispositivos como termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para: arranque de grupos de ventiladores de enfriamiento, mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga.

4. SISTEMA DE TIERRA Y RELEVADOR DE PROTECCIÓN

La protección de falla a tierra depende del sistema de tierra, la cual puede variar entre un aterrizaje solidamente a tierra, es decir impedancia del neutro del sistema Conectada a tierra o impedancia finita entre neutro y tierra.

En estos sistemas solidamente a tierra el neutro de transformadores de potencia delta-estrella es conectado a tierra a través de una estación a tierra. Es de considerar en el diseño la resistencia de la malla de tierra en este tipo de conexión. Los valores típicos de la resistencia de la malla de tierras son altos en terrenos donde la resistividad es alta, dando como resultado gradientes de voltaje elevados entre el área de la estación y la tierra durante la falla.

4.1 Reactancia a tierra

Existen tres tipos diferentes de reactancia a tierra.

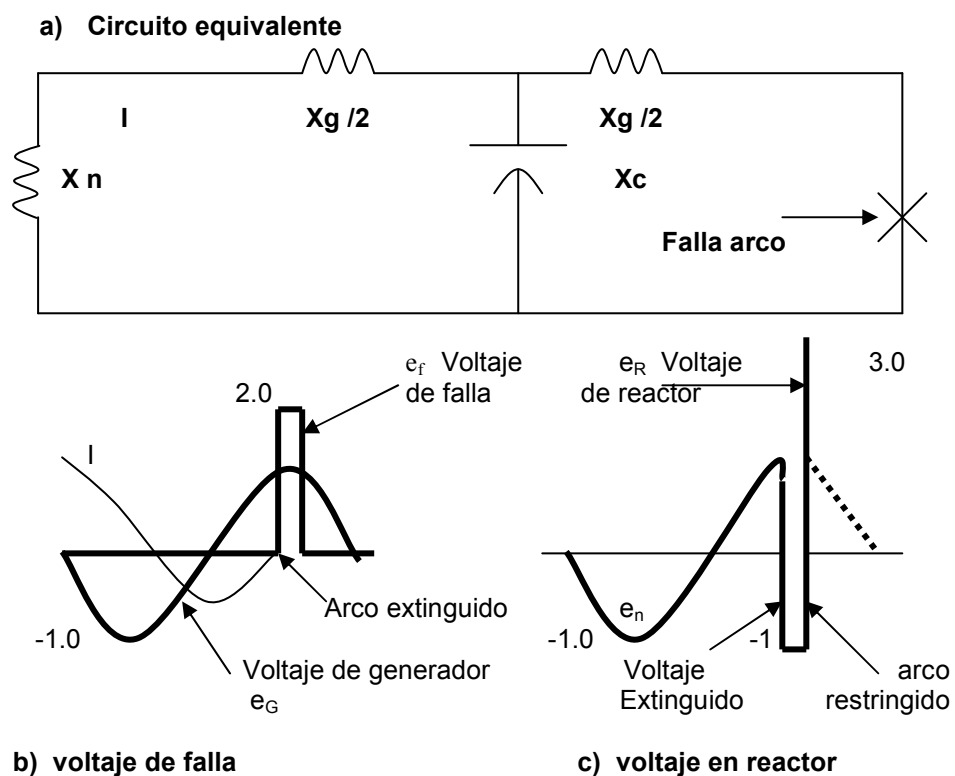
1. Alta reactancia a tierra
2. Baja reactancia a tierra
3. Alta resistencia a tierra

El propósito de conectar las unidades generadoras con neutro a tierra es de tener un valor de corriente de falla de línea a tierra interna muy baja para prevenir daños en el hierro producidos por arcos. Pero si los generadores son conectados a líneas de transmisión de alto voltaje y largas en extensión, pueden ocasionar fallas de aislamiento en los devanados de la maquina, los cuales son causados por transientes de voltaje alto.

La solución inicial al problema fue conectar el neutro del generador a tierra a través del primario de un transformador de voltaje y poner un relevador de sobre voltaje secundario. En teoría una falla monofásica de línea a tierra puede causar en el generador un cambio de voltaje a neutro con respecto a tierra y activar un relevador el cual dispara la maquina o acciona una alarma. En la practica este sistema incrementa las fallas en la maquina. Puede causar arcos a tierra, fenómeno similar cuando se switchea una reactancia de alta capacitancia.

El fenómeno arco a tierra puede ser explicado usando la siguiente figura.

Figura 3. Sobre voltajes en una reactancia debidas a falla de arco eléctrico



Fuente: J. L. Blackburn , *Applied protective relaying*. Pág. 11-5.

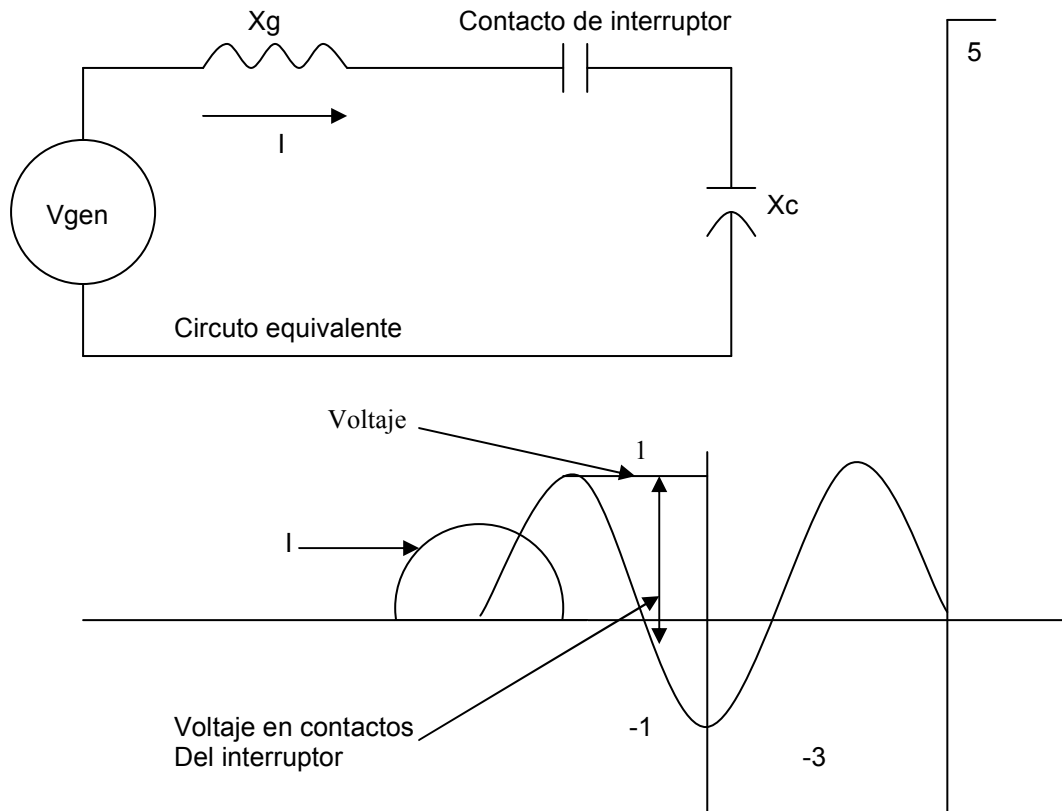
El diagrama equivalente de una sola fase muestra un generador conectado su neutro a través de una alta reactancia X_n , con falla de línea a tierra cerca de la terminal. X_c es la reactancia capacitiva distribuida de los devanados a tierra, X_g es la reactancia del generador, el arco pasa cerca de cero a valor de pico normal, haciendo que oscile alrededor del valor normal de estado estable.

En la figura 3 el transiente de voltaje restante tendrá un valor de dos veces el voltaje de cresta de línea-neutro, medio ciclo después que el transiente de alta frecuencia el arco se ha extinguido.

Si el arco se restringe en este punto el voltaje de falla se va a cero. Cuando inicialmente se va extinguiendo el arco, el voltaje reactor va de un máximo positivo a cero. Como resultado este periodo de oscilación del transiente va de un máximo positivo a un máximo negativo.

El primer medio ciclo de oscilación se muestra en la figura 4. El arco se restringe en el instante cuando el voltaje de falla es dos veces el valor de cresta normal, el voltaje reactor va de un mínimo positivo a un mínimo negativo.

Figura 4. Sobre voltajes debidos al arco eléctrico



Fuente: J. L. Blackburn . *Applied protective relaying*. Pág. 11-2.

El resultado es otro transiente, con valor de voltaje pico con valor de tres veces el valor máximo de voltaje normal de línea a tierra.

Nótese que para un aterrizaje con alta reactancia a tierra, el voltaje reactor es aplicado entre el neutro del generador y tierra. Aquí el *BIL* del reactor es mas alto que el de los devanados del generador, las fallas de aislamiento en los devanados del generador son más probables que ocurran.

En sistemas donde hay interrupciones que resultan de limpieza de fallas de línea a tierra puede utilizarse alta reactancia. En este caso los transientes resultantes de sobrevoltaje serán siempre altos. El voltaje fuente para sistemas aterrizados a tierra de línea a tierra, teóricamente producirá sucesivos picos de voltaje del lado de la línea de 1.0, 3.0, 5.0 del valor normal de voltaje cresta a neutro. Para sistemas con alta reactancia a tierra con reactor entre neutro y tierra el voltaje fuente es el voltaje normal línea a línea.

El aterrizaje de baja reactancia se usa para sistemas donde el generador de voltaje sirve como alimentador, donde el neutro del generador puede aterrizar a través de un reactor. El reactor puede dimensionarse obteniendo la magnitud de la falla monofásica de la línea a tierra en los terminales de la maquina que es igual a una falla trifásica.

En general, el aterrizaje de baja reactancia puede aplicarse en granes plantas industriales con alimentación radial, con protección de falla a tierra simplemente con reles de sobre corriente. Gradualmente este tipo de aterrizaje de generadores a sido reemplazado por el de resistencia a tierra.

El aterrizaje de baja reactancia se hará a través del neutro del autotransformador. Para autotransformador la fuente de esfuerzo será la de secuencia cero y esta localizado en X_0/X_1 , esta relación es menor que uno.

Una conexión del neutro del reactor puede hacer que la relación X_0/X_1 sea igual a uno, el límite de la falla de línea a tierra en las terminales es el valor de las tres fases.

4.2 Sensibilidad de relevadores a tierra

La protección de falla a tierra esta determinada por la medida de fallas a tierra cuyas corrientes operan los reles de protección, y la relación de esta corriente en sistemas balanceados. El manejo de la carga puede reducir los desbalances en algunos casos.

La selectividad, aislar las fallas a tierra automáticamente y la magnitud de la corriente de falla a tierra determinara los relevadores de protección, los cuales están en orden de acuerdo al incremento de sensibilidad.

5. SELECCIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES UTILIZADOS

La familia RS de relevadores de estado sólido *General Electric* es un sistema de protección de relevadores digitales que utilizan una muestra de la forma de onda de corriente y voltaje dando protección, control y monitoreo de generadores. Estos valores de fasores de voltaje y corriente son usados por algoritmos para ejecutar la función de protección.

El sistema de *software* es una interface hombre-máquina *MMI* y *DGP-LINK* para comunicación local y remota, este sistema se diseñó para utilizarlo en unidades generadoras como hidroeléctricas, gas, vapor de agua. A continuación se detallan los algoritmos de la función de protección de los relés utilizados.

Función potencia Inversa (anti motorización) (32), puede ser puesto su *setting* sobre el rango de (0.5 – 99.9) *Watts*.

El nivel de potencia inversa de esta función puede ser puesto entre 30 a 70% (dependiendo del factor de disparo de la turbina) de la potencia de motorización del turbo generador.

Los *timers* asociados con anti motorización son del tipo integral del *setting (Rev Pwr)* particularmente de un valor alto de factor de potencia. Para un *setting* de tres segundos o menor que este valor se sugiere un timer TL₁ asociado a 32-1 si *Sqt en* (disparo secuencial habilitado) es puesto a yes. Si *Sqtr en* es puesto a no. El *timer* TL₂ asociado con 32-2 puede ponerse para que discrimine una oscilación de potencia durante una operación normal.

Se sugiere un *setting* de 10 a 60 segundos.

Sqtr en puede ser puesto a yes o no, dependiendo de la estrategia

usada para el disparo del generador.

Función (87G) diferencial estator: la función (87G) opera cuando se da la siguiente desigualdad

$$[I_1 - I_2] > K [I_1 * I_2]$$

I₁ = corriente de fase del generador (retorno).

I₂ = corriente lado sistema generador.

K = variable K₁ = 87G K₁ set en %

$$= K_1 / 100 \quad \text{si} \quad [I_1 * I_2] \leq 81$$

$$= (15 * K_1) / 100 \quad \text{si} \quad [I_1 * I_2] \geq 81$$

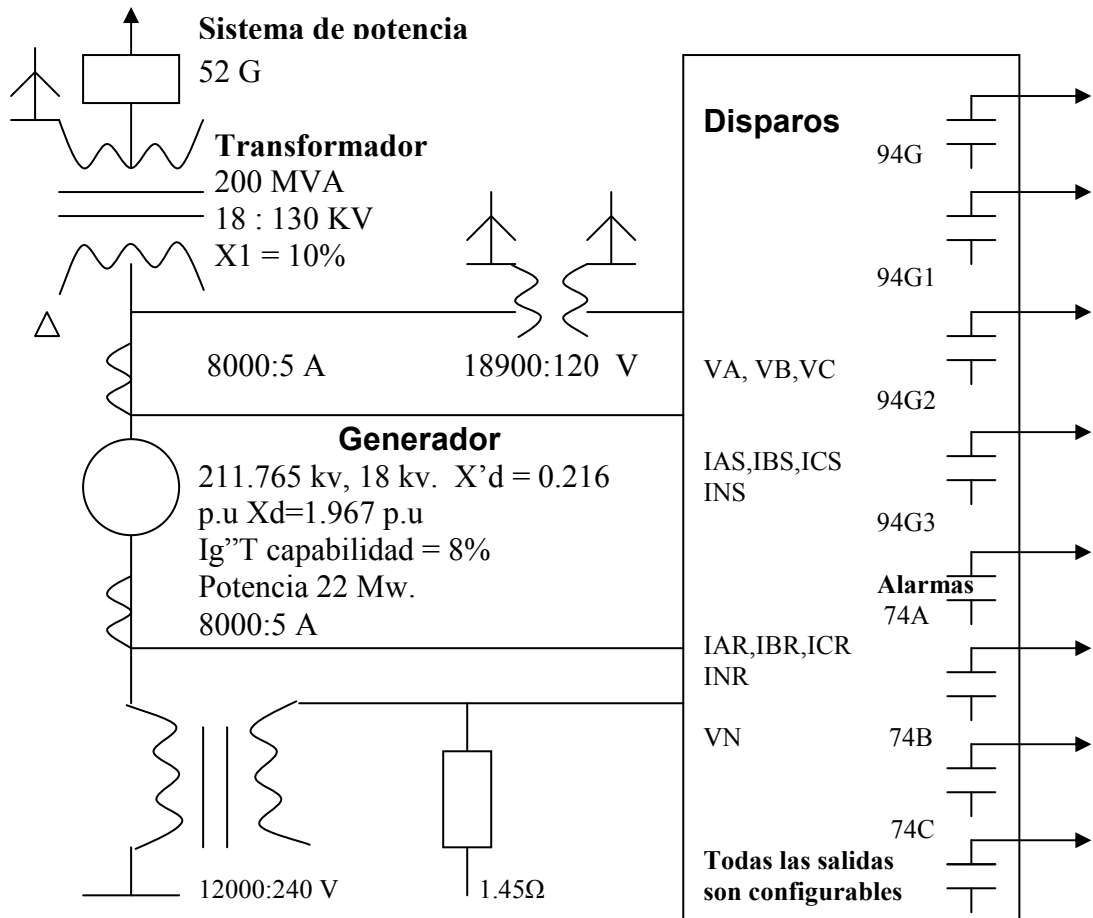
1. El algoritmo procede si únicamente se cumple

$$[I_1 - I_2] > (87G pickup)$$

2. El algoritmo procesa la información de cada fase por separado.

3. La característica de la pendiente puede ser calculada usando la fórmula $\% \text{ pendiente} = 100 (K_1 / 100)^{1/2}$.

