



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

PROTECCIÓN CON PILOTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

Carlos Roberto Fuentes Fuentes

Asesorado por el Ing. Norman Scott Gámez

Guatemala, junio de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROTECCIÓN CON PILOTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA
TENSIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS ROBERTO FUENTES FUENTES
ASESORADO POR EL ING. NORMAN SCOTT GÁMEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXÁMEN GENERAL PRIVADO

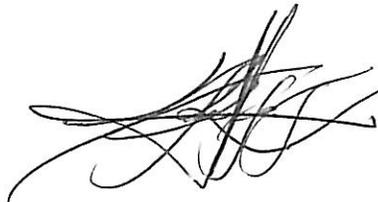
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi Lopez
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier Gonzalez
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Várgas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

PROTECCIÓN CON PILOTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 26 de julio de 2005.

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and strokes, positioned above the printed name.

Carlos Roberto Fuentes Fuentes



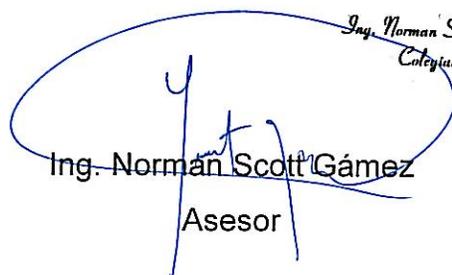
Guatemala, 17 de enero de 2008

Ing. Guillermo Bedoya
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

Estimado Ingeniero,

Atentamente me permito comunicarle que he tenido a la vista el trabajo de graduación del estudiante Carlos Roberto Fuentes Fuentes, Carné 95-16513, titulado: PROTECCION CON PILOTO DE UNA LINEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN , y después de realizar las revisiones correspondientes, lo encuentro satisfactorio, procediendo por este medio a su aprobación

Ing. Norman Scott Gámez Higuera
Colegiado No. 5663



Ing. Norman Scott Gámez
Asesor



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 05.2009.
Guatemala, 9 de FEBRERO 2009.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROTECCIÓN CON PILOTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
DE ALTA TENSIÓN**, del estudiante; **Carlos Roberto Fuentes
Fuentes**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

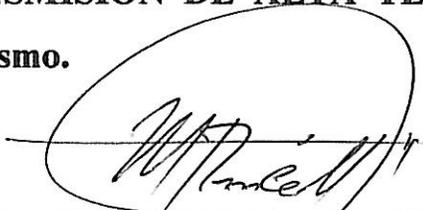


JGBB/sro



REF. EIME 07.2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Carlos Roberto Fuentes Fuentes, titulado: PROTECCIÓN CON PILOTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 10 DE FEBRERO 2,009.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROTECCIÓN CON PILOTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN**, presentado por el estudiante universitario **Carlos Roberto Fuentes Fuentes**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

A large, handwritten signature in black ink, appearing to read "Murphy Olimpo Paiz Recinos".

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, mayo de 2009

/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

Dedico este proyecto con el cual culminan mis estudios universitarios, a mi Dios que siempre esta conmigo en todo momento, a mis padres y hermanos quienes siempre estuvieron apoyándome y ayudándome desde que era un niño y continúan haciéndolo ahora. Gracias por el apoyo y cariño que me han dado todos estos años.

Así mismo quiero agradecer a mis profesores por haber compartido conmigo sus conocimientos y por ser parte de mi formación profesional; también quiero mencionar mis compañeros de estudio, al lado de los que compartí este sueño y con quienes luché para conseguirlo, a mis amigos que hicieron más grata la vida universitaria y a todas las personas que me ayudaron de una u otra forma durante mi carrera.

A la Universidad de San Carlos de Guatemala, por haber sido mi casa todos estos años y haberme dado la formación necesaria para enfrentarme al mundo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
TABLAS.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
1. CONCEPTOS BÁSICOS	1
1.1. Líneas de transmision.....	1
1.1.1. Definicion	1
1.1.2. Categorías (tensiones).....	3
1.2. Representacion de las líneas de transmision.....	5
1.2.1. Líneas de longitud corta	5
1.2.2. Líneas de longitud media.....	7
1.2.3. Líneas de longitud larga.....	8
2. FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	11
2.1. Fallas por cortocircuito.....	11
2.1.1. Falla de línea a tierra.....	12
2.1.2. Falla de línea a línea.....	14
2.1.3. Falla de doble línea a tierra.....	15
2.1.4. Falla trifásica.....	15

2.2. Descargas electroatmosfericas.....	16
2.3. Efecto de las fallas en un sistema electrico.....	19
2.3.1. Variaciones de potencia.....	19
2.3.2. Tensión minima.....	21
2.3.3. Maxima tensión.....	22
3. PROTECCIÓN DE RESPALDO.....	25
3.1. Protecciones.....	25
3.1.1. Protección de respaldo de línea.....	26
3.1.2. Protección de respaldo de reactancias.....	29
4. PROTECCIÓN PILOTO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	31
4.1. Principios de medida.....	31
4.2. Sistemas de proteccion.....	33
4.2.1. Sistema de protección de comparacion direccional y de distancia.....	34
4.2.1.1. Sistema de protección direccional.....	34
4.2.1.2. Sistema de protección de distancia.....	36
4.2.1.2.1. Aplicación de los relevadores de distancia en la protección de líneas.....	37
4.2.2. Sistema de protección en subalcance con teledisparo..	39
4.2.3. Sistema de protección en subalcance permisivo.....	40
4.2.3.1. Esquema de disparo en subalcance permisivo.....	42

4.2.3.1.1. Análisis de falla externa.....	43
4.2.3.1.2. Análisis de falla interna.....	43
4.2.4. Sistema de protección en subalcance no permisivo.....	44
4.2.4.1. Esquema de disparo de subalcance no permisivo.....	44
4.2.4.1.1. Análisis de falla externa.....	45
4.2.4.1.2. Análisis de falla interna.....	45
4.2.5. Sistema de protección en subalcance con aceleración.....	46
4.2.6. Sistema de protección en sobrealcance permisivo.....	47
4.2.6.1. Esquema de disparo de sobrealcance permisivo.....	48
4.2.6.1.1. Análisis de falla externa.....	49
4.2.6.1.2. Análisis de falla interna.....	50
4.2.7. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo....	50
4.2.7.1. Esquema de disparo de sobrealcance a bloqueo.....	51
4.2.7.1.1. Análisis de falla externa.....	52
4.2.7.1.2. Análisis de falla interna.....	53

4.2.8. Sistema de protección en sobrealcance a	
desbloqueo.....	54
4.2.8.1. Equema de disparao de sobrealcance	
a desbloqueo.....	56
4.2.8.1.1. Análisis de falla externa.....	56
4.2.8.1.2. Análisis de falla interna.....	57
4.2.9. Comparacion de fase.....	57
5. MEDIOS DE COMUNICACIÓN PARA PROTECCIONES	
PILOTO.....	61
5.1. Onda portadora de alta tension.....	61
5.2. Microondas.....	62
5.3. Fibra óptica.....	64
6. ASPECTOS TECNICOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN	
PILOTO.....	67
6.1. Tipos de protección sistema piloto.....	68
6.1.1. Piloto logico.....	72
6.1.2. Tipo de sistema (piloto / sin piloto).....	72
6.2. Esquema de seleccion piloto.....	73
6.2.1. Disparo de Transferencia de sobrealcance	
permisivo.....	73
6.2.2. Disparo de tranferencia de subalcance permisivo.....	74
6.2.3. Desbloqueo de comparacion direccional.....	74
6.2.4. Bloqueo de comparacion direccional.....	75

CONCLUSIONES.....	77
RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA.....	81

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Coordenadas en una línea de transmisión.....	2
2. Parametros de la línea de transmisión.....	3
3. Circuito nominal T de una línea de transmisión de longitud media.....	7
4. Circuito equivalente de una línea de transmisión.....	9
5. Diagrama trifásico para falla de línea a tierra.....	13
6. Diagrama trifásico para falla de línea a línea.....	14
7. Diagrama trifásico para falla de doble línea a tierra.....	15
8. Diagrama fallo trifásico entre línea y tierra.....	16
9. Insidencia de una descarga electroatmosferica en una línea de transmisión.....	18
10. Oscilaciones de potencia.....	19
11. Diagrama de áreas.....	20
12. Protección de respaldo de transformador local - remoto	27
13. Falla con protección de respaldo de distancia.....	29
14. Protección de distancia escalonada.....	32
15. Coordinación de disparo y no disparo utilizando relevadores direccionales.....	36
16. Representación de zonas de operación (relevador de distancia).....	39
17. Sistema de protección en subalcançe con tele disparo.....	40
18. Sistema de protección en subalcançe en subalcançe permisivo.....	41

19. Diagrama esquemático comparación de dirección con disparo transferido de subalcance permisivo.....	42
20. Esquema de disparo de subalcance permisivo.....	43
21. Diagrama esquemático disparo transferido de subalcance no permisivo.....	45
22. Esquema de disparo de subalcance no permisivo.....	46
23. Sistema de protección con subalcance con aceleración.....	47
24. Sistema de protección de sobrealcance permisivo.....	48
25. Diagrama esquemático transferido de sobrealcance permisivo.....	49
26. Esquema de disparo de sobrealcance permisivo.....	50
27. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo.....	51
28. Alcance de disparo de sobrealcance a bloqueo.....	52
29. Esquema de disparo de sobrealcance a bloqueo.....	54
30. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo.....	55
31. Alcance de disparo de sobrealcance a desbloqueo.....	56
32. Esquema de disparo de sobrealcance a desbloqueo.....	57
33. Protección de onda portadora (comparador de fase).....	58
34. Comparación de fase para una falla interna y externa en una línea de transmisión de alta tensión.....	59
35. Diagrama simulación de magnitudes y fases de voltaje para una línea de transmisión de 69 kv. Falla monofásica en la fase C (falla de fase a tierra), con apertura y recierre automático.....	70
36. Registro secuencial de operaciones de apertura y recierre ante fallas ocurridas en una línea.....	71

TABLAS

I.	Tensiones nominales entre fases.....	4
II.	Costos y beneficios protección de distancia.....	75

LISTA DE SÍMBOLOS

R	Resistencia por unidad de longitud
L	Inductancia por unidad de longitud
G	Conductancia por unidad de longitud
C	Capacitancia por unidad de longitud
T	Capacitancia de rotor
K	Constante de resorte que regresa el contacto a su lugar de descanso (constante de diseño)
ABCD	Constantes generalizadas de circuitos de la línea Transmisión
SE	Subestación eléctrica
C.E.I.	Comisión electrotécnica internacional
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i>
EEGSA	Empresa eléctrica de Guatemala sociedad anónima
SEL	Schweitzer engineering laboratories
Hz	Hertz

CSA	Temporizador (15 – 20 milisegundos)
PD	Contacto auxiliar (relevador de distancia)
S	Contacto auxiliar (relevador de distancia)

GLOSARIO

Coordinación protecciones	Determinación de la secuencia y tiempos de operación de las protecciones para despejar de forma eficiente una falla, disminuyendo sus efectos y evitando riesgos operativos para el sistema.
Falla	Condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema que requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos.
Frecuencia	Ciclos por segundo de una onda periódica.
Línea de transmisión	Es el enlace físico entre dos subestaciones, usado para el transporte de potencia eléctrica entre ellas.
Perturbación	Condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo determinado.

Protección con piloto

Es el nombre genérico para cualquier protección que utiliza comunicación de dos vías entre dos puntos para ejecutar funciones de protección y disparo.

Protecciones

Conjunto de relés y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios ante una falla, operada en los límites preestablecidos.

Sobre tensiones

Fluctuaciones de voltaje que incrementan su valor nominal.

Transporte de energía

Es la actividad que tiene por objeto vincular eléctricamente a las instalaciones de los diferentes agentes del SIN (sistema nacional interconectado) o los nodos de interconexión internacional, utilizando las instalaciones de propiedad de un transmisor o un agente.

OBJETIVOS

General:

Definir los criterios de protección de una línea de transmisión necesarios para minimizar la extensión y las consecuencias de las perturbaciones en cualquier situación razonable de explotación del sistema eléctrico.

Específicos:

1. Estudiar las características principales de métodos de protección de líneas de transmisión, utilizando enlaces de comparación de fase direccional
2. Identificar las condiciones ideales de eliminación de tiempo de despeje y selectividad, en los diferentes tipos de la red de una zona geográfica concreta.
3. Analizar los efectos las fallas en las líneas de transmisión.
4. Conocer los efectos que representan las perturbaciones en los sistemas eléctricos, cuando ocurren repentinamente.

5. Estudiar los diferentes medios de comunicación para protección de línea por medio del método por piloto.

INTRODUCCIÓN

El sistema de protección de una línea de transmisión constituye un elemento clave en el funcionamiento de un sistema eléctrico, ya que su diseño, coordinación y tiempo de protección ante fallas en la red, condicionan la calidad del suministro y la estabilidad operativa, donde debe tomarse hasta la perturbación mas leve para estudiarla y analizarla.

Como resultado se trata de proteger las líneas de transmisión de una manera rápida y eficiente, lo que tendrá como efecto un funcionamiento optimo y fiable del sistema eléctrico, mejorando la calidad del servicio, aunque ello suponga un esfuerzo económico y organizativo por parte de las empresas del suministro de energía, para la mejora y renovación de los correspondientes equipos de medida y protección.

Todo el análisis que se realiza para protección de una línea de transmisión, se toma en cuenta todos los factores y parámetros que en la misma influyen. Se presenta un análisis de estos parámetros que son indispensables para diseñar y coordinar una protección eficiente ante una perturbación. Donde igualmente se consideran las diferentes fallas y los efectos que ocasionan en un sistema eléctrico de potencia.

Entre los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en una línea de transmisión de alta tensión están: cortocircuitos (entre línea – línea, línea – tierra y trifásicos), sobre intensidades generadas por variaciones de carga y descargas electroatmosféricas. Se analizará en forma precisa los valores de tiempos críticos de eliminación de fallas, en función de su posición en el sistema.

Será necesario establecer una metodología de revisión de estos valores, en aquellas zonas donde el desarrollo de la red produzca cambios que los justifiquen.

En los sistemas de protección contra cortocircuitos en una línea de transmisión de alta tensión, se utilizan diferentes métodos de protección fundamentalmente de cuatro tipos: Protección de distancia, protección de sobre intensidad direccional, protección diferencial y protección de comparación de fase.

El método más actualizado para proteger una línea de transmisión de alta tensión se conoce como “Esquema protección con piloto”, que se basa en una comunicación de 2 vías entre 2 puntos para ejecutar las funciones de protección y disparo ante una falla. Se compara fallas tanto internas como externas que pueden ocurrir en una línea de alta tensión, y el esquema de protección piloto adecuado para protegerla.

Las razones que puede obligar a colocar protección con piloto en la actualidad normalmente son: El sistema puede perder estabilidad si la falla dura un tiempo mayor que el tiempo crítico, y las corrientes de corto circuito que puedan circular en el momento de una falla, pueden ocasionar daños físicos al equipo si se les deja fluir por un tiempo muy prolongado. Por lo que es indispensable que la protección abra los 2 extremos de la línea instantáneamente.

Constantemente en Guatemala está creciendo la demanda de energía eléctrica a medida que pasa el tiempo. Se necesita más líneas de transmisión

para el transporte de la energía a diferentes puntos del país, por lo tanto es necesario generar más energía para cubrir esta demanda, lo cual trae consigo una protección actualizada más eficiente y rápida para no afectar de manera significativa el suministro de energía.

