



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DE UN
SISTEMA DE PROTECCIONES DE UNA PLANTA
HIDROELÉCTRICA”

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO
P R E S E N T A N

Juan Francisco Suárez Pérez
Marco Iván Rodríguez León



DIRECTOR DE TESIS:
ING. RODOLFO MARTÍNEZ QUERO

CD. Universitaria. México D.F. Mayo 2009

Agradecimientos.

A Juan Suárez y Adela Pérez, mis padres; en primer lugar por darme la vida, que sabiendo que no existirá una forma de agradecerles sus sacrificios y esfuerzos constantes, a quienes la ilusión en su vida ha sido convertirme en persona de provecho y me han dado su apoyo sin condiciones, deseo que sientan que este logro también es de ustedes, que mi esfuerzo es inspirado en ustedes y que mi único ideal son ustedes... ¡Los amo!

A Hugo y Josué, mis hermanos que siguen estudiando; para que esta meta que hoy alcanzo, les sirva como inspiración para que algún día lleguen a este momento, la vida les presentara obstáculos que los llevaran a pensar que tal vez no lo logren; ¡véanme! aprendan de mis errores, no los cometan y anheló el momento que llegue su turno para estar con ustedes y apoyarlos.

A Dejanira, mi novia, consejera y amiga; ¡Por ser, por estar, por existir!, por los mágicos momentos que hemos pasado juntos y hacerme sentir emociones que no comprendía, porque me has brindado tu apoyo incondicional ininidad de ocasiones, por tu compañía esos fines de semana que tenia que ir a trabajar en la tesis, y por hacerme ver las cosas que me rodean desde otra perspectiva.

A mis amigos; los de la prepa 7, los de la Facultad (¡mis niños! y demás personalidades) y por supuesto a los de la casa; quienes mi memoria no podría extraer a todos ni en este ni en ningún otro momento y habría quejas si me falta por mencionar a alguien; ustedes han dejado parte de su vida en mi ya que de cada uno he aprendido algo, por las experiencias vividas, por los errores compartidos, los momentos de diversión y angustia y por saber que en todo momento puedo contar con ustedes.

A Marco mi compañero de tesis, ya vez como en algún momento debíamos de terminar, ¡lo logramos! y Rodolfo nuestro asesor, te agradezco por habernos apoyado en la tesis, por las charlas que mantuvimos en las cuales nos hacías recapacitar acerca de nuestros objetivos y por las enseñanzas que nos has brindado

Juan Francisco Suárez Pérez

Agradecimientos.

Primeramente quiero agradecer a mis padres por haberme traído a este mundo y haberme dado la oportunidad de tener una vida llena de fortuna y hermosos momentos, por enseñarme a viajar y confiar en mi, gracias desde lo mas profundo de mi corazón a ti Magdalena León Luna y a ti Mario Rodríguez Cazares, esta tesis está especialmente dedicada a ustedes dos. ¡Los quiero mucho!

El agradecimiento mas especial se lo dedico a Stephanie Rodríguez León por haberme acompañado durante estos 18 años y ser la mejor amiga existente con la cual he compartido risas, llantos, confidencias y enormes aventuras, gracias hermana por ser la mejor. A mi tía Esperanza Rodríguez Cazares, por impulsarme siempre a salir adelante y a mis tíos: Jorge, José y Lourdes León Luna por acompañar y apoyar a la familia y pasar con nosotros siempre buenos momentos.

Mis mejores amigos, los incondicionales, los que estarán siempre ahí, en los momentos buenos y malos de la vida, por antigüedad: Miguel A. Sánchez Durán, Ulises García Ruiz y Daniel Cruz Rojas. A mis mejores amigas las cuales han sido parte fundamental de mi vida en estos últimos años y me han ayudado a superar etapas difíciles y llenar de alegría los mejores momentos de mi vida, por antigüedad: Laura G. Luviano, Cinthia González, Tsitsi Olivares, Indira Plata, Ingrid Gallegos, Pamela, Wendy y Laura Garibay Flores por estar presente en todo momento y apoyarme en todas mis ideas y proyectos. Laura Sil, gran maestra y guía. Mi compadre Everardo Gómez, mi ahijado Diego y toda la familia que hemos vivido desde tiempos inmemorables muchas aventuras.

Gracias a todos los que me apoyaron para la realización de esta tesis, en especial a ti Juan Francisco Suárez Pérez por tu paciencia y tu apoyo. Nuestro asesor gracias al cual aprendimos Protecciones Eléctricas: Rodolfo Martínez Quero y todos los profesores de la facultad por sus enseñanzas y persistencia para convertirnos en buenos ingenieros como Mario Moreno y Víctor H. Piña, Cesar López, Viejo Zubicaray, Eduardo Carranza, Villalobos, Rafael Garduño.

Un agradecimiento muy especial al Ing. Juan Cabrera por su inigualable apoyo y confianza y por abrirnos las puertas en Comisión Federal de Electricidad, al Ing. Humberto Marengo Mogollón por darnos las facilidades para la culminación de este trabajo.

A todos mis amigos que han estado durante diferentes momentos de la vida, por compartir sus experiencias y buenos momentos: Guillermo Velásquez García (Chino) gran maestro y compañero en una parte fundamental de mi vida, a Ignacio López Castellanos siempre presente, a Rodrigo Gómez Viscaino amigo incondicional. A todos los que me acompañaron durante este proceso de formación y aprendizaje, por etapas: Eduardo, Jesús, Leonardo, Juan, Isaí, Carla Isabel. Héctor Salinas (uno de mis mejores amigos, que tiempos aquellos), Luis Gerardo Pérez, Ángel Sánchez, Violeta Aidé Hernández. A Gerardo Gollaz, Daniel, Israel, a las chicas de la prepa 6 que siempre nos apoyaron, por supuesto a Areli por sus conversaciones, a Elizabeth, Beto, Aristides y Brenda por la buena música. En la Unila a Cesar, Juan Carlos, Alfredo y Armín *descansa en paz*.

A todo el bloque 15 el mejor de la facultad: Enrique, Ángel Tamariz, Israel, Fernando, José Luis, Nacho, Iván, Julián, Brenda, Adrea, Luis Ángel, Luis, Abel, Jaime, Leo. A todos los guerreros de la facultad que estuvieron hasta los últimos momentos: Carolina Quiroz, Héctor Latapí, Gibrán Toriz, Oscar Navarro, Francisco, Donají, Hideki, Katia, Alan, Toño, Jacobo, Rodrigo, Ueda, Roberto, Vargas, Cesar, Belem que me acompañó algún tiempo y todos aquellos con los que lleve clase.

A todo el equipo que me ha apoyado en el proyecto Infinitur, mis amigos: Eduardo Barriga, Abraham López, Luis Oliver, Karelía Corona, Julio Reyes, Javier Israel, Monse Salas, Laura Zarate, Leonardo, Pepe, Filiberto, Chucho, Elizabeth, Alex, Ricardo. A Jerry del norte y los que me faltaron.

Gracias Mariana Domínguez por tu apoyo incondicional en los últimos pasos para terminar este trabajo, tu cariño, comprensión y todos los momentos felices que hemos vivido juntos.

Agradezco de forma muy especial a Brenda E. Cabrera Mariño fiel compañera y piedra angular en mi vida, que creyó en mi en todo momento, gracias por tu apoyo, cariño y amor.

Mi más profundo agradecimiento por ser la mejor compañera y amiga, te dedico especialmente este trabajo por apoyarme durante cada momento intermitente de nuestra vida y ser juntos *Cuentos Compartidos*: Gracias Mónica Marisol Álvarez Ocampo *descansa en paz*.

Marco Iván Rodríguez León.



Índice.

	Página
Introducción	1
1. Características de un sistema de protecciones eléctricas	3
1.1 Criterios de aplicación en sistemas de protecciones eléctricas	3
1.1.1 Selectividad	3
1.1.2 Confiabilidad	3
1.1.3 Sensibilidad	3
1.1.4 Simplicidad	4
1.1.5 Velocidad	4
1.2 Zonas de protección	4
1.2.1 Traslape	4
1.2.2 Protección primaria	5
1.2.3 Protección de respaldo	5
2. Principios de ingeniería en protecciones	7
2.1 Objetivos de un sistema de protecciones eléctricas	7
2.2 Sistema eléctrico de potencia	8
2.2.1 Generación	8
2.2.2 Transmisión	8
2.2.3 Subestaciones	8
2.2.4 Distribución	8
2.3 Falla en un sistema eléctrico de potencia	9
2.3.1 Naturaleza y causas de una falla en un sistema eléctrico de potencia	10
2.3.2 Cortocircuito	10
a) Corrientes de cortocircuito máximas	10
b) Corrientes de cortocircuito mínimas	10
c) Causas del cortocircuito	11
d) Consecuencias del cortocircuito	11
2.4 Protección ante un cortocircuito	12
2.5 Criterios utilizados en sistemas de protecciones eléctricas para detectar fallas	12
2.5.1 Sobrecarga	12
2.5.2 Sobretensión	12
a) Sobretensiones externas	13
b) Sobretensiones internas	13
2.5.3 Sobrecorriente	13
2.5.4 Otros tipos de fallas	14
2.6 Disparo o apertura	14
3. Unidades de operación en un sistema de protecciones eléctricas	16
3.1 Relevadores	16
3.1.1 Relevadores electromagnéticos	16

a)	Relevadores de inducción electromagnética	16
b)	Relevadores de atracción electromagnética	17
3.1.2	Relevadores de estado sólido	18
3.1.3	Relevadores basados en circuitos integrados	18
3.1.4	Relevadores digitales	18
3.1.5	Relevadores microprocesados	19
3.1.6	Clasificación de los relevadores	20
3.2	Transformadores para instrumento	21
3.2.1	Transformadores de corriente	21
3.2.2	Transformadores de potencial	22
3.2.3	Dispositivos de potencial	22
3.3	Interruptor	22
4.	Protecciones en plantas eléctricas	23
4.1	Planta hidroeléctrica	23
4.2	Protección de generadores eléctricos	25
4.2.1	Generadores aislados sencillos	25
4.2.2	Generadores aislados múltiples	26
4.2.3	Generadores industriales grandes	26
4.3	Protecciones empleadas en generadores eléctricos	26
4.3.1	Protección diferencial (87G)	28
4.3.2	Protección a tierra de un equipo (64G)	30
4.3.3	Protección de distancia (21G)	31
4.3.4	Protección de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases (46G)	33
4.3.5	Protección de pérdida de campo "excitación" (40G)	35
4.3.6	Protección direccional de sobrecorriente (67G)	36
4.3.7	Protección de secuencia de fases (47G)	38
4.3.8	Protección de sobretensión (59G)	39
4.3.9	Protección de baja tensión (27G)	39
4.3.10	Protección de balance de tensión (60G)	39
4.3.11	Protección de sobrecorriente instantánea (50G)	40
4.3.12	Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51G)	40
4.3.13	Dispositivo de protección contra sobrecalentamiento en las chumaceras (38G)	41
4.3.14	Protección térmica (49G)	42
4.3.15	Protección direccional de potencia (potencia inversa) (32G)	42
4.4	Protección de transformadores eléctricos	42
4.4.1	Protección diferencial (87T)	44
4.4.2	Protección de sobrecorriente (50,51T)	48
4.4.3	Protección térmica (49T)	51
4.4.4	Protección por detección de gas: relevador Buchholz (63T)	51
4.5	Protección de generador/transformador como unidad	52
4.5.1	Protección diferencial de una unidad generador/transformador	53
4.5.2	Relevador de presión súbita	54
4.6	Protección de barras colectoras	55
4.6.1	Arreglos de barras colectoras	55
a)	Barra sencilla	55
b)	Barra doble	56
c)	Barra en anillo	57
d)	Interruptor ½	57
e)	Barra principal y barra de transferencia	58

4.6.2	Protección diferencial (87B)	59
5.	Propuesta de modernización de una planta hidroeléctrica	64
5.1	Descripción del sistema eléctrico de potencia de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa	64
5.2	Descripción del sistema de protecciones eléctricas de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa	66
5.3	Equipos disponibles en el mercado (relevadores microprocesados)	71
5.4	Relevadores seleccionados para la propuesta de modernización	74
5.5	Propuesta de modernización del sistema de protecciones eléctricas de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa	86
	Conclusiones	87
	Glosario de términos	89
	Anexo 1.- Nomenclatura y números ANSI	90
	Anexo 2.- Simbología	93
	Bibliografía	94



Introducción.

El avance tecnológico desarrollado en los últimos años ha llevado a la progresiva actualización de todos los sistemas alrededor del mundo. Estos avances introducen mejoras en los sistemas ya existentes y también algunas otras funciones que lo vuelven más productivo permitiendo aprovechar al máximo la función de dicho sistema. Al decir "Sistema" nos referimos a la cadena de procesos, principalmente usados en ingeniería, que pueden ir desde métodos de producción en serie de algún producto, la extracción de algún recurso natural aprovechable o la generación de energía eléctrica.

Algunos sistemas que fueron diseñados con la tecnología existente en su momento, hoy día siguen siendo funcionales; de hecho en algunos casos, aunque se presenten avances tecnológicos, hay sistemas que siguen sin modificarse debido a la confiabilidad y seguridad que ofrecen a sus usuarios. En otros casos, éstos no se modifican ya que no existe manera de adaptarlos o simplemente por que no es rentable.

Se puede observar un caso especial en los sistemas eléctricos de potencia. En lo que a generación, transmisión y distribución de energía eléctrica respecta, no se han presentado cambios considerables, mientras que en lo referido a los sistemas de medición, comunicación y protección, se han aprovechado ciertas ventajas con la introducción de nuevas tecnologías como los microprocesadores para mejorar su funcionamiento e inclusive, ampliar funciones.

Los sistemas de protecciones eléctricas han sido beneficiados con dichos avances. En un principio eran usados relevadores electromecánicos como dispositivos de disparo para accionar interruptores que pusieran fuera de servicio o aislaran algún elemento fallado del sistema eléctrico de potencia. Estos relevadores fueron diseñados bajo principios electromagnéticos y tuvieron mucho éxito en su época ya que proporcionaban un funcionamiento bastante efectivo y confiable. Al día de hoy, existen algunas plantas que siguen haciendo uso de este recurso.

Posteriormente, con la llegada del transistor, se empezó a experimentar con relevadores de estado sólido los cuales ya realizaban las funciones de los relevadores electromecánicos a pequeña escala con niveles de precisión mucho más altos, los cuales presentaban algunas ventajas como tiempos de operación más cortos, más silenciosos y livianos, entre otras; pero con desventajas también como la confiabilidad que presentaban comparándolos con los relevadores electromecánicos al momento de operar en condiciones de falla en alta tensión.

Después aparecieron los relevadores basados en circuitos integrados, los cuales fueron novedad poco tiempo porque los relevadores microprocesados salieron al mercado y fueron bien aceptados por los ingenieros de protecciones eléctricas; éstos en un solo equipo integran diferentes funciones de protección que pueden aplicarse con una infinidad de arreglos en varias partes del sistema eléctrico de potencia, ofreciendo una flexibilidad muy atractiva para el diseño de sistemas de protecciones eléctricas. Este es el caso de algunos equipos que pueden llegar a integrar prácticamente todas las funciones de protección aplicadas a un sistema de protecciones eléctricas; aunque aún se mantiene la duda de si es conveniente dejar la responsabilidad de todo el sistema de protecciones eléctricas a un solo equipo.

Cabe señalar, que éste tipo de equipos tienen la versatilidad de integrar en sus funciones: sistemas de medición, comunicación y monitoreo; funciones que en los equipos con tecnología

previa aparecían como módulos adicionales, lo cual implicaba un mayor costo para el sistema integral de una planta de generación eléctrica y la necesidad de ocupar mayor espacio para la instalación de los equipos.

Así es como el avance tecnológico ha hecho que en pocos años se tengan niveles mas confiables de operación en el sistema de protecciones eléctricas y por lo tanto la oportunidad de mejorar la operación del sistema eléctrico de potencia para poder asegurar el continuo abastecimiento de energía eléctrica en todo el país.

Debido a esto, es que nos vemos en la necesidad de investigar nuevos equipos existentes en el mercado para poder proponer mejores sistemas, de tal forma que se pueda aprovechar al máximo la tecnología existente en este momento y lograr que en México se pueda garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

A continuación se desarrolla una propuesta para la renovación de equipos en el sistema de protecciones eléctricas (relevadores) dentro de una planta de generación hidroeléctrica, analizando las nuevas tecnologías que el mercado ofrece.



Capitulo

Uno

Características de un sistema de protecciones eléctricas

Los sistemas de protecciones eléctricas son de gran importancia para asegurar la continuidad del servicio eléctrico y así mismo garantizar el buen funcionamiento de las instalaciones eléctricas que lo componen. Un error del sistema de protección eléctrica ante una falla, puede provocar grandes pérdidas económicas por daño a equipos, interrupción y pérdida de generación eléctrica.

1.1 Criterios de aplicación en Sistemas de Protecciones Eléctricas

Los dispositivos utilizados en protecciones deben tener cinco principios básicos de funcionamiento: *Selectividad, confiabilidad, sensibilidad, simplicidad y velocidad.*

Es necesario conocer la filosofía y operación del sistema de protecciones eléctricas con el fin de verificar su correcto funcionamiento.

1.1.1 *Selectividad*

Es la capacidad que tiene el dispositivo para aislar únicamente el elemento que ha fallado del resto del sistema haciendo la mínima desconexión de circuitos posible; para esto el dispositivo de protección que se encuentre más cercano a la falla es el que debe operar primero.

1.1.2 *Confiabilidad*

Al momento de ocurrir una falla se debe asegurar que el dispositivo de protección lleve a cabo la función predeterminada para la cual fue diseñado y debe operar en respuesta a la falla en su área asignada o aislar correctamente los elementos involucrados si la falla ocurre fuera de ésta.

El sistema de protecciones debe ser confiable no únicamente en su respuesta ante fallas en el sistema de potencia eléctrico, también debe ser seguro en su ajuste.

1.1.3 *Sensibilidad*

Es la capacidad que tiene el dispositivo de protección para reaccionar ante pequeñas desviaciones con respecto a parámetros eléctricos establecidos.

1.1.4 Simplicidad

En los sistemas de protección, la solución a una falla debe ser lo más simple posible, un error en la operación puede traer peores problemas que la misma falla; por esto, los equipos de protección deben ser sencillos y fáciles de utilizar en su operación y ajustes.

1.1.5 Velocidad

Es la capacidad que tiene el dispositivo de protección para librar la falla en el menor tiempo posible, poder asegurar la continuidad del servicio eléctrico y poder evitar el posible daño que le pueda ocurrir al equipo.

La velocidad de respuesta del dispositivo de protección es vital, ya que, entre más prolongada sea la falla, se incrementa el esfuerzo térmico en el elemento protegido.

1.2 Zonas de protección

La característica más importante de la filosofía de protección por relevadores es dividir al sistema eléctrico de potencia en zonas de protección de tal forma que si ocurre una falla, cada elemento este protegido y se realice la menor desconexión de circuitos posibles. (Ver figura 1.2).

Se puede dividir al sistema eléctrico de potencia dentro de las siguientes zonas de protección:

1. *Generador o unidad generador-transformador.*
2. *Transformador.*
3. *Barras.*
4. *Líneas de transmisión.*
5. *Alimentadores.*

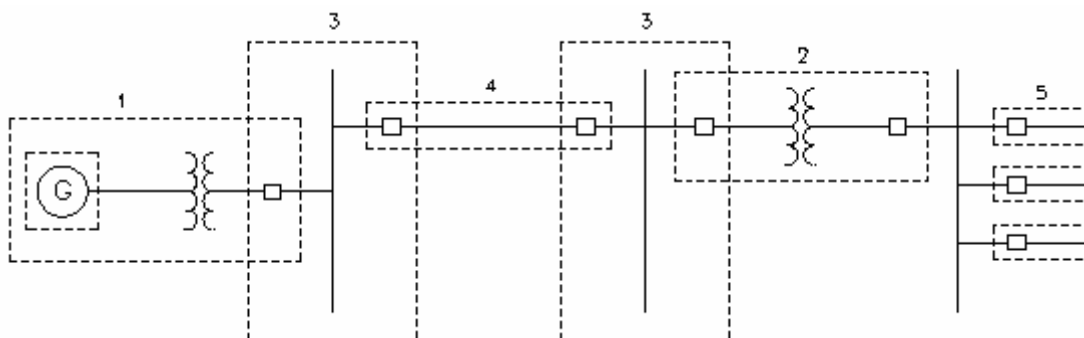


Figura 1.2.- Sistema de potencia indicando sus zonas de protección.

Para que todo el Sistema Eléctrico de Potencia sea cubierto por sus zonas de protección, se debe cumplir lo siguiente:

Todos los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia deben ser abarcados por lo menos en una zona.

1.2.1 Traslape

El traslape en las zonas de protección se hace con la finalidad de evitar que quede algún elemento desprotegido; ya que sin éste, el límite entre dos zonas no traslapadas puede quedar sin protección. La región de traslape debe ser finita y pequeña, para que la probabilidad de falla en esta zona se minimice, estas fallas causarían la operación en ambas zonas de protección aislando a un número mayor de elementos del sistema eléctrico de potencia.

Si no se hicieran los traslapes se podría presentar una falla en la región fronteriza de dos zonas, en cuyo caso ningún interruptor operaría. (Ver figura 1.2.1).

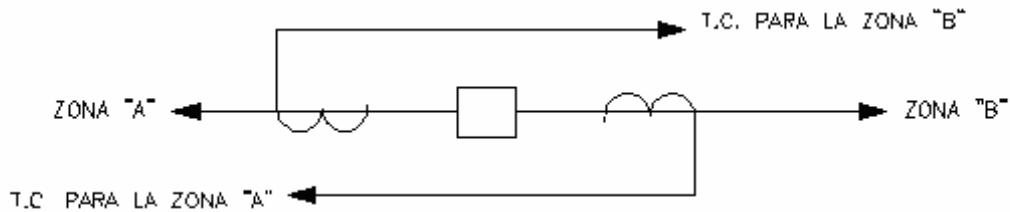


Figura 1.2.1.- Zonas de protección traslapadas.

1.2.2 Protección primaria

Es la primera línea de defensa, su objetivo es aislar al elemento dañado en el menor tiempo posible, se diseña de tal manera que desconecte el mínimo número de elementos posibles del sistema eléctrico de potencia, así el elemento que falló queda aislado. Esto se hace tomando en cuenta las consideraciones siguientes:

- Cualquier falla que ocurra dentro de una zona deberá ser detectada por el relevador y disparar todos los interruptores que le envíen energía a dicha zona.
- Los puntos de unión de zonas contiguas (nodos) deben considerarse zonas de traslape, estos regularmente son interruptores. De esta manera, en caso de presentarse una falla en la zona de traslape, se deben accionar todos los interruptores que alimenten las dos zonas.
- Los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección son los transformadores de corriente, éstos se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores.

Un sistema de protecciones es más seguro en su operación a medida que tenga el menor número de dispositivos, y por tanto, menos eslabones que puedan ofrecer posibles puntos de falla. Un sistema de protecciones muy elaborado permite mayor seguridad de que este opere prósperamente; pero, por otro lado presenta mayores posibilidades de falla de uno de los elementos, además de que esto representa un mayor costo.

Se debe contar con una protección de respaldo que dispare los interruptores adyacentes o zonas que rodean al área donde se localice la falla, para así, aislar al sistema de potencia de la falla y con esto mantener la continuidad del servicio. Es importante saber que la protección de respaldo solo va a operar en el caso de que la protección primaria lo deje de hacer bajo las condiciones descritas con un tiempo de retardo respecto a la protección primaria.

1.2.3 Protección de respaldo

Esta es la protección que debe de operar cuando la protección primaria falla o se encuentra fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes a los que se utilizan en la protección primaria, de manera, que no puede verse afectada por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección. Generalmente, la protección de respaldo desconecta un mayor número de elementos del sistema que la primaria.

Los relevadores de una protección de respaldo, aunque arrancan al mismo tiempo que aquellos de la primaria correspondientes, no deben operar simultáneamente; es necesario retrasar su ajuste. Esto se hace con la finalidad de darle tiempo a la protección primaria de efectuar el ciclo de operación completo. (Ver figura 1.2.3).

Hay 2 razones principales de aplicar una protección de respaldo en un sistema de protecciones eléctrico.

Una, es el respaldo que necesita el sistema de potencia eléctrico para asegurar que en caso de ocurrir una falla y no opere el sistema de protección primaria, la falla pueda ser librada con total discriminación para tener la mínima desconexión de circuitos.

La segunda, es cubrir esas partes (ó elementos) del sistema que no están protegidas por la zona de protección primaria, debido a la localización de los transformadores de corriente o tensión.

Cabe aclarar, que el término protección de respaldo y protección de respaldo local son diferentes. Esta última se refiere a la protección que entra en operación cuando la protección primaria está fuera de servicio por mantenimiento, prueba o investigación.

La protección de respaldo local se utiliza entonces como un equipo auxiliar que funciona cuando algún circuito tiene su protección primaria fuera. Vemos que esto ha dejado de ser funcional debido a lo complicado que implica mover un sistema de protección a un sitio especial; por lo que, en este caso, se tiende a utilizar la protección de respaldo.

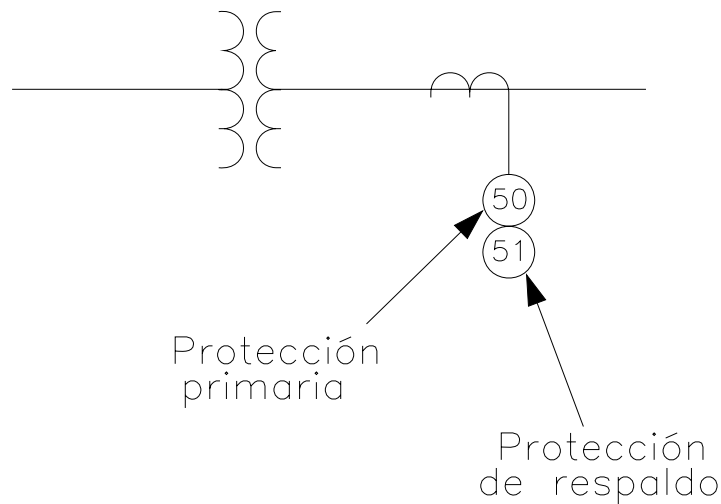


Figura 1.2.3.- Protección primaria y de respaldo de un transformador con dispositivos de sobrecorriente.



Capítulo

Dos

Principios de ingeniería en protecciones

2.1 Objetivos de un sistema de protecciones eléctricas

Debido a que las fallas que se producen en un sistema eléctrico de potencia son espontáneas y nunca se sabe con anticipación la magnitud que tendrán, el sistema de protecciones eléctricas implementado debe operar de forma instantánea y con una selectividad minuciosa para aislar únicamente la falla presentada, sin afectar otros elementos de la red. De tal forma que se pueda mantener la confiabilidad y el control en el sistema eléctrico de potencia y por ende, la continuidad del servicio eléctrico.

La figura 2.1 muestra el esquema básico de una cadena de protecciones eléctricas.

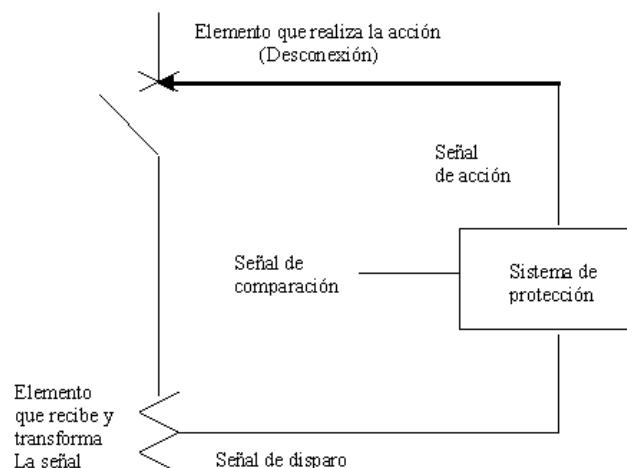


Figura 2.1.- Esquema básico de una cadena de protección eléctrica.

Los objetivos principales de todo sistema de protecciones eléctricas son:

- Proteger a las personas ante alguna falla en el sistema eléctrico de potencia causada por cualquier fuente.
- Evitar el deterioro de los materiales del circuito eléctrico debido a estas fallas.
- Limitar los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos.
- Preservar la estabilidad y la continuidad del servicio en la red eléctrica.

2.2 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto que esta formada por plantas generadoras, líneas de transmisión interconectadas entre sí y sistemas de distribución de energía eléctrica. (Ver figura 2.2).

2.2.1 Generación

La generación es donde se produce la energía eléctrica por medio de las plantas generadoras; las cuales representan el centro de producción. Una planta generadora es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador que produce energía en corriente alterna a tensiones intermedias, entre 6.000 y 23.000 Volts, y dependiendo de la fuente primaria de energía se pueden clasificar en:

- * PLANTAS HIDROELÉCTRICAS
- * PLANTAS TERMOELÉCTRICAS
- * PLANTAS GEOTERMICAS
- * PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS
- * PLANTAS DE CICLO COMBINADO
- * PLANTAS DE TURBO-GAS
- * PLANTAS EÓLICAS
- * PLANTAS SOLARES

Las plantas generadoras se construyen en base a las características del lugar donde habrán de construirse tales como: fuentes naturales, terreno, factores políticos y sociales de tal forma que su funcionamiento, rendimiento y rentabilidad a futuro sea mejor.

Las características de las plantas generadoras se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia que se transmite y al área por servir.

2.2.2 Transmisión

La energía eléctrica se transporta frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la red de transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización. Para un uso racional de la energía eléctrica es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportarla entre puntos muy alejados, en cualquier dirección. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y a tensiones superiores a 69 KV.

2.2.3 Subestaciones

Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las plantas generadoras (*Subestación elevadora*) y en la periferia de las diversas zonas de consumo (*Subestación reductora*), enlazadas entre ellas por la red de transporte.

2.2.4 Distribución

Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas o subterráneas (estéticamente mejores, pero más costosas). La red de distribución está formada por la red en alta tensión 69/400 KV, media tensión 4.16/34.5 KV y baja tensión 220/480 V.

En la siguiente figura se representan las etapas de las cuales consta un sistema eléctrico de potencia.

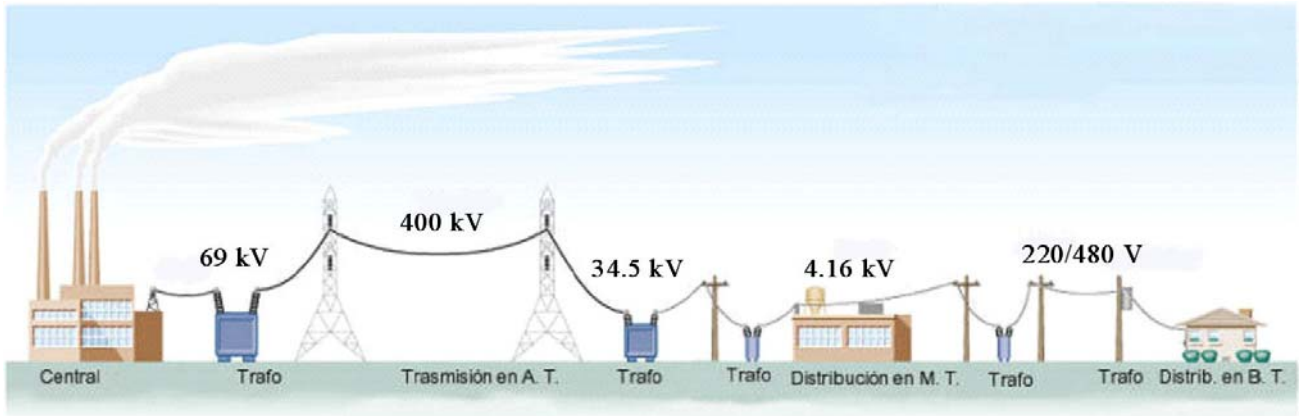


Figura 2.2.- Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

2.3 Falla en un sistema eléctrico de potencia

Una falla está definida como cualquier condición anormal en el sistema que cause una reducción en la resistencia de aislamiento entre conductores de fase, ó entre fases y tierra ó cualquier cosa que sirva de conexión a tierra entre los conductores. En términos prácticos, una reducción en el aislamiento no es considerado como una falla hasta que no se detecta; esto es, hasta que la situación no provoque una corriente excesiva o una reducción de la impedancia entre conductores, o conductores y tierra, con un valor muy por debajo de la impedancia normal de carga.

Una falla puede ocurrir debido a cualquiera de los siguientes factores:

- Falla del interruptor, ya sea del mecanismo de control o del circuito de disparo.
- Falla de algún relevador.
- Falla de la alimentación de corriente directa.
- Falla de los transformadores de instrumento.

Las fallas a veces ocurren simultáneamente en lugares diferentes del sistema o en diferentes fases. Algunas veces, estas fallas vienen acompañadas de un conductor roto, o incluso toman la forma de un conductor conectado a tierra. Estas fallas se relacionan con líneas y alimentadores, pero las principales son comunes a todo tipo de plantas.

Los tipos principales de falla son: fallas trifásicas, de fase a tierra, de fase a fase y de dos fases a tierra. Los generadores, transformadores y motores están sujetos a otro tipo de fallas como son cortocircuitos entre los devanados de la misma bobina, fallas en aislamientos, aceite o refrigerante interno, entre otras. (Ver figura 2.3).

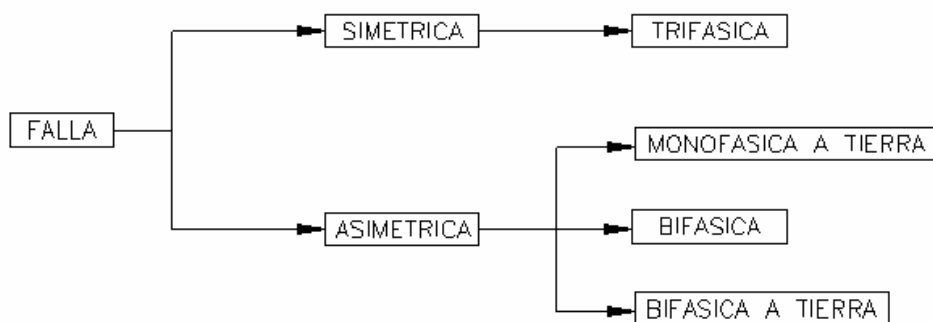


Figura 2.3.- Tipos de Falla

Para elegir los dispositivos adecuados y diseño de una instalación de un sistema de protecciones eléctricas, se deben conocer los distintos niveles máximos y mínimos de corriente de cortocircuito.

2.3.1 Naturaleza y causas de una falla en un Sistema Eléctrico de Potencia

En general, las fallas tienen diversas causas tanto de tipo interno como de tipo externo. Por lo regular las fallas más comunes son las de tipo externo causadas por factores ajenos al dominio del hombre, por ejemplo el alto grado de contaminación que puede albergar un aislador y dónde se ve reducida su impedancia, ocasionada algunas veces por ceniza o cemento producido en zonas industriales, y sal cerca de las costas debido a la brisa marina. La contaminación no necesariamente se convierte en una falla hasta que hay algún corto entre fases causado por esa razón, el cual produce una corriente excesiva o alguna otra anomalía.

Otras causas de las fallas son: nidos de pájaros en las líneas o aisladores, huracanes, rayos, niebla, hielo, nevadas, aisladores rotos o fisurados, conductores dañados, sobrecarga en máquinas y cables de transformadores, falla en la calidad del aislamiento debido a la humedad, daño mecánico en máquinas, contacto accidental de alguna parte viva a tierra, descargas ocasionadas por sobretensiones o sobrecargas en el sistema. Todos estos problemas que pueden causar fallas se denominan fallas primarias o del sistema.

Otro tipo de fallas son las fallas que no son del sistema. Éstas ocurren cuando una protección opera ordenando la desconexión del interruptor aunque no exista una falla primaria de por medio. Este tipo de fallas son el resultado de defectos en el sistema de protección, tales como un ajuste erróneo en el relevador, una conexión incorrecta o defectuosa del equipo, provocadas en su mayoría por un error humano o falta de mantenimiento.