Figura 5. Sistema de protección por relevador digital

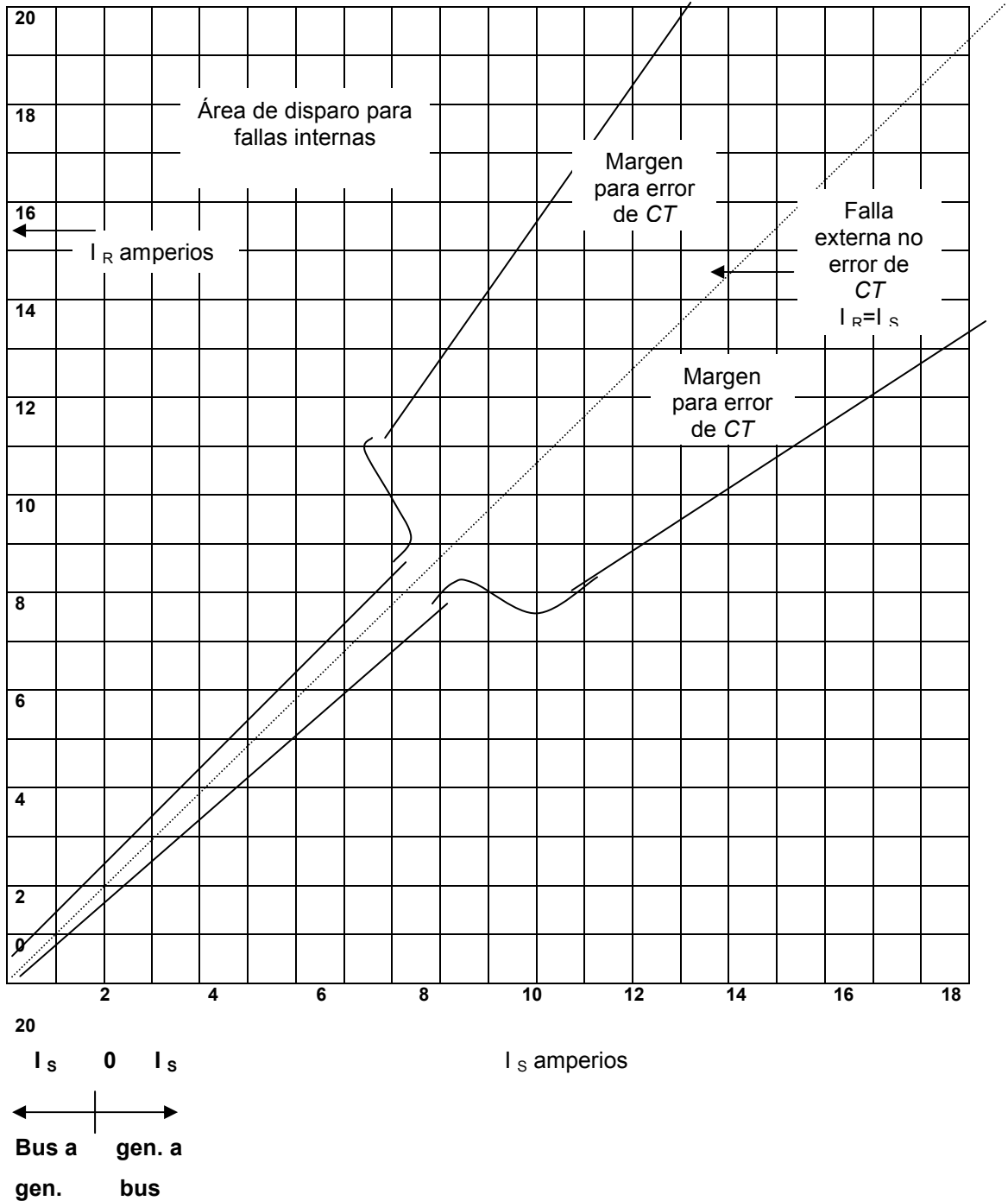


Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666. Pág. 2-4.

En la siguiente figura se muestran las curvas para seleccionar los valores de K_1 y *pickup*. La curva para algunas combinaciones de K_1 y *pickup*. Pueden ser derivadas usando el algoritmo antes mencionado.

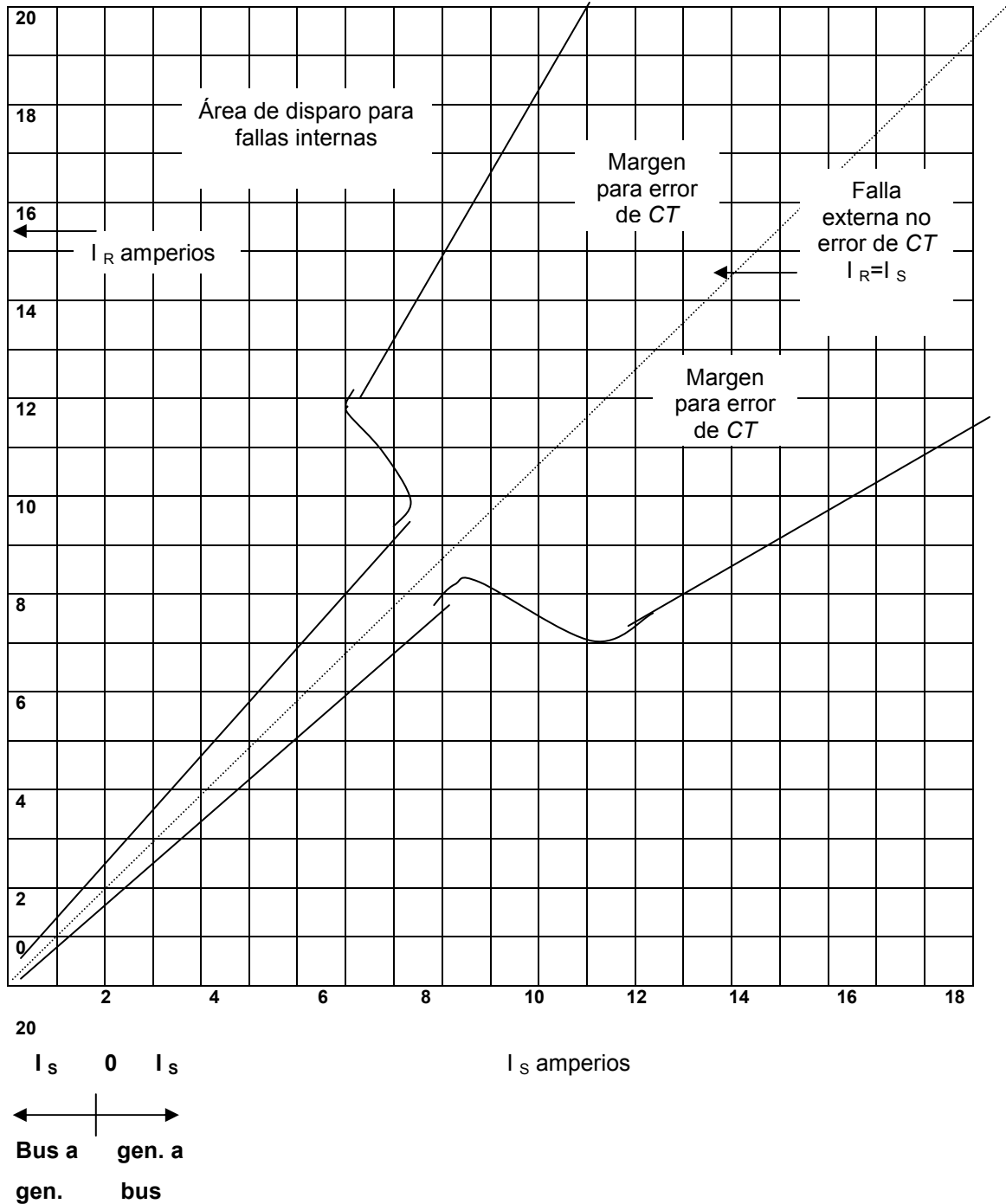
Esta función puede ser sensible prácticamente adecuando los márgenes de error para el CT bajo condiciones de carga y falla. Se recomienda un *set* de 2 % y 0.3 Amperes de K_1 y *pickup* para aplicaciones donde el neutro del sistema y del lado del CT es el mismo. Para un valor alto de *set* se considera que el CT no es de idéntico diseño y el margen de error es mas alto que el deseado.

Figura 6. Función característica 87-G, $k1=1\%$, pickup= 0.3



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-1000666. Pág. 2-18.

Figura 7. Función característica 87-G, $k_1=2\%$, pickup= 0.3



Fuente: Manuales de *General Electric* . GEK-1000666. Pág. 2-21.

Tenemos el siguiente algoritmo:

$$T = \frac{K}{\left[\left(I / I_{PU} \right) / \left(V / V_{NOM} \right) \right]^{1/2} - 1} \quad (\text{segundos}).$$

T = tiempo de operación.

K = factor tiempo.

I / I_{PU} = corriente en múltiplos de I_{PU} *pickup*.

$V = (3)^{1/3}$ (voltaje de fase a neutro) para *PT* en estrella.

V = voltaje de fase-fase para *PT* en delta

V_{NOM} = voltaje nominal.

1.- El tiempo T es computado individualmente para cada fase.

2.- Se cuenta con restricción de voltaje correspondiendo a la corriente de fase

para diferentes designaciones de fase.

(*setting* # 109) y vt conn (*setting* # 116).

3.- Si la cantidad $(V / V_{NOM}) < 0.3$ se usa como valor para la ecuación.

4.- Si la cantidad $[(I / I_{PU}) / (V / V_{NOM})] > 65.5$ entonces 65.5 es usado en la ecuación .

5.- *Reset time*: es lineal con un máximo de 1.4 segundos, las curvas características muestran valores de K y restricción de voltaje. Algunas combinaciones dan las curvas con restricción de voltaje utilizando el algoritmo anterior.

Esta función puede ponerse para coronar la protección del sistema de relevador en una estación generadora. El *pickup* puede ser el margen de seguridad para un máximo de carga sobre la máquina.

Ejemplo:

$$\begin{aligned} Pickup &= 1.75 * \text{relación de carga del generador} \\ &= 1.75 * 4.25 \\ &= 7.5 \text{ amperes en el secundario.} \end{aligned}$$

Time fack puede seleccionarse para los relevadores en protección de línea de transmisión afuera de la estación generadora. Como la información de los relevadores de línea se desconoce el *Time fack*. opera el *time* del 51V para falla trifásica en el lado de alto y esta alrededor del valor 0.75 segundos. Por simplicidad el sistema de potencia contribuye a la falla pero no se considera en el siguiente calculo.

$$\text{Impedancia de falla} = 21.6 + (10 * 2111.765/200)$$

$$= 21.6 + 10.6$$

$$= 32.2 \%$$

$$\text{Contribución del generador} = 4.25 / 0.322$$

$$= 13.2 \text{ Amperes}$$

$$\text{Múltiplo de } pickup = 13.2 / 7.5$$

$$= 1.76$$

$$\text{Voltaje terminal del generador} = 18 * 10.6 / 32.2 = 5.93 \text{ Kv.}$$

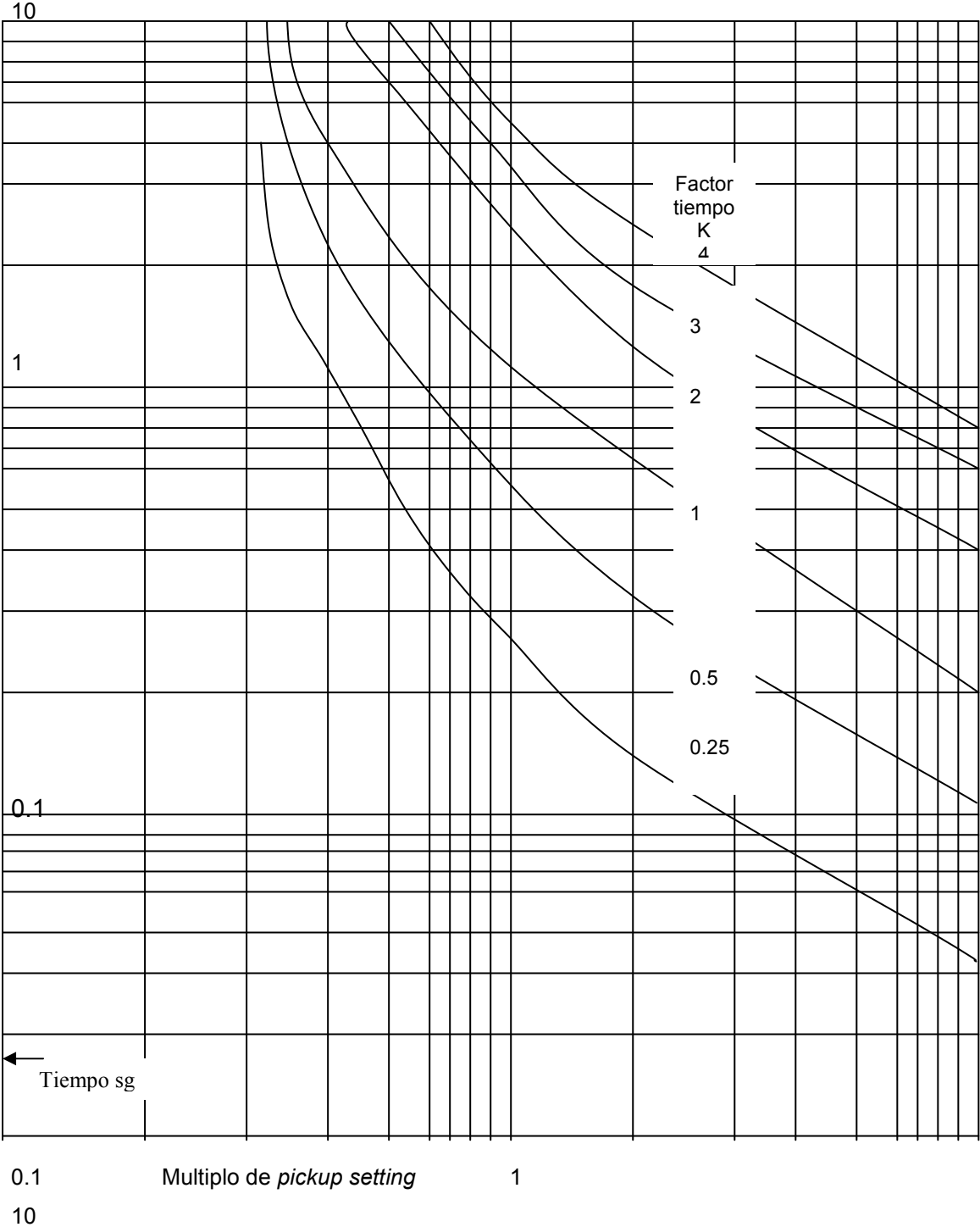
$$\% \text{ Restricción} = 5.93/18 * 100 = 32.9 \%$$