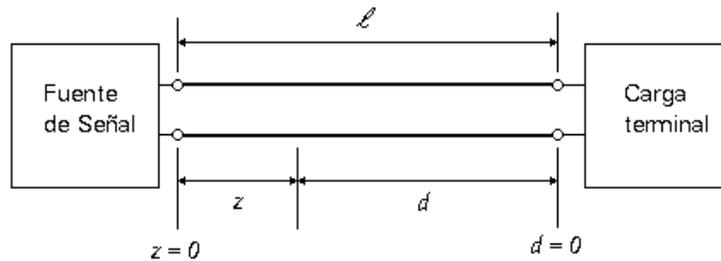
1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. Líneas de transmisión

1.1.1. Definición

Una línea de transmisión se puede definir como un dispositivo para transmitir o guiar energía de un punto a otro. Usualmente se desea que la energía sea transportada con un máximo de eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiación lo más pequeñas posible. Las líneas de transmisión confinan la energía electromagnética a una región del espacio limitada por el medio físico que constituye la propia línea, a diferencia de las ondas que se propagan en el aire, sin otra barrera que los obstáculos que se encuentran en su camino. La línea esta formada por conductores eléctricos con una disposición geométrica determinada que condiciona las características de las ondas electromagnéticas en ella. En los sistemas de potencia, las líneas de transmisión encuentran numerosas aplicaciones no solo en el transporte de energía entre una fuente y una carga, sino también como circuitos resonantes, filtros y acopladores de impedancia.

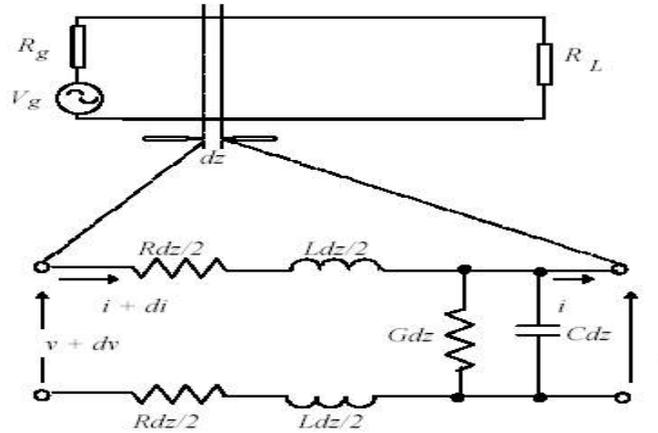
Figura 1. Coordenadas en una línea de transmisión



El análisis de las líneas de transmisión requiere de la solución de las ecuaciones del campo electromagnético, sujetas a las condiciones de frontera impuestas por la geometría de la línea y, en general, no puede aplicarse a teoría de circuitos, ya que esta se ocupa de circuitos con parámetros concentrados, en tanto que en una línea de parámetros son distribuidos. Dichos parámetros son: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia y, en los circuitos eléctricos convencionales, están concentrados en un solo elemento o componente bien localizado físicamente. Se considera que, en un circuito, los parámetros son concentrados cuando las dimensiones físicas de sus componentes, incluyendo los hilos de conexión, son mucho menores que la longitud de onda de la energía manejada por el circuito.

Si las dimensiones del circuito y sus componentes son comparables a la longitud de onda o menores que esta, el circuito debe considerarse como de parámetros distribuidos y su tratamiento requiere de la teoría de las líneas de transmisión, derivada de la teoría del campo electromagnético. Así en una línea de transmisión, la resistencia, inductancia, capacitancia o conductancia no pueden considerarse concentradas en un punto determinado de la línea, sino distribuidos uniformemente a lo largo de ella.

Figura 2. Parámetros de la línea de transmisión



El objetivo de ingeniería implica conocer los métodos y realizar los cálculos necesarios para lograr que una línea desacoplada se comporte como una línea sin reflexiones, logrando así un uso eficiente de la misma en la transmisión de potencia.

1.1.2. Categorías (tensiones)

Se entiende por " tensión nominal ", el valor convencional de la tensión eficaz entre fases con que se designa la línea y a la cual se refieren determinadas características de funcionamiento, y por tensión más elevada de la línea, al mayor valor de la tensión eficaz entre fases, que puede presentarse en un instante en un punto cualquiera de la línea, en condiciones normales de explotación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a defectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes.

Las tensiones nominales normalizadas, así como los valores correspondientes de las tensiones más elevadas según las normas CEI (Comisión Electrotécnica internacional) se incluyen en el cuadro adjunto.

Tabla I. Tensiones nominales entre fases

TENSIÓN NOMINAL KV		TENSIÓN MÁXIMA KV
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	652
380	400	420
	500	525
700	750	765

Únicamente en el caso de que la línea objeto del proyecto sea extensión de una red ya existente, podrá admitirse la utilización de una tensión nominal diferente de las anteriormente señaladas.

Las tensiones mas utilizadas actualmente en Guatemala son las siguientes:

69 – 138 – 230 KV

1.2. Representación de las líneas de transmisión

La clasificación de las líneas, según su longitud, esta basada en las aproximaciones admitidas al operar con los parámetros de la línea. La resistencia, inductancia y capacidad están uniformemente repartidas a lo largo de la línea y en el cálculo exacto de líneas largas hay que considerarlo así. En las líneas de longitud media se considera, que la mitad de la capacidad esta agrupada en cada extremo de la línea, sin que por ello se cometa un error apreciable al calcular la tensión y la intensidad en los terminales.

Por ultimo, en las líneas cortas es tan pequeña la susceptancia capacitiva total, que puede despreciarse. En lo que se refiere a los cálculos en que interviene la capacidad, se consideran cortas las líneas aéreas, a 60 hz, de menos de 80 kilómetros. Las líneas de longitud media son aquellas comprendidas entre 80 y 240 kilómetros, aproximadamente.

En el cálculo de las líneas de más de 240 kilómetros (líneas largas), es preciso considerar las constantes distribuidas si se necesita gran precisión, aunque, en ciertos casos, puede aplicarse a líneas de hasta 321 kilómetros.

1.2.1. Líneas de longitud corta

Las líneas de transmisión con una longitud menor de 80 kilómetros se consideran líneas de longitud corta.

Algunas líneas de longitud corta que están brindando el transporte de energía eléctrica actualmente en Guatemala son: Guadalupe (1 y 2), EEGSA (1, 2 y 3) a Guate Sur, líneas aproximadamente con una longitud de 7 kilómetros. La línea Guate Sur – Chimaltenango (69 Kv) tiene una longitud de 40 kilómetros, la línea Genor – La Ruidosa (69kv) tiene una longitud 35.4 kilómetros y Jalapa – Sanarate (69 Kv) tiene una longitud de 27.7 kilómetros.

El equivalente de una línea corta de transporte esta representado por los parámetros de impedancia, en donde I_s e I_r son, respectivamente, las corrientes en los extremos transmisor y receptor y V_s y V_r las tensiones entre fase y neutro en esos mismos puntos. En las líneas cortas solo se toma en cuenta la resistencia e inductancia por unidad de longitud. No se toma en cuenta la conductancia y la susceptancia capacitiva debido a la contribución a la admitancia en paralelo, ya que estos valores son relativamente pequeños. Pero igualmente dependiendo del medio por el cual la línea transcurra, estos valores se deberán tomar en cuenta y analizar para el diseño y protección de la línea de transmisión.

El circuito se resuelve como un sencillo circuito serie de corriente alterna. Como no hay ramales en paralelo, la corriente es la misma en ambos extremos de la línea, por lo que

$$I_s = I_r$$

La tensión en el extremo distribuidor es

$$V_s = V_r + I_r Z$$

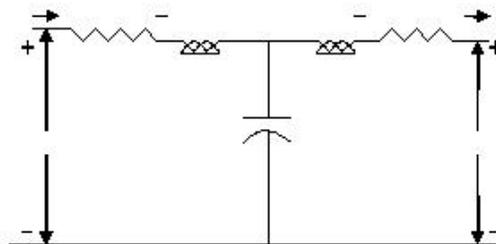
Donde Z es la impedancia total de la línea

1.2.2. Líneas de longitud media

Las líneas de longitud media se consideran entre el rango de 80 – 240 kilómetros. Actualmente en Guatemala la línea Panaluya - La Ruidosa (69 Kv) tiene una longitud de 102 kilómetros, y la línea Guate Norte – Tactic tiene una longitud de 120 kilómetros (230 kv), estas líneas se consideran de longitud media. La admitancia de una línea de longitud media, generalmente capacidad pura, se incluye en los cálculos de las líneas de longitud media. Si la admitancia total esta dividida en dos partes iguales, colocadas en los dos extremos de la línea el circuito se llama nominal π . Para el circuito T pueden deducirse las ecuaciones correspondientes.

En el cual toda la admitancia pura se supone concentrada en el punto medio el circuito que representa la línea y en series divididas igualmente las impedancias entre las dos ramas. En la línea de longitud media se considera que la mitad de la capacidad esta agrupada en cada extremo de la línea de transmisión. Los circuitos T y π no representan la línea real, por lo que en los casos de duda sobre la longitud de aquella, lo mejor es emplear el circuito equivalente total.

Figura 3. Circuito nominal T de una línea de transmisión de longitud media



Los circuitos T y π se aproximan más entre sí al circuito equivalente de la línea cuando esta se divide en dos o más secciones, cada una representada por sus circuitos nominales en T o en π . Las ecuaciones pueden representar de forma general.

$$V_s = AV_r + B I_r$$

$$I_s = CV_r + DI_r$$

Donde:

$$A = D = ZY/2 + 1$$

$$B = Z \quad C = Y(1 + ZY/4)$$

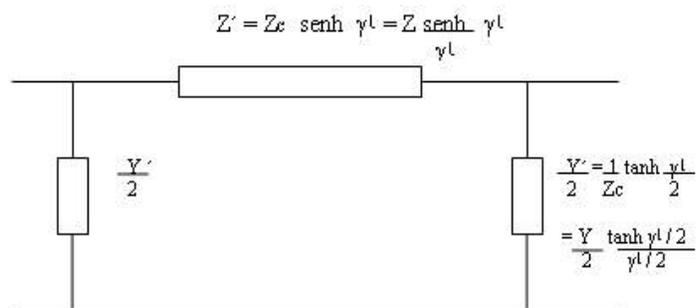
1.2.3. Líneas de longitud largas

Una línea de longitud larga se considera cuando tiene una longitud mayor a 240 kilómetros. Para el análisis de este tipo de líneas se utiliza el modelo de circuitos en T y π , entre más larga es la línea de transmisión se tiene que tomar en cuenta todos los parámetros de la misma.

Es posible encontrar el circuito equivalente de una línea larga de transporte y representarla con precisión, en lo que se refiere a los valores en los extremos de la línea, por medio de una red con los parámetros concentrados.

El circuito nominal en π representa con toda precisión la línea de transporte de longitud media, en la que ya vimos previamente que el factor de corrección a introducir en el ramal serie era despreciable. El circuito equivalente en π esta representado en la figura 4.

Figura 4. Circuito equivalente de una línea de transmisión



2. FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1. Fallas por cortocircuito

Se produce un cortocircuito en una línea de transmisión, cuando entran en contacto entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases.

Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Las fallas por cortocircuitos se clasifican en simétricas (balanceadas) y asimétricas (desbalanceadas). Los cortocircuitos desbalanceados pueden presentarse como falla de línea a tierra, falla de línea a línea y falla de doble línea a tierra. Un cortocircuito balanceado se presenta como falla trifásica, en la cual la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito.

Del orden como se presentan estas fallas, la que tiene la probabilidad de ocurrir es la falla monofásica de línea a tierra, posteriormente sigue la falla bifásica de línea a línea, y por último la falla trifásica.

Es importante mencionar que el 50% de la fallas en un sistema ocurre en las líneas de transmisión. Estas fallas tienen su origen en diferentes causas que van desde las descargas atmosféricas, efecto natural, o hasta las propias fallas del sistema manifestadas en su mayoría por cortocircuito.

La distribución de ocurrencia de fallas de cortocircuito tiene aproximadamente el siguiente porcentaje:

- Falla de línea a tierra 85%
- Falla de línea a línea 8%
- Falla de dos líneas a tierra 5%
- Falla trifásica 2%

Siempre se toma importancia a la falla de línea a tierra (falla asimétrica) debido a que ocurre mas seguido y a la falla trifásica (falla simétrica) que es la menos probable que ocurra, pero es la que puede someter a los equipos, maquinas y aparatos a los esfuerzos mas severos y además desde el punto de vista analítico resulta la mas fácil de estudiar y sus resultados son satisfactorios para distintas aplicaciones especialmente en instalaciones eléctricas de distribución de energía y subestaciones eléctricas. Se mencionará de manera general cada una de la fallas, analizando igualmente las causas que las provocan.

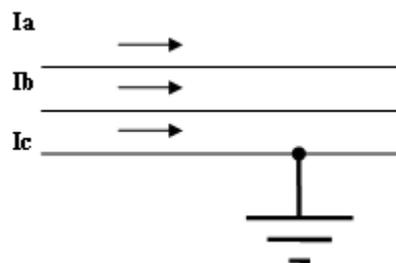
2.1.1. Falla de línea a tierra

Es un Cortocircuito monofásico (fase a tierra): Entra en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Es el cortocircuito más frecuente, las corrientes que se generan en este tipo de falla son usualmente menores a la corriente trifásica debido a la alta impedancia de retorno por tierra.

Como el cortocircuito de fuentes de secuencia cero en transformadores delta - estrella. Sin embargo, las pruebas en sistemas reales demuestran que la corriente de falla a tierra es siempre menor a la trifásica.

En la línea Guate Sur – EEGSA 1 (línea 69 Kv), el 26 de junio del año 2005 ocurrió una falla de línea a tierra a las 14:12 PM. La falla fue una línea enredada, la cual una fase se puso en contacto con tierra, actuó el relevador de distancia (21) para liberarla. Por el daño ocurrido por la falla a tierra se mantuvo sin servicio la línea por 2 horas y 12 minutos.

Figura 5. Diagrama trifásico para falla de línea a tierra



Este tipo de perturbación puede presentarse por fallas de aislamiento (se producen flameos entre la línea de fuerza y la estructura), por árboles y animales en contacto con las líneas energizadas, y estas son fuente de fallas de línea a línea o línea a tierra.

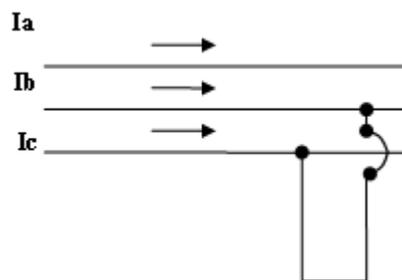
2.1.2. Falla de línea a línea

Es un cortocircuito bifásico (fase a fase): Entran en contacto dos fases cualesquiera del sistema.

Dado que en este tipo de falla no hay tierra, existe solo la tierra del neutro del generador, la corriente de falla se suma a las corrientes de las dos fases involucradas.

Igualmente para este tipo de falla hay diversas causas que la provocan, fallas de aislamiento, mecánicas, efecto térmico, por motivo de la naturaleza (viento, descargas atmosféricas, humedad ambiental y animales trepando las estructuras)

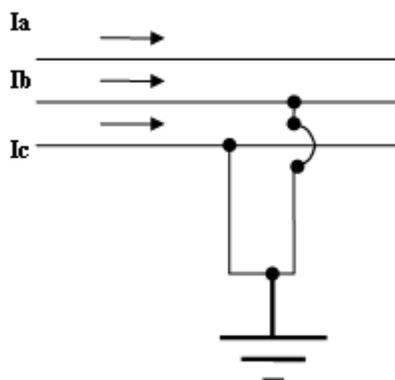
Figura 6. Diagrama trifásico para falla de línea a línea



2.1.3. Falla de doble línea a tierra

Es un cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra): Entran en contacto dos fases cualquiera y la tierra del sistema. Esta falla se puede presentar por rotura de dos conductores de la línea de transmisión, otros dispositivos que no pueden abrir rápida y simultáneamente las 3 fases. Las causas que provocan esta falla, se presentan de igual forma que en la falla de línea a tierra y línea a línea.