2.3.2 Cortocircuito

Un cortocircuito se presenta cuando la impedancia de un circuito eléctrico es muy pequeña, provocando que el valor de la corriente que circula sea excesivamente grande. Para sistemas eléctricos trifásicos pueden ocurrir distintos tipos de cortocircuito. La duración de éste es el tiempo que tarda la corriente de corto en circular por el sistema. Es importante reducir este tiempo al mínimo, ya que el esfuerzo térmico puede llegar a desgastar o destruir el aislamiento en los elementos del sistema eléctrico de potencia.

a) Corrientes de cortocircuito máximas

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida del dispositivo de protección, considerando la configuración de la red y el tipo de cortocircuito de mayor aporte, que en baja tensión, generalmente es el trifásico.

Estas corrientes se utilizan para determinar:

- El disparo y cierre de los interruptores.
- Los esfuerzos térmicos y electrodinámicos en los componentes del mismo.

b) Corrientes de cortocircuito mínimas

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y el tipo de cortocircuito de menor aporte. En las instalaciones de baja tensión los tipos de cortocircuito de menor aporte son el fase-neutro (circuitos con neutro) o entre dos fases (circuitos sin neutro).

Estas corrientes se utilizan para determinar:

- El ajuste de los dispositivos de protección para la protección de los conductores frente a cortocircuito.

c) Causas del cortocircuito

Los cortocircuitos tienen distintos orígenes:

- Por deterioro o perforación del aislamiento: debido a calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.
- Por problemas mecánicos: rotura de conductores o aisladores por objetos extraños, animales, ramas de árboles en líneas aéreas e impactos en cables subterráneos.
- Por sobretensiones debido a descargas atmosféricas, maniobras o fallas.
- Por factores humanos: falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, etc.
- Otras causas: vandalismos, incendios, inundaciones, etc.

Los tipos de cortocircuitos que existen son los siguientes:

- Cortocircuito trifásico equilibrado.
- Cortocircuito entre dos fases aislado (sin conexión a tierra).
- Cortocircuito monofásico fase-tierra y fase-neutro.

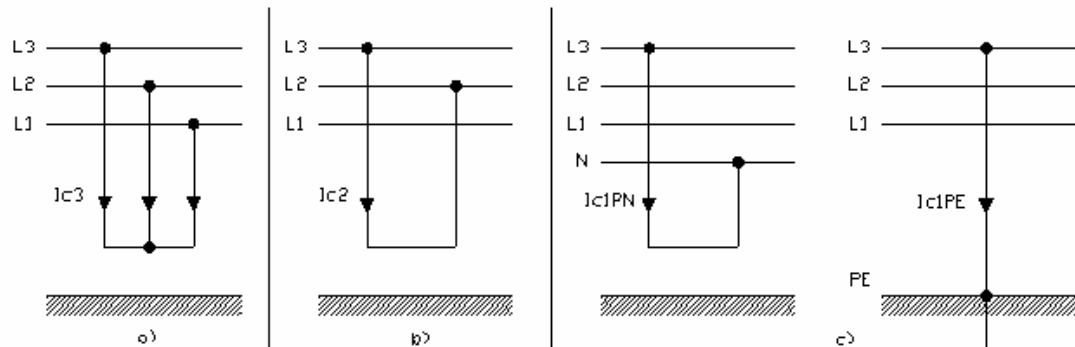


Figura 2.3.2.- Tipos de cortocircuito.

d) Consecuencias del cortocircuito

Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de la falla, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes. En general, podemos considerar algunos de los siguientes efectos:

En el punto de falla:

La presencia de arcos con deterioro de los aislantes, fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.

Para el circuito o equipo dañado:

- Esfuerzos electrodinámicos, deformación de los juegos de barras, desalambamiento de los cables, rotura de aisladores, averías en devanados de transformadores o máquinas eléctricas rotatorias.
- Esfuerzo térmicos como sobrecalentamientos que producen el riesgo de deteriorar los aislamientos.

Para el resto de la instalación:

Disminución de la tensión durante el tiempo de eliminación de la falla, puesta fuera de servicio de una parte de la instalación, perturbaciones en los circuitos de control y comunicaciones.

2.4 Protección ante un cortocircuito

Un sistema eléctrico de potencia debe estar preparado ante cualquier eventualidad, como soportar un cortocircuito para lo cual el sistema debe cumplir con estas características:

- Robustez suficiente del sistema para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima fuerza posible.
- Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente más alta que pueda ocurrir.
- Rapidez de respuesta del sistema de protecciones para interrumpir y aislar la zona donde aparezca el cortocircuito.
- Capacidad de los interruptores para disipar la energía del arco eléctrico.

Para el cortocircuito en caso de falla, el flujo de corriente está limitado por la impedancia de los equipos y de los circuitos, desde las fuentes de corriente hasta el punto de falla y no hay ninguna relación entre estas y la carga del sistema. Conocer el valor de la corriente de cortocircuito en cada punto de la instalación es de gran utilidad ya que así, se puede diseñar y coordinar el sistema de protecciones debidamente para un mejor funcionamiento.

Para hacer un análisis adecuado de las probables condiciones de falla y simplificar el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se debe de emplear la siguiente metodología:

- Seleccionar el lugar en el cual se requiere conocer la corriente de falla (puede ser cualquier punto del sistema eléctrico de potencia).
- Establecer el modelo eléctrico mas simple posible para obtener el valor de la corriente de falla, normalmente se utiliza un diagrama de impedancias.
- Reconocer que existen condiciones del sistema en las cuales no se cumplen las restricciones supuestas que permitieron la simplificación del modelo.
- Estimar las correcciones que se consideren necesarias para compensar las suposiciones cuando se crea que estas provocan desviaciones importantes en el comportamiento esperado.

2.5 Criterios utilizados en Sistemas de Protecciones Eléctricas para detectar fallas

2.5.1 Sobrecarga

Se entiende por sobrecarga cuando las corrientes en el sistema se exceden con respecto al valor nominal correspondiente. Una sobrecarga es originada por una demanda mayor de potencia que la nominal.

En el mejor de los casos una demanda de potencia mayor a la nominal es bajo el conocimiento del personal de operación y puede ocurrir por la conexión de equipos de mayor potencia que la prevista, arranques muy frecuentes, exceso de unidades alimentadas en una salida, regímenes de trabajo intensos y en general, por cualquier acción en la que se requiera mayor potencia que la de diseño.

Otra causa posible de una sobrecarga es por la elevación súbita de la temperatura en los elementos rotatorios de una máquina y en los devanados o la reducción en la efectividad del enfriamiento, lo cual puede causar una sensibilidad crítica y consecuentemente, una falla.

2.5.2 Sobretensión

Una sobretensión es aquel fenómeno por el cual, aumenta la tensión en una parte del sistema eléctrico de potencia por arriba de su valor nominal causando un desequilibrio en el mismo, que puede desembocar en situaciones delicadas o hasta peligrosas.

Las sobretensiones se clasifican en general, en sobretensiones de tipo externo que son aquellas causadas por descargas atmosféricas y las de tipo interno que son causadas por diversos factores dentro del propio sistema de potencia eléctrico.

a) Sobretensiones externas

Las descargas atmosféricas han representado un problema para los sistemas de generación de energía eléctrica, ya que la mayoría de fallas son debidas a éste tipo de fenómeno.

Las sobretensiones de tipo externo pueden ser de tres tipos:

- *Por carga estática:* Se presentan en las instalaciones y en líneas de transmisión simplemente porque existen nubes sobre estas que son desplazadas por el viento; éste es el caso menos peligroso, ya que disminuye su efecto mediante hilos de guarda en las líneas de transmisión y bayonetas e hilos de guarda en las subestaciones que se encuentran permanentemente conectadas a tierra y representan un medio de descarga natural.
- *Por descarga indirecta:* Se presentan en las instalaciones por la presencia de rayos que caen en puntos cercanos y por efecto de inducción electrostática y electromagnética, y que introducen transitorios en las instalaciones, este tipo es el más frecuente y puede ser grave dependiendo de la intensidad de la descarga.
- *Por descarga directa:* Son los menos frecuentes en las instalaciones pero los que pueden causar los daños más graves, debido a la enorme cantidad de energía que trae consigo una descarga atmosférica. Pueden alcanzar valores de hasta 100 KA instantáneos y pueden introducir esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones.

b) Sobretensiones internas

Se entiende por sobretensión de tipo interno a las sobretensiones que se presentan en las instalaciones por operaciones, fallas u otros motivos propios a la red. Estas sobretensiones pueden ser de dos tipos:

- Sobretensiones dinámicas: Son aquellos excesos de tensión sobre la tensión nominal.
- Sobretensiones transitorias: Son aquellas que se presentan cuando ocurre un transitorio en la red, como una falla y conexión o desconexión de circuitos.

2.5.3 Sobrecorriente

Se entiende por sobrecorriente a la corriente que es ocasionada por alguna falla en el sistema eléctrico de potencia, la cual causa un incremento sobre la corriente nominal del sistema. Éstas corrientes son características de las fallas entre fases y tierra, pero también pueden presentarse durante la operación normal debido a la energización de un transformador o un motor de inducción.

Las sobrecorrientes se utilizan comúnmente para detectar fallas entre fases y de fase a tierra, siempre y cuando, éstas no sean ocasionadas por alguna función propia del sistema de protecciones tales como un ajuste de retraso de tiempo, bloqueo mediante detectores de armónicas, discriminación por ajuste de las corrientes de arranque, etc.

Gracias a su simplicidad y por razones de costo, el criterio de sobrecorriente se aplica frecuentemente como protección contra sobrecargas. En sí, ésto no es correcto, ya que al no tener algún elemento auxiliar, un detector de sobrecorriente no toma en cuenta el nivel de carga antes de presentarse esta anomalía, ni tampoco puede establecer un criterio de tiempo para permitir la sobrecorriente antes de que pueda producir un daño en el sistema. Este sistema auxiliar necesita estar integrado por una unidad que mida el nivel de carga mediante el registro de una imagen térmica de la unidad con lo cual se pueden realizar las mediciones pertinentes.

En general, el funcionamiento básico de los dispositivos de protección de sobrecorriente funcionan monitoreando continuamente la corriente que es conducida por el elemento protegido y manda una señal de disparo al interruptor cuando la corriente excede el ajuste al cual se haya realizado, tomando en cuenta todos los detalles que debe excluir este dispositivo para su correcto disparo; aislando así el elemento que se encuentre en riesgo.

2.5.4 Otros tipos de fallas

Aparte de las relativamente frecuentes fallas y disturbios que afectan a los sistemas eléctricos y a sus componentes, también existen otras fallas menos frecuentes o fallas que sólo conciernen a elementos particulares de la planta. Los más importantes de éstos son:

- Oscilaciones de potencia en los sistemas eléctricos de potencia.
- Subexcitación de generadores síncronos.
- Sobrecorriente en transformadores de potencia.
- Operación asíncrona de motores síncronos.
- Fallas mecánicas (fugas de aceite en transformadores de potencia, rompimiento de aislamiento en los cambiadores de derivaciones de transformadores, esfuerzos torsionales en las flechas de los grupos turbogeneradores, etc.)

2.6 Disparo o apertura

Cuando en el sistema eléctrico de potencia se produce una falla, el sistema de protección actúa inmediatamente realizando un disparo; esto es el impulso empleado para iniciar o parar el funcionamiento de un circuito o dispositivo. En este caso el encargado de realizar dicho disparo es el relevador, el cual detecta la anomalía en el sistema eléctrico en un tiempo mínimo y procede a la desconexión del área afectada, ordenando la apertura del interruptor.

Curvas de disparo

Una curva de disparo es aquella comparación que se realiza del incremento de la corriente en función del tiempo y se utiliza para verificar el comportamiento de un dispositivo en un evento y marcar los valores máximos y mínimos dentro de los cuales opera dicho dispositivo.

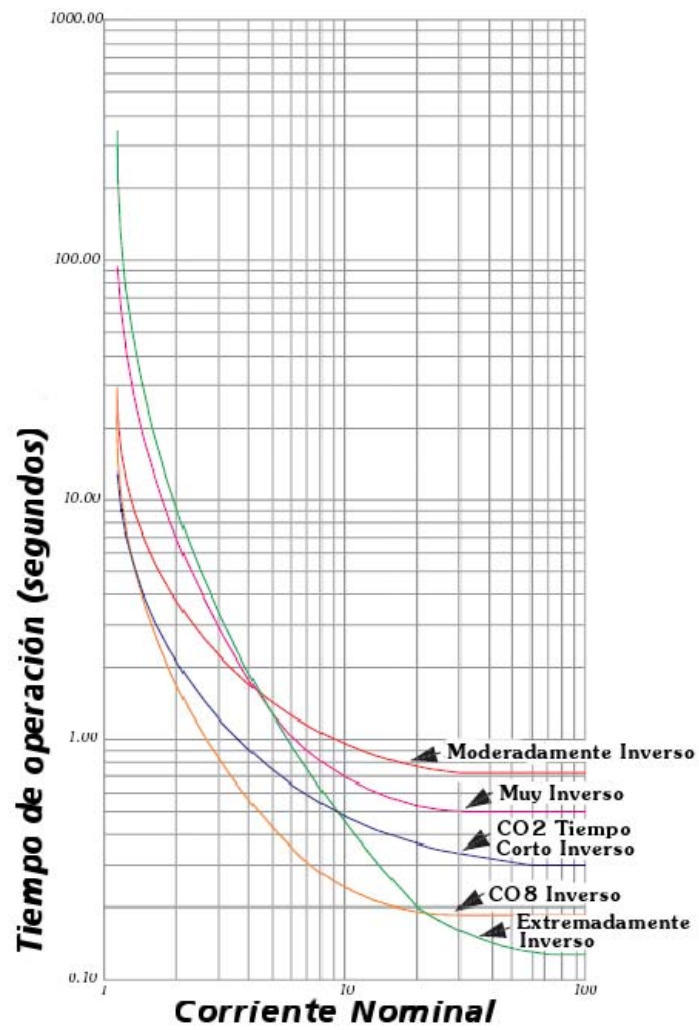


Figura 2.6.- Ejemplo de disparo de una protección de sobrecorriente.



Capítulo

Tres

Unidades de operación en un sistema de protecciones eléctricas

3.1 Relevadores

Un relevador (figura 3.1) es un dispositivo que responde a los cambios en las condiciones de un circuito eléctrico accionando otros dispositivos en el mismo o en otro circuito, son dispositivos electromecánicos de estado sólido o microprocesados que protegen a los equipos de un sistema eléctrico de potencia de los efectos destructivos de una falla y por consiguiente reducen sus efectos y daños; el termino “proteger”, hace referencia a que al actuar el relevador con otros equipos, se encargan de reducir el daño debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Los relevadores son dispositivos que envían una señal de apertura a los interruptores, funcionan cuando su bobina de disparo se energiza, en consecuencia de esto cierra sus contactos disparando los interruptores. Los relevadores operan mediante variación en las magnitudes eléctricas.



Figura 3.1.- Estructura de un relevador

3.1.1 Relevadores electromagnéticos (Primera generación)

a) Relevadores de inducción electromagnética

Utiliza el principio del motor de inducción donde el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, y los flujos creados por las corrientes de las bobinas inducen corrientes en el disco.

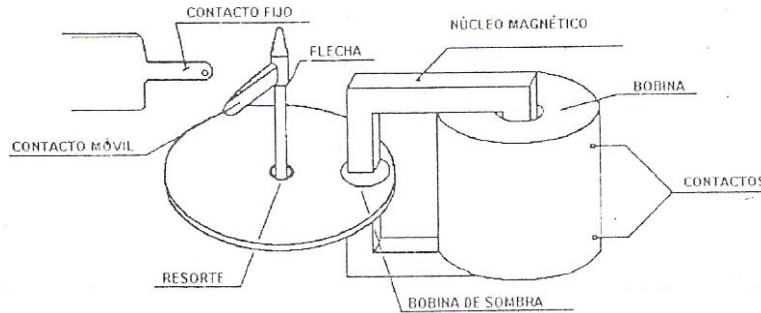
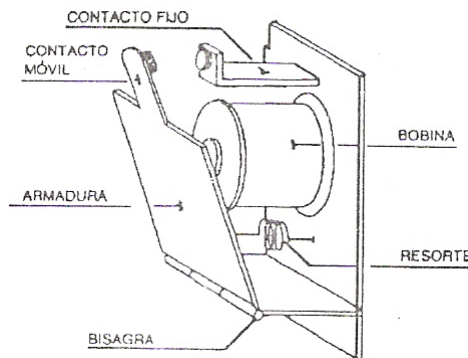


Figura 3.1.1 (a).- Relevador de inducción electromagnética

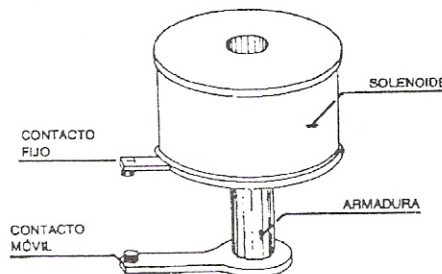
El rotor que es el elemento que lleva el contacto móvil trabaja contra un resorte de restricción calibrado que regresa el disco al cesar la fuerza del par. La interacción entre el estator y el rotor crea un par que hace girar el rotor en oposición a un resorte en espiral y cierra los contactos del circuito de disparo, operan sólo con corriente alterna, por lo que no les afecta la componente de cortocircuito asimétrica.

b) Relevadores de atracción electromagnética

Estos relevadores están formados por una bobina con un núcleo magnético, que en uno de sus extremos tiene un contacto móvil que al desplazarse junto al núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Los relevadores son de tipo bisagra y de núcleo o embolo. (Ver figura 3.1.1 (b)).



Relevador tipo bisagra.



Relevador tipo embolo.

Figura 3.1.1 (b).- Relevadores de atracción electromagnética

Estos relevadores suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación, que es el valor preciso de corriente a partir del cual el relevador empieza a operar, son afectados por la componente de

corriente directa que aparece en los cortocircuitos asimétricos, además de que pueden operar con corriente alterna o directa.

3.1.2 Relevadores de estado sólido (Segunda generación)

Operan mediante tiristores o transistores en lugar de contactos magnéticos, esto es para transformar cargas de potencia a partir de señales de control de bajo nivel, las cuales pueden provenir ya sea de circuitos digitales e ir dirigidas a motores, lámparas, calefactores o solenoides por mencionar algunos. El aislamiento entre la circuitería de control y la etapa de potencia generalmente la proporciona un optoacoplador.

También se les conocen como relevadores electrónicos, aparecieron en los años 60 y en aquellos años ofrecieron a los ingenieros de protecciones las siguientes ventajas comparándolos con los electromecánicos:

- Tiempos de operación más cortos.
- Más silenciosos, livianos y confiables.
- Inmunes a los choques y a las vibraciones.
- Pueden conmutar altas corrientes y altas tensiones sin producir arcos ni ionizar el aire circundante.
- Mejor precisión.
- Mejor adaptación de las características de operación para adecuarse a las condiciones del sistema.
- Burden mucho más reducido.
- Proporcionan varios kilovolts (kV) de aislamiento entre la entrada y la salida.
- Menor mantenimiento.
- Una vida más larga debido a la ausencia de partes móviles.

Sin embargo no fue fácil desarrollar circuitos de medición y control de estado sólido que soportaran el entorno de altas corrientes y fueran capaces de operar bien en el instante de una falla de alta energía en una forma tan confiable como lo hacían los relevadores electromecánicos.

3.1.3 Relevadores basados en circuitos integrados (Tercera generación)

En estos relevadores los transistores, diodos, resistores y capacitores son integrados a una oblea de silicón y se interconectan usando vías de conducción a base de aluminio evaporado sobre la superficie de la oblea permitiendo una reducción en el tamaño de los circuitos; se utilizaban infinidad de elementos por ficha.

3.1.4 Relevadores digitales (Cuarta generación)

A menudo se dice que un relevador es una computadora analógica que acepta entradas, las procesa mecánica o electrónicamente para dar una salida lógica representando una cantidad del sistema y toma una decisión que produce el cierre de un contacto o señal de salida, esta función la puede realizar una computadora digital puesto que las entradas al relevador son usualmente tensiones y corrientes del sistema eléctrico de potencia. Es necesario obtener una representación digital de estos parámetros, lo cual se hace muestreando las señales analógicas y usando un algoritmo de computadora para crear la representación digital conveniente de las señales.

La mayor ventaja del relevador digital fue la capacidad para auto-diagnosticarse; ya que esto no lo hacían los relevadores analógicos. Por otro lado, también proporciona una interfaz entre el operador y el dispositivo de protección cuando este no funcione apropiadamente, permite diagnósticos remotos, la posible corrección, proporciona lectura local y remota de sus ajustes y operación y la capacidad de adaptarse en tiempo real a condiciones de cambio del sistema eléctrico de potencia, característica que sólo posee el relevador digital controlado por software. Estos cambios pueden ser controlados por entradas locales o por señales enviadas desde una computadora central.

3.1.5 Relevadores microprocesados (Quinta Generación)

El diseño de relevadores ha evolucionado de electromecánicos y estado sólido a microprocesados. Estos últimos usan microprocesadores para tomar la decisión de protección a partir de señales analógicas convertidas a digitales, proporcionando una capacidad de operación que permite advertir a la gente encargada del sistema de protecciones eléctricas cuando no estén funcionando apropiadamente; permite diagnósticos remotos, la posible corrección y proporciona lectura local y remota de sus ajustes y operaciones.

Funcionamiento y estructura

Desde el punto de vista de funcionamiento en un sistema eléctrico de potencia, los relevadores microprocesados no son muy diferentes a los electromagnéticos, de estado sólido o digitales; ya que para cada uno deben ser medidos y comparados parámetros de corriente y tensión con los ajustados en el relevador, y en el caso de detectar una falla debe iniciarse una acción.

Una de las grandes ventajas que ha brindado el microprocesador es la capacidad para muestrear tensiones y corrientes a una gran velocidad, manipular datos para obtener una magnitud de distancia o de sobrecorriente, almacenar información y ejecutar funciones de auto chequeo.

Operando diversos relevadores electromagnéticos o de estado sólido, no se presentan problemas de muestreo, ya que estos pueden recibir diferentes tipos de señales a la vez, cosa que no ocurre con los relevadores microprocesados, debido a que los multiplexores pueden procesar únicamente una cantidad de tensión o corriente a la vez. Por esta razón, los relevadores microprocesados realizan las tareas de tal forma que ejecutan en orden correcto las comparaciones entre tensiones y corrientes evitando errores de registro de datos.

El microprocesador requiere que la información sea presentada en forma digital ya sea con palabras de 8 o 16 bits. El proceso de conversión de una señal analógica (que es una cantidad de corriente directa muestreada n cantidad de veces) es realizada por un convertidor analógico-digital (A/D), diferentes tipos de este dispositivo han sido utilizados a lo largo de los años, los rangos y velocidad de muestreo normalmente se eligen dependiendo de los requerimientos del sistema a proteger.

El microprocesador analiza y admite la información muestreada y posteriormente la almacena en la memoria RAM (memoria de acceso aleatoria). Estos datos son ejecutados posteriormente por los algoritmos o comparaciones que realiza un programa almacenado en la memoria ROM (memoria de sólo lectura) o más comúnmente la EPROM que es una versión borrable de la memoria ROM. Este programa almacenado en alguna de estas memorias es no volátil.

Otro elemento de vital importancia en la arquitectura de los relevadores microprocesados es la NOVRAM (memoria RAM no volátil) o EEPROM (memoria ROM borrable electrónicamente), estas son indispensables ya que no pierden la información al desenergizar el relevador, por lo cual se pueden almacenar con seguridad sus propios ajustes.

Autochequeo y Confiabilidad

Un relevador microprocesado está diseñado para supervisar constantemente el funcionamiento de sus componentes, detecta cualquier error que pueda presentarse e incluso puede ser programado de tal forma que caiga en un "modo seguro de falla", es decir, ponerse fuera de servicio automáticamente si detecta una falla en sus circuitos internos y avisar por medio de una alarma al control maestro. Esta función es de hecho uno de los aspectos técnicos que hablan más a favor de este tipo de relevadores. La "no operación" de estos relevadores no ocurre frecuentemente; considerando el gran número

que existe en un sistema, aunque se ha visto que la operación incorrecta de alguno puede llevar a que una falla en el sistema eléctrico de potencia cause un problema mucho mayor. En algunos casos se presenta una operación inadecuada del relevador en la tarea asignada, que en su mayoría, se debe a algún error humano en los ajustes del mismo que causan que este no opere y como consecuencia ocurra la puesta fuera de servicio del sistema eléctrico de potencia.

Con la función de auto chequeo en los relevadores microprocesados, los componentes dañados se detectan pronto, antes de que estos puedan tener un error de operación. En este sentido, debido a que los relevadores microprocesados son más complejos que los electromecánicos y los de estado sólido, tienen mayor posibilidad de falla, originado por la complejidad de sus sistemas, por lo que se espera que estos sean más confiables ejecutando correctamente esta función.

Flexibilidad

Los relevadores microprocesados con ajustes adecuados, son capaces de cumplir con diversas funciones de la planta de generación; por ejemplo, medir y monitorear diversas señales de corriente y tensión en transformadores y líneas de transmisión, controlar la apertura y cierre de interruptores, y proveer respaldo a otros dispositivos que han fallado.

Con la capacidad de comunicación y programabilidad, los relevadores microprocesados tienen la capacidad de recibir y enviar información sin ningún problema en diferentes grados de jerarquía de control, cosa que no era posible en un sistema con relevadores convencionales.

El adelanto en la tecnología de relevadores microprocesados ha tenido un gran desarrollo en la red de comunicación de las subestaciones; esto se refiere en su mayoría a los sistemas de fibras ópticas, ya que estos poseen la capacidad de manejar grandes volúmenes de datos a gran velocidad.

Otra ventaja importante en el empleo de relevadores microprocesados es la opción de trabajarlos como módulos, de tal forma que los gabinetes son fáciles de reemplazar cada que se requiera, ya sea por mantenimiento o por la aplicación de una nueva tecnología; debido a esto, es posible llegar a un buen compromiso de durabilidad.

Con respecto a la programación, son utilizados altos lenguajes, tales como Visual Fox, C ++ o los desarrollados por cada fabricante, el punto a favor aquí es que se tiene la posibilidad de interpretar y manipular la información entre relevadores de diferentes familias, cosa que no era posible cuando se usaban lenguajes ensambladores. El único inconveniente es cuando se emplean lenguajes propios de un relevador, ya que la mayoría tienen algoritmos muy complejos con los cuales es difícil trabajar.

Finalmente, los relevadores microprocesados están diseñados de tal forma que sean lo suficientemente resistentes para que puedan soportar adversidades tales como temperaturas extremas, humedad, contaminación e interferencias electromagnéticas (EMI), que suelen presentarse en un complejo eléctrico ó en una subestación, esta situación implica que los equipos sean mas costosos, lo cual es necesario para asegurar un tiempo de vida largo de los equipos.

3.1.6 Clasificación de los relevadores

Los relevadores pueden ser clasificados de acuerdo a algunas de sus características:

a) Aplicación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Líneas de transmisión. 2. Protección de barras. 3. Protección de transformadores. 4. Protección de generadores, motores. 5. Servicios auxiliares. 6. En el conducto piloto. 7. En el portador piloto.
b) Características de operación	<ol style="list-style-type: none"> 1. De corriente. 2. De tensión. 3. Impedancia. 4. De reactancia. 5. Diferencial. 6. Direccional.
c) Características de funcionamiento	<ol style="list-style-type: none"> 1. Auxiliares. 2. De protección ó de conmutación. 3. De regulación o de medición. 4. De control.

3.2 Transformadores para instrumento

3.2.1 Transformadores de Corriente (TC's)

Elemento utilizado para disminuir la corriente primaria del sistema a un nivel tal que puedan manejar los dispositivos de medición y protección, con un ligero desfaseamiento, generalmente 1 ó 5 amperes a corriente secundaria nominal.

En instalaciones de alta tensión, los devanados primarios están a potencial del sistema de alta tensión y por lo tanto los TC's también tienen que proporcionar el aislamiento entre los dos potenciales.

Los transformadores pueden ser para medición, para protección o mixtos.

- a. *Transformadores para medición.* Este dispositivo requiere reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente de orden del 20% sobre el valor nominal.
- b. *Transformadores para protección.* Su función es proporcionar la corriente secundaria, conservando su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.
En el caso de los relevadores de sobrecorriente, sólo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

- c. *Transformadores mixtos (doble devanado en el secundario)*. En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores. Un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos devanados secundarios más, con sus respectivos núcleos para los circuitos de protección.

3.2.2 Transformadores de potencial (TP's)

Elementos utilizados como complemento del sistema eléctrico de potencia, los cuales funcionan en tensión secundaria, dentro de condiciones normales de operación, donde esta tensión es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada.

Su principal función es transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

3.2.3 Dispositivo de potencial

Estos son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, de tipo capacitivo, son utilizados para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

Los dispositivos de potencial se definen como un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectados en tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria aplicada.

El transformador capacitivo se puede formar ya sea usando capacitores independientes o bien, en la mayoría de los casos, utilizando las capacitancias instaladas en las boquillas de tipo capacitivo. El primer caso se obtiene aprovechando los capacitores de una protección de onda portadora, y el segundo caso se obtiene a partir de las boquillas de un interruptor de alto volumen de aceite, o las de un transformador de potencia.

3.3 Interruptor

Dispositivo que sirve para conectar o desconectar cualquier circuito energizado, máquinas, líneas aéreas o cables. El interruptor debe ser capaz de aislar corrientes eléctricas de intensidades diferentes, desde las corrientes capacitivas que son de varios cientos de amperes, hasta las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito), generalmente determinadas por los relevadores de protección.

Para prevenir que los interruptores operen desconectando alguna parte del sistema eléctrico de potencia es necesario conocer los valores que pueden alcanzar los distintos factores eléctricos que intervienen en una falla. El factor determinante es la magnitud de la corriente de cortocircuito, de igual forma en algunas aplicaciones es importante la magnitud de la tensión causada por una falla. Conocidos estos valores la selección del interruptor se hace sencilla y pueden especificarse estos con posiciones o ajustes de disparo selectivos que permitan cubrir y aislar adecuadamente una gran área del sistema.



Capítulo

Cuatro

Protección en plantas eléctricas

Una planta eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica, obtenida mediante otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica.

En general, la energía mecánica proviene de la transformación de la energía potencial de algún elemento primario, como en el caso de una hidroeléctrica, el agua almacenada en un embalse; de una termoeléctrica, la energía térmica suministrada mediante la combustión del carbón, gas natural, diesel o combustóleo; o una nucleoelectrica a través de la energía de fisión del uranio. Este tipo de centrales eléctricas son las llamadas convencionales. Las centrales no convencionales son aquellas que transforman en energía eléctrica otras energías primarias como la energía del viento, la diferencia de mareas o la energía del sol a través de paneles, etc.

Para convertir la energía mecánica en eléctrica, se emplean generadores que constan de dos piezas fundamentales: el estator y el rotor. El estator es una armadura metálica cubierta en su interior por unos hilos de cobre, que forman diversos circuitos. El rotor, está en el interior del estator, está formada en su parte interior por un eje y en su parte más externa por unos circuitos que se transforman en electroimanes cuando se les aplica una pequeña cantidad de corriente.

Cuando el rotor gira a gran velocidad debido a la energía mecánica aplicada se producen unas corrientes en los hilos de cobre del interior del estator. Estas corrientes proporcionan al generador la denominada fuerza electromotriz capaz de proporcionar energía eléctrica a cualquier sistema conectado a él.

4.1 Planta Hidroeléctrica

La energía hidráulica que existe en forma natural está suministrada por las precipitaciones atmosféricas que se presentan como efecto de la condensación del vapor de agua que contiene la atmósfera. Este vapor se presenta principalmente en forma de lluvia o de nieve y eventualmente en forma de granizo; para los estudios de carácter hidráulico se considera la cantidad equivalente de agua que cae y su distribución en el tiempo.

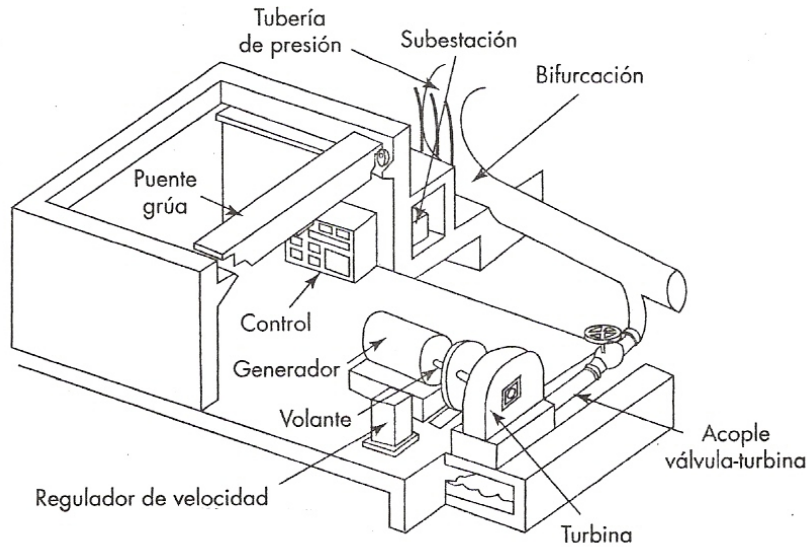


Figura 4.1.- Casa de máquinas de una planta hidroeléctrica

Las plantas hidroeléctricas utilizan esta energía hidráulica para producir electricidad gracias a la energía potencial que tiene el agua adecuando una obra que pueda hacer aprovechable esta energía para mover las turbinas que generan la energía eléctrica (ver figura 4.1).

Debido a la constante demanda de energía eléctrica y a la imposibilidad de almacenarla como tal, se ha visto en la necesidad de crear presas para aprovechar oportunamente la energía que puede producir el agua. Las presas almacenan el agua y hacen que se pueda aprovechar de una forma controlada utilizando únicamente la cantidad necesaria para producir la energía que la red requiera en ese momento el almacenamiento de agua sirve también para fines de riego en la agricultura.

Las plantas hidroeléctricas se clasifican de acuerdo al tipo de servicio en plantas de base que son aquellas que principalmente utilizan agua de río y en plantas de pico que son aquellas que usan agua que ha sido previamente almacenada en un deposito de almacenamiento o vaso. La razón por la cual estos vasos se han diseñado y construido de una capacidad notable es debido a que la afluencia del río no es igual en todo el año, y tampoco lo es la potencia requerida por los distintos tipos de usuarios durante el día.

El esquema eléctrico que constituye una planta es el siguiente:

- a) Instalaciones eléctricas principales.
- b) Instalaciones eléctricas para la alimentación de los servicios auxiliares.
- c) Conexión para la alimentación del sistema de excitación.
- d) Instalación eléctrica para la alimentación de los elementos de control y maniobra.
- e) Conexiones e instalaciones para la alimentación de los transformadores de potencial y corriente así como los instrumentos de medición.

En general, una central eléctrica debe de cumplir con los siguientes requisitos para ser sustentable:

- 1) Bajo costo.
- 2) Segura operación y con una baja probabilidad de falla.
- 3) Simple en su operación en condiciones normales y de emergencia.

4.2 Protección de generadores eléctricos

Las máquinas eléctricas giratorias representan una clase de equipo bastante complejo que pueden ser objeto de diversos tipos de falla. Los devanados que trabajan con corriente alterna en las máquinas rotatorias tienen los mismos problemas posibles que puede presentar un transformador, y por lo tanto los sistemas de protección deben servir para poder poner fuera de operación cualquier equipo que tenga una falla y que pueda causar un daño mayor al sistema eléctrico de potencia.

Las máquinas eléctricas están sujetas a tener fallas en los aislamientos, esto puede causar sobrecalentamiento y eventualmente un daño que puede ser irreparable si no se maneja con precaución, por esta razón son muy importantes los medios de enfriamiento que se utilicen para evitar el sobrecalentamiento de los devanados y aquellos circuitos magnéticos que integran a la máquina giratoria.

Las máquinas síncronas pueden tener una sobretensión debido a la excitación causada simplemente por el cambio en la carga externa.