$$\text{Time fack (K)} = 0.75 * [(1.76/0.329)^{1/2} - 1]$$

$$= 0.985$$

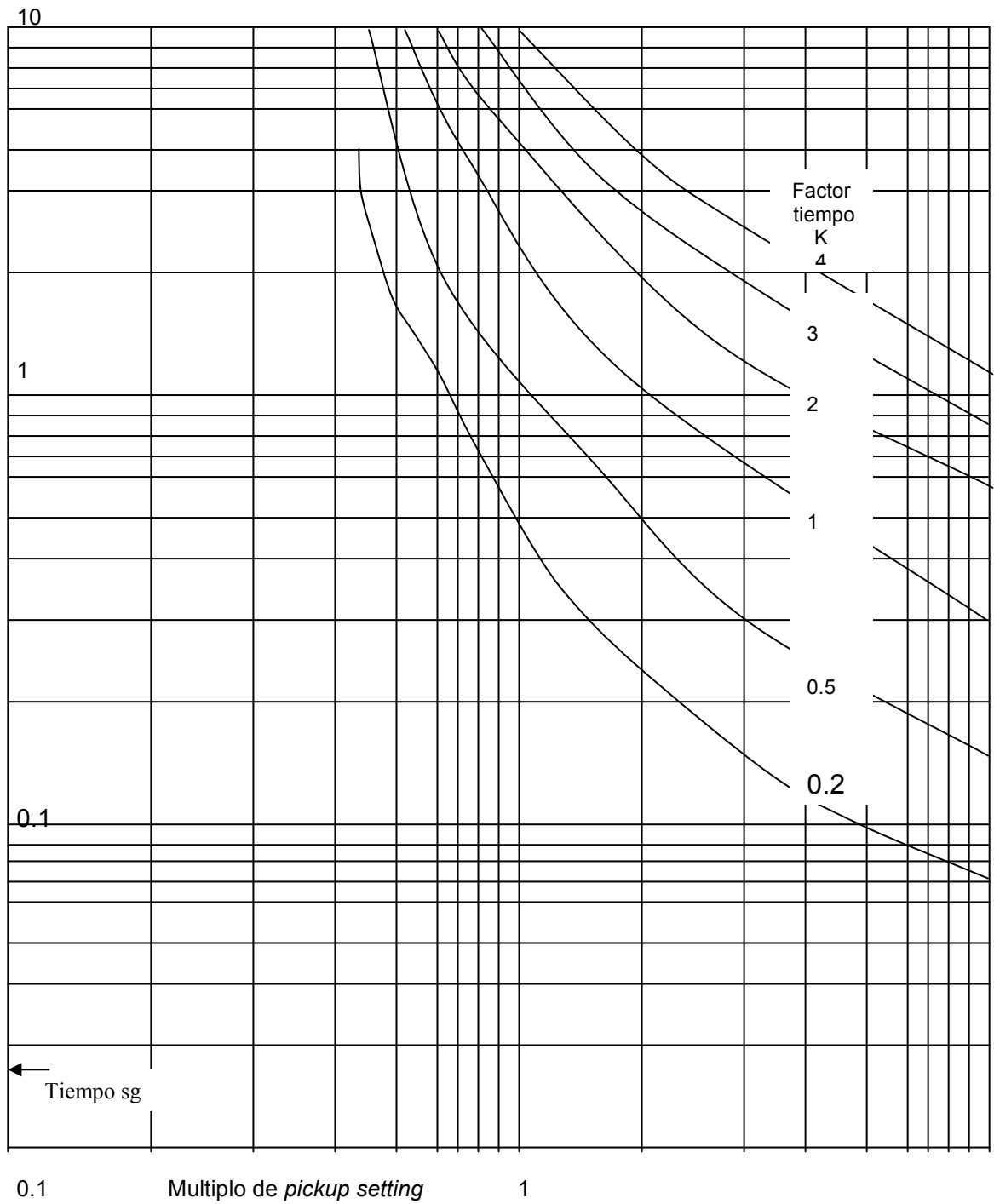
$$\text{set Time fack} = 1.0$$

Figura 8. Función tiempo corriente 51V para 0-30% restricción



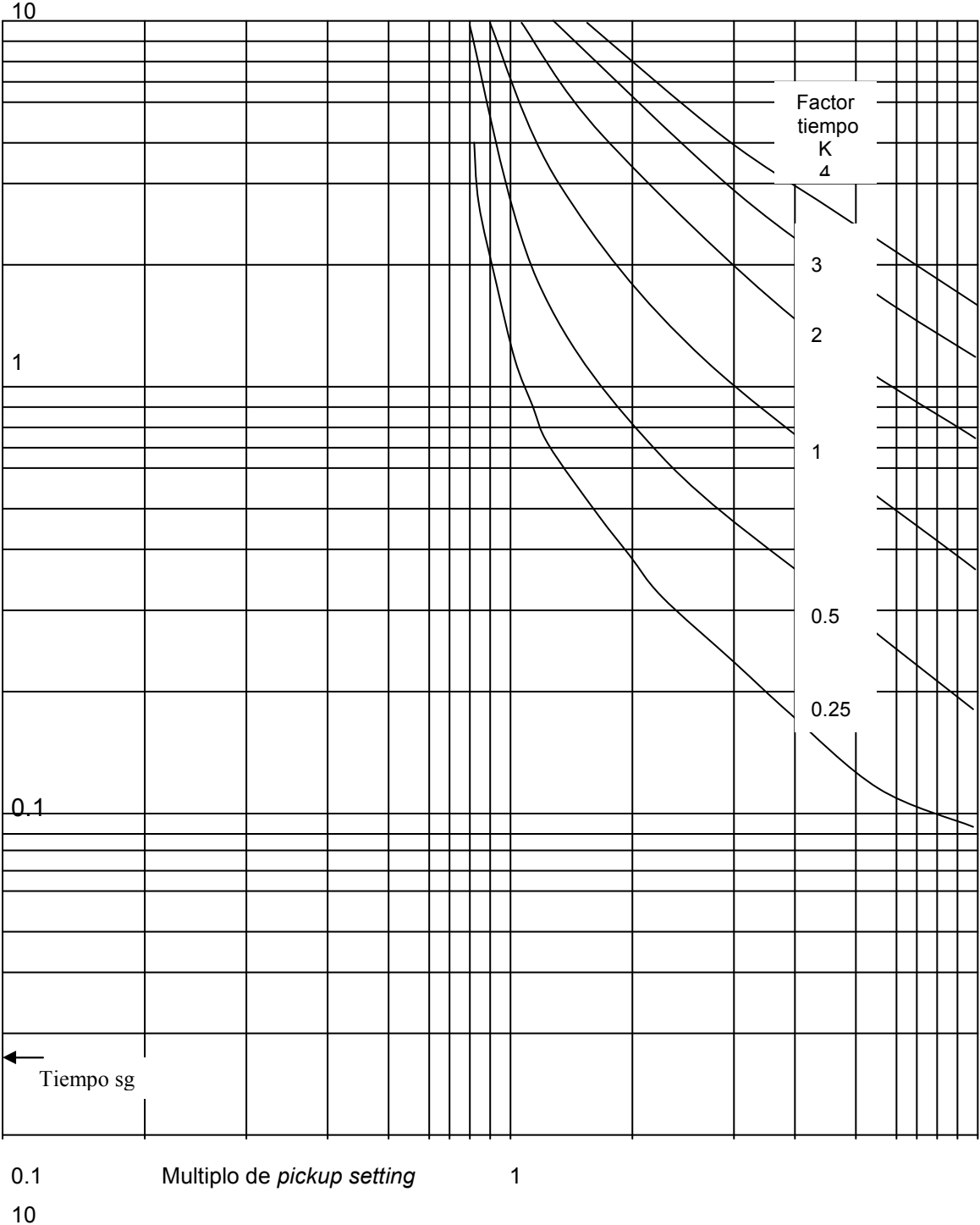
Fuente: Manuales de *General Electric* . GEK-1000666. Pág. 2-24.

Figura 9. Función tiempo corriente 51V para 0-50% restricción



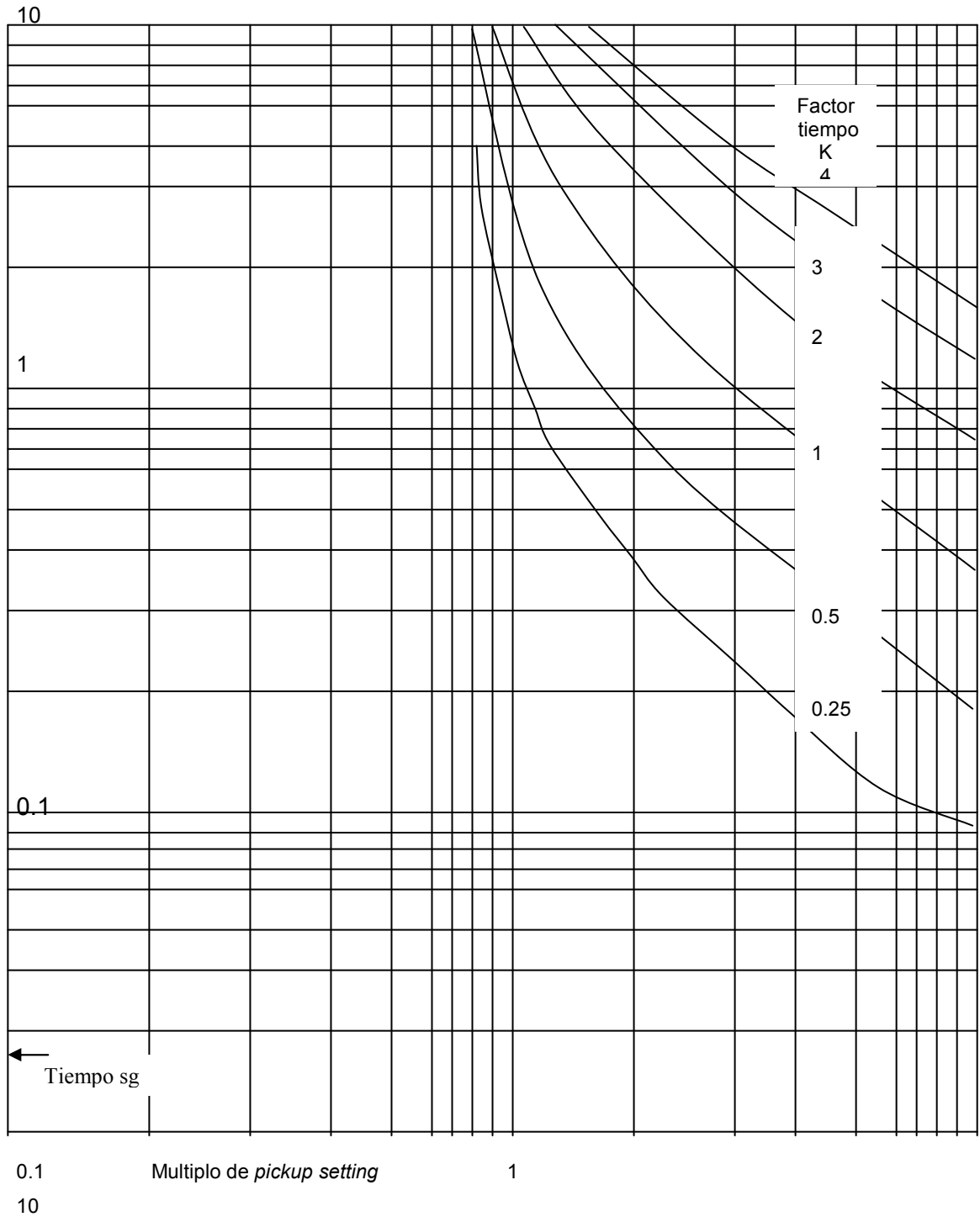
Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666. Pág. 2-25.

Figura 10. Función tiempo corriente 51V para 0-75% restricción



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666. Pág. 2-26.

Figura 11. Función tiempo corriente 51V para 0-100% restricción



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666. Pág. 2-27.

Función sobre corriente a tierra (51 GN): se tiene el siguiente algoritmo.

$$\text{Tiempo de operación } T = \frac{K}{(I_{NR} / I_{PC})^{1/2} - 1} \text{ (segundos)}$$

K = factor tiempo (*Time fact*)

I_{NR} = corriente en el neutro (frecuencia fundamental).

I_{PU} = *pickup setting* de corriente.

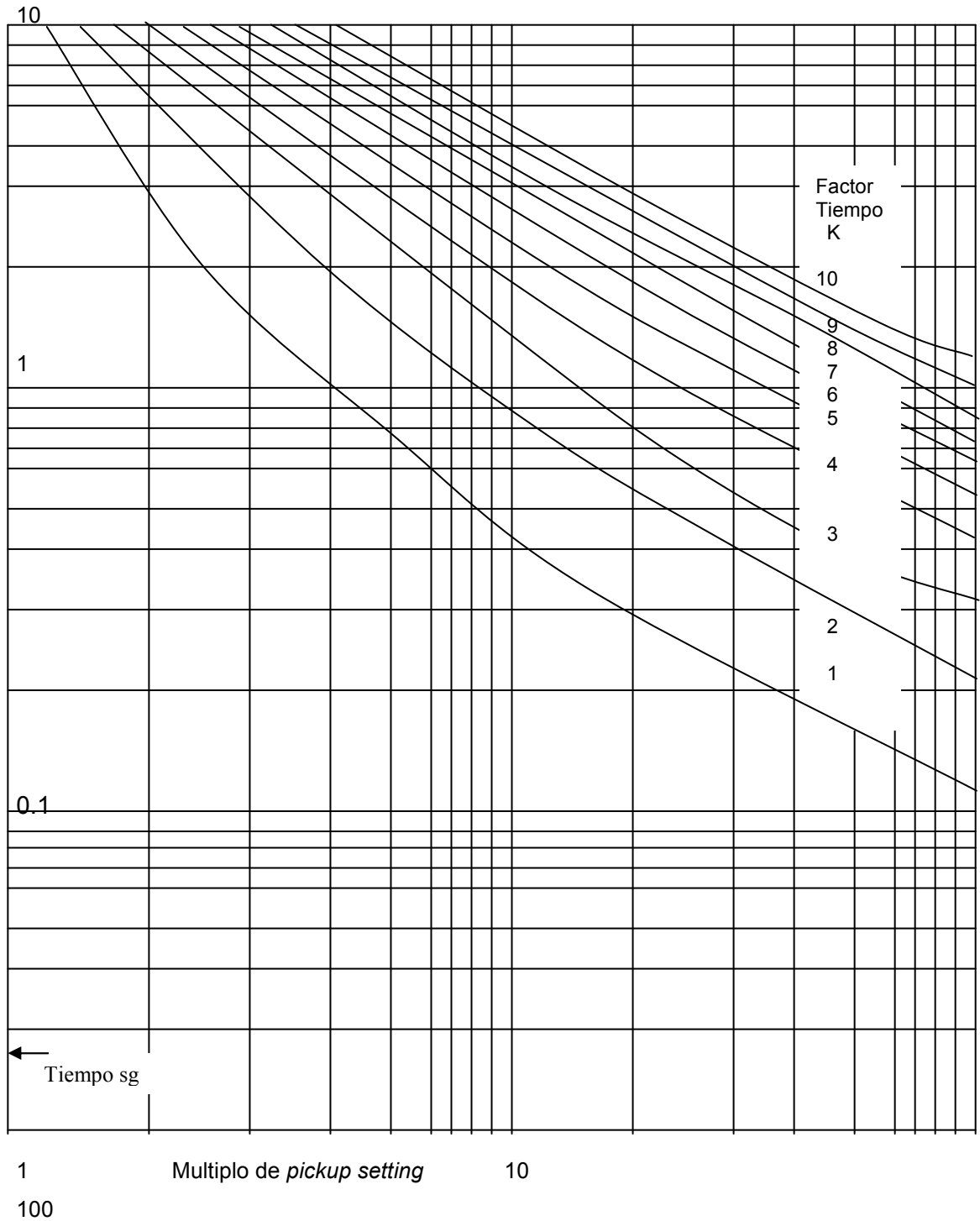
Reset time = *reset lineal* (1.4 segundos máximo).

Pickup de 51 GN puede ser puesto con margen de seguridad arriba del valor de corriente a neutro (frecuencia fundamental) para que opere bajo estas condiciones.

El *time fact* puede ser coordinado con otros dispositivos que protegen al sistema de potencia en la zona que esta afuera de la zona de protección del generador.

Características : de la siguiente curva se selecciona el valor de K , la curva para otro valor de K se obtiene usando el anterior algoritmo.

Figura 12. Función característica tiempo – corriente 51GN



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666. Pág. 2-32.

Función disparo por desbalance de corriente (46 T):

Algoritmo:

$$\text{Tiempo de operación } T = \frac{K_2}{(I_2 / I_{FL})^2} \quad (\text{segundos}).$$

I_2 = corriente de secuencia negativa.