Figura 7. Diagrama trifásica para falla de doble línea a tierra



2.1.4. Falla trifásica

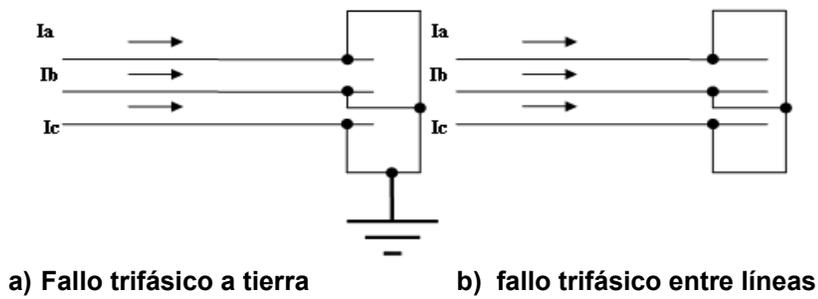
Este tipo de falla se puede presentar en una línea de transmisión de alta tensión en dos formas:

- Cortocircuito trifásico: Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más severo en la mayoría de los casos.

- Cortocircuito trifásico a tierra: Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema.

Este tipo de falla se presenta por daño mecánico en las estructuras o por una descarga electroatmosférica, que directamente incide en la línea de transmisión o estructura, provocando un cortocircuito en las tres fases.

Figura 8. Diagrama fallo trifásico entre línea y tierra



La línea de transmisión esta sometida a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas. Entre los fenómenos generalmente causantes de una falla eléctrica son: viento, incendio de campo, deterioro o caída de una torre, por animales y descargas atmosféricas.

2.2. Descargas electroatmosféricas

Las fallas que se presentan en una línea de transmisión de alta tensión, pueden ser ocasionadas por descargas electroatmosféricas (rayos). Estas descargas electroatmosféricas se manifiestan ocasionando sobretensiones sobre la línea de transmisión, que pueden ser provocadas por:

- Por descargas o rayos directamente sobre la línea de transmisión.
- Por descargas o rayos sobre las estructuras (torres, postes) o sobre los conductores de fuerza o hilos de guarda en las líneas de transmisión.
- Por descargas a tierra en la proximidades de la línea de transmisión.

Tener un conocimiento sobre las características principales del rayo es de fundamental importancia para el establecimiento de medios eficaces de protección. Es de enorme dificultad la determinación experimental de las mediciones para determinar las características del rayo, ya que este hecho es un fenómeno casual difícilmente reproducible y que tiene cantidades que no pueden ser fácilmente valoradas a priori.

Analizando la línea de transmisión en sentido general, se toma en cuenta todos sus componentes (conductor fase e hilo de guarda, aisladores, torres), por lo que cuando un rayo incide en cualquiera de ellos, puede provocar sobretensiones ya sea de fase a fase o de fase a tierra.

Igualmente una sobretensión relativamente elevada puede ocasionar un flameo entre conductor de fase y torre, lo cual produce el mismo efecto que una falla de línea a tierra.

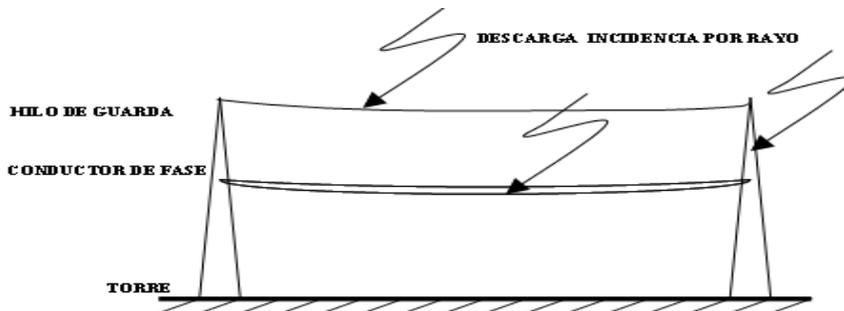
Como las descargas electroatmosféricas tienen una duración relativamente corta, la duración de las ondas de corrientes, se encuentran dentro de los siguientes valores:

- Duración del frente de 0.5 a 20 microsegundos.
- Duración al semivalor de la cola 15 a 90 microsegundos.
- Duración de la cola de 300 a 300,000 microsegundos.

La importancia de analizar la falla por descarga electroatmosférica, es que después de una descarga principal, pueden haber dos o más descargas. Está demostrado que el 50% de los rayos tienen al menos dos descargas habiéndose encontrado algunos rayos que tienen mas de 40 descargas. Dependiendo del área y las condiciones ambientales, por donde una línea de transmisión transcurra, puede aumentar la probabilidad de que ocurra una descarga electroatmosférica.

En el área sur de Guatemala constantemente las lluvias están acompañadas por descargas electroatmosféricas, con una incidencia del rayo en la línea de transmisión del 80% aproximadamente. Por lo que estas líneas están protegidas altamente con pararrayos y red de tierras constantemente en todas las líneas.

Figura 9. Incidencia de una descarga electroatmosferica en una línea de transmisión.

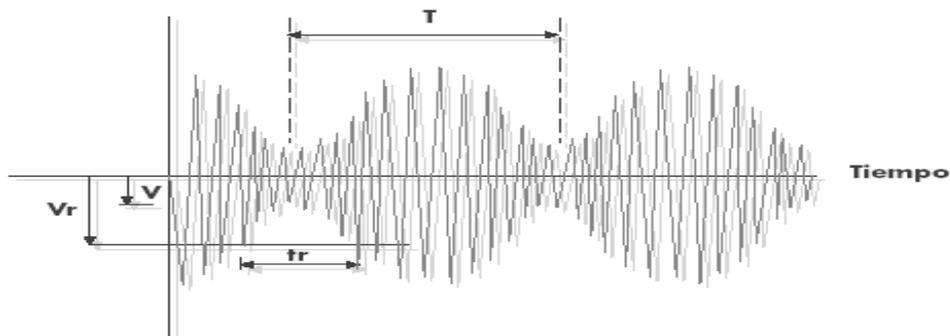


2.3. Efecto de las fallas en un sistema eléctrico

2.3.1. Variaciones de Potencia

Como consecuencia de los cortocircuitos que se presenta en una línea de transmisión, se producen oscilaciones de potencia debido a la ruptura del equilibrio generación – carga existente antes de la perturbación.

Figura 10. Oscilaciones de potencia



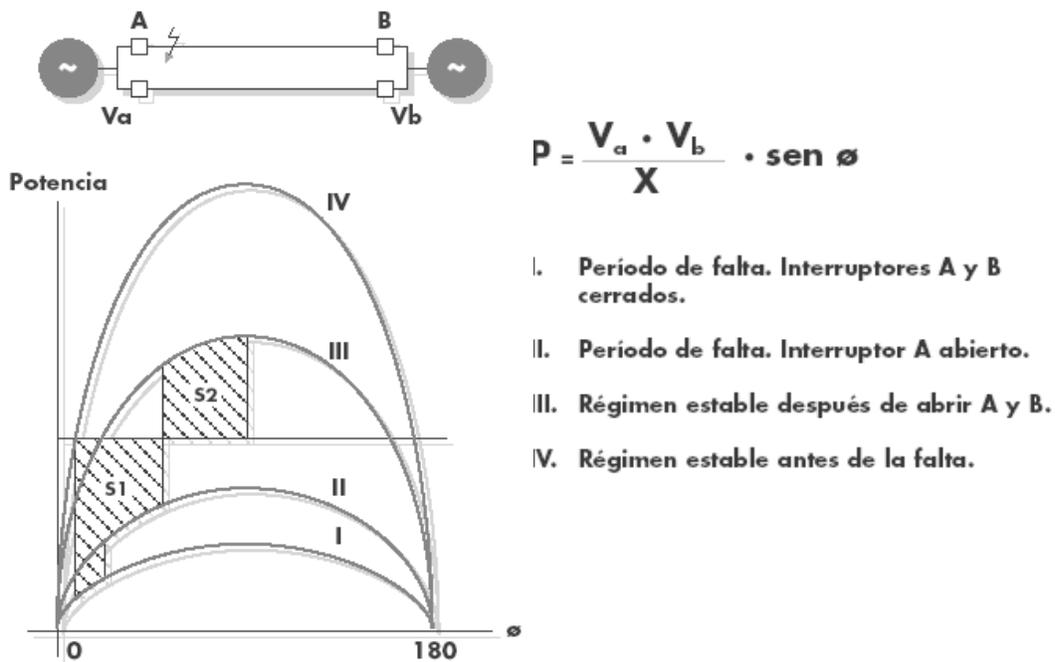
Se entra en un período transitorio, en el que los generadores, mediante sus reguladores de carga y de tensión, tienden a adaptarse al nuevo estado de equilibrio. La forma típica de la oscilación de tensión, durante este fenómeno, viene representada en la figura 10. La oscilación de potencia entre dos puntos puede llevar a una situación de pérdida de sincronismo.

El momento de inercia del conjunto turbina – alternador juega aquí un papel muy importante. Desde este punto de vista, podemos clasificar los grupos generadores:

- Grupos A y B: PD2 bajo
- Grupos C y D: PD2 alto

La figura 11, muestra la representación gráfica de los criterios de estabilidad entre dos puntos de la red A y B. Dependiendo de la topología y la secuencia de disparos, y aplicando los criterios de igualdad de áreas, se obtiene si los dos generadores se mantienen o no en sincronismo.

Figura 11. Diagrama de áreas



En una condición de pérdida de sincronismo, el centro eléctrico es el punto del sistema en que la tensión pasa por cero para cada ciclo de oscilación. Si el centro eléctrico se encuentra dentro de la central (de Bornes de alta transformador hacia el grupo), es probable que el grupo este fuera de sincronismo respecto del resto del sistema.

Si el centro esta fuera de la central, la condición de pérdida de estabilidad si sitúa probablemente entre varios generadores y/o distintas áreas. Abrir la red en ese punto puede provocar que el centro eléctrico se traslade a otro. El criterio deseable en grupos grandes debe ser el de mantenerse ante oscilaciones de potencia que no impliquen pérdida de sincronismo, disparando solo en caso contrario o si existe peligro para el grupo o el transformador.

Por ello, actualmente no se considera, en la red, del disparo ante pérdida de estabilidad, en ninguna de sus modalidades: ni partir la red en subsistemas capaces de operar e forma autónoma, ni disparar la línea o transformador que se encuentra en el centro eléctrico.

Los relés de mínima tensión, de sobreintensidad y de distancia son sensibles al fenómeno de oscilación. Por ello, deben tomarse las medidas oportunas para evitar su disparo, con temporización de su actuación los primeros, y con unidades específicas de bloqueo los relés de distancia.

2.3.2. Tensión mínima

Los cortocircuitos que se producen en la línea de transmisión de alta tensión, en la red provocan huecos de tensión, que afectan a los motores de los servicios auxiliares de las centrales eléctricas. Una caída de tensión en la red externa a una central en dos grupos A y B tiene especial repercusión en los servicios auxiliares de esta.

Por otro lado, es necesario utilizar en la red mínima tensión, para abrir interruptores en caso de cero tensión y agilizar la posterior reposición de servicio. La temporización de estos relés es del orden de 3 – 10 seg., por lo tanto no existe problema de coordinación ante cortocircuitos.

2.3.3. Máxima tensión

Las sobretensiones en el sistema pueden ser:

- transitorias rápidas, de maniobra o de origen atmosférico.
- De régimen permanente, por defectos de regulación en las centrales o por maniobras anómalas de reposición de la red.

Los relés de sobretensión deben ajustarse por encima de la máxima sobretensión posible, durante tiempo limitado, en operación que se considere normal. En centrales se utilizan relés de sobretensión con dos escalones de actuación.

El primero es instantáneo, y se ajusta aproximadamente a 1.1 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1.10 y 1.20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de característica de tiempo inverso.

En las líneas de transmisión pueden existir relés de sobretensión. Su misión es actuar ante sobretensiones en régimen permanente, para evitar, tanto posibles daños al material, como una evolución de la perturbación. El ajuste típico de su unidad de disparo es de 1.2 veces la tensión nominal temporizada a 1 seg., con característica de tiempo independiente o inverso. Pueden disponer de una unidad de alarma, con ajuste típico de 1.15 veces la tensión nominal. Una sobrecarga o cortocircuito provoca calentamiento de las líneas de alimentación, y por consecuencia se dañarían propiamente el conductor y provocarían problemas en la instalación.

3. PROTECCIÓN DE RESPALDO

3.1. Protecciones

Protecciones de respaldo es aquella cuya función es operar cuando una falta no ha sido eliminada en su debido tiempo, por:

- Fallo o incapacidad en el funcionamiento de las protecciones principales.
- Fallo de los interruptores asociados.

La protección de respaldo puede ser:

- Protección de respaldo local de subestación: se alimenta por transformadores de medida situados en la misma subestación que los que alimentan a la protección principal correspondiente, pero asociados a distinto circuito primario de la protección principal.
- Protección de respaldo remota: protección instalada en otra subestación, distinta de aquella en la que se encuentra la protección principal correspondiente.

Estos sistemas de protección, ubicados en la misma celda o posición, pueden tener causas comunes de fallo, con mayor índice relativo de probabilidad en faltas severas próximas a la subestación.

Causas de fallo común pueden ser: fenómenos atmosféricos de severidad superior a la de diseño, atentados, desastres naturales, etc.

Por ello, se establecen los siguientes criterios:

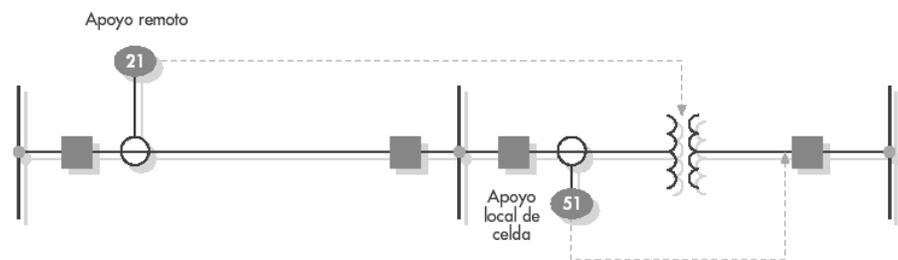
- Ante cortocircuitos no resistivos, los elementos de la red considerada deben disponer de sistema de protecciones de apoyo (respaldo), asociado a posiciones distintas a las del propio elemento
- Sobre la ubicación y alimentación de corriente continua de los sistemas de protección de respaldo.
- Se procurará que la selectividad y tiempo de eliminación del sistema de protección de respaldo sean lo mejor posibles.

3.1.1. Protección de respaldo de líneas

La protección de respaldo de una línea la realizan, en cada extremo:

- Las posiciones remotas del resto de líneas (protecciones de distancia, unidades de arranque de protecciones unitarias, direccionales de neutro, etc.)
- Los respaldos de transformadores (relés de sobre intensidad, protecciones de distancia, etc.).

Figura 12. Protección de respaldo de transformador local - remoto



Desde cada extremo, el sistema de protección de respaldo debe cubrir un porcentaje razonable de la línea: aquél en el que se estime que un agente externo puede provocar cortocircuito y fallo del o de los sistemas de protección de la misma. En general, el sistema de protección de respaldo del transformador no podrá cubrir la totalidad de la línea.

Por ello, para faltas en línea, en cada extremo debe asegurarse que alguno de los sistemas de protección de la misma puede actuar de forma independiente del extremo remoto. Los sistemas de protección de respaldo, desde transformadores, deben actuar selectivamente, aun si falla la comunicación del sistema de protección de la línea.