En general, las máquinas giratorias están sujetas a daños debido a su construcción, ya que esta consta de partes que están siempre en movimiento mecánico, lo cual eleva la posibilidad de algún problema causado por vibración, falla en los baleros, resonancia mecánica, y otros detalles mecánicos que pueden ocasionar la puesta fuera de servicio de la máquina. Por lo tanto debe tenerse siempre en observación y constante mantenimiento dichas máquinas para asegurar su buen funcionamiento.

Debido a esto, las protecciones en los generadores son de especial importancia ya que como elemento suministrador de potencia, implica que una falla en él podría causar una gran cantidad de problemas. La pérdida de una unidad, dada su capacidad de generación, puede ocasionar la sobrecarga de las unidades generadoras que trabajan en conjunto con ella, y por consiguiente la inestabilidad del sistema.

Hay una gran cantidad de fallas que puede tener un generador y por lo tanto, igual número de tipos de protecciones que se utilizan para prevenir daños en estas máquinas.

Por lo general, no todos los generadores tienen el mismo esquema de protecciones, sin embargo por regla general, las máquinas más grandes, que son también las más caras, tendrán la mayor variedad de sistemas de protecciones, simplemente porque los posibles daños que puedan tener éstas son excesivamente caros, tanto en el aspecto de la reparación de las partes afectadas y lo difícil que resulta la sustitución de dichas máquinas debido al costo y la existencia de las mismas.

Donde el equipo está solo, este debe ser provisto con protección automática contra todas las condiciones de falla. En instalaciones donde el generador es asistido, es preferible dar alarma en alguna condición anormal en lugar de sacar al generador de servicio. Los esquemas de protección del generador variarán dependiendo de las funciones que lleven a cabo.

La aplicación de generadores se puede clasificar en *generadores aislados sencillos*, *generadores aislados múltiples* y *generadores industriales grandes*.

4.2.1 Generadores aislados sencillos

Usados para proporcionar energía de emergencia o para servicio de reserva y normalmente son de cierre o paro. Son operados en periodos determinados de tiempo cuando la fuente normal falla o durante mantenimiento, inspección y prueba. Son conectados a la carga del sistema a través de un interruptor de transferencia automático o una señal de bloqueo y no operan en paralelo con otras fuentes de energía del sistema. Son máquinas de diesel o turbinas de gas con rangos de 100 kW a 1000 kW. Generalmente el nivel de tensión de generación es de 480 ó 480Y/ 277 V, pero con máquinas más grandes la tensión puede ser de 2.4 ó 4.16 kV. Estos generadores son diseñados para arrancar y operar durante una falla de energía y para detenerse cuando la energía normal es restablecida mediante controles automáticos.

4.2.2 Generadores aislados múltiples

Consiste en varias unidades operando en paralelo a cualquier sistema de suministro eléctrico. Ejemplos de estas instalaciones son: sistemas de energía total para proyectos de industria y comercio, plataformas costa afuera para perforación y producción de fuentes de energía y otros sitios remotos que requieren energía eléctrica continua. La capacidad de los generadores individuales puede ir de algunos cientos de kW a varios miles de kW dependiendo de la demanda del sistema. Son típicamente turbinas de gas y aceite o turbinas alimentadas de gas-diesel. Estos sistemas son normalmente operados manualmente pero pueden ser usados controles sensores de carga y relevadores automáticos sincronizados. El rango de tensión de estos generadores es usualmente la tensión de utilización o el nivel de tensión de distribución más alto o ambos, como 4.16 ó 13.8 kV.

4.2.3 Generadores industriales grandes

Estas son unidades generadoras de energía en grandes cantidades que operan en paralelo con un sistema de suministro eléctrico. Toda la energía generada es normalmente utilizada por los usuarios industriales. Son usados donde hay una demanda para procesos de vapor a baja presión, como en instalaciones petroquímicas y plantas de papel. La capacidad del generador va de un rango de 10000-50000 kVA. Usan turbinas de vapor o gas dependiendo de los requerimientos del proceso, disponibilidad de combustible y economía del sistema. Los niveles más altos de tensión son 12.47 ó 13.8 kV.

4.3 Protecciones empleadas en generadores eléctricos

La frecuencia de fallas en máquinas rotatorias es baja con prácticas de diseño modernas y materiales mejorados, las fallas podrían resultar en severos daños que ocasionan prolongadas interrupciones del servicio. Por esto, las condiciones de falla deben ser detectadas rápidamente para aislar el elemento dañado y evitar que la falla se extienda a todo el sistema.

Algunas condiciones de falla que pueden ocurrir con equipos rotatorios son las siguientes:

- Falla en los devanados.
- Sobrecargas.
- Sobre calentamientos de los devanados.
- Sobrevelocidad.
- Pérdida de excitación.
- Falla en el sistema motriz.
- Energización inadecuada.
- Corriente de operación desbalanceada.

Varias de estas condiciones no requieren que el sistema dispare automáticamente, ya que en una estación propiamente atendida, estos pueden ser corregidos mientras la máquina permanece en servicio. Así, estos dispositivos de protección actúan como alarmas, aunque algunos otros tipos de falla requieren poner rápidamente a la máquina fuera de servicio.

Las protecciones mínimas recomendadas para generadores de servicio grandes se muestran en el siguiente diagrama unifilar y son descritas de la siguiente manera (ver figura 4.3):

- 87 Relevador diferencial.
- 51 Relevador de sobrecorriente de tiempo.
- 40 Relevador de pérdida de excitación.
- 46 Relevador de corriente para secuencia negativa.

- 49 Relevador térmico
- 64 Relevador de protección a tierra de un equipo
- 32 Relevador direccional de potencia
- 60 Relevador de balance de tensión

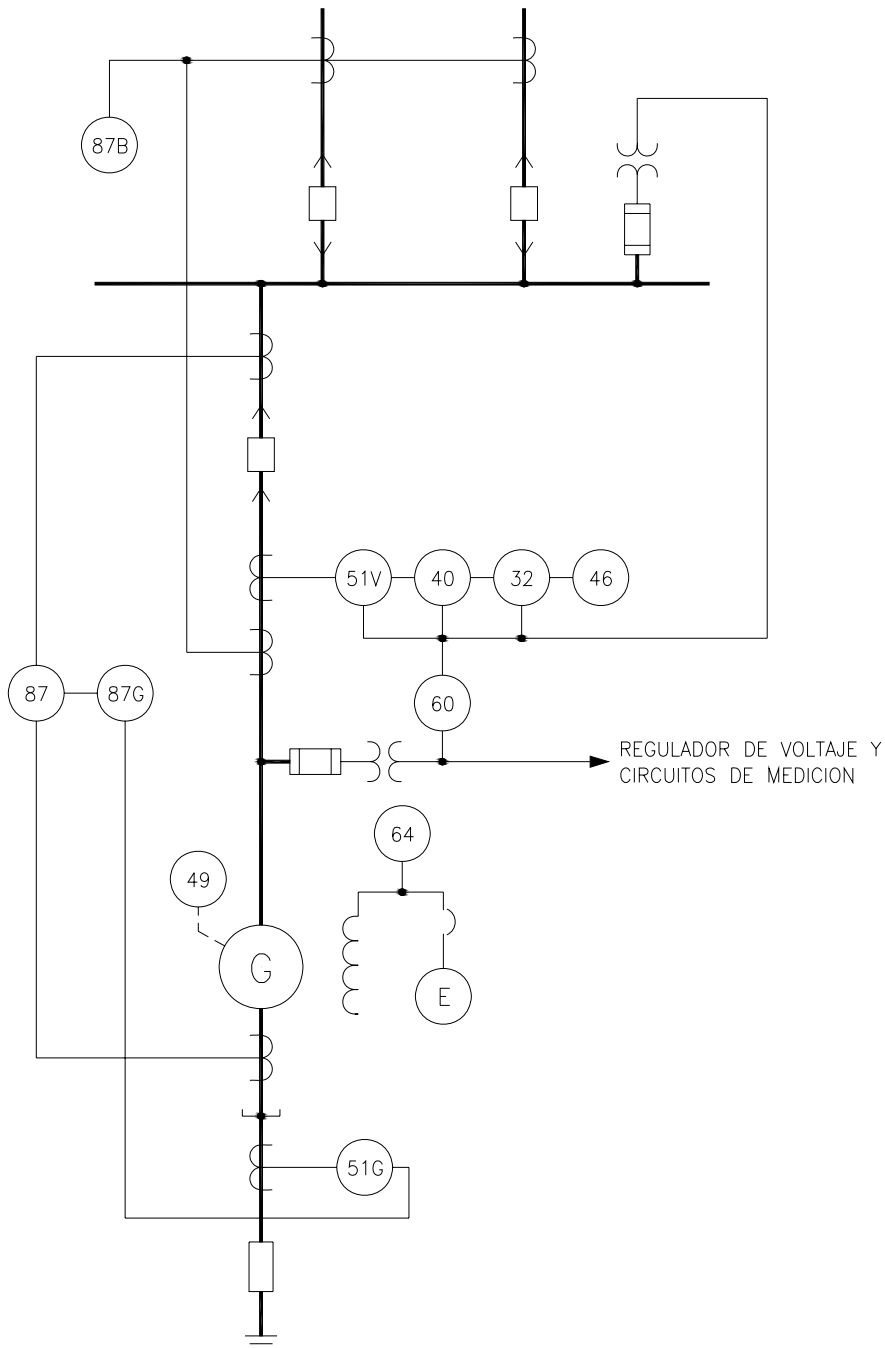


Figura 4.3.- Esquema unifilar de protecciones de un generador.

En la elección de los relevadores aplicados para las funciones descritas es sabido que están disponibles en forma individual o en bloque y que podrían contener todas las protecciones pertinentes más registro de datos.

Aunque los relevadores electromecánicos han demostrado su confiabilidad, flexibilidad y efectividad, la tendencia es cambiar a paquetes integrados basados en microprocesadores. Algunos de estos proporcionan registro de eventos, monitoreo, comunicaciones, características adaptables y otras funciones que sólo un sistema microprocesado puede proveer.

4.3.1 Protección diferencial (87G)

Las fallas internas en equipos generalmente se desarrollan como una falla en el aislamiento. El esquema de protección más efectivo para tales fallas es la protección diferencial. En este esquema las corrientes de cada fase de cada lado de la máquina son comparadas en un circuito diferencial y cualquier desbalance o diferencia de corriente es usado para operar un relevador. Esto se muestra en la figura 4.3.1 donde se ejemplifican los circuitos del relevador para una sola fase. Para operación normal o en caso de una falla fuera de los dos juegos de transformadores, la magnitud de I_1 que entra a la máquina es igual a la magnitud de I_2 que sale de esta en todas las fases (discriminando las pequeñas pérdidas internas) y asumiendo transformadores ideales.

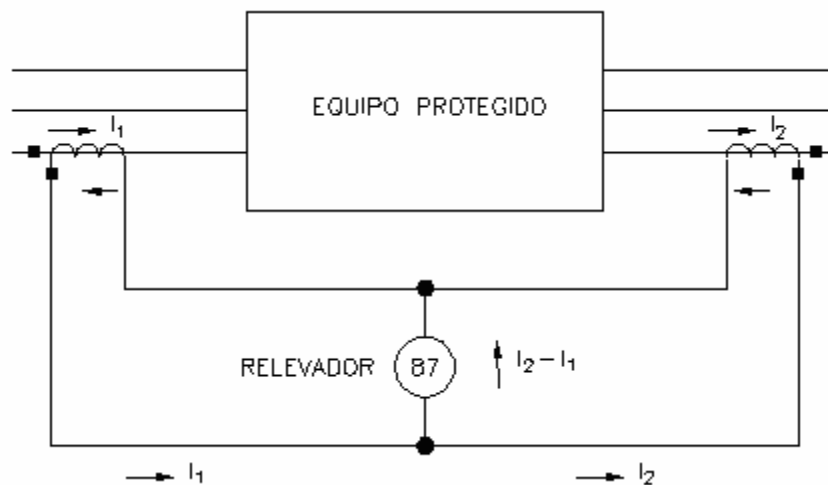


Figura 4.3.1.- Conexión diferencial básica

Entonces, la corriente del relevador $I_2 - I_1$ es pequeña, y el relevador puede ser ajustado por encima de su valor máximo durante el funcionamiento normal de la máquina para prevenir la operación del relevador. Cuando ocurre una falla dentro de los dos juegos de TC's, una o más de las corrientes I_1 se incrementan repentinamente, mientras las corrientes I_2 podrían decrementarse o incrementarse repentinamente y fluir en dirección inversa. En cualquier evento, la corriente de falla fluye ahora a través del relevador para operarlo.

Si existieran transformadores de corriente con condiciones ideales, un relevador de sobrecorriente en el circuito de "diferencia" podría ser ajustado para responder muy sensible y rápidamente. En la práctica, sin embargo, ninguno de los dos TC's dará exactamente la misma corriente secundaria para la misma corriente primaria, incluso si estos son comercialmente idénticos, estas corrientes secundarias no son compensadas, un relevador de sobrecorriente tendría que ser ajustado por encima de la corriente máxima de error que podría ser esperada durante una falla externa.

Relevador de porcentaje diferencial

El problema de baja sensibilidad y lenta operación puede ser resuelto con los relevadores de porcentaje diferencial; figura 4.3.1 (a). Las entradas de dos juegos de TC's son usadas para generar una cantidad de restricción, el relevador entonces compara la diferencia de estas dos corrientes. El funcionamiento (o restricción) es producido como un resultado de la comparación de la diferencia para la restricción. Esto desensibiliza el relevador para altas corrientes de falla externa.

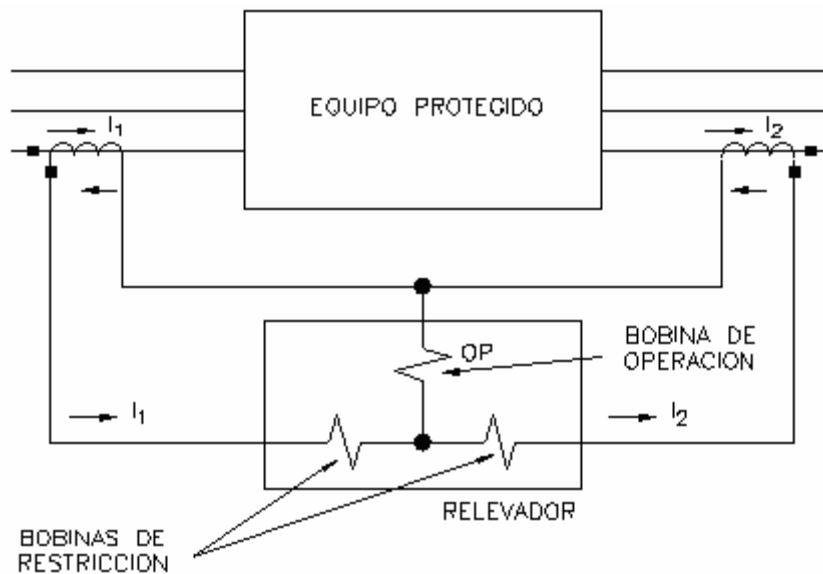


Figura 4.3.1(a).- Conexión esquemática del relevador tipo porcentaje diferencial (Sólo se muestra la conexión para una fase).

La corriente requerida para la operación del relevador se incrementa con la magnitud de la corriente de falla. El porcentaje de incremento puede ser constante como en el relevador diferencial de porcentaje en generador (87). Alternadamente el porcentaje de incremento podría variar con la corriente de falla externa. El efecto de la restricción en fallas externas es despreciable porque la cantidad de operaciones es demasiada y responde al total de corrientes de falla secundarias.

Los relevadores diferenciales de generador son disponibles con varias características diferenciales de porcentaje. Los típicos son 10%, 25% y tipos diferenciales de porcentaje variables. El porcentaje indica las corrientes diferenciales como un porcentaje de las más pequeñas restricciones de corriente requeridas para que el relevador opere. El pick up es la corriente requerida para hacer que apenas opere el relevador. Estos valores tienden a ser más pequeños para los relevadores diferenciales de más lento porcentaje, tan lentos como 0.14 A para algunos. En general, los tiempos de operación son más pequeños para relevadores de estado sólido, siendo 25ms, comparado con el electromecánico que va de 80 a 160 ms.

En todos los esquemas diferenciales, es ideal utilizar transformadores de corriente con las mismas características siempre que sea posible y evitar conectar algún otro equipo en estos circuitos.

Relevador diferencial de alta impedancia

Los relevadores diferenciales de alta impedancia están basados en el indicio de que los TC's en un lado del generador actúan perfectamente para una falla externa y el otro lado de los TC's se satura completamente. Esto tiene ventajas por el hecho de que la tensión que aparece en el relevador es limitada por una falla externa por la caída de tensión producida por la corriente secundaria máxima fluyendo hacia la dirección del TC saturado y a través de su resistencia interna. Para una falla interna, la tensión se aproximará a la tensión del TC del circuito abierto (usualmente limitado por un varistor interno en el relevador). En general, este arreglo no es tan sensible como el de diferencial de porcentaje pero es más seguro.

Conexiones eléctricas

Muchos generadores tienen devanados conectados en estrella. Así, tres relevadores conectados a un transformador de corriente conectado en estrella como en la figura 4.3.1

(a) dan protección de falla a tierra y fase y se obtiene una protección similar para generadores en delta, como se muestra en la figura 4.3.1 (b).

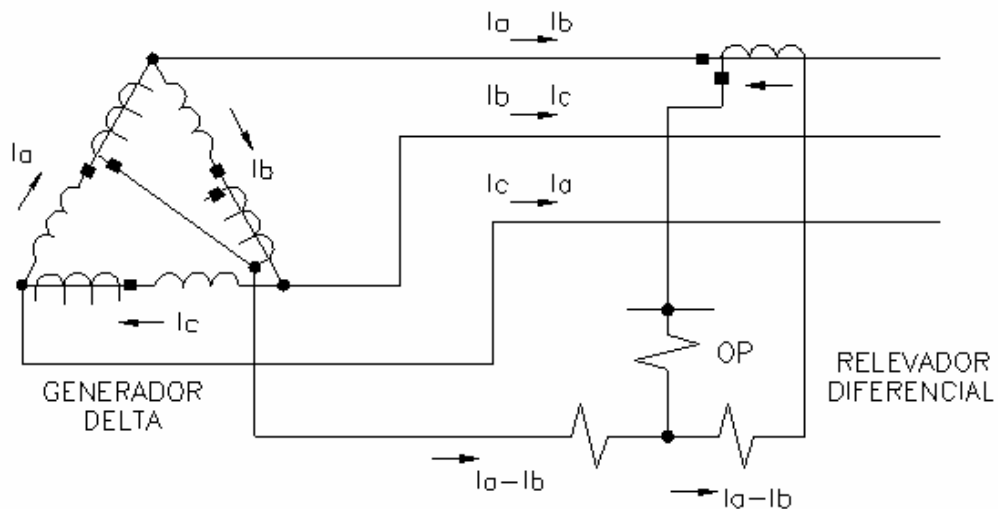


Figura 4.3.1 (b).- Esquema de un relevador diferencial de porcentaje para una máquina conectada en delta (unifilar).

Relevador de bloqueo sostenido (86)

Aunque este relevador no es de protección, se incluye porque es usado en conjunto con los esquemas de relevadores, es de alta velocidad, multicontacto, es un relevador auxiliar de reposición manual o eléctrica, aísla circuitos y dispara y cierra interruptores. Sirve como auxiliar para cualquier función de protección, el relevador 86 dispara a su vez todas las fuentes e interruptores del alimentador que son requeridos para aislar la falla. El relevador debe estar repuesto antes de que cualquiera de los interruptores pueda ser re-energizado. La reposición manual previene recierres de los interruptores antes de que la falla sea librada.

4.3.2 Protección a tierra de un equipo (64G)

Las fallas a tierra de los devanados del estator suelen ser el origen de posteriores contactos entre espiras y entre fases y son generalmente consecuencia de sobretensiones inducidas del devanado de corriente continua en los devanados de corriente alterna. En otros casos se deben al deterioro químico de los aislamientos por causas naturales (envejecimiento, calentamiento, etc.) lo que trae como consecuencia graves daños en el generador. Para evitar estos efectos es preciso que la protección cumpla con las siguientes condiciones:

- Detectar los contactos a tierra en todo el devanado.
- Desconectar el generador y su excitación lo más rápido posible.
- Limitar las corrientes a tierra para evitar daños en la chapa del estator (<30 A).
- Que sea indispensable frente a perturbaciones y contactos a tierra en la red.

Para conseguir una baja intensidad de la corriente de falla se aconseja trabajar con el neutro del generador aislado o puesto a tierra a través de una impedancia de alto valor. La figura 4.3.2 representa el esquema unifilar de la protección de una falla a tierra de los devanados del estator mediante un relevador de tensión. Generalmente se limita la intensidad de la corriente de falla a tierra a 10A (medidos en el primario del transformador).

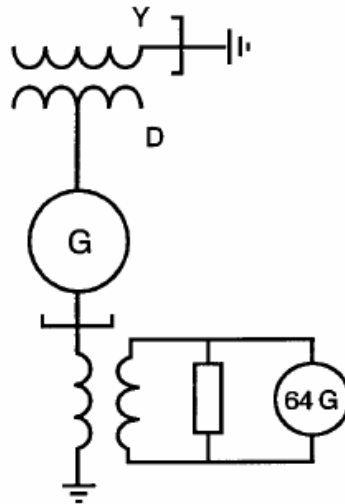


Figura 4.3.2.- Diagrama unifilar de la protección de falla a tierra de los devanados del estator mediante un relevador de tensión.

4.3.3 Protección de distancia (21G)

Protección de distancia es un término genérico aplicado a los relevadores ohmicos que usan entradas de tensión y corriente para dar una señal de salida si hay una falla dentro de una distancia predeterminada de la localización del relevador. La distancia puede ser obtenida indirectamente de una señal que es proporcional a la relación tensión-corriente, como una medida de impedancia, de una señal que es proporcional a la componente imaginaria de la relación tensión-corriente como una medida de reactancia; o de una señal que es proporcional a la relación corriente-tensión como una medida de admitancia a la falla. La mayor ventaja de un relevador de distancia es que éste responde principalmente a la impedancia del sistema en lugar de a la magnitud de corriente. Así, el relevador de distancia tiene un alcance de distancia fijo en contraste con las unidades de sobrecorriente para los cuales el alcance varia como en los niveles de cortocircuito y cambio de configuraciones del sistema.

Los relevadores de distancia electromecánicos utilizan una copa de inducción tipo construcción para alcanzar tiempos de operación de 1-1.5 ciclos. Los relevadores de distancia estáticos tienen un tiempo de operación inherente de 0.25-0.5 ciclos. Se agrega un retardo de tiempo fijo cuando por selectividad se requiere usar un relevador de timer externo.

Las características se pueden demostrar gráficamente en términos de dos variables, R y X (ó Z y θ), donde R es la resistencia, X la reactancia, Z la impedancia, y θ es el ángulo por el cual la corriente se atrasa con respecto a la tensión. Las características del relevador y la impedancia de la línea pueden ser trazadas en el mismo diagrama R-X para propósitos de análisis. En la examinación de los diagramas R-X, debe recordarse que la región de R y X positiva representan impedancias en una dirección de disparo definido, mientras el tercer cuadrante (R y X negativas) contiene impedancia *detrás del relevador*, o en la dirección de no disparo. El origen del diagrama R-X es puesto en la dirección del relevador.

a) Relevador de distancia tipo reactancia.

Este relevador mide la componente reactiva del sistema de impedancia complejo. La característica del relevador de reactancia genérico aparece en el diagrama R-X como una línea recta paralela al eje R, como se muestra en la figura 4.3.3.

La operación de este relevador se produce cuando la reactancia del relevador al punto de falla, X_2 , es menor o igual a la reactancia $X_1 \Omega$; la reactancia X_1 es el

ajuste de reactancia del relevador. El relevador responde también a cualquier reactancia en la dirección negativa, estos son inherentemente no direccionales. La operación no es afectada por la resistencia de arco, pero los relevadores de reactancia pueden operar con corriente de carga y deben ser usados en conjunto con otros relevadores para restringir su alcance a lo largo del eje R y a la inversa, dirección de reactancia negativa.

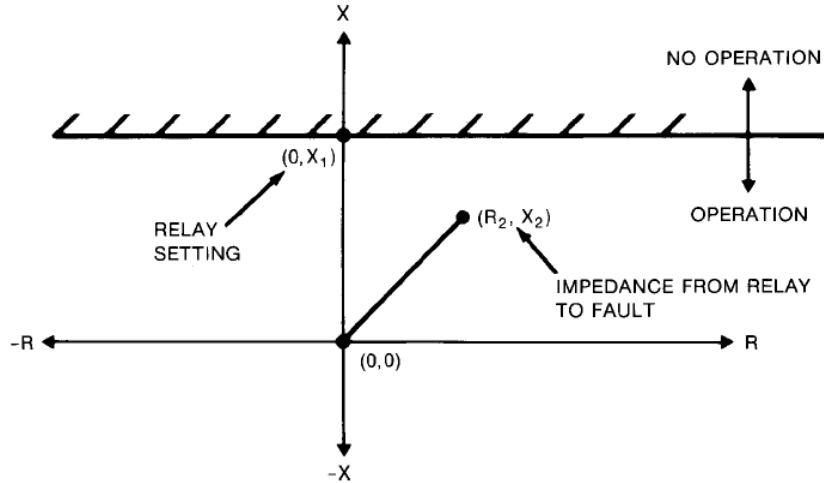


Figura 4.3.3.- Diagrama R-X para el relevador de reactancia genérico.

b) Relevador de distancia tipo impedancia.

Este mide la magnitud de la impedancia compleja. La característica de este relevador es un círculo en el diagrama R-X como se muestra en la figura 4.3.3 (a). La operación del relevador de impedancia genérico se produce cuando la reactancia y resistencia (impedancia) del relevador al punto de falla, $Z_2 = R_2 + jX_2$ en la figura, queda dentro del círculo; la impedancia $Z_1 = R_1 + jX_1$ es el ajuste del relevador.

Para hacer el relevador de impedancia direccional, el relevador de impedancia genérico debe ser usado en conjunto con otros relevadores para restringir sus alcances en la dirección inversa (tercer cuadrante del diagrama R-X).

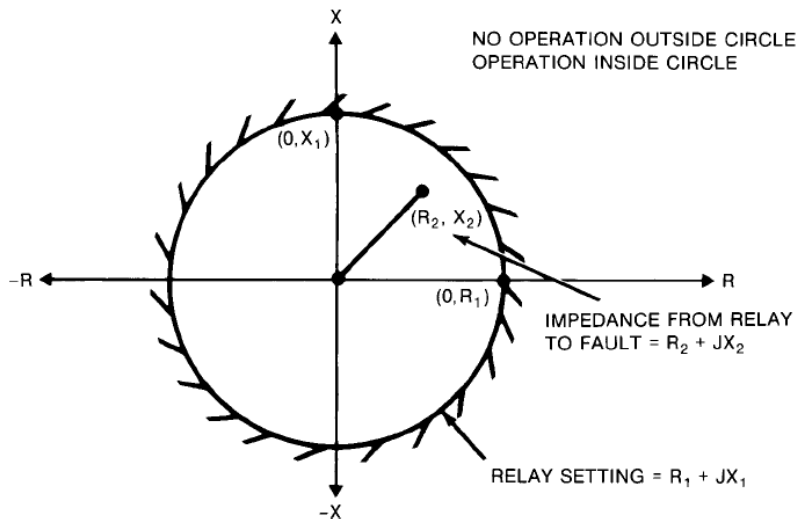


Figura 4.3.3. (a).- Diagrama R-X para el relevador de impedancia genérico.

c) Relevador de distancia tipo Mho.

Un relevador tipo Mho mide admitancia compleja, pero al contrario de los relevadores de impedancia, estos son direccionales. Este relevador también tiene una característica circular como se muestra en la figura 4.3.3 (b).

La operación ocurre cuando la impedancia del relevador a la falla ($Z_2 = R_2 + jX_2$) queda dentro de la característica Mho. Debido a que las características circulares caen principalmente en el primer cuadrante del diagrama R-X, el relevador Mho es direccional.

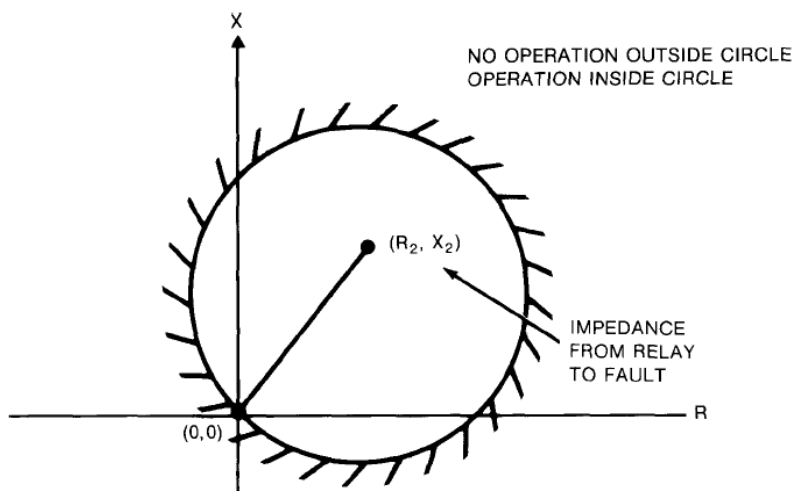


Figura 4.3.3 (b).- Diagrama R-X para el relevador tipo Mho.

4.3.4 Protección de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases (46G)

Cargas desbalanceadas, fallas en sistemas desbalanceados, conductores abiertos u otras condiciones de operación no simétricas resultan en un desbalance de la tensión de fase del generador. Las corrientes de desbalance resultantes (secuencia negativa), son doblemente inducidas por el sistema de corrientes en el rotor que rápidamente causan sobrecalentamiento; como consecuencia ocurrirán serios daños en el rotor si la condición de desbalance es permitida o persiste indefinidamente. La habilidad del generador para resistir estas corrientes de secuencia negativa están definidas por:

$$I_2^2 t = K$$

Donde:

K: Constante del fabricante del generador, dependiente del tamaño y diseño.

I_2 : Corriente de secuencia negativa expresada en por unidad de la corriente de carga total nominal y,

t: Tiempo (dado en segundos)

La constante K está definida en la siguiente tabla:

TABLA 49. VALORES DE K PARA VARIOS GENERADORES	
TIPO DE MÁQUINA	$I_2^2 t$ PERMISIBLE
• Generador de polo saliente	40
• Condensador Sincrono	30
• Generadores de rotor cilíndrico	
Enfriados indirectamente (aire)	20
Enfriados directamente (H_2)	10

*Tabla obtenida de ANSI C50.13-1977(1)²⁴

Generadores menores de 100 MVA generalmente son capaces de llevar corrientes de secuencia negativa de 8-10% de corriente de carga total continuamente sin sobrecalentamientos de peligro.

Un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa es recomendado para la protección de condiciones de desbalance. Este consiste en una unidad de sobrecorriente con características extremadamente inversas igualando las curvas del generador I_2^2t como se muestra en la figura 4.3.4. La entrada para el relevador es conectada a través de un filtro por el que pasan sólo las corrientes de secuencia negativa. Los ajustes de la perilla de tiempo determinan el nivel de protección ofrecido por el relevador y deben de ser puestos para igualar el límite de I_2^2t del generador que está siendo protegido. El relevador microprocesado, generalmente es más sensible y capaz de detectar bajas corrientes de secuencia negativa para capacidad continua del generador. Una unidad de alarma sensible es ofrecida en muchos relevadores que son capaces de detectar y dar alarma para valores de I_2 , que son cercanos a los ajustes de disparo.

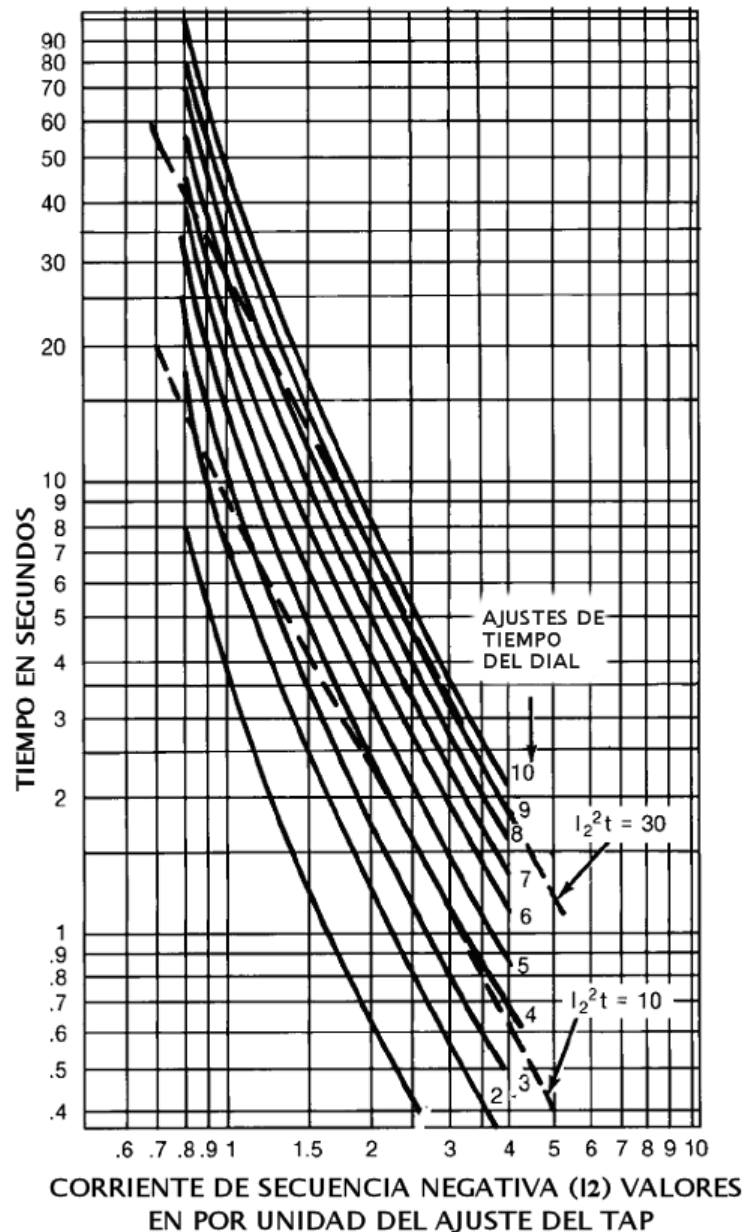


Figura 4.3.4.- Valores de ajuste de tap para corriente de secuencia negativa.

4.3.5 Protección de pérdida de campo "excitación" (40G)

Este circuito detecta cuando la excitación del generador en el sistema ha sido perdida. Esta protección es importante cuando los generadores están operando en paralelo o en paralelo con un sistema de suministro, aunque éste no necesite aislar una sola unidad. Si un generador pierde su campo de excitación, éste continuará operando como un generador de inducción obteniendo su excitación de otras máquinas en el sistema. Cuando esto pasa, el rotor del generador se sobrecalienta debido a las corrientes deslizantes inducidas en éste. El sistema por sí mismo está también expuesto porque este es forzado a suministrar los KVAR perdidos de la máquina en problemas, mas provee también más KVAR's para excitar la unidad como un generador de inducción. Existe el peligro de que el sistema no tenga la capacidad de KVAR suficiente para tal condición (causando por eso la inestabilidad) ó teniendo la capacidad de KVAR, el sistema de excitación de las otras máquinas será operado peligrosamente en altos niveles, causando así sobrecalentamientos. Hay al menos tres tipos de circuitos de protección que pueden ser usados para dar esta protección, teniendo cada uno diferente costo relativo, complejidad de aplicación y grado de protección ofrecido. El tipo elegido será dependiendo de la aplicación considerando como factores: costo del generador, costo del relevador, e importancia de la salida del generador.

