

PROGRAMA DIGITAL DE COORDINACION DE PROTECCIONES

DE DISTANCIA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO

ROBERTO MONCAYO MONCAYO

QUITO, NOVIEMBRE DE 1.982

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CERTIFICO QUE EL PRESENTE
TRABAJO FUE ELABORADO POR
EL SR. ROBERTO MONCAYO M.
BAJO MI DIRECCION.

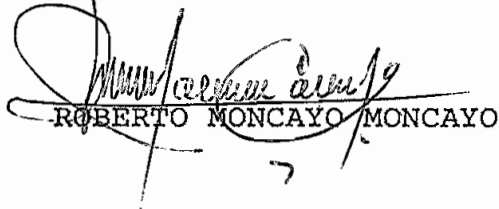


Ing. PATRICIO ORBE G.

DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que colaboraron para la culminación de este trabajo. Al Ing. Patricio Orbe G. por su oportuna dirección.


ROBERTO MONCAYO MONCAYO

INDICE

	Pag.
CAPITULO I	
1. Introducción	1
CAPITULO II	
PROTECCIONES DE UN SISTEMA ELECTRICO	
1. Principios Generales	9
1.1. Importancia	9
1.2. Características del diseño de las protecciones.	10
1.3. Elementos del Sistema de Protecciones	12
1.4. Información	13
2. Clases de Protección	14
2.1. Protección primaria	14
2.2. Protección de respaldo	14
3. Clasificación de los relés	15
4. Elementos de Sobrecorriente	17
4.1. Fusibles	17
4.2. Reconectores	19
4.3. Relés de sobrecorriente	19
4.3.1. Relé instantáneo	22
4.3.2. Relés de tiempo inverso	22
4.3.3. Relés direccionales	24
4.4. Ajustes y coordinación	26
5. Relés de distancia	28
5.1. Relé de impedancia	28

	Pag.
5.2. Relé de reactancia	31
5.3. Relé mho	32
5.4. Relé de impedancia modificada	34
5.5. Relés de conductancia	35
6. Problemas en la medida de la distancia	35
6.1. Efecto de la resistencia de falla	36
6.2. Sobrealcance debido a condiciones transitorias	37
6.3. Sobrecargas y fluctuaciones de potencia	39
6.4. Efecto de los transformadores de potencia	41
7. Selección de la unidad de distancia	41
7.1. Mínima longitud	42
7.2. Máxima longitud	47
7.3. Resumen	47
8. Efecto de fuentes intermedias	49
9. Ajuste y coordinación de los relés de distancia	51
9.1. Primera zona	53
9.2. Segunda zona	55
9.3. Tercera zona	58

CAPITULO III

PROGRAMA DIGITAL DE COORDINACION DE PROTECCIONES DE DISTANCIA

1. Descripción del programa	59
1.1. Secuencia de cálculos y diagrama de flujo	61
1.2. Almacenamiento de datos y cálculos	65
1.3. Descripción de las subrutinas	67
2. Información necesaria	72
2.1. Configuración del sistema	72

	Pag.	
2.2.	Información de los relés	73
2.3.	Información del sistema	74
2.4.	Flujos de corriente	75
3.	Resultados del programa	75

CAPITULO IV

EJEMPLOS DE APLICACION

1.1.	Información del programa	78
1.2.	Configuración del sistema	85
1.3.	Determinación del polinomio	86
1.4.	Ubicación de los relés	86
2.	Segunda etapa	87
3.	Tercera etapa	91
4.	Cuarta etapa	94
5.	Segundo ejemplo	96

CAPITULO V

1.	Conclusiones	101
	Apéndices	104
	Referencias	115

LISTA DE VARIABLES

C_T	relación de transformación de corriente
I	magnitud rms de la corriente
K	porcentaje que sobrepasa de la siguiente barra en el ajuste de la segunda zona.
K_3	magnitud de la restricción mecánica del relé
l	longitud del arco
L	punto de la impedancia durante condiciones normales de carga
L_L	longitud de la línea protegida
M	valor del tap del autotransformador secundario del relé
P	porcentaje protegido de la línea
R_{arc}	resistencia del arco
S	valor del tap del autotransformador primario del relé
S_1	espaciamiento entre conductores
u	velocidad del viento
t	duración del arco
T	valor del tap del compensador del relé
V	magnitud rms del voltaje
V_T	relación del transformador de potencial
Z	impedancia ajustada en el relé
Z_L	impedancia de la sección protegida
Z_0	máxima impedancia medida por el relé en condiciones normales
Z_T	máxima impedancia medida por el relé con efecto transitorio
Z_s	impedancia del relé a la fuente
Z_{pri}	impedancia a ajustar, en el lado de alto voltaje
Z_{sec}	impedancia a ajustar, en el lado del relé

CAPITULO I

INTRODUCCION

El gran avance tecnológico en el diseño y producción de computadores digitales para fines comerciales y científicos desde los comienzos de la década de los 50 han colocado a disposición de la ingeniería una poderosa herramienta. Estos avances han hecho económicamente factible el uso de los computadores digitables para los cálculos de rutina encontrados en el trabajo cotidiano del ingeniero.

Esta tendencia ha incrementado inmensamente el interés por los computadores y ha hecho necesario una mejor comprensión de la ingeniería y de las bases matemáticas para la solución de sus problemas.

La Ingeniería Eléctrica ha encontrado en esta herramienta un gran soporte para la planificación, diseño y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia, especialmente en lo que se refiere a cálculos para control de generación, despacho económico de cargas, flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad, etc., lo cual ha jugado un papel predominante para determinar la efectividad de planes alternos de expansión de los sistemas, dándoles ha estos un alto grado de confiabilidad y el máximo aprovechamiento del capital invertido.

Las exigencias cada vez más fuertes en cuanto a confiabilidad de servicio y a características de suministro de energía han determinado que el tamaño y complejidad de los Sistemas de Transmisión de Potencia hayan aumentado considerablemente.

En estas condiciones de operación de los Sistemas de Potencia se debe implementar sistemas de protección para asegurar el funcionamiento normal de los mismos. Para cumplir este propósito se usa los relés que se conectan a través de los elementos para detectar condiciones intolerables o no requeridas del circuito dentro de una área asignada, convirtiéndose en un seguro activo para mantener un alto grado de continuidad de servicio y limitar los daños de los equipos.

En la práctica no es factible el diseño de sistemas de protección que tengan la capacidad de operar ante todos los posibles problemas dentro de su área asignada, por lo que se deben realizar algunos compromisos con las alteraciones que de acuerdo a la experiencia tienen una mayor probabilidad de ocurrir.

Para la determinación del área de trabajo es necesario realizar la distinción de las magnitudes que verá el relé, para de esta manera especificar las condiciones en las cuales debe operar interrumpiendo el flujo de potencia por el elemento protegido, ya sea instantáneamente o con retardo de tiempo, o en caso contrario no operar. Este proceso de selección de las condiciones de operación de los relés determina que el ajuste y coordinación de los varios equipos que deben vigilar la normal

operación en un sistema de potencia requiera de una gran experiencia e ingenio debido al gran número de variación de parámetros que se deben considerar.

En estos sistemas complejos, en donde se debe asegurar los tiempos de operación y selectividad de los relés para varios niveles de generación y cambios anticipados del sistema, el proceso de prueba y error se convierte en un trabajo largo y tedioso. Para aumentar la velocidad de estos cálculos y la seguridad en los mismos, desde hace algunos años se ha planteado en los países desarrollados el uso del computador como un instrumento de apoyo.

Los primeros trabajos al respecto los realiza G.E. Radke², que mediante un manejo adecuado de "técnicas digitables para el uso de datos empíricos de una familia de curvas que describen el comportamiento del relé de sobrecorriente en el cálculo del ajuste del dial de tiempo de los relés" se puede lograr la coordinación de las protecciones¹.

Un grupo de trabajo de la Consumers Power Company y la Westinghouse Electric Corporation realizaron un programa denominado Digital Computer Protective Device Co-ordination Program (DCP²) con el propósito de determinar en que medida un computador digital podría reemplazar los aspectos rutinarios del arte de las protecciones, convirtiéndose este programa en el pionero y uno de los más completos y comprensivos, demostrando sustanciales ahorros posibles en el cálculo y chequeo de los ajustes de los relés para la coordinación.^{3,4}

Para el ajuste de relés de distancia y tierra se propone un método interactivo, puesto que según los autores "fue sacrificado el sistema de protección en busca de alcanzar coordinación"⁵. Por lo que se desarrolla una nueva lógica en el programa, usando la filosofía de que el sistema de protección es de primordial importancia, y ya que la lógica puede ser fácilmente desarrollada, guardando los tiempos de operación dentro de límites aceptables, no se sacrificará la coordinación.

Este estudio propone guardar la información de entrada tan simple como sea posible, conteniendo datos de la configuración del sistema, impedancias de líneas, de acoplamiento mutuo e información de la características de los relés. La mayoría de la información, incluyendo las curvas de los relés y varios márgenes de seguridad basados en las prácticas de los usuarios, necesitan una sola implementación puesto que permanecen casi invariables.

Como un avance de este artículo, se propone una ampliación a base de sistemas de computación interactivos (CRT), para un sistema de alto voltaje de gran magnitud como el de la Tokyo Electric Power Co. Inc. (TEPCO), de manera que se puede realizar una comunicación con un microcomputador y realizar el ajuste de protecciones de distancia, variando no solo las condiciones de operación y la configuración del sistema, sino aún tomando en cuenta la estructura de la subestaciones, salida de líneas, reguladores de tensión, transformadores, etc., mediante los CRT y "light pens" para el uso directo en la especificación de condiciones. Este sistema es uno de los componentes incluidos en una minicomputadora de control de procesos para el despacho automático⁶.

Pero la utilidad de las computadoras a los sistemas de protec

ción no ha quedado en solo facilitar el cálculo de los ajustes y coordinación de los relés, sino en la proposición de sistemas de minicomputadoras que mediante unidades lógicas puedan realizar un óptimo trabajo de los relés, desplazando a éstos.

Es así como en el caso de la protección digital de distancia, algunos métodos han sido publicados para el cálculo digital de la impedancia de falla de una línea de transmisión usando un minicomputador en la línea. Como en el caso de los relés convencionales, los métodos se desarrollan comparando las formas de onda de corriente y voltaje al punto de medida o protección.

En la referencia 7 se describen y analizan las técnicas de Fourier, onda cuadrada y un método de filtrar armónicos. Se ha propuesto también un método para la protección de distancia en base a las componentes simétricas, obteniendo una sola ecuación que se usa para determinar la distancia a la falla desde el punto de aplicación del relé, sin considerar el tipo de falla, lo que constituye una gran ventaja.⁸

En nuestro país, la implementación de este tipo de trabajos es todavía bastante pobre. Los programas de coordinación de protecciones están disponibles "en forma de "paquete tecnológico", es decir, que se pone al alcance de las empresas eléctricas para la compra o arrendamiento del programa como una caja negra con todo su contenido secreto".¹

El desarrollo de esta tesis es una complementación del "Programa Digital de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente"

realizado por el Ing. Raúl Ruiz, y tiene el objeto de realizar el ajuste de la protecciones de distancia en un Sistema Eléctrico.

El programa necesita como información los datos que describen la configuración del sistema, la ubicación y tipo de los dispositivos de protección, voltajes y corrientes del sistema, valores de las impedancias de las líneas, e información de las corrientes en condiciones normales y de cortocircuito.

El programa realiza el ajuste de la protección de los relés de distancia y coordina los tiempos de operación con los otros tipos de relés o fusibles involucrados en el sistema. En la información se puede especificar el ajuste de relés existentes de manera que el programa evalúe sus condiciones de operación y determine los cambios que se deben hacer, en caso fueren necesarios. Estas observaciones se especifican en los resultados del programa, así como también los valores de ajuste del alcance y tiempo recomendados por la lógica implementada.

Debido a la poca normalización de la protección, es muy común que diferentes ingenieros diseñen esquemas significativamente diferentes para esencialmente el mismo tipo de sistema de potencia, variando no solo el tipo sino el rango de protección. Esto a determinado que un programa no pueda reemplazar al ingeniero de protecciones, sino que más bien se lo presenta como un medio de iluminar las áreas problema que requieren un mayor estudio.

En la descripción del estudio realizado se analizan las características de operación de los relés, poniendo mayor énfasis en

los diferentes tipos de relés de distancia y las bases necesarias para desarrollar el algoritmo seguido en la elaboración del programa.

La secuencia de operación del programa y una explicación de sus partes constitutivas constan en el Capítulo III, de manera que se obtiene una visión general del funcionamiento del mismo.

Finalmente, en el Capítulo IV se desarrollan ejemplos explicativos de aplicación del programa, de manera que el usuario se familiarice con la información de entrada y resultados del programa de ajuste de protecciones de distancia.

CAPITULO II

PROTECCIONES DE UN SISTEMA ELECTRICO

1. PRINCIPIOS GENERALES

1.1 IMPORTANCIA

Un sistema eléctrico de potencia no puede operar sin un sistema de protección, pues aunque este no requiera funcionar durante la operación normal de los equipos protegidos, en cambio debe estar inmediatamente disponible para manejar las condiciones intolerables del Sistema y evitar serias salidas y daños en el mismo.

Es por esta razón que se mide la contribución del sistema de protección en la ayuda que preste al Sistema de Potencia para funcionar tan eficiente y efectivamente como sea posible. De manera que para evaluar el costo de su implementación no se lo debe hacer en base a las prácticas normales, es decir sin considerar los beneficios obtenidos como son las disminuciones en el costo de la reparación de los daños producidos, de la probabilidad de que la falla se extienda y envuelva otros equipos, del tiempo que el equipo afectado esté fuera de servicio, del equipo de reserva y el reclamo de los usuarios sin servicio.

Para conseguir mayor selectividad en la protección se ha establecido como práctica la división del Sistema por zonas separadas por disyuntores, por lo que el problema de aplicación de

los relés consiste en la selección del esquema que reconozca la existencia de la falla dentro de un zona específica y proceda al aislamiento de la misma del resto del Sistema. Esta división consiste en realizar la protección por separado de generadores, transformadores, barras, motores, y circuitos de transmisión y distribución.

A pesar del gran crecimiento de los Sistemas de Potencia, tanto en magnitud como en complejidad, y del consiguiente aumento del grado de dificultad de las pruebas impuestas a los relés, a través de la introducción de principios sofisticados y el mejor uso de los antiguos, se ha logrado aumentar la velocidad de los relés y su confiabilidad para contar al momento con mejores sistemas que los antiguos.

Además, la funcionalidad del actual equipo de protección ha permitido el uso de la capacidad total del Sistema, puesto que su velocidad es determinante en la cantidad de potencia a ser transmitida sin pérdida del sincronismo cuando ocurre un cortocircuito.

1.2 CARACTERISTICAS DEL DISEÑO DE LAS PROTECCIONES

En los sistemas de protecciones, como ya se mencionó anteriormente, no existe una unidad de criterios para el diseño del esquema y los ajustes necesarios en la especificación de la zona de trabajo de los relés. Esta falta de un modelo ideal se debe principalmente a que el relé no tiene la capacidad de operar ante todas las anomalías en el elemento protegido, lo que obliga a realizar ciertos compromisos de acuerdo a la experiencia y prácticas de operación.

Sin embargo, se ha establecido que la mayor funcionalidad del equipo de protección se obtiene con la mejor combinación de los siguientes criterios básicos del diseño:

- a) **Sensibilidad:** se la define como la habilidad de operar con seguridad cuando la condición requiera la mínima tendencia de operación y al mismo tiempo evitar operaciones innecesarias. Estos dos aspectos mantienen una constante contraposición, lo que equivale a decir que no se puede aumentar el uno sin disminuir el otro.
- b) **Selectividad:** el sistema debe ser capaz de seleccionar entre las condiciones que requieren una rápida operación de aquellas en que no debe operar o que lo debe hacer con retardo de tiempo. En este aspecto lo que se busca es lograr la máxima continuidad de servicio con la mínima desconexión del sistema.
- c) **Velocidad:** en todo sistema se requiere de un rápido aislamiento de la falla para disminuir el daño ocasionado y mejorar la estabilidad del mismo. Sin embargo el desarrollo de relés rápidos está siempre limitado por el incremento de la probabilidad de más operaciones indebidas. Es por esto que el tiempo se convierte en un factor determinante en la coordinación con otros equipos y en un medio de distinguir los problemas que requieren operación.
- d) **Economía:** Cumpliendo con el objetivo de la Ingeniería, se requiere de la máxima protección al mínimo costo. De todas maneras el costo inicial siempre

pre debe ser comparado con los daños producidos por las fallas y los peligros del personal.

f) Simplicidad: A mayor simplicidad del esquema de protección y circuitos asociados se obtendrá una menor probabilidad de falla. Como en todos los aspectos, la simplicidad es un síntoma de buen diseño, pero no siempre puede ser el más económico.

1.3 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Para la operación del sistema de protección se necesita del siguiente equipo:

- a) Relé: que es el elemento discriminador, que compara constantemente las condiciones reales de operación con aquellas consideradas normales.
- b) Interruptor: que es el aparato que aísla la zona fallada del resto del sistema.
- c) Aparatos de medida: que trasladan las condiciones de operación del sistema de potencia para ser analizadas por el relé.
- d) Equipo Auxiliar como fuentes de energía, paneles, cables, etc.

Los relés y disyuntores deben funcionar juntos en la protección del sistema, puesto que no tiene o es poco el valor de la

aplicación del uno sin el otro.

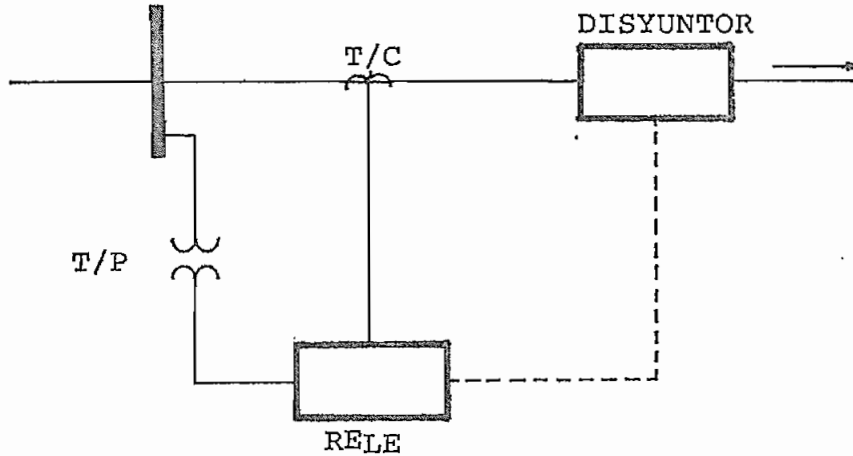


Fig. 2.1. Componentes de los sistemas de protección.

1.4 INFORMACION

El primer paso para estos estudios es declarar el problema de la protección correctamente, para lo que se necesita la siguiente información:

- a) Configuración del sistema.
- b) Sistemas de protección existentes y sus dificultades.
- c) Prácticas de operación y futuras expansiones.
- d) Grado de protección requerida.
- e) Estudio de fallas, especialmente trifásicas y monofásicas.
- f) Máxima carga del sistema.
- g) Relación de transformación del voltaje y la corriente.
- h) Impedancias de las líneas y transformadores.

2. CLASES DE PROTECCION

En un sistema existen dos clases de protección:

1. Primaria
2. Respaldo

2.1 PROTECCION PRIMARIA

La protección primaria es la primera línea de defensa de cada una de las zonas del sistema. Es este tipo se puede observar que los interruptores están localizados lo más cerca del elemento lo que hace posible aislar el área fallada. A pesar de que las zonas están separadas de manera que en una falla se disparen solo los interruptores del área, se acostumbra que se sobrepongan alrededor de los disyuntores para evitar que queden zonas desprotegidas.

2.2 PROTECCION DE RESPALDO

La protección de respaldo se prevé considerando el caso de que la protección primaria puede fallar en la operación. Este tipo se emplea solo para cuando la falla es un cortocircuito, debido a que es el caso predominante y que no es económicamente justificable hacerlo para otras anomalías.

La protección primaria puede fallar por un pobre diseño de la protección, error en los ajustes, errores del personal o un mal funcionamiento del equipo. El que la no operación se registre por causa del equipo se puede atribuir a una falla en la fuente de energía, falla en el relé, en los circuitos de disparo o en

el interruptor.

Se pueden dar dos tipos de respaldo: local o remoto. El respaldo local ocupará la misma localización del primero y el remoto una barra aledaña.

Como se requiere que el respaldo sea arreglado de tal manera que la causa de falla del primario no se repita en éste, para dar respaldo local se necesita que los elementos - asociados en la protección sean diferentes a los del primario, lo cuál no es muy económico, por lo que es más recomendable el uso del respaldo remoto.

Al ocurrir una falla, ambas protecciones la detectan e inician su funcionamiento, pero la distinción del área de operación está determinada por el tiempo de despeje. De manera que el respaldo remoto debe tener un tiempo mayor que el más lento de los del sistema primario para evitar que al operar se desconecte una mayor parte del sistema. Otra de las funciones del respaldo, aunque no fundamental, es la de proveer protección primaria al elemento cuando el equipo de protección primaria está fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

3. CLASIFICACION DE LOS RELES

Puesto que el objeto de esta tesis es la protección de los Sistemas de Transmisión y Distribución de Potencia, en adelante nos referiremos únicamente a los fundamentos en los que se basa el diseño de ésta área de protección.

En la protección de líneas de potencia contra fallas, existen 7 técnicas comunmente usadas y que son⁴:

1. Instantáneo de sobrecorriente.
2. Tiempo-sobrecorriente.
3. Direccional.
4. Zonas tiempo corriente.
5. Tiempo inverso-distancia.
6. Zonas de distancia.
7. Hilo Piloto.