Una protección remota que se activa cuando ha fallado la protección primaria y secundaria propias de la subestación cuando ocurre una falla en la línea de transmisión, se considera la “Protección de respaldo remota”, que opera por medio de protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestación considerada. Es una protección independientemente del suministro local de energía, y es esencial donde no hay protección de buses. En esta protección se utilizan relevadores de sobrecorriente de distancia, de alta velocidad, y cuya señal se envía a través de hilo piloto, si la distancia es menor de 20 Km., y si la distancia es mayor, la señal se envía a través de un equipo de onda portadora (carrier 50 BF).

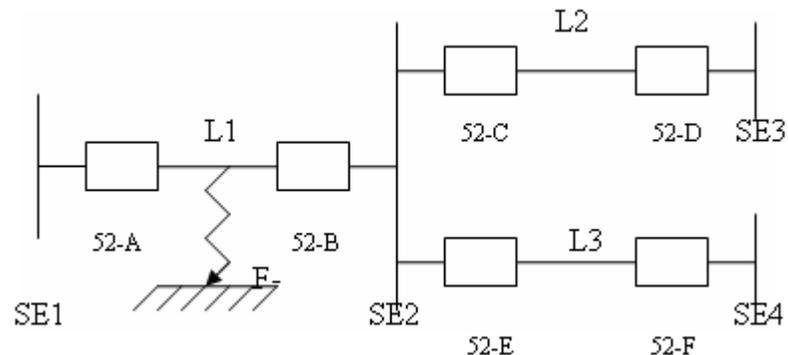
Para la protección de las línea de 69kv (EEGSA 1, 2 y 3), se tiene como protección principal Relevadores de distancia, controlado por medio del Relé SEL 311c. Este relé posee también una protección de respaldo (51 fases y 51 neutro). Las mismas líneas de 69kv tiene su protección de respaldo convencional por medio del relé SEL551 con protección de sobrefalla (51 fases y 51 neutro), en caso que el relé SEL 331c no realice la función de disparo automático.

En la figura 13, se ilustra una falla en la línea de transmisión. La protección de la línea detecta la falla y ordena abrir los interruptores 52A y 52B. Por defecto del interruptor 52B, éste no abre y la falla no se libera. Entonces la protección primaria de las líneas L2 y L3, actúa como protección de respaldo remoto de la línea L1, la secuencia de operación es como sigue.

La protección de la línea L2 en la terminal SE3 y la de la línea L3 en la terminal SE4, deben detectar la falla F y empiezan a operar, dando tiempo a la protección de L3 para que opere y libere la falla.

Como en este caso no se logro liberar la falla, entonces operan las protecciones de L2 y L3 abriendo los interruptores 52D y 52F, respectivamente.

Figura 13. Falla con protección de respaldo de distancia



3.1.2. Protección de respaldo de reactancias

La protección de respaldo de reactancias se realiza desde las líneas, y desde los transformadores del propio circuito. Habitualmente, el sistema de protección de respaldo no podrá detectar faltas que den cierto porcentaje del lado de neutro de los devanados de la reactancia. Si esto ocurre,

- Desde cada nivel de tensión, la protección de respaldo debe cubrir, al menos, un porcentaje suficiente de los devanados del transformador. Así, un cortocircuito externo a éstos, que puede provocar el fallo de los sistemas de protección asociados a la celda del transformador, estará cubierto completamente, desde su nivel de tensión, por el sistema de respaldo.

- Debe existir protección de respaldo local de celda (sobre intensidad y/o distancia), que cubra: el resto del devanado del transformador, y las faltas en los otros niveles de tensión, internas a la zona delimitada por los interruptores del transformador. Esta función de protección pueden realizarla las protecciones propias externas del transformador y otras. La protección de respaldo desde otros elementos del circuito debe cubrir, al menos, un porcentaje suficiente de los devanados de la reactancia. Así, un cortocircuito externo al mismo, que puede provocar fallo de los sistemas de protección asociados a la propia celda de la reactancia, quedara cubierto completamente. Además, debe existir protección de respaldo local de celda, capaz de detectar las faltas no cubiertas por el sistema de protección de respaldo. Esta función de protección pueden realizarla las protecciones propias externas de la reactancia u otras.

4. PROTECCIÓN PILOTO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

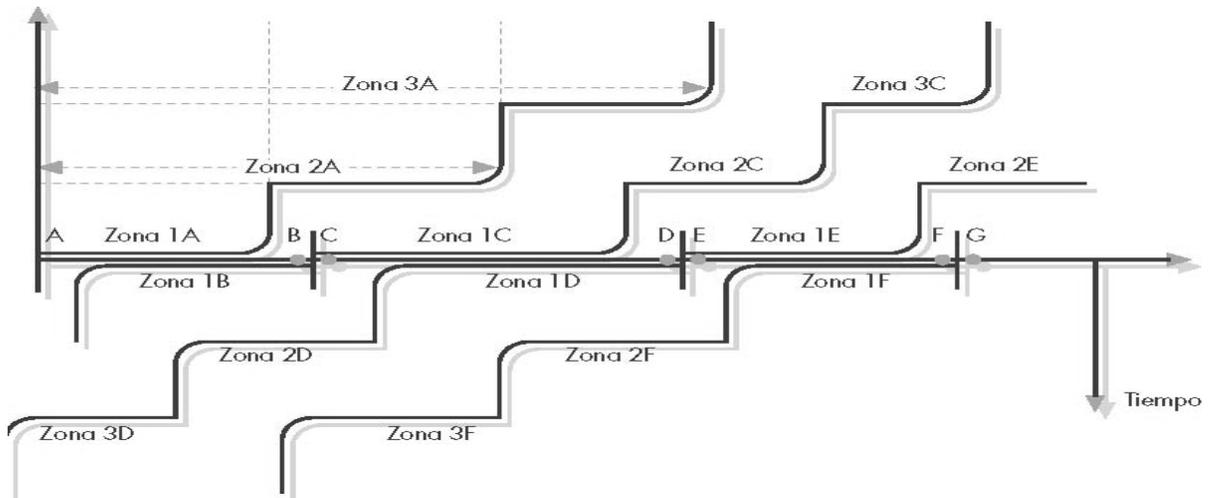
4.1. Principios de medida

Los Sistemas de Protección contra cortocircuitos utilizan dispositivos de protección, cuyo principio de medida es fundamentalmente de cuatro tipos:

- Medida de la distancia desde el punto de la protección hasta el de la falta (Protección de Distancia). Su tiempo de actuación presenta una característica escalonada, dependiendo de la zona en que se encuentre la falta (Figura 14).
- Medida del valor de la intensidad desde el punto de la protección hacia la falta, y control de su dirección (Protección de sobreintensidad direccional: la más utilizada es activada por la intensidad residual, o suma de las tres intensidades de fase, que sólo existe en caso de falta involucrando contacto con tierra). Puede actuar instantáneamente, o con tiempo tanto menor cuanto mayor sea el valor de la intensidad.

Estos dos principios pueden utilizar enlaces de comunicación, que envían información de un extremo de línea a otro, de manera que la decisión a adoptar por el sistema de protección pueda usarse en ella, generalmente para conseguir disminuir el tiempo de disparo.

Figura 14. Protección de distancia escalonada



- Medida del desfase entre las intensidades de ambos extremos de línea (Protección de Comparación de Fase). La protección de cada extremo comparará la fase relativa de las intensidades entre extremos de línea, detectando falta si existe desfase superior a uno de tolerancia. Este desfase, llamado ángulo de bloqueo, directamente relacionado con la sensibilidad de la protección, es el que compensa los desfases no deseados, introducidos por el tiempo de transmisión de la señal y la intensidad capacitiva de la línea. La protección puede ser de fases segregadas, si existen tres comparaciones independientes (habitualmente una por fase). Las protecciones no segregadas, únicas utilizadas hasta hace pocos años, comparan una sola magnitud entre extremos. Esta magnitud es una combinación lineal de las intensidades de fase o de componentes simétricas. La decisión de disparo es única, por lo que es necesario un selector de fases para seleccionar los disparos monofásicos. El tiempo de actuación de esta protección es instantáneo.

- Medida del valor de la suma de intensidades que fluyen en la línea (Protección diferencial). Utilizada tradicionalmente sólo en líneas muy cortas, su uso se ha hecho posible de forma generalizada, al aplicar a las protecciones la tecnología digital y las comunicaciones de banda ancha. Su tiempo de actuación es instantáneo.

4.2. Sistemas de protección

En la Red de Transporte, normalmente mallada, el objetivo es el disparo de los extremos de la línea en falta, y en tiempo inferior al máximo admisible, dependiendo de este valor, podrán utilizarse protecciones:

- a) sin enlace, no instantáneas en el 100% de la línea
- b) con enlace, cuando se decida eliminar toda demora.

En un sistema eléctrico se puede tener dos criterios de protección:

- **Protección unitaria:** es aquella cuyo funcionamiento y selectividad de zona dependen de la comparación de las magnitudes eléctricas en un extremo de línea respecto a las del otro.
- **Protección no unitaria:** en ésta, a diferencia de la unitaria, su funcionamiento y selectividad de zona dependen sólo de magnitudes medidas en un extremo y, en algunos casos, del intercambio de señales lógicas entre extremos.

4.2.1. Sistema de protección de comparación direccional y de distancia

4.2.1.1. Sistema de protección direccional

Sistema de Protección en sobrealcance, en general no de distancia, y en el cual, en cada extremo de la línea, se comparan las condiciones de funcionamiento relativas de elementos de medida de ángulo, con referencia de intensidad o tensión locales.

En varios países el término “Protección de comparación direccional” se utiliza para toda protección no unitaria con enlace de comunicación, sea no de distancia en subalcance o sobrealcance.

La protección direccional de sobrecorriente utiliza relevadores que se energizan por medio de dos fuentes independientes. Tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes.

La razón de no utilizar relevadores de este tipo es la dificultad de coordinar más de 4 dispositivos de sobrecorriente que están en serie. Si se utilizan relevadores que discriminen dirección para dar señal de disparo (relevadores direccionales de sobrecorriente), se reduce el número de relevadores que hay que coordinar. Cuando la corriente de falla fluye de la barra a la línea se tiene dirección de disparo y la dirección de no disparo cuando la corriente de falla fluye de la línea a la barra.

El relevador diferencial se energiza por medio de dos fuentes independientes. Tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes. Según características de par de operación se reconocen 3 tipos de relevadores:

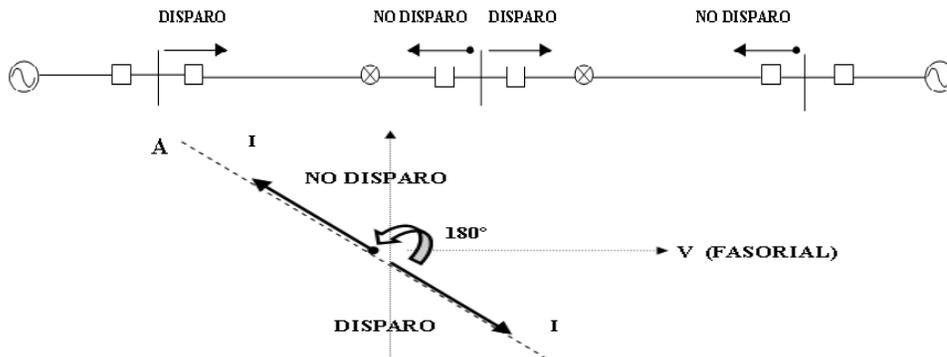
- Relevador de corriente – corriente. El accionamiento se produce por la comparación de dos señales de corriente de diferentes alimentaciones.
- Relevador de corriente - tensión. El accionamiento se produce por la comparación de una señal de corriente con otra de tensión.
- Relevador de tensión - tensión. El accionamiento se produce por la comparación de dos tensiones de diferentes alimentaciones. Este tipo de relevadores es sensible al desequilibrio de corrientes bajo condiciones de altas intensidades, que es cuando los errores de los transformadores de corrientes son máximos.

Su operación se basa en el uso de un elemento direccional, con dos corrientes, la de operación y la de polarización. La magnitud de la corriente de polarización es la diferencia vectorial de dos corrientes, y la magnitud de la corriente de operación es la suma vectorial de dos corrientes, de tal manera que el par generado en el relevador, considerando las dos corrientes en fase, y sin tomar en cuenta la acción del resorte es:

$$T = K1 (I1 + I2)(I1 - I2)$$

Donde I_1 e I_2 son los valores efectivos de las corrientes. Cuando las dos corrientes están en fase y son iguales en magnitud, el par vale cero. En cambio, si las magnitudes de las corrientes son diferentes se produce un par, cuyo sentido viene dado por el sentido de la corriente de mayor magnitud. Si las dos corrientes están 180° fuera de fase, el sentido del par es el mismo que si estuvieran en fase. Si la corriente de falla fluye en dirección del disparo se produce un torque positivo en sus contactos, pero cuando la corriente de falla fluye en dirección de no disparo genera un torque negativo en sus contactos.

Figura 15. Coordinación de disparo y no disparo utilizando relevadores direccionales



4.2.1.2. Sistema de protección de distancia

Este tipo de protección utiliza relevadores que comparan la corriente de falla. Operan en función de la relación entre el voltaje y la corriente, es decir no operan solamente en función de una corriente o en función de un voltaje, sino en función de la relación que existe entre estas dos cantidades, con lo cual se hace medir la impedancia de la línea al punto de falla.

El elemento de medición del relevador es de alta velocidad (instantáneo) o con un retardo que suministra un elemento de tiempo. Normalmente, la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de una línea de transmisión, desde la subestación hasta el lugar donde ocurre la falla.

Los relevadores tienen gran aplicación en protección de líneas, en donde se requiere la operación selectiva de interruptores en cascada y en los casos en que las corrientes de carga puedan ser mayores que las de cortocircuito.

El relevador utilizado para protección de una línea de transmisión de alta tensión es el siguiente:

- Tipo impedancia. Se utilizan para proteger las fallas entre fases, en líneas de longitud media.

4.2.1.2.1. Aplicación de relevadores de distancia en la protección de líneas

En general un relevador de distancia consiste de tres unidades de medición de impedancia. Coordinadas con un relevador de tiempo, que dependiendo de la localización de la falla, le da una temporización fija al disparo.

Una de las unidades se ajusta para que opere si la impedancia medida se encuentra entre la localización del relevador entre el 80 y 90% de la línea.

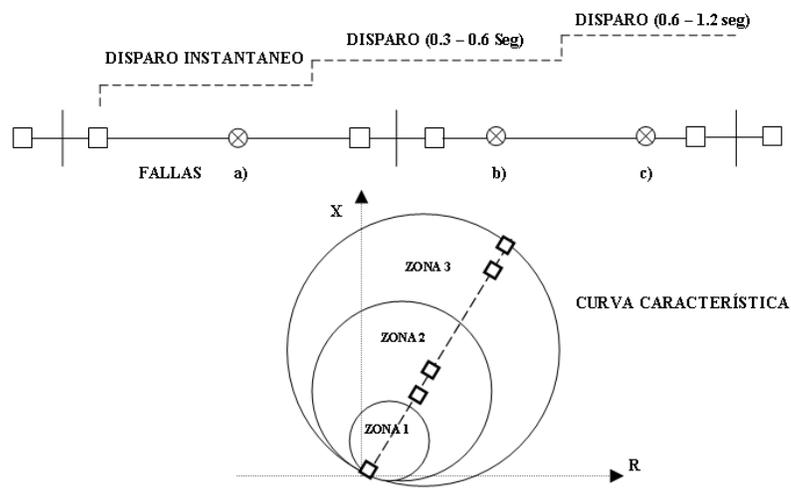
Cuando la falla se encuentra en esta zona (primera zona), el relevador de tiempo que se encuentra coordinado con la unidad de medición de impedancia no ocasiona ningún retardo, dando la señal de disparo al interruptor respectivo de forma instantánea.