El primer tipo de protección funciona de acuerdo a los principios de un relevador de impedancia. Éste detecta pérdida de excitación por la impedancia aparente exhibida bajo semejantes condiciones. La figura 4.3.5 ilustra las características típicas de cómo operó un relevador usando coordenadas de resistencia (R) y reactancia (X). El generador operando en condiciones de carga máxima es representado por el punto A; cuando se pierde la excitación como el devanado de un campo cortocircuitado, la impedancia aparente del generador localizará un sitio de puntos terminando dentro de las características de operación, la curva B representa un sitio de puntos de un generador cargado moderadamente y la curva C representa el sitio de un generador cargado ligeramente. Para una protección más sensible, un segundo elemento de impedancia puede ser agregado operando en un área más restringida de valores de impedancia como el representado por las líneas punteadas. Este elemento de impedancia rápidamente responderá a las condiciones de operación representadas por las curvas A y B. El primer elemento es entonces equipado con un relevador de retardo de tiempo fijado a 0.5 s o más para la falla iniciada aguas arriba para que el sistema pueda estar momentáneamente dentro del área de operación del relevador ilustrado por la curva D, debiendo no disparar al generador. La pérdida de excitación en generadores cargados ligeramente también será aclarada después del retraso de tiempo predeterminado, pero con los inherentes efectos adversos en el sistema.

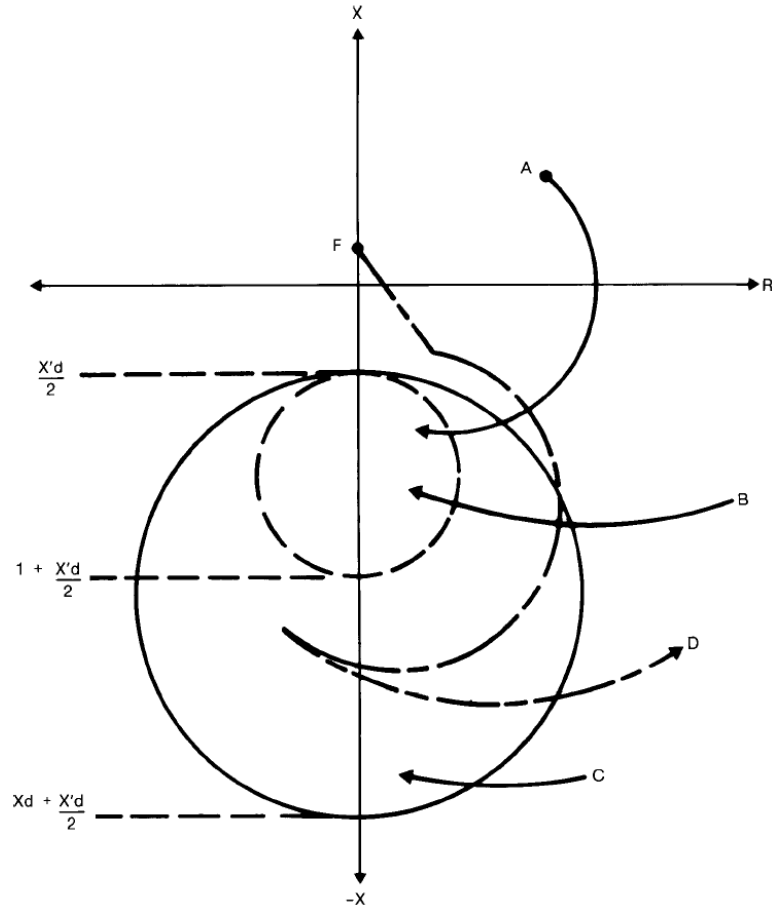


Figura 4.3.5.- Características de operación de un relevador usando coordenadas de resistencia (R) y reactancia (X).

Un segundo tipo de protección de pérdida de excitación puede ser proporcionado donde el costo del relevador de impedancia no puede ser justificado. Es posible obtener protección de pérdida de excitación relativamente efectiva de un relevador de potencia inversa conectado entonces para que éste opere en flujo de KVA inversos. La principal limitación es que no siempre se puede distinguir entre los casos cuando el generador está operando con las condiciones de un adelanto del factor de potencia en el sistema y la apariencia similar de flujo de VAR debido a la pérdida de excitación.

El tercer esquema de protección utilizado involucra la aplicación de un relevador de baja corriente de CD que es conectado en serie con el campo, su menor costo hace a este atractivo para generadores pequeños y aquellos suministran cargas no críticas donde el generador principal tiene que ser sacado a través de anillos deslizantes convencionales. El relevador puede requerir el uso de un timer para montar a través de las interrupciones de corriente momentáneas que pueden ocurrir durante cortocircuitos en el sistema de potencia. El relevador no indicará la pérdida de excitación debido a fallas en el devanado de campo y podría no operar durante la presencia de corrientes de CA inducidas en los devanados del campo durante las condiciones de operación seguras.

4.3.6 Protección direccional de sobrecorriente (67G)

Estos relevadores son usados para dar sensibilidad a disparos para corrientes de falla en una dirección y no disparan para cargas o corrientes de falla en la otra dirección. Las aplicaciones típicas de éste relevador incluyen:

1. Detección de la falla no librada en la línea de servicio, donde la corriente de falla puede ser alimentada detrás, a través del sistema industrial de generación dentro de la planta o de una segunda línea de servicio, como se muestra en la

figura 4.3.6 (b). La magnitud de la corriente de falla alimentada de generadores dentro de la planta y motores a la línea de servicio será normalmente más pequeña que cuando esta es alimentada de la línea de servicio a la planta, por consiguiente, es requerido un ajuste del relevador para responder a fallas en el sistema de servicio.

2. Protección de una red de líneas de distribución (no alimentadores radiales) donde el disparo en una dirección dada provee la operación selectiva que es requerida, en la figura 4.3.6 (a), la dirección del disparo es para fallas dentro de la sección de la línea que están por encima de los ajustes de pick up del relevador. Para fallas en otras líneas de la barra a la subestación A, la corriente de operación en el relevador de la subestación A se invertirá y el relevador no operará. Ambos relevadores de fase y a tierra son usados normalmente.
3. Protección sensible de falla a tierra de alta velocidad de transformadores y generadores como se muestra en la figura 4.3.6 (c) y (d). El control direccional da al relevador la característica del esquema de una protección diferencial y lo hace particularmente útil.

En todas las aplicaciones se requiere una entrada polarizada o de referencia para dar el control direccional. La entrada polarizada puede ser una de corriente, tensión o ambos. La entrada polarizada de corriente es obtenida de un TC en el conductor de puesta a tierra de neutro de un generador o transformador. Como se ve en las figuras (c) y (d), Se puede requerir un TC auxiliar (de compensación) para igualar la relación del TC de la corriente de operación cuando es conectado el relevador para protección diferencial. El TC auxiliar es usado para dar la suficiente corriente de operación durante la falla dentro de la zona de protección y restricción suficiente para fallas fuera de la zona. La entrada polarizada de potencial (TP) para relevadores de fase es obtenida de transformadores de potencial, con dos unidades conectadas fase a fase en delta abierta o tres unidades conectadas fase a tierra en estrella-estrella, como se ve en la figura 4.3.6 (a). El potencial de secuencia cero requerido para polarizar relevadores a tierra se obtiene usando tres transformadores de tensión conectados en estrella-delta, con la bobina de potencial conectada en serie con los devanados secundarios; esto es llamado la conexión *delta abierta*. Tres transformadores de tensión se pueden usar como se ve en la figura 4.3.6 (b), ó se pueden usar transformadores de tensión a capacidad nominal plena.

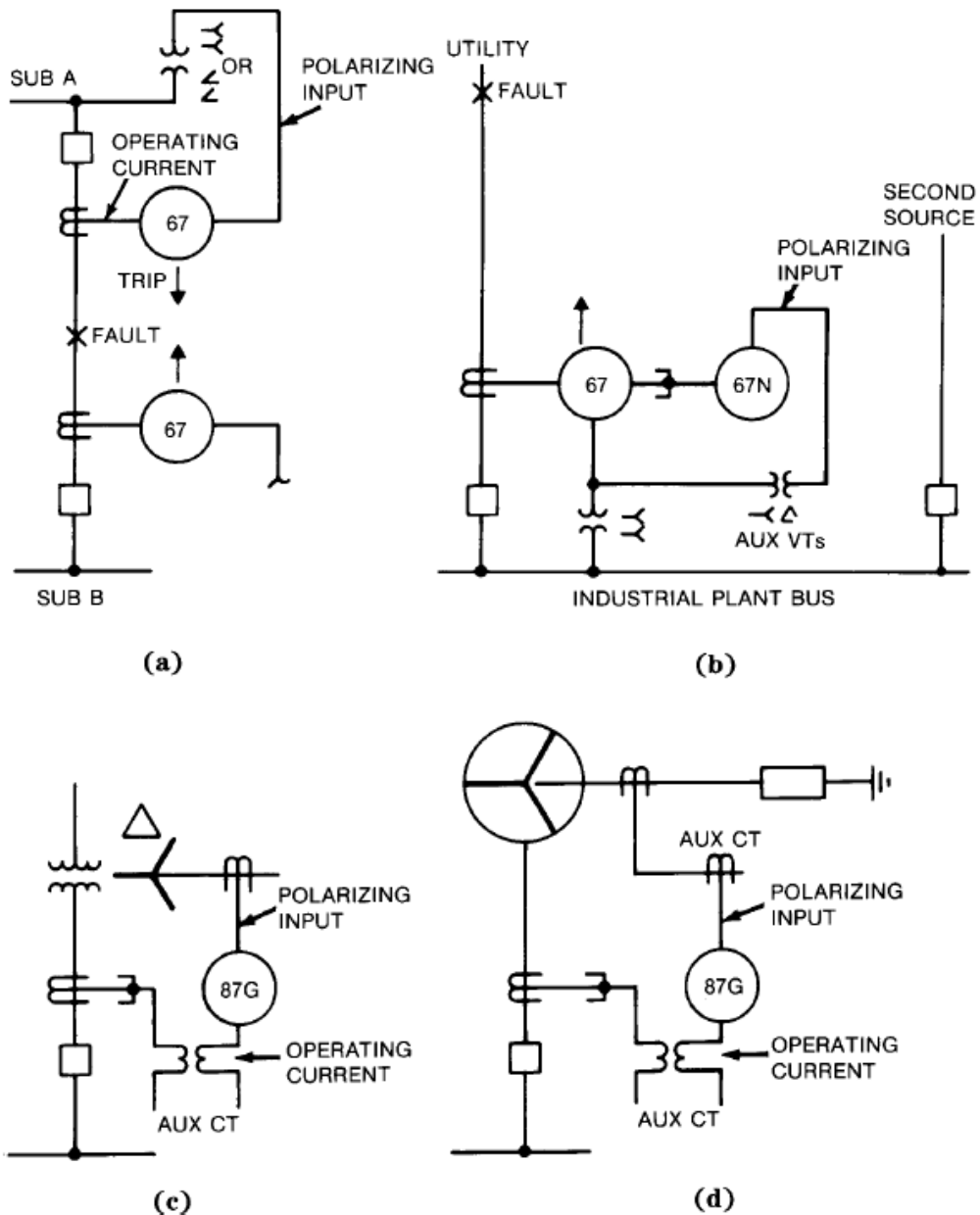


Figura 4.3.6.-Aplicaciones típicas para relevadores direccionales de sobrecorriente. (a) Protección de línea usando relevadores direccionales de fase, (b) Protección de barra de plantas industriales de fallas de línea no libradas, (c) Protección direccional de falla a tierra de Transformador usando relevadores tipo producto, (d) Protección direccional de falla a tierra de generador usando relevadores tipo producto.

4.3.7 Protección de secuencia de fases (47G)

Esta protección actúa cuando es detectado un cambio en la secuencia de fases de operación del generador, debido a esto el generador podría funcionar de forma inversa, lo cual puede causar un daño considerable al generador o podría también girar en el mismo sentido pero con una secuencia diferente a la cual fueran configurados los equipos de protección y medición; lo que no provocaría daño al equipo, pero llevaría a grandes pérdidas económicas, ya que los circuitos de medición que fueron configurados para una determinada secuencia de fases no operarían.

4.3.8 Protección de sobretensión (59G)

La tensión en las terminales del generador es una función de la excitación y la velocidad. La sobretensión puede producir daño térmico en los núcleos debido al flujo mayor al nominal que circula en los circuitos magnéticos.

Esta protección es recomendada para generadores hidroeléctricos o de turbina de gas que están sujetos a sobrevelocidad y sobretensión como consecuencia de pérdidas de carga, la protección de sobretensión se da generalmente por el equipo de regulación de tensión, si no es así, ésta se da por un relevador de sobretensión (59). Este debe de tener una unidad de retardo de tiempo con pick up de tensión de alrededor de 110% y una unidad instantánea con pick up de tensión de alrededor de 130% a 150%.

Ambas unidades del relevador deben ser compensadas contra el efecto de variación de frecuencia. El relevador debe energizarse con un transformador de potencial diferente al usado para el regulador de tensión automático, la operación de éste debe primero ocasionar resistencia adicional en el generador o en el circuito de excitación; entonces, si continua la sobretensión se debe de sacar de operación al generador, mandando señal de disparo al interruptor principal del generador y al interruptor de la excitatriz.

4.3.9 Protección de baja tensión (27G)

El relevador de baja tensión puede ser usado para dar cualquier función de protección dependiendo del tap de tensión y los ajustes de la perilla de tiempo. El regulador de tensión automático mantendrá normalmente la tensión sin límites especificados en sistemas múltiples aislados; por eso, una baja tensión sostenida podría indicar una condición severa de sobrecarga o la pérdida de un generador. El relevador puede ser usado para iniciar el arranque de una unidad de reserva. Para operación de máquinas solas el relevador puede ser usado para quitar carga del generador debido a un regulador fallado u otro malfuncionamiento que cause que la unidad sea aislada para mantener la tensión correcta.

En sistemas aislados con generadores múltiples el relevador de baja tensión puede ser usado para dar respaldo a los circuitos de protección de respaldo. En ésta aplicación un retardo de tiempo de 15-20 segundos es necesario para dar a todos los relevadores la oportunidad de operar.

4.3.10 Protección de balance de tensión (60G)

Se usa para supervisar continuamente el comportamiento de la tensión de un transformador de potencial (TP) y bloquear la operación de los relevadores de protección y los circuitos de control que podrían operar incorrectamente cuando abre el fusible del TP. Ésta protección requiere de dos juegos de TP's en el circuito del generador, uno suministra tensión para los relevadores de sobrecorriente de respaldo (51V), potencia inversa (32) y pérdida de excitación (40); y el otro suministra tensión para el regulador de tensión, relevadores de sincronización y dispositivos de medición. En los casos donde no puedan ser justificados dos juegos de TP's en el circuito del generador, puede usarse como el segundo juego los TP's de la barra, tanto tiempo como no sea necesario la puesta en marcha de la barra desenergizada.

Si dos juegos de TP's tienen salidas de tensión iguales, el relevador se balancea y se abren los contactos izquierdo y derecho, cuando abre un fusible de un juego de TP's en cualquier fase, el desbalance causará que cierre el contacto izquierdo, el cual podría operar los disparos de bloqueo y alarma de los circuitos de protección (32), (40) y (51V), para el caso en el que abre el fusible del segundo juego de TP's, cierra el contacto derecho, el cual podría operar una alarma y también cambiar el regulador de tensión a operación manual para prevenirlo de incrementos del nivel de tensión nominal.

4.3.11 Protección de sobrecorriente instantánea (50G)

La protección más comúnmente usada, son los relevadores de sobrecorriente instantáneo. Éstos son usados como protección primaria y son aplicados en todas las zonas de protección del sistema eléctrico de potencia, los relevadores de sobrecorriente instantánea actúan cuando la corriente de cortocircuito sobrepasa la corriente de ajuste del relevador, son usados para dar disparos de alta velocidad (0.5 – 2 ciclos).

4.3.12 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51G)

La función de la protección de respaldo de un generador es desconectar al generador si un sistema fallado no ha sido detectado por otro circuito de protección después de que ha pasado un tiempo suficiente de retraso.

Esta protección es empleada para proteger los componentes del sistema eléctrico de potencia contra daños excesivos y para evitar que el generador y sus auxiliares excedan sus limitaciones térmicas.

Algunos ingenieros son renuentes al usar algún relevador que opere solamente en sobrecorriente, por miedo a que éste puede enviar la señal de disparo al relevador cuando el generador tiene la demanda de carga máxima. El uso de relevadores de sobrecorriente de tiempo ordinarios presenta un conflicto al intentar determinar la adecuada corriente y tiempo de respuesta. Si la corriente y tiempos de respuesta son muy bajos, el relevador podría enviar la señal de disparo innecesariamente en condiciones de sobrecargas normales. Si estos tiempos son muy altos para permitir intervalos de tiempo apropiados para la selectividad con los equipos ubicados aguas abajo, el relevador podría no responder en absoluto debido a las corrientes de falla del generador. Así que los relevadores ordinarios de sobrecorriente no pueden ser usados sin la posibilidad de que ocurra una operación errónea. Por lo tanto para las aplicaciones correctas de relevadores de sobrecorriente es necesario conocer no sólo las características de falla del generador, sino también las condiciones de emergencia del sistema eléctrico de potencia, serán de respaldo las operaciones y las características de los relevadores disponibles para éste propósito.

Descripción del relevador

Los relevadores de sobrecorriente son especialmente contruidos y usados para ejecutar sus características de operación en función tanto de corriente como de tensión. Como la magnitud de la tensión aplicada para las bobinas es menor del valor considerado, la característica tiempo-corriente es modificada entonces para que el relevador se vuelva más sensible. Hay dos tipos de estos relevadores que son usados habitualmente: *el relevador de sobrecorriente de tensión restringida y el relevador de sobrecorriente de tensión controlada.*

- 1) El relevador de sobrecorriente de tensión restringida consta de una unidad de sobrecorriente de disco de inducción convencional con un elemento de tensión construido éste para que aplique un torque que se oponga a la operación del torque producido por la bobina de corriente. Este torque restringido es proporcional a la tensión y controla efectivamente la corriente pick up del relevador en un rango de 4:1. El relevador es calibrado para operar en un rango de valores de ajuste de tap, por ejemplo 4-16 A, con 100% V aplicado para la bobina de restricción. Como la tensión es reducida, la corriente requerida para operar el relevador en un tap dado cae, dando una serie infinita de curvas características. Los valores de tensión seleccionados para operar se dan como sigue:

<u>Volt</u>	<u>%tap de ajuste de pick up</u>
100	100
78	78
48	52
0	25

- 2) El relevador de sobrecorriente de tensión controlada es un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo de disco de inducción de burden bajo. Este torque es controlado continuamente por un relevador de tensión de alta velocidad ajustado en un rango de 65%-83% de la tensión nominal. Cuando la tensión aplicada está por encima del ajuste de pick up, los contactos conectados en el circuito de la bobina auxiliar de arranque del elemento de sobrecorriente son abiertos y la no operación del torque es producida sin tener en cuenta la magnitud de corriente. Cuando la tensión aplicada cae por debajo del valor mínimo de operación (pick up), los contactos en el circuito de la bobina auxiliar de arranque se cierran habilitando al relevador para producir el torque y operar como un relevador de sobrecorriente convencional. Si la corriente está por encima de los ajustes del tap, éste operará de acuerdo con sus características de tiempo-corriente inherentes. Una clara distinción puede ser así hecha entre condiciones normales de *no falla* y condiciones anormales de *falla*.

Circuito de protección de sobrecorriente de tierra (51N)

El relevador de sobrecorriente de falla a tierra proporciona protección de respaldo para todos los relevadores conectados a tierra del sistema en el nivel de tensión del generador. Éste también permite protección contra fallas a tierra internas en el generador, pero ésta protección es limitada por el valor de tiempo de retardo que el relevador tiene para coordinarse con otros relevadores conectados a tierra. En pequeñas máquinas aisladas este circuito y el circuito 51V (cuando los TC's para ésta función son instalados en el lado neutro) proporciona la protección sólo para fallas internas del generador. En aplicaciones donde la salida del generador es utilizada directamente en la tensión de distribución o utilización el método de conexión a tierra es determinado por el sistema para el que será conectado. La conexión a tierra sólida de neutros de generadores es normalmente restringida a sistemas en el rango de 600 V y menores, considerando que conexiones a tierra de baja o alta resistencia de generadores es empleada en niveles de tensión por encima de 600V.

Cuando es seleccionado el método de conexión a tierra de baja resistencia de un generador, la relación de vueltas del neutro del TC y los ajustes del tap de relevador de sobrecorriente deben ser seleccionados para proporcionar una corriente de operación de 5 a 10 veces su ajuste de pick up de una línea asegurada para falla a tierra. Los ajustes de pick up deben ser al menos iguales y preferentemente mayores que los ajustes de pick up de los circuitos de sobrecorriente de tierra aguas abajo para la selección entre esos relevadores. Los ajustes de pick up deben estar fijados también por encima del nivel anticipado de alguna corriente armónica fluyendo en el neutro durante condiciones normales.

Cuando el método de alta resistencia de conexión a tierra es encontrado, normalmente usado en generadores con embobinado aislado por una conexión delta-estrella del transformador, un relevador de tensión 59N, puede ser conectado para censar la tensión que aparecerá por la resistencia durante una falla a tierra. Una mejora común de éste método incluye el uso de un transformador de distribución conectado en el neutro. Desde el secundario se está a 120 ó 140 V, la resistencia conectada en éste devanado es físicamente más pequeña y menos frágil que una conectada directamente en el neutro del generador.

La protección de falla a tierra requiere un relevador de sobretensión muy sensible que sea capaz de discriminar entre la tensión producida por una corriente de falla a 60 ciclos y la producida por la corriente de carga de la tercera armónica. Existe un relevador especial que es inmune a las terceras armónicas o sus múltiplos.

4.3.13 Dispositivo de protección contra sobrecalentamiento en las chumaceras (38G)

Debido a la fricción propia del contacto, aún cuando se tenga lubricación se produce calentamiento en las chumaceras, éste se puede detectar por medio de un relevador operado por un bulbo tipo termostato insertado en un hueco en ésta, o por un relevador de detector de temperatura de la resistencia, con el detector empotrado en la chumacera, o donde el aceite lubricado circula a través de la chumacera bajo presión. La temperatura

del aceite puede ser monitoreada cuando el sistema ha sido provisto para dar una alarma si el aceite deja de fluir.

Esta protección es provista para todos los generadores desprotegidos donde el tamaño o importancia del generador lo garantizan. Para generadores protegidos, ésta función es generalmente sólo para sonar una alarma.

4.3.14 Protección térmica (49G)

Los relevadores térmicos son usados para proteger motores, generadores y transformadores de daños debido a sobrecargas excesivas de tiempo prolongado.

Réplica Térmica

Un relevador de réplica térmica utiliza las corrientes del estator para aproximar los efectos de calor en el generador. Las constantes de tiempo de máquinas térmicas en calor y frío son representadas para tener conocimiento de los efectos de carga anteriores y presentes. Cuando la réplica indica que ésta temperatura excede el valor determinado para el aislamiento de la máquina, el disparo tiene lugar.

Esquemas RTD

Muchos generadores grandes son equipados con detectores de temperatura de la resistencia (RTD's), las cuales pueden ser usados en un circuito puenteado para dar la señal de alerta a un indicador o un relevador como el 49.

El relevador está restringido cuando la resistencia es baja, indicando temperaturas bajas en la máquina. Cuando la temperatura de la máquina excede algún nivel determinado, el puente comienza a desbalancearse y los contactos se cierran.

4.3.15 Protección direccional de potencia (potencia inversa) (32G)

Cuando se presenta un corto circuito en la red, el generador tiende a entregar mayor potencia para alimentar la falla, creándose un transitorio cuando ésta se libera, pudiendo ocurrir un "deslizamiento" en el rotor, con lo que ésta situación sin que necesariamente se pierda el sincronismo puede provocar que el generador en lugar de suministrar potencia activa a la red, empiece a recibirla, con lo cual se convierte en un motor eléctrico, los riesgos principales se presentan en la excitatriz (impulsor), ésto por ejemplo en las turbinas de plantas térmicas produce sobrecalentamientos en los alabes de la turbina y en las turbinas hidráulicas se presenta el fenómeno de cavitación (trabajo en vacío). Ésta situación se puede prevenir mediante el uso de relevadores direccionales que permiten el flujo de potencia sólo en una dirección, evitando de esta forma inversiones de potencia.

4.4 Protección de transformadores eléctricos

Los grandes transformadores de potencia pertenecen a una clase de componentes muy costosos y vitales en el sistema eléctrico de potencia. Si un transformador de potencia experimenta una falla, es necesario poner al transformador fuera de servicio tan pronto como sea posible para que sea minimizado el daño. El costo asociado con la reparación de transformadores dañados, puede ser demasiado alto, debido a ésto es de gran importancia minimizar la frecuencia y duración de paros no deseados. Los requerimientos incluyen confiabilidad (ninguna operación errónea), seguridad (ningún falso disparo) y velocidad de operación (tiempo corto para aislar la falla).

La protección de grandes transformadores de potencia es quizá el problema más desafiante en el área de los relevadores del sistema eléctrico de potencia, los adelantos en técnicas de procesamiento de señales digitales aproximan a la protección del Sistema Eléctrico de

Potencia a proveer los medios para mejorar los principios de protección clásica y facilitar rápidamente protección más segura y confiable para transformadores de potencia.

Los relevadores diferenciales son la forma principal de protección de falla para transformadores, sin embargo, no pueden ser tan sensibles como los relevadores diferenciales usados para la protección del generador; éstos son sujetos a diversos factores, no presentes ordinariamente para generadores o barras que pueden causar errores de operación.

- Niveles de tensión diferentes, incluyendo taps, que resulta en corrientes primarias diferentes en los circuitos conectados.
- Posible desigualdad de relaciones entre transformadores de corriente diferentes. Para unidades sin taps de relación-cambiante, también pueden ocurrir desigualdades en los taps. La actuación de transformadores de corriente es diferente, particularmente en corrientes altas.
- Cambiar 30° el ángulo de fase introducido por transformadores conectados en estrella-delta.
- Corrientes magnetizantes de inrush que el relevador diferencial ve como falla interna.

La protección de transformadores es complicada debido a la variedad de equipo que requiere atención especial: bancos de transformadores con múltiples devanados, transformadores con devanados en zig-zag, reguladores fase-ángulo (PAR), reguladores de tensión, transformadores en sistemas de unidades y bancos de transformadores trifásicos con unidades monofásicas.

Corriente Magnetizante (Inrush)

Cuando un transformador es inicialmente energizado, se presenta un fenómeno transitorio llamado corriente magnetizante de conexión o corriente de irrupción, la protección debe permanecer estable durante este transitorio, ya que no es una condición de falla; este es un requerimiento de mayor importancia en el diseño del sistema de protección de los transformadores. Cuando un inductor es energizado con una tensión estable, el flujo que enlaza al circuito inductivo varía desde un pico negativo a otro equivalente positivo durante medio ciclo de la onda de tensión.

Si la conexión se hace durante el paso por cero de la onda de tensión, se produce una variación total de flujo durante el primer medio ciclo, pero con flujo inicial cero, el máximo a presentarse será del doble del pico normal.

Si el inductor es lineal como una bobina con núcleo de aire, la corriente de conexión también crecerá hasta cerca del doble de la corriente final estable. El primario de un transformador puede ser considerado como un inductor con núcleo de hierro, donde el pico normal de flujo está cercano a la saturación, por lo que con un incremento al doble del flujo corresponde a una saturación extrema. Por lo que la corriente de magnetización alcanza un valor tan alto que puede exceder al nominal, de ahí el nombre de corriente de irrupción o de energización.

Los factores que controlan la duración y magnitud de la corriente de inrush son:

- Tamaño y localización del banco de transformadores.
- Tamaño del sistema eléctrico de potencia.
- Resistencia en el sistema de potencia de la fuente al banco de transformadores.
- Tipo de hierro usado en el núcleo del transformador y su densidad de saturación.
- Historia previa o nivel del flujo residual del banco.
- Cómo es energizado el banco.

Los requerimientos mínimos para la protección de transformadores incluyen (ver figura 4.4):

87 Relevador diferencial.

86 Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual.

63 Relevador de presión o flujo de líquidos o gases.

49 Relevador térmico.

50, 51 Relevador de sobrecorriente.

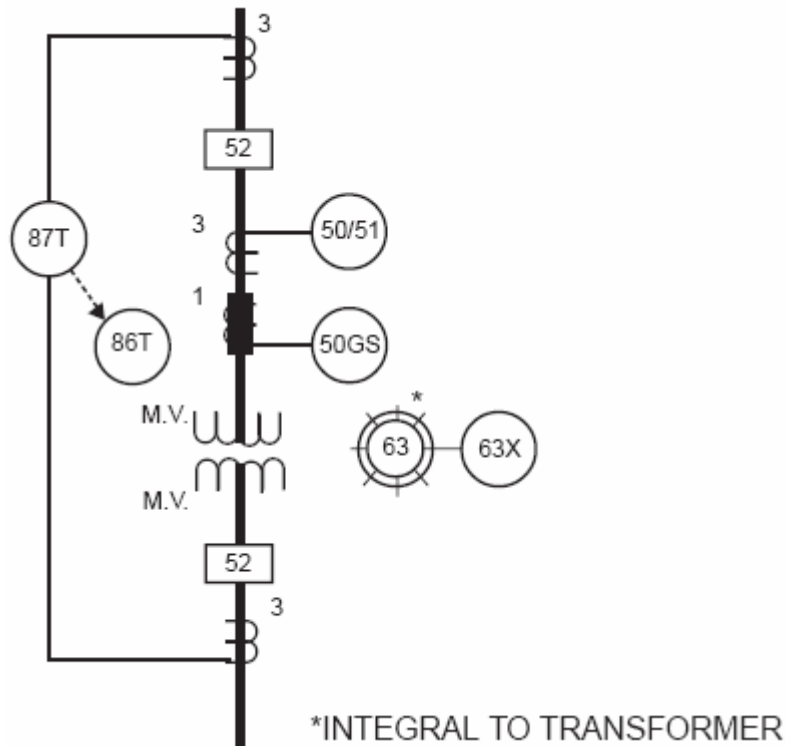


Figura 4.4.-Diagrama unifilar de las protecciones de un transformador de potencia.

4.4.1 Protección diferencial (87T)

Los relevadores diferenciales de transformador operan en una relación de porcentaje de corriente de entrada al cortocircuito, este porcentaje es llamado la pendiente del relevador. Un relevador con 25% de pendiente operará si la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes es mayor que 25% del cortocircuito y más alta que el pick up mínimo del relevador.

La sensibilidad en la detección de una falla en los relevadores diferenciales es determinada por una combinación de ajustes de relevador y parámetros del circuito. Para muchos relevadores diferenciales de alta velocidad de transformadores, el pick up del relevador es alrededor del 30% de los ajustes del tap. Dependiendo de los ajustes, la sensibilidad será alrededor de 25-50% de la corriente de carga total. Para transformadores conectados en delta-estrella que están en un rango de 10000 kVA y que suministran sistemas de resistencias conectadas a tierra, los relevadores diferenciales de fase deben estar complementados con relevadores diferenciales conectados a tierra en el secundario (87TG), como se muestra en la figura 4.4.1.

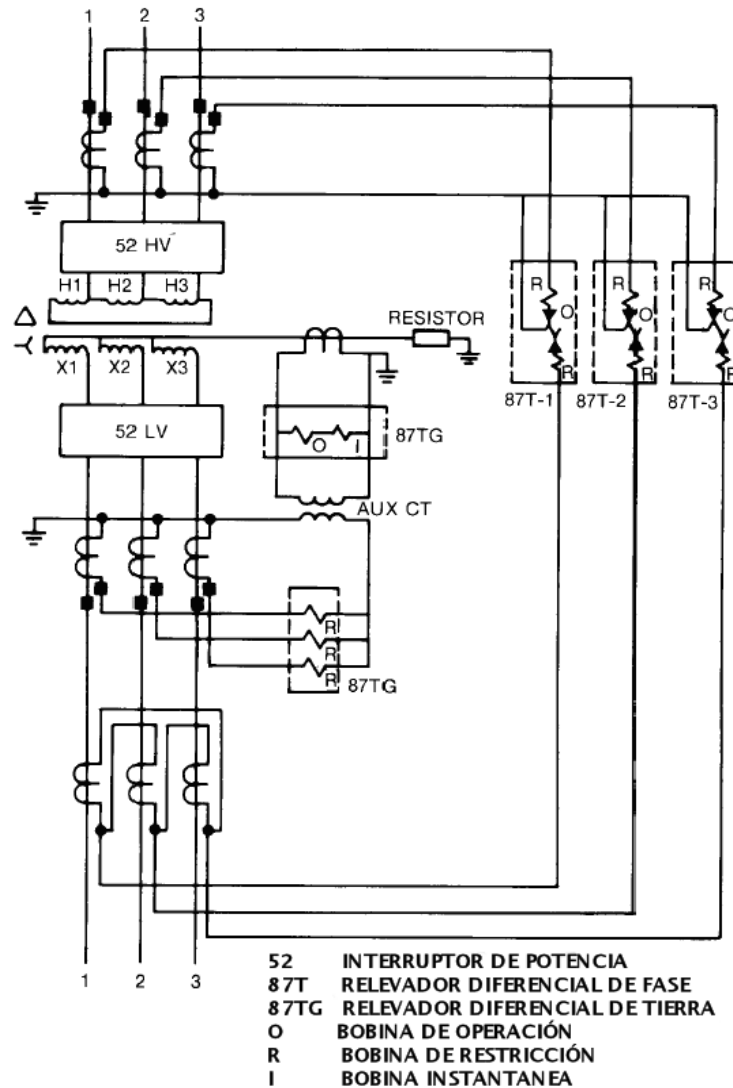


Figura 4.4.1.- Relevador diferencial a tierra y fase de transformadores y conexiones de bobinas de corriente.

Son involucradas importantes consideraciones en la aplicación de relevadores diferenciales:

- 1) El sistema debe ser diseñado para que los relevadores puedan operar un interruptor en el primario del transformador. Si un interruptor remoto es operado, un sistema de disparo remoto debe ser usado, usando un hilo piloto o un switch de conexión a tierra de gran velocidad. Frecuentemente la empresa controla el interruptor remoto y podría no permitirle ser disparado. La operación primaria local propia en el interruptor no presentará problema alguno.
- 2) Los transformadores de corriente asociados con cada devanado tiene diferentes relaciones, valuaciones y características cuando se sujetan a cargas fuertes y cortocircuitos. Los TC's de multirelación y taps de relevadores pueden ser seleccionados para compensar las diferencias de relación.
- 3) Los taps de transformadores pueden ser operados cambiando la relación de vueltas efectivas. Seleccionando la relación y taps para medio rango, el máximo desbalance será equivalente a la mitad del rango del tap del transformador.
- 4) Los transformadores de corriente de la misma marca y tipo son recomendados para ser usados en los diferentes devanados para minimizar el error de corriente debido a las diferentes características de los TC's.
- 5) La corriente de irrupción aparece como una falla interna para el relevador diferencial. Los relevadores deben ser desensibilizados para la corriente de

inrush, pero deben ser sensibles a cortocircuitos dentro de la zona durante el mismo periodo. Esto puede ser logrado usando relevadores con restricción de armónicas; la corriente magnetizante de irrupción tiene una componente armónica grande que no se presenta en corrientes de cortocircuito. Ésto permite a los relevadores de restricción de armónicas distinguir entre fallas y corrientes de inrush.