Algunos son los factores que determinan la selección de la protección aplicada a una línea del Sistema de Potencia, como⁴:

- a) Tipo de circuito: aéreo, subterráneo, líneas paralelas, multiterminales, etc.
- b) Función e importancia de la línea, donde se analiza el efecto de la continuidad de servicio, tiempo requerido para el aislamiento de la falla del resto del sistema, etc.
- c) Requerimientos de ajuste y coordinación, es decir la compatibilidad con el equipo asociado de las líneas y sistemas.

A estos factores se añade el económico y las preferencias del Ingeniero basadas en sus conocimientos técnicos y experiencia.

4. ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE

En los Sistemas Eléctricos de Potencia que operan en condiciones de falla, en especial de cortocircuitos, uno de los fenómenos más notorios es el aumento de la corriente que fluye por él, lo que ha permitido que se desarrollen técnicas para la protección de las líneas usando elementos que obedecen a esta propiedad de la sobrecorriente.

El elemento de sobrecorriente es un tipo simple de protección cuya característica de operación permite el paso de la máxima corriente normal del sistema y debe detectar la mínima corriente de falla. Sin embargo, las corrientes de falla pueden ser usadas como base para la selectividad solamente donde existe una marcada diferencia entre la magnitud para una falla dentro del área protegida y fuera de ella.

Los tipos principales de elementos de sobrecorriente son:

1. Fusibles
2. Reconnectadores
3. Relés

4.1 FUSIBLES

El fusible es un aparato de protección de sobrecorriente, intercalado en el sistema, que consta de un elemento fundible para la apertura del circuito, el cual es directamente calentado y destruido por el paso de una sobre corriente excesiva a través de él. La función del fusible es extinguir el arco es-

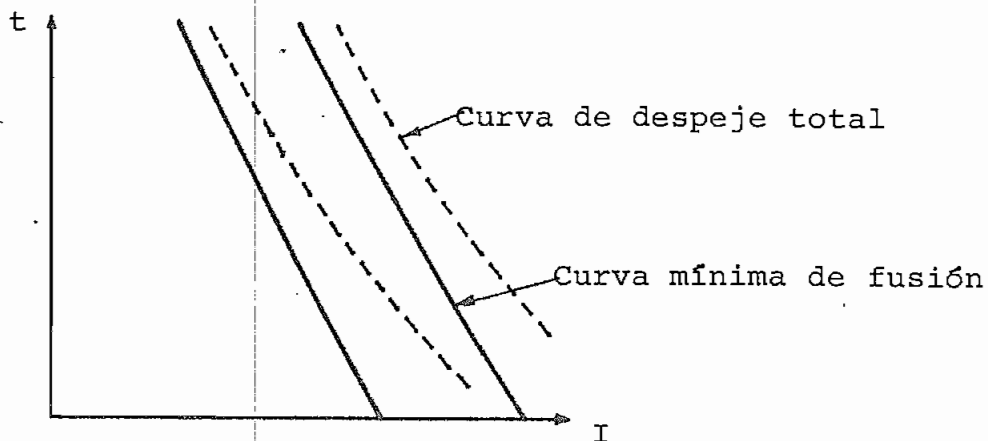


Fig. 2.2¹. Curvas características de los fusibles.

tablecido por el elemento fundido y mantener el circuito abierto.

La corriente nominal del fusible es la magnitud que puede soportar indefinidamente sin que el calentamiento exceda los valores prefijados.

Las curvas de tiempo corriente especificadas para un fusible son:

- curva mínima de fusión
- curva de tiempo mínimo
- curva de despeje total

La curva de despeje total permite saber el tiempo total en que se logra aislar al elemento fallado y por lo tanto son las curvas usadas para la coordinación con los otros dispositivos. Estas características constan en la Fig. 2.2.

4.2 RECONECTADORES

Estos dispositivos de protección se usan generalmente para el control de líneas radiales y tienen la particularidad de que pueden efectuar la reconexión del sistema hasta 4 veces.

El uso de este tipo de protección se debe principalmente a la alta probabilidad de que la falla de la línea tenga un carácter no permanente y que al ser restablecido el servicio en el elemento se haya despejado la falla.

Debido a que la característica de operación de reconectores es tiempo inverso, si se toma en cuenta la variación debida a los tiempos de desenergización se puede lograr una fácil coordinación.

La "inteligencia" que habilita al reconector de manera que sea sensible a las sobrecorrientes, de seleccionar el tiempo de disparo, las funciones de reconexión y la apertura final está prevista por el control que básicamente se provee a través de mecanismos hidráulicos o electrónicos.

4.3 RELES DE SOBRECORRIENTE

Como ya se mencionó la protección de sobrecorriente entra en acción cuando la corriente en una o más de las fases del elemento protegido supera un valor determinado. Por lo que la selectividad de este tipo de protección se la consigue ya sea controlando los tiempos de accionamiento de los relés, las corrient

tes de operación o combinando estas dos formas para lograr lo que se denomina selectividad conjugada."

La selectividad por temporización se logra de manera que los tiempos de operación crecen desde la última protección de la red hacia la fuente, como se muestra en la Fig. 2.3. El objetivo es que al producirse una falla todos los relés operen y el área fallada se detecte por el tiempo de operación de los mismos. Este tipo de protección tiene la desventaja muy peligrosa de que mientras la falla está más cerca de la fuente de corriente, la magnitud de cortocircuito es mayor y sin embargo se espera mayor tiempo de despeje.

En la selección del área fallada por medio de la magnitud de corriente de cortocircuito se aprovecha la propiedad de que su valor decrece a medida que aumenta la distancia de la falla a la fuente. El criterio de esta selección está explicado en la Fig. 2.4, en la cual se puede ver que si la impedancia varía levemente, entre una zona y otra, su operación no se hace práctica.

Como una salida para los anteriores métodos se plantea la selectividad conjugada, para la que se necesita la variación de las curvas características de los relés y así poder enfrentar a un mayor número de condiciones de ajuste.

En todas las características de los relés se deben tomar en cuenta los siguientes valores:

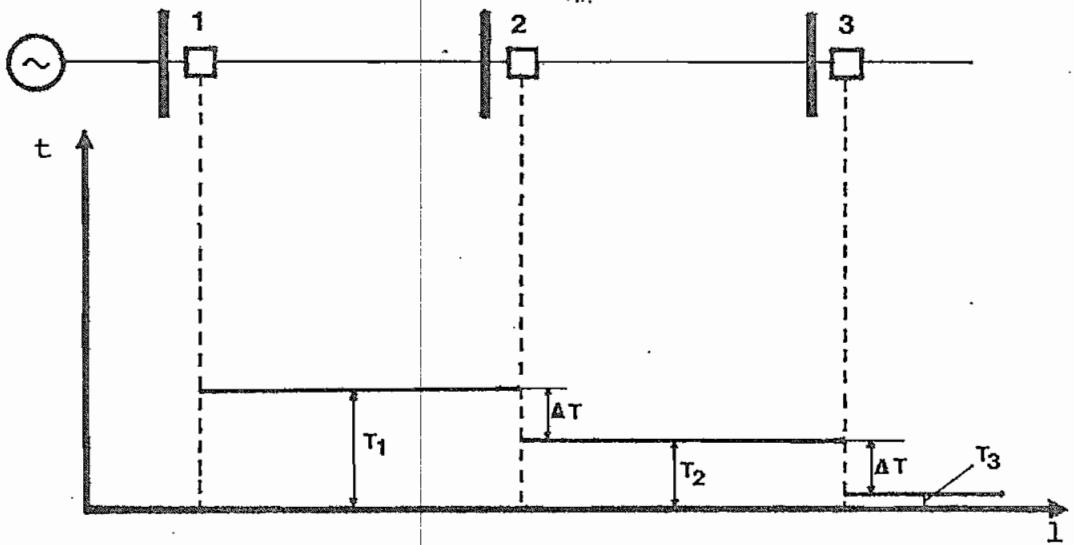


Fig. 2.3. Selectividad por temporización

1. Tap, que es un dispositivo del relé que permite variar la sensibilidad del relé, consiguiendo que opere con diferentes valores de corriente.
2. Corriente mínima de operación o "pick up", es la magnitud para la que el relé produce el cierre de sus contactos.

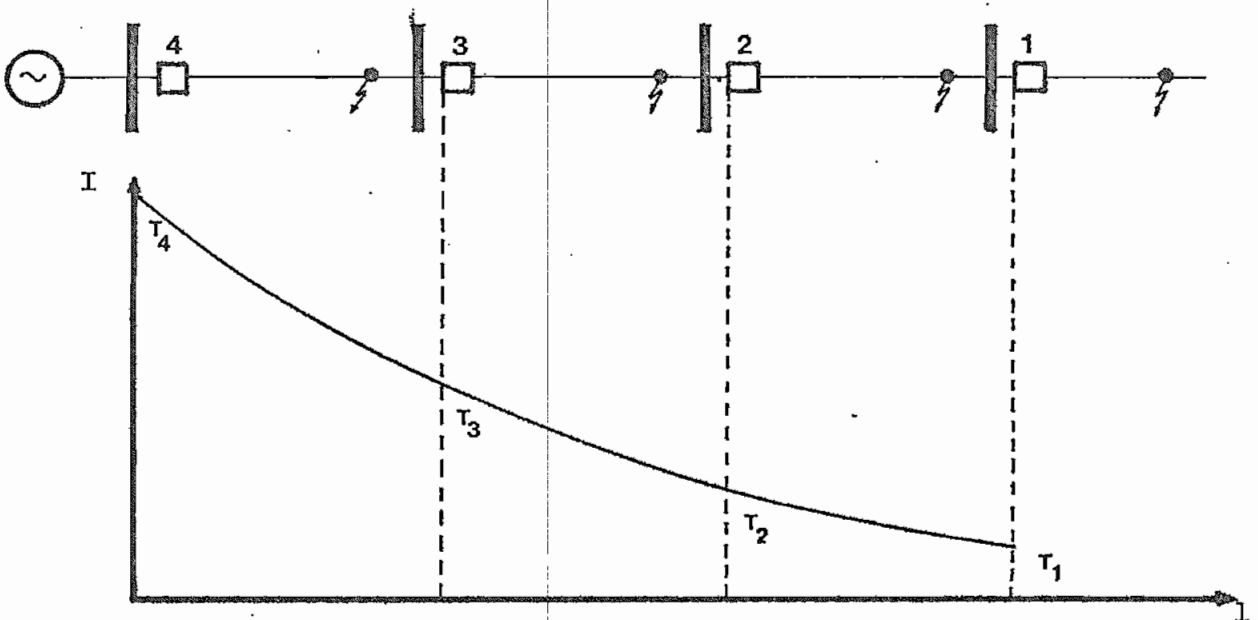


Fig. 2.4. Selección en base a la magnitud de corriente.

3. Lever o Dial, indica la posición del tope que controla el recorrido del contacto móvil y determinará el recorrido del mismo hasta su operación, permitiendo variar los tiempos de operación.

4.3.1 RELE INSTANTANEO

Este relé de sobrecorriente es ajustable sobre un ancho rango de corrientes y puede ser calibrado de acuerdo a la escala indicativa de operación o pick up. Es un relé de baja relación de reposición y operación. Su aplicación está en los casos en que su característica de operación no ocasiona una pérdida de selectividad. Esta condición se presenta cuando el elemento protegido es una línea larga o un transformador en donde la impedancia de la fuente es pequeña comparada con la del circuito, lo que resulta en una diferencia apreciable de las corrientes de cortocircuito entre dos relés consecutivos.

4.3.2 RELES DE TIEMPO INVERSO

Estos relés, que generalmente usan como estructura los tipos de atracción electromagnética de una entrada y el de inducción tienen como principal característica el poder brindar protección primaria y de respaldo a las áreas asignadas.

Las curvas suministradas por el fabricante están en función de los múltiplos de la corriente de operación, de manera que las mismas curvas pueden ser usadas para cualquier valor de pick up. El tap debe elegirse de modo que no opere para la corriente máxima de carga y detecte las fallas.

Variando la relación corriente-tiempo de estos relés se ha logrado ampliar las características de operación basadas en el principio de sobrecorriente, lo que ha determinado que se tengan relés más especializados para responder a los requerimientos de las áreas asignadas, garantizando la coordinación selectiva entre los relés.

De las curvas y características de operación proporcionadas en la referencia 13 se puede resumir los siguientes criterios pa

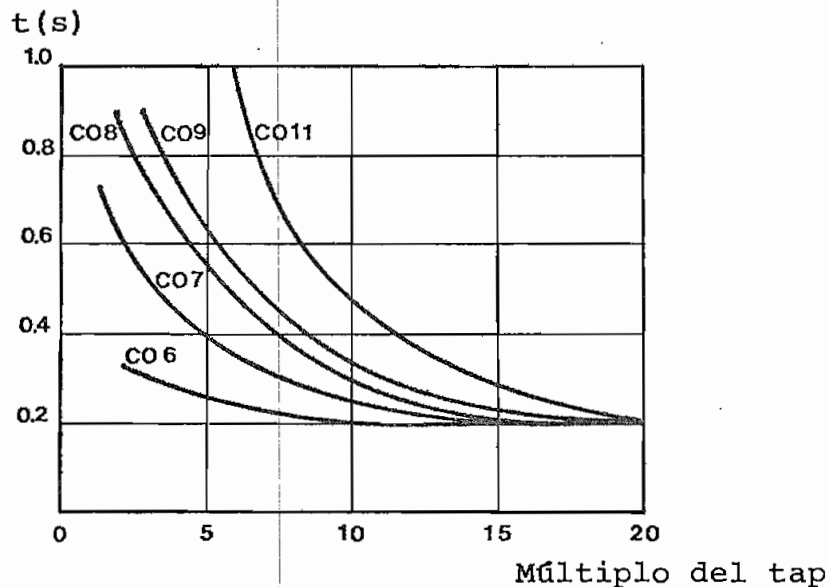


Fig. 2.5.⁴ Características de relés de sobrecorriente.

ra la aplicación del grado de inversidad requerido por los relés:

- El relé de tiempo definido (CO-6) es usado cuando la capacidad de generación y las corrientes de falla varían en un am

plio rango.

- El moderadamente inverso se utiliza para protección contra fallas entre fases y tierra en sistemas en los que los cambios de generación son moderados o en el diseño de líneas paralelas en que cualquiera de los dos puede llevar la carga total (CO-7).
- Los relés inversos y muy inversos (CO-8,CO-9) se usan en líneas de subtransmisión y alimentadores; se escoge el grado de inversidad requerido de acuerdo con la magnitud de falla, tiempo de operación deseado y las características de las protecciones aledañas.
- Los de tipo extremadamente inverso se los aplica en alimen-tadores que deben coordinar con fusibles o se requiere un retardo de tiempo para ligeras sobrecargas.

La selección del tipo de curva depende de las característi-cas del sistema y la experiencia del Ingeniero. De todas maneras para asegurar coordinación selectiva se busca que los relés ten-gan una operación símilar evitando el cruce de curvas que resul-ta en una incorrecta coordinación.

4.3.3 RELES DIRECCIONALES

Se usan para desconectar circuitos de transmisión o alimen-tadores cuando la corriente que fluye a través de ellos en una dirección dada, excede un valor predeterminado. Esta particularidad de distinguir el sentido del flujo de corriente se debe a la de-tección de las diferencias de ángulo de fase de la corriente y el circuito de polarización. La habilidad del relé depende del ajus-

te de la magnitud de polarización y del ángulo al que se desarrolla el máximo torque.

Su implementación se la realiza en base a las propiedades de las unidades direccionales y de sobrecorriente, por lo que la unidad de sobrecorriente, sin importar la magnitud que mida, opera siempre y cuando haya actuado la direccional.

Se prefiere el uso de unidades separadas debido a su más fácil aplicación, en vez de un relé direccional con características propias, a pesar de que este arreglo es más grande e impone un mayor burden al transformador de corriente. Por este motivo sus curvas características son las mismas que las de sobrecorriente con la restricción de dirección.

En los sistemas en que existen fuentes a los dos terminales de una línea, la corriente puede fluir en las dos direcciones, por lo que los relés están sujetos a corrientes de falla fluyendo en los dos sentidos. Si no se usara unidades direccionales, el relé debiera ser coordinado, no solo con los relés ubicados en el otro terminal de la línea sino con los anteriores a él.

Para la aplicación de los relés direccionales se recomiendan los siguientes criterios⁴:

- a) Si la máxima corriente de falla a través del relé para fallas en la barra del relé (I_1) exceden en el 25% de la mínima corriente de falla en el otro extremo (I_2).

003032

$$\frac{I_1}{I_2} \geq 0.25$$

(2.1.)

- b) Si la máxima corriente de carga hacia la barra del relé es mayor que la máxima corriente en la dirección que ve el relé. Para una falla en el extremo de las líneas adyacentes, esta condición permite ajustes más sensitivos.

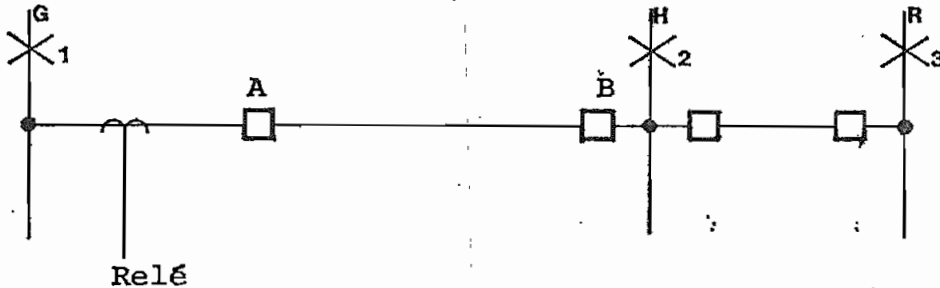


Fig. 2.6.⁴ Aplicación del relé direccional.

4.4 AJUSTES Y COORDINACION

En condiciones de mínima generación u otros factores que causen el mínimo flujo de corriente a través del relé a calibrarse, el primer paso, es la búsqueda de la corriente de operación del relé, la cual debe permitir que el relé opere para todos los cortocircuitos de su área de protección principal y provea respaldo de la línea contigua para cortocircuitos hasta el extremo de esa.

Con el objeto de usar la parte más inversa de las curvas de tiempo del relé, la corriente de operación se debe escoger tan alta como sea posible y que sea baja todavía para operar confiablemente para la mínima corriente de falla. Es aconsejable ajustar el tap al valor siguiente a 1.25 veces la máxima corriente de carga que puede soportar el sistema por corto tiempo, considerándose óptimo el valor entre 1.5 a 2 veces este valor.

En los relés de tierra no existe este problema, a menos que haya un desbalance en el sistema, por lo que se recomienda ajustar a un valor no menor del 10% de máxima carga.

El segundo paso es ajustar el retardo de tiempo para obtener selectividad con los elementos inmediatamente adjuntos, para lo cual se realiza el análisis en condiciones de máxima corriente para una falla inmediatamente después del interruptor en la siguiente barra. Sin embargo, para que exista coordinación en los tiempos de operación se debe considerar una diferencia de tiempo entre la respuesta de los dos elementos.

Este intervalo está determinado por el tiempo de operación del interruptor, sobreviaje del relé después de la interrupción y de un margen de seguridad por errores en los cálculos, operación del relé y de los transformadores de medida. Un valor de 0.2 a 0.3 segundos se considera suficiente.

5 RELES DE DISTANCIA

Cuando el relé de sobrecorriente es demasiado lento o pierde selectividad se usan relés de distancia, especialmente para cuando las fallas son altas y pueden ocasionar la pérdida de la estabilidad del sistema y grandes daños en el mismo.

El relé de distancia establece relación de voltaje y corriente de la misma fase, en su localización la cual puede ser expresada como impedancia. Puesto que la impedancia es proporcional a la longitud de la línea protegida, el valor medido es proporcional a la distancia existente entre el relé y el punto de falla, por lo que se convierte en un medidor de la distancia a la falla, característica que ha determinado su nombre.

La mayor ventaja del relé de distancia es que su zona de operación es función solamente de la impedancia de la línea protegida, siendo relativamente independiente de las magnitudes de corriente y voltaje.

De la manera que se provea las fuerzas de restricción y operación de los relés de distancia, combinando el voltaje y corriente medidos por el relé, se obtienen diferentes características de operación, como las que se presentan a continuación.

5.1 RELE DE IMPEDANCIA

En este tipo de relés el torque producido por la corriente es balanceado con el torque de voltaje. La corriente produce

una atracción en la dirección de operación (pick up) mientras que el voltaje produce un torque negativo (reset). La ecuación del torque es entonces:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3 \quad (2.2)$$

En el punto de balance, en el límite de la operación del relé, el torque neto se hace cero, por lo que se tiene:

$$K_2 V^2 = K_1 I^2 - K_3 \quad (2.3)$$

$$Z = \frac{V}{I} = \sqrt{\frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2}} \quad (2.4)$$

Si el efecto del resorte es despreciable, como en la práctica lo es, se obtiene:

$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = K \quad (2.5)$$

Al expresar esta ecuación en un gráfico de la corriente en función del voltaje se ve que su respuesta es una constante, no tándose una ligera variación para valores pequeños de corriente debidos al efecto del resorte, como en la Fig. 2.7.