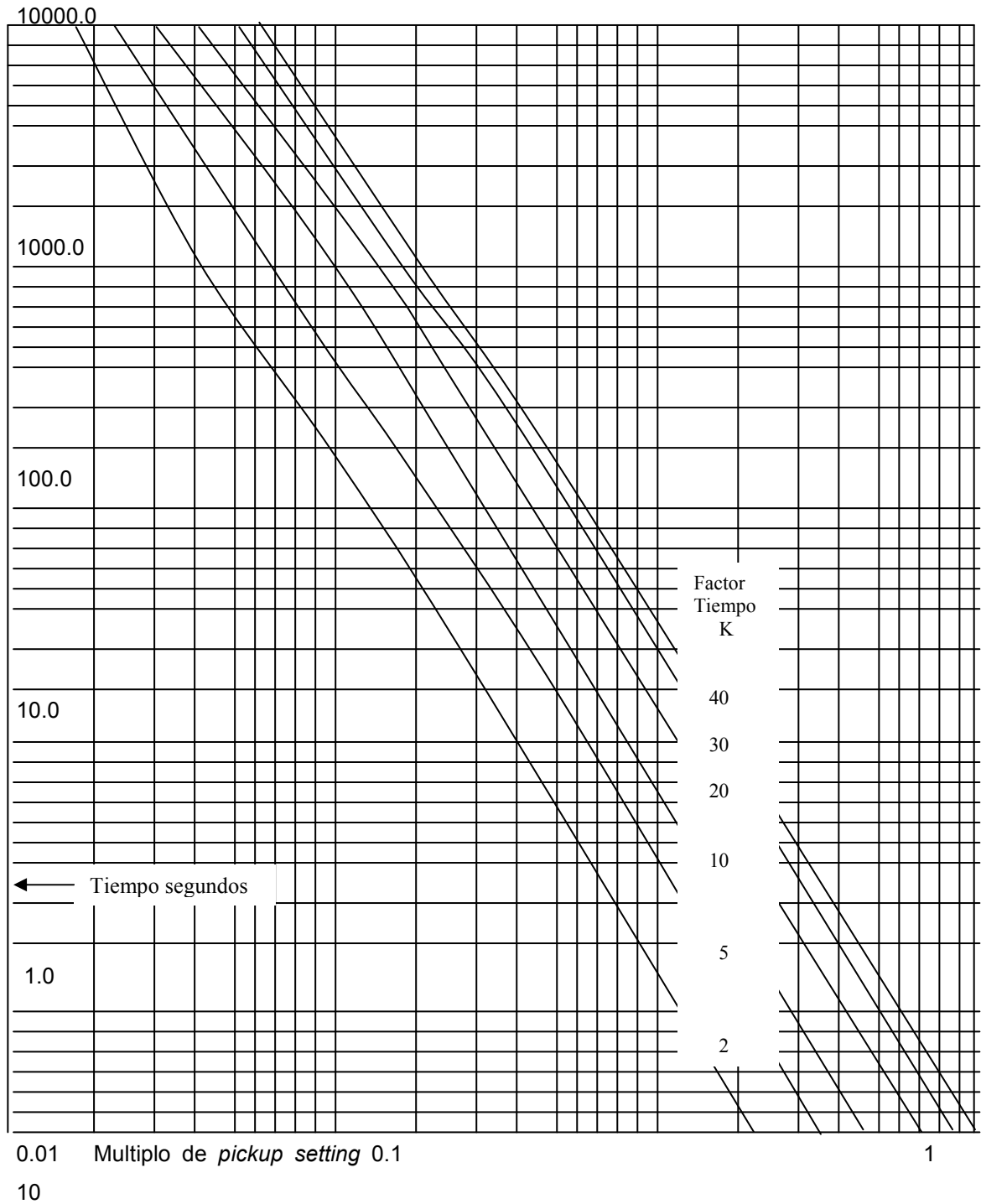
$K_2 = 46T$ *setting* K_2 .

I_{FL} = corriente de plena carga de la maquina.

1. El valor de T es computado si I_2 (46 T *pickup*).
2. *Reset time : reset lineal* (227 segundos máximo).

Características : de la curva se selecciona el valor de K_2 , algún otro valor del *setting* de K_2 puede obtenerse del anterior algoritmo.

Figura 13. Función tiempo-corriente 46T



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666. Pág. 2-22.

Función de sobre frecuencia (81 U): se incluyen de 2 a cuatro funciones de baja frecuencia dependiendo del modelo relevador. Cada función puede ser puesta (*Set pnt*) sobre el rango de 4.00 a 65.00 Hz con un tiempo de retardo de 0.1 a 999.9 segundos para el 81-1U (0.05 a 99.99)segundos. Para otras funciones, el *setting* dependerá de la filosofía de protección y operación de cada usuario individual.

5.1 Prueba y mantenimiento de relevadores de protección

Varias clases de pruebas pueden hacerse con los relevadores de protección y cada prueba puede variar el grado de complejidad y sus resultados. Es muy importante que todas esas pruebas sean generadas con algún objetivo. El tiempo de operación de los relevadores de protección, o tiempo de vida, es muy pequeño comparado con la vida útil del sistema de potencia. Es natural preguntarse ¿ qué relevador o que sistema de relevadores opera apropiadamente en una situación intolerable tal como ocurre en una falla ? En caso de tener duda la experiencia indica hacer una prueba. Efectuar pruebas al relevador es mas que chequear su estado actual, si no que son pruebas de confiabilidad encontrando fallas y corregirlas.

Intervalos de Pruebas: de esto aparece una tendencia general de sobre probar los relevadores de protección. Esto se justifica sobre la base de su importancia en el sistema de potencia y serias consecuencias de una operación en una falla. Es un hecho su importancia y es interesante observar la construcción del relevador, su récord en el sistema de potencia y las pruebas varían ampliamente.

Para evitar las sobre pruebas, se debe tener vigilancia en dos áreas. La primera incluye pruebas que se añaden para tomar cuidado de problemas temporales o locales.

Es muy fácil añadir un procedimiento de pruebas, pero la dificultad para remover estos datos después de la falla original, oscurece el objetivo. Anotar en la prueba las razones y objetivos brevemente es muy útil para un control adecuado. Problemas intermitentes son causados por sobre pruebas y puede ser causa de otros problemas inducidos especialmente por relevadores de estado sólido.

La otra área es el incremento de la tendencia de perder la perspectiva de las pruebas, como separar las pruebas de la aplicación y grupos de operación, tal separación es necesaria cuando el sistema de potencia crece, pero esto tiene un peligro potencial para las pruebas con el personal que no esta familiarizado con la aplicación de los relevadores y aplicar pruebas para condiciones en las cuales el relevador nunca será llevado a operar.

Al agrupar las pruebas se puede perder la perspectiva de estas, llegando hacer pruebas excesivas o innecesarias, con el incremento de costos y escases de mano de obra en el área de pruebas, particularmente pruebas de mantenimiento, las pruebas serán estudiadas por su utilidad. Un numero de usuarios indica que las pruebas a menos frecuencia tiene como resultado un mejor récord operativo. Reducción de errores causados por descuidos y por menor frecuencia de mantenimiento.

Los estudios muestran que hay dos causas primarias de errores: equipos defectuosos y descuidos de empleados, ambos decrementan de tal manera que los descuidos son la causa mayor porcentual en errores. Varias compañías cuyos intervalos de mantenimiento eran de 6 meses lo han extendido a dos años y consideran extenderlo a 2 años y medio, la tendencia es a intervalos más largos entre mantenimientos.

Concepto de pruebas: el concepto de las pruebas a relevadores es aplicar el mismo voltaje y corriente a un ángulo de fase apropiado al relevador el cual puede ser aplicado durante una operación normal.

Esas condiciones no incluyen fallas dentro de la zona del relevador de operación y fuera de la zona de operación en condiciones de no falla del sistema o de operación normal. La aproximación de las cantidades de pruebas son determinadas aproximadamente de los resultados obtenidos. Las lecturas aproximadas del medidor pueden hacerse continuamente y ajustarse si es necesario. La aproximación de lecturas, distorsión de onda por el equipo de prueba y los instrumentos de calibración afectaran los resultados de las pruebas, lo que hay que tomar en consideración cuando analice los resultados de las pruebas.

Objetivos de las pruebas: los objetivos de las pruebas a los relevadores de protección sugieren cuatro clases de pruebas:

1. Pruebas de aceptación, nuevos productos por primera vez aplicados, pruebas de cada producto recibido

2. Pruebas de instalación

3. Mantenimiento o pruebas funcionales

4. Pruebas de reparación.

1. Pruebas de aceptación: estas pruebas son hechas una sola vez y generalmente son hechas en laboratorio, las hay de dos tipos.

a). Nuevos productos que no han sido previamente usados, se extienden a pruebas cuando se desea experimentar y conocer formación técnica adicional.

b). Cada producto recibido por el fabricante incluye un mínimo de puntos importantes prácticos a chequear.

Además el usuario después de haber recibido el relevador debe chequear

visualmente si no ha sufrido algún daño en su transporte. Las pruebas sirven para verificar que funcione normalmente y que la calibración de fábrica no se ha alterado. Verifique que el dato de placa y el modelo coincide con lo requerido, inspeccione visualmente si el relevador no ha sufrido algún daño durante el transporte.

2. Pruebas de instalación: estas son pruebas de campo para determinar que la instalación este hecha correctamente en el uso actual, normalmente no se reporten a menos que halla ocurrido una operación incorrecta. Frecuentemente son hechas por simulación de pruebas con los circuitos secundarios energizados por una fuente portátil.

Otros métodos incluyen:

a) pruebas simuladas de corriente primaria y voltaje

b) prueba de operación con voltaje reducido

c) efectuar pruebas de fallas

3. Mantenimiento o pruebas funcionales: estas pruebas son generalmente hechas en campo a intervalos regulares. Estos intervalos varían a medida del usuario y depende de (a) experiencia pasada (b) tipos de relevadores de protección empleados (c) clase de voltaje en el sistema de potencia (d) importancia del equipo a proteger.

La gran mayoría de usuarios hace mantenimiento a prueba funcional una vez al año. Sin embargo esto tiende hacerse a intervalos mayores.

El mantenimiento del relevador consiste de:

a) Inspeccionar y pulir los contactos de tratarse de accionamiento electromecánico

b) Inspección general (remover suciedad, apretar tornillos, chequear que circuitos impresos estén insertados apropiadamente

c) Chequear ajustes

d) Disparar manualmente y observar que cierren los contactos en caso de relevadores electromecánicos, en caso de ser de estado sólido, usar una unidad de prueba funcional.

4. Pruebas de reparación: accesorios para pruebas, una de las herramientas más importantes en la instalación es un osciloscopio para analizar el evento del disturbio. Este da un apoyo invaluable y ahorra muchas horas hombre ya que para sacar conjeturas, se desea obtener un récord de condiciones de la fuente del disturbio.

Las pruebas de los *switches* son normalmente hechas con paneles de relevadores. Estas pruebas son con voltajes y corrientes vistos por los relevadores. Es de tener cuidado cuando se verifiquen corrientes en circuitos abiertos. Las pruebas dan una localización para abrir el circuito de disparo y el circuito de potencial. Tener cuidado cuando se use una fuente separada para la prueba, para pruebas sin conexión a tierra debe tenerse precaución en no aterrizar accidentalmente una tierra al circuito secundario pues puede causar un falso disparo.

Siempre que pruebe relevadores sobre el sistema de potencia energizado tome todas las precauciones para el personal y el equipo, las pruebas funcionales son normalmente hechas con sistemas de relevadores de estado sólido. Estas unidades de prueba son alambradas al sistema de relevadores, las pruebas pueden ser hechas con o sin disparo activado.

Todos los dispositivos que operan con corriente alterna son afectados por la frecuencia. Para formas de onda no sinusoidales se puede analizar como una frecuencia fundamental mas allá de la armónica fundamental, es de comprender que los relevadores operan con corriente alterna y que son afectados por ondas no sinusoidales. El sistema *scada* incorpora un juego de filtros analógicos y digitales que son sensibles a la frecuencia.

Las mediciones serán efectuadas por formas de onda no sinusoidales, los relevadores incorporan una fuente de *dc* que puede ser energizada por una fuente de corriente alterna no rectificadas y no filtradas.

Si hay un exceso de rizo en la fuente de *dc* esto puede provocar que las funciones de medición del relevador no operen correctamente, cuando se usa una fuente *dc* con rizo elevado (componente *ac*) el valor mínimo absoluto de voltaje *dc* será mayor que el mínimo voltaje *dc* auxiliar especificado para el relevador. Por ejemplo en el modelo 48/125 *vdc* es necesario aplicar un voltaje que nunca sea menor que el 80% de 48 *vdc*. Como regla el voltaje auxiliar no debe tener un rizo más grande que 5%.

Las magnitudes de las corrientes del relevador de estado sólido están basadas sobre la componente fundamental únicamente. Por esta razón usar un amperímetro que no mide los valores fundamentales, por ejemplo un valor promedio no filtrado fuera de la armónica, causa diferencias en la lectura del amperímetro. Esto no significa que el relevador no opere correctamente. El equipo usado para hacer las pruebas de disparo y las pruebas del tiempo de operación deben ser calibrados y tener una mejor precisión que la del relevador. Si se aplica la prueba de AC las cantidades son derivadas directamente del sistema de Potencia, dará una magnitud que permanecerá estable, cuando se pruebe cerca del nivel del *pickup*.

Los relevadores son calibrados en fábrica por equipos sofisticados de sintetizadores de frecuencia, pruebas programadas con equipo para 50 Hz, 60Hz y sus correspondientes armónicos. Cuando se somete a prueba el relevador, usted puede usar una fuente *ac* cuando la forma de onda no contiene armónicos.

Es importante que la precisión de la prueba depende de la precisión de la fuente de prueba o patrón y del instrumento utilizado.

Dado que la frecuencia de operación es programable (50 o 60 Hz) , es esencial que la frecuencia de la fuente coincida con la frecuencia programada en el relevador de lo contrario puede esperarse un error en la medición.

Relevador dos devanados: cada vez que se produce un disparo, verifique el *led* de color rojo correspondiente a la fase con falla, siendo probada la función (diferencial o instantánea). Indicando un disparo general, la fase que se disparo y la función que origina el disparo (diferencial o instantáneo).

También cuando se produce un disparo chequear que los contactos y contactos auxiliares estén cerrados. Después de completar cada prueba, es importante que todas las corrientes estén a cero.

Los valores de operación para pruebas específicas vienen dadas para un relevadores con relación de corriente de 5 amp. Para relevadores de 1 amp. aplicar valores proporcionales. Seleccione un *tap* de 1 (correspondiente a una corriente de 5 amp) para todos los devanados.

La restricción porcentual puede estar a 25% y la restricción de armónico a 20% sensibilidad a 0.3, los valores de operación instantánea puede ser puesta a 6 veces el *tap*.

Verificar el alambrado interno del relevador que esté correcto, la compensación en modo externo y que la corriente circule en serie a través de las tres fases del primer y segundo devanado. Haga que la corriente aplicada al secundario este desfasada comparada con la primera.

La lectura de corriente diferencial de las tres fases puede ser cero, la lectura de corriente para las tres fases puede ser igual en magnitud a la corriente que circula por el relevador (en la escala de un valor de *tap* igual 1) con exactitud igual +/-5%.

Sensibilidad: el relevador se conecta como se muestra en la figura 14 con S2 abierto. Gradualmente incremente I_1 y chequeo que el relevador opere con una corriente comprendida entre (1.45 y 1.55) amperes.