Una de las unidades se ajusta para que opere si la falla se localiza incluso dentro de la línea adyacente. Es común que la segunda zona de un relevador de distancia se ajuste con un alcance que cubra lo que le faltó a la primera zona y adicionalmente cubra hasta un 50% de la zona adyacente. Cuando la falla se encuentra en segunda zona, el relevador de tiempo que se encuentra coordinado con esta unidad bloquea el disparo instantáneo le da una temporalización que varía, dependiendo del sistema y de la persona que hace los ajustes entre 0.3 y 0.6 segundos. La última unidad se ajusta para que detecte fallas dentro de la línea adyacente, y normalmente se le coloca un alcance para que cubra toda la línea adyacente, es decir, cubre toda la línea propia más el 100% de la línea adyacente.

El relevador de tiempo que se encuentra coordinado con el relevador de distancia, opera dando una temporalización mayor que el que se tuvo para la segunda zona. Normalmente el ajuste del tiempo para la tercera zona varía entre 0.6 y 2.0 segundos. La línea de 69kv (EEGSA 1) es protegida con el relé de distancia SEL 311c, en donde la primera zona que abarca el 80% de la línea la función de disparo es instantánea, para la 2da y tercera zona respectivamente con tiempo de coordinación de disparo de 0.2 y 0.8 segundos. Viene integrado en el relé SEL 311c, protección de respaldo (51 fases y 51 neutro).

Cada unidad de medición para cada una de las zonas tiene su propia curva característica e incluso en algunos casos puede haber una mezcla de ellos.

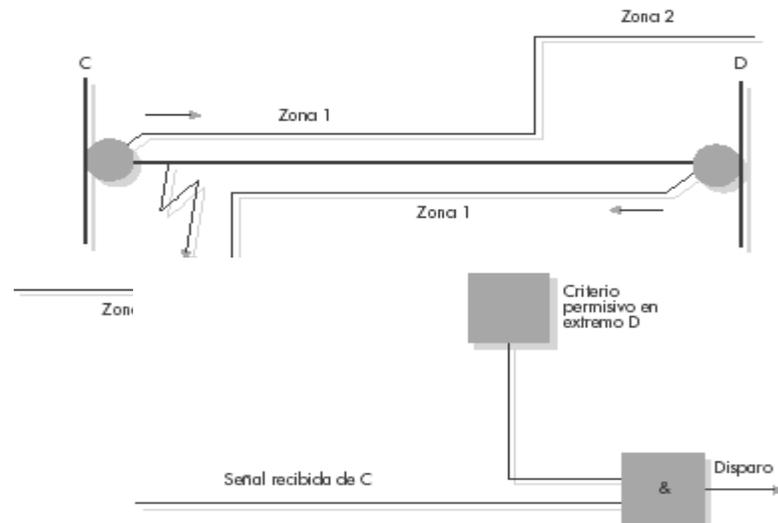
Figura 16. Representación de zonas de operación (relevador de distancia)



4.2.2. Sistema de protección en subalcance con teledisparo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo inicia el disparo, de forma independiente a las protecciones locales (Figura 17). Este sistema de protección apenas se utiliza en la red, por su riesgo mayor en proteger la línea.

Figura 18. Sistema de protección en subalcance permisivo



La operación en zona 1 de la protección en C iniciará el disparo en C, y además transmitirá señal a D. La recepción de la señal en D iniciará disparo, solo si existe un criterio apropiado de permiso local.

Pueden ser criterios permisivos:

- Arrancadores (zona 3) de protección de distancia
- Relé de subimpedancia direccional
- Protección de distancia.

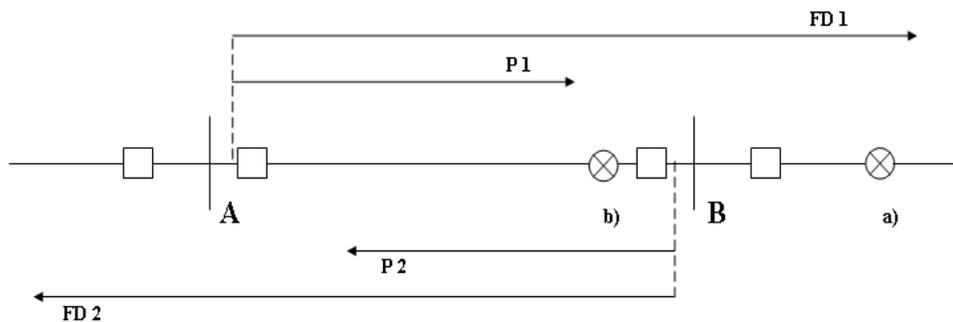
4.2.3.1. Esquema de disparo de subalcance permisivo

El mismo tipo de canal se utiliza para sistemas de sobrealcance y de subalcance. Normalmente se utilizan relevadores de distancia para detectar fallas de fase a fase y para fallas de línea a tierra. Los relevadores se ajustan de tal manera que ninguno de los dos sobrealcanza al otro extremo de la línea.

En estos esquemas por lo menos uno de los relevadores detectores de fallas debe operar para fallas internas y ninguno de los dos opera para fallas externas.

Las frecuencias de audio de f_1 y f_2 . Únicamente aparecen en el canal cuando hay falla en la línea, un contacto de los relevadores que detectan la falla se encarga de iniciar la transmisión.

Figura 19. Diagrama esquemático comparación de dirección de disparo transferido de subalcance permisivo



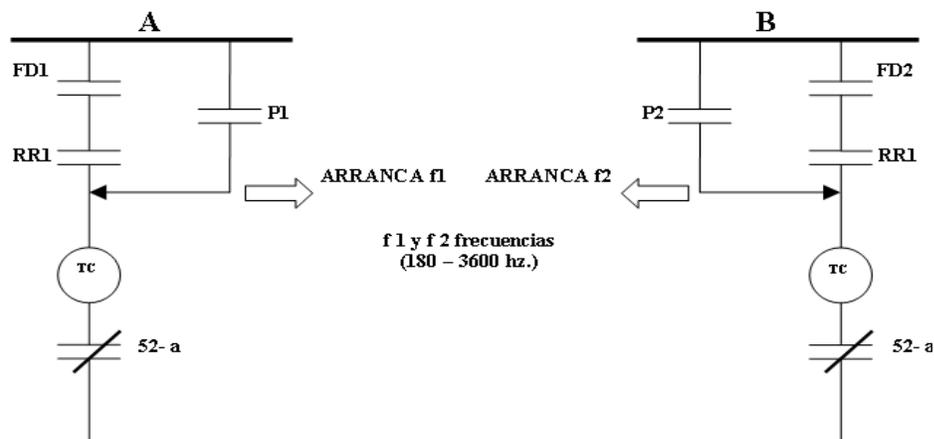
4.2.3.1.1. Análisis de falla externa

Para el ejemplo en la figura 19, una falla externa P1 y P2 no operan, por lo tanto no se genera la frecuencia de audio respectiva en ninguno de los extremos. RR1 y RR2 no operan debido a que no se generó la frecuencia de audio correspondiente. FD1 en este caso no podría operar pero no tiene ningún efecto porque el diodo bloquea el inicio de la transmisión de audio. En conclusión anterior no hay disparo.

4.2.3.1.2. Análisis de falla interna

Para una falla interna, tomando como ejemplo la figura 19, FD1 y FD2 operan cerrando sus contactos. P1 no opera y por lo tanto no inicia transmisión de f_1 . P2 opera y hace que dispare el interruptor 2 en la barra B, y al mismo tiempo inicia transmisión de f_2 . RR1 opera porque recibe la transmisión de f_2 , cerrando su contacto respectivo. Como FD1 opera, el circuito para energizar la bobina de disparo del interruptor 1 completa con FD1, RR1 y 52-a. En conclusión se produce un disparo automático en los 2 extremos de la línea.

Figura 20. Esquema de disparo de subalcançe permisivo



4.2.4. Sistema de protección en subalcance no permisivo

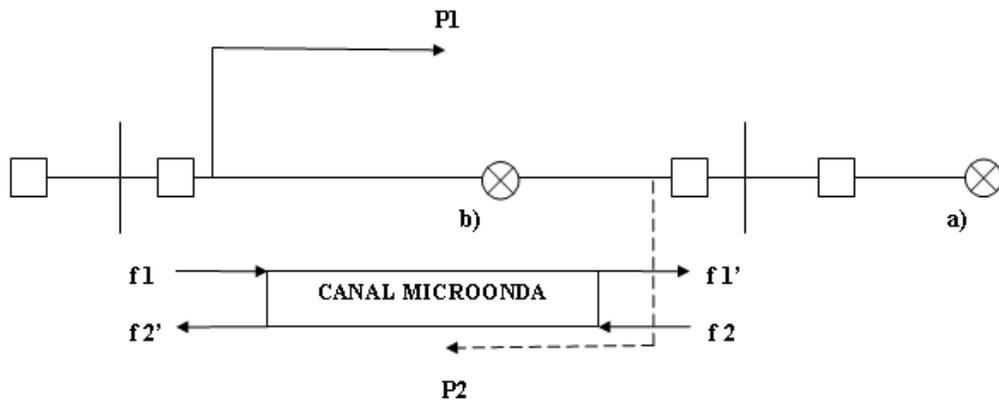
Sistema de protección similar al subalcance permisivo, utiliza también relevadores de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta.

4.2.4.1. Esquema de disparo de subalcance no permisivo

Este esquema de disparo utiliza el mismo tipo de canal de comunicación de los sistemas de sobrealcance y subalcance. El sistema de protección no permisivo a diferencia del subalcance permisivo, no utiliza relevadores que sobrealcanzan la línea a proteger, únicamente utilizan relevadores que tienen un alcance de protección solo en los límites de la línea a proteger.

Se utilizan relevadores de distancia para detectar fallas de fase a fase y fallas de línea a tierra. Los relevadores se ajustan de tal manera que ninguno de los dos sobrealcanza al otro extremo de la línea. En este sistema por lo menos uno de los relevadores detectores de fallas debe de operar para una falla interna y ninguno debe de operar para una falla externa.

Figura 21. Diagrama esquemático disparo transferido de subalcance no permisivo



4.2.4.1.1. Análisis de falla externa

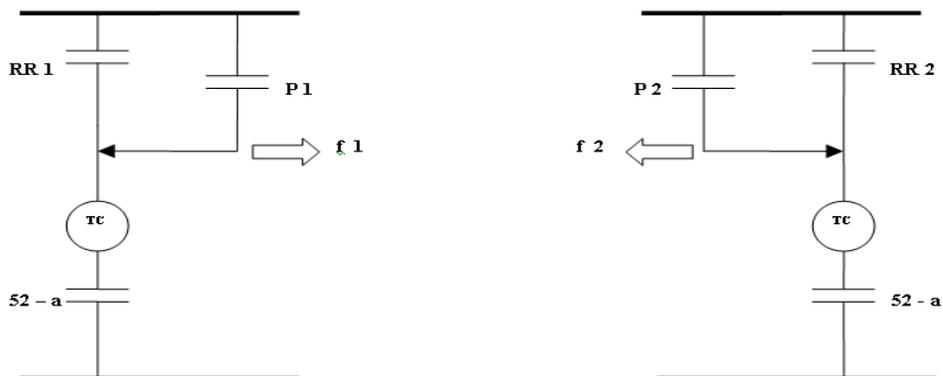
Para una falla externa como la que se presenta en la figura 21, P1 y P2 no operan, lo cual no generan una frecuencia de audio. RR1 y RR2 no operan debido a que no se generó ninguna frecuencia de audio. Por lo tanto no ha disparo.

4.2.4.1.2. Análisis de falla interna

En el caso de una falla interna, igualmente representada en la figura 21, P1 no opera y por lo tanto no inicia transmisión de f1. P2 opera y hace que dispare el interruptor 2 en la barra B y al mismo tiempo inicial transmisión de f2. RR1 opera porque recibe señal de f2, cerrando su contacto.

El circuito que energiza a la bobina de disparo del interruptor 1 se completa con RR1 y 52-a. Por lo tanto se produce disparo en los dos extremos de la línea.

Figura 22. Esquema de disparo de subalcance no permisivo

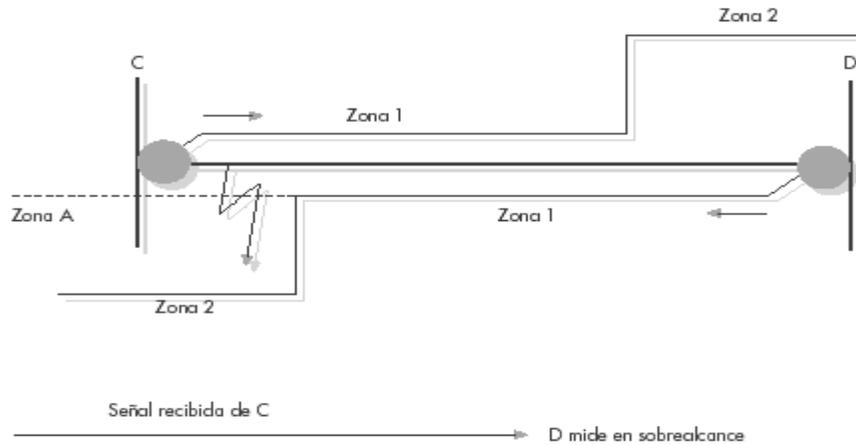


4.2.5. Sistema de protección en subalcance con aceleración

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta.

La recepción de la señal en el otro extremo permite la medida secuencial de una zona en sobrealcance para iniciar el disparo (Figura 23).

Figura 23. Sistema de protección en subalcance con aceleración

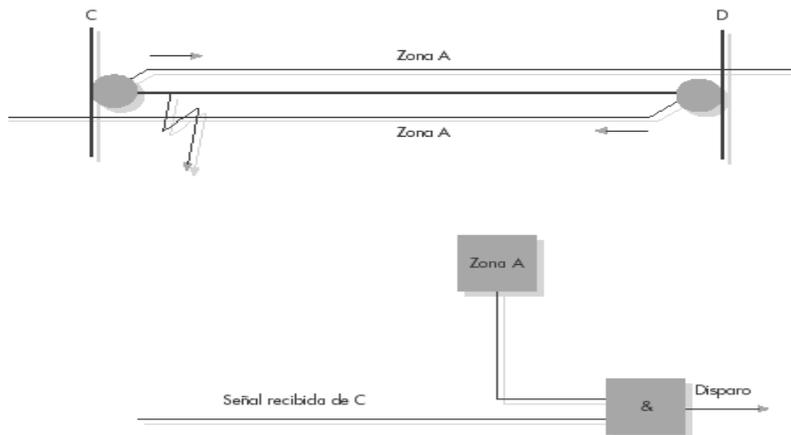


La operación en zona 1 de la protección en C iniciará disparo en C, y además transmitirá señal a D. La recepción de la señal activará la zona A en sobrealcance e iniciará el disparo en D. En una protección de distancia conmutada, la zona 1 conmutará para sobrealcanzar la zona A. En una protección de distancia no conmutada, se anulará la temporización de la zona 2.

4.2.6. Sistema de protección en sobrealcance permisivo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en sobrealcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo permite que la protección en sobrealcance local inicie el disparo (Figura 24).

Figura 24. Sistema de protección de sobrealcance permisivo



La zona A no iniciará el disparo sin recibir una señal del extremo remoto. La zona A en C detecta falta y transmite señal a D. Al recibir la señal, la zona A en D, en sobrealcance, iniciará el disparo en D. El mismo funcionamiento tendrá lugar cuando una señal de zona A, en D, se transmita a C. Habitualmente, en una protección de distancia no conmutada, los relés de medida de segunda zona servirán de criterio permisivo y para transmisión de señal. En una protección de distancia conmutada, habitualmente es necesario utilizar una unidad de medida independiente, como zona A.