El relé opera para una combinación de voltaje y corriente, en la región de torque positivo, es decir, para un valor de impedancia medida menor al valor de ajuste. Puesto que el relé de impedancia es prácticamente independiente del ángulo de fase del voltaje y corriente, su característica de operación es un círculo con su centro en el origen, en donde para valores de impedancia menores al radio del círculo se producirá un torque de operación y para un valor mayor de impedancia el torque resultan

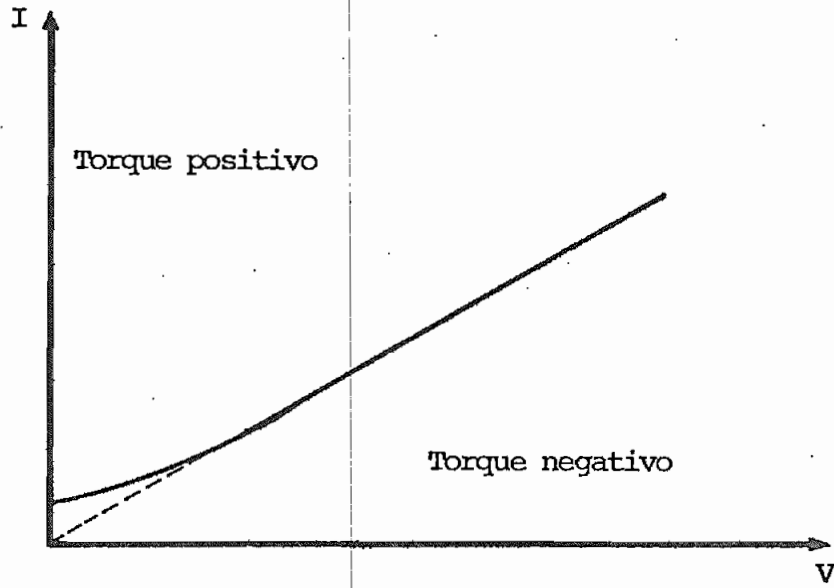


Fig. 2.7.²⁰ Características de operación del relé de impedancia.

te será negativo, como se muestra en la Fig. 2.8.

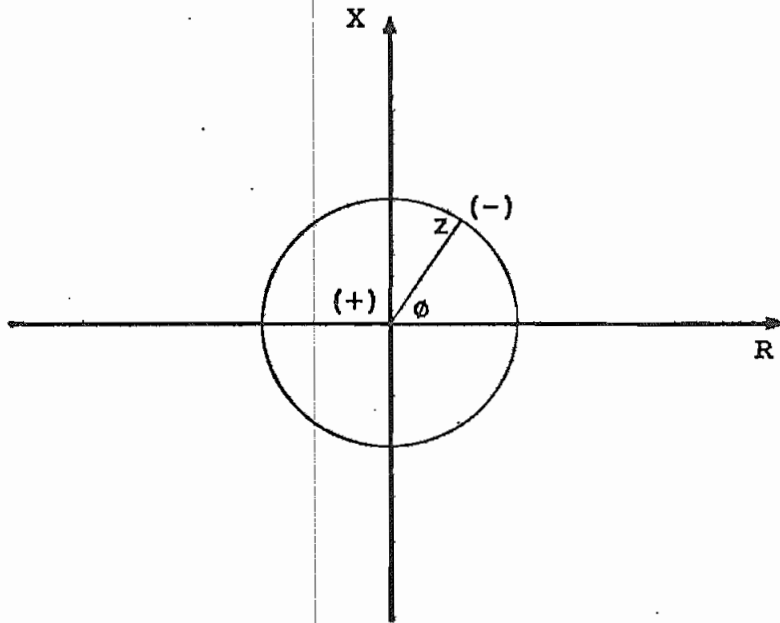


Fig. 2.8. Características de operación en un diagrama $R - X$

Para corrientes muy pequeñas el círculo de impedancias se vuelve menor debido al efecto de las fuerzas mecánicas de restricción (resortes), pero esta circunstancia no tiene significación en la práctica puesto que la operación del relé muy pocas veces depende de bajas corrientes.

En la protección de líneas, un relé de fase consiste de una unidad direccional, tres unidades de impedancia y unidades de retardo de tiempo. Las unidades de zonas o impedancia son ajustables independientemente, de tal modo que si al ocurrir una falla su operación se bloquea por algún elemento del sistema exterior al relé, éste hará tantos intentos de operación como circunferencias haya alrededor del punto de impedancia que representa la falla.

5.2 RELES DE REACTANCIA

El relé tipo reactancia tiene un elemento de sobrecorriente que desarrolla el torque positivo y una combinación de voltaje y corriente que se opone o añade a este torque dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y el voltaje, por lo que se puede decir que es un relé de sobrecorriente con restricción

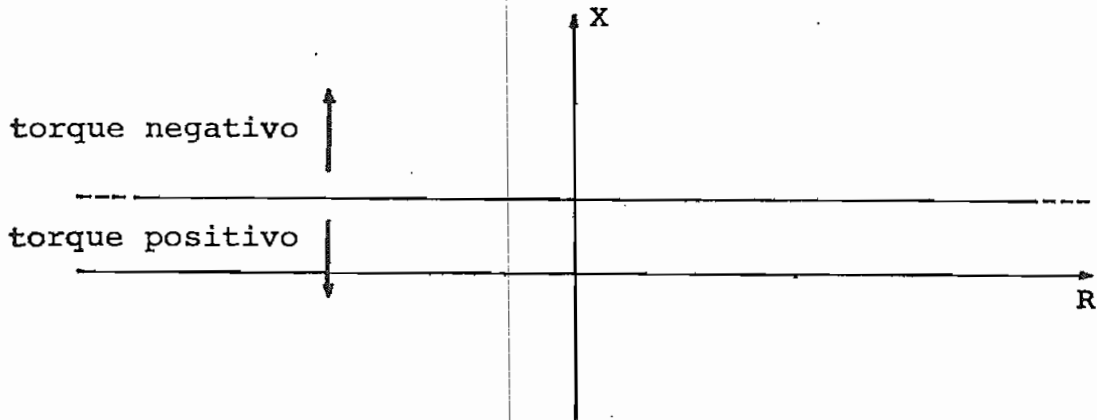


Fig. 2.9. Características del relé de reactancia.

direccional, el cual se diseña para desarrollar el máximo torque negativo cuando la corriente atrasa el voltaje en 90° . El torque desarrollado se puede representar como:

$$T = K_1 I^2 - KVI \text{ sen}\theta - K_3 \quad (2.6)$$

De donde:

$$X = \frac{V}{I} \text{ sen}\theta = K \quad (2.7)$$

Observando su característica de operación se puede concluir que la componente resistiva de la impedancia no tiene efecto en la operación del relé, puesto que solo responde a la componente de reactancia. Esto constituye una ventaja sobre los relés de impedancia puesto que es muy difícil determinar el valor de la resistencia de la falla.

Este tipo de relé tiene que usar una unidad direccional, puesto que la amplia región que cubren sus características, el relé está sujeto a operar en condiciones de carga normales cercanas a un factor de potencia 1, por lo que se usa en combinación con una unidad direccional tipo Mho.

5.3 RELE MHO

Su característica de operación es una combinación de la de un relé direccional con uno de impedancia. El torque resultante en el punto de balance cuando se desprecia la restricción mecánica es:

$$T = KVI \cos (\theta - \gamma) - V^2 \quad (2.8)$$

$$Z = K \cos (\theta - \gamma) \quad (2.9)$$

La característica de operación descrita por esta ecuación se muestra en la Fig. 2.10 y se puede ver que el diámetro del círculo es prácticamente independiente de la corriente y el voltaje, excepto para valores pequeños de corriente en que este dis

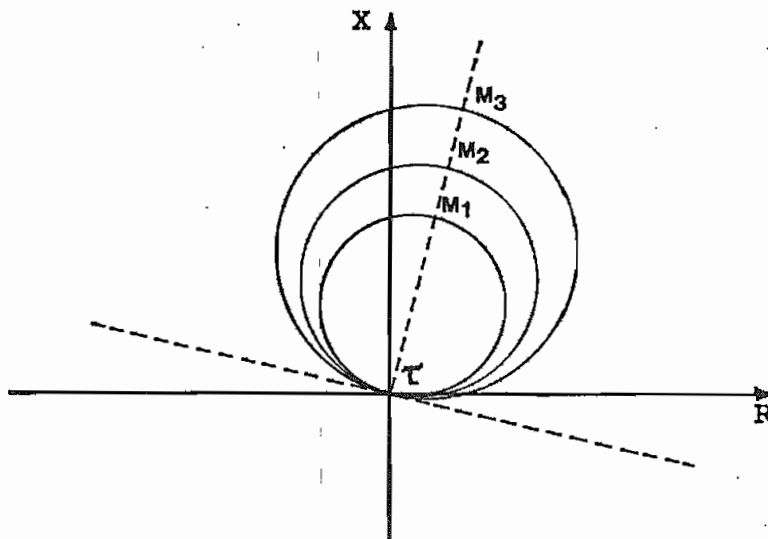


Fig.2:10 Características de operación del relé nho

minuye.

El relé de admitancia se usa para la protección de líneas largas ya que no es muy sensible a las fluctuaciones de potencia, que podrían ocasionar operaciones indeseables del relé.

5.4 RELE DE IMPEDANCIA MODIFICADA

Es un relé de impedancia con sus características de operación desplazadas. Esto se logra regulando el torque de voltaje con la corriente, a través de la caída en una resistencia, con lo que el torque cambia a:

$$T = K_1 I^2 - K_2 (V + CI)^2 \quad (2.10)$$

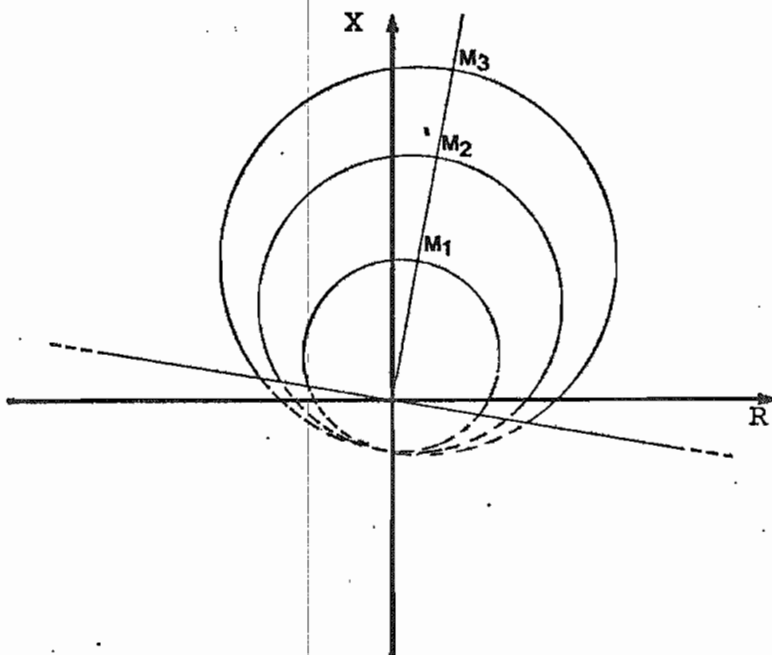


Fig. 2.11 Características del relé de impedancia modificada.

Ecuación que corresponde a una circunferencia cuyo centro está desplazado del origen en una magnitud deseada. Lo que se persigue, con este traslado del centro, es aumentar la tolerancia del relé a la resistencia de falla. Sin embargo no son tan efectivos como los relés de reactancia y quedan expuestos a las fluctuaciones de potencia.¹⁹

5.5 RELES DE CONDUCTANCIA

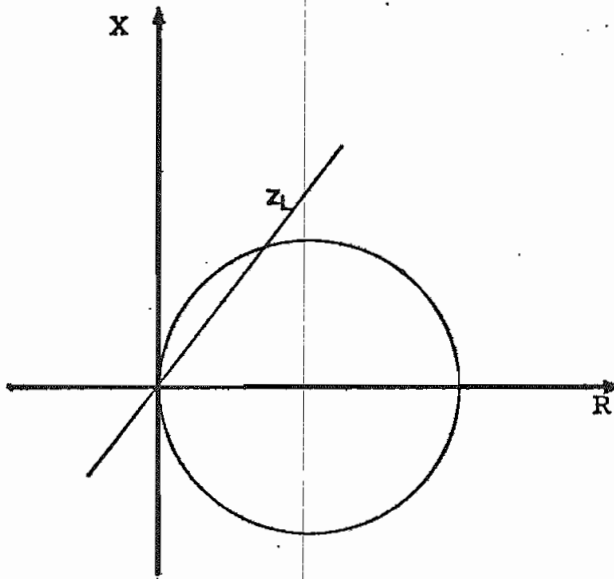


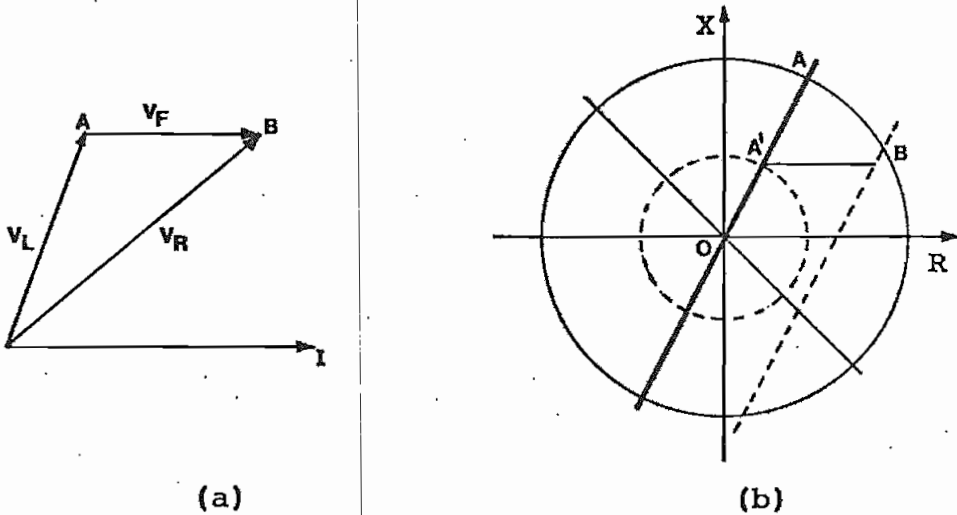
Fig. 2.12. Característica del relé de conductancia.

Se logra este tipo mediante el giro de las características del relé mho, en el sentido de las agujas del reloj en el diagrama de impedancias, buscando aumentar su tolerancia a las resistencias de la falla y una menor vulnerabilidad a las fluctuaciones de potencia que en el tipo de impedancia modificada, Fig. 2.12. Este tipo ha sido implementado en Europa pero es solo aplicable en líneas de mediano voltaje.

6 PROBLEMAS EN LA MEDIDA DE LA DISTANCIA

De lo expuesto en el numeral 5, se observa que la unidad de medida es la parte esencial del relé de distancia. Esta unidad compara la corriente y el voltaje en cada una de las fases. Por lo que en su operación no solo debe comparar con exactitud sino que también debe ignorar condiciones como la resistencia de la falla, las condiciones transitorias de la línea de transmisión, etc. Estos factores serán considerados a continuación:

6.1 EFECTOS DE LA RESISTENCIA DE FALLA



(a) (b)
 Fig. 2.13.¹⁹ a) Efecto de la caída de voltaje en la resistencia de la falla. b) Reducción del alcance debido a la resistencia de la falla.

La resistencia de la falla es una fuente de error en la medida de la distancia, puesto que añade una caída de voltaje, producida en la falla misma, lo que ocasiona una diferencia entre el voltaje real y el esperado y una disminución en el alcance del relé.

La resistencia de la falla tiene dos componentes, la resistencia del arco y la existente a tierra. Para fallas entre fases, la única componente es la del arco envuelto, la cual puede ser evaluada por la siguiente fórmula:¹⁹

$$R_{arc} = \frac{8750 \ l}{I^{1.4}} \quad (2.11)$$

Por efecto del viento y la falta de inercia del arco, éste tiende a alargarse, por lo que a su valor inicial hay que añadir

to hace que los relés tengan la tendencia a sobrealcanzar zonas externas de protección y se produzca la operación para una falla más allá del ajuste instantáneo si el tiempo de operación del relé es menor que el tiempo para que la componente continua de la forma de onda se atenúe.

El porcentaje de sobrealcance para los relés de distancia puede ser definido como:

$$\% \text{ de sobrealcance} = 100 \left(\frac{Z_T - Z_G}{Z_0} \right) \quad (2.13)$$

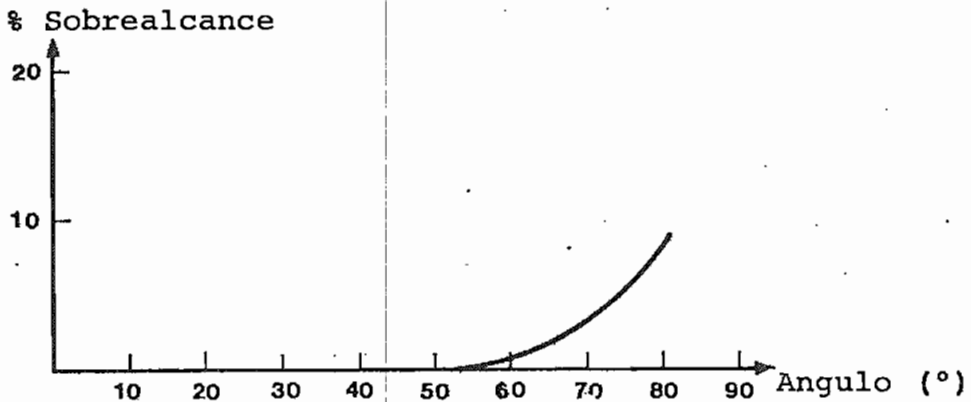


Fig. 2.14.²⁰ Característica de sobrealcance de un relé distancia.

Si se examina la Fig. 2.14 se puede ver que, al igual que para relés de sobre corriente, el porcentaje de sobrealcance incrementa como lo hace el ángulo de la impedancia de la línea. El ángulo es mayor mientras aumenta el voltaje del sistema por el mayor espaciamiento entre conductores, lo que hace que el circuito sea más inductivo.

El sobrealcance que se produce en el relé tiene un mayor efecto en la primera zona de los relés de distancia. En las otras zonas no es tan crítico debido a que se tiene suficiente retardo del tiempo para que se atenúe el transitorio y permita al relé reponerse.

En efecto, mientras mayor es el sobrealcance al que está expuesta la primera zona, menor es la porción de protección instantánea que se puede dar a la línea. Si la forma de onda del relé tuviera el mismo transitorio se podría ajustar al relé sobrealcanzando permanentemente, a fin de proteger la sección deseada de la línea con alta velocidad.

6.3 SOBRECARGAS Y FLUCTUACIONES DE POTENCIA

En la Fig. 2.15 se ha incluido la impedancia medida por el relé de distancia durante condiciones normales de carga. Su valor generalmente está fuera de las características de operación del relé de distancia, pero en líneas muy largas, donde la longitud en millas exceda los KV del sistema¹⁹, la característica circular de la impedancia podría ser tan larga que incluiría al punto "L".

Además, a medida que la carga incrementa, el punto "L" se acerca hacia la característica del relé, pudiendo ocurrir que durante las fluctuaciones de potencia este punto alcance la característica y entre en su zona de operación, aún para líneas de mediana longitud.

Es por esta razón que el alcance de los relés de distancia de ninguna manera debe ser tan grande como para que la unidad o pere para alguna condición de carga. Para determinar los valores de la condición de operación en carga, en lugar de una muy precisa información, se acostumbra a superponer las características de operación del relé con las que representan la impedancia cuando los generadores equivalentes a los dos extremos están 90° fuera de fase en un diagrama $R - X$.

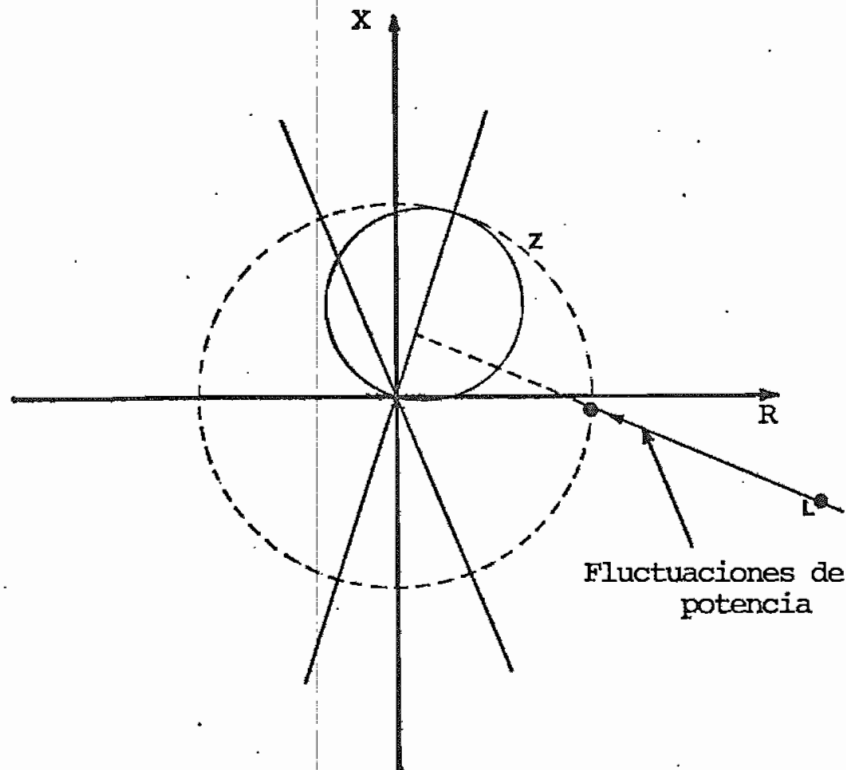


Fig. 2.15.¹⁹ Efecto de la carga en relé de distancia.

El relé mho se usa para condiciones extremas, su característica es más ceñida al ángulo de la línea protegida por lo que se vuelve insensible a corrientes con un alto factor de potencia como las producidas por las cargas o fluctuaciones de potencia.

6.4 EFECTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La presencia de un transformador de conexión Y - Δ o Δ - Y entre el relé y una falla, cambia la apariencia de ésta en el lado del relé, excepto si la falla es trifásica. En efecto, al pasar por el transformador los voltajes y corrientes de secuencia positiva debidas a la falla se desplazan 30° en una dirección y los valores de secuencia negativa 30° en sentido contrario.