- 6) Las conexiones de transformadores a menudo presentan un cambio de fase entre las corrientes de alto y baja tensión. Esto se compensa para conexiones del transformador de corriente propias. Para un transformador conectado en delta en el primario y estrella en el secundario, los transformadores de corriente son normalmente conectados en estrella en el primario y en delta en el secundario.
- 7) Hay fuertes corrientes para fallas fuera de la zona de protección que pueden causar desbalance entre los transformadores de corriente. El relevador de porcentaje diferencial mostrado en la figura 4.4.1 (a), que opera cuando la diferencia es mayor que un porcentaje definido de la corriente de fase, son diseñados para superar este problema. Estos relevadores también resuelven los problemas de cambio de tap y balance de relación de transformador de corriente. El porcentaje de pendientes disponibles son 15% para transformadores estándar, 25% para transformadores de carga de tap variable y 40% para aplicaciones especiales. Los relevadores de porcentaje diferencial de restricción de armónicas son recomendados para transformadores de 5000 kVA y superiores. Al contrario de los relevadores diferenciales aplicados para proteger barras de alta tensión o motores grandes, el relevador diferencial de transformadores tiene ambas aplicaciones armónicas y cambio de fase a considerar. Aunque todos los relevadores diferenciales de transformadores no incluyen filtros de armónicas, la experiencia con filtros de armónicas ha sido benéfico y de más rápida actuación permitiendo más pick up sensibles.
- 8) Un transformador delta-estrella o un estrella-delta con el neutro aterrizado a tierra es una fuente de corriente de falla de secuencia cero. Una falla a tierra en el lado de estrella del transformador, externa a la zona de protección diferencial, causará flujo de corrientes de secuencia cero en el transformador de corriente en el lado de estrella sin el flujo de corriente correspondiente en la línea de TC's en el lado delta del transformador. Si se permiten fluir estas corrientes de secuencia cero a través de los relevadores diferenciales, éstas causaran disparos inmediatos no deseados. Para prevenir tales disparos no deseados los TC's deben ser conectados de tal manera que las corrientes de secuencia cero circulen por una conexión delta cerrada en los secundarios de los TC's en lugar de que lo hagan por la bobina del relevador diferencial. Esto se cumple conectando el secundario de los TC's en delta en el lado estrella del transformador.

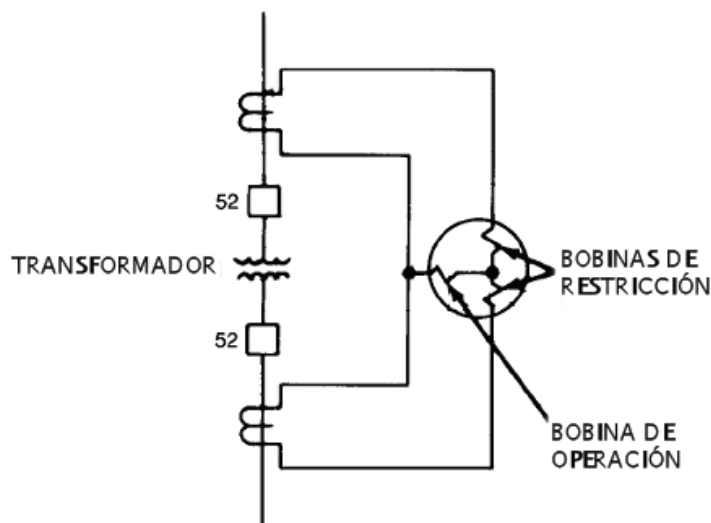


Figura 4.4.1 (a).- Relevador de porcentaje diferencial que proporciona sensibilidad aumentada mientras minimiza la operación falsa como resultado de errores desiguales de transformadores de corriente para corto circuitos graves.

En la figura 4.4.1 (a) se muestran dos bobinas de restricción y una bobina de operación. Las relaciones de los TC son seleccionadas para producir esencialmente corrientes secundarias iguales, tal que bajo una condición de no falla, la corriente del lado secundario del TC que entra en la bobina de restricción continuará a través de la otra bobina de restricción con corriente no diferencial que pasa a través de la bobina de operación. Porque en desigualdades de relación en transformadores de corriente y en ajustes de tap de relevadores, pueden siempre existir algunas corrientes en el circuito de la bobina de operación bajo una condición de no falla.

Cuando una falla es interna a la zona del relevador diferencial, las cantidades definidas de corriente fluirán dentro del circuito de la bobina de operación, el relevador entonces responderá a esta corriente diferencial, y determinará la relación de las corrientes de operación para las corrientes de la bobina de restricción. El relevador disparará cuando esta relación exceda los ajustes de pendiente (15%, 25%, 30% ó 40% son ajustes de relación que se utilizan usualmente) y éste por encima de la sensibilidad mínima del relevador. La conexión trifásica mostrada en la figura 4.4.1 (b) ilustra una aplicación típica para protección de un transformador trifásico. El transformador está conectado en estrella-delta, seleccionado generalmente para dar una conexión secundaria sin conexión a tierra mientras permite del lado primario aterrizar solidamente a tierra el neutro de la estrella. Otras configuraciones serán invertidas y la estrella conectada a tierra será la conexión secundaria. Las conexiones básicas delta-estrella o estrella-delta producen una fase cambiada entre las corrientes que entran al primario y las corrientes que salen del secundario. Por esta razón, los transformadores de corriente en el lado estrella tienen sus secundarios conectados en delta, y los transformadores de corriente en el lado delta tienen sus secundarios conectados en estrella.

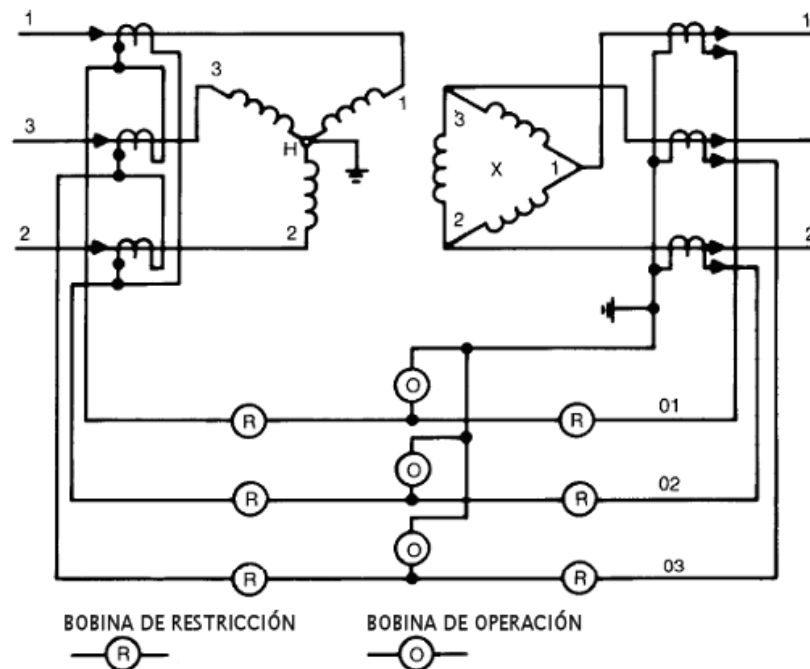


Figura 4.4.1 (b).- Conexión esquemática típica para protección diferencial de porcentaje de un Transformador Estrella-Delta.

Además de la fase cambiada que es corregida fácilmente, las magnitudes de las corrientes secundarias raramente se igualan porque son empleadas relaciones de TC estándar. Para compensar esto, más relevadores diferenciales de porcentaje tienen taps de autotransformadores seleccionables (en un rango 3:1) en la entrada de cada bobina de restricción. Siguiendo las instrucciones del relevador, la mejor igualdad puede ser hecha para que la corriente de la bobina de operación de no falla sea minimizada. En algunos casos donde se incluye el arreglo de interruptores de alta tensión, los ajustes del relevador disponible son insuficientes y los transformadores de corriente auxiliar o autotransformadores son necesarios. Esto debe ser probado solo antes de una

inspección minuciosa de los efectos de cortocircuito y burden secundarios en el primario del transformador de corriente.

Asumiendo que el problema de relación y cambio de fase del TC puede ser resuelto, también debe ser notado que frecuentemente el secundario del transformador puede ser conectado a más de una barra. En este caso se requiere un devanado de restricción separado para cada barra. Los secundarios del TC en paralelo en lugar de bobinas de restricción múltiples pueden llevar a errores de operación en fallas de cortocircuito si las barras secundarias son fuentes de corriente de falla muy buenas. Si estas son sólo fuentes débiles entonces es aceptable poner en paralelo los secundarios del TC.

4.4.2 Protección de sobrecorriente (50,51T)

Los relevadores de sobrecorriente son seleccionados para dar un rango de ajustes de sobrecorriente por encima de las sobrecargas permitidas y ajustes instantáneos cuando es posible resistir la valuación dentro de la corriente de cortocircuito del transformador. Se deben seleccionar características para coordinar los circuitos de protección aguas arriba y aguas abajo.

Cuando se presentan fallas a tierra en el secundario del transformador de la subestación o entre el secundario del transformador y el circuito de protección de respaldo principal, y están limitadas por una resistencia conectada a tierra neutra, podrían no ser vistas por los *fusibles primarios* de los transformadores ni por el relevador diferencial del transformador.

Estas pueden ser aisladas sólo por un interruptor primario o por otro dispositivo de protección disparado por un relevador conectado a tierra en el circuito de resistencia a tierra o por un relevador diferencial conectado a tierra que podría componerse de un relevador de sobrecorriente simple, conectado a un TC aterrizado a tierra neutra y el circuito residual de los TC's del transformador alimentado a través de una relación que iguala el TC auxiliar. Puesto que este esquema está sujeto a errores en cortocircuitos debido a saturaciones de TC desiguales, un relevador con bobinas de restricción de fase podría ser usado en lugar de un simple relevador de sobrecorriente.

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario del transformador dan protección para fallas de transformador en los devanados, así como la protección de respaldo para fallas en el lado secundario. Cuando los relevadores de sobrecorriente son también aplicados en el lado secundario del transformador, esos relevadores son la protección primaria para fallas en el lado secundario del transformador. Sin embargo, los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado secundario del transformador no dan protección para las fallas en los devanados del transformador.

La mejor protección para el transformador estaría dada por interruptores termomagnéticos o fusibles en ambos lados: primario y secundario del transformador, ajustados para operar con valores mínimos. La práctica común es para el interruptor termomagnético o fusibles del lado secundario para proteger al transformador para cargas en exceso de 125% del estimado máximo.

Usando un interruptor termomagnético en el primario de cada transformador es costoso, sin embargo, especialmente para capacidades pequeñas y transformadores de valores pequeños. Una solución económica puede ser considerada por medio de la cual un interruptor termomagnético puede instalarse para mantener relativamente de 2 a 6 transformadores pequeños. Cada transformador tiene su propio interruptor termomagnético secundario y en muchos casos un desconectador primario.

La principal desventaja de este sistema es que todos los transformadores se desenergizarán por la apertura del interruptor termomagnético primario. Por otra parte, los parámetros o ajustes de un interruptor termomagnético primario seleccionado para ajustar los requerimientos de carga total de todos los transformadores serán típicamente tan grandes que solo un pequeño grado de protección de falla en el secundario, y casi ninguna protección de respaldo, será suministrada por cada transformador individual.

Usando seccionadores en el primario de cada transformador, la protección de cortocircuito puede ser suministrada por el transformador y dar selectividad adicional para el sistema eléctrico de potencia. Usando seccionadores y fusibles de elementos duales de tiempo de retardo para el secundario de cada transformador permitirá clasificar el cierre según el tamaño (típicamente 125% de corriente de carga total en el secundario), dando así excelente protección de cortocircuito y sobrecarga para aplicaciones de 600 V o menores.

Protección de sobrecorriente de tiempo (51).

La protección de sobrecorriente de tiempo es aplicada principalmente para lograr discriminación y operación selectiva para fallas en líneas y en transformadores. Pero donde la discriminación no es el principal objetivo, un retardo corto permite unos ajustes menores de pick up y además mayor sensibilidad si la aplicación lo requiere.

Hay dos tipos de relevadores de sobrecorriente de tiempo; tiempo definido y tiempo inverso. Para el de tiempo definido, el tiempo de operación es constante sin tener en cuenta el flujo de corriente a través del relevador proporcionando por éste, más altos ajustes de pick up. Por otro lado el tiempo de operación de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso es inversamente proporcional al nivel de la corriente de falla. En la figura 4.4.3 se muestran las características de operación de ambos tipos y en la figura 4.4.3 (a) cómo estos serán ajustados en el tiempo para discriminar detecciones de fallas en un sistema de potencia radial (figura i). Los tiempos de operación para fallas en distintos puntos usando relevadores de sobrecorriente de tiempo definidos pueden ser vistos de la figura ii y usando relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso en la figura iii.

La discriminación en el primer caso es un ajuste de retardo de tiempo, mientras que en el segundo caso las características de tiempo/corriente de los relevadores tienen que ser coordinada.

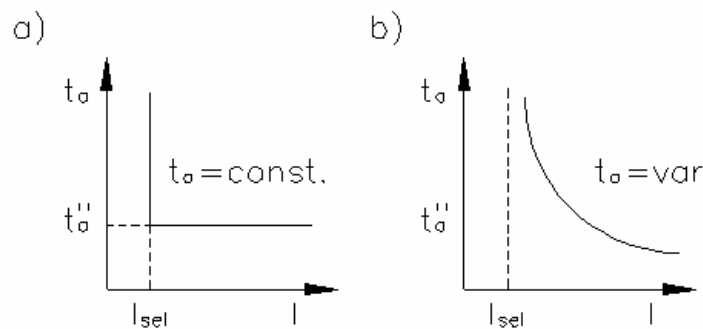


Figura 4.4.3.- Tiempo de operación en relación a la corriente para un relevador de sobrecorriente de tiempo definido a) y un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso b).

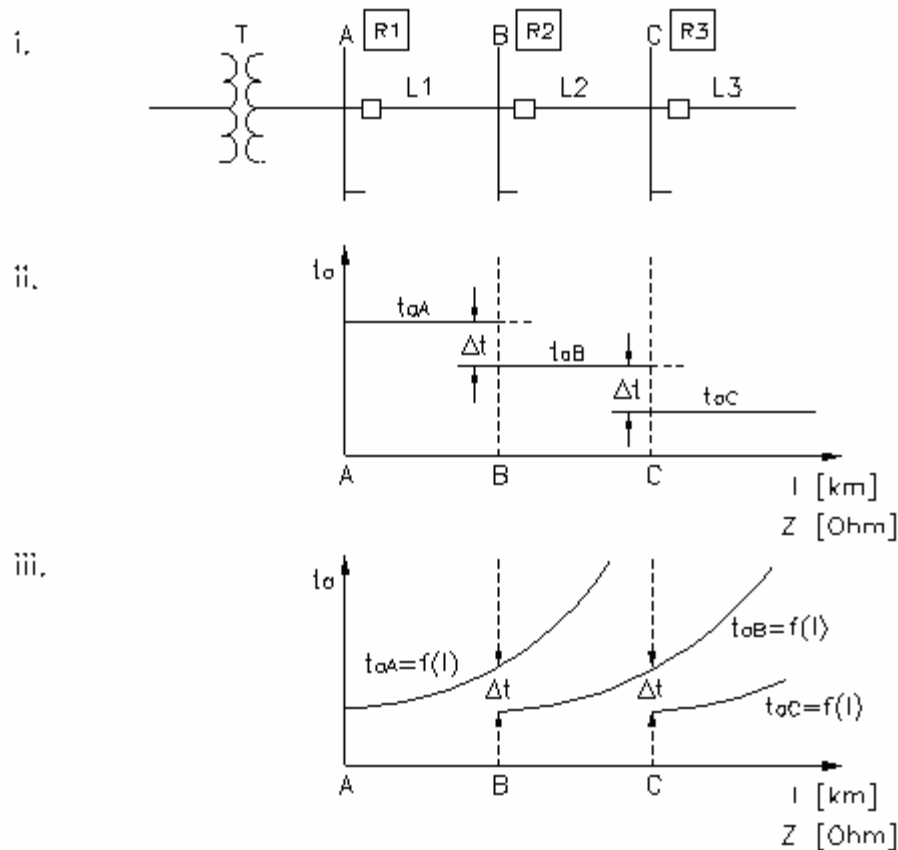


Figura 4.4.3 (a).- i) Protección discriminada de una línea en un Sistema de Potencia Radial, ii) Por relevadores de sobrecorriente de tiempo definido y iii) Por relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.

Considerando primero el esquema de sobrecorriente de tiempo definido, el cálculo de retardo de tiempo es ajustado en cada relevador empezando con el que está en el extremo remoto de la línea radial, en la carga. Como se ve en la figura ii, los ajustes de tiempo están incrementados por Δt para cada relevador trabajando al revés hacia la fuente. El tiempo de retardo Δt es generalmente entre 0.3s y 0.5s y representa la suma del tiempo de librada la falla del relevador próximo aguas abajo (tiempo de operación del relevador más tiempo de disparo del interruptor), el tiempo tomado por el relevador aguas abajo para reestablecerse después de la corriente de falla ha sido interrumpido y un margen de seguridad para cubrir las tolerancias del interruptor y del relevador. Para el caso del relevador R2 al principio de la sección de la línea L2, el retraso de tiempo correspondiente $t_{\sigma B} = t_{\sigma C} + \Delta t$, donde $t_{\sigma C}$ es el ajuste de retardo más largo en un relevador de sobrecorriente de tiempo en la estación C.

La desventaja de la graduación del tiempo es que la falla cerca de la fuente que tiene un nivel de falla más alto que las fallas en las secciones por debajo de la línea es disparada después del retardo más largo. El potencial de destrucción de una falla cerca de la fuente de esta manera es varias veces mayor. Como puede ser visto en la figura iii, el segundo tipo de protección de sobrecorriente de tiempo usando relevadores con una característica inversa por otra parte llamado relevador IDMT (tiempo mínimo definido inverso), no padece este inconveniente, porque reduce sus retardos de tiempo como la corriente de falla incrementa. La práctica a este respecto es un poco dividida, algunos países prefieren definir relevadores de sobrecorriente de tiempo para evitar las graduaciones más complicadas de las características inversas de los diferentes relevadores en un Sistema Eléctrico de Potencia, mientras otros están estandarizados en relevadores IDMT. Hoy en día, la graduación de los relevadores IDMT es efectuada frecuentemente por programas de computadora (lenguajes de alto nivel).

La corriente de pick up de relevadores de tiempo definido es elegida tal que es más alta que la corriente de carga máxima I_{Lmax} de la unidad protegida y más baja que la corriente de falla mínima inicial a la localización del relevador para una falla al final de la zona de protección principal. Para el caso de la línea L1 en la figura 4.4.3 (a), esto significa que:

$$I''_{FminB} > I_{set} > I_{Lmax}$$

Donde I''_{FminB} se aplica para una falla entre fases al final de la línea L1. Este ajuste es también un valor primario y tiene que ser convertido a un ajuste secundario dividiendo la I_{sel} (corriente de selección) por la relación nominal K_N de los TC's.

4.4.3 Protección térmica (49T)

Los relevadores térmicos (figura 4.4.2) son usados para dar más directamente las temperaturas en los devanados de transformadores de cualquier líquido o de tipo seco. Un transformador de corriente es colocado en una de las boquillas de las tres fases del transformador. Este suministra corriente a la bombilla del termómetro de la bobina del calentador que aporta el calor apropiado para simular fielmente la temperatura *hot-spot* del transformador.

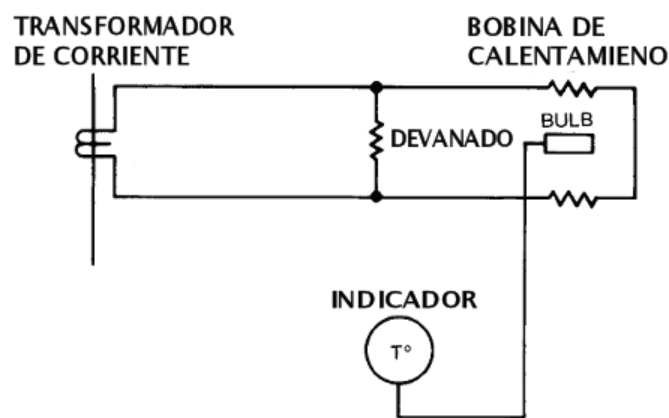


Figura 4.4.2.- Relevador térmico.

Es deseable supervisar más de una fase si hay una razón para esperar un desbalance en la carga trifásica.

El indicador de temperatura es un medidor de *Bourdon* conectado a través de un tubo capilar a la bombilla del termómetro. El fluido en la bombilla se extenderá o acortará proporcionalmente a los cambios de temperatura y se transmitirá a través del tubo al medidor. Acoplado al eje del indicador de medida hay tres levas que operan interruptores individuales a los niveles predeterminados de la temperatura del transformador indicada. Los relevadores térmicos son usados a menudo en transformadores de 10000 kVA y superiores que en transformadores más pequeños. Estos pueden ser usados en todos los tamaños de transformadores de subestación.

4.4.4 Protección por detección de gas: Relevador Buchholz (63T)

Este relevador se emplea en transformadores de potencia que emplean aceite como medio refrigerante y tienen un conservador. Consiste en una cámara conectada en el lado superior del tramo del tubo que une el conservador de aceite con el tanque del transformador.

El principio de funcionamiento de este relevador se basa en el hecho de que cualquier falla que es originada en el interior de un transformador es precedida por otros fenómenos que muchas veces no son perceptibles, pero a medida de que pasa el tiempo pueden originar fallas y enviar señales de alarma sin que sea necesario enviar una señal de desconexión que cause poner fuera de servicio al transformador.

La cámara de esta protección posee dos flotadores cilíndricos, uno cerca de la parte superior y el otro opuesto al orificio del tubo que va al transformador, en condiciones normales de operación los flotadores están arriba, pero al presentarse una falla que produzca burbujas de gas por la descomposición del aceite, éstas salen del transformador en dirección del conservador, al llegar al relevador son atrapadas y reducen el nivel de aceite en la cámara haciendo que caiga el flotador superior. Esta caída del flotador generalmente es lenta y cuando el flotador llega a una medida predeterminada cierra los contactos y genera una señal de advertencia, si la falla es fuerte, el ascenso de gas y de aceite que va por el tubo al conservador arrastra el flotador interior, con lo cual al cerrar sus contactos envía una orden de apertura al interruptor de poder.

Las fallas de mayor importancia que son detectadas por este relevador son:

1. Sobrecarga brusca o cortocircuitos internos
2. Fallas de aislamiento a tierra
3. Descomposición química de aceite

Las ventajas de este relevador radican en que indica fallas entre espiras o calentamiento del núcleo, con esto permite que el transformador se pueda retirar de servicio antes de ocurrir un daño grave. Por otra parte, la desventaja es que no protege los cables de conexión, los cuales deben tener una protección adicional.

4.5 Protección de generador/transformador como unidad

Ha sido establecido un número considerable de diferentes configuraciones para proteger estas unidades y sus auxiliares para así satisfacer los requerimientos en las diferentes capacidades de las plantas de potencia, para estas configuraciones es necesario ser consiente de las consideraciones básicas involucrando diseño de protección, zonas de protección y disparos rápidos discriminados.

El procedimiento para seleccionar la protección de falla de fase para una unidad generador/transformador se muestra en la figura 4.5. Las zonas de protección para los distintos elementos del sistema eléctrico de potencia deben ser seleccionadas de tal manera que éstas se traslapen en primer término, mientras se logran los posibles tiempos de disparo más cortos y en segundo término que se proporcione protección de respaldo con tiempos de operación relativamente cortos. En este ejemplo, la unidad generador/transformador comprende el generador (G), el transformador elevador (T), el transformador de unidad (UT), el circuito de excitación incluyendo el transformador (ET), el interruptor termomagnético del generador (GCB), el interruptor termomagnético del sistema eléctrico de potencia (SCB) y los cables que conectan a estos esos elementos de la planta. Es importante notar que no hay huecos sin proteger.

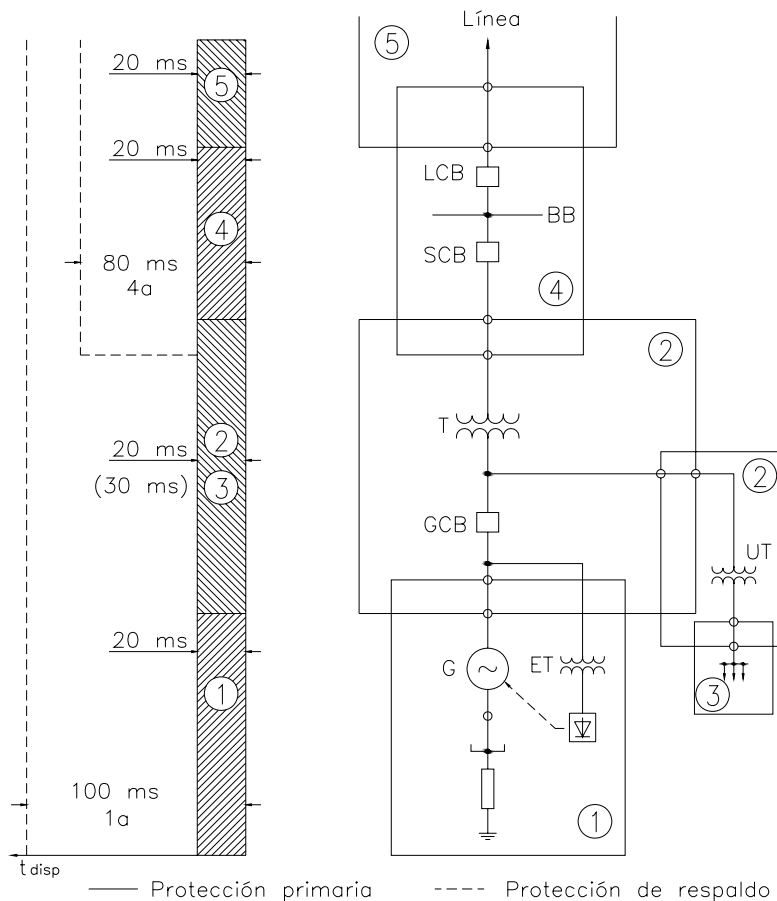


Figura 4.5.- Zonas de protección de falla de fase para una unidad Generador/Transformador, 1 Zona de Generador, 2 Zona elevadora y transformador de unidad, 3 Zona de barras auxiliares, 4 zona de barras, 5 Zona de línea de transmisión.

Se debe hacer notar que ciertos esquemas de zonas de protección con protección de generador son extendidos a incluir otros elementos de la planta pertenecientes a las unidades generador/transformador, la protección de falla a tierra del estator que también detecta fallas a tierra entre las terminales del generador y las entradas de los transformadores de unidad. De igual manera, los relevadores de sobrecorriente de tiempo y distancia miden en el punto de entrada del generador extensiones dentro de los devanados del transformador.

4.5.1 Protección diferencial de una unidad generador/transformador

En el sistema mostrado en la figura 4.5.1 el relevador diferencial del transformador se conecta a menudo para incluir al generador, así como al transformador. Éste arreglo proporciona protección de traslape y protección adicional para la máquina rotatoria. Se recomienda la instalación de los transformadores de corriente separados en el neutro del generador para mantener el burden bajo.

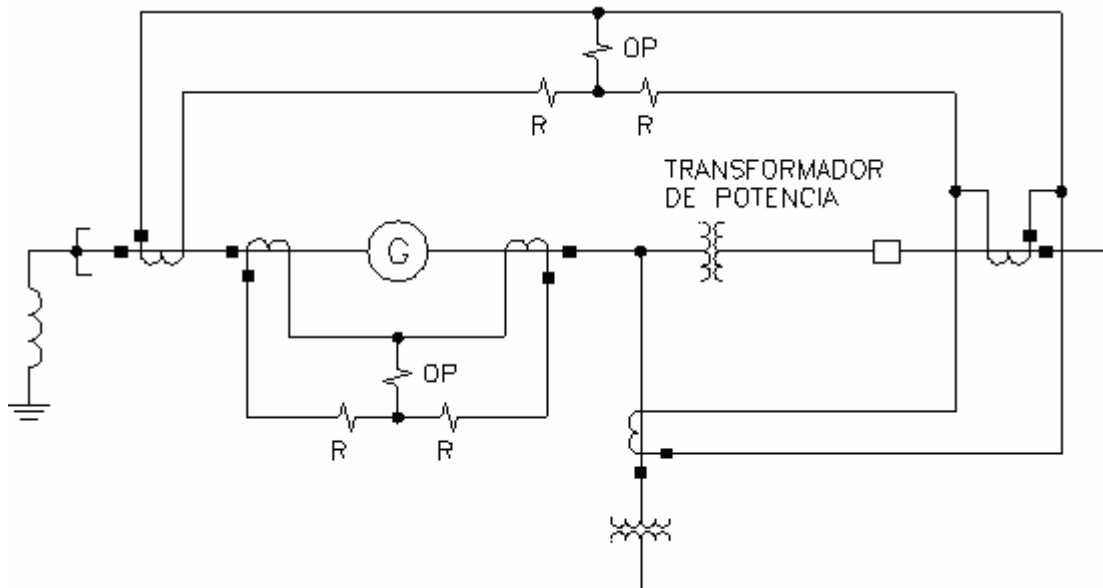


Figura 4.5.1.- Protección diferencial del Sistema Generador-Transformador tipo unidad con protección diferencial.

Debido a que el banco de transformadores de la estación de servicio es mucho más pequeño que el generador, el relevador diferencial del transformador no puede proteger contra fallas internas o secundarias en el transformador de la estación de servicio a menos que las fallas ocurran cerca del extremo de alta tensión de los devanados primarios. La unidad principal requiere una relación de transformación de corriente alta para limitar corrientes secundarias por debajo de la operación continua y fallas altas. Subsecuentemente, la unidad de la estación de servicio que es pequeña, tendrá una impedancia alta y corrientes de falla ligeras, frecuentemente por debajo de la sensibilidad del relevador diferencial del transformador. En este caso, un relevador diferencial separado alrededor del banco de la estación de servicio puede ser operado con relaciones de transformación de corriente adecuado al tamaño del banco. Éste banco puede ser protegido por relevadores de sobrecarga sin un diferencial separado.

Si no hay corriente de regreso apreciable a través de la pequeña unidad de la estación de servicio para fallas externas a la unidad principal, las fallas en el lado de baja de la estación de servicio pueden bien estar por debajo de la sensibilidad del relevador diferencial principal. En ese caso, no se requiere conexión del transformador de corriente al circuito del relevador diferencial principal. De otra manera, es requerida una conexión para prevenir disparos en fallas de la barra de la estación de servicio.

4.5.2 Relevador de presión súbita

Con la aplicación de un relevador de presión de gas, muchos transformadores pueden ser protegidos por un relevador diferencial simple ajustado insensiblemente en la corriente de inrush. El relevador de presión súbita (SPR), que opera para un rango de elevación de gas en el transformador, puede ser aplicado para algún transformador con un aire sellado o una cámara de gas por encima del nivel de aceite. El relevador es sujetado al tanque o a la carcasa, por encima del nivel de aceite. Este no operara en presión estática o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador.

El relevador SPR es recomendado para unidades de 5000 kVA o más. Este es extremadamente insensible a falla ligeras, ya que este operara en cambios de presión tan bajos como $0.33 \text{ lb/in}^2/\text{seg}$. En ese caso está representado una falla de 50 A.

El relevador SPR es más sensible para fallas internas ligeras que el relevador diferencial. El relevador diferencial, sin embargo, es también requerido para fallas en el *bushing* y en otras áreas fuera del tanque.

4.6 Protección de barras colectoras

Una barra es un elemento crítico de un sistema eléctrico de potencia, puesto que este es el punto de convergencia de muchos circuitos de transmisión, generación o cargas. El efecto de una falla de barra simple es equivalente a tener muchas fallas simultáneas y usualmente debido a la concentración de circuitos de suministro involucrados con magnitudes de corrientes altas. La protección de las barras a alta velocidad es a menudo requerida para limitar los efectos del daño en el equipo y para la estabilidad del sistema o para mantener el servicio a tanta carga como sea posible.

Las fallas ocurridas en las barras no son muy comunes, éstas por ejemplo están en el orden del 6 y 7 % de las fallas ocurridas en todos los elementos del sistema eléctrico de potencia, comparativamente con las fallas en líneas que alcanzan el 60%.

No es muy común encontrar fallas ocurridas en las barras, por lo general algunas de las fallas que son a tierra, ocurren por diversas causas, algunas de las cuales son debido a errores humanos como el dejar tierras de guarda conectadas a la barra después de reparación o mantenimiento, u operadores que desconectan bajo carga, y la mayoría de las fallas son causadas por descargas atmosféricas o fallas en el aislamiento, situaciones que por lo regular suceden por las inclemencias del tiempo.

Por lo que las barras han sido a menudo dejadas sin protección específica por una o más de las siguientes razones:

- Las barras e interruptores tienen en general, un alto grado de confiabilidad.
- Por bastante tiempo se ha temido que la operación accidental de la protección de barras podría afectar en un amplio grado al sistema de potencia, lo que si no es rápidamente solucionado, ocasionaría más perjuicios que el prevenir una falla muy poco probable en barras.
- Se ha pensado que las barras quedan protegidas en general, en forma suficiente con la protección del sistema o relevadores de respaldo remoto.

Sin embargo, considerando que el daño resultante de una falla no librada, ante la concentración de MVA de falla puede ser muy grave; que la protección moderna de barras es estable y libre de operaciones erráticas durante fallas pasajeras y que la protección del sistema o de respaldo remoto no da la cobertura requerida y/o la rapidez suficiente, se recomienda disponer de un Esquema de Protección de Barras.

Algunos esquemas de protección de barras cuentan para su operación con un interruptor. Lo cual es simple y económico, pero lento (zona 2 de disparo) y podría interrumpir innecesariamente una variación de carga. Cuando es aplicada la protección local de la barra se requiere la información siguiente para la selección del esquema, la selección del relevador y ajustes de cálculos:

- Se requiere información acerca de la configuración de la barra.
- Corrientes de falla máximas y mínimas en las barras (falla de fase a tierra y falla trifásica).
- Información de los TC's incluyendo: localización, relación, curvas de saturación, clase de exactitud y precisión.
- Requerimientos de velocidad de operación.

4.6.1 Arreglos de barras colectoras

Los arreglos comunes de barras son:

a) Barra sencilla

- Adecuada para instalaciones pequeñas.
- Para trabajos de mantenimiento debe salir de servicio la fuente de alimentación.
- Utilizando seccionadores de barra se pueden flexibilizar las tareas de mantenimiento de un parte de la instalación.

- Facilidad para ampliación de la instalación.

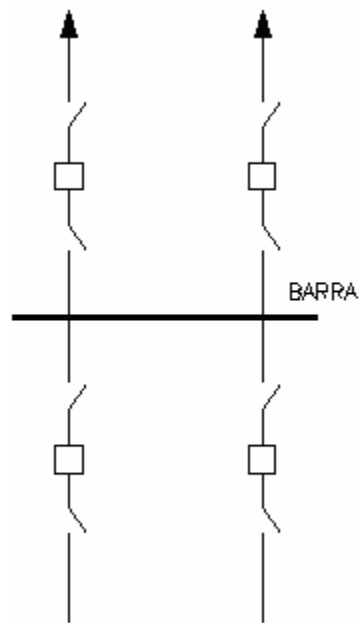


Figura 4.6.1 (a).- Barra Sencilla.

b) Barra doble

- Usada en grandes instalaciones.
- Se pueden realizar labores de mantenimiento sin interrupción de la fuente de alimentación.
- Facilidad para ampliación de la instalación.
- Buena flexibilidad para mantenimiento.

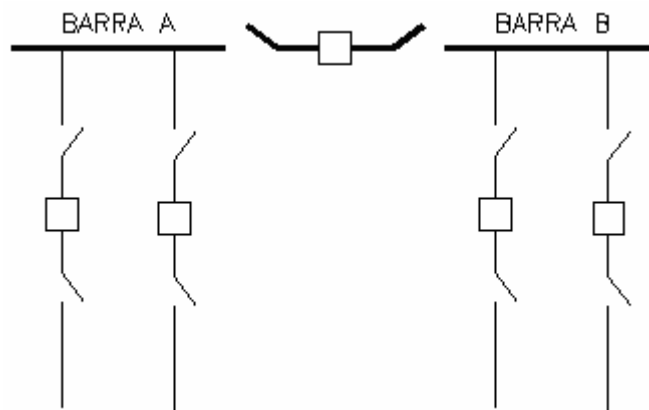


Figura 4.6.1 (b).- Doble barra con acoplamiento.