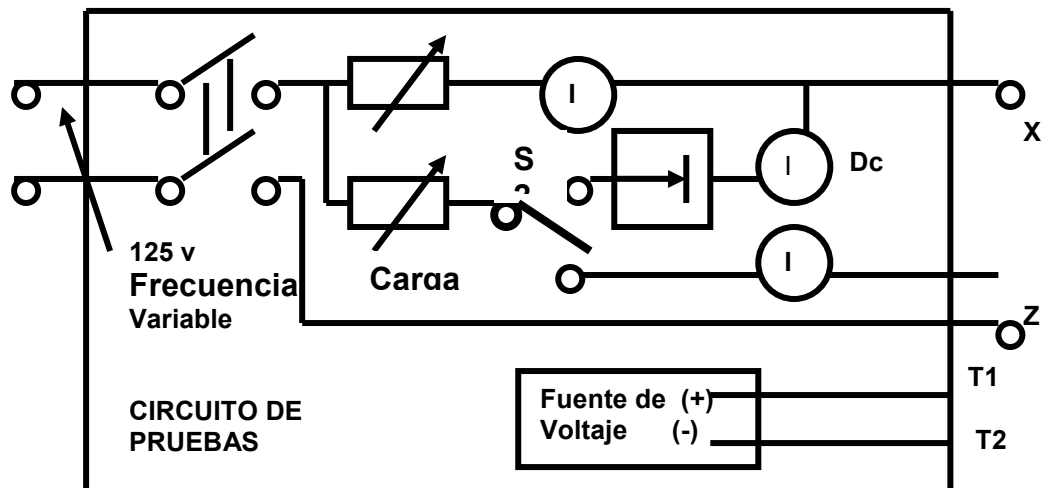
Restricción porcentual: como se muestra en la figura 14 con S2 posicione a B. Haga que I_3 sea igual a 10 amperes. Y gradualmente incremente I_1 hasta que el relevador comience a operar. La operación puede ocurrir entre el valor de 3.6 y 4.4 Amperes. Continúe la prueba operando el relevador para otras restricciones de acuerdo con la tabla VIII.

Tabla VIII. Restricción porcentual de prueba

Valor restringido	I_3 (Amperes)	I_1 (amperes)
50 %	10	6.10 – 6.90
25 %	10	3.60 – 4.40
15 %	10	2.75 – 3.25

Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-105501. Pág.. 6-5.

Figura 14. Circuito de pruebas de restricción porcentual



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-105501. Pág. 6-5.

Tabla IX. Combinaciones posibles del circuito de prueba

PHASE	CONNECTIONS		S2 POSITIONING AS PER SELECTED CHARACTERISTIC TEST			
	TEST SET	RELAT TERMINALS	PICK-UP	HARMONICS RESTRAINT	PORCENTAGE CHARACTERISTIC	OVERCURRENT UNIT
A	X	A8-B8	POSITION: OPEN	POSITION: A	POSITION: B	POSITION: OPEN
	Y	A7				
	Z	B7				
B	X	A10-B10				
	Y	A9				
	Z	B9				
C	X	A12-B12				
	Y	A11				
	Z	B11				

Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-105501. Pág. 6-5.

Restricción de armónicos: ponga S2 para posición (A) ver figura 14. El análisis de una sola fase con una corriente rectificada, muestra el porcentaje fijo de corriente *dc*, la frecuencia fundamental y una segunda armónica con armónicos pares es despreciable, es aproximadamente la forma de onda de la corriente *Inrush* de un transformador de potencia.

Sin embargo el segundo armónico es fijo porcentualmente, todos los porcentajes aplicados al relevador se varían cambiando la cantidad de la corriente fundamental I_1 , la cual es sumada a la corriente rectificada I_2 . La siguiente expresión muestra la relación entre el segundo armónico. La corriente rectificada I_2 , y la fundamental I_1 .

$$\% 2^{\text{nd}} = \frac{0.212 * I_2}{0.45 * I_1 + 0.5 * I_2} * 100$$

El relevador restringirá en porcentaje del segundo armónico mas del 20%, pero operara para un porcentaje igual o menor. Con un amperímetro de *dc*, lleve I_2 a 4 amp., incremente la corriente I_1 hasta que opere el relevador, la operación de I_1 puede ser entre 4.5 y 5.5 amperes. Esto corresponde el valor entre 19% y 21% del segundo armónico. Se puede notar que la magnitud de la corriente rectificada I_2 es significativamente influenciada por la corriente I_1 , I_2 puede ser verificada y mantenerla a un valor apropiado.

Función de Sobre corriente: abra el *switch* S2, incremente gradualmente la corriente I_1 , la función instantánea opera para un valor de corriente entre (29 y 31) amperes.

Durante la prueba la corriente aplicada no puede ser aplicada durante 2 segundos. El valor diferencial opera para un valor de I_1 menor que la función instantánea. No use el contacto de disparo para chequear la operación de la función instantánea, deshabilite la función diferencial.

Instalación: el lugar donde será instalado el relevador debe de estar limpio, puede estar montado sobre una superficie vertical. Si las pruebas de construcción indican que requiere calibración es recomendable que la haga el fabricante.

Conexión a tierra: las terminales del relevador B6 y D6 serán conectados directamente a la tierra de la estación. El circuito de supresión de sobrecarga esta incluido en la función correcta del relevador. La conexión será tan corta como sea posible, para garantizar que una sobrecarga se vaya a tierra, así los capacitores de alta frecuencia aterrizarlos directamente sin pasarlos a través del circuito electrónico. Garantice la seguridad del personal de pruebas aterrizando el chasis del equipo.

Taps: para obtener la corriente mínima diferencial, producida por la desigualdad de corrientes dadas por los transformadores ajuste el *tap*. El *tap* se puede ajustar entre 0.5 a 10 veces la relación de corrientes en incrementos permitiendo ajustar finamente la función diferencial. El ajuste de los *taps* se puede calcular de tal manera que se igualan las corrientes dadas por el transformador de corriente lo más cercano posible.

Medición de la corriente diferencial: la medición de la corriente diferencial es útil para chequear si se ha elegido el *tap* optimo o si ha ocurrido un error en el cableado.

Adicionalmente puede indicar la presencia de fallas sin el transformador de potencia cuando la corriente de falla es baja para operar el relevador. La corriente diferencial del relevador puede ser desplegada en la pantalla, debido a la cuantificación del error.

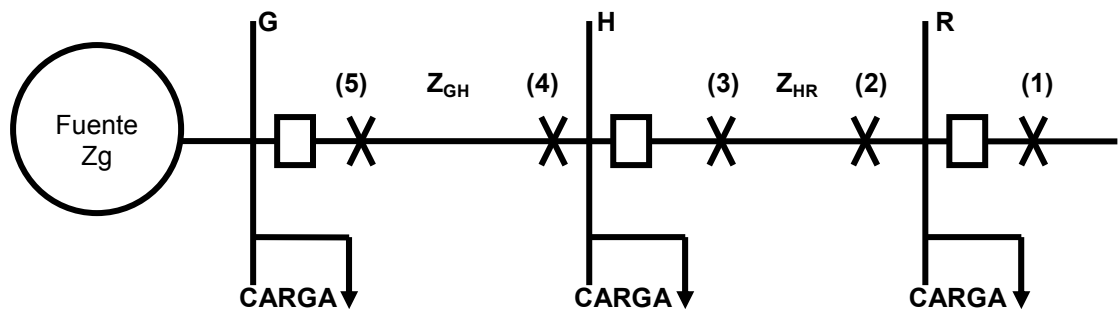
La incertidumbre de la lectura puede variar entre 0.2% y 0.5%. Por ejemplo la corriente desplegada es de 0.2, el valor de la medición en el relevador será de 0.19 a 0.21 lo que indica una incertidumbre del 5%. El margen de seguridad contra una falsa operación, la corriente diferencial no excede de 80% de la operación requerida por el relevador. Un desbalance de este tipo puede ser debido a un error alto producido por la precisión del relevador a valores de corriente de precisión pero este no es mejor que la precisión del transformador. Los Transformadores de corriente no tienen su precisión optimizada en el rango de $(0 - 2) \times I_n$ (0 – 10 amperes) para un CT de 5 amperes.

5.2 Coordinación de protecciones

Los relevadores dentro de un sistema pueden ser coordinados usando gráficas o tablas, sin embargo las gráficas son mas útiles para sistemas radiales. Se utiliza papel logarítmico utilizando la abcisa para valores de corriente y la ordenada para el valor del tiempo. El papel log-log es preferido cuando se usa un tipo diferente de dispositivos como por ejemplo fusibles, la escala de la corriente puede ser en amperes o valor por unidad p.u. alguna diferencia en la relación del transformador de corriente que debe tomarse en cuenta cuando determine la actual corriente del relevador a diferentes distancias.

El procedimiento que conduce a una coordinación es la siguiente: primero se asume que tipo de relevador se desea (rango de *tap* y características de tiempo) la relación de transformación del C.T.

Figura 15. Coordinacion de protecciones



Fuente: J. V. Kresser. *Applied protective relaying*. Pág. 10-4.

Determine la falla crítica, su localización y los valores de corriente de falla. Plotee esas variables sobre la gráfica tiempo-corriente, dibuje líneas verticales a varios valores.

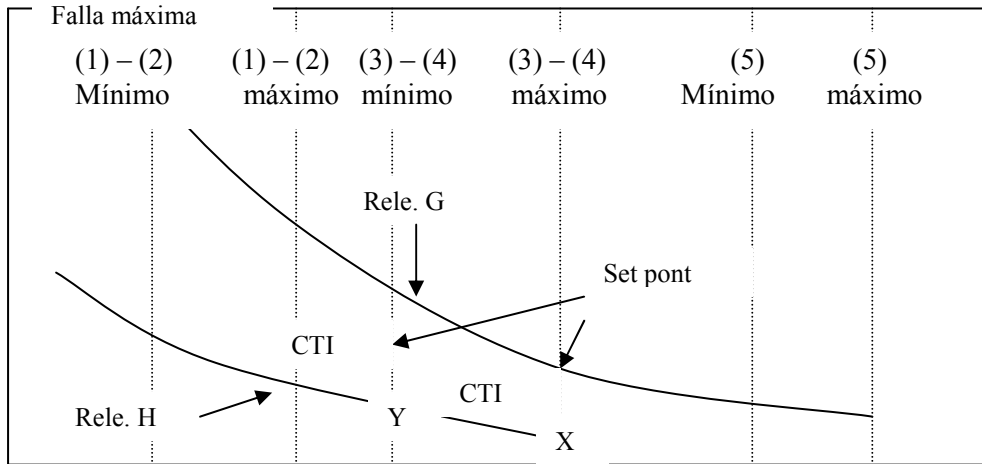
Determine el próximo tiempo de operación del relevador para la máxima y mínima corriente de falla. Para el relevador G, (figura 16), este tiempo de operación es uno para falla máxima y falla mínima, para el relé H (figura 16 en los puntos X y Y respectivamente). Esto hace asumir que el relevador H ha sido previamente coordinado con el relevador G a la derecha.

Agregue el intervalo de tiempo de coordinación en los puntos X , Y. En este paso se dan dos puntos para la curva característica del relé G. Elija un *tap* para que opere el relevador G a mínima falla por fase, no deben operar sobre máxima carga.

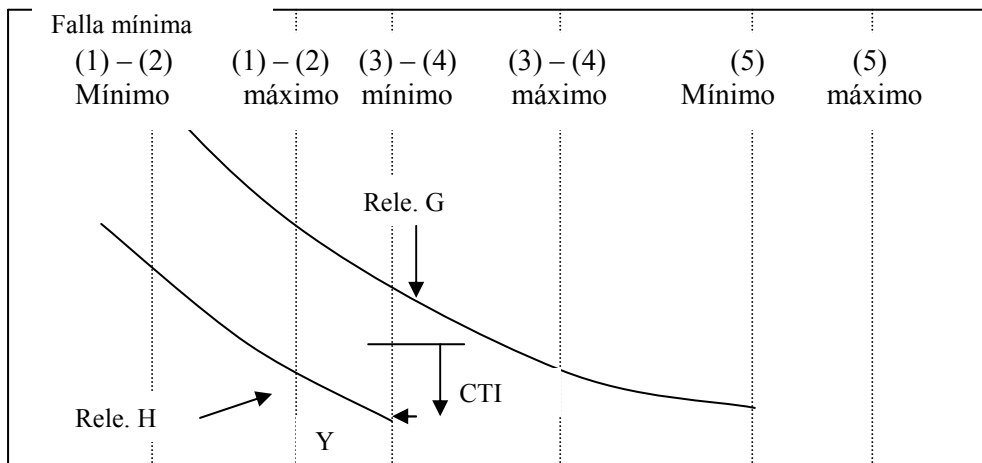
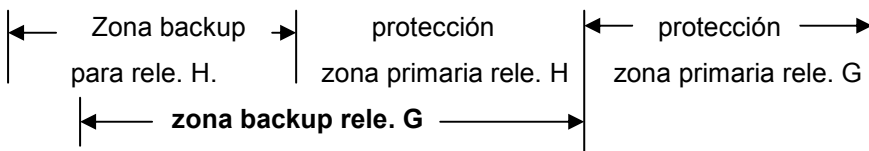
Elija el tiempo tal que el relevador G en su curva tiempo – corriente pasa a través , arriba o en ambos puntos X ,Y. Para un tiempo de operación de falla máxima y mínima usualmente la máxima corriente de falla es la mas crítica para coordinar.

Repita los pasos anteriores.

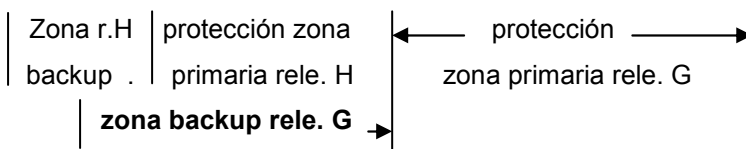
Figura 16. Curvas de tiempo-corriente para falla máxima y mínima



Tiempo vs corriente



Tiempo vs corriente

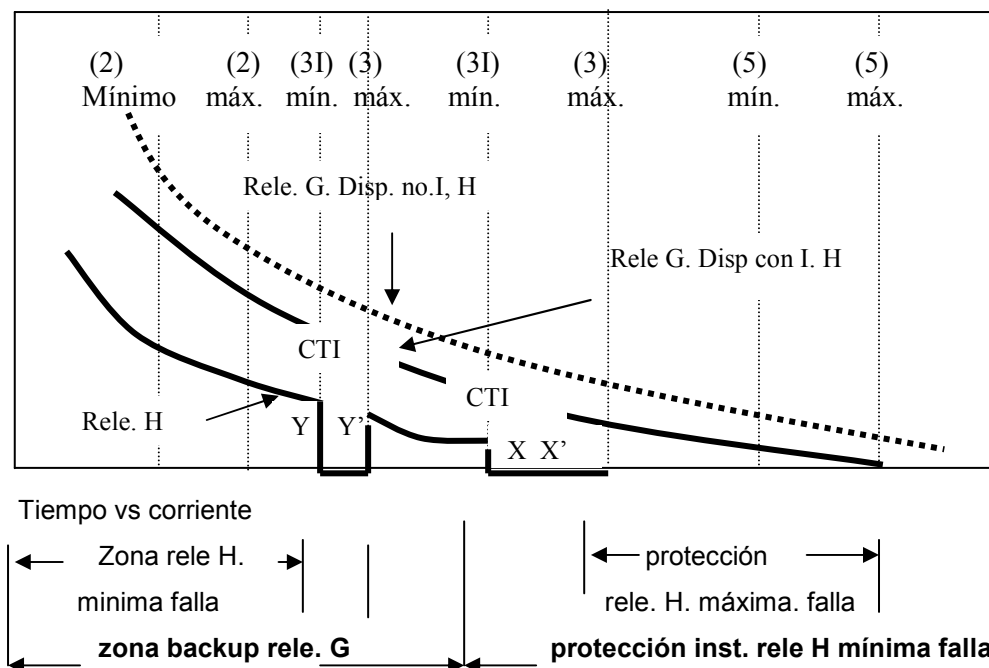


Fuente: J. V. Kresser. *Applied protective relaying*. Pág. 10-5.

Coordinación del intervalo de tiempo (CTI): la coordinación de intervalo de tiempo es el mínimo intervalo que permite que el relevador y el interruptor limpien la falla en la zona de operación. A continuación se detallan los factores que influyen en el (CTI).