El desplazamiento de 30° descrito, no tiene contraposición con el de 90° expuesto en algunos libros de componentes simétricas, puesto que es una simple manipulación matemática y no se aplica cuando se consideran las cantidades de las corrientes fases.²⁰

Para fallas trifásicas, debido a que solo intervienen los valores de secuencia positiva, no se toma en cuenta el efecto del desplazamiento angular de sus magnitudes puesto que éste se realiza en la misma dirección en todos los casos.

7 SELECCION DE LA UNIDAD DE DISTANCIA

En los relés de fase, cada tipo de unidad de distancia tiene ventajas y desventajas para su aplicación en determinada lo-

calización respecto a los otros tipos, por lo que una vez más no hay una normalización del relé a usarse para cierta coordinación. Sin embargo hay factores limitantes en cuanto a la longitud de las líneas.

7.1 MINIMA LONGITUD

En la selección del tipo de unidad de medida de distancia para una línea corta hay dos factores limitantes, la sensibilidad del relé y la resistencia en la falla.

En lo que se refiere a la sensibilidad está determinada por el mínimo voltaje que puede permitir el relé para que la exactitud del mismo no se vea alterada, Fig. 2.16. Cuando ocurre una falla la corriente aumenta y el voltaje disminuye, puesto que éste es proporcional a la longitud de la línea a la falla, la menor longitud de línea que puede ser protegida es función del mínimo voltaje al cuál el ajuste del relé permanece constante.

La sensibilidad del relé puede ser medida por el porcentaje de voltaje permitido por el relé o recíprocamente por la relación Z_s/Z_L .

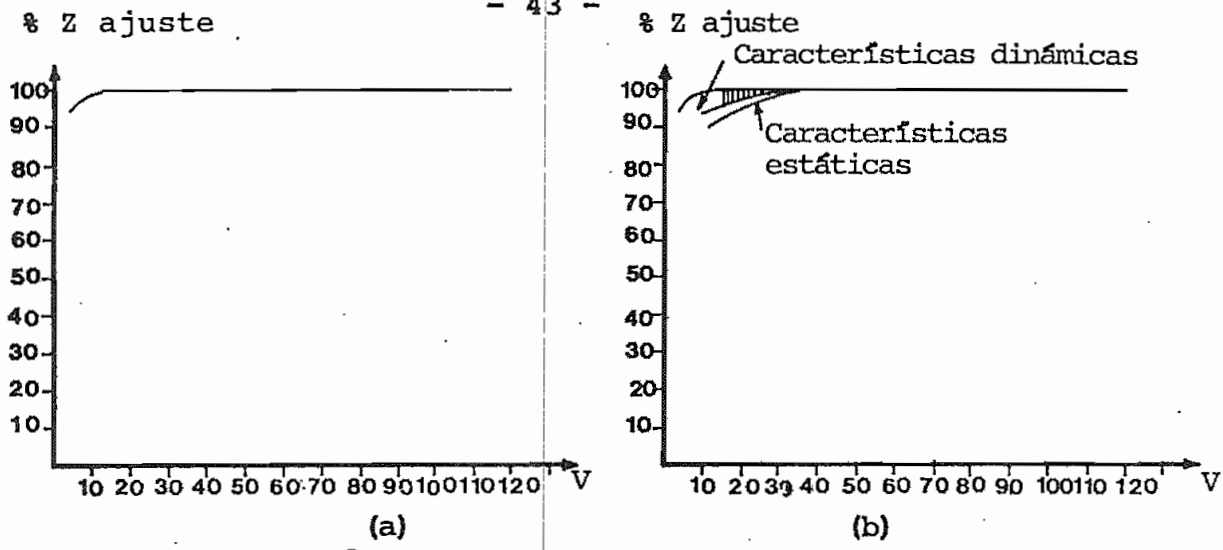


Fig. 2.16.²⁵ a) Curvas de impedancia para relé de corto alcance
 b) Para mediano y largo alcance.

Como el relé de reactancia está polarizado por una función de la corriente, en vez del voltaje, éste puede operar para voltajes más bajos que el mho. Manteniendo su rango de error, generalmente $\pm 5\%$, para una relación de Z_s/Z_L de 37 en el relé de reactancia y de 14 en el mho se garantiza la operación segura del relé.

La mínima longitud de la línea puede ser estimada de la siguiente manera:

$$V_{VT} = 2 I P L L Z_L \tag{2.14}$$

Por lo que la mínima longitud será:

$$L_1 = \frac{V V_T}{2 I P Z} \cong 7 V \frac{K V}{I} \text{ (millas)} \quad (2.15)$$

Lo que da aproximadamente 56 KV/I millas para los relés de impedancia y 21 KV/I millas para el relé de reactancia para los valores Z_S/Z_L establecidos anteriormente.

Las limitaciones debidas a la relación Z_S/Z_L del elemento protegido en la operación del relé tienden a coincidir con las impuestas por la resistencia de las fallas en las líneas aéreas.

Para fallas entre fases, el efecto de la resistencia del arco en la primera zona es disminuir su alcance por la incorporación de un nuevo valor en la magnitud a medir el relé, en la siguiente relación:

$$K = \sqrt{\frac{X^2 + (R + R_{arc})^2}{X^2 + R^2}} \quad (2.16)$$

Este efecto de reducción es ligeramente mayor en el relé

mho puesto que el área de su círculo de impedancias es menor. Debido a la resistencia del arco, un relé ajustado para proteger el 85% de la sección de una línea puede encoger su alcance al 60%, lo que determina que solo el 20% de la línea, en su parte central, sea protegida instantáneamente por los dos extremos.

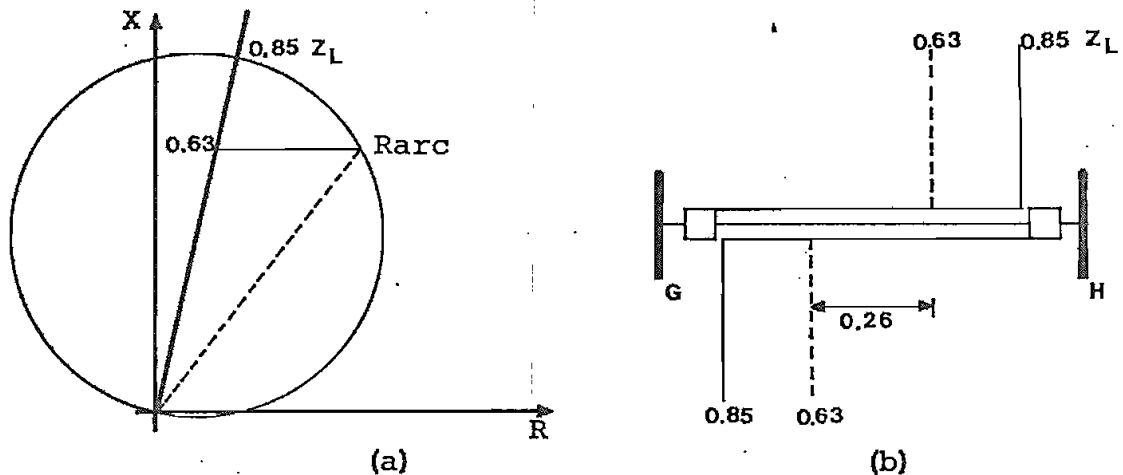


Fig. 2.17. a) Efecto de la resistencia del arco en la zona 1. b) Protección instantánea de una línea con efecto del arco.

Aunque una pequeña reducción de la primera zona puede ser aceptable, la siguiente zona de protección tiene que ser ajustada de manera que las fallas dentro del área de protección principal sean despejadas máximo con el intervalo de tiempo correspondiente a su ajuste. Por lo que se recomienda el ajuste de la segunda zona más allá de la barra adyacente.

El efecto de la falla en la segunda zona se aprecia en la Fig. 2.18. Si la zona 2 se ajusta a un valor de 1.5 veces la impedancia de la línea principal, con un ángulo de 60° , la resistencia del arco permitido puede alcanzar hasta 0.6 veces la impedancia principal, pero si el ajuste es de 1.2 veces la re-

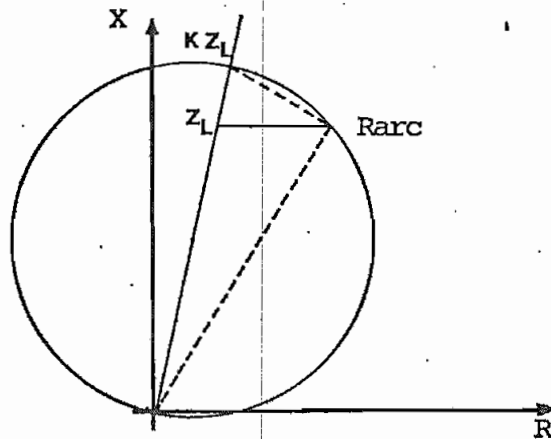


Fig. 2.18. Efecto de la resistencia del arco en la segunda zona.

sistencia no podrá ser mayor al 0.29 la impedancia de la línea.

Hay que considerar que el valor de la resistencia del arco puede crecer debido a que está expuesto a un alargamiento que será función de la velocidad del viento y del tiempo que permanece en la línea, como se analizó en la sección 6.1.

7.2 MAXIMA LONGITUD

Casi no existe limitación en el alcance de los relés mho para líneas largas puesto que el ángulo de operación es similar al de la línea y su impedancia se vuelve el diámetro de las características circulares de operación.

Los tipos de impedancia y reactancia, en cambio, tienen características que pueden ser más fácilmente cruzadas durante fluctuaciones de potencia. La longitud más larga a la cuál puede ser aplicado un relé de reactancia es 500 KV/I millas, donde I es la mínima corriente de falla. Para un relé de impedancia se estima en 1000 KV/I millas.¹⁹

7.3 RESUMEN

Del análisis anterior se puede concluir:

- a) Para la protección de fallas a tierra se prefieren los relés de reactancia, puesto que su operación no involucra la resistencia de la falla.
- b) Por su sensibilidad y por el poco efecto de la resistencia del arco, lo que da un mayor alcance de la línea, para protección de fallas entre fases de líneas cortas, se usa el relé de reactancia.

TABLA 2.1¹⁹

Valores de líneas cortas en función de voltaje

VOLTAJE (KV)	LONGITUD (MILLAS)
66	12
132	35
275	50

- c) El relé mho es más adecuado para fallas entre fases en líneas largas. Es menos afectado por condiciones anormales del sistema debido a que encierra la menor área del diagrama R - X, por lo que además es más selectivo.
- d) El relé mho es el más afectado por la resistencia del arco y es por esto que se emplea en líneas largas.
- e) El relé mho es más confiable puesto que a su característica se suman la unidad direccional y la de medida.
- f) El relé de impedancia tiene características intermedias entre los anteriores. Su uso es para líneas de mediana longitud, es menos afectado por la resistencia del arco que el relé mho, etc.

De lo que se puede observar que las áreas de aplicación de estas unidades se sobreponen. Además los cambios a los que pueda estar expuesto el Sistema, pueden cambiar el tipo adecuado para una localización. En muchos de los casos se puede, sin embar

go, obtener mayor selectividad entre relés del mismo tipo.

8. EFECTO DE FUENTES INTERMEDIAS

Cuando entre la localización del relé y el punto de la línea en que se produce la falla existe una fuente de corriente de cortocircuito, se produce la disminución del alcance del relé. El efecto producido por esta fuente de corriente se denomina efecto "infeed" o de alimentación intermedia.

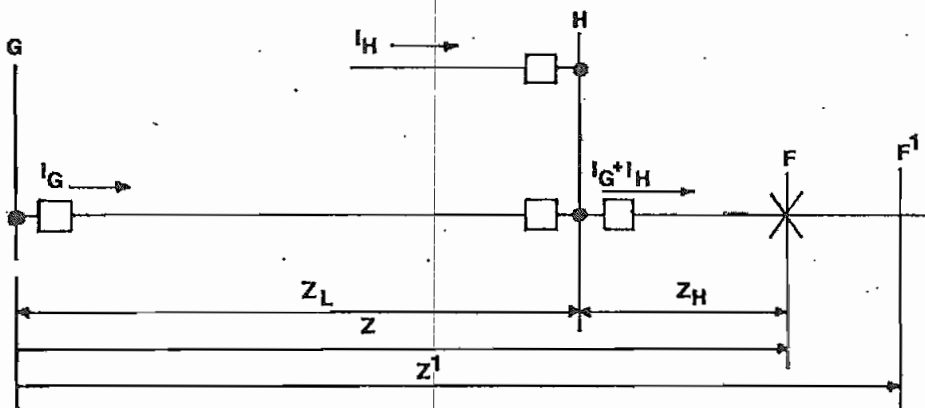


Fig. 2.19. Efecto de alimentación intermedia en la medida de la distancia del relé.

Como se puede apreciar en la Fig. 2.19, la corriente de la falla es la suma vectorial de las corrientes que llegan a la barra. La corriente I_H representa la alimentación a través de otra línea (o de un conjunto de líneas) hacia la falla y la corriente I_G el valor que pasa a través de la localización del relé. Si el voltaje en la falla es igual a cero, el voltaje en la localización del relé será:

$$V_G = I_G Z_L + (I_G + I_H) Z_H \quad (2.17)$$

y la impedancia medida por el relé:

$$Z_{G\text{aparente}} = \frac{V_G}{I_G} \quad (2.18)$$

$$Z_{G\text{aparente}} = Z_L + Z_H + \frac{I_H}{I_G} Z_H \quad (2.19)$$

La impedancia que medirá el relé en caso de no existir el efecto infeed es:

$$Z_G \text{ actual} = Z_L + Z_H \quad (2.20)$$

Comparando el valor actual y el aparente de las impedancias se ve que la magnitud medida por el relé en condiciones de "infeed" siempre será mayor al caso en que no se produzca este efecto. Por lo que al aumentar la impedancia medida, para un mismo punto de falla, éste aparece más lejano, lo que se considera como una disminución del alcance del relé.

Es evidente, siempre que el voltaje en la falla sea cero, que el efecto "infeed" tiene importancia en las zonas que protegen más allá del fin de la línea. Además, mientras mayor es la diferencia entre las corrientes de falla y la que fluye en la localización del relé, mayor es el error de la impedancia medida por las zonas de respaldo.

El grado en que influye este aspecto en el ajuste de los relés no puede ser despreciado o considerado constante, puesto que

en los grandes sistemas de potencia es muy común y varía ampliamente de acuerdo a factores como la configuración del sistema, condición de operación del mismo y la localización del punto de falla.

Su inclusión en la operación del relé de distancia ha hecho a menudo imposible el dar protección de respaldo remoto a las líneas adyacentes al relé. Por lo que se lo considera un factor determinante para la implementación de respaldo local o de la protección por medio de hilo piloto.

9. AJUSTE Y COORDINACION DE LOS RELES DE DISTANCIA

Los relés de distancia son elementos significativos en la protección de las líneas de transmisión de Alto Voltaje, siendo el elemento más común, con una amplia variedad de esquemas de protección para satisfacer situaciones específicas y a menudo únicas. Entre sus ventajas está el que no son mayormente afectados por los cambios del sistema detrás de su localización.

En los ajustes de estos relés, la velocidad y el alcance están relacionadas, por lo que la extensión de la zona de protección y el tiempo de operación deben ser considerados juntos en la coordinación.

La respuesta del relé a las condiciones de falla está dividida en áreas llamadas "zonas de protección", independientemente ajustables y de operación instantánea, para lograr una buena selección de las condiciones que requieren su operación, ya sea

como protección primaria o de respaldo.

En los relés de distancia de fase, el ajuste del alcance de la zona de protección se hace en base a la impedancia de secuencia positiva entre la localización del relé y la falla máxima a despejar.

El objeto del cálculo del ajuste de los relés de distancia es determinar los valores de alcance del mismo, por lo que las posibilidades de operar o no de cada zona tienen que ser clasificadas y completamente arregladas.

El criterio general en el ajuste de estas protecciones es asignar la zona de operación de cada unidad del relé tan ampliamente como sea posible y establecer una coordinación de ajustes segura con los elementos de las estaciones adyacentes.

Los valores óptimos de los ajustes se alcanzan a través de los cálculos de flujos de carga y de fallas, cubriendo no solo la configuración básica del sistema sino todo los cambios que influyen en los valores ha obtener.

En el cálculo de ajuste de los relés se recomienda seguir la siguiente secuencia.⁶

- 1º) Prevención de operación errónea causada por el flujo de cargas.

- 2°) Necesidad de operación requerida en cada zona del relé.
- 3°) Coordinación con los relés de las barras adyacentes.

Puesto que cada zona de protección se ajusta para cumplir los requerimientos de operación independientemente, los criterios para la selección de un alcance y retardo de tiempo, en caso fuera necesario se los describe separadamente a continuación:

9.1 PRIMERA ZONA

La primera zona del relé de distancia tiene la función de realizar la protección principal de la línea en la cual se instala y en vista que no requiere coordinar con otro elemento, no necesita de retardo de tiempo intencional. Como su objetivo es aislar todas las fallas que se producen en la línea, su alcance ideal sería el otro extremo de ella, de manera que no opere para cortocircuito en las líneas contiguas.

En la práctica, el alcance de la zona instantánea se ve limitado para no perder selectividad con las unidades de los relés de la siguiente barra. Como se explicó en el numeral 6.2., debido al brusco cambio de la impedancia con la inserción de la falla, durante los primeros 10 a 20 milisegundos que siguen a esta condición, existen componentes de frecuencia no fundamental en las normas de onda de voltaje y corriente. Por lo tanto, en los relés que se usan en la actualidad (electromagnéticos, de estado sólido y por computador) las unidades comparadoras van a tener un sobrealcance que conduce a que el relé opere para fallas en la siguiente línea.¹⁷

Al momento, de la revisión de los estudios realizados para la implementación de relés de distancia por computadoras se ha podido observar que estos tienden a reducir el efecto del transitorio en los relés, puesto que éste no solo afecta su alcance sino su velocidad de respuesta debido que esta es una forma de establecer la condición de operación del sistema. Para este objetivo se está tratando de extraer la componente fundamental de las señales mediante procesos de filtración.

Sin embargo, este no es el único factor limitante del alcance, pues hay inexactitudes que se producen en la determinación de la impedancia de las líneas, transformadores de corriente y potencial y en las tolerancias en la construcción de los relés.

De la suma de las posibles fuentes de error en la zona instantánea se obtiene la reducción necesaria de su alcance para que el relé no pierda selectividad con los relés de la siguiente estación. Esta reducción es del 5 al 25 % de la impedancia de la línea a proteger.

Aunque el tiempo de operación no entra en el ajuste de esta zona, por considerar su respuesta casi instantánea, a continuación se detallan algunos valores que sirven de referencia:

En los relés electromecánicos, para las siguientes condiciones de falla, se tiene:

- 1) Al 85 a 90% del ajuste del relé y una corriente de operación mayor a 50 Amperios, el relé activa sus contactos en 0.5 ciclos (en base de 60 Hz).

- 2) Al 85 a 90% del ajuste del relé y una corriente de operación de 10 Amperios, en 2 a 3 ciclos.
- 3) Para una corriente bajo los 10 amperios, o entre el 90 a 100% del ajuste, el tiempo de operación es indeterminado.

En los relés de estado sólido el tiempo de operación es prácticamente constante para todas las fallas en el ajuste, pero depende mucho del ángulo de la onda de voltaje cuando la falla ocurre.

Para la determinación del valor del ajuste, al igual que en las otras zonas, se debe trasladar los valores primarios a aquellos que medirá el relé, para lo cual se usa la siguiente relación:

$$Z_{sec} = Z_{pri} \frac{C_T}{V_T} \quad (2.21)$$

9.2 SEGUNDA ZONA

Puesto que con la primera zona no se obtiene una cobertura total de la línea, la segunda zona tiene como propósito principal el dar protección al fin de la línea. Para asegurar su objetivo, en su alcance se debe considerar todos los factores que pueden producir que el relé no cubra completamente la línea.

Para verificar su operación para todas las fallas en la línea se debe considerar nuevamente los errores analizados para la zona instantánea y el valor de la resistencia por el estable-

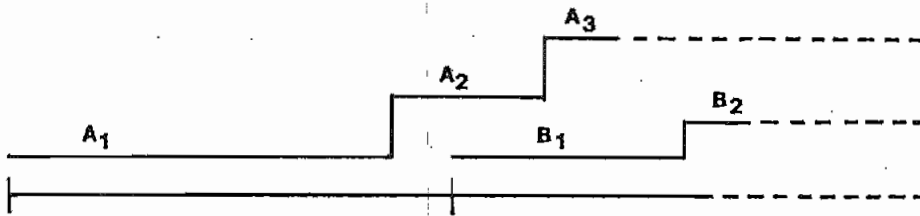


Fig. 2.20.²⁰ Selectividad en base al alcance

cimiento del arco. De manera que el relé deberá alcanzar más allá de la siguiente barra y es costumbre tener al menos un 20% de la línea contigua aunque mientras más lejos pueda extenderse, mayor libertad permitirá a la unidad de tercera zona de la barra anterior al relé.

Sin embargo, el máximo valor de alcance de la segunda zona no debe ser tan grande, en las máximas condiciones de sobre alcance, de manera que sea lo suficientemente pequeño como para mantener la selectividad con la segunda zona de las más pequeñas de las siguientes líneas adjuntas, Fig. 2.20.

Si es que no se puede obtener selectividad en base al alcance del relé, se debe aumentar el retardo del tiempo de éste para buscar la coordinación con el tiempo de la segunda zona de los relés de la sección contigua. En estos casos de coordinación se debe tomar en cuenta cualquier tendencia de bajo alcance de los relés siguientes.

De otra manera, el relé debe coordinar en tiempo para que su segunda zona sea selectiva en tiempo con el menor de los relés diferenciales de las barras en el otro extremo, los relés

diferenciales del transformador o relés de línea en la sección contigua.