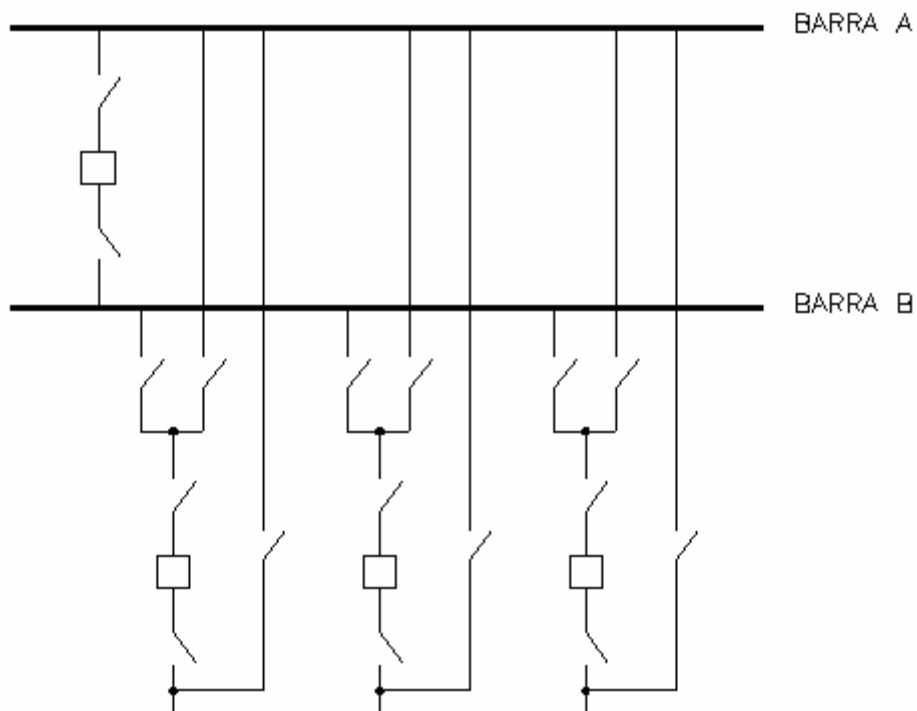


Figura 4.6.1 (b.1).- Doble barra con un interruptor.

c) Barra en anillo

- Se usa en instalaciones grandes.
- Confiabilidad de servicio.
- Muy buena flexibilidad en el mantenimiento y en la operación.
- La ampliación de la instalación es muy complicada con éste arreglo.

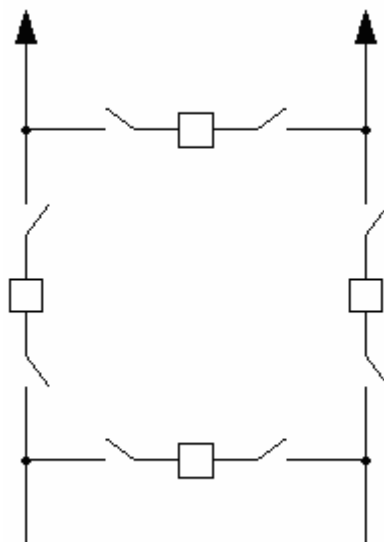


Figura 4.6.1 (c).- Barra en anillo.

d) Interruptor ½

- Se usa en instalaciones grandes.
- Las fallas en cualquiera de las barras no ocasiona salidas de servicio.

- Buena flexibilidad de mantenimiento y operación.
- Facilidad para la ampliación de la instalación.

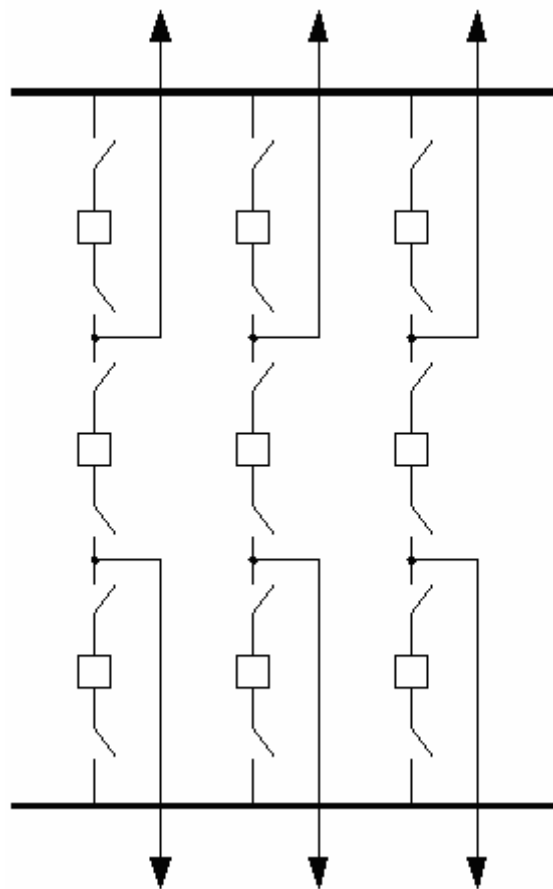


Figura 4.6.1 (d).- Interruptor 1/2.

e) Barra principal y barra de transferencia

- Permite la transferencia de carga de un tramo durante el mantenimiento del interruptor correspondiente.
- Para darle mantenimiento no se requiere interrumpir el servicio.
- La barra principal es la única permanentemente energizada y solo al librar algún interruptor se energiza la barra de transferencia.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

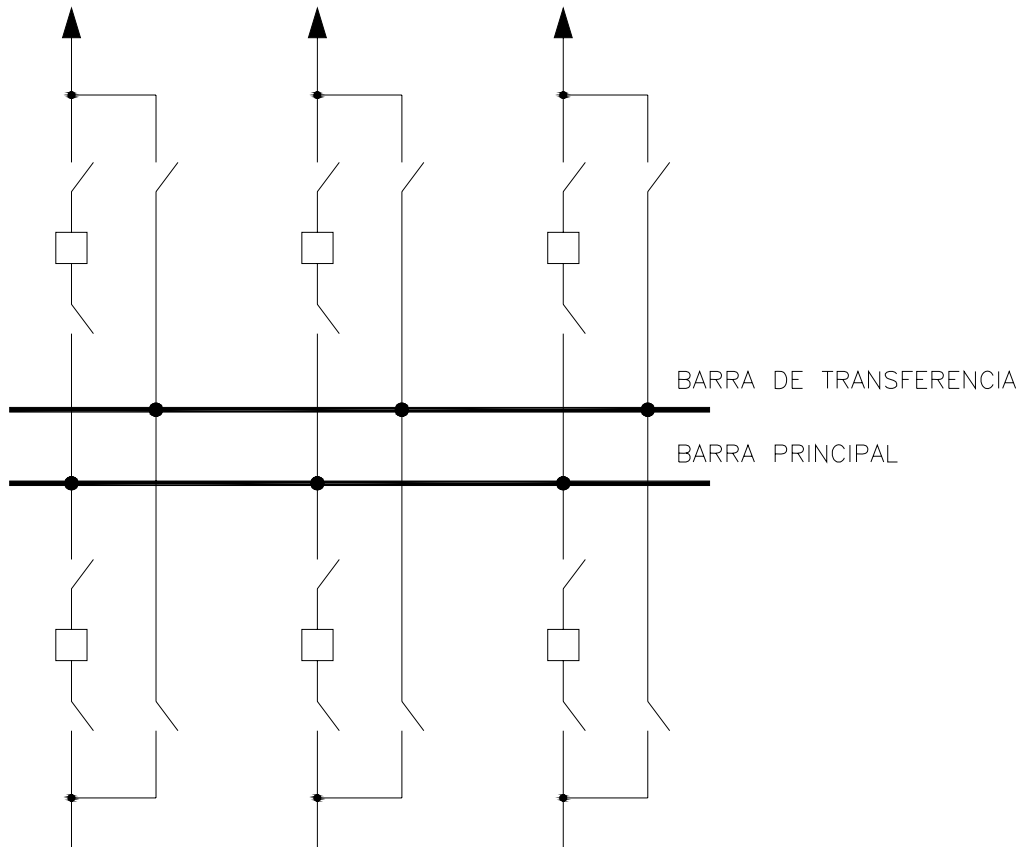


Figura 4.6.1 (e).- Configuración de barra principal y barra de transferencia.

4.6.2 Protección diferencial (87B)

Se han usado gran variedad de métodos para implementar los esquemas de protección diferencial de barras y la introducción de la tecnología digital ha permitido obtener mejoras considerables en estas protecciones.

La protección diferencial es el método más sensible y confiable para la protección de barras, sin embargo se pueden originar problemas debido al gran número de circuitos involucrados y los diferentes niveles de corriente para éstos circuitos en el caso de fallas externas. Por ejemplo, si hay una falla externa en uno de seis circuitos, el circuito fallado conducirá una corriente mucho mayor que los demás, lo que posibilitará la saturación de los TC's correspondientes y la probable operación errónea.

La saturación de un TC depende de los siguientes factores:

- Relación de los TC's.
- Área de la sección del núcleo.
- Carga conectada al secundario del transformador.
- Magnitud de la carga.
- Presencia y magnitud del flujo remanente (*corriente que aún circula después de librar la falla*).
- Magnitud y dirección de la componente continua de la corriente.
- Densidad del flujo de saturación del núcleo de acero.

El principio básico de esta protección es que la suma de todas las corrientes de fase medidas que entran y salen de la barra deben ser cero, a menos que haya una falla dentro de la zona protegida.

Factores que determinan la instalación del relevador diferencial:

Grado de exposición a fallas: Por ejemplo, una barra al aire libre tipo abierto tiene un alto grado de exposición, ya que los ambientes contaminados incrementan la posibilidad de fallas y equipos localizados en esos ambientes necesitan mejor protección.

Arreglos de barras seccionadas: Hacen la protección diferencial más útil y deseable, particularmente en sistemas de distribución de baja tensión cuando se utiliza la selección del secundario. La barra fallada puede ser aislada rápidamente y mantener la continuidad del servicio a una porción de la carga en las otras barras.

Efectos de falla en la barra: En otras partes del sistema eléctrico de potencia y procesos asociados. Si se tolera un gran periodo de tiempo para reestablecer el servicio. La protección diferencial podría no ser justificada económicamente. En barras de plantas más grandes el costo del relevador diferencial es usualmente insignificante comparado con la reducción en daño al equipo que se podría causar.

Si hay problemas coordinando los ajustes del relevador, el relevador diferencial es efectivo y con él se logra selectividad. Un ejemplo sería un sistema donde varias barras son requeridas en el mismo nivel de tensión, con uno alimentando a otro. Esto generalmente resulta en rangos de corriente alta inaceptable, o relevadores de sobrecorriente aguas arriba ajustados en cuchillas o interruptores para obtener la coordinación.

En barras alimentadas por un generador local, el relevador diferencial de barras es recomendado para librar la barra rápidamente y mantener el resto del sistema en servicio. El relevador de sobrecorriente usado para proteger los circuitos del generador toma tiempo considerable para operar.

Los métodos de protección diferencial generalmente usados son, en orden de calidad de protección que brindan:

- Métodos de tensión sensible y de acoplamiento lineal.
- Porcentaje diferencial (donde sea aplicable).
- Sensibilidad de corriente.
- Diferencial parcial.

Desde que el relevador diferencial debe disparar todos los interruptores conectados a la barra, un relevador auxiliar multicontactos es necesario. Este relevador auxiliar debe ser de tipo bloqueo de alta velocidad, con contactos en los interruptores que cierran el circuito para prevenir el cierre manual "de pánico" de un interruptor en la falla. El relevador de bloqueo debe ser de reset manual antes de que ningún interruptor pueda ser cerrado.

Relevador diferencial de tensión.

El problema de saturación del transformador de corriente es solucionado usando una bobina de operación de alta impedancia en el relevador. Se requieren TC's separados en cada circuito conectado a la barra (ver figura 4.6.2). La protección de la barra de tensión diferencial no es limitada al número de fuentes y cargas alimentadas y tiene las siguientes características:

- Alta velocidad de operación en el orden de 1-3 ciclos.
- Puede ser ajustada la alta sensibilidad para operar en valores bajos de fase o corrientes de falla a tierra en muchas instalaciones.
- Los relevadores operan desde transformadores de corriente tipo bushing y desde transformadores de corriente de interruptor con devanados distribuidos.
- El relevador no es afectado por saturación del TC, componente de corriente directa de corriente de falla o circuitos constantes de tiempo.

- La discriminación entre fallas internas y externas es obtenida por ajuste del relevador; ninguna resistencia o retardo de tiempo es requerido.

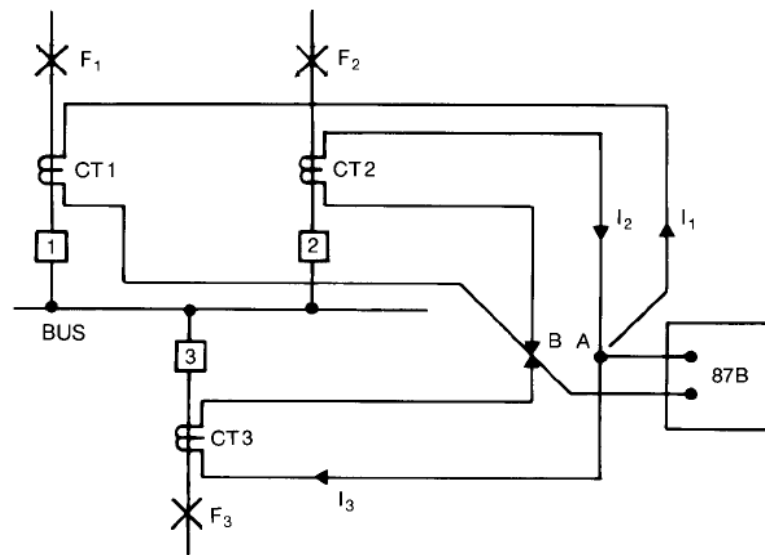


Figura 4.6.2.- Relevador de tensión diferencial.

Todos los TC's deben tener la misma relación a menos que convenga que se utilicen relevadores de alta impedancia para este servicio. No deben ser usados TC's auxiliares para igualar la relación. TC's con relaciones máximas diferentes pueden ser igualadas operando el transformador de relación alta como un autotransformador usando un tap intermedio para obtener una igualdad con el tap máximo de los TC's de relación más baja.

Todos los TC's deben tener baja reactancia de fuga secundaria. Los TC's tipo bushing (construidos en núcleos toroidales) con devanados distribuidos completamente, tendrán generalmente reactancia de fuga despreciable. Un devanado distribuido es el que empieza y termina en el mismo punto dentro del núcleo.

El relevador debe cumplir 2 requerimientos: Primero, no debe disparar para ninguna falla externa a la zona de protección, después debe ser capaz de operar para todas las fallas internas a la zona de protección.

Considerando el primer requerimiento, que el relevador no debe de operar falsamente para fallas externas, referido a la figura 4.6.2. Asumiendo una barra de interruptor trifásico con una falla en la localización mostrada, (considerando por simplicidad sólo una de las tres fases). Para la falla F3 indicada, la corriente de falla I_3 fluirá a través del interruptor 3 con las corrientes fluyendo a través de los interruptores 1 y 2, siendo cada uno más pequeño pero la suma de éstas dará I_3 . Si suponemos que el TC tiene comportamiento ideal, la corriente producida en el secundario del TC en el interruptor 3 balanceará la suma de las corrientes producidas en los interruptores 1 y 2. Ésta corriente circulará en los circuitos secundarios del TC y producirá una pequeña si es que hay, tensión por los puntos A-B.

Si por alguna razón en el secundario del TC3 del interruptor 3 no es balanceada la suma de las corrientes producidas por los TC's en los interruptores 1 y 2, será forzado el flujo de corrientes en exceso o de diferencia a través del TC3, causando que la tensión por los puntos A y B se incremente considerablemente a un punto donde el relevador 87B operará. Esto hace evidente que el TC en el interruptor 3 tiene una tendencia mayor a saturarse que aquellos en los interruptores 1 y 2, para la localización de la falla dada, porque ésta obtendrá la corriente total mientras que los otros dos sólo obtienen una fracción del total. Desde el punto de vista del relevador, la condición de falla podría ser en caso de saturación de los TC's del interruptor 3, por lo tanto se produce una corriente secundaria no detectable, mientras que aquellos TC's de los interruptores 1 y 2 no se

saturan, y por consiguiente reproducen la corriente de falla totalmente. Es importante notar que para la condición de saturación completa, la reactancia mutua del TC tipo bushing se aproxima a cero. Si este no tiene reactancia de fuga en el secundario, entonces la impedancia en el secundario del TC es solo su resistencia. Así para la condición de saturación completa del TC en el interruptor 3, la tensión entre los puntos A y B es el producto de (I_1+I_2) y la resistencia total en el circuito entre los puntos A y B y TC3 en el interruptor 3, incluyendo la resistencia en el secundario del TC. El relevador diferencial se ajusta para que no opere para esta tensión.

Es obvio para esta tensión depender de la magnitud de la corriente de falla, el tipo de falla y la resistencia total. En el caso de fallas internas, las corrientes del secundario no circulan, si no resulta en una tensión en el secundario bastante alta para hacer que el relevador opere.

Un resistor no lineal o un circuito limitador de tensión se conecta en paralelo con la bobina de operación de alta impedancia para limitar la tensión que puede ser alcanzada durante fallas internas altas. Para obtener mayor velocidad de operación para fallas internas altas, la unidad es conectada en serie con el resistor no lineal.

Método del transformador de corriente de núcleo de aire (acopladores de línea).

Éste método da extremada confiabilidad a la protección de barras de alta velocidad. Es altamente flexible a expansiones futuras y sistemas cambiantes. Los acopladores pueden ser circuitos abiertos sin dificultad alguna para simplificar los seccionadores. El tiempo de operación para un tipo de sistema de acopladores lineales es 1 ciclo o menos por arriba del 150% de pick up y 1 ciclo para otro tipo de sistemas de acopladores lineales. Este esquema elimina la dificultad debido a diferencias en las características de TC's con núcleo de acero por usar inductancia mutua de núcleo de aire sin ningún acero en el circuito magnético. Por lo tanto es libre de cualquier saturación de C.D o C.A.

Los acopladores lineales de los diferentes interruptores son conectados en serie y producen tensiones secundarias que son directamente proporcionales a las corrientes del primario pasando a través de los interruptores, como se ve en la figura 4.6.2 (a).

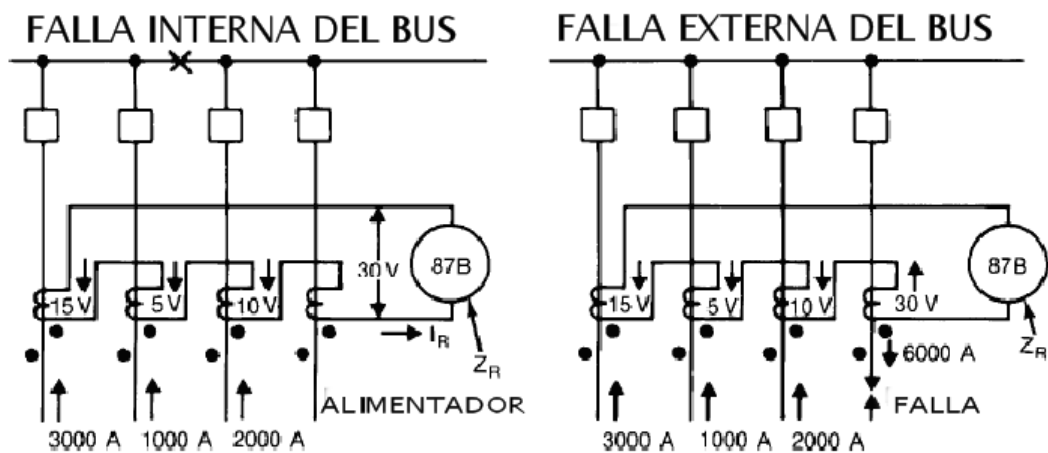


Figura 4.6.2 (a).- Sistema de protección de barras de acopladores de línea.

Durante condiciones normales o para falla externa, la suma de la tensión producida por los acopladores lineales es cero. Sin embargo para fallas internas esta tensión no es mucho mayor a cero, y es medida por un relevador sensible que opera para disparar los interruptores y despejar la barra.

Relevador de porcentaje diferencial.

Cuando hay relativamente pocos circuitos conectados a la barra, pueden ser empleados principalmente relevadores de porcentaje diferencial. Sin embargo, el problema de los relevadores de porcentaje diferencial para protección de las barras aumenta con el

número de circuitos conectados a la barra. Esto requiere que todos los TC's suministrados al relevador tengan la misma relación y características idénticas. La variación en las características de los TC's, particularmente el fenómeno de saturación bajo condiciones de corto circuito, presenta el más grande problema para este tipo de protección y a menudo los límites de aplicación donde sólo un número limitado de alimentadores están presentes.

Relevador diferencial de tensión

Cuando la protección diferencial de tensión o acopladores lineales no puede ser económicamente justificada, un esquema diferencial de corriente puede ser considerado. Este esquema utiliza relevadores de sobrecorriente tipo inducción simple conectados para responder a cualquier diferencia de corrientes alimentadas en la barra.

Una forma especial de relevadores de sobrecorriente ésta disponible con un relevador auxiliar conectado internamente y conexiones que permiten checar la integridad de los circuitos del TC para fallas a tierras accidentales y circuitos abiertos. Las conexiones son arregladas de manera que mientras se checa en una fase, el relevador en las otras dos fases también está dando protección.

Protección por fallo de interruptor.

Funciona como protección de respaldo y es importante en el sistema de protecciones eléctricas; ya que una falla en el interruptor en un momento dado podría causar resultados catastróficos, como por ejemplo: el paro de todo el sistema eléctrico de potencia, los esquemas de relevadores de falla de interruptor local son empleados para disparar rápidamente interruptores aguas arriba si no operó el interruptor correspondiente al circuito fallado, dentro de un tiempo especificado. Estos esquemas son aplicados sólo en barras donde el costo extra puede ser económicamente justificado.



Capitulo

Cinco

Propuesta de modernización de una planta hidroeléctrica

Mediante el estudio hecho en los capítulos anteriores, se presenta en éste, una propuesta de modernización del sistema de protecciones eléctricas en la planta hidroeléctrica de *Comedero*, que está situada en el estado de *Sinaloa*; la propuesta se realizó desconociendo si su sistema de protecciones eléctricas ha sido o no modernizado.

5.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa

El sistema de generación de la planta hidroeléctrica en cuestión, consta de 2 líneas de distribución principales conformadas por generador-transformador-barra colectora, cada línea contiene:

Un *generador* de 58 MVA, 13.8 kV y 60 Hz.; a la salida de éste se deriva un nodo para alimentar dos transformadores reductores (TSA1 y TEX-1), el transformador TSA1 tiene una capacidad de 750 kVA y relación de transformación de 13.8:0.48 kVA, el cual se utiliza para servicios auxiliares y el transformador TEX-1 con capacidad de 714 kV y relación de transformación de 13.8:0.315 kV, utilizado como TP, este da los parámetros de operación para un comparador localizado a la entrada de la excitatriz que supervisa las llegadas y las salidas del generador (TSA1 y TEX-1 se encuentran en la línea 1 y TSA2 y TEX-2 se encuentran en la línea 2).

Un *transformador* elevador de 60 MVA, con relación de transformación de 13.8:115 kV.

Y un arreglo de *barra colectora* y *barra de transferencia* en 115 kV; de las cuales es derivado un nodo hacia un transformador reductor con relación de transformación 115:34.5 kV, que alimenta una subestación en 34.5 kV.

El alcance de la propuesta es el de sugerir la modernización del sistema de protecciones eléctricas para las líneas, desde cada unidad de generación hasta las salidas de la líneas para distribución; no se tomaron en cuenta los servicios auxiliares ni la subestación en 34.5 kV.

Para iniciar la propuesta, primero se representó el sistema eléctrico de potencia de la planta hidroeléctrica en un diagrama unifilar esquemático (mímico figura 5.1), en el cual se plasman sólo los elementos principales, para facilitar el estudio que implica la propuesta.

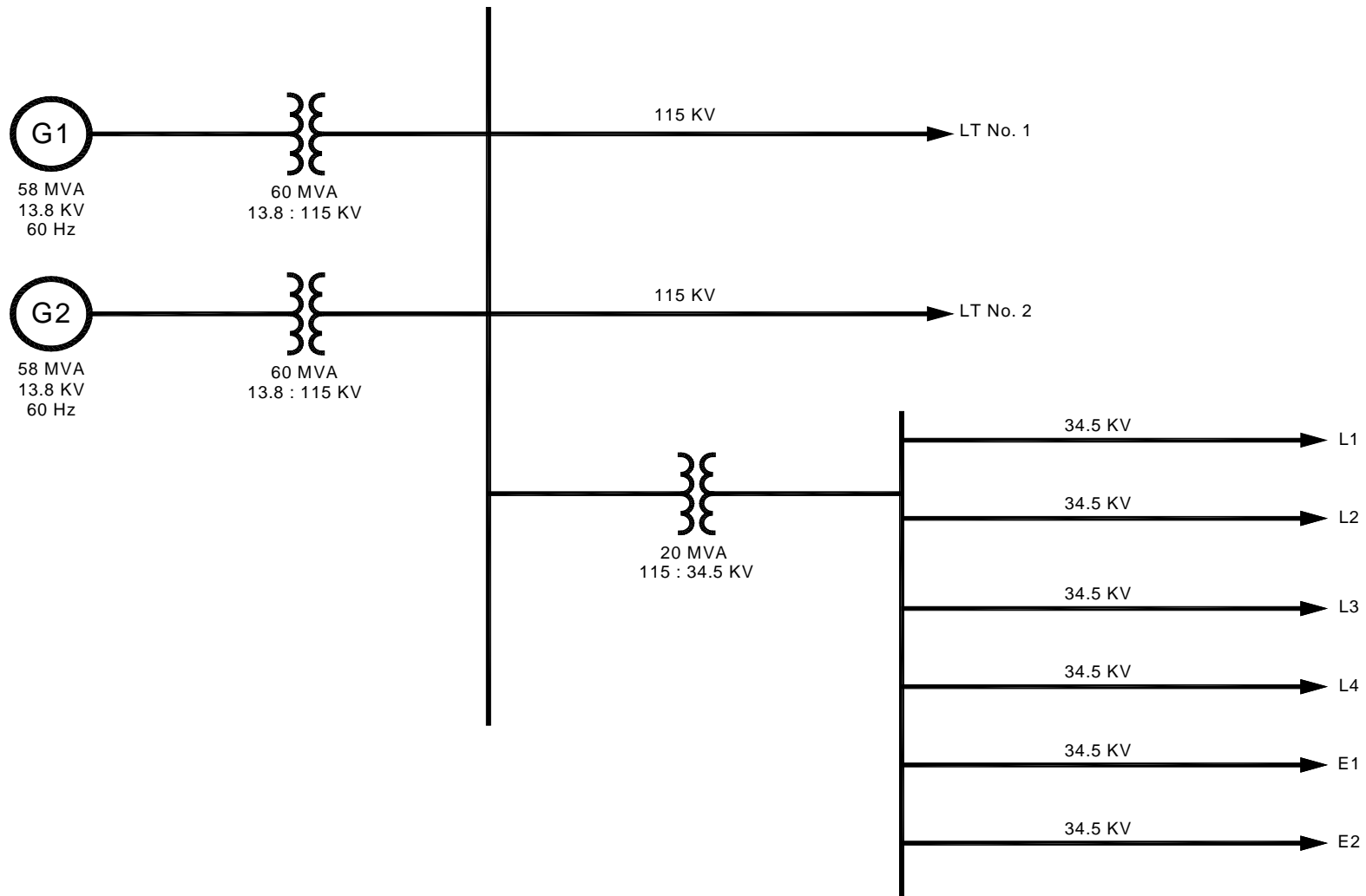


Figura 5.1.- Diagrama unifilar esquemático de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa.

5.2 Descripción del sistema de protecciones eléctricas de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa

Una vez mostrada la planta hidroeléctrica (diagrama esquemático), se continuó con la verificación de las zonas y los equipos de protección que están asignados a cada elemento contenido en las líneas (generador-transformador-barra colectora, figura 5.2).

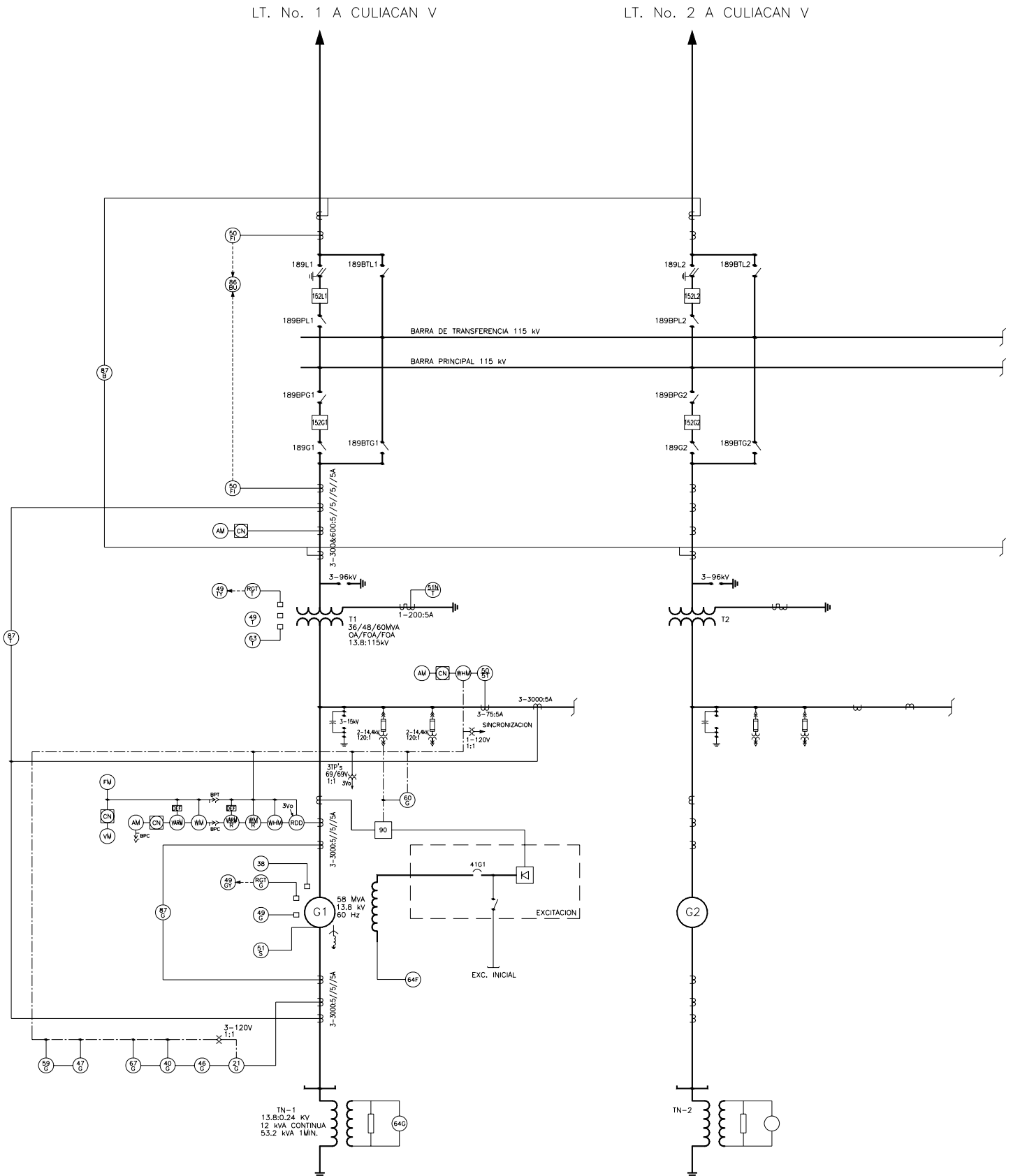


Figura 5.2.- Diagrama unifilar del sistema de protecciones eléctricas existentes en la planta hidroeléctrica.

Después de que se identificaron las zonas de protección en el sistema de protecciones eléctricas, se prosiguió con la elaboración de un listado en el que se muestran las protecciones primarias y de respaldo asignadas a cada equipo.

GENERADOR

Protección primaria:

- Protección diferencial para generador (87G).
- Protección de falla a tierra en el devanado de excitación (64F).
- Protección de falla a tierra en el estator (64G).

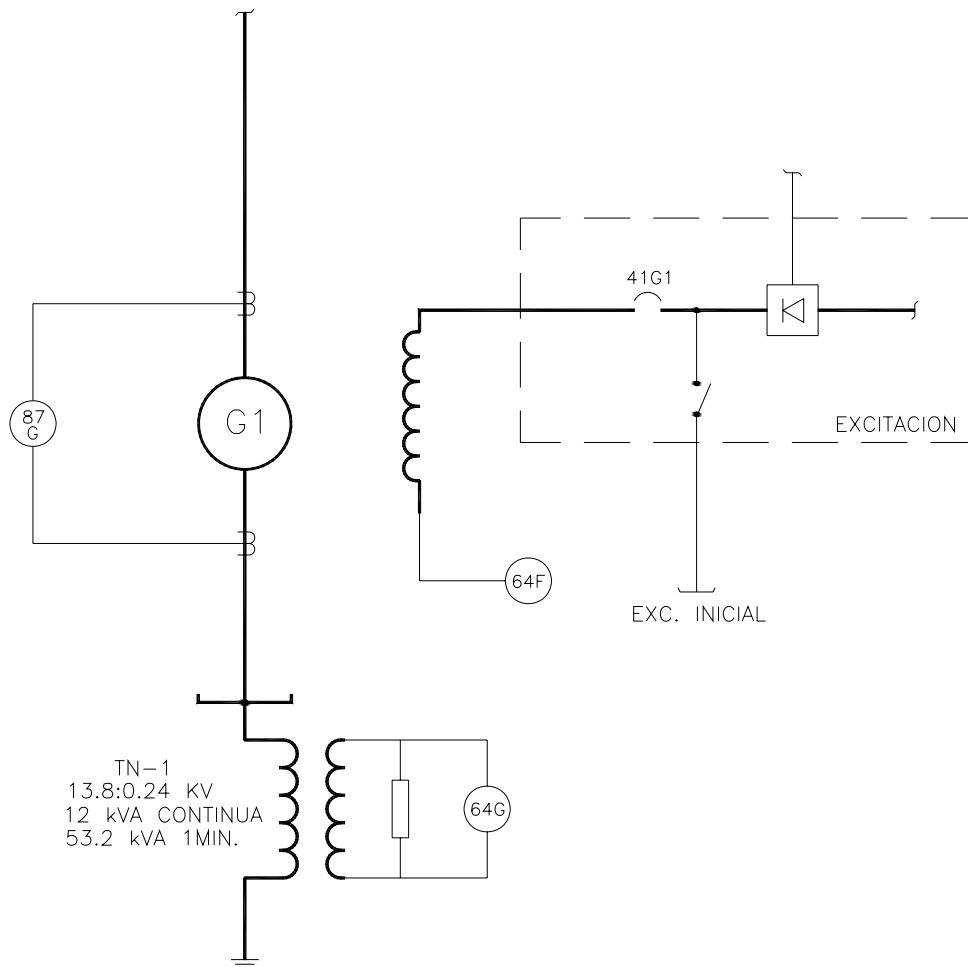


Figura 5.2 (a).- Protección primaria para el generador.

Protección de respaldo:

- Protección de distancia (21G).
- Protección de corriente para secuencia negativa (46G).
- Protección de pérdida de campo "excitación" (40G).
- Protección direccional (67G).
- Protección de tensión de secuencia de fases (47G).
- Protección de sobretensión (59G).
- Protección de balance de tensión (60G).
- Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo (51S).
- Protección de chumacera (38G).
- Protección térmica (49G).