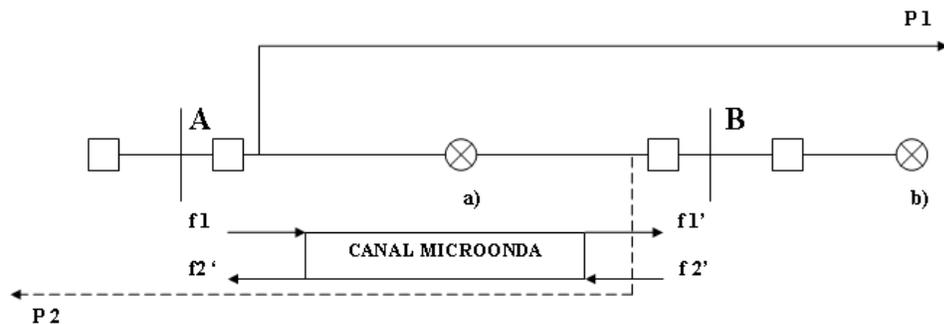
4.2.6.1. Esquema de disparo de sobrealcance permisivo

Utiliza dos frecuencias de audio en cada extremo, aplicando la técnica llaveo por desplazamiento de frecuencia, que se transmiten utilizando un canal de microondas.

Como ejemplo para estudio en condiciones normales, la terminal de la barra A transmite hacia la barra B en una frecuencia de audio f_1 (1800 hz), y la barra B transmite hacia la barra A en una frecuencia f_2 (950 hz).

Cuando aparece una falla la terminal de la barra A transmite a la barra B en una frecuencia de (1600 hz o sea que se desplaza 200 hz. Este desplazamiento es lo que se detecta para definir o no la señal de disparo). La terminal de la barra B transmite a la barra A una frecuencia f_2 (750 hz, también desplazada 200 hz.)

Figura 25. Diagrama esquemático transferido de sobrealcance permisivo



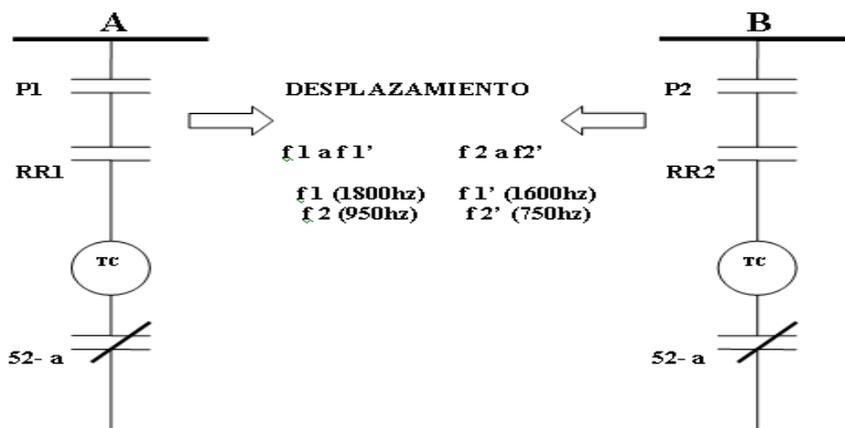
4.2.6.1.1 Análisis de falla externa

En la figura 25, se representa el caso de una falla interna, P1 opera y envía señal para cerrar RR2 (f_1 se desplaza a f_1'), P2 no opera y por lo tanto RR1 permanece abierto (f_2 no se desplaza a f_2'). Por lo tanto no hay disparo.

4.2.6.1.2. Análisis de falla interna

En el caso de una falla interna en la línea, como la representada en la figura 25, P1 opera f_1 se desplaza a f_1' y cierra RR2, igualmente P2 opera, f_2 se desplaza a f_2' y cierra RR1. Si P1, P2, RR1 y RR2 están cerrados hay disparo automático.

Figura 26. Esquema de disparo de sobrealcance permisivo

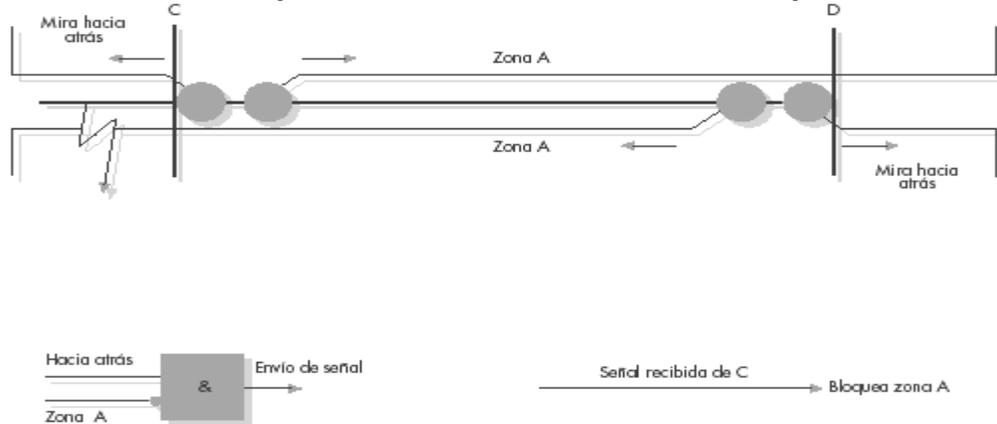


4.2.7. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo

(comparación de dirección sistema de bloqueo)

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando se detecta una falta externa hacia atrás. La recepción de la señal en el otro extremo bloquea la iniciación de disparo de la protección en sobrealcance local (Figura 27).

Figura 27. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo



En el caso de falta interna, la zona A funcionará de forma similar a una protección en sobrealcance permisivo. Este esquema requiere relés de medida mirando hacia atrás. Si uno de estos relés detecta una falta externa, enviará una señal al extremo opuesto y bloqueará la zona en el extremo propio.

4.2.7.1. Esquema de disparo de sobrealcance a bloqueo

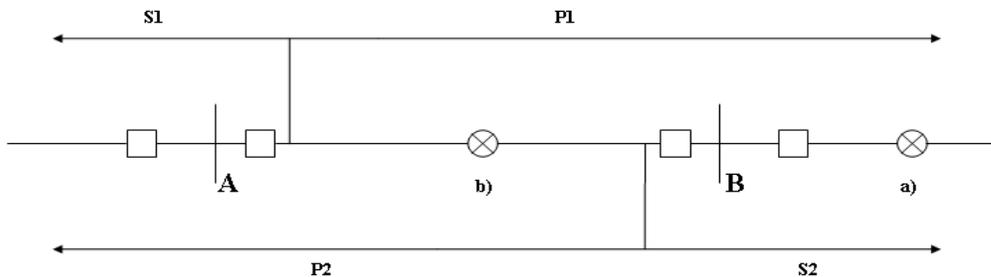
Los relevadores P1 y P2, normalmente son relevadores de distancia ajustados para sobrealcanzar entre un 120% y un 150% la línea. Los relevadores S1 y S2, se deben de ajustar de tal manera que tengan todavía más alcance que P1 y P2, es decir deben de hacerse más sensitivos. S1 es más sensitivo que P2 (viendo hacia atrás de la barra A), y S2 es más sensitivo que P1 (viendo hacia atrás de la barra B).

Normalmente utiliza un canal de comunicación de onda portadora en las líneas de alto voltaje, y en condiciones de operación normal, no existe comunicación entre los extremos de la línea de transmisión.

Cuando opera el relevador de S1 o S2, inicia la transmisión de r – f hacia el otro extremo cerrando el contacto RR respectivo.

El decir, si opera S1, cierra el contacto RR2 y si opera S2 cierra el contacto RR1 en el otro extremo de la línea. Cuando opera el relevador P1 bloquea el inicio de la transmisión de S1. Cuando opera P2 bloquea el inicio de la transmisión de S2.

Figura 28. Alcance de disparo de sobrealcance a bloqueo



4.2.7.1.1. Análisis de falla externa

En caso de una falla externa, como se indica en la figura 28, P1 detecta la falla y opera. S1 no opera porque P1 lo tiene bloqueado. CS1 opera y espera 13 – 16 ms. para cerrar el contacto CS1. P2 no detecta la falla por lo tanto no opera. S2 si detecta la falla e inicia la transmisión de r – f a la barra A. CS2 no opera porque no ha operado P2. Mientras RR1 opera abriendo sus contactos a la transmisión originada en S2. RR2 no opera porque S1 no inició ninguna transmisión.

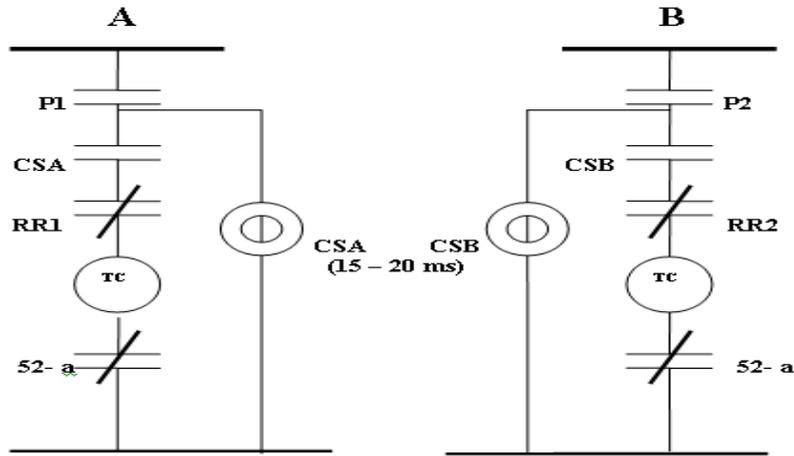
En esas condiciones el esquema simplificado quedará con P1 cerrado, RR1 abierto por la señal que se envió S2 y que fue recibida antes de que CS1 cerrara (la temporización que se coloca con CS1 y CS2, es para asegurarse que si la falla es externa, el r – f del otro extremo llegara antes que ocurra el disparo). CS1 cerró después de que abrió RR1, y por lo tanto no hay disparo en la barra A. En la barra B se tendrá P2 abierto. Con este contacto abierto, no hay forma de energizar la bobina de disparo, y por lo tanto para falla externa, no hay disparo en ninguno de los extremos (se bloqueo).

4.2.7.1.2. Análisis de falla interna

Para una falla interna, representada en la figura 28, se tiene la siguiente secuencia de disparo, P1 opera y bloquea a S1 que no envía señal para que abra RR2. Es decir RR2 se queda cerrado. CS1 opera y espera 13 – 16 ms antes de cerrar su contacto. P2 opera y bloquea a S2 que no envía señal para que abra RR1. Es decir RR1 se queda cerrado. CS2 opera y espera 13 – 16 ms antes de cerrar su contacto.

Como RR1 y RR2 no abren su contacto el circuito de energización de la bobina de disparo de los dos interruptores se cierra a través de P1, CS1, RR1 y 52 – a. Al mismo tiempo P2, CS2, RR2 y 52 – a cierran el circuito en el otro extremo provocando el disparo simultáneo. (No se necesita el canal para el disparo cuando la falla es interna).

Figura 29. Esquema de disparo de sobrealcance a bloqueo

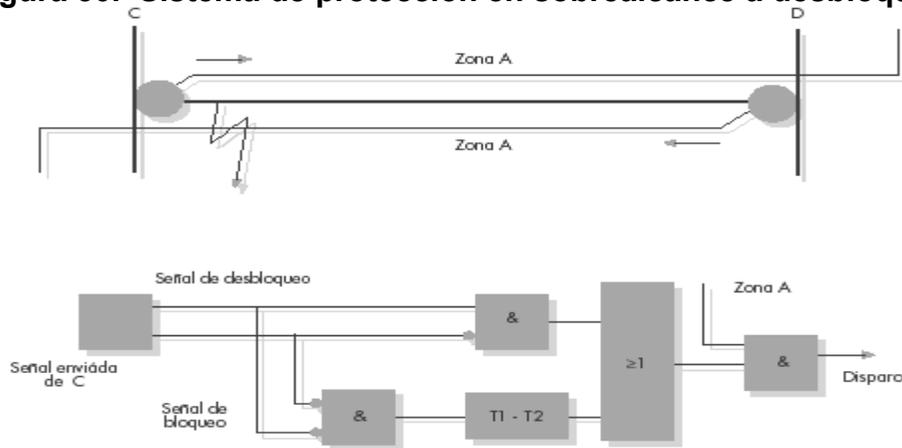


4.2.8. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo (comparación de dirección sistema de desbloqueo)

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite al otro extremo una señal de bloqueo en permanencia hasta que la protección en sobrealcance detecta una falta, elimina la señal de bloqueo, y manda una señal de desbloqueo al otro extremo.

La desaparición de la señal de bloqueo, coincidiendo con la recepción de la señal de desbloqueo, permite que la protección local inicie el disparo (Figura 30).

Figura 30. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo



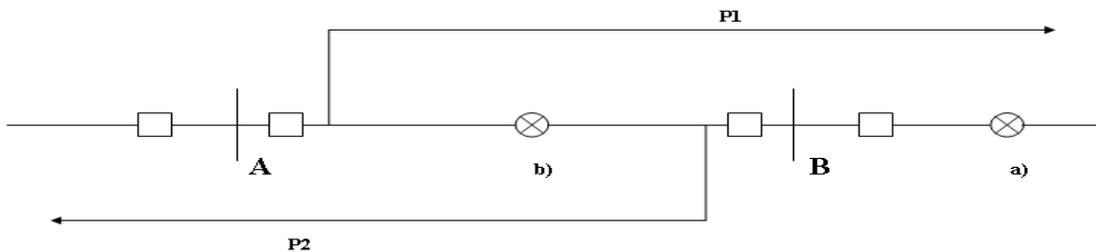
Habitualmente, si no se recibe señal de desbloqueo tras desaparecer la señal de bloqueo, está previsto permitir que la protección en sobrealcance inicie el disparo durante un intervalo de tiempo variable, en general entre 100 y 200 ms.

En operación normal, se envía una señal de bloqueo, y el disparo por zona A está bloqueado. Si la zona A en C detecta una falta, la señal de bloqueo desaparece y se recibe una señal de desbloqueo en D. Se desbloqueará el disparo en zona A y se iniciará el disparo en D. Un comportamiento similar ocurrirá en C, tras funcionar la detección de zona A en D. Si no se recibe señal de desbloqueo una vez desaparecida la señal de bloqueo, se desbloqueará el disparo por zona A durante un período T1-T2. El tiempo T1-T2 se ajusta normalmente a 100-200 ms. La señal de bloqueo se denomina algunas veces señal de guarda.

4.2.8.1. Esquema de disparo de sobrealcance a desbloqueo

Utiliza dos frecuencias en cada extremo, aplicando la técnica de llaveo por desplazamiento de frecuencia. Como ejemplo para estudio en condiciones normales, la terminal de la barra A transmite hacia la barra B en una frecuencia f_1 (45 KHz.), y la barra B transmite hacia la barra A en una frecuencia f_2 (55 KHz.). Cuando aparece una falla la terminal de la barra A transmite a la barra B en una f_1' (45.8 KHz. o sea que se desplaza 0.8 KHz.). Este desplazamiento es lo que se detecta para definir o no la señal de disparo). La terminal de la barra B transmite una frecuencia f_2' (54.2 KHz., o sea una frecuencia que también se desplaza 0.8 KHz.).

Figura 31. Alcance de disparo de sobrealcance a desbloqueo



4.2.8.1.1. Análisis de falla externa

En la figura 31, se representa una falla externa, donde P1 opera y envía señal para cerrar RR2 (f_1 se desplaza a f_1'). P2 no opera y por lo tanto RR1 permanece abierto (f_2 no se desplaza a f_2'). En conclusión no existe disparo.