Puesto que el relé provee también respaldo, los casos que se pueden presentar para el ajuste no son únicos debido a que las líneas adyacentes no siempre tienen las mismas longitudes, o al menos similares. Como se puede observar en la figura 2.21, algunos compromisos se deben realizar para el ajuste. Si se ajustara al 50% de la línea más corta, el alcance en la línea adyacente más larga puede convertirse en excesivamente pequeño y puede ser aún más reducido por el efecto infeed. Por lo que se

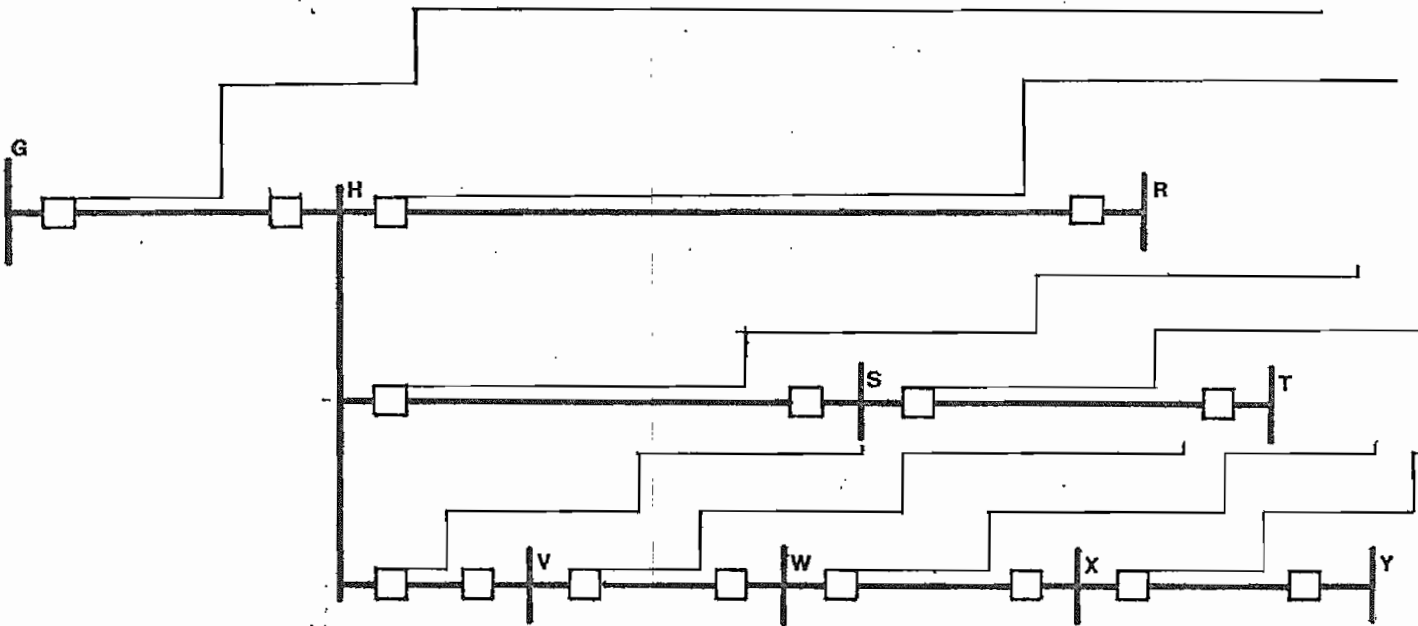


Fig. 2.21⁴ Sistema con varias longitudes de las líneas y sus ajustes.

debe incrementar el tiempo para que coordine con los tiempos de las líneas más pequeñas.

Para que haya selectividad, tanto con las anteriores zonas del relé como para los relés de las barras siguientes, se debe considerar un retardo de tiempo, el cual puede ser estimado de la misma manera que como se lo hizo para los relés de sobrecorriente. El retardo de tiempo se lo produce por medio de un temporizador auxiliar al relé.

9.3 TERCERA ZONA

La función de la tercera zona es la de brindar respaldo remoto a las protecciones de las secciones adyacentes del sistema eléctrico. Por lo que su alcance se debe extender más allá de la sección adjunta más larga, en condiciones de máximo bajo alcance como arcos y fuentes intermedias.

Un alcance apropiado se puede considerar el ajustar al 100% de la línea principal y de la más larga adyacente más un 25% de la línea que saliera de la barra remota de la segunda línea. En verdad no tiene limitación de su alcance más que el de que de ninguna manera opere para alguna condición de carga.

Puesto que su alcance se hace sobre la línea más larga adyacente se debe prestar especial atención a la selectividad en tiempos de operación con los de las terceras zonas de los relés de las líneas adyacentes más cortas.

CAPITULO III

PROGRAMA DIGITAL DE COORDINACION DE PROTECCIONES DE DISTANCIA

1. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El presente programa tiene como objetivo el realizar los cálculos y decisiones necesarias para obtener los ajustes de las protecciones de distancia de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Partiendo de una configuración específica y de los tipos de protección y su ubicación en el sistema, con la ayuda de los cálculos de corrientes de flujos de carga y de cortocircuito se llega a la calibración de los relés.

La información de entrada al programa, así como los resultados parciales de los cálculos realizados, se almacenan en arreglos de vectores y matrices, con lo que los datos para los siguientes cálculos están disponibles de la manera más sencilla.

Todos los cálculos se realizan en las subrutinas implementadas por lo que el programa principal solo realiza el control de la secuencia de los mismos y organiza la información necesaria para cumplir con cada etapa de ejecución.

Aunque se dará una explicación detallada en los siguientes numerales, conviene dar una visión general de las etapas que debe cumplir el programa en su ejecución, para así tener una ubicación en el mismo.

La primera etapa consiste en la organización de la información de entrada y su transformación para permitir los cálculos del programa. Es así como a partir de la matriz de configuración del circuito se obtiene los nodos en los cuales se conectan la generación o la carga, o entre los que se colocan las líneas. Se determina además la ubicación y tipo de cada protección y en caso fuere necesario los polinomios de las curvas tiempo-corriente de los elementos. Se especifica también las posibilidades de cambio permitidas en cada relé.

La segunda etapa tiene el propósito de realizar los ajustes definitivos de la primera zona de los relés, y dá valores preliminares de alcance y tiempo para las zonas superiores, con la idea de obtener la coordinación más rápidamente posible.

En la tercera etapa, a base de los resultados parciales, se realiza la coordinación entre los diferentes elementos de protección del sistema. Esta coordinación se hace en pasos sucesivos de manera que cualquier cambio en un relé se tome en cuenta en el ajuste con el anterior.

Una vez especificados los alcances y tiempos de operación de cada relé y verificado que no hayan producido cambios se procede a la transformación de estos valores a los rangos de ajuste en el

relé y se obtiene las magnitudes con que se deben calibrar los aparatos.

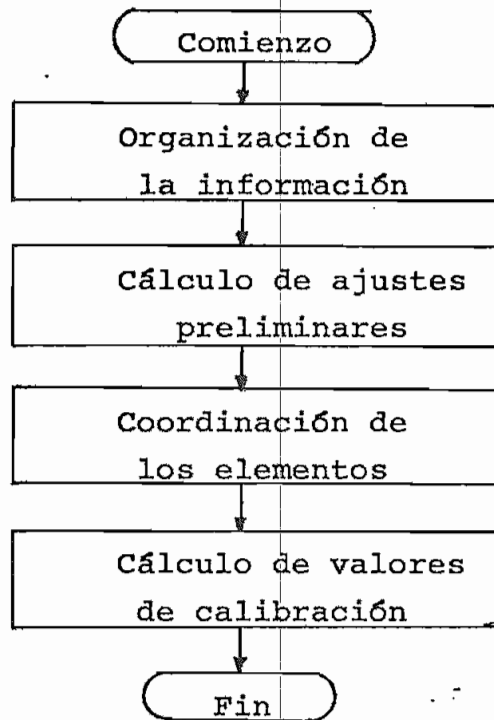


Fig. 3.1 Cuadro de etapas del programa.

1.1. SECUENCIA DE CALCULOS Y DIAGRAMA DE FLUJO

Como ya se explicó, el programa principal es el que determina la secuencia de los cálculos a realizarse. En esta sección se detallarán los pasos seguidos y se especificarán las subrutinas empleadas en cada etapa.

En la primera etapa se realiza la lectura e impresión de la información necesaria a través del programa principal. Luego

en la subrutina UNIT1 se procede a la clasificación de los elementos constitutivos del sistema: generadores, líneas o cargas, y se almacenan los nodos en los cuales están conectados en los vectores GEN, CLOAD y TLINE respectivamente.

Para la ubicación de las protecciones en las barras asignadas del área a proteger se utiliza la subrutina POSREL. En caso de ser necesario se procede a la asignación de las curvas de tiempo de operación de los relés de sobrecorriente.

Una vez que toda la información ha sido organizada de manera que pueda ser utilizada por el programa se ejecuta la segunda etapa del mismo. Se analiza la ubicación del relé de distancia y los rangos de ajuste de sus zonas, y, se obtiene el ajuste de la primera en la subrutina ZONA 1 y las magnitudes preliminares de las superiores en las subrutinas ZONA 2 y ZONA 3.

Se habla de ajuste preliminares, como las condiciones que debe cumplir el ajuste para que proteja el área asignada, de todas maneras el alcance y tiempo de operación no se puede determinar hasta que se analicen las siguientes protecciones y se realice su coordinación. Sin embargo, el programa trata de respetar estas condiciones.

Se divide el ajuste en diferentes subrutinas, puesto que de los criterios expresados en la sección 2.9 se observa que son diferentes las condiciones y compromisos que se deben analizar en cada zona.

Con los valores hasta aquí obtenidos, y con las magnitudes de los flujos de potencia suministrados, se procede a analizar el efecto de la corriente de carga en la característica de operación de los relés y disminuir el alcance del mismo en caso es tuviera afectado.

Cuando se tiene estas magnitudes se intenta la coordinación para lo que se usa las subrutinas AJUSTE y AZONA3 para las decisiones en el ajuste en la Zona 2 y Zona 3 respectivamente. Puesto que al producirse un cambio, en el alcance o tiempo de una unidad de un elemento, se verán afectados los relés anteriores es necesaria hacer la coordinación en pasos repetitivos hasta que no haya cambios en los ajustes de los relés.

El programa principal lleva el control del número de cambios realizados y del número de veces que se ha intentado hacer la coordinación. En caso que las repeticiones excedan un límite, el programa principal para este proceso repetitivo en vista de que se considera necesario que el Ingeniero haga algún ajuste en el sistema de protección para que este logre su coordinación.

Con los valores completamente definidos se procede a calcular las magnitudes para la calibración del relé en su alcance y tiempo. El programa busca el valor más apropiado en los rangos de los relés y especifica en los resultados finales un cuadro de valores que se deben trasladar al aparato. Estos ajustes se obtienen en las subrutinas RANGO1 y RANGO2.

Para visualizar mejor la operación del programa, en la Fig. 3.2 se muestra el diagrama de flujo esquemático de la secuencia de operación.

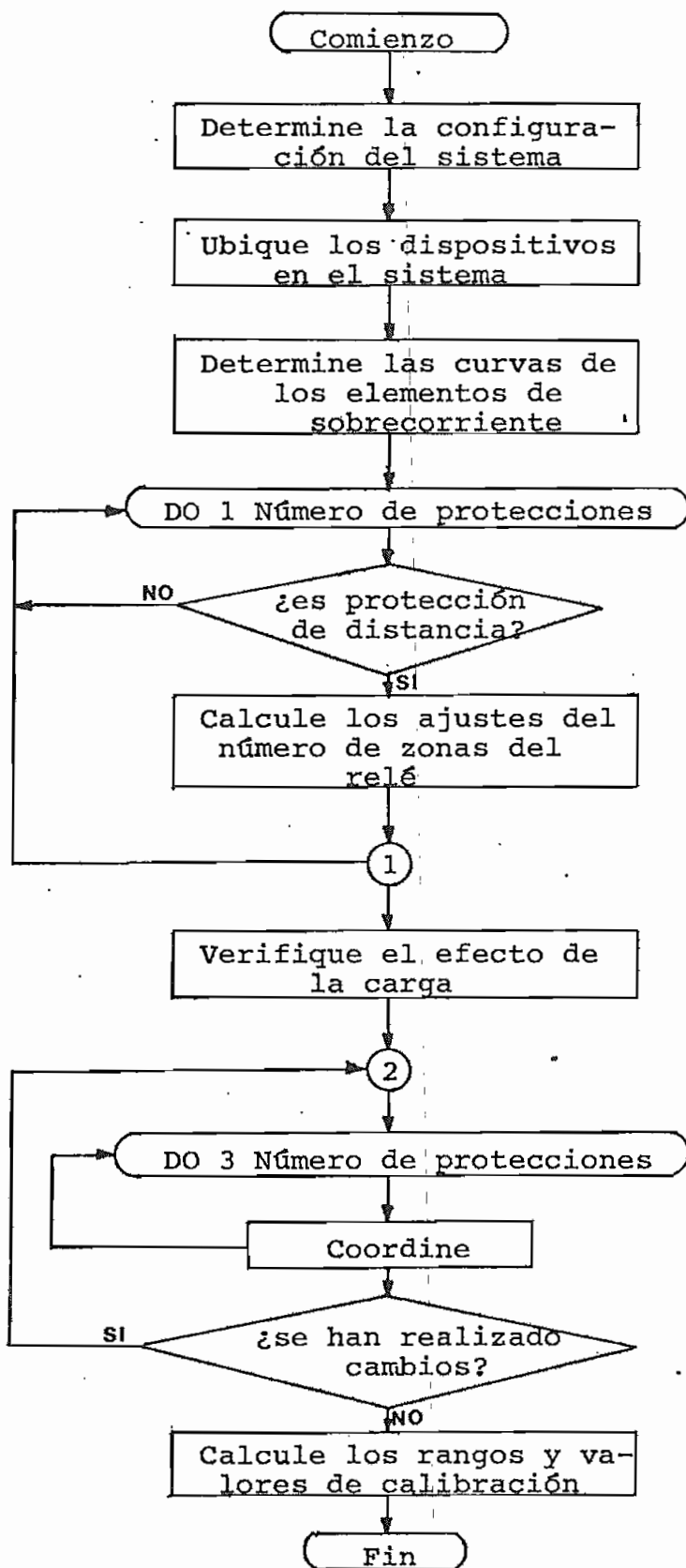


Fig 3.2. Diagrama de flujo

1.2 ALMACENAMIENTO DE DATOS Y CALCULOS

Para una mayor simplicidad en el almacenamiento de la información proporcionada por el ajuste de las protecciones y de la obtenida en los cálculos desarrollados en el programa, se utilizan vectores y matrices, las cuales se describen a continuación:

- CCMIN(i): Corriente de cortocircuito mínimo que fluye por la localización del relé, para una falla en el extremo de la línea. i es el número de la línea protegida.
- CLOAD(i): Vector que almacena los nodos a los cuales está conectada una carga. i es el número de la carga del sistema. Este vector se genera en la subrutina UNIT1.
- CORNOM(i): Corriente nominal por el elemento i a proteger.
- CRMAY(i): Corriente de cortocircuito máximo que fluye por la localización del relé para una falla en el extremo del elemento i protegido.
- DISPRO(i): Vector que guarda la especificación identificativa del relé i. En él se asigna un tipo de protección para un relé.
- FLUJO(i): Magnitud compleja de los cálculos de flujos de carga para la línea i.
- FALLA(i,j): Magnitud compleja de la corriente de cortocircuito que fluye por el elemento j para una falla en el extremo del elemento i.

- GEN(i): Vector que almacena los nodos a los cuales está conectada la fuente de generación i. Este vector se genera en la subrutina UNIT1.
- LCIRC(i) y LCMOD(i) : Vectores auxiliares generados en la subrutina UNIT1.
- MAG(i,j): Matriz de adyacencia de gráfico. Esta matriz describe la configuración del sistema.
- RELE(i,j): Guarda toda la información al relé i. En la fila i asignada se especifican todas las magnitudes que conciernen al relé, variando de acuerdo al tipo de protección, como se analizará al estudiar la información de entrada.
- TLINE(i): Almacena los nodos entre los cuales está conectada la línea i. Se genera en la subrutina UNIT1.
- VCAAUX(i): Identifica el número de la carga protegida i con el elemento asignado. Su especificación se realiza en la subrutina POSREL.
- VECAUX(i): Identifica la línea i protegida con el elemento de protección colocado en la barra de partida de la misma. Se determina en la subrutina POSREL.
- VECREL(i): Vector auxiliar del programa principal que usa para la comunicación con la subrutinas.
- VFLUJO(i): Magnitud compleja del voltaje en el nodo i para cualquier condición. Puede ser dato o calculado en el programa.

VOLNOM(i): Voltaje nominal del elemento i del sistema.

ZAJUST(i,j): Almacena todos los valores correspondientes al tiempo de operación y alcance del relé i. Cada localización, en esta fila, guarda una magnitud relacionada con el relé, que representa ya sea un ajuste en una de sus zonas o una decisión para variarlos.

ZAUX(i): Vector auxiliar que se usa para almacenar los valores de impedancia que verá el relé colocado al inicio del elemento i. Su valor es una magnitud compleja.

ZSIST(i,j): Valor complejo de la impedancia del elemento colocado entre los nodos i, j.

1.3 DESCRIPCION DE LAS SUBROUTINAS

El programa consta de 16 subrutinas, la mayoría de ellas de funcionamiento independiente. Por lo que organizada la información se puede acceder a ellas desde cualquier punto del programa. Su comunicación con el programa principal es a base de una memoria común, o en casos de que no fuera necesario trasladar toda la información por el simple llamado a ejecución. Esta es una característica importante pues pueden ser utilizadas por programas similares que se implementen posteriormente.

A continuación se describen sus características principales:

UNIT1 Esta subrutina fue elaborada en el desarrollo del programa de coordinación de protecciones de sobrecorriente por el Ing. Raúl Ruiz. A partir de la matriz que describe el

circuito, se forman vectores que contienen los nodos a los cuales están conectados los elementos del sistema y el número de protecciones que usa en cada barra. Los valores que almacenan estos vectores son de la forma i, j , donde i es el nodo de partida y j el de llegada.

- INFORM** Este subprograma no tiene otra función más que de entregar al programa valores que requiere en la ejecución. Es una subrutina que es llamada desde varios puntos del programa y entrega información del relé e impedancias de las líneas.
- POSREL** De los datos que se obtienen de la información y de los vectores creados en la subrutina UNIT1, se establece la localización de cada relé en el sistema, ya sea en los extremos de las líneas como en las cargas a proteger.
- CURVA** Esta parte del programa se encarga de calcular los coeficientes del polinomio que representa la curva característica de operación de los elementos de sobrecorriente. Trabaja acoplada con la subrutina INVERS, que sirve para realizar la inversión de matrices. Este subprograma conjunto se lo obtuvo de la referencia 24.
- TEMPO** En esta sección se calcula el tiempo de operación de un elemento de sobrecorriente para una magnitud de cortocircuito.
- VOLTAJ** Esta subrutina calcula los voltajes de todas las barras del sistema y además los valores de las impedancias que verá el relé, en cualquier condición de operación que se requiera sus cálculos. Estas magnitudes complejas se almacenan en los vectores VFLUJO y ZAUX.

ZONA 1 En esta subrutina se calcula el ajuste de la zona instantánea del relé de distancia. Para realizar el cálculo toma en cuenta factores como los errores del relé, de la información de las impedancias, de los transformadores de corriente y del sobrealcance que se produce debido a los transitorios del sistema.

Además, en caso de que fuera dado un ajuste o tipo de relé a usar analiza sus condiciones dentro del sistema y da las respectivas recomendaciones.

ZONA 2 En este subprograma se realizan los cálculos para determinar el punto de alcance del relé en su segunda zona. Puesto que esta zona da respaldo a las protecciones de la barra próxima, es necesario considerar primero el tipo de elementos que se debe proteger y si fueran varias líneas, determinar cual es la condición más crítica.

Se ajusta luego al relé al 50% de la línea más corta adyacente, con este valor se verifica que el relé esté protegiendo toda la sección de la línea principal bajo todas las condiciones que pueden producir bajo alcance, es decir los errores producidos en la medida de la impedancia y los producidos por la resistencia de la falla. Como lo que se trata de aislar es fallas entre fases, se calcula la resistencia del arco en el punto de falla con la mínima corriente de cortocircuito. En caso de que este ajuste no satisfaga estas condiciones se aumenta el alcance hasta donde fuera permitido.

ZONA 3 Establece el alcance del relé en su tercera zona. Puesto que la función que debe cumplir esta unidad es la de brindar respaldo a todas las líneas de la sección adjunta, su

alcance debe ir más allá de la mayor de las líneas adyacentes.

Una vez más se debe verificar que las condiciones que producen bajo alcance del relé no impidan su alcance hasta la siguiente barra de la siguiente línea más larga.

Puesto que el respaldo es la función del relé, éste se va a ver afectado de mayor manera por lo que ocurra en la barra del fin de línea, por lo que se debe calcular los valores de alcance incluyendo el efecto infeed y ajustar de manera que se cubra esta posibilidad.

ZAPART Esta subrutina calcula la impedancia aparente o que medirá el relé para la segunda y tercera zona, al 50% y 100% respectivamente, de la línea adyacente que el programa requiera.

AJUSTE Esta parte del programa se encarga de establecer la coordinación entre los relés del sistema. En ella se compara tanto los alcances como los tiempos de operación del par de relés a coordinar.

En ella se han implementado las consideraciones para cada caso que se puede presentar en el ajuste del relé en su segunda zona. Es así que, si se quiere coordinar con un relé de distancia comparará los alcances de la segunda zona a ajustar y de las zonas del relé con el que debe coordinar, en condiciones de sobrealcance y bajo alcance, respectivamente. Aquí se decidirá si el relé deberá alcanzar la selectividad en base a la impedancia o al tiempo de operación.