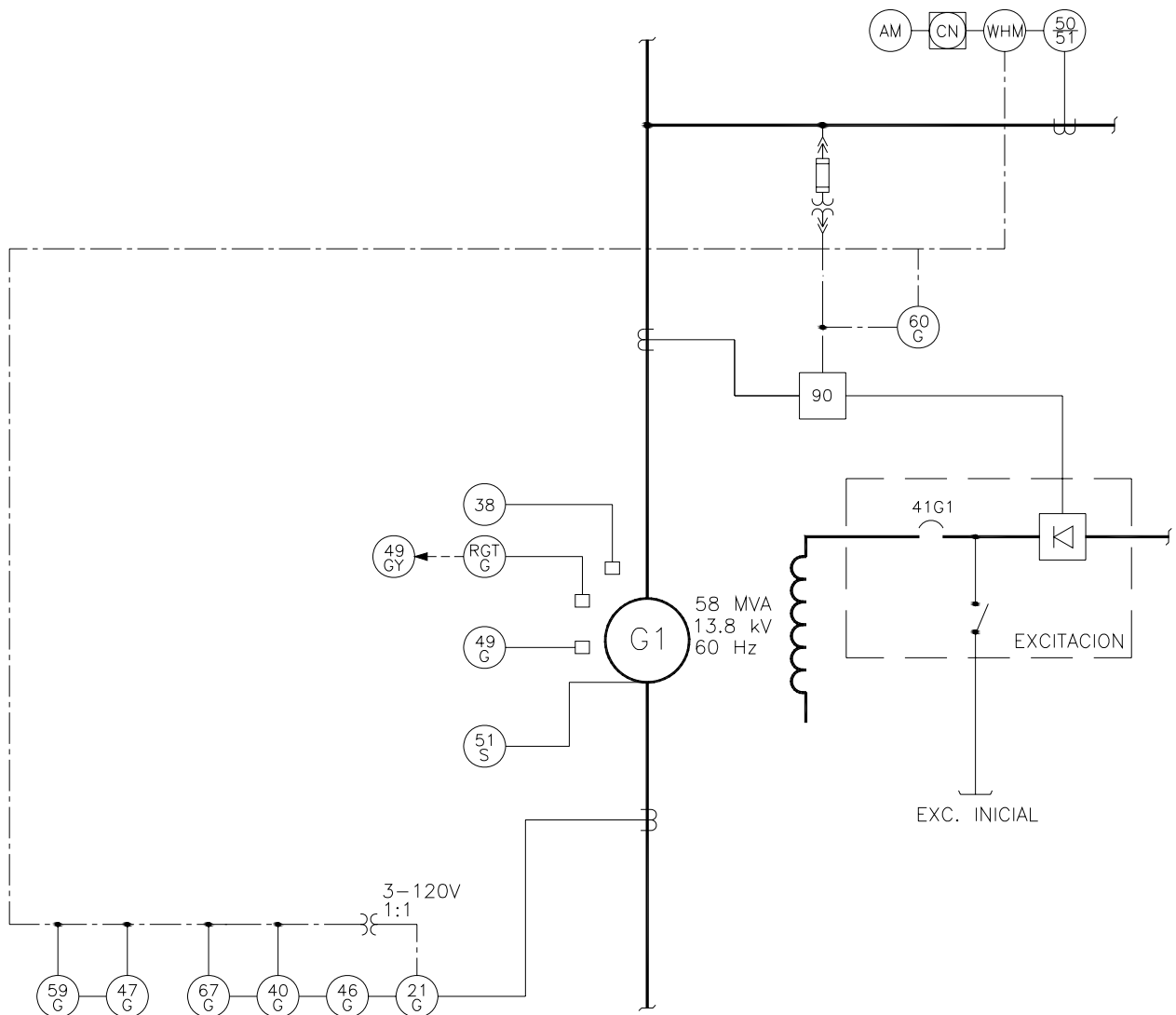


Figura 5.2 (b).- Protección de respaldo para el generador.

Las protecciones de respaldo 40, 67, 47 y 59 requieren para su funcionamiento una variable de tensión, por lo que son alimentados mediante un transformador de potencial.

TRANSFORMADOR

Protección primaria:

- Protección diferencial (87T).

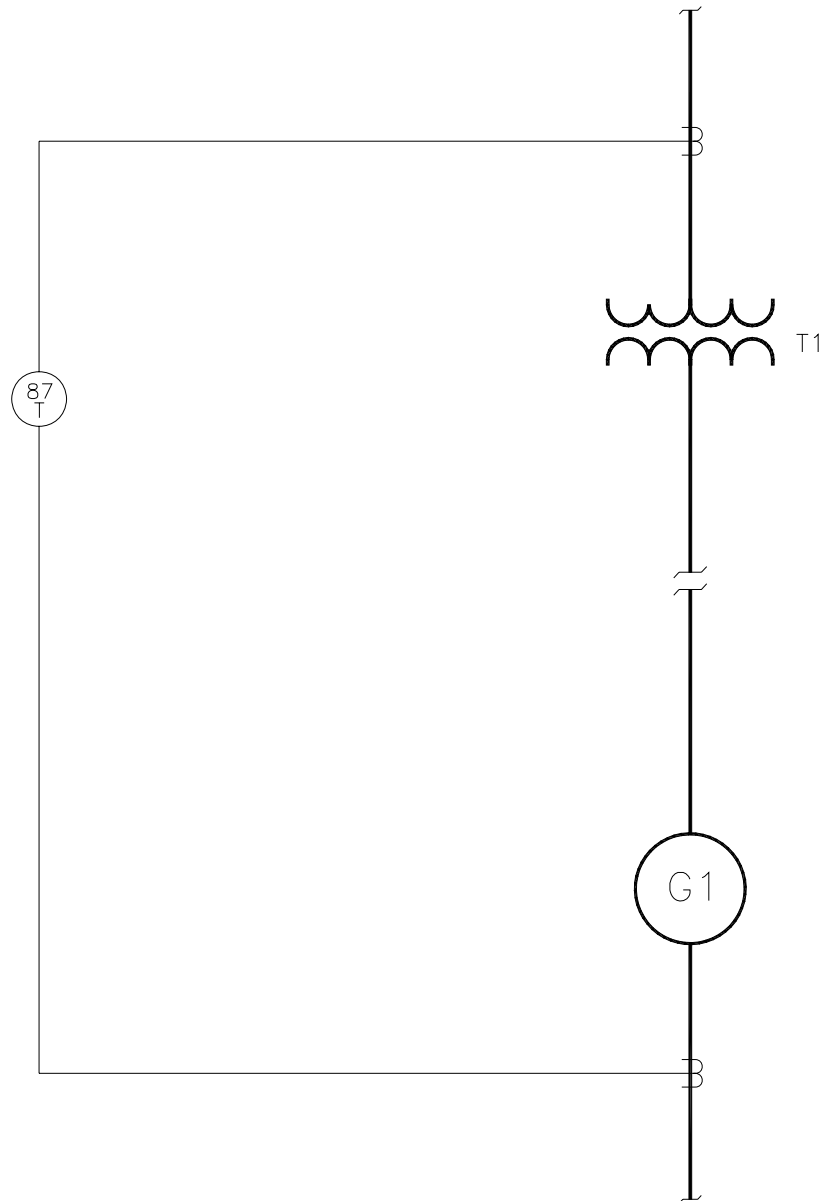


Figura 5.2 (c).- Protección primaria para el transformador.

La protección diferencial (87T) asignada como protección primaria para el transformador, funciona también como protección de respaldo para el generador; debido a que la protección está ajustada como protección diferencial para una unidad generador-transformador. Esto es porque en el momento que el transformador presente una falla en la que se requiera ponerlo fuera de servicio, no existirá razón para que el generador continúe operando; debido a esto, al ocurrir una falla en el transformador. Ésta protección pondrá fuera de servicio al generador y al transformador en una operación.

Protección de respaldo:

- Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo en el neutro del transformador (51N/T).
- Protección de temperatura (49T).
- Protección de detección de gas "Buchholz" (63T).

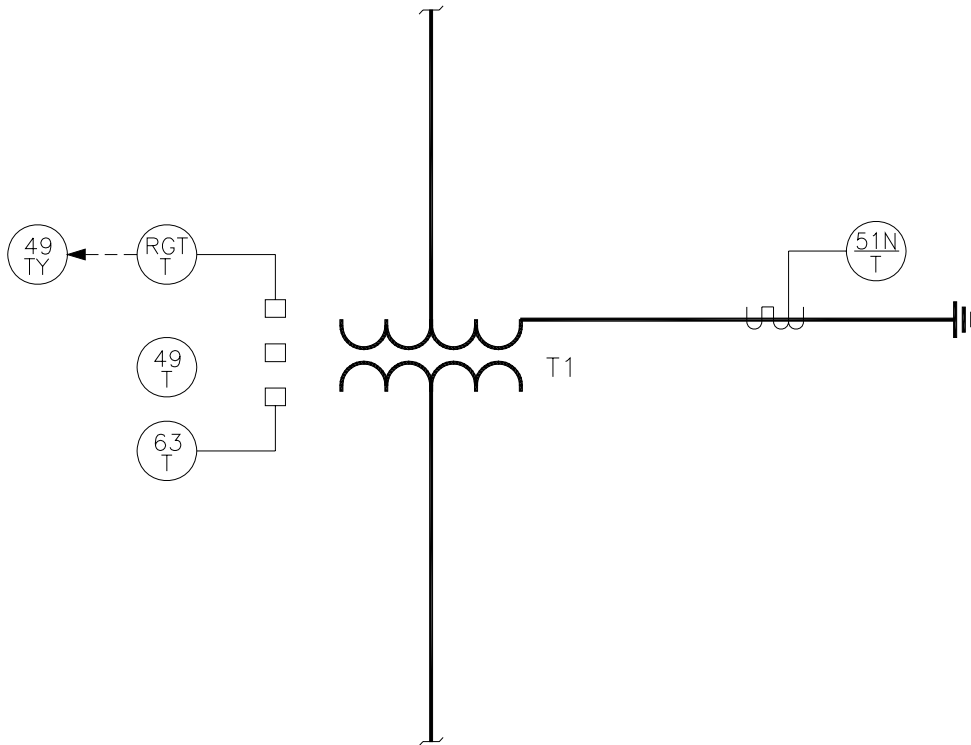


Figura 5.2 (d).- Protección de respaldo para el transformador.

BARRA COLECTORA

Protección primaria:

- Protección diferencial (87B).
- Protección contra falla de interruptor (50FI).

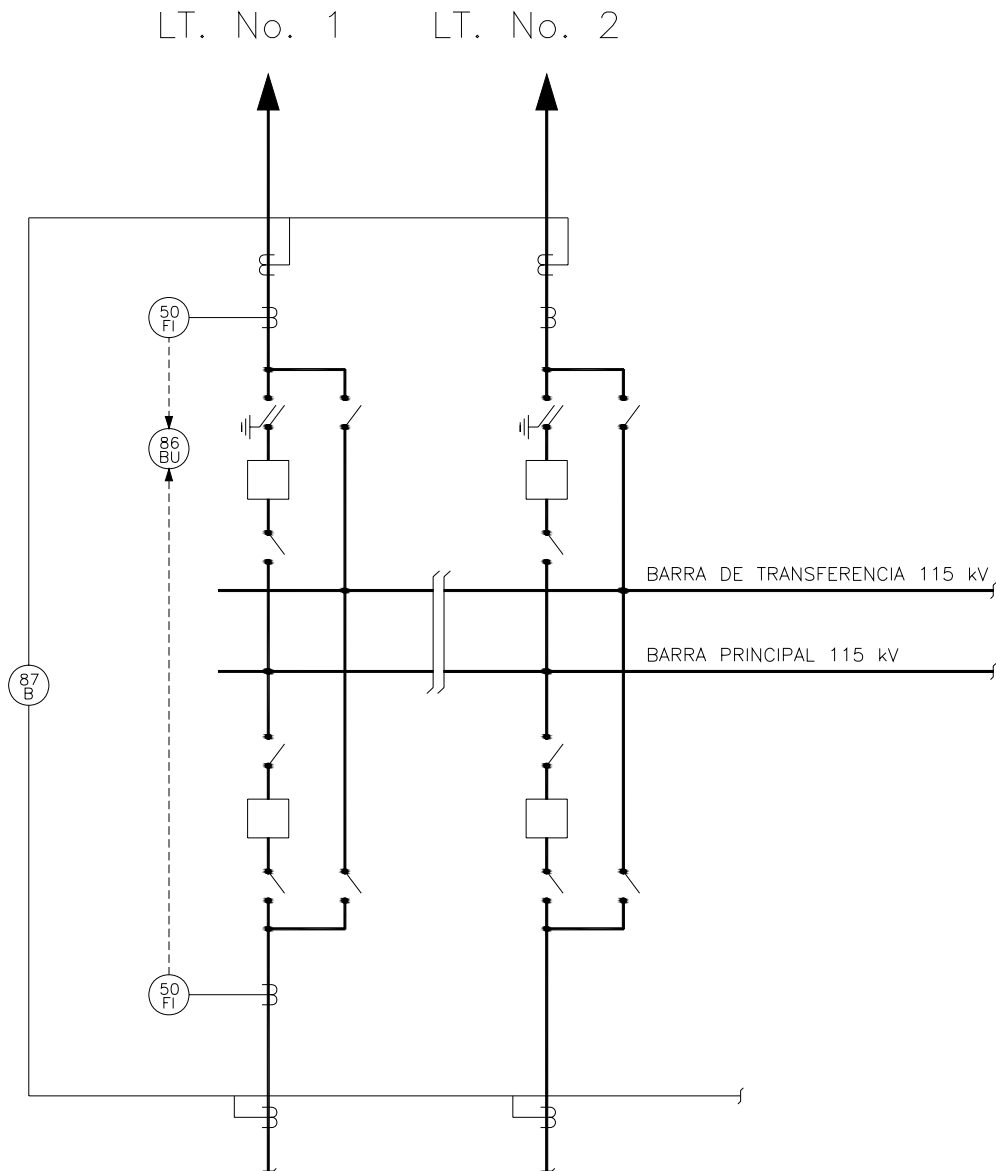


Figura 5.2 (e).- Protección primaria para la barra colectora.

El relevador de bloqueo sostenido de reposición manual (86) es un control opcional para la propuesta en cada uno de los elementos (generador-transformador-barra).

5.3 Equipos disponibles en el mercado (relevadores microprocesados)

Una vez que se ubicaron las zonas de protección del sistema eléctrico de potencia, se prosiguió con la consulta de relevadores microprocesados de última tecnología existentes en el mercado que satisficieran los requerimientos de protección de la propuesta, haciendo comparaciones entre diversos proveedores y modelos que cumplieran con las funciones del sistema de protección existente, de ésta manera se obtuvo una tabla con la que posteriormente se eligieron los equipos que reemplazaran las protecciones existentes.

TABLAS DE COMPARACIÓN DE RELEVADORES MICROPROCESADOS

TABLA 5.3 (a).- PROTECCIÓN DE GENERADOR

PROTECCIÓN # NEMA	GE 489	SEL 300G	ABB REG670	AREVA P 343	BASLER ELECTRIC BEI-GP5100	ALSTOM LGPG111	ABB 589T GPU-2000R	GPU-2000R ABB 589 V/W	ABB
38	*	-	-	-	-	-	-	-	-
49	*	* SEL 2600	*	*	-	-	-	-	-
51	*	*	*	*	*	*	*	*	RAIDK
59	*	*	*	*	*	*	*	*	RAEDK
47	*	-	-	*	*	-	-	-	-
67	*	-	*	*	-	*	*	*	-
40	*	*	*	*	*	*	*	*	RAGPK
46	*	*	-	*	*	*	*	*	RARIB
21	*	-	*	*	-	-	-	* 589 W	RAZK
64	59GN, 27TN	*SEL 2664	* RXTTE4	*	-	-	-	59G, 27G	RXNB4
60	*	*	*	-	-	*	*	*	-
86	*	-	-	-	-	-	-	-	-
87	*	-	*	*	-	*	-	*	RADHA

TABLA 5.3 (b).- PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR

# NEMA	ARTECHE PD 500	ARTECHE PD 300-2	SEL-787	GE 745	SEL 487E	AREVA MICOM P63X	SEL 387	KBCH 140	
49	*	*	*	-	*	*	-	-	
63	-	-	-	-	-	-	-	-	
86	-	-	-	-	-	-	-	-	
87	*	*	*	*	*	*	*	*	
51	*	*	*	*	*	*	*	*	
50	*	*	*	*	*	*	*	*	

TABLA 5.3 (c).- PROTECCIÓN DE BUS

# NEMA	SEL 587Z	ARTECHE P 740	SEL 487B	GE BUS 2000					
86	-	-	-	-					
87	*	*	*	*					
50	*	*	*	*					
51	*	*	*	*					

5.4 Relevadores seleccionados para la propuesta de modernización

De la misma forma con la que fueron mostradas las protecciones existentes en la planta hidroeléctrica, se presenta ahora la propuesta de modernización (por zonas), utilizando los relevadores que se consideran para la sustitución de los existentes los cuales cubren los requerimientos del sistema de protecciones.

GENERADOR

Uno de los criterios de coordinación de protecciones que se tomo en cuenta fue el de seleccionar distintos relevadores para las protecciones primarias e incluso en algunos casos para las protecciones de respaldo, quedando el resto de las funciones de protección cubiertas con alguno de los relevadores empleados para este fin.

Protección primaria:

Como se menciona en el capítulo anterior, la protección diferencial del generador (87G) es la protección primaria principal y como consecuencia es la que debe de operar en primer orden, pero con el fin de brindar una protección primaria completa, se anexan a ésta las funciones de protección a tierra en el devanado de la excitación "campo" (64F) y protección de 100% de fallas a tierra en el estator (64G).

PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA EL GENERADOR (87G)

El relevador ABB REG 670 tiene la opción de poder ser programado como un esquema de porcentaje de restricción con una característica de doble pendiente (impedancia moderada) o como un esquema de alta impedancia, estos dos esquemas son de operación rápida y altamente sensible; además de que en caso de falla externa se comportan completamente estables, incluso en el caso en el que los TC's estén completamente saturados.

Utiliza una suma de fases y neutro externo, además es necesaria una resistencia de estabilización adicional y un metrosil (resistencia limitadora de tensión) fuera del relevador para operar.

El esquema utilizado en la propuesta es el de alta impedancia, debido a la capacidad de los generadores (58 MVA), para lo cual se usarán TC's de la misma relación de vueltas y características de magnetización similares, ya que son los requerimientos necesarios para utilizar éste esquema.

PROTECCIÓN A TIERRA EN EL DEVANADO DE LA EXCITACIÓN "CAMPO"; MODULO SEL 2664 ASOCIADO AL RELEVADOR SEL 300G (64F).

Es importante mencionar que éste tipo de medición, se diseña para circuitos que normalmente no están conectados a tierra como es el caso del devanado de excitación del rotor; éste tipo de fallas a tierra deben de ser detectadas y deben poner fuera de servicio al generador inmediatamente, antes de que una segunda falla pudiera causar un daño prolongado al devanado de excitación; esto obviamente después de un pequeño retardo de tiempo para prevenir operaciones no deseadas.

El modulo SEL 2664 realiza la función de protección de cortocircuito a tierra en el devanado de excitación (64F), el cual calcula la resistencia de aislamiento del campo del rotor de un generador síncrono y envía los datos medidos al relevador SEL 300G (empleado para cumplir otras funciones de protección en el sistema) previamente ajustado, éste relevador utiliza el valor de resistencia de aislamiento enviada por el módulo para detectar la falla a tierra del campo. El rotor del generador tiene que estar aterrizado para garantizar que la medición de resistencia de aislamiento entre el campo y tierra sea la correcta. La medición la puede realizar estando o no

energizado el generador. El envío de información al relevador SEL 300G se efectúa a través de un sistema de comunicaciones de fibra óptica por lo que es inmune a interferencias electromagnéticas.

PROTECCIÓN DE 100% DE FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR (64G)

La mayoría de los relevadores que se encuentran disponibles, presentan el detalle importante de no poder cubrir con una sola función el 100% de la protección del estator requerida para garantizar el libramiento de una falla en los devanados de éste.

La última generación de relevadores microprocesados han integrado en sus funciones la detección de la tercera armónica con lo cual se cubre casi en su totalidad la protección del estator, aunque en términos prácticos, si la tercera armónica en generadores de alta impedancia no produce la tensión necesaria, queda un pequeño porcentaje descubierto en el cual puede ocurrir una falla, para cubrir esta parte se puede utilizar un relevador de retardo de tiempo el cual se conectará muy cerca del neutro que es la parte que está más vulnerable a éste tipo de fallas, y se programará con un retardo de tiempo mayor para dar espacio a que actúen primero las otras protecciones.

En éste caso el relevador que se utiliza para la propuesta AREVA MICOM P343 está diseñado para detectar fallas a tierra en los devanados del estator en generadores aterrizados de alta impedancia; éste cuenta con dos zonas de funcionamiento para proteger el 100% del estator. La primera utiliza la frecuencia fundamental en un elemento de sobretensión en el neutro (59GN) el cual es sensible a las fallas en las partes medias y altas del devanado. La segunda zona utiliza un elemento de baja tensión de neutro que responde a tensiones de tercera armónica (27TN), lo cual garantiza en conjunto la protección completa del estator.

La tensión de neutro para ambas funciones es tomado del secundario del transformador conectado a tierra empleado para éste fin (TN-1). Las fallas más cercanas al neutro son detectadas por la función de baja tensión.

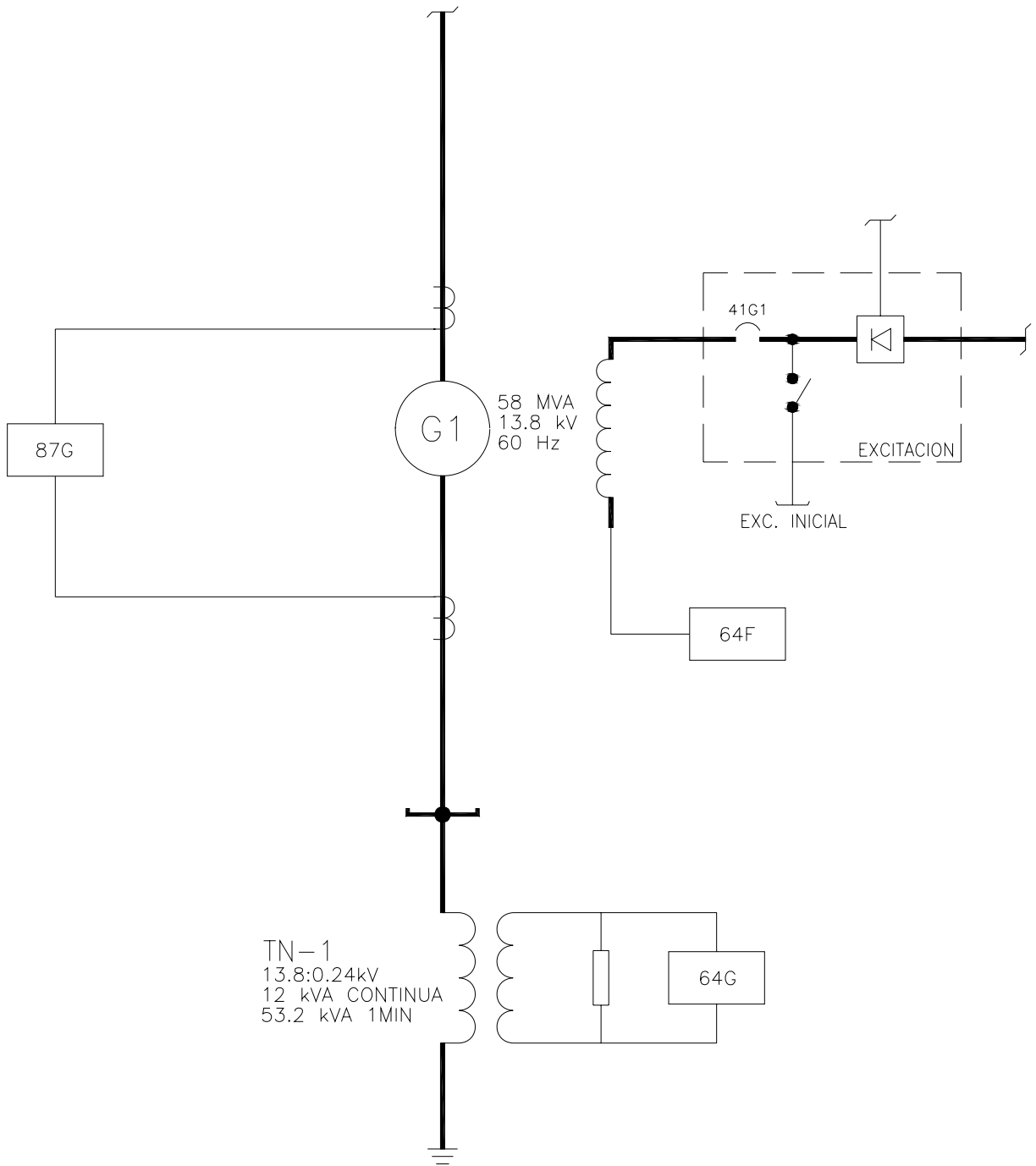


Figura 5.4 (a).- Protecciones asignadas a la zona primaria para el generador de la planta hidroeléctrica Comedero.

Protección de respaldo:

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA SECUENCIA NEGATIVA O DESEQUILIBRIO DE FASES (46G)

Las corrientes desbalanceadas en un generador provocadas por fallas externas o cargas desbalanceadas pueden ocasionar un calentamiento excesivo en el rotor, la función ejecutada por el relevador SEL 300G (ya considerado) provee protección contra sobrecorriente de secuencia negativa teniendo 2 niveles de ajuste, uno para accionar una alarma de tiempo definido y el segundo para dar una señal de disparo que opera con una característica térmica al interruptor principal. Los elementos de sobrecorriente de secuencia negativa son supervisados por el 46QTC (ajustes de control de torque).

Además el relevador obtiene los valores de pick up de la siguiente manera:

$$I_{\text{pick up}} = \frac{\text{MVA nominales del generador}}{1.73 \times \text{Tensión nominal entre fases del generador}}$$

PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21G)

El relevador SEL 300G provee 2 zonas de protección de distancia diseñadas como protección de respaldo para fallas entre fases y de tres fases a tierra. Cada zona está equipada con un ajuste de: distancia independiente, impedancia modificada (reverse offset), ángulo máximo de torque, compensación de transformador elevador y ajuste de retardo de tiempo definido. Como función de operación se puede escoger entre un elemento mho de distancia o un compensador de distancia. El punto de medición de la función de protección está definido por la localización del TC y el TP; además para el ajuste de disparo hay que incluir la impedancia del transformador omitiendo la del generador.

El principio que usa éste relevador para dar la protección en las 2 zonas es la siguiente:

- La *zona 1* es para dar protección de respaldo al generador y al transformador elevador (la impedancia del generador no debe ser incluida dentro de los ajustes). Se ajusta el alcance entonces para cubrir la impedancia del transformador con un margen del 25% aproximadamente. El tiempo de retardo debe de coordinarse con las protecciones del bus y del transformador.
- El alcance de la *zona 2* se ajusta típicamente para líneas de transmisión largas o líneas de distribución: Hay que ser cuidadosos con los ajustes para evitar quedar debajo del valor de pick up debido a la contribución que pudieran tener otras líneas o generadores. Hay que tener cuidado también en garantizar que la impedancia aparente registrada por el relevador al momento de que el generador opera a plena carga, no sea causa de una operación en falso.

PROTECCIÓN DE BALANCE DE TENSIÓN (60G)

El relevador 300G de SEL proporciona un método sencillo para detectar pérdidas de potencial en los relevadores causado por fusibles de potencial fundidos u operaciones de interruptores de caja moldeada en el circuito de potencial secundario.

El relevador determina una pérdida de potencial si:

- Hay una caída del 10% en la medida de tensión de secuencia positiva sin el cambio correspondiente en corriente de secuencia positiva, negativa o cero o...
- La tensión de secuencia positiva cae por debajo de 5 V por más de 1 minuto.

Si la condición de falla persiste por 60 ciclos, el relevador opera. La función 60 LOP (pérdida de potencial) se reinicia cuando la tensión de secuencia positiva (V_1) es mayor que 0.43 la tensión

nominal, la tensión de secuencia cero (V_0) y la tensión de secuencia negativa (V_2) son menores que los 5 V secundarios.

PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO “EXCITACIÓN” (40G)

Para detectar fallas en la excitación de la máquina se propone el relevador MICOM P343 de AREVA que proporciona un elemento de dos etapas de desviación de impedancia mho. Esto permite que se use una pequeña característica instantánea para proporcionar rápido disparo por pérdida de excitación a salidas de alta potencia en las que, la estabilidad del sistema podría resultar afectada. La segunda etapa se puede configurar con una característica de tiempo de retardo mayor para proporcionar disparo estable y seguro en condiciones de baja potencia. Los temporizadores integrados se implementan para habilitar la característica de impedancia para proporcionar protección de deslizamiento de polo con tiempo de retardo. También está disponible un elemento de alarma de factor de potencia para ofrecer protección más sensible para condiciones de operación inusuales, por ejemplo si existiera una unidad con una carga pequeña que esté operando como un generador de inducción.

SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA DE FASES (47G)

La protección de sobretensión de secuencia de fases se puede utilizar para detectar desbalances en la tensión del sistema que podrían llevar rápidamente a un sobrecalentamiento y daño en el generador; el relevador AREVA MICOM P343 utiliza una etapa de tiempo definido para ésta función.

SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67G)

Si la corriente de falla puede fluir en ambas direcciones a través de la ubicación de un relevador es necesario agregar un elemento direccional de sobrecorriente para obtener una correcta coordinación. Para obtener la direccionalidad del relevador de sobrecorriente es necesario polarizarlo para que pueda operar en base a una referencia. Esta referencia por lo regular es la tensión del sistema donde los ángulos entre las fases se presentan relativamente constantes bajo condiciones de falla. Los elementos de falla de fase del relevador AREVA MICOM P343 están polarizados internamente por la cuadratura que presenta las tensiones entre fases como se muestra en la tabla 5.4:

FASE A PROTEGER	CORRIENTE DE OPERACIÓN	TENSIÓN DE POLARIZACIÓN
Fase A	Ia	VBC
Fase B	Ib	VCA
Fase C	Ic	VAB

Tabla 5.4.- Cuadratura de tensiones entre fases.

Bajo condiciones de falla del sistema, el vector de corriente de falla tendrá una diferencia de ángulo con respecto a su tensión de fase nominal en base al diagrama X/R, es por ésto que se requiere que el relevador opere con una sensibilidad máxima para corrientes que anden rondando esta zona.

PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN (59G)

Esta función se utiliza principalmente para respaldar al regulador de control de velocidad y el regulador automático de tensión.

En el relevador AREVA MICOM P343 están disponibles las protecciones de sobretensión que se pueden configurar para operar a partir de elementos de tensión ya sea entre fases o entre fase y neutro. Están disponibles dos etapas independientes con elementos de tiempo definido, la primera etapa puede también configurarse para una característica inversa.

PROTECCIÓN TERMICA (49G)

Si la temperatura del generador se eleva demasiado el equipo puede dañarse y si el aislamiento se ve deteriorado la posibilidad de que se presenten fallas entre fases o fallas a tierra se ve incrementada, también se verá deteriorada la calidad del aceite del generador en este caso.

Esta protección censa la temperatura en el generador de manera continua, esto físicamente ocurre con dos parámetros de referencia que se usan como modelo de las temperaturas ideales que debe tener el generador en un cierto tiempo mientras se encuentra en funcionamiento.

Este relevador (modulo SEL 2600 que interactúa con el relevador SEL 300G) tiene 2 niveles, lo cual asegura que se pueda detectar un incremento de temperatura antes de que se presente daño en el sistema, activando una alarma si se llega al primer nivel, y si se llega al segundo se producirá el disparo que pondrá fuera de operación al generador hasta que sea librada la falla.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE RESPALDO (51S)

Para poder proporcionar protección de respaldo para fallas de fases, el relevador AREVA P343 incluye una función de protección que puede ser configurada ya sea como de sobrecorriente controlada por tensión o de sobrecorriente restringida por tensión, en esta la característica de tiempo se puede ajustar mediante las curvas propias del relevador como de tiempo definido (DT) o como de tiempo inverso mínimo definido (IDMT).

En la operación de tensión controlada, la función de protección no está activa hasta que la tensión cae por debajo del valor de pick up, se tiene entonces un ajuste fijo de la corriente de arranque y un ajuste fijo de la selección de dial de tiempo; en la operación de tensión restringida, la corriente de arranque del elemento está siempre activa y varía en forma continua con la tensión, haciéndose más sensible al disminuir éste.

Al definir la corriente de arranque del elemento controlado por tensión es importante que el relevador pueda operar con la corriente sostenida de cortocircuito suministrada por el generador que se calculará a partir de $1/X_d$, donde X_d es la reactancia sincrónica del generador.

La corriente de arranque se define típicamente como un 80% de este valor. El ajuste de arranque típico para el elemento restringido por tensión es de un 125% de la corriente a plena carga de la tensión nominal. La selección de dial de tiempo y de curva característica deberá basarse en la coordinación con dispositivos aguas abajo y con un máximo valor de tiempo inferior a las curvas de capacidad de tiempo corto del generador y los dispositivos asociados, tal como el transformador elevador.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA Y RETARDO DE TIEMPO (50/51)

El relevador ABB PR512/P ofrece una operación confiable y es prácticamente inmune a disparos no deseados, incluso si se presenta interferencia debido a otros equipos electrónicos, factores ambientales como tormentas e incluso descargas eléctricas. Y a su vez tampoco interfiere con aparatos que se encuentren a su alrededor.

El relevador cuenta con una unidad (50-51), 2 funciones independientes de protección las cuales incluyen:

- Protección de sobrecorriente instantánea 50 o con retardo de tiempo en valores pico.
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido que cuenta con 4 grupos diferentes de ajustes en base a las curvas propias del relevador:
 - Retardo de tiempo definido.
 - Retardo normal inverso.
 - Retardo muy inverso.
 - Retardo extremadamente inverso.

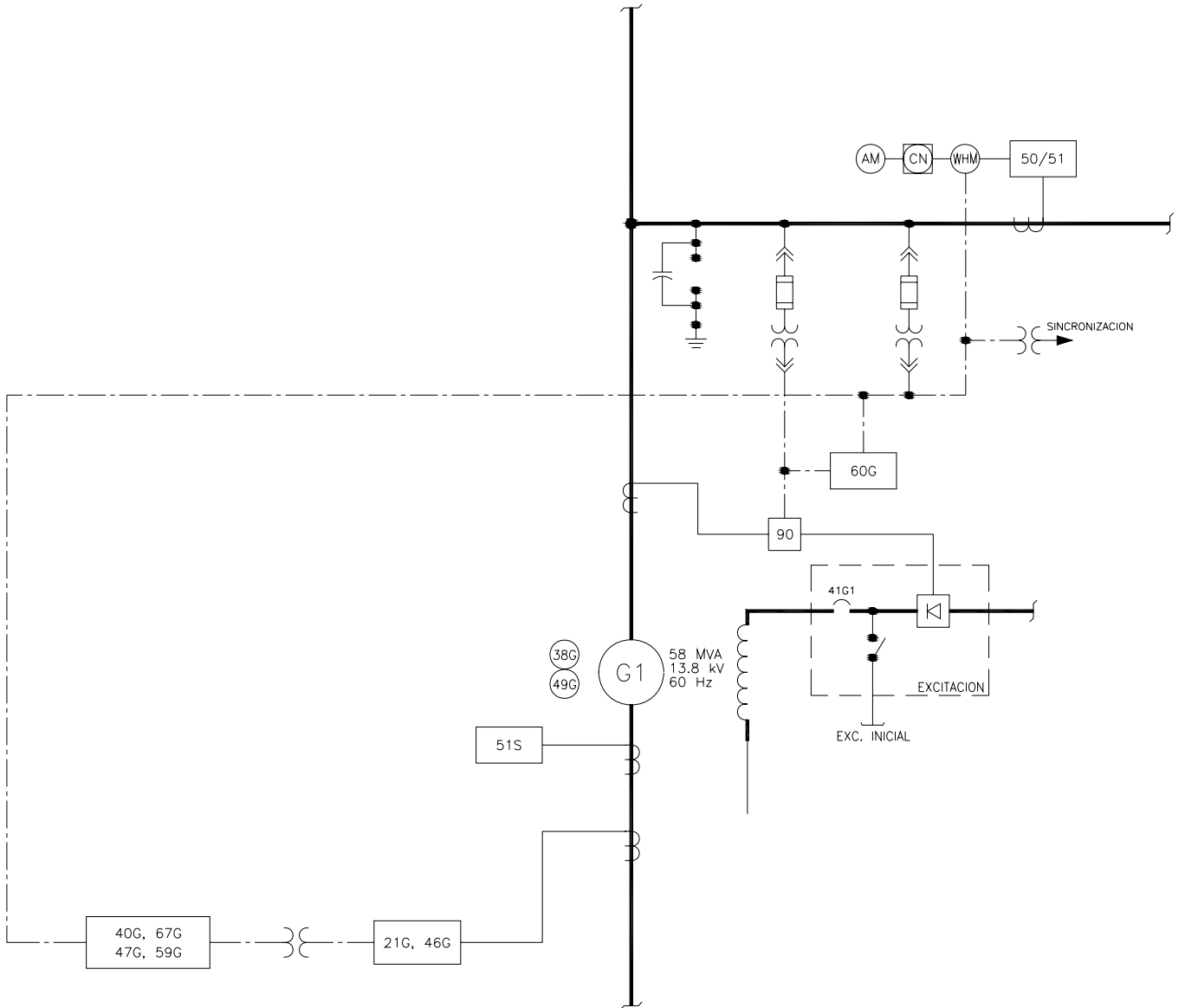


Figura 5.4 (b).- Protecciones asignadas a la zona de respaldo para el generador de la planta hidroeléctrica Comedero.