4.2.8.1.2. Análisis de falla interna

Para una falla interna, siguiendo el ejemplo de la figura 31, P1 opera f1 se desplaza a f1' y cierra RR2, P2 opera f2 se desplaza a f2' y cierra RR1. En conclusión hay disparo en los 2 extremos de la línea. Como el desplazamiento de las dos frecuencias debe detectarse en los 2 extremos de la línea, para asegurar la transmisión, cuando la línea se rompe, se coloca en las 2 transmisiones un “booster” para incrementar la potencia en un factor mínimo y de esta manera los extremos de la línea actúa como antena

Figura 32. Esquema de disparo de sobrealcance a desbloqueo

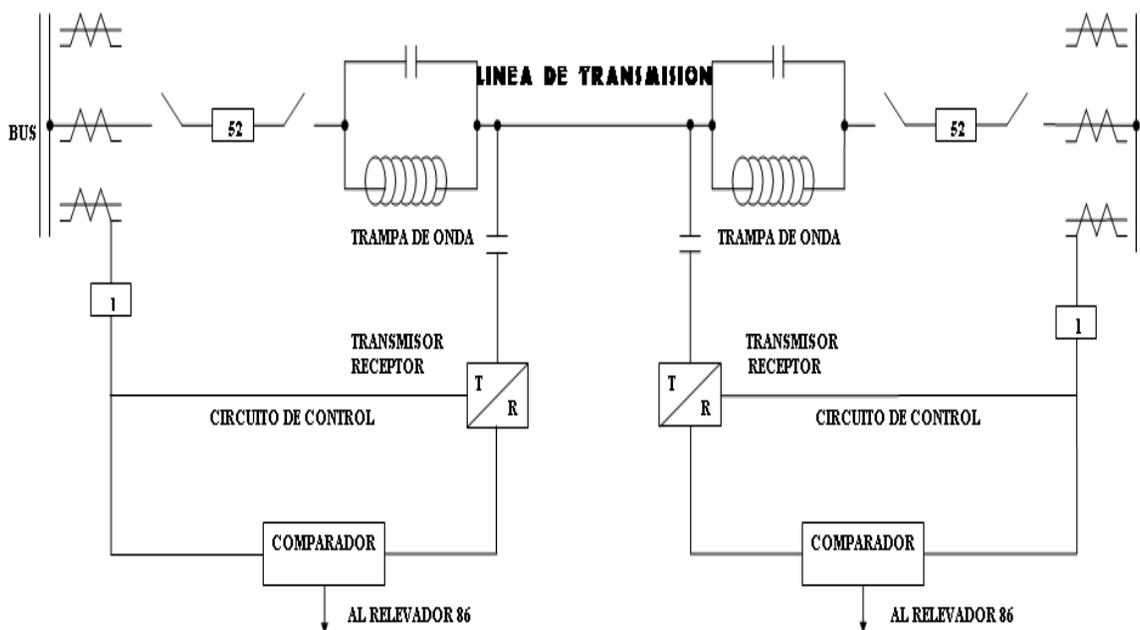


4.2.9. Comparación de fase

Este tipo de protección está formado por un juego de relevadores que comparan la relación de fases, entre la corriente que entra en una terminal y la que sale por el otro lado.

No se comparan las magnitudes, y es un sistema inmune a los impulsos de energía o pérdida de sincronismo entre las fuentes de generación, situadas más allá de las terminales de la línea. Los tres transformadores de corriente de cada extremo de la línea protegida alimentan los bloques del diagrama de la figura 33. Ahí la señal trifásica de los transformadores se convierte en una señal monobásica de tensión, la cual alimenta al transmisor T en paralelo con el circuito comparador. A este circuito comparador también le llega la señal del receptor R. Finalmente, el comparador actúa sobre un relevador auxiliar que ordena disparar el interruptor (52) de la línea, después de haber comparado los ángulos de fase de cada extremo de esta.

Figura 33. Protección de onda portadora (comparador de fase)



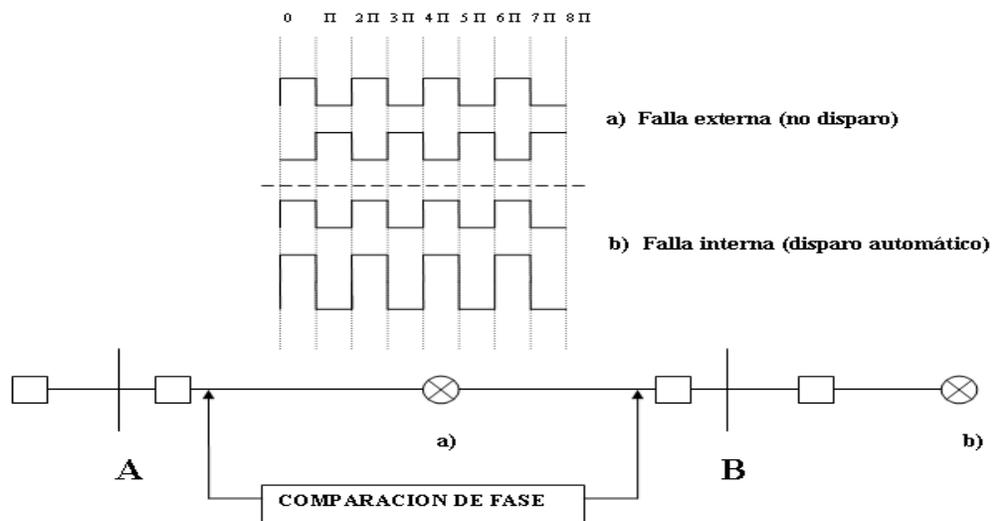
Si la falla es exterior en la línea, las señales de los transformadores de los dos extremos están 180° fuera de fase, debido a que las corrientes en los dos juegos de transformadores son contrarias.

La señal de corriente que fluye de la subestación A a la B, esta desplazada en tiempo, produciendo constantemente una señal de corriente de un extremo al otro.

En el caso de que la falla sea en la línea protegida, las señales de los extremos están en fase, debido a que los dos grupos de transformadores detectan las corriente con el mismo sentido, por lo que la señal de corriente de A a B no están desplazadas, o sea son concurrentes, produciendo una señal de corriente en forma intermitente.

En la figura 34, se muestra la secuencia de disparo en caso de una falla externa o interna de la línea de transmisión protegida.

Figura 34. Comparación de fase para una falla interna y externa en una línea de transmisión de alta tensión.



En el primer caso los relevadores de comparación de fase no operan, mientras que en el segundo caso envían la orden de disparar a los interruptores (52) situados en los extremos de la línea, en las subestaciones A y B.

5. MEDIOS DE COMUNICACIÓN PARA PROTECCIONES PILOTO

Actualmente para una protección con piloto, los sistemas de comunicación que se utilizan para realizar un disparo automático en los dos extremos de la línea de transmisión pueden ser: por onda portadora (utilizando la misma línea a proteger como medio de comunicación), de comunicación ópticos (fibra óptica), radio enlaces de microondas y satélites. En cada uno de los medios de comunicación existen ventajas y desventajas, pero si se desea realizar una eficiente protección de la línea de transmisión, se debe tomar en cuenta estos parámetros y de alguna manera escoger el que mas convenga.

5.1. Onda portadora de alta tensión

Este tipo de vía de comunicación utiliza la misma línea de transmisión a proteger como medio de transporte para la transmisión de frecuencias. La comunicación se realiza por medio del envío de una onda portadora de alta tensión (Power line Carrier), utilizando como medio de propagación la misma línea de potencia. La información en radiofrecuencia modulada en un extremo de la línea, se recupera en el otro extremo utilizando los amplificadores y circuitos demoduladores correspondientes. Las frecuencias de radio frecuencia que se utilizan para Power line carrier esta en el campo de 30 – 90 Khz. Este equipo se utiliza cuando la densidad de canales es baja. Normalmente se utiliza cuando la transmisión simultánea que se requiere no cubre más de unos 8 canales simultáneos.

En los dos extremos de la línea se colocan trampas de onda y condensadores de acoplamiento. Las trampas de onda dejan pasar frecuencias de 60hz, mientras que filtran las frecuencias r-f, estos dispositivos se colocan en serie con la línea a proteger. Los condensadores de acoplamiento bloquean las ondas de 60 hz, y dejan pasar las ondas de radio frecuencia (unos cuantos Khz.).

Las ondas de radio frecuencia que pasan son las que se analizan y generan disparo en los interruptores en caso de ocurrir una falla.

Actualmente, en Guatemala para la protección de las líneas de 230kv, 138kv y 69kv utilizan este medio de comunicación, para liberar una falla en los dos extremos de la línea. Por ejemplo en las líneas de EEGSA 1, 2 y 3 (líneas cortas de 69kv aproximadamente 5 Km. de longitud), utilizan la onda portadora como comunicación para disparo automático. Igualmente estas líneas cuentan con la protección de distancia (comparador de impedancia de la línea a proteger) e igualmente la protección de respaldo (protección adicional en caso que protección distancia no actúe).

5.2. Microondas

La microonda es un esquema de comunicaciones que se utiliza cuando los requerimientos de canales simultáneos transfiriendo información es de alta densidad (normalmente se hace económico arriba de 16 canales simultáneos). Las microondas que se utilizan para los esquemas de protección, son idénticos a las microondas que se utilizan en la empresa de telecomunicaciones.

El aire se puede utilizar como medio de propagación utilizando la característica de las ondas electromagnéticas de una frecuencia determinada, la frecuencia puede radiarse al aire libre (radiación a través de antenas), y la señal que se puede recuperar si se utilizan las antenas y los amplificadores adecuados.

El sistema comprende un generador de alta frecuencia, y un circuito modulador, en el cual se mezclan la señal de r-f que amplifican la señal, y un circuito demodulador. Este tipo es el que se encarga de recuperar la información que se envió desde el punto donde se inició la transmisión.

Para este tipo de vía de comunicación una de las desventajas principales que afecta de manera masiva el envío de las ondas de radio frecuencia es el medio por el cual la línea a proteger recorre. Dependiendo del estado climatológico, este puede afectar el envío de información (humedad, nubosidad, temperatura, etc.) por medio de ondas electromagnéticas.

Actualmente en Guatemala para la protección de una línea de alta tensión no se utiliza este medio de comunicación para efectuar la liberación de una falla, pero en un futuro se podrá implementar el sistema de microondas entre estaciones de energía eléctrica.

Como medio de comunicación por medio de microondas, los esquemas más utilizados para protección de una línea de alta tensión son: disparo automático transferido de sobrealcance, subalcance no permisivo, comparación de dirección sistema de desbloqueo.

Se implementó un sistema de microondas punto a punto entre las estaciones de El Pacayal (El Salvador) y Bañaderos (Honduras), con una repetidora en el centro de Torrecillas. Este sistema de comunicación se acopló para transmisión de datos y servicios de teleprotección (teledisparo).

5.3. Fibra óptica

Una fibra óptica típicamente tiene un núcleo, el cual constituye la sección central portador de rayos de luz, y un revestimiento, que es una capa exterior que atrapa los rayos en el núcleo.

La fibra óptica se emplea cada vez más en la comunicación, debido a que las ondas de luz tienen una frecuencia alta y la capacidad de una señal para transportar información aumenta con la frecuencia.

Una ventaja de los sistemas de fibra óptica es la gran distancia que puede recorrer una señal antes de necesitar un repetidor para recuperar su intensidad. Para el caso de una protección con piloto de dos vías en dos puntos en una línea de transmisión de larga distancia (línea >240 kilómetros), la fibra óptica provee una ventaja por la gran distancia que puede recorrer para el envío de información (información para generar un disparo automático) antes de necesitar un repetidor para recuperar su intensidad.

En la actualidad, los repetidores de fibra óptica están separados entre sí unos 100 Km., frente a aproximadamente 1,5 Km. en los sistemas eléctricos. Los amplificadores de fibra óptica recientemente desarrollados pueden aumentar todavía más esta distancia.

Actualmente en las subestaciones eléctricas que se encuentran en Guatemala (tomando como ejemplo Guate Sur), en el momento de ocurrir una falla asimétrica o simétrica en la línea de transmisión (por ejemplo la líneas Guadalupe 1 y Guadalupe 2, 69kv.), se requiere verificar los parámetros afectados y las líneas involucradas. Se realiza con un enlace telefónico hacia el sistema de protección automático (SEL 331c), en donde primeramente se debe realizar una conexión para después analizar los datos obtenidos en el momento de la falla. En ocasiones este enlace no se realiza rápidamente, para estos casos la fibra óptica con interfaces ópticas es un medio de comunicación más eficiente y rápido para envío y recepción de datos.

Aquí sólo comentaremos algunas de las ventajas más importantes de este medio, como son:

- **Ancho de banda:** la capacidad potencial de transportar información crece con el ancho de banda del medio de transmisión y con la frecuencia de portadora. Las fibras ópticas tienen un ancho de banda de alrededor de 1 THz.
- **Bajas pérdidas:** las pérdidas indican la distancia a la cual la información puede ser enviada. En una fibra óptica, las pérdidas son las mismas para cualquier frecuencia de la señal hasta muy altas frecuencias.
Inmunidad electromagnética: la fibra no irradia ni es sensible a las radiaciones electromagnéticas.
- **Seguridad:** Es extremadamente difícil intervenir una fibra, y virtualmente imposible hacer la intervención indetectable.

- **Bajo peso:** Un cable de fibra óptica pesa considerablemente menos que un conductor de cobre.

6. ASPECTOS TÉCNICOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

PILOTO

Las líneas de 69kv EEGSA 1, 2 y 3 aproximadamente de 5 kilómetros de longitud, utilizan una protección de distancia (Relé SEL 331c) y protección de respaldo (Relé SEL 551). En el momento que se presente cualquier falla en las líneas esta es liberada por la protección de distancia, sino actúa la protección adicional de respaldo. En los dos extremos de la línea los relevadores de distancia se ajustan en la primera zona, para que tengan un alcance de protección del 80 - 85% de la longitud de la línea, cualquier falla en este rango se realiza un disparo instantáneo. Pero cuando se presenta una falla fuera del rango de la primera zona de cada relevador, uno de los relevadores detecta falla en primera zona y realiza disparo automático instantáneo, mientras que el otro detecta la falla en la segunda zona y envía señal de disparo con retraso 0.3 seg.

Ese retraso del disparo automático visto por un relevador, no conviene en términos de protección de una línea de transmisión. Por este motivo se necesita de la protección con piloto (teleproteccion), esta protección automatizada utiliza un medio de comunicación en los dos extremos de la línea para generar un disparo automático instantáneo sin retraso alguno. Los relés de protección que se utilizan actualmente para las líneas de transmisión de Guatemala - sur (69kv), no cuentan con el esquema de protección piloto. Se recomienda utilizar relés de protección que cuenten con estas funciones para poder instalarlos.

Utilizando la misma línea de relés SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) se puede implementar protección piloto con los equipos SEL-321, SEL-351, o SEL-351R para conseguir la lógica del esquema piloto en la misma manera que se podría con equipos de esquemas de comunicaciones permanentes. Estos esquemas se pueden implementar en dos, tres o cuatro líneas terminales. Las condiciones de sobrecorriente y desbalance provocadas por una falla, se analizan por el relé en función de las normas IEEE (IEEE C37.90–1989, IEEE C37.112-1996; curvas de tiempo inverso).

6.1 Tipos de protección sistema piloto

Actualmente las protecciones automatizadas por medio de microprocesadores (protección piloto) para una línea de transmisión brindan una amplia información utilizada para:

- Analizar el tipo de perturbación ocurrida
- Verificar la coordinación del sistema de protecciones.
- Mejoras en los ajustes de las distintas funciones de protecciones
- Mejoras en las características de todo el sistema de protecciones

Para el registro de fallas que se producen en una línea de transmisión de alta tensión, la protección piloto utiliza un instrumento registrador digital de fallas, el cual es un dispositivo electrónico multicanal usado para grabar condiciones de falla. Los registradores permiten monitorear señales de voltaje y corriente, además de señales enviadas por los relés de protección.

La información entregada por en el registro oscilográfico de los relés microprocesados es de dos maneras:

- Cantidades analógicas, incluyen corriente y tensiones trifásicas, además de la corriente y tensión nominal.
- Cantidades digitales, todas aquellas señales de arranque de las distintas funciones internas y sus respectivas salidas. Además de entradas externas programadas para ser registradas.