Si se quiere la coordinación con elementos de sobrecorriente, el programa deberá determinar la magnitud del cortocircuito para la cual responde el elemento de sobrecorriente y verificar si se consigue la coordinación. En caso contrario se disminuye al ajuste hasta que exista suficiente diferencia en la respuesta del tiempo entre los dos relés.

AZONA3 Esta subrutina busca la coordinación de la tercera zona del relé con los elementos conectados en la barra siguiente. No se puede utilizar un criterio único para la coordinación de la segunda y tercera zona, puesto que mientras que en la una se busca un menor tiempo de operación como objetivo y que aún su ajuste satisfaga las condiciones impuestas, en la tercera zona el primer requerimiento es el alcance y no es tan determinante el tiempo como en la segunda.

Al igual que en la subrutina AJUSTE, se establece el número de cambios realizados en tiempo y alcance, en cada llamada a la subrutina y se comunica al programa principal para que tome una decisión de los siguientes pasos.

RANGO1 y RANGO2 Son subrutinas para establecer los valores a calibrar en el relé. Se busca la impedancia apropiada para cada valor de alcance, en cada zona, de manera que el valor calculado y el valor encontrado no tengan una diferencia mayor al 1.5%. De cualquiera de estas subrutinas saldrá el ajuste, si lo hubiera, especificado en los S, T y M a calibrar en relé.

FUNCIÓN ZVRLE Que se encarga de determinar las curvas características de alcance de un relé de distancia y estimar si un punto del diagrama R - X entra en las características de operación.

2. INFORMACION NECESARIA

2.1 CONFIGURACION DEL SISTEMA

La configuración del sistema se define a través de la "Matriz de Adyacencia del Gráfico" (MAG), que es la matriz del diagrama unifilar del sistema de orden $n \times n$, donde n es el número de nodos.

Para la construcción de esta matriz se sigue el siguiente proceso:

- Los términos de la diagonal tienen que ser iguales a 1.
- Para los elementos fuera de la diagonal, si el nodo i y el nodo j son adyacentes (es decir están unidos por un elemento del Sistema de Potencia), se asigna el valor 2 en caso de que haya un elemento de protección en el nodo i y valor 0 en caso de que no exista protección en el nodo i .
- Si los nodos i y j no son adyacentes se les asigna a la posición el valor 1.

En la referencia 1 se analiza con mayor detalle la forma de construcción de esta matriz y sus características, por lo que se recomienda su revisión.

2.2 INFORMACION DE LOS RELES

Para la identificación dentro del programa del tipo de protección que se usa en determinada localización, a más del código especificado en el programa de coordinación de protecciones de sobrecorriente, se ha asignado un valor que represente las protecciones de distancia:

9.M

Donde M es el número de unidades de medida con las que consta el relé, Estos códigos de identificación se almacenan en el vector DISPRO(i).

De acuerdo a la identificación que tengan, se almacenan los valores que definen la operación y respuesta de cada relé en la matriz RELE(i,j).

Si la protección es del tipo de distancia, se tiene que los datos de información corresponden a los errores de la información de la impedancia de la línea, del relé y de los transformadores de medida, el voltaje y corriente del relé, el porcentaje de sobrealcance estimado y el paso de tiempo requerido para la coordinación.

Además se deben dar los valores de alcance y tiempo de cada una de las unidades de medida de los relés existentes en el sistema y especificar los cambios que el programa pueda hacer en

estos ajustes.

Si la protección es de sobrecorriente se debe informar al programa el grado del polinomio que representa la curva, el número de puntos de operación que se han tomado en la curva, los valores de tiempo y corriente en esos puntos de operación y el tap y el dial en caso de que el elemento fuera un relé de sobrecorriente.

2.3 INFORMACION DEL SISTEMA

El programa necesita conocer todas las magnitudes que definen la operación del sistema. Es así como se debe especificar:

- La potencia del sistema, puesto que todos los cálculos se hacen en magnitudes de por unidad para evitar las transformaciones debidas a los cambios de niveles de voltajes.
- Se debe informar de las magnitudes de la corriente y voltaje nominales del sistema, de manera que se pueda establecer la relación entre los relés y el sistema.
- Se deben dar las magnitudes de las impedancias de las líneas, especificando los nodos entre los cuales está conectado. Se recomienda no despreciar la parte resistiva puesto que puede ser motivo para que el programa tenga una fuente adicional de error.
- Debe determinarse el número de: nodos, barras, líneas, fuentes de generación, cargas y elementos de protección del sistema de potencia .

2.4 FLUJOS DE CORRIENTE

En cuanto a las corrientes que el programa necesita son:

- Las proporcionadas por el cálculo de flujos de carga. Es importante que estas magnitudes correspondan a la máxima condición de carga, para de esta manera especificar la condición crítica. Para este dato se requiere adicionalmente el voltaje de un nodo del sistema. Son magnitudes complejas.
- Las corrientes de cortocircuito máximo y mínimo para cada extremo de la línea para fallas entre fases.
- Las corrientes por cada una de las líneas para fallas en el extremo de una de ellas. Es decir que se deberán analizar las condiciones de falla entre fases en cada uno de los nodos y el aporte de cada una de las líneas.

3. RESULTADOS DEL PROGRAMA

Los resultados del programa los describiremos de acuerdo a las etapas de ejecución explicadas anteriormente, así ;

- Como la primera etapa es solo la organización de la información, en ella se encuentran los datos del programa y la representación de generadores, cargas y líneas. Se muestran los valores de los coeficientes de polinomio que representa la curva de operación del elemento de sobrecorriente y la descripción de la ubicación de las protecciones dentro del sistema.
- En la segunda etapa se tienen los primeros cálculos realizados. En esta parte se especifican los valores de ajuste de las zonas

el tiempo de operación del relé y mensajes parciales de las características del sistema de protección.

Entre estos mensajes parciales están los efectos que causa la resistencia del arco, la impedancia medida por el relé, los valores en carga, etc. En caso de que se haya especificado un ajuste en la información, el programa dá su apreciación de este ajuste y los cambios que se pueden realizar.

- En la etapa de coordinación se muestran mensajes de los cambios que se realizan de acuerdo a la lógica del programa para cada elemento de protección. En esta lista de mensajes se encuentran los valores que van tomando los relés en la coordinación y el número de cambios realizados hasta ese momento, de manera que el ejecutor del programa encuentre las partes críticas y pueda realizar los ajustes que considere necesarios.
- En la última parte del programa se presenta un cuadro con los resultados finales del programa de coordinación de protecciones de distancia. En él se muestran el número de elemento, la zona, el tipo de protección y el rango del ajuste, el valor calculado, el valor encontrado en el rango del relé, los taps de calibración (S, T, M), el ángulo de la impedancia ajustada y la temporización requerida.

En este cuadro puede aparecer un mensaje "ERROR", en la columna del rango, que significa que el valor de la impedancia no fue encontrado en el rango previamente asignado por lo que se busca esta impedancia en los rangos siguientes.

Este cuadro da toda la facilidad al usuario del programa, en vista de que los valores resultantes se pueden trasladar directamente a las calibraciones del relé en caso de que el tipo de elemento esté disponible.

En caso de que no se haya logrado la coordinación de los elementos de protección, el programa imprime la sentencia "NO SE ALCANZO CONVERGENCIA", de manera que el usuario analice los cambios que haya que hacer para lograr la coordinación en el programa.

CAPITULO IV

EJEMPLOS DE APLICACION

Para la explicación del programa se analiza el sistema cuyo diagrama unifilar consta en la Fig. 4.1. Se ha asignado un mayor número de protecciones de distancia para tomar en cuenta la mayor parte del programa.

1.1 INFORMACION DEL PROGRAMA

De la visualización del sistema se pueden obtener los primeros datos, así:

NN = 8	Número de los nodos del sistema.
MP = 9	Número de protecciones.
NUM1 = 5	Número de barras
NUM2 = 3	Número de barras divididas para dos.
NUM3 = 160	
NUM4 = 10	Número de barras por dos.
MV Y MS = 3	Grado del polinomio que representa las curvas características.
MM = 1	Número de cargas del sistema.
LM = 2	Número de generaciones del sistema.
KM = 5	Número de líneas del sistema.
MAG =	Matriz que define la configuración del sistema.

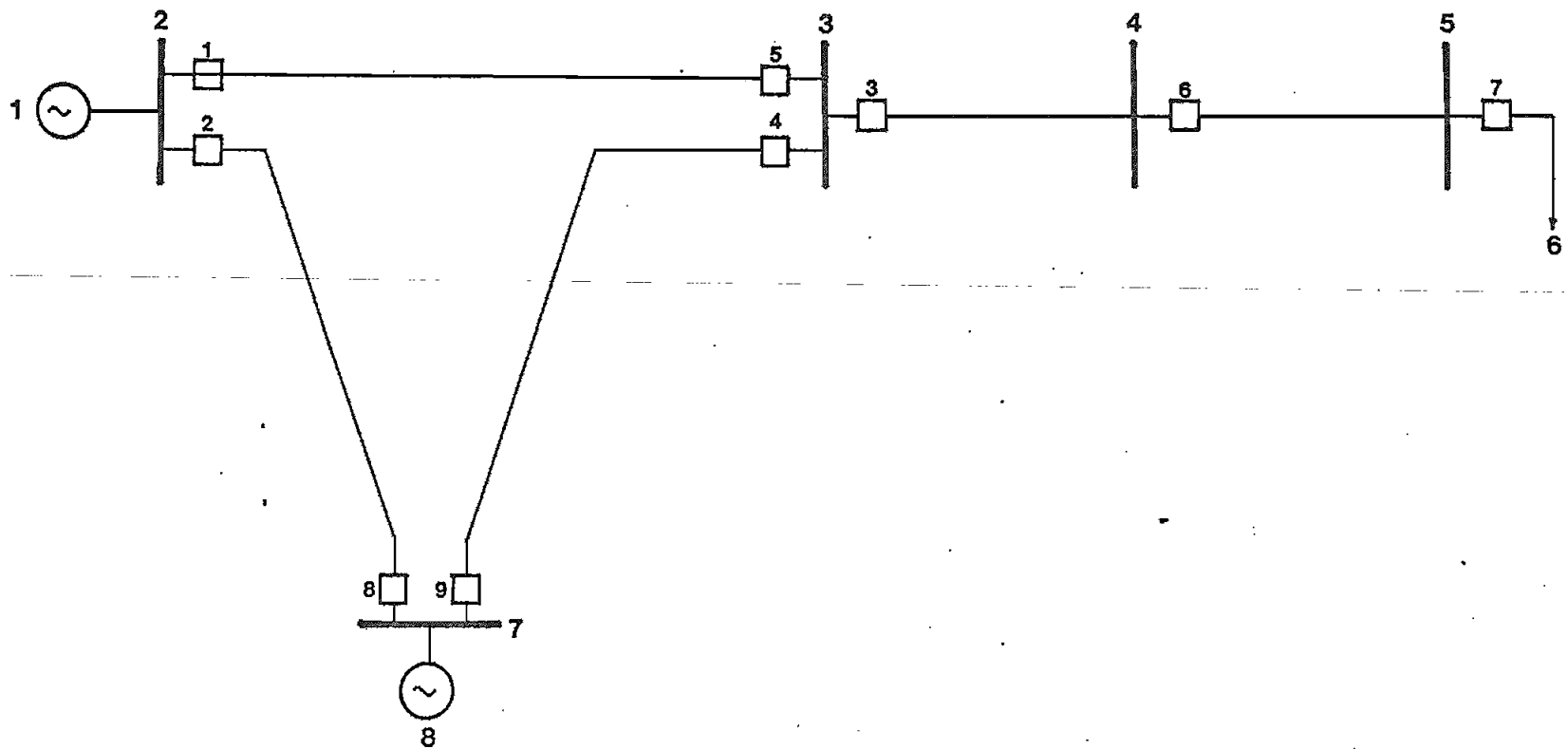


Fig. 4.1. Diagrama unifilar del ejemplo 1 de aplicación

NODO	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	0	1	1	1	1	1	1
2	0	1	2	1	1	1	2	1
3	1	2	1	2	1	1	2	1
4	1	1	0	1	2	1	1	1
5	1	1	1	0	1	2	1	1
6	1	1	1	1	0	1	1	1
7	1	2	2	1	1	1	1	0
8	1	1	1	1	1	1	0	1

PBASE = 100 MVA Potencia base del sistema.

DISPRO Vector que contiene los códigos para la identificación de cada elemento de protección. Su orden corresponde al número de protección, así:

DISPRO(i): 9.3

9.3

9.3

9.3

9.3

1.6

2.0

9.3

9.3

CORNOM Vector que contiene la corriente nominal de cada elemento del sistema. Cada línea tendrá dos valores para especificar la corriente en cada dirección.

VOLNOM Vector que almacena la magnitud del voltaje nominal de cada elemento.

CRMAX Y CRMIN Vectores que contienen la magnitud de cortocircui
to máximo y mínimo, respectivamente.

i	CORNOM(i)	VOLNOM(i)	CRMAX(i)	CCMIN(i)
1	600	138000	3851	3851
2	600	138000	11486	9948
3	600	138000	1712	1482
4	600	138000	11486	9948
5	600	138000	1396	1210
6	600	138000	11486	9948
7	600	138000	11486	9948
8	600	138000	0	0
9	600	138000	3851	3851
10	600	138000	0	0

ZSIST Matriz de impedancias del sistema. Son magnitudes
complejas.

NODOS		IMPEDANCIA	
I	J	R	X
2	3	12.951	39.300
3	4	7.771	23.580
4	5	7.771	23.580
2	7	6.746	19.650
3	7	9.066	27.510

Luego se necesita la información del relé. Como es un
caso de ejemplo no se especifica ningún ajuste previo y se
da todas las posibilidades de cambio al programa.

Las variables a leer son:

- A : Posibilidad de cambio del tipo del relé.
- B : Posibilidad de cambio del ajuste de la zona 1.
- C : Posibilidad de cambio del tiempo.
- D : Tiempo máximo de la zona 2.
- E : Tiempo máximo de la zona 3.
- F : Alcance de la zona 1.
- G : Tiempo de la zona 1.
- H : Alcance de la zona 2.
- P : Tiempo de operación de la zona 2.
- Q : Alcance de la zona 3.
- R : Tiempo de operación de la zona 3.
- S : Posibilidad de cambio del alcance de la zona 2.
- T : Posibilidad de cambio del tiempo de la zona 2.
- U : Posibilidad de cambio del alcance de la zona 3.
- V : Posibilidad de cambio del tiempo de operación de la zona 3.

Para especificar la posibilidad de realizar un cambio se debe asignar un número diferente de 0. Se analiza cada posibilidad por separado en vista que el tiempo y el alcance son unidades diferentes y en ciertas circunstancias se requerirá un al cance al tiempo que coordine, o viceversa. Se debe especificar para cada zona, pues se trata de relés diferentes en una misma localización.

Además, se debe determinar los valores de los errores debi dos a la información, al relé y a los transformadores en INF, IREL e ITM, respectivamente. Así como, la separación de los con ductores IS, el sobrealcance estimado ISALC y el tiempo de paso de coordinación ITIME. El voltaje y corriente del relé se leen en IVRELE e ICRELE.

Aunque la información es bastante numerosa no es de difícil compilación y permite una óptima comunicación con el programa. Puesto que el ejemplo es solo explicativo, se asigna los mismos valores para todos los relés, así:

RELE N°	1	2	3	4	5	8	9
INF	5	5	5	5	5	5	5
IREL	5	5	5	5	5	5	5
ITM	100	100	100	100	100	100	100
IVRELE	115	115	115	115	115	115	115
ICRELE	5	5	5	5	5	5	5
IS	12	12	12	12	12	12	12
ISALC	5	5	5	5	5	5	5
ITIME	300	300	300	300	300	300	300

RELE N°	1	2	3	4	5	8	9
A	1	1	1	1	1	1	1
B	1	1	1	1	1	1	1
C	1	1	1	1	1	1	1
D	1	1	1	1	1	1	1
E	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
F	0	0	0	0	0	0	0
G	0	0	0	0	0	0	0
H	0	0	0	0	0	0	0
P	0	0	0	0	0	0	0
Q	0	0	0	0	0	0	0
R	0	0	0	0	0	0	0
S	1	1	1	1	1	1	1
T	1	1	1	1	1	1	1
U	1	1	1	1	1	1	1
V	1	1	1	1	1	1	1

Para las protecciones de sobrecorrientes en los dos primeros espacios se dá los valores del número de puntos menos uno de la curva tiempo corriente especificados, y del grado del polinomio menos uno respectivamente. En los espacios 11 y 12 se almacena el tap y el dial del elemento. En los espacios 3 al 10 y 13 al 20 se dan los valores de corriente y tiempo respectivamente.

RELE	6	7
1	4.0	4.0
2	3.0	3.0
3	2.0	2.0
4	3.0	3.0
5	8.0	8.0
6	14.0	14.0
7	5.0	5.0
8	0.	0.
9	0.	0.
10	0.	0.
11	5.0	5.0
12	3.0	3.0
13	1.35	2.0
14	0.95	1.30
15	0.73	0.71
16	0.70	0.58
17	0.8	0.92
18	0.	0.
19	0.	0.
20	0.	0.

FLUJO: Magnitud compleja de la corriente de carga del sistema.

FLUJO (k):	0.100	0.140
	0.100	0.200
	0.190	0.280
	-0.100	-0.140
	0.180	0.270
	-0.100	-0.140
	-0.100	-0.200
	-0.190	-0.280
	0.100	0.140
	-0.180	-0.270

N, VFLUJO (N) Voltaje complejo en el nodo N.

N	VFLUJO (N)
2	1.050 0.980

Las corrientes de falla constan en el cuadro 4.1.

1.2 CONFIGURACION DEL SISTEMA

Se asigna los valores de los vectores auxiliares:

i	1	2	3	4	5	6	7	8
LCIRC	0	2	3	1	1	0	2	0
LCMOD A	0	2	3	2	2	0	2	0
LCMOD B	0	2	3	2	2	0	2	0
LCMOD C	-1	2	3	2	1	0	2	-1

Ubicación de generadores: GEN = 2.001 7.008

Ubicación de cargas: CLOAD = 5.006

Ubicación de líneas: TLINE = 2.003 2.007 3.004 3.007 4.005
3.002 7.002 4.003 7.003 5.004

1.3. DETERMINACION DEL POLINOMIO

Los relés de sobrecorriente utilizados en el programa son el 6 y el 7, para los cuales los polinomios que definen su curva tiempo corriente son:

Coeficientes A(k)	
RELE 6	RELE 7
1.40871	1.74304
-2.20958	-1.88478
0.975347	0.577691
-0.148464	-0.0728471

1.4 UBICACION DE LOS RELES

De la información obtenida se tiene la siguiente ubicación:

PROTECCION	ELEMENTO	NODOS	
1	Línea	2	3
2	"	2	7
3	"	3	4
4	"	3	7
5	"	3	2
6	"	4	5
7	carga	5	6
8	línea	7	2
9	"	7	3

2. SEGUNDA ETAPA

De la información de entrada se determina que el relé no puede alcanzar en su primera zona, más allá del 85% de la línea a la que dá protección principal, lo que equivale a:

$$Z = 0.85 \times 0.217 = 0.1845$$

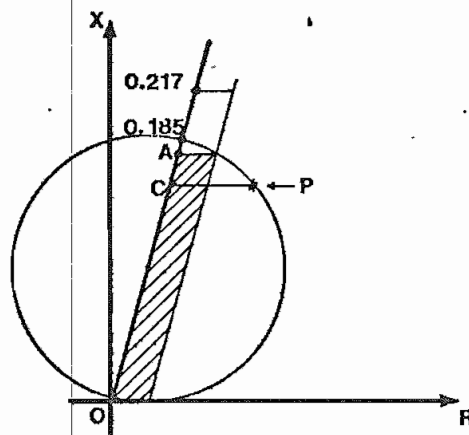


Fig. 4.2. Efecto de la resistencia del arco en el relé 1.

La resistencia del arco, para una falla al final de la línea es: $RARC = 0.0053$

El valor de impedancia para la cual la resistencia del arco entra en las características de operación del relé (punto A de la Fig. 4.2) es 0.1829. Por lo que se observa que el relé cubre fallas que involucren el establecimiento de un arco hasta:

$$POR1 = \frac{0.1829}{0.217} = 0.8428 \Rightarrow 84.3\%$$

Puesto que este valor de 84.3% es mayor al punto límite, el programa ajustará al valor 0.1845 con el ángulo de la línea.

Para la zona 2, el relé debe cubrir completamente la línea principal y dar respaldo a las líneas siguientes:

NODOS	IMPEDANCIA
3 a 4	0.130 / <u>1.252</u>
3 a 7	0.153 / <u>1.252</u>

El ajuste preliminar se hace al 50% de la línea más pequeña y se verifica si cumple con las condiciones mínimas debidas a los errores de la medida.

En cuanto al efecto de la resistencia del arco se tiene que el ajuste en estas condiciones está cubriendo el 130% de la línea principal, por lo que se verifica si a este porcentaje la resistencia del arco al fin de la línea entra en las características de operación del relé.

La resistencia de falla para esta condición es de 0.0151, es decir que casi se ha triplicado su valor con respecto al de la primera zona, esto se debe al efecto del viento en el alargamiento del arco.