Tiempo en que se interrumpe la falla: margen de seguridad para compensar posibles desviaciones en corrientes de falla calculadas, tiempo de operación del relevador que es mínimo cuando se trata de unidades de estado sólido, error en la relación de transformación del CT.

Figura 17. Coordinación del intervalo de tiempo de respuesta del relevador



Fuente: J. V. Kresser. *Applied protective relaying*. Pág. 10-9.

Cuando se coordina se aconseja tomar un valor aproximado de 3 veces la mínima corriente de disparo quedando un rango de CTI de 0.2 a 0.3 sg. Con estos CTI es un paso para compensar los errores en las curvas generadas por computadora.

Estructura del programa de coordinación y protección: el programa esta rigurosamente estructurado en tres partes. Aplicación de datos corrientes / impedancias.

Coordinación, chequeo de operación, evaluación de operación. La aplicación de datos de corrientes / impedancias son derivados de estudios separados de corto circuito. El programa tabula nueve condiciones criticas de falla las cuales son esenciales para la aplicación de dispositivos.

Datos de aplicación de corrientes. Falla máxima: máxima corriente a través del dispositivo para una falla localizada sobre las terminales del dispositivo.

Falla máxima lejos del bus: máxima corriente de falla a través del dispositivo para fallas localizadas lejos del bus.

Falla mínima lejos del bus: mínima corriente a través del dispositivo para fallas localizadas lejos del bus.

Máxima falla: máxima corriente de falla simétrica que fluye a través del dispositivo para alguna condición de falla considerando corto circuito.

Mínima falla: la mitad de la mínima corriente de falla para alguna falla sobre dos buses.

Mínima falla final de línea: mínima corriente de falla en una línea, falla remota (falla con interruptor abierto en el bus).

Falla cerca del bus: máxima corriente que fluye a través de un dispositivo para una falla localizada cerca del bus.

Mínima falla final de línea: mínima corriente a través del dispositivo para una falla localizada cerca del final de la línea con interruptor abierto.

Carga en salida de bus: máxima corriente dada por la información de entrada. El resultado del ingreso de los datos por el programa de Coordinación de protecciones es el de elegir el *setting* del dispositivo que asegure una operación rápida para fallas sin protección primaria. El programa utiliza topología de rama para establecer un listado de sobre límites y asociarlo a cada dispositivo.

El desarrollo de la respuesta del sistema en mapa es una parte integral de un estudio completo del programa de coordinación y protección. El mapa muestra la condición crítica en el sistema y ayuda a identificar problemas de coordinación además indica la ingeniería del relevador y los efectos de estos problemas sobre todo el sistema basado en un *software* de simulación de fallas.

El desarrollo del mapeo es el resultado del estudio de coordinación usando el siguiente procedimiento:

1. Listado de todos los dispositivos insensibilizados
2. Elija un dispositivo de la lista

3. Verifique todos los dispositivos que están coordinados para el cual este extralimitado el dispositivo de respaldo
4. Determine el par de dispositivos para el cual la diferencia en tiempo de operación es la más pequeña. Esta mínima diferencia cerrara el intervalo de tiempo de coordinación (CTI), el par de dispositivos identificados por un enlace en la cadena de coordinación.
5. Use el dispositivo extralimitado en un enlace previo, repita el paso 3 hasta que el enlace de coordinación para un lazo o línea radial complete la cadena de coordinación.
6. Elija el dispositivo no incluido en alguna cadena previa, repita los pasos 3 y 4, hasta que el listado de dispositivos insensibilizados este agotado quedando la respuesta del sistema al mapa completa.

Dispositivos insensibilizados: el primer paso en el desarrollo de la respuesta de mapa es el listado de todos los dispositivos de protección insensibilizados, esto es todos los dispositivos que operan mucho mas lento de lo normal o deseado por requerimientos de coordinación, la siguiente guía ayudara a identificar tales dispositivos.

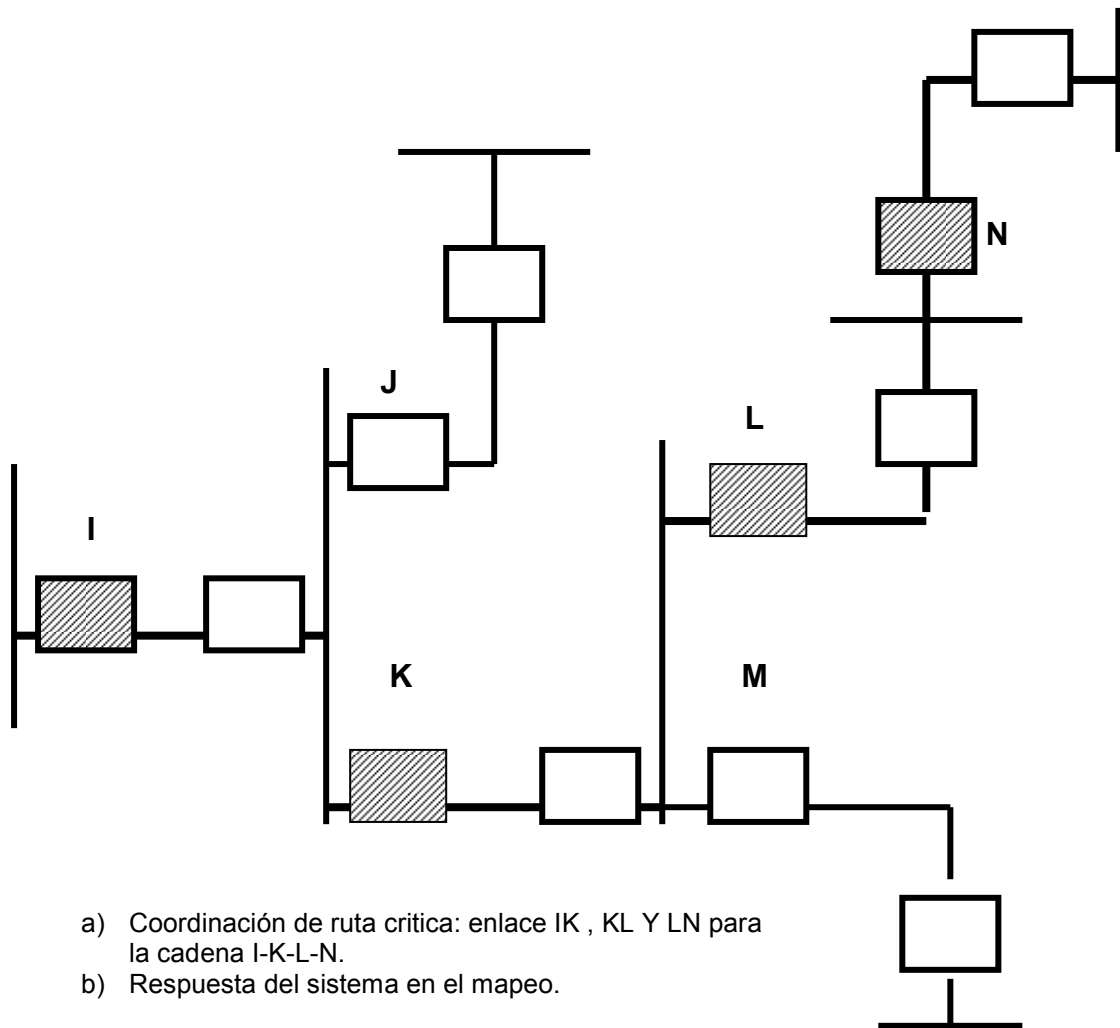
- a) Relevador de sobre corriente – *setting* de dial alto o *tap* del *setting* mucho mas alto que el requerido para prevenir disparo por corriente de carga.
- b) Relevador de distancia- *setting* alto de tiempo
- c) Fusibles y *reclosers* – relaciones mas altas que la requerida por corriente de carga.

5.2.1 Coordinación por mapeo

El mapa dibujado de la coordinación en el sistema usando pares críticos y estos son el respaldo, el par con el dispositivo primario con la diferencia más pequeña entre cada característica de operación.

En la figura 18 se ilustra este concepto, I dispositivo insensibilizado tiene un valor alto de tiempo y un valor alto de tap , hay dos pares asociados con el dispositivo I, I-J e I-K. El resultado del estudio de coordinación el par I-K este es un par crítico de operación. Este par representa un enlace en la respuesta del sistema en el mapa. El dispositivo K hace par con L y M. K-L es un par crítico y también es un par crítico y forma un enlace. Esta consecuencia de enlaces forma un camino ininterrumpido conectando todos los dispositivos de operación lenta en I. Los tres enlaces, cadena (I-K, K-L, L-N) note que el sistema de mapeo incluye todos los dispositivos insensibilizados.

Figura 18. Coordinación de protecciones por mapeo



Fuente: V. F. Wilreker. *Applied protective relaying*. Pág. 12-7.

El estudio determina los *setting*, para optimizar la coordinación en el chequeo del estudio de datos nos indica que cambios hay que hacer en los dispositivos de protección y comenzar a observar los efectos de los cambios y establecer nuevos *settings*, para tales dispositivos.

5.3 Automatización de subestación 69,000 volt

Como primera fase del proyecto se comenzó con monitoreo de señales utilizando equipo de medición *General Electric EPM (power leader)*, equipo de campo que se instaló configurado para *modbus RS 485* y equipo *power measurement 3720 y 3710* también comunicados por *modbus*, e integrarlo a un sistema de control de *GE power management control system* el cual consiste de cuatro partes básicas: dispositivos de control de potencia, conexión en red, software *PMCS DDE Server* y la aplicación del usuario.

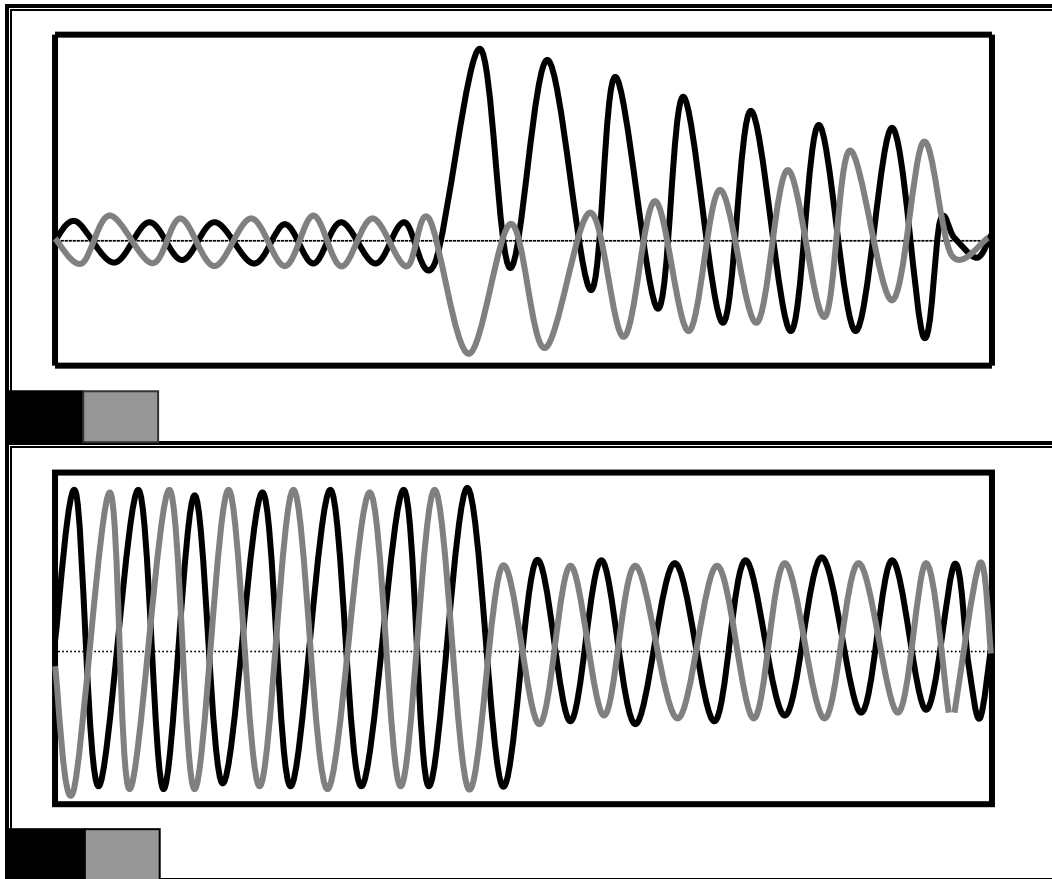
Hay dos versiones de *PMCS DDE server* que están disponibles: una versión corre en *RS 485 modbus RTU* basado para ordenador *PC*, el otro tipo está en *ethernet tcp/ip* basado en ordenador.

Las siglas en inglés *PMCS (Power Management Control System)* y *DDE (Dynamic Data Exchange)* se explican a continuación.

La red *PMCS* y el configurador de dispositivos con *DDE server* es posible tener un control sobre la calidad de potencia entregada a la red de interconexión de potencia, reduce tiempo perdido, incrementa la productividad, recolecta información, el usuario elige los datos a monitorear, configurar con *PMCS DDE* los dispositivos a comunicarse por red en el sistema de comunicación recolectando datos por *software* para su respectivo análisis.

En la figura 19 se muestra un ejemplo de pantallas de visualización de registros oscilográficos.

Figura 19. Registro de las variables eléctricas en tiempo real



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-106166 A. Pág. 79.

Con esta información capturada de los dispositivos de campo se tiene medición, control, eventos, alarmas, tendencias y protección sobre todo tipo de red con herramienta de *software* de desarrollo *HMI*. Estos datos son fáciles de trabajar en hojas electrónicas de cálculo tales como *Microsoft excel*. Una de las ventajas de este sistema que puede recolectar datos de otro *PMCS* compatible acomodándolos y configurándolos utilizando el soporte *modbus RTU*.

El *DDE* es un protocolo de comunicación desarrollado por *Ms Windows*, es una implementación a cliente-servidor y relaciona dos programas que corren o son ejecutados simultáneamente. La aplicación servidor da un dato y acepta el requerimiento de otra aplicación interesada por ese dato. Los requerimientos de estos datos es lo que se llama cliente.

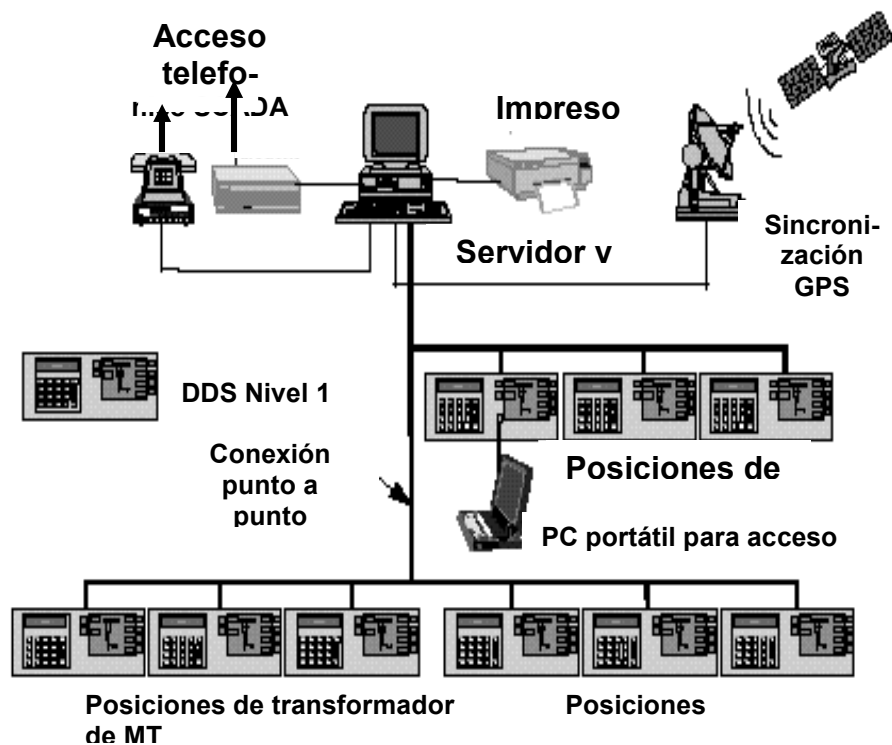
Los requerimientos pueden ser de dos tipos: un requerimiento a la vez o enlace permanente de datos. Como ejemplo de un requerimiento a la vez podemos mencionar cuando corre *excel* para generar un reporte macro, el macro abre temporalmente un enlace para otra aplicación requiriendo algún dato específico cierra el enlace y usa el dato para generar el reporte. El enlace permanente de datos se llama *hot links*. Cuando una aplicación del cliente es puesta en *hot links* a otra aplicación, la aplicación del servidor avisara al cliente cuando especifique algún cambio de valor al dato. El *hot links* permanecerá activo hasta que el programa termine el enlace. Los *hot links* son medidas eficientes de intercambio de datos porque una vez se a establecido el dato la comunicación no ocurre hasta que se especifique los valores a cambiar.