TRANSFORMADOR

Protección primaria:

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LA UNIDAD GENERADOR-TRANSFORMADOR (87GT)

El relevador considerado para cumplir con esta función de protección es el KCBH 140, ya que tiene una característica de doble pendiente parcial entre otras funciones. La pendiente inicial es de 20% de corriente cero a corriente nominal; esto asegura sensibilidad para fallas aunque permitiendo un desbalance del 15% cuando el transformador de potencia esta en el límite de su rango de tap. En corrientes por encima de la nominal se podrían presentar otros errores como consecuencia de la saturación del TC, para esto la pendiente parcial se incrementa 80% para compensar.

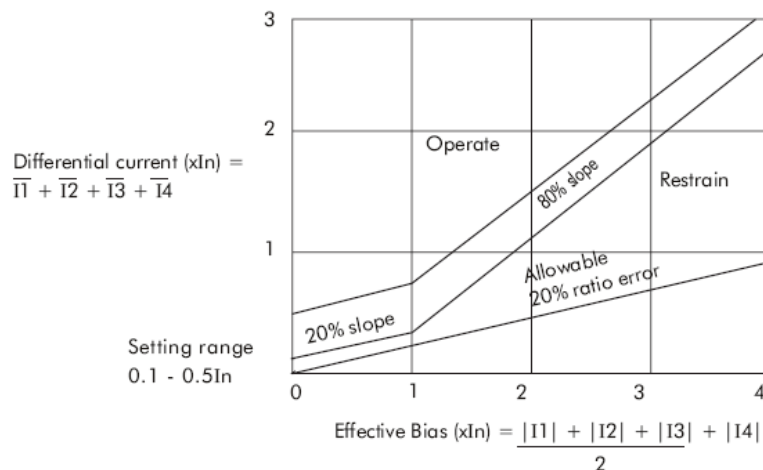


Figura 5.4 (c).- Curva característica de doble pendiente parcial del relevador KCBH 140.

Para evitar que el relevador opere bajo condiciones de corriente de magnetización, este usa una técnica de reconocimiento de forma de onda que detecta la condición de inrush. Ya que la forma de onda de la corriente asociada a la magnetización se caracteriza por un periodo de cada ciclo donde su magnitud es muy pequeña, una condición de inrush puede ser identificada midiendo el tiempo de este periodo de baja corriente, logrando con esto evitar operaciones lentas durante fallas internas severas si el relevador operara con la función tradicional de restricción de segunda armónica.

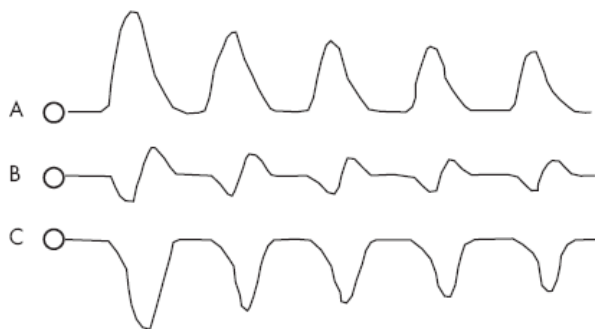


Figura 5.4 (d).- Detección de forma de onda.

También el elemento diferencial puede ser bloqueado bajo condiciones de sobreflujo transitorio, ya que la forma de onda de este tipo se caracteriza por la presencia de quinta armónica. En el relevador se usa una técnica de transformada de Fourier para medir el nivel de quinta armónica en la corriente diferencial, en la cual se compara la relación quinta armónica – fundamental con un ajuste dado. La detección de condiciones de sobreflujo en cualquier fase bloquea esa fase en particular del algoritmo de ajuste bajo.

Además un elemento diferencial de ajuste alto instantáneo no restringido se adiciona para asegurar un rápido libramiento de las fallas. Este elemento es medido en su valor máximo para asegurar rápida operación para fallas internas con TC's saturados. El ajuste alto no se bloquea bajo condiciones de magnetización o de sobreexcitación, este ajuste debe ser tal que no operara para corrientes de magnetización mas grandes esperadas.

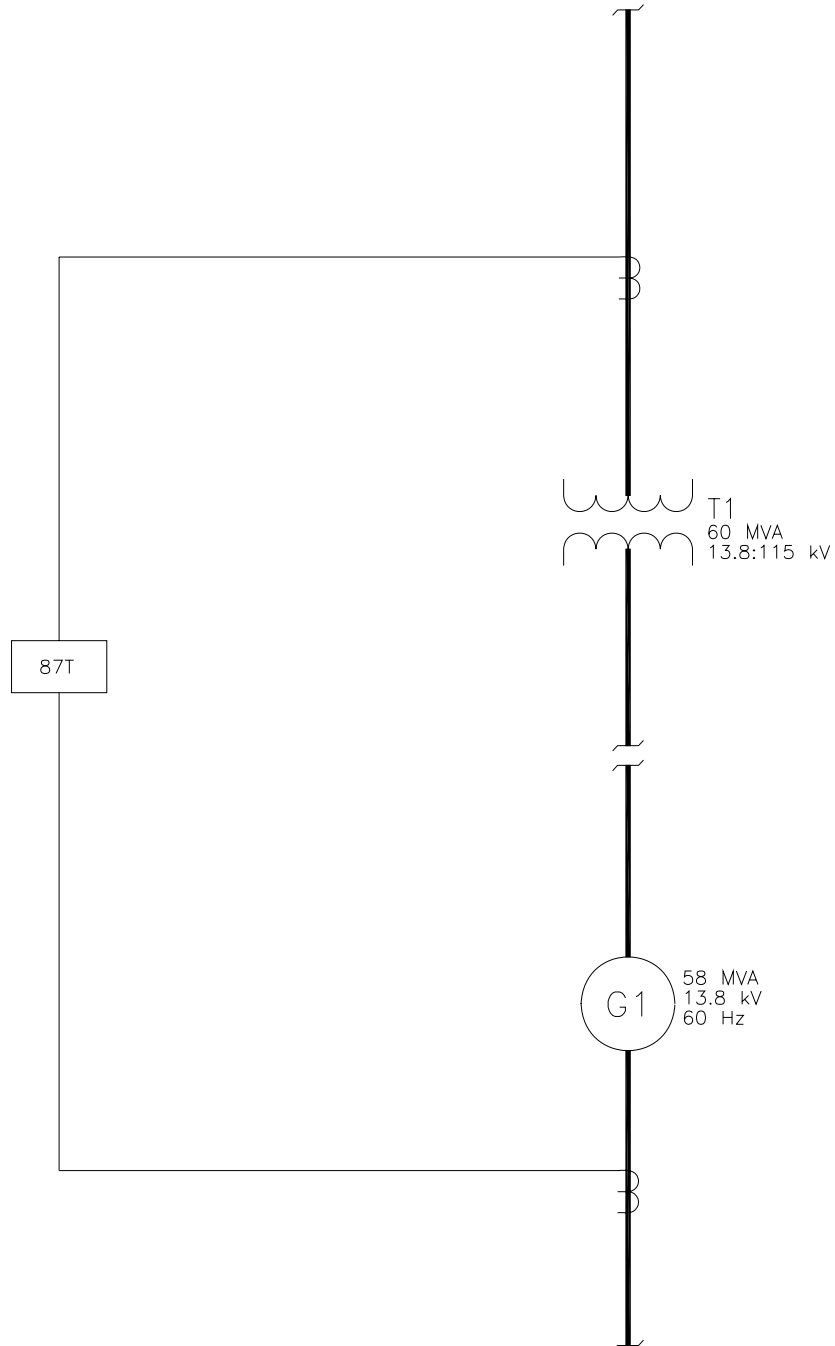


Figura 5.4 (e).- Protecciones asignadas a la zona primaria para la unidad generador-transformador de la planta hidroeléctrica Comedero.

Protección de respaldo:

PROTECCIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR (51N/T)

Respecto a la protección de puesta a tierra del transformador se propone el relevador SEL-787 el cual provee alta sensibilidad en la detección de fallas a tierra internas en los devanados conectados en estrella del transformador.

La corriente de polarización es derivada de la corriente residual calculada para proteger el devanado primario, el devanado secundario o ambos, y un elemento direccional determina cuando la falla es interna o externa. Se pueden seleccionar los umbrales de corriente de secuencia cero y la lógica de disparo para la saturación de los TC's.

Este relevador cuenta a su vez con dos elementos de sobrecorriente instantánea (50G) para ambos devanados (4 en total), estos elementos utilizan la corriente residual ($3I_0$) calculada de los niveles de corriente para detección de fallas a tierra en cada devanado.

Así mismo cuenta con 2 elementos de sobrecorriente de tiempo definido (51G) que utilizan también el cálculo de la corriente residual ($3I_0$) para la respectiva protección a tierra. Cuenta habilitando la opción del SLOT E con protección de sobrecorriente con retardo de tiempo para neutro (51N).

PROTECCIÓN TERMICA DE TRANSFORMADOR (49T)

Para cumplir con esta función de protección, se propone el modulo RTD SEL 2600 asociado al relevador SEL 787 (ya considerado), este modulo cuenta con 12 elementos térmicos en el relevador que se pueden programar en 2 niveles de protección térmica. Cada entrada RTD provee alarma o disparo dependiendo del ajuste y este se puede visualizar en C° o F°.

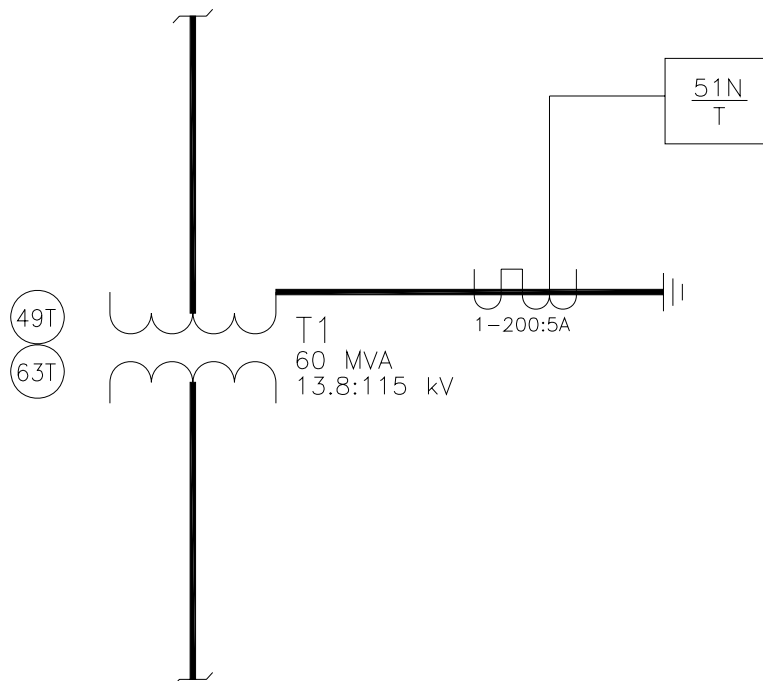


Figura 5.4 (f).- Protecciones asignadas a la zona de respaldo para el transformador de la planta hidroeléctrica Comedero.

BARRA COLECTORA

Protección primaria y protección de respaldo:

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA COLECTORA (87B)

Para proteger el arreglo de barra colectora y barra de transferencia con el que cuenta la planta hidroeléctrica, se emplea en el diagrama un esquema de protección diferencial (87B) y una protección de falla de interruptor (50BF); estas funciones de protección las cubre el relevador 487B de SEL.

El relevador opera en menos de 1 ciclo, logrando con esto incrementar los márgenes de estabilidad del sistema y reduce daño al equipo y en este el elemento diferencial brinda:

- Un esquema de porcentaje de restricción de doble pendiente.
- Tiempos rápidos de operación para todas las falla de la barra.
- Seguridad en caso de falla externa con altas saturaciones de los TC's.
- Alta sensibilidad para fallas de la barra.
- Mínimo retardo para condiciones de falla interna que sean precedidas por una falla externa.

La lógica que utiliza el relevador para detectar fallas externas es mediante el cambio de las corrientes de porcentaje y de restricción, una vez detectada la falla externa, el relevador entra a un modo de alta seguridad durante el cual selecciona una pendiente más alta para los elementos diferenciales evitando así la operación de la protección.

Para la función de protección por fallo de interruptor (50BF) el relevador puede ser ajustado para ser sensible a fallas de interruptor internas y externas, conectando elementos de sobrecorriente en serie.

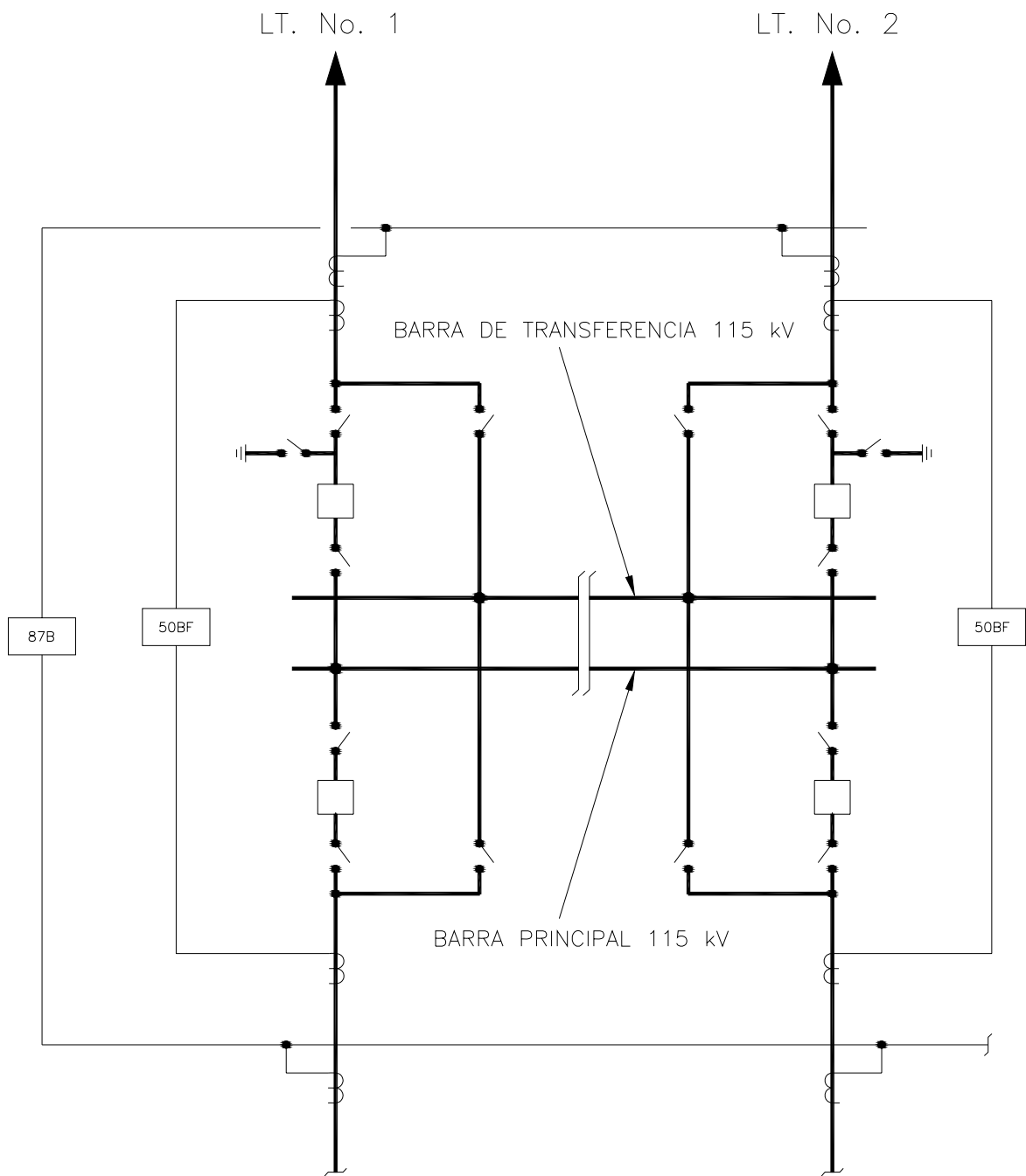


Figura 5.4 (g).- Protecciones asignadas para la protección de las barras colectoras de la planta hidroeléctrica Comedero.

5.5 Propuesta de modernización del sistema de protecciones eléctricas de la planta hidroeléctrica, Comedero, Sinaloa.

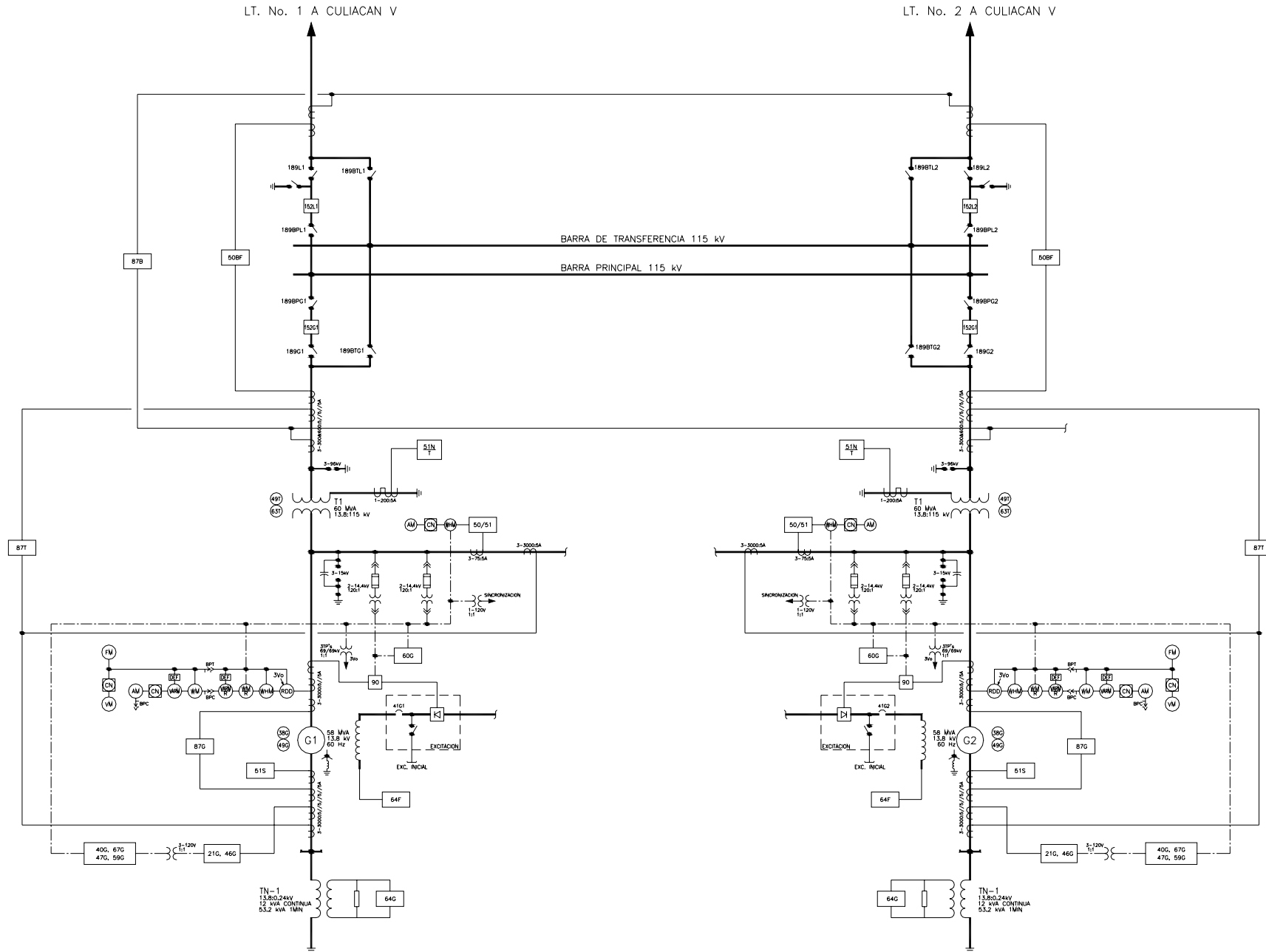


Diagrama unifilar del sistema de protecciones eléctricas propuesto.



Conclusiones.

En cuanto a sistemas de generación eléctrica se refiere, el principal interés es mantener la continuidad del servicio sin importar los costos que esto conlleve, ya que una interrupción es causa de elevadas pérdidas económicas para las empresas suministradoras, esto se debe a que dejarían de facturar, es decir dejarían de cobrar por el servicio que están prestando y muy posiblemente resultarían demandas por este efecto; aunque no hay que dejar atrás que al momento de entrar a un concurso (licitación) de esta índole, el sistema de protecciones eléctricas que resulte menos costoso será el ganador para desarrollarlo.

Por lo que el costo en un sistema de protecciones eléctricas es un factor importante pero no determinante. En los primeros años de su aparición los relevadores microprocesados implicaban costos de entre 10 y 20 veces el costo de relevadores convencionales (analógicos). Con el transcurso de los años y el avance en la tecnología, los costos se han reducido considerablemente, al mismo tiempo su capacidad de procesamiento (medido esto en tiempo de ejecución de la instrucción y tamaño de la palabra) ha crecido sustancialmente. El costo de los relevadores convencionales ha ido incrementando a su vez a través de los años, debido en primer término a cuestiones de diseño, pero también debido a la inflación, su poca producción en la actualidad y poca venta. Se ha calculado en la actualidad que el costo de los últimos modelos de relevadores microprocesados en términos generales iguala al costo de relevadores convencionales aun incluyendo costos de software de los primeros.

Es evidente que aun así hay relevadores convencionales que debido a sus características siguen siendo sumamente igual de económicos y funcionales comparados con sus análogos microprocesados (es el caso de algunos relevadores de sobrecorriente) y donde su sustitución no parece realmente atractiva. De cualquier forma en el presente para el diseño e implementación de importantes sistemas de protecciones eléctricas, la competitividad de los costos de relevadores microprocesados ha sido un punto importante a considerar.

Debido a esto, en este trabajo ha sido presentada la propuesta de modernización de un sistema de protecciones eléctricas con relevadores microprocesados de última generación, donde el principal criterio de coordinación para la misma fue el de emplear diferentes relevadores para cada una de las funciones de protección primarias y cubrir el resto de las protecciones con estos equipos para asegurar de esta manera un sistema de protecciones eléctricas completo.

La propuesta se hizo con equipos de distintos fabricantes para demostrar la versatilidad que estos pueden tener con ayuda de altos lenguajes de programación que hacen posible la interacción entre estos equipos utilizando los algoritmos adecuados, además de que en el caso de proponer un sistema de protecciones eléctricas utilizando relevadores de un solo fabricante habría resultado sencillo hasta cierto punto, ya que la mayoría de ellos en sus catálogos proponen sistemas en los cuales emplean solo sus equipos.

Un punto a favor al usar relevadores de última generación es el hecho de poder ser manejados como gabinetes, debido a que en el caso de ser necesario un cambio en el equipo; este puede ser sustituido sin ningún problema, ya que si el equipo a reemplazar es del mismo fabricante basta con colocar el nuevo para que el sistema siga funcionando o en caso de que el relevador sea de otro fabricante y sus algoritmos no sean compatibles, es sencillo obtener los ajustes con los cuales fue configurado el equipo sustituido y programarlos en el nuevo relevador que se va a emplear para que el sistema de protecciones eléctricas siga funcionando con normalidad; además de que los relevadores

microprocesados tienen tiempos de operación más cortos, que en otras palabras se refiere a que poseen mayor sensibilidad a los ajustes para los cuales fueron configurados que un relevador convencional, sin dejar fuera las funciones de autochequeo, registro de datos e intercomunicación entre equipos que esta tecnología ofrece.

Otro punto con el cual se beneficia el uso de esta tecnología, es la facilidad de encontrar equipos que sustituyan a alguno que fue dañado o necesite ser reemplazado, caso contrario de los relevadores de generaciones anteriores, ya que ha sido detenida la producción de estos y solo se construyen bajo pedido, por lo que el costo que puede llegar a tener un equipo de estos es elevado, casi igual al de un relevador de última generación.



Glosario de términos.

1. **Burden:** Impedancia de los circuitos de corriente y tensión de los relevadores, referida en VA.
2. **Offset (de la componente de corriente directa):** Desplazamiento de la señal senoidal de corriente alterna con respecto al eje del tiempo.
3. **Corriente de Restricción:** Magnitud de corriente que se opone a la operación del relevador diferencial.
4. **Corriente Diferencial:** Magnitud de corriente que favorece la operación del relevador diferencial.
5. **Relevador Microprocesado:** Relevador de protección que basa su operación en microprocesadores, las señales de sus entradas analógicas de corriente y potencial son digitalizadas y las funciones de protección son realizadas mediante algoritmos numéricos.
6. **Direccionalidad:** Determina el sentido del parámetro de operación (adelante o atrás) en función del flujo de corriente con respecto a una cantidad de referencia.
7. **Polarización:** Cantidad que sirve de referencia para determinar la direccionalidad.
8. **Varistor (MOV):** dispositivo semiconductor no lineal ("Metal Oxide Varistor") utilizado para proteger de transitorios de tensión a equipos eléctricos y electrónicos.
9. **Frecuencia Fundamental:** Es la frecuencia de 60 Hz.
10. **Corriente de "Inrush":** Es la corriente que se origina al energizar un transformador de potencia y se caracteriza por tener un alto contenido de armónicas de segundo y cuarto orden.
11. **Corriente de Secuencia Cero:** En un sistema desbalanceado se refiere al grupo de favores de componentes simétricas de las corrientes de fase, cuyo desfaseamiento entre ellas es cero.
12. **Entrada Analógica:** Es una entrada de corriente o tensión de corriente alterna normalmente a una frecuencia de 60 Hz que proviene de los transformadores de instrumento y que se aplica a los relevadores para su operación.
13. **Entrada Digital:** Es una entrada de tensión de corriente directa fija o programable, que se aplica al relevador a través de una entrada optoacoplada y le significa un cambio de estado externo.
14. **Corriente de Pick up:** Es la corriente mínima necesaria de ajuste en un relevador para que éste opere.



Anexo 1

Nomenclatura y números ANSI.

Las funciones de diferentes relevadores y equipo son identificadas por la normalización ANSI/IEEE de los números de función de los dispositivos (IEEE C37.2-1979).

Las letras y abreviaciones usadas frecuentemente se incluyen en la siguiente tabla:

LETRA	DESCRIPCION
A	Alarma
CA ó ca	Corriente alterna
B	Barra, batería, soplador
BP	Bypass
BT	Barra de enlace
C	Corriente, cierre, control, capacitor
CC	Bobina de cierre, capacitor de acoplamiento
CS	Conmutador de control, conmutador contactor
CT (TC)	Transformador de corriente
CCVT	Dispositivo de acoplamiento capacitivo de tensión
D	Bajo, directo, descarga
CD ó cd	Corriente directa
E	Excitador, excitación
F	Campo, alimentador, ventilador
G*	Tierra, generador
GND	Tierra
H	Calentador, alojamiento
L	Línea, bajo, nivel, liquido
M	Motor, medición
MOC	Contacto del mecanismo de operación
MOS	Conmutador de operación del motor
N*	Neutro, red
NC	Normalmente cerrado
NO	Normalmente abierto
O	Abierto
P	Potencia, presión
PB	Botón pulsador
PF	Factor de potencia
R	Reactor, aumentar
S	Velocidad
T	Transformador, disparo
TC	Bobina de disparo
U	Arriba
V	Tensión, vacío
VAR	Potencia reactiva
VT	Transformador de potencial
W	Watts, agua
X,Y,Z	Relevadores auxiliares

Los números de dispositivos usados frecuentemente y su descripción son los siguientes:









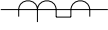





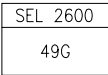


ANSI	DESCRIPCION
1	Elemento maestro.
2	Relevador de arranque o cierre, con retardo.
3	Relevador de comprobación o de bloqueo sostenido.
4	Contacto maestro.
5	Dispositivo de paro.
6	Interruptor de arranque.
7	Interruptor de paro.
8	Interruptor del circuito de control.
9	Dispositivo inversor.
10	Conmutador de secuencia.
11	Reserva.
12	Dispositivo de Sobrevelocidad.
13	Dispositivo de velocidad sincrónica.
14	Dispositivo de baja velocidad.
15	Dispositivo regulador de velocidad.
16	Reserva.
17	Dispositivo de descarga o derivación.
18	Dispositivo acelerador o desacelerador.
19	Contacto o relevador de transición de arranque a marcha.
20	Válvula operada eléctricamente.
21	Relevador de distancia.
22	Interruptor igualador.
23	Dispositivo Regulador de Temperatura.
24	Relevador Volts/Hertz.
25	Dispositivo de sincronización.
26	Dispositivo térmico de aparatos.
27	Relevador de baja tensión.
28	Detector de flama.
29	Contactador de desconexión.
30	Dispositivo anunciador.
31	Dispositivo de excitación independiente.
32	Relevador de potencia inversa.
33	Conmutador de posición.
34	Dispositivo maestro de secuencia.
35	Dispositivo de operación de escobillas o de cortocircuito de anillos.
36	Dispositivo de polaridad o tensión de polarización.
37	Relevador de baja corriente o baja potencia.
38	Dispositivo de protección de chumaceras.
39	Reserva.
40	Relevador de campo de excitación.
41	Interruptor de campo de excitación.
42	Interruptor de marcha normal.
43	Dispositivo de transferencia.
44	Relevador de secuencia de arranque de una unidad.
45	Reserva.
46	Relevador de corriente para secuencia negativa.
47	Relevador de tensión de secuencia de fases.
48	Relevador de secuencia incompleta.
49	Relevador térmico.
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente.
51	Relevador de sobrecorriente de CA con retardo de tiempo.
52	Interruptor de potencia.
53	Relevador excitador ó generador de CD.
54	Interruptor de alta velocidad.
55	Relevador de factor de potencia.
56	Relevador de aplicación del campo.

57	Dispositivo de cortocircuito ó de puesta a tierra.
58	Relevador de falla en encendido de rectificadores.
59	Relevador de sobretensión.
60	Relevador de tensión balanceado.
61	Relevador de corriente balanceada.
62	Relevador de paro a apertura, con retardo.
63	Relevador de presión ó flujo de líquidos ó gases.
64	Relevador de protección de tierra.
65	Regulador de velocidad, gobernador.
66	Dispositivo contador o espaciador de operaciones para ajuste de posición.
67	Relevador direccional de sobrecorriente alterna.
68	Relevador de bloqueo.
69	Dispositivo permisivo de control.
70	Reóstato accionado mecánicamente.
71	Conmutador de nivel.
72	Interruptor de corriente directa.
73	Contactador de resistencia de carga.
74	Relevador de alarma.
75	Mecanismo cambiador de posición.
76	Relevador de sobrecorriente de CD.
77	Transmisor de pulsos.
78	Relevador de medición de ángulo de fase.
79	Relevador de recierre de CA.
80	Conmutador de flujo.
81	Relevador de frecuencia.
82	Relevador de recierre de CD.
83	Relevador automático de control selectivo o de transferencia.
84	Mecanismo de operación.
85	Relevador receptor de un sistema de ondas portadoras o de hilo piloto.
86	Relevador de bloqueo sostenido.
87	Relevador de protección diferencial.
88	Motor o grupo motor –generador auxiliar-.
89	Cuchillas operadas eléctricamente.
90	Dispositivo de regulación.
91	Relevador direccional de tensión y de potencia.
92	Relevador direccional de tensión y corriente.
93	Contactador cambiador de campo.
94	Relevador de disparo libre.
95-99	Se usara para aplicaciones específicas de instalaciones donde ninguno de los números asignados del 1-94 resulten adecuados.



Anexo 2

Simbología.

	SEÑAL DE POTENCIA
	SEÑAL DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	SEÑAL DE TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	SEÑAL DE DISPARO
	GENERADOR DE ENERGIA HIDROELECTRICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.
	INTERRUPTOR CON CUCHILLA DE CONEXION A TIERRA
	FUSIBLE
	RELEVADOR DE PROTECCION EXISTENTE (EL NUMERO INDICA FUNCION DE PROTECCION "ANSI")
	WATHORIMETRO.
	AMPERMETRO
	RELEVADOR DE PROTECCION MICROPROCESADO (EL NUMERO INDICA FUNCION DE PROTECCION "ANSI")
	APARTARRAYOS
	CONEXION REMOVIBLE.



Bibliografía.

- J. Lewis Blackburn "Protective Relaying Principles and Applications.", Marcel Dekker Inc., E.U., 1992.
- "Silent Sentinels", Westinghouse Electric Corp., Meter Division, Newark, N. J.
- Anderson. P.M., "Analysis of Faulted Power Systems." The Iowa State University Press. 1981.
- "Protective Relaying, Theory and Application." ABB Relay Division, Coral Springs, FL, Marcel Dekker, 1994
- ANSI/IEEE C37.102-1986, "IEEE Guide for AC Generator Protection"
- Mason, Russell C., "The Art and Science of Protective Relaying," John Wiley & Sons Inc., New York, NY, 1956.
- IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. [IEEE Std 242-1986 \(R1991\)](#), [IEEE Buff Book](#)
- IEEE/PES Power System Relaying Committee. "IEEE Guide for Generator Ground Protection." ANSI/IEEE C37.101-1985.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee. "Inadvertent Energizing Protection of Synchronous Generators." IEEE Transactions on Power Delivery. April 1989, pp. 965.
- Elmore. W. A., "Ways to Assure Improper Operation of Transformer Differential Relays." Texas A&M Relay Conference. College Station. Texas. April 15. 1991.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee. "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers." ANSI/IEEE C37.91-1985.
- "Transformer Protection Guide. Industrial and Commercial Power System Application Series. "PRSC3E. June 1991. ABB Coral Springs. Florida.
- IEEE/PES Power System Relaying Committee. "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses." ANSI/IEEE C37.97-1979.
- "Bus Protection Guide. Industrial and Commercial Power System Application Series. "PRSC-9. Nov 1989. ABB Coral Springs. Florida.
- Yalla, Hornak, "A Digital Multifunction Relay for Intertie and Generator Protection", Canadian Electrical Association Conference, March 1992.
- Phadke. A. G., and Thorp. J. S., "Computer Relaying for Power Systems." John Wiley & Sons Inc., New York. 1988.

- “Centrales eléctricas”, Frederick T. Morse, editorial CECSA, año 1971.
- “Elementos de centrales eléctricas”, Gilberto Enríquez Harper, tomo I, editorial Limusa (Preedición), año 1982.
- Blackburn, J. Lewis, “Symmetrical Components for Power Systems Engineering,” Marcel Dekker. Inc., New York, NY, 1993.
- Viqueira Landa J. “Redes eléctricas”. México, UNAM, Representaciones y Servicios de Ingeniería, 1982, 2 vols.
- Raúll Martín, José. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. México, UNAM, Representaciones y Servicios de Ingeniería, 2000.
- <http://www.basler.com>
- www.aveva-td.com/protectionrelays
- www.alstom.com
- <http://www.GEmultilin.com>
- www.selinc.com
- www.abb.com/substationautomation
- www.geindustrial.com/pm