En la Fig. 4.3 se observa que la resistencia del arco no impide que el relé cubra toda la línea principal por lo que el

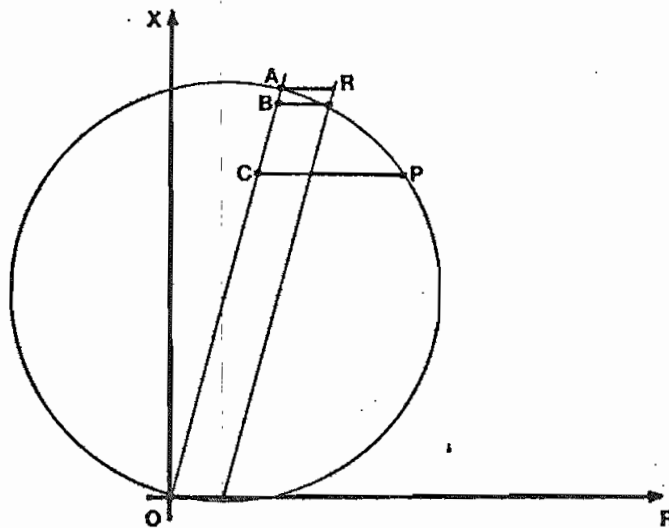


Fig. 4.3. Efecto de la resistencia del arco en la zona 2 del relé 1.

programa toma el valor de 0.282 (AO) como su alcance. En caso que el alcance fuera menor, o la resistencia mayor, habría que aumentar la dimensión de AO para que AR entre en las características del relé, en el punto C. La magnitud CP es el valor de la resistencia del arco que permite las características del relé, para una falla en el extremo de la línea.

En la tercera zona el relé debe cubrir la línea más larga adyacente, de manera que cumpla su función de respaldo, para las condiciones de mayor bajo alcance. Por lo que se ajusta a un valor de 0.425.

Se debe analizar el efecto de alimentación para una falla en el final de la línea más larga por lo que se calcula la impedancia aparente que verá el relé con la ecuación 2.19 del Capítulo II:

$$Z_2 \text{ aparente} = 0.369$$

Puesto que el primer ajuste es mayor, el programa toma el alcance de 0.425.

De igual manera se puede establecer el alcance para los otros relés, por lo que el cuadro de resultados es el siguiente:

N° RELE	1	2	3	4	5	8	9
ZONA 1	0.185	0.093	0.111	0.129	0.185	0.093	0.129
ZONA 2	0.282	0.185	0.196	0.207	0.272	0.218	0.217
ZONA 3	0.425	2.147	0.326	0.300	0.375	2.282	0.425

Estas magnitudes se deben comparar con las impedancias que verá el relé cuando por él circule la corriente de máxima carga, que son:

RELE N°	AJUSTE	MEDIDA
1	0.425	8.038
2	2.147	6.185
3	0.326	4.080
4	0.300	4.253
5	0.375	8.024
8	2.282	6.193
9	6.425	8.049

Del cuadro anterior se observa que ninguna impedancia entra en las características de operación del relé de distancia, o lo que es lo mismo no operará para condiciones de carga. Por lo tanto, no es necesario hacer ninguna reducción de los alcances hasta aquí calculados.

3. TERCERA ETAPA

En esta parte del programa, partiendo de las condiciones preliminares se realiza la coordinación de cada uno de los elementos.

El relé 1 debe coordinar con los relés 3 y 4. Si se superponen los alcances hasta este momento determinados, como en la Fig. 4.4, se ve que la zona 3 del elemento 1 y las zonas 2 de los relés 3 y 4 no tienen coordinación.

Además a estos valores hay que sumar y restar el porcentaje de sobrealcance y bajo alcance, y tomar en cuenta el efecto de alimentación intermedia.

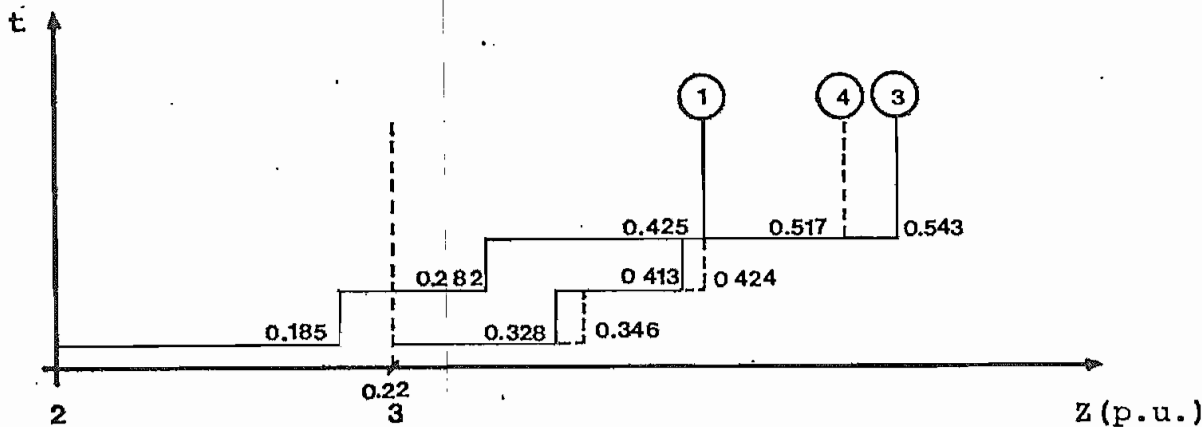


Fig. 4.4. Alcance y tiempo de los relés 1, 3, y 4.

$Z_{21} =$	0.3243
$Z_{31} =$	0.4888
$Z_{13} =$	0.31135
$Z_{14} =$	0.3266
$Z_{23} =$	0.3836
$Z_{24} =$	0.3929

Las segunda zona del relé 1 en estas condiciones críticas sobrealcanza al relé 3 en un 4%, manteniendo la coordinación con el relé 4. Por lo que el programa en estas condiciones decide el mantener el valor, dado la baja probabilidad de que la falla ocurra en ese 4% de la línea y de que las dos condiciones de error se cumplan en su totalidad simultáneamente. Este porcentaje de sobrealcance desaparece cuando se toma en cuenta la alimentación intermedia.

Pero para la tercera zona el sobrealcance en la zona 3 de los dos elementos siguientes es bastante mayor (27% y 24%). Si se dejara el valor en este ajuste habría una gran probabilidad que el respaldo opere, perdiendo la condición fundamental de selectividad. Si se reduce el alcance, ese porcentaje de la línea no tendrá respaldo del relé 1, por lo que se opta por aumentar la temporización que en este caso será de 0.9 segundos.

El relé 3 debe coordinar con el relé 6 que protege la línea de 4 a 5. Como el relé 6 es un elemento de sobrecorriente, la lógica es diferente. Primero se determina la corriente de falla en el punto del alcance del relé de distancia en su segunda zona y que parte de la curva de sobrecorriente trabaja el relé 6, para esta corriente.

MULTIPLO DE TAP	TIEMPO
19.25	0.647
19.12	0.648
18.99	0.649

De los tres tiempos, puesto que está en la zona más plana de la curva, se toma un promedio de tiempo, el cual es igual a 0.648 y con este tiempo se coordina con la zona 2 del relé 3.

El cuadro de ajustes para el primer intento de coordinación es el siguiente:

RELE N°	1	2	3	4	5	8	9
ZONA 2	0.282	0.196	0.196	0.207	0.262	0.239	0.217
TIEMPO 2	0.300	0.300	0.948	0.300	0.300	0.300	0.300
ZONA 3	0.425	0.447	0.326	0.248	0.375	0.447	0.405
TIEMPO 3	0.900	0.900	1.248	0.600	1.200	1.200	1.500

En este intento se contabilizan 9 cambios en tiempo y 11 cambios en módulo de los valores preliminares.

Para la segunda iteración, el relé 1 ya no coordina en tiempo con la zona 2 del relé 3 por lo que se debe aumentar su tiempo de operación. El programa ajusta el tiempo de la zona 3 del relé 1 al valor de operación de la zona 2 del relé 3 más el intervalo para que exista coordinación. (TIEMPO) del relé 1, por lo que asigna el valor de 1.248.

En esta iteración se reduce el número de cambios realizados a 4 en tiempo y 5 en módulo.

Los resultados en este paso son:

RELE N°	1	2	3	4	5	8	9
ZONA 2	0.282	0.196	0.196	0.207	0.262	0.239	0.217
TIEMPO 2	0.300	0.300	0.948	0.300	0.300	0.300	0.300
ZONA 3	0.339	0.430	0.326	0.248	0.342	0.377	0.405
TIEMPO 3	1.248	1.500	1.248	0.600	0.600	1.500	0.900

En la tercera iteración los resultados son:

RELE N°	1	2	3	4	5	8	9
ZONA 2	0.282	0.196	0.196	0.207	0.262	0.239	0.217
TIEMPO 2	0.300	0.300	0.948	0.300	0.300	0.300	0.300
ZONA 3	0.339	0.420	0.326	0.248	0.314	0.377	0.405
TIEMPO 3	1.248	1.500	1.248	0.600	0.600	1.500	1.500

Estos valores, en la cuarta iteración ya no sufren cambios por lo que se convierten en valores definitivos, es decir los que se debe ajustar en el relé.

El número de iteraciones es menor al límite 10 que se ha planteado en el programa, por lo que no hay un mensaje adicional de que no se ha alcanzado la coordinación.

Con estas magnitudes, el programa pasa a buscar los rangos e impedancias en los relés en la cuarta etapa.

4. CUARTA ETAPA

Los valores de alcance se tienen que trasladar al lado del relé, para lo que se utiliza las relaciones de transformación en los transformadores de corriente y voltaje, C_T y V_T respectivamente de manera que tenemos:

$$C_T = \frac{600}{5} = 120$$

$$V_T = \frac{138000}{115} = 1200$$

Aplicando la ecuación 2.21, las impedancias que se ajustarán en los relés son:

RELE N°	ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3
1	3.517	5.379	6.455
2	1.766	3.733	8.198
3	2.110	3.724	6.207
4	2.462	3.935	4.722
5	3.517	4.980	5.976
8	1.766	4.559	7.170
9	2.462	4.138	7.712

Los tipos de relé a usar son los KD-4, KD-10 y KD-11 de la Westinghouse.²⁵ Los valores de las impedancias de estos relés son iguales a los de tipo SKD²⁶, para relés de estado sólido, por lo que las magnitudes calculadas son calibrables en cualquiera de las dos clases.

El valor de ajuste en la mayoría de los relés de distancia se consigue en base a los auto transformadores o taps, de manera que la impedancia calibrada es:

$$Z = \frac{S T}{1 + M} \quad (4.1)$$

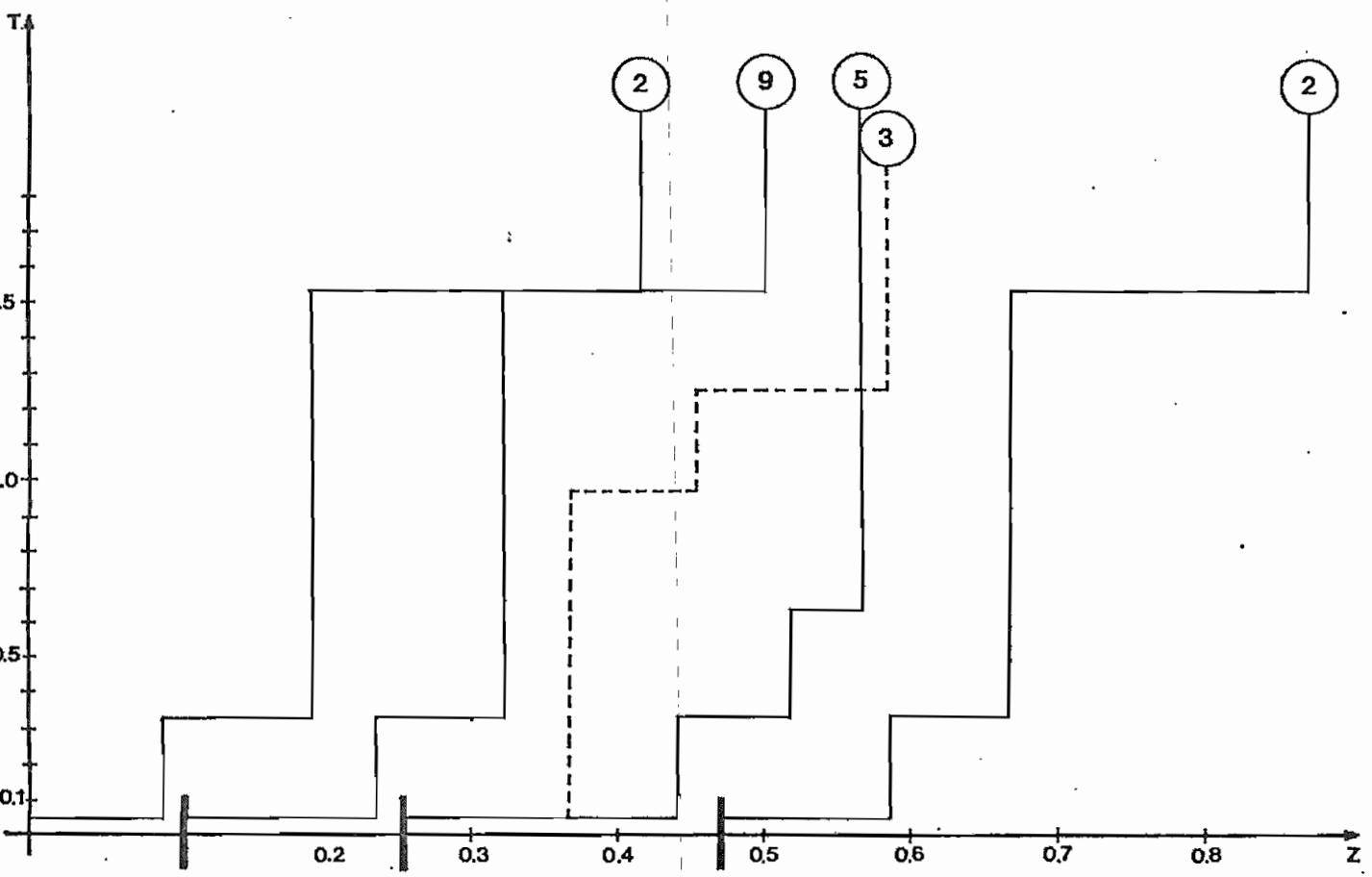
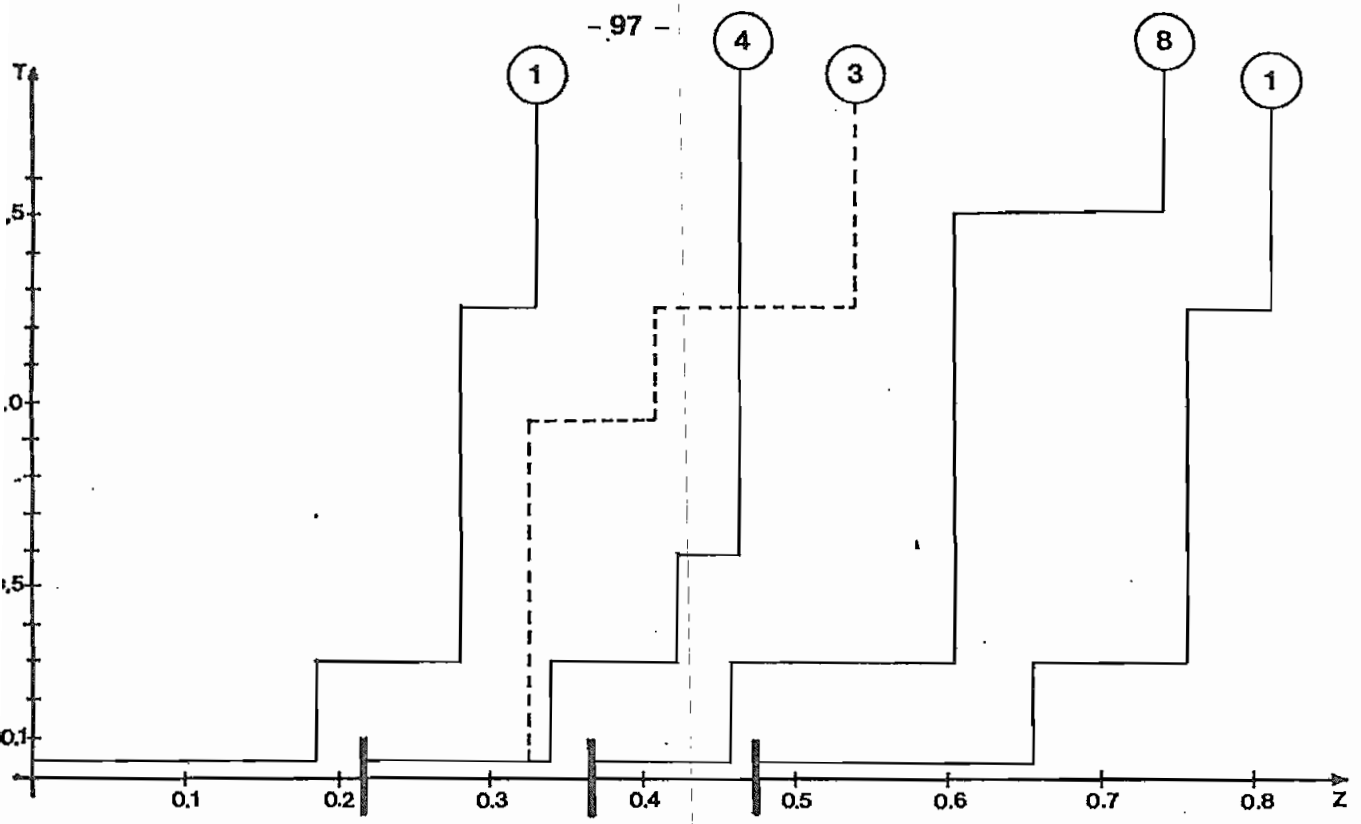
El porcentaje de la diferencia de Z, con respecto al valor a ajustar, debe estar dentro del \pm 1.5%. Para la zona 1 del relé 1, por ejemplo, se tiene:

Z calculada = 3.517
Z ajustada = 3.537
ERROR = 0.57%

A continuación se muestra una copia de los resultados finales del programa de coordinación de protecciones de distancia y en las figuras 4.5 y 4.6 los ajustes de cada relé.

5. SEGUNDO EJEMPLO

En la Fig. 4.7 consta el diagrama unifilar del sistema de potencia en el que se deben calibrar los relés y a continuación se tiene una copia de los resultados del programa.



RELE N.	ZONA N.	TIPO	RANGO	VALOR CALCULADO	VALOR AJUSTADO	S	T	M	ANG	TIEMPO
1	1		KD 10-11	3.517	3.537	1	2.900	0.180	71.76	0.00
1	2		KD 10-11	5.379	5.321	1	5.800	0.090	71.76	0.30
1	3		ERRORIO	7.989	7.989				71.76	1.50
			KD 10-11		7.955	1	7.000	-0.120		
2	1		ZR KD4	1.766	1.786	2	0.920	0.030	71.05	0.00
2	2		KD 10-11	3.793	3.725	1	4.060	0.090	71.05	0.30
2	3		ERRORIO	8.198	8.198				71.46	1.50
			KD 10-11		8.235	1	7.000	-0.150		
3	1		ZR KD4	2.110	2.091	2	0.920	-0.120	71.76	0.00
3	2		KD 10-11	3.724	3.725	1	4.060	0.090	71.76	0.95
3	3		KD 10-11	6.207	6.170	1	5.800	-0.060	71.76	1.25
4	1		KD 10-11	2.462	2.476	1	2.030	0.180	71.76	0.00
4	2		KD 10-11	3.935	3.942	1	4.060	-0.030	71.76	0.30
4	3		KD 10-11	4.722	4.776	1	4.060	-0.150	71.46	0.60
5	1		KD 10-11	3.517	3.537	1	2.900	0.180	71.76	0.00
5	2		KD 10-11	4.980	5.043	1	5.800	0.150	71.76	0.30
5	3		KD 10-11	5.976	5.979	1	5.800	-0.030	71.52	0.60
8	1		ZR KD4	1.766	1.786	2	0.920	0.030	71.05	0.00
8	2		KD 10-11	4.559	4.614	1	4.060	-0.120	71.05	0.30
8	3		ERRORIO	8.425	8.425				71.52	1.50
			KD 10-11		8.537	1	7.000	0.180		
9	1		KD 10-11	2.462	2.476	1	2.030	0.180	71.76	0.00
9	2		KD 10-11	4.138	4.186	1	4.060	-0.030	71.76	0.30
9	3		ERRORIO	7.712	7.712				71.76	1.50
			KD 10-11		7.692	1	7.000	-0.090		

1	1		KD 10-11	3 882	3 830	1	4 060	0 060	82 89	0 00
1	2		KD 10-11	5 400	5 472	1	5 800	0 060	82 89	0 30
1	3		ERROR10!	7 126	7 126				78 67	1 50
1	3		KD 10-11		7 216	1	7 000	-0 030		
2	1		ERROR10!	7 174	7 174				71 97	0 00
2	1		KD 10-11		7 216	1	7 000	-0 030		
2	2		ERROR10!	11 557	11 557				71 97	0 30
2	3		ERROR10!	13 028	13 028				73 50	1 50
3	1		REACTA!							
3	1		ERROR	0 107	0 107				76 07	0 00
3	1		ERROR10!		0 107					
3	2		KD 10-11	2 446	2 476	1	2 030	0 180	76 07	0 30
3	3		KD 10-11	3 635	3 625	1	4 060	0 120	75 56	1 30
4	1		KD 10-11	5 306	5 321	1	5 800	0 090	75 58	0 00
4	2		KD 10-11	10 458	10 309	1	10 000	-0 030	75 58	0 30
4	3		ERROR10!	16 723	16 723				73 50	1 50
5	1		KD 10-11	3 882	3 830	1	4 060	0 060	82 89	0 00
5	2		ERROR10!	9 586	9 586				82 89	0 30
5	2		KD 10-11		9 709	1	10 000	0 030		
5	3		ERROR10!	16 448	16 448				75 80	1 50
6	1		KD 10-11	2 544	2 522	1	2 900	0 150	75 47	0 00
6	2		KD 10-11	3 861	3 830	1	4 060	0 060	75 47	1 00
6	3		KD 10-11	4 633	4 614	1	4 060	-0 120	1 72	1 30
7	1		REACTA!							
7	1		ERROR	0 107	0 107				76 07	0 00
7	1		ERROR10!		0 107					
7	1		ERROR10!		0 107					
7	2		KD 10-11	3 493	3 537	1	2 900	0 180	76 07	0 30
7	3		ERROR10!	14 596	14 596				73 61	1 50
9	1		KD 10-11	2 544	2 522	1	2 900	0 150	75 47	0 00
9	2		KD 10-11	3 861	3 830	1	4 060	0 060	75 47	0 60
9	3		KD 10-11	4 633	4 614	1	4 060	-0 120	75 56	0 90
11	1		ERROR10!	7 174	7 174				71 97	0 00
11	1		KD 10-11		7 216	1	7 000	-0 030		
11	2		KD 10-11	10 691	10 639	1	10 000	-0 060	71 97	0 30
11	3		ERROR10!	13 503	13 503				75 80	1 50
12	1		KD 10-11	5 306	5 321	1	5 800	0 090	75 58	0 00
12	2		ERROR10!	7 491	7 491				75 58	0 30
12	2		KD 10-11		7 447	1	7 000	-0 060		
12	3		ERROR10!	8 990	8 990				78 67	1 50
12	3		KD 10-11		9 929	1	10 000	0 120		