La información registrada por los eventos se analiza en valores de las magnitudes analógicas de prefalla (condiciones del sistema antes de la falla) y falla; además se analiza en señales digitales que se producen el disparo y/o arranque de la protección.

El registrador de fallas es manejado por un microprocesador y cuenta con:

- Unidades de adquisición de datos.
- Una unidad de análisis o unidad maestra ubicada en un centro de control remoto.
- Unidades para el sensado de las señales, las cuales son almacenadas en una memoria pre-falla.

En la figura 35, muestra el comportamiento de los diferentes parámetros de la línea de transmisión observados durante una falla simulada tanto monofásico, trifásico y la figura 36, se muestra el registro secuencial de eventos, por el relé SEL -321.

Figura 35. Diagrama simulación de magnitudes y fases de voltaje para una línea de transmisión de 69 Kv. Falla monofásica en la fase C (falla de fase a tierra), con apertura y recierre automático.

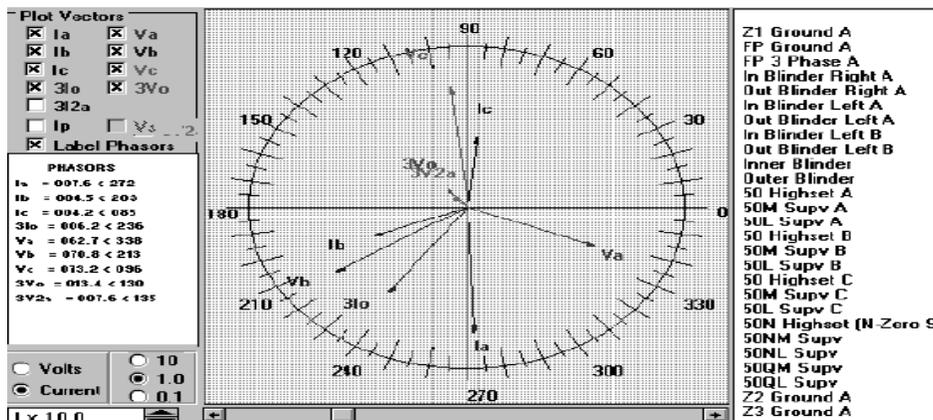
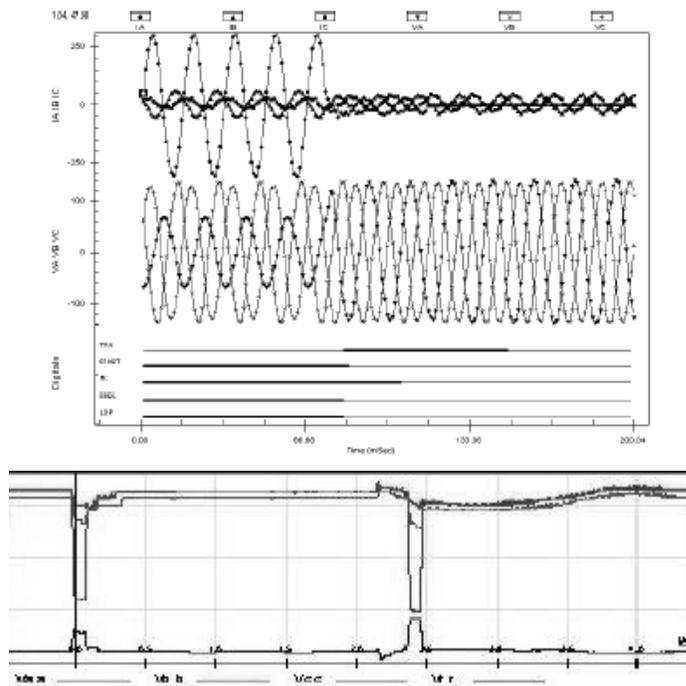
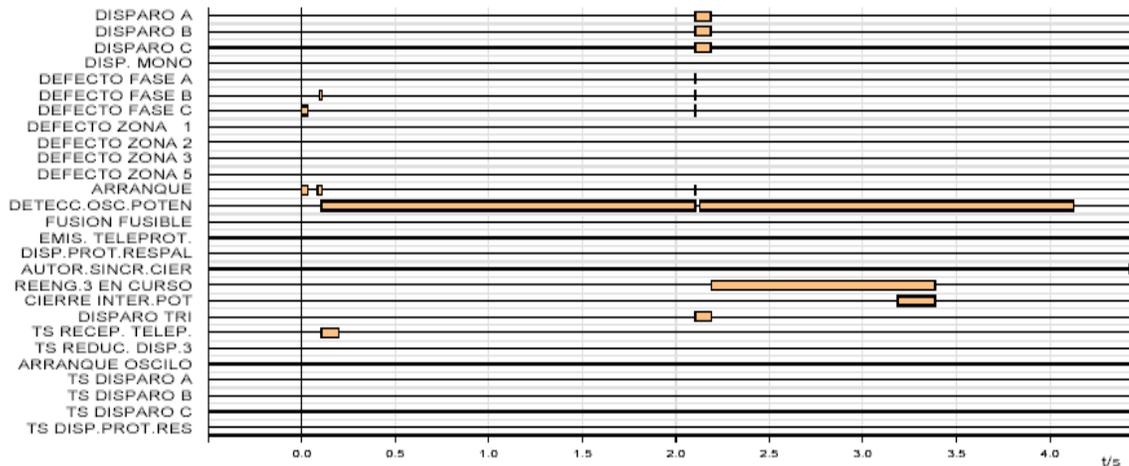


Figura 36. Registro secuencial de operaciones de apertura y recierre, ante fallas ocurridas en una línea.

10/01/2005 14:51	1RRI	INTERRUPTOR 910 T960	ABIERTO
10/01/2005 14:51	3PCH	INTERRUPTOR E364 G1	ABIERTO
10/01/2005 14:51	3PCH	INTERRUPTOR E385 G2	ABIERTO
10/01/2005 14:51:20.960	4CAT	ARRANQUE FASE R L-CSI	OPERACION
10/01/2005 14:51:20.960	4CAT	ARRANQUE FASE S L-CSI	OPERACION
10/01/2005 14:51:20.960	4CAT	ARRANQUE FASE T L-CSI	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.199	2VIN	ARRANQUE FASE R L-ORU	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.199	2VIN	ARRANQUE FASE S L-ORU	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.199	2VIN	ARRANQUE FASE T L-ORU	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.202	2VIN	ARRANQUE FASE R L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.202	2VIN	ARRANQUE FASE S L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.203	2VIN	ARRANQUE FASE T L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.251	2VIN	ARRANQUE FASE R L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.251	2VIN	ARRANQUE FASE S L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.251	2VIN	ARRANQUE FASE T L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.329	1COR	INTERRUPTOR A104 T4	ABIERTO
10/01/2005 14:51:21.331	2VIN	ARRANQUE FASE R L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.331	2VIN	ARRANQUE FASE S L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.331	2VIN	ARRANQUE FASE T L-CAT	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.339	1SJO	DISP. MICOM L-SIS	OPERACION
10/01/2005 14:51:21.365	4CAT	DISP. PROT. PRIN-2 L-CSI	OPERACION



6.1.1. Piloto lógico

El piloto lógico, en la aplicación de protección a distancia basado en microprocesadores. Separando las fases de reverso, adelanto y las zonas de tierra piloto que son dadas.

Hay diversos tipos y marcas de relés que están actualmente en el mercado para protección de línea de alta tensión, cada uno viene equipado con diferentes funciones de protección piloto.

Las opciones del piloto incluyen preparación del sistema de Bloqueo, sistema de desbloqueo, sistema comparador direccional de bloqueo, sistema de disparo de transferencia de sobrealcance permisivo, sistema de disparo de transferencia de subalcance permisivo y sistema de disparo de un solo polo. La lógica incluye la protección de línea de dos o tres terminales, bloqueo transitorio, baja alimentación y transmisión de onda. Utiliza el arranque portador de alta velocidad para sistema de bloqueo y un cronómetro de coordinación.

6.1.2. Tipo de sistema (piloto / sin piloto)

La lógica del relé ha utilizar varía de acuerdo con el tipo de sistema seleccionado. Sistema piloto utiliza una variedad de canal de comunicaciones y la lógica apropiada se asigna automáticamente cuando se selecciona el tipo de sistema piloto. El canal de comunicación permite información desde el terminal remoto, para ser comparada con la información local. Si ambos terminales concuerdan existe una falla interna, entonces ocurre un disparo simultáneamente en ambos terminales de líneas de transmisión.

Al utilizar la opción sin piloto permite el acceso a tres sistemas. Se selecciona cuando no existen medios de comunicación confiables para usar con el relé. Cuando se requiere una protección de distancia con retardo en el disparo y pérdida de carga.

6.2. Esquema de selección piloto

La mejor selección de un sistema piloto es, en gran medida, dictada por la naturaleza del canal de comunicaciones. Si la misma línea de transmisión es parte de un trayecto de vía de comunicación, como también un transportador de línea de energía, la pérdida del canal es uno de los resultados posibles de una falla interna. Por otro lado, los canales que no incluyen la línea de transmisión protegida como parte de la trayectoria de la señal, puede ser usado en un modo de mando para solicitar o exigir que se dispare al recibirse. Esto incluirá un alambre piloto onda portadora, fibras ópticas y microondas (antenas terrestres o por vía satelital).

6.2.1. Disparo de transferencia de sobrealcance permisivo

El sistema de disparo de transferencia de sobrealcance permisivo usa un canal de tono de cambio de frecuencia en los alambres piloto o en microonda que es codificado por la fase piloto o elementos a tierra. Una señal debe ser transmitida y recibida desde cada localización a todas las otras para todas las fallas internas. Solamente una zona de sobrealcance es requerida para cada terminal. Los medios permisivos que una unidad de distancia local debe operar, reciben además una señal remota solicitando el disparo, para que ocurra el disparo. El Sobrealcance significa que el canal es codificado por un elemento que es ajustado para alcanzar más allá de la próxima barra colectora.

6.2.2. Disparo de transferencia de subalcance permisivo

El sistema de disparo de transferencia de bajoalcance permisivo, usa un canal de tono de cambio de frecuencia alámbricos pilotos o en microondas. Una señal debe ser transmitida desde cualquier localización a todas las otras para todas las fallas internas.

El sistema es llamado de subalcance, porque la fase de bajoalcance y elemento de distancia a tierra (Zona 1) codifica el canal para causarle que cambie de frecuencia de guardia a la frecuencia de disparo.

El reconocimiento en el terminal de recepción de esta operación de cambio adicional, de un elemento de distancia de sobrealcance (fase de piloto y tierra) produce el disparo. El disparo en la Zona 1 en el terminal cerca de la falla toma lugar sin importar el canal. La mayoría de fallas serán detectadas, usando este esquema, por la operación de la Zona 1 en los relés de ambos terminales.

6.2.3. Desbloqueo de comparación direccional

En el esquema de desbloqueo, dos modos de disparo son acomodados. Si la señal del disparo del canal es recibida, el sistema se comporta exactamente como el esquema Disparo de Transferencia de Bajoalcance Permisivo. Si la falla causa fallas al canal, se permite un período de 150 ms en el que la fase piloto o la operación del elemento de distancia a tierra causa un disparo. La falla del canal sin operación de distancia piloto produce la misma acción de bloqueo de disparo, según el esquema Disparo de Transferencia de Bajoalcance Permisivo.

6.2.4. Bloqueo de comparación direccional

El esquema de bloqueo usa un transportador de línea de potencia prendido-apagado, para identificarle a un terminal remoto que la terminal local ha detectado en falla externa.

Las fallas internas no necesitan transmisión de señal o recepción. Las fallas externas necesitan que algunos elementos operen comenzando a cargar (piloto inverso o sobrecorriente de secuencia cero de fijación baja).

Las líneas de 69, 138 y 230 kv utilizan relevadores SEI, la protección de distancia EEGSA 1, 2 y 3 tienen el relevador de distancia SEL331c con respaldo SEL551. A continuación se presenta la tabla con los costos y beneficios para la protección de distancia:

Tabla 2. Costos y beneficios Protección de distancia.

IMPLEMENTACION DE COSTOS DE PROTECCION DE DISTANCIA:				
1	Interruptor de mando	Q30,000.00	Q50,000.00	Q80,000.00
2	Transformador de potencial	Q30,000.00	Q50,000.00	Q80,000.00
3	Relevadores	Q50,000.00	Q50,000.00	Q50,000.00
4	Enlace de comunicación con equipo de protección	Q1,500,000.00	Q1,500,000.00	Q1,500,000.00
5	COSTO TOTAL DE INVERSION	Q1,610,000.00	Q1,650,000.00	Q1,710,000.00

BENEFICIOS POR IMPLEMENTACION DE PROTECCION DE DISTANCIA (DISPARO AUTOMATICO)		
1	Numero total de indisponibilidades forzadas de línea	Q1,872.00
2	Duración total de indisponibilidades forzadas de línea	
3	Reducciones de capacidad de transporte	Q1,872.00
4	Desconexión automática	Q1,872.00
5	Costo de generación vendida y no vendida	Q9,555.00
6	Sobrecostos de operación	Q10,920.00
	COSTO TOTAL	Q26,091.00

CONCLUSIONES

1. Para diseñar una protección de una línea de transmisión de alta tensión, es necesario conocer los parámetros distribuidos de la línea, la tensión transportada y distancia a recorrer para el suministro de la energía.
2. Al ocurrir cualquier tipo de falla que genere una corriente de cortocircuito elevada, la protección de una línea de alta tensión debe actuar rápida y eficientemente, de modo que ésta pueda operar correctamente sin afectar el servicio de otros tramos importantes en el sistema eléctrico.
3. Para mejorar la rapidez de disparo y proteger la zona donde ocurre la falla, la protección con piloto utiliza un sistema con enlace de comunicación en los dos extremos de la línea, a través de onda portadora, microondas o fibra óptica.
4. Para monitorear el estado de una línea, antes y después de ocurrir una falla, se utilizan microprocesadores que proporcionan información importante para hacer simulaciones de acontecimientos reales de las fallas y llevar un registro de los eventos ocurridos en un período de tiempo, para la toma de decisiones.

RECOMENDACIONES

1. Los ingenieros de protección deben evaluar los riesgos y determinar el impacto de sus prácticas sobre la operación de su esquema de protección más adecuado a sus necesidades particulares, y además de sus limitaciones económicas.
2. Se debe seleccionar apropiadamente la coordinación para el disparo de los reles al ocurrir una falla, y así minimizar o prevenir daños severos a las líneas, equipos de transmisión y protección, este es uno de los aspectos más importantes de la protección de línea.
3. Al utilizar la protección piloto, en comparación con la protección convencional de distancia se tiene una ventaja importante, debido a que esta utiliza un canal de comunicación directo entre los dos extremos de la línea a proteger, por lo tanto es una protección mas eficiente.

BIBLIOGRAFÍA

1. Stevenson, William D. **Sistemas Electricos de Potencia** McGraw Hill Bogota Colombia, 1975
2. Blackburn, J. Lewis, **Symmetrical Components for Power Systems Engineering**, Inc., New York, NY, 1993.
3. Decker, Marcel Protective **Relaying, Theory and Application**, ABB Relay Division Coral Springs, FL, 1994.
4. *Mason, Russell C., **The Art And Science of Protective Relaying**, John Wiley & Sons Inc., New York, NY, 1956.*
5. *Fitzgerald, A.E. And Kingsley, C, **Electric Machinery**, McGraw Hill New York, NY, 1961.*
6. *Martín, José Raúl, **Diseño de Subestaciones Eléctricas** McGraw Hill México, 1992.*
7. *Harper, Gilberto Enríquez, **Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas**, Limusa México D.F., 2000.*