El protocolo *DDE* incluye estandarización de formatos para mensajes que son intercambiados entre el compilador *DDE* tal como *Microsoft excel*.

Existe otra herramienta más poderosa para *Windows NT*, *NetDDE* la aplicación cliente no tiene que correr sobre la misma *PC* como lo hace el *DDE server*, una aplicación cliente en una *PC* puede requerir datos de *DDE* servidor que esta operando a otra área y puerto serial. Dos o más redes *IBM* compatibles con *PC* corren con *Windows NT* para utilizar *NetDDE* que es la versión de *Windows NT* recomendada para el uso con *PMCS*.

El *PMC DDE* servidor que es una aplicación *Windows NT* que seguirá a otra aplicación *Windows NT* para acceder a los datos de dispositivos *GE* y terceros dispositivos.

Figura 20. Red de comunicación de datos a través de *modbus*

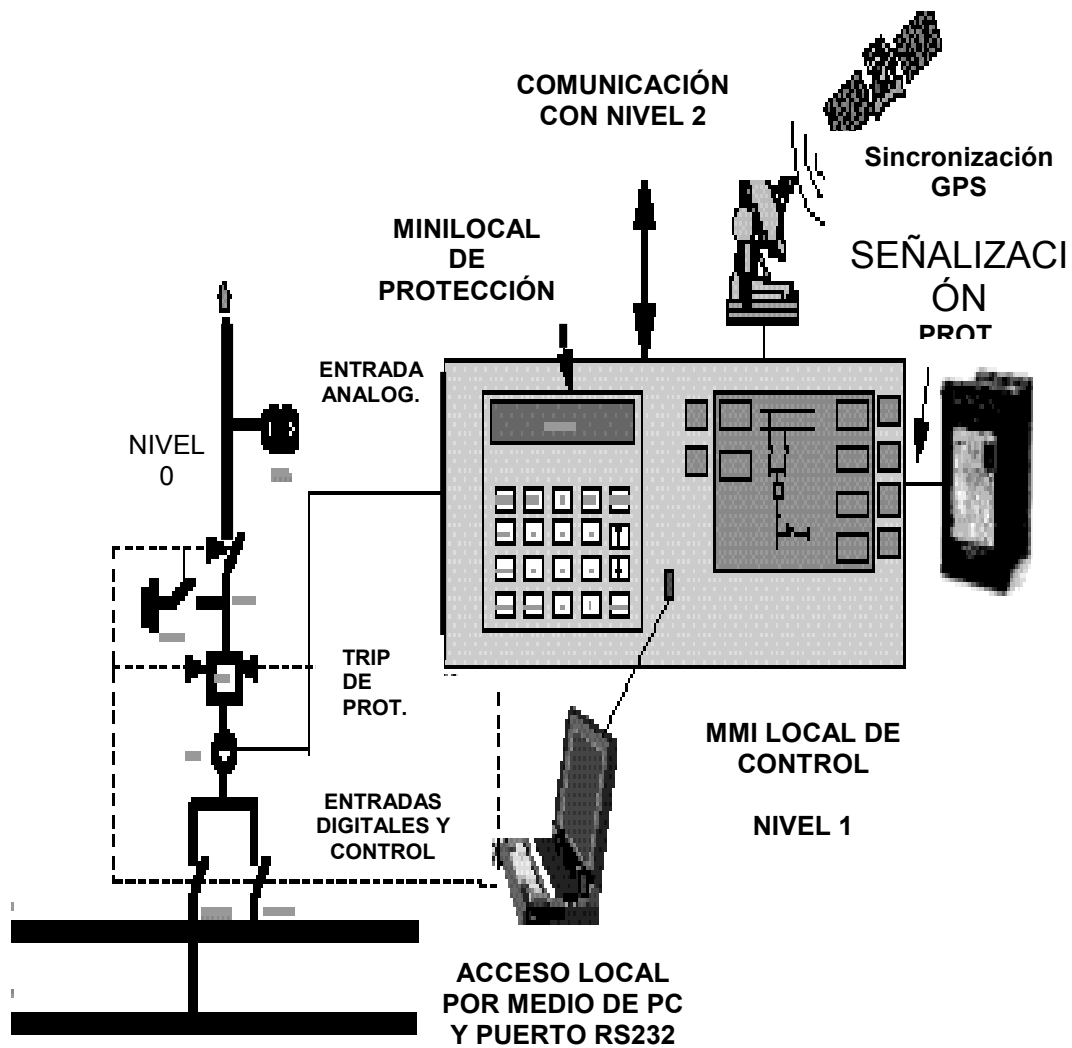


Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-106166 A. Pág. 89.

Se comunica directamente con otras aplicaciones de *PMCS*, tales como herramientas de *HMI*, *log* de eventos, captura de forma de onda, muy útiles y flexibles para el sistema de control de potencia. El *PMC DDE* servidor actúa de puente entre *modbus RTU* o *ethernet* en control de potencia y el compilador *DDE* de *software* para aplicaciones de las pantallas, análisis y control.

El DDE servidor soporta el DDE para datos con aplicaciones sobre la misma computadora y NetDDE para datos en red con otras computadoras área-local.

Figura 21. Conexión a través de puerto RS 232



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-106166 A. Pág. 99.

Funciones del microprocesador: se tiene dos sistemas de protección en lo que concierne al generador, un sistema basado en microprocesador (protección digital del generador) que cuenta con las siguientes funciones de protección:

Diferencial de estator (87G)

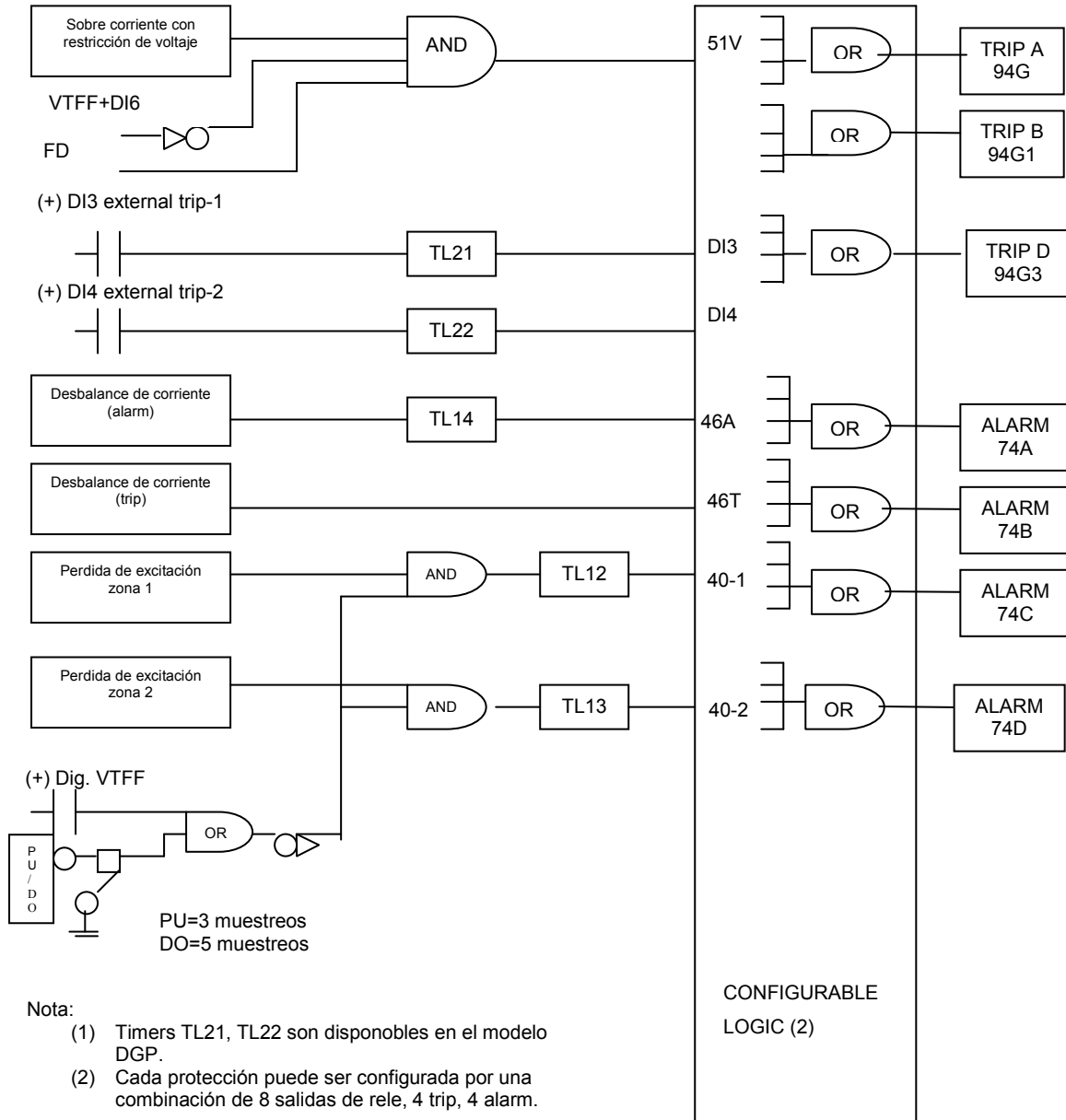
Corriente balanceada (46)

Perdida de excitación (40)

Antimotorización (32)

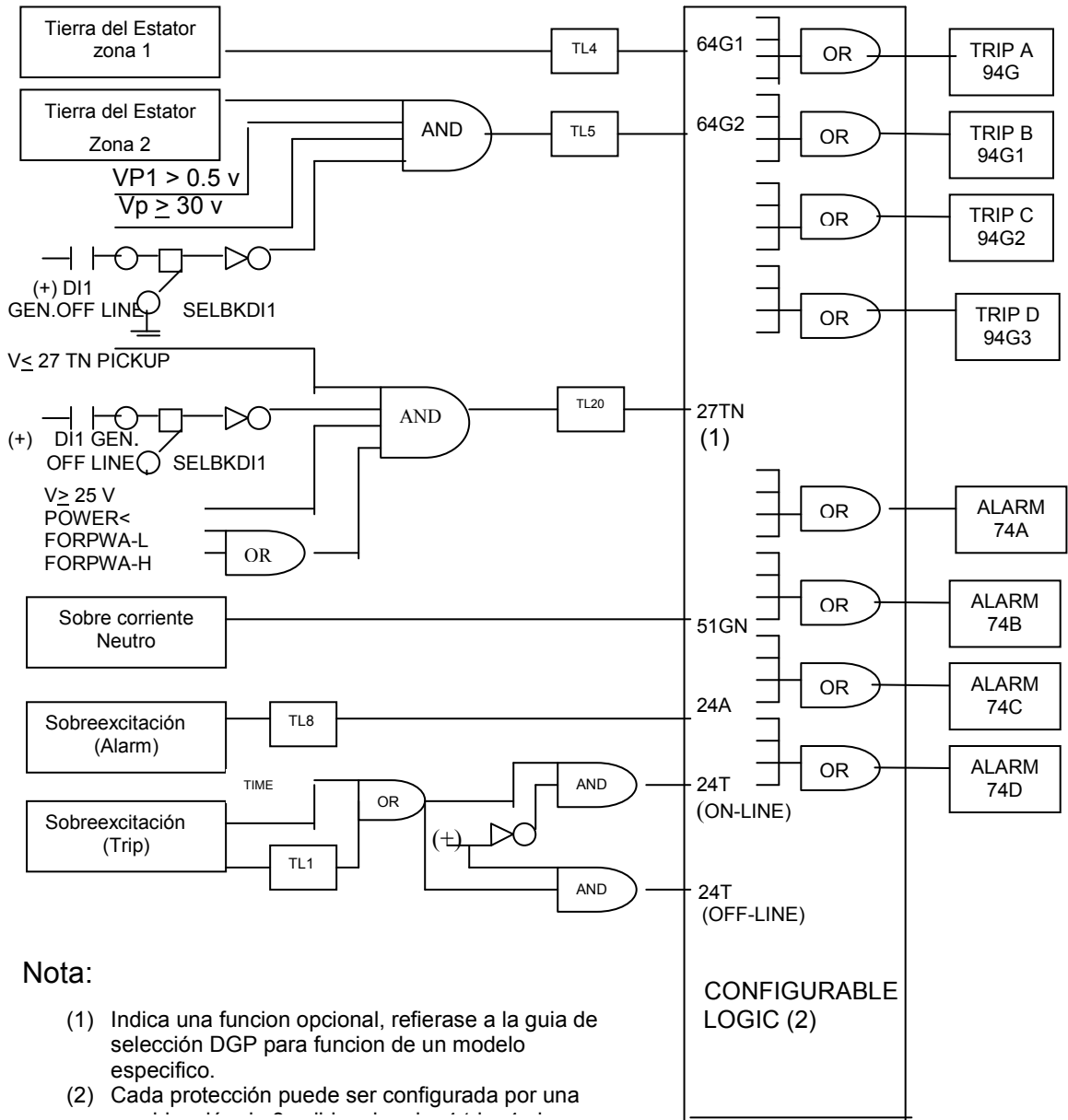
Sobre corriente con restricción de voltaje (51V)

Figura 22. Circuito del relevador digital de restricción de voltaje 51V



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666 A. Pág. 1-13.

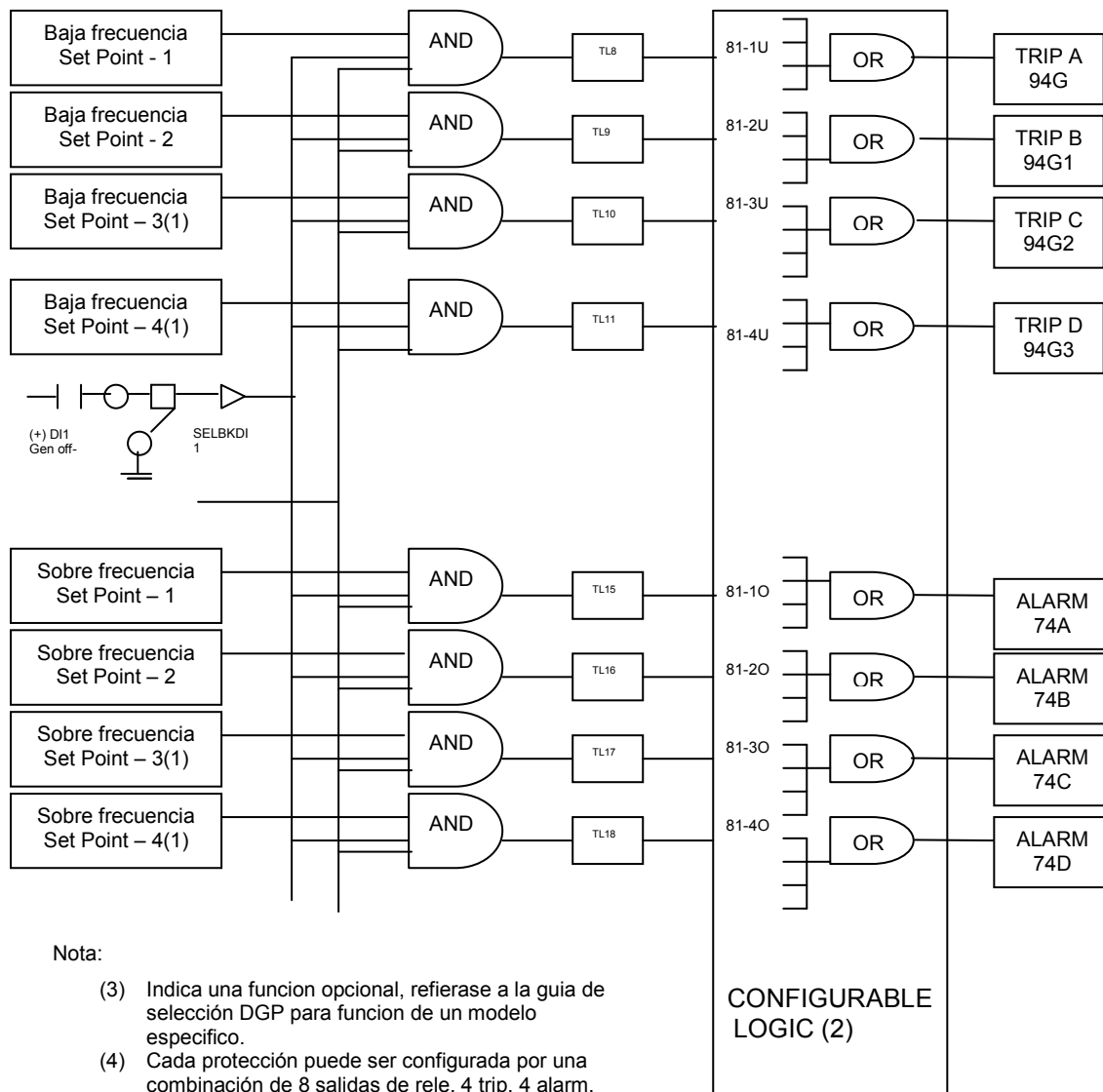
Figura 23. Circuito del relevador digital de protección de tierra del estator



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666 A. Pág. 1-12.

Sobre corriente a tierra (51GN): Sobreexcitación (24), Sobre voltaje (59), Bajo voltaje (27), Sobre y baja frecuencia (81).

Figura 24. Circuito del relevador digital de protecciones de frecuencia



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666 A. Pág. 1-15.

El sistema toma ocho entradas de corriente y cuatro entradas de voltaje: las entradas de corriente en las terminales BH₁, BH₃ Y BH₅ (I_{AS} , I_{BS} , I_{GS}) son usadas para procesar funciones 46, 40, 32 y 51V, las corrientes pueden derivarse por el neutro del sistema o por el neutro del CT, esto puede emplearse para la función diferencial del estator (87G) habilitada en el relevador.

La corriente de entrada I_{NS} e I_{NR} son derivados de las conexiones de la fase respectiva a su CT y por ello no requiere neutro dedicado a los CT. La corriente de secuencia cero del sistema i/o del lado del neutro de los devanados del generador es calculada y comparada con la medición I_{NS} i/o I_{NR} , I_{NR} se usa para el proceso de función 51GN.

Las entradas de voltaje al sistema pueden ser estrella o delta, dados por el voltaje terminal del generador.

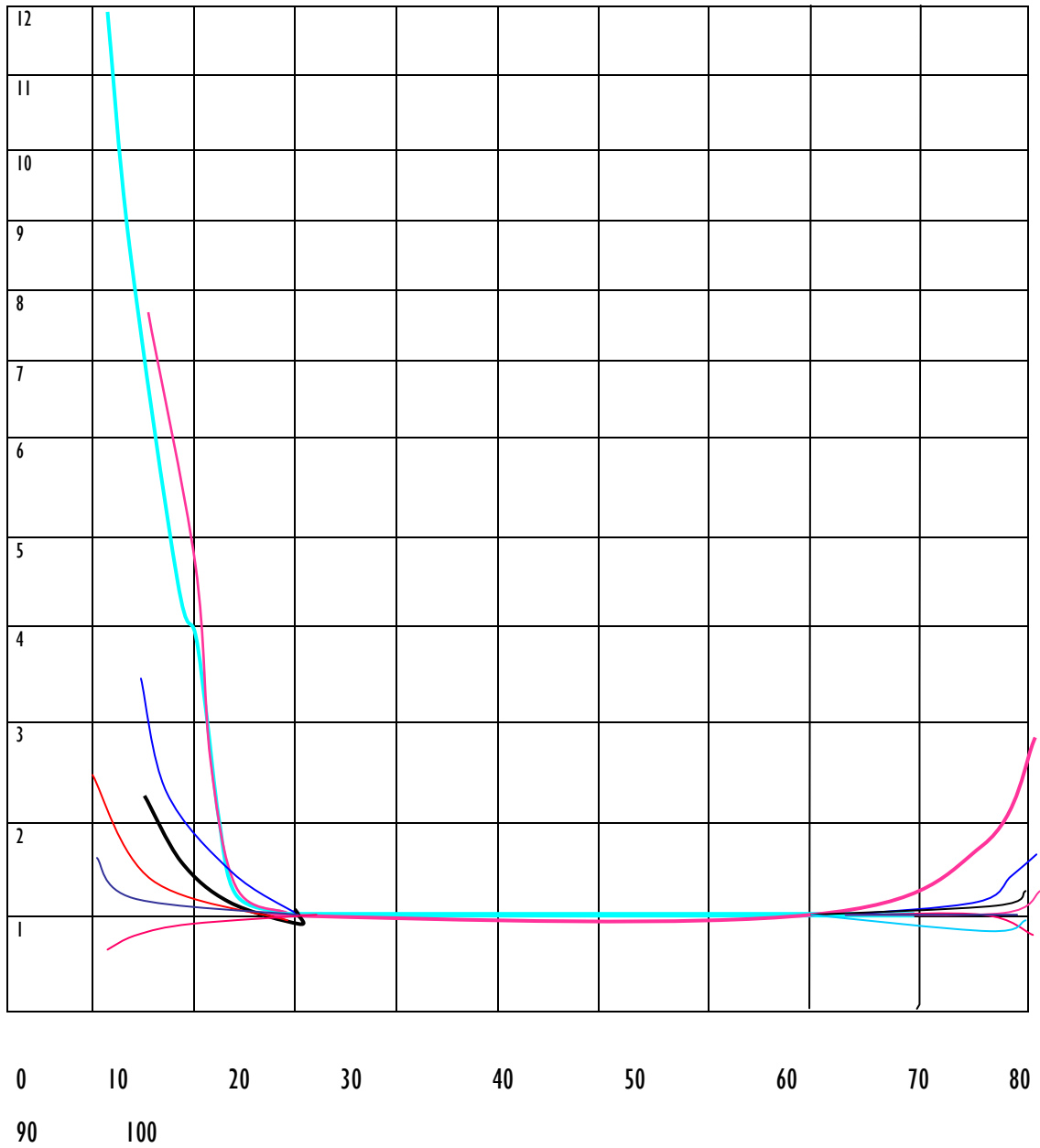
El tiempo de sincronización puede conectarse la señal al sistema para sincronización de este reloj con un milisegundo de referencia de reloj externo.

Hay seis entradas digitales que pueden ser conectadas al relevador. Dos de esas entradas (D13 y D14) son asignadas para señales de alarma o disparo a través del relevador el cual toma ventaja de la configuración de salidas.

Cuenta con ocho salidas de relevadores configuradas por el usuario incluidas en el relevador, cuatro de estos relevadores son (94G, 94G1,94G2, 94G3) para disparo (4msg) de alta velocidad, tiene cuatro relevadores de (8msg) que son para alarmas.

El sistema toma muestra de entrada analógica con forma de onda a una razón de 12 por ciclo. Este muestreo de frecuencia es usado para mantener una relación sobre la frecuencia del sistema de potencia de 30.5 para 79.5 Hz , como resultado de esta característica la exactitud de la medición analógica y la sensibilidad de la función de protecciones el de mantener un sobre rango de la frecuencia del sistema de potencia.

Figura 25. Curva de frecuencia vrs sensibilidad del relevador



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-100666 A. Pag. 1-21.

Para la protección de transformadores se utiliza el relevador *RS 745* que es un relevador digital cuya función es la de dar protección diferencial e instantánea a las tres fases. El *RS 745* contiene un puerto de comunicación serial *RS 232* o fibra óptica, la cual permite utilizar integralmente la protección y el sistema de control de la subestación.

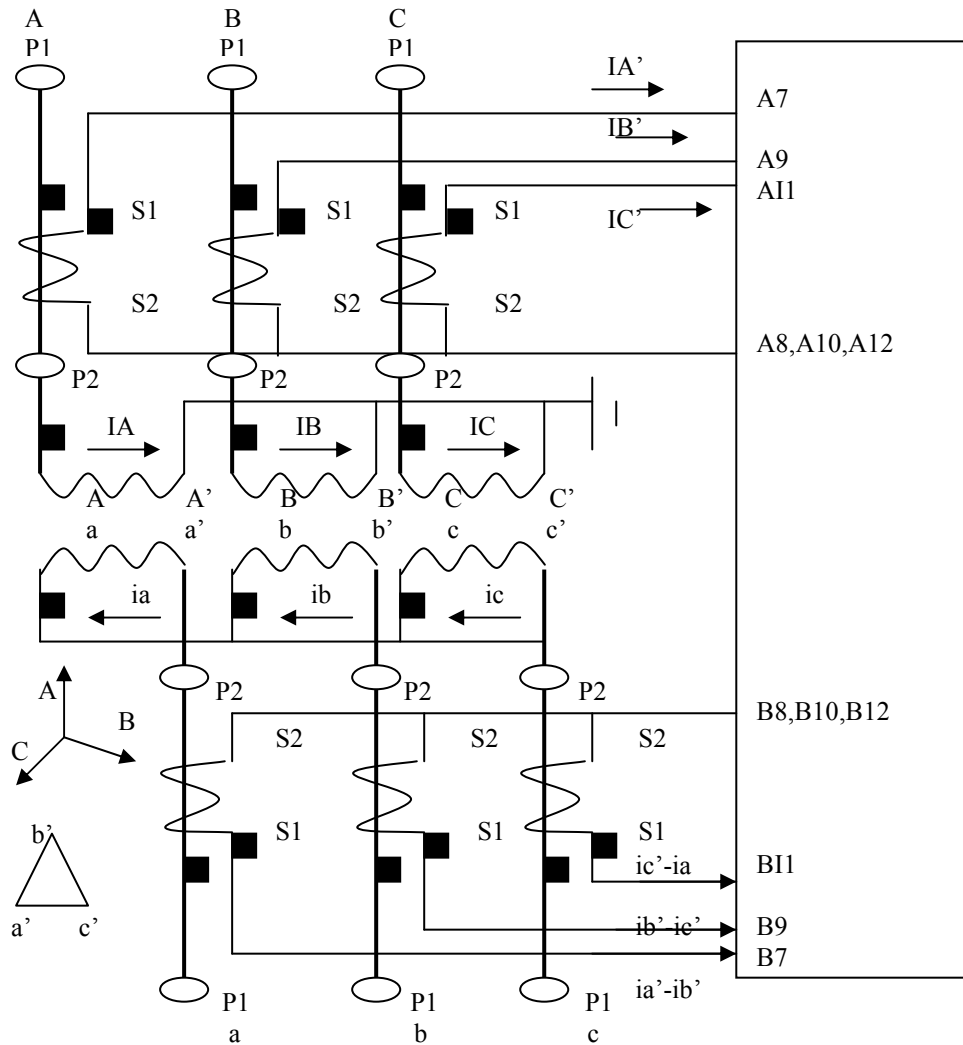
Los componentes del sistema son:

- a) Control remoto

- b) Unidad central de comunicación

El *RS 745* incorpora las siguientes funciones: protección diferencial trifásica totalmente digital con restricción porcentual y armónica (segunda y quinta armónica).

Figura 26. Circuito de conexión de la protección diferencial



Fuente: Manual de *General Electric*. GEK-105501. Pag. 2-12.

1. Protección diferencial instantánea programable
2. Restricción dinámica de armónica
3. Filtrado digital de la componente de corriente de secuencia cero
4. Compensación por cambio de fase implementado por *software*

5. Monitoreo de sobre temperatura y alarma Buchholz
6. Habilita o deshabilita la función de protección y disparo
7. Se puede configurar cualquier selección de devanados

Selección de configurar los transformadores de corriente (estrella, delta tipo B, delta tipo C y diferentes polaridades, reporte de fallas.

Almacenamiento de 255 eventos, cada evento incluye el día, hora, valor de corriente, tipo de evento tal como *pickup*, orden de disparo etc. En caso de una interrupción de corriente los eventos almacenados no se pierden por estar en memoria no volátil *eeeprom*.

Monitoreo en tiempo real y estatus del relevador. Acceso a control por *password*. Auto chequeo de circuitos internos y externos.

CONCLUSIONES

1. La implementación del sistema de automatización de la subestación permite obtener las siguientes ventajas:
 - a) Confiabilidad y selectividad en caso de ocurrir alguna falla.
 - b) Facilidad de mantenimiento de los equipos electrónicos.
 - c) Conocimiento de los parámetros de operación, máximo y mínimo del equipo de protección.
 - d) Facilidad en el chequeo de calibración y puntos de ajustes de los equipos con microprocesador comparados con el equipo electromecánico.
 - e) Se cuenta con el registro del funcionamiento del equipo, así como el registro de fallas.
2. Los resultados obtenidos en esta fase de automatización son los siguientes: reducción de costos de mantenimiento al mínimo, del equipo electrónico comparado con el equipo electromecánico. Debido a la variedad de marcas de equipos existentes en la planta y teniendo en cuenta que no tienen el mismo protocolo de comunicación, la inversión más rentable fue la utilizar las herramientas de *Windows NT DDE server, modbus RTU y profibus dp*, teniendo en cuenta el costo del cambio de una sola marca para estandarizar el equipo a utilizar en dicho proyecto.

El costo de la mano de obra del servicio de ingeniería, dado por técnicos extranjeros, es mínimo cuando se compara con el servicio dado por técnicos guatemaltecos calificados, utilizando tecnología de vanguardia siendo beneficioso para el desarrollo de la industria en el país.

3. El alcance de este proyecto, desde el punto de vista de desarrollo, fue el de comunicar equipos con distintos protocolos. Se investigó y experimentó a mediano plazo, con limitaciones de financiamiento, que dependía de los resultados obtenidos. Utilizando herramientas de *software* y de redes de comunicación, para integrar la información obtenida de estos equipos concernientes al sistema de protección de la subestación y poderla transportar al usuario a través de una red corporativa de comunicación donde se generan reportes de índole administrativo y operativo. Con esto el usuario tiene la capacidad de detectar y llevar un histórico de fallas y crear planes de mantenimiento con su respectivo costo el cual se genera en forma automática.

4. Un logro fue obtener una forma de comunicarse, a través de *software*, con los distintos equipos, solventando el inconveniente de migrar a una tecnología cuya inversión económica se consideraba costosa e innecesaria, desde el punto de vista que se contaba con un equipo que trabaja satisfactoriamente. Con este precedente la inversión que se hizo fue más baja de lo que se había planificado.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que la planta en un futuro se pueda integrar a un sistema experto donde a partir de decisiones estratégicas, se maneje la misma y se integre la información a un banco de datos, donde se analicen fallas y se obtenga información detallada para su respectivo análisis e integrarlo a módulos de mantenimiento.
2. Hacer seguimientos en tiempo real, de autoajustes de calibración de los equipos de protección en forma dinámica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Federal de Electricidad .**Prontuario de protección de sistemas potencia**, tomos 1,2,3,4. 1990.
2. General Electric. **Manuales GEK-1000666 , GE-105501 , GEK-106168A .**
www.ge.com./edc/pm, 1999.
3. PMCS network and device configurator, power leader TM . **DDE server users guide GEH-6510 Automation solution catalog.**
www.gefanuc.com , 1999, chapter 1.
4. Westinghouse electric corporation Relay instrument Division.
Applied protective relaying . Coral Spring Florida 1982,
chapters 1,2,3,5,6,8,9,11,12,22.