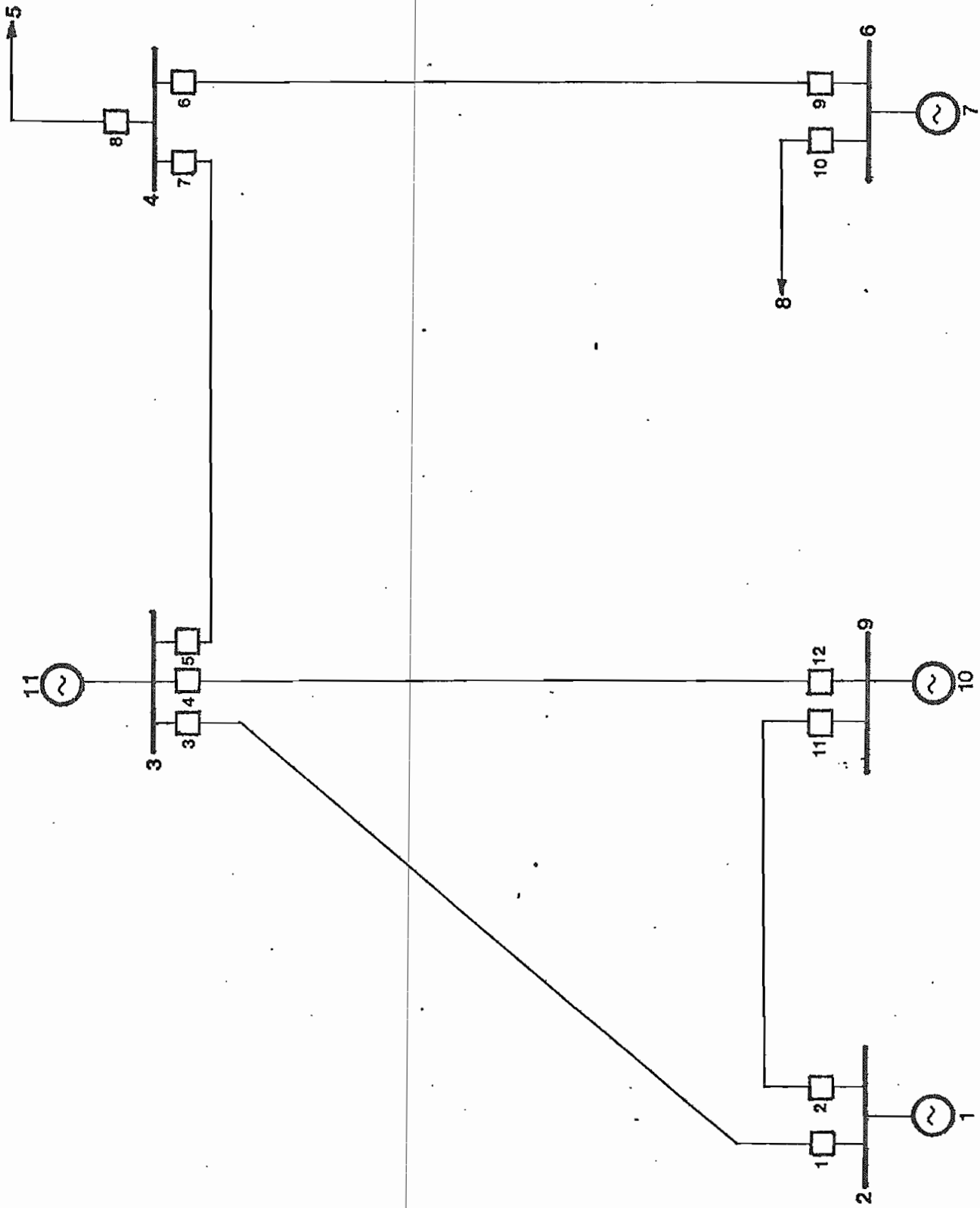


Diagrama unifilar del ejemplo 2.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

El programa de coordinación de protecciones de distancia se ha diseñado para que sea lo más flexible ante los requerimientos de usuario. Es así como una alternativa es el realizar la coordinación de todo un sistema, o un medio de comprobar los ajustes existentes o una combinación de estos dos problemas.

El programa permite que el usuario tenga control sobre su desarrollo a través de la información de entrada. Es así como se pueden establecer condiciones o compromisos previos a su ejecución y mediante el programa establecer sus efectos en el resto del sistema.

Mediante la ejecución del programa se consigue establecer un criterio común para situaciones similares o lo que es lo mismo se unifica el criterio de aplicación de los relés de distancia. Sin embargo, el programa no es una cadena rigurosa de decisiones lógicas puesto que da la oportunidad al ingeniero de hacer consideraciones especiales y transmitir las al programa.

A través de su ejecución, el usuario puede considerar un mayor número de posibilidades y utilizando la velocidad del pro -

grama lograr ajustes más óptimos. Además, se pueden tomar en cuenta un mayor número de parámetros para realizar el ajuste, como son: el efecto de la carga, la resistencia del arco, la alimentación intermedia y la coordinación con las protecciones de las estaciones adyacentes.

Aunque el programa está implementado y probado en la actualidad, es necesario su constante revisión para cumplir con los requerimientos de la experiencia en su uso.

Una de las principales dificultades que se encuentra en su ejecución es la necesidad de salir del programa para considerar nuevas condiciones del sistema, no solo en cuanto a lo que se refiere a generación sino de la misma configuración del sistema. Por lo que se recomienda el desarrollo de programas de cálculos de flujos de carga y cortocircuitos de rápida ejecución y que consideren cambios de niveles de generación, puntos de fallas y configuración del sistema.

Entre las nuevas perspectivas planteadas sobre este tema están el desarrollo de un programa que analice la coordinación para la protección de fallas a tierra, que incluya a los relés de distancia y sobrecorriente de tierra. Sobre la base establecida por el programa de coordinación de protecciones de sobrecorriente y la lógica que se pone a consideración en la presente tesis se abre la posibilidad de un programa conjunto que analice los dos tipos de protección, que comprenda fallas entre fases y fase tierra.

Es necesario recalcar como se lo ha hecho a través de toda la presente exposición, que la experiencia e ingenio del Ingeniero es la base de un buen sistema de protección. Por lo que aún con un programa de mayor volumen de decisiones lógicas no se puede conseguir reemplazar estas características únicas. Sin embargo, se logra con su ayuda la disminución del personal encargado de estos trabajos y se consigue una mayor velocidad, y con la implementación de un completo sistema interactivo en el computador se logrará ajustes más óptimos.

APENDICE A

MANUAL DE USO DEL PROGRAMA

1. DIMENSIONAMIENTO

El programa tiene una capacidad de análisis determinado por la matriz MAG de 30 nodos, en el cual se pueden realizar las combinaciones de conexiones de manera que no sobrepasen de 30 car - gas y 15 líneas.

En este sistema se pueden establecer 30 localizaciones de elementos de protección, lo cuál se considera suficiente para los sistemas propuestos. Sin embargo, para futuras aplicaciones se deberá revisar los dimensionamientos de la parte común de memoria.

2. FORMATOS DE ENTRADA

LINEA	FORMATO	COLUMNAS	DESCRIPCION
1	I3	1-3	NN: Número de nodos del sistema.
1	I3	4-6	MP: Número de elementos de pro - tección.
2	I3	1-3	NUM1: Número de barras del sistema.
2	I3	4-6	NUM2: Número de barras dividido pa - ra dos.
2	I3	7-9	NUM3: 160
2	I3	10-12	NUM4: Número de barras por dos.

LINEA	FORMATO	COLUMNAS	DESCRIPCION
3	I3	1-3	MV: 3
3	I3	4-6	MS: 3
3	I3	6-9	MM: Número de cargas del sistema.
3	I3	10-12	LM: Número de generaciones del sistema.
3	I3	13-15	KM: Número de ^{líneas} cargas del sistema.
4	I1	1 a 80	MAG: Matriz que define la configuración del sistema.
5	E12.4	1-12	PBASE: Potencia base del sistema.
6	E5.0 F5.3	1-5--	DISPRO: Vector de identificación de los dispositivos de protección.
7	F8.0	1-8,--	CORNOM: Corriente nominal del sistema.
8	F8.0	1-8,--	VOLNOM: Voltaje nominal del sistema.
9	F8.0	1-8,--	CRMAX: Corriente de cortocircuito máximo del elemento j.
10	F8.0	1-8,--	CCMIN: Corriente de cortocircuito mínimo del elemento j.
11	I5	1-5	I: Nodo de salida de la línea
11	I5	6-10	J: Nodo de llegada de la línea.
11	2F10.3	11-20,21-30	ZSIST: Impedancia de la línea entre I y J.
11	I5	31-35	I : Nodo de salida de la línea
11	I5	36-40	J : Nodo de llegada de la línea
11	2F10.3	41-50,51-60	ZSIST: Impedancia de la línea entre I y J .
12	I5	1-5	INF: Error de información de la línea.

LINEA	FORMATO	COLUMNAS	DESCRIPCION
12	I5	6-10	IREL: Error del relé de distancia (fabricación).
12	I5	11-15	ITM: Error estimado de los transformadores de medida.
12	I5	16-20	IVRELE: Voltaje nominal del relé.
12	I5	21-25	ICRELE: Corriente nominal del relé.
12	I5	26-30	IS: Espaciamiento de los conductores del sistema.
12	I5	31-35	ISALC: Porcentaje de sobrealcance del relé.
12	I5	36-40	ITIME: Paso de tiempo de coordinación del relé.
13	F5.3	1-5	A: Tipo de relé.
13	F5.3	6-10	B: Posibilidades de cambio del alcance de la zona 1.
13	F5.3	11-16	C: Cambio del tiempo de zona 1.
13	F5.3	17-20	D: Tiempo máximo de la zona 2.
13	F5.3	21-25	E: Tiempo máximo de la zona 3.
13	F5.3	26-30	F: Alcance la zona 1.
13	F5.3	31-35	G: Tiempo de ajuste de la zona 1.
13	F5.3	36-40	H: Alcance de la zona 2.
13	F5.3	41-45	P: Tiempo de la zona 2.
13	F5.3	46-50	Q: Alcance de la zona 3.
13	F5.3	51-55	R: Tiempo de zona 3.
13	F5.3	56-60	S: Cambio de alcance de zona 2.
13	F5.3	61-65	T: Cambio de tiempo de zona 2.
13	F5.3	66-70	U: Cambio de alcance de zona 3.
13	F5.3	71-75	V: Cambio de tiempo de zona 3.
12*	F5.3	1-5	RELE: Número menos 1 de datos a leer.

LINEA	FORMATO	COLUMNAS	DESCRIPCION
12	F5.3	6-10	RELE: Grado menos 1 del polinomio.
12	F5.3	11-15,-46-50	RELE: Múltiplos del tap de operación de la curva de sobre corriente.
12	F5.3	51-55	RELE: Tap del relé.
12	F5.3	56-60	RELE: Dial del relé.
12	F5.3	61-65,-75-80	RELE: Tiempos de operación para los valores anteriores.
14	F9.5	1-9,--	FLUJO: Vector que almacena el valor de las corrientes para una carga determinada. <u>Com</u> plejo.
15	I5	1-5	I: Nodo del que se va a determinar un voltaje para el flujo anterior.
15	2F9.5	6-15,16-25	VFLUJO: Valor del voltaje en el nodo I.
16	F9.5	1-9,--	FALLA: Matriz que almacena las corrientes de cortocircuito por las líneas para una falla en el elemento I.

* Información de los elementos de sobrecorriente.



me Curves, Time-Overcurrent Unit (CO-2) 50/60 Hertz[Ⓢ]

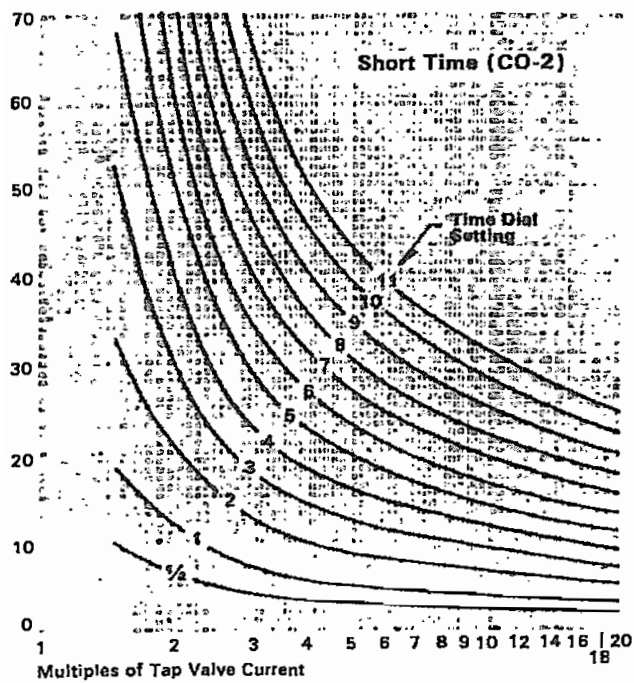


Figure 1 418244

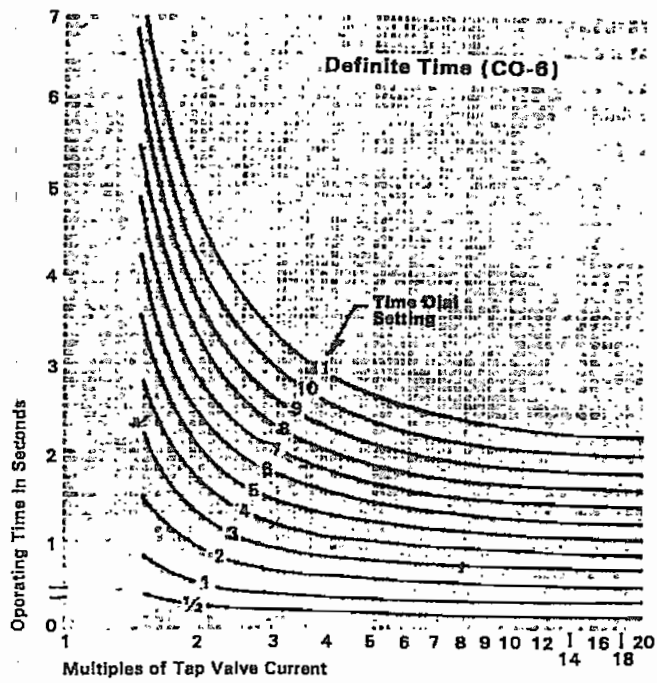


Figure 3 418246

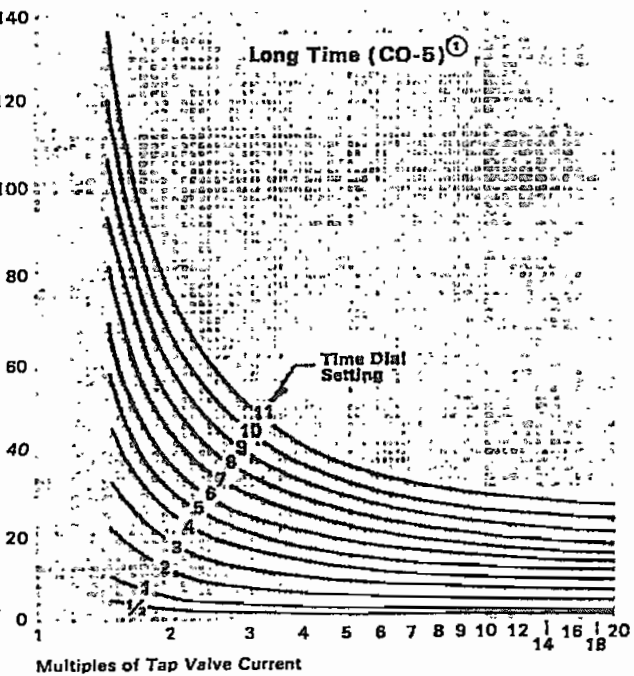


Figure 2 418245

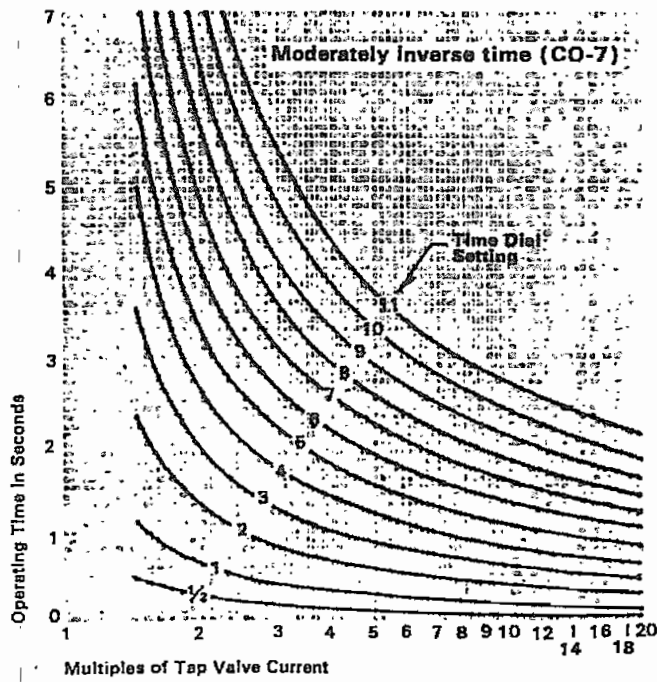


Figure 4 418247

Current Relays

Time Overcurrent Unit
Burden Data and Thermal Capacities
Time Curves

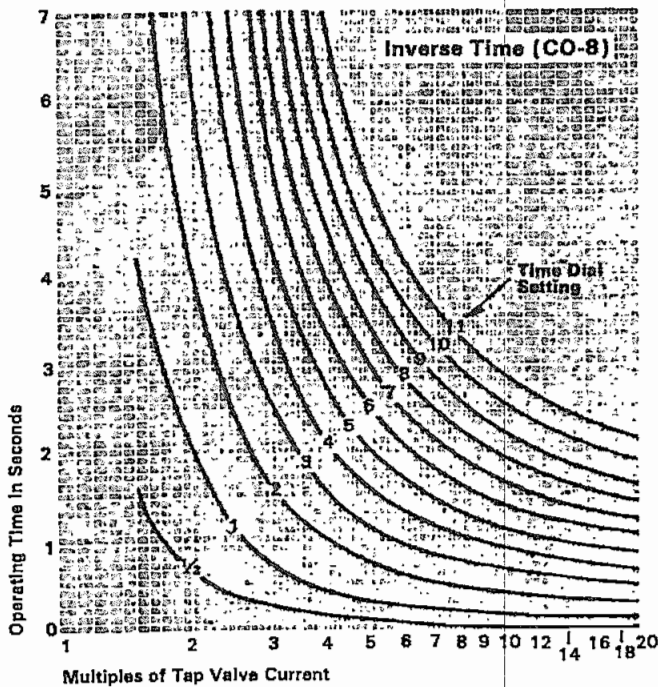


Figure 5

418248

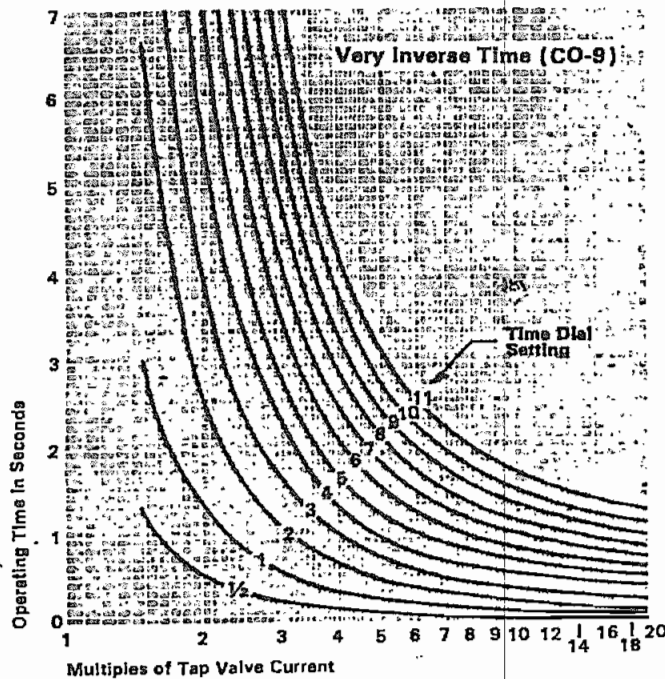


Figure 8

418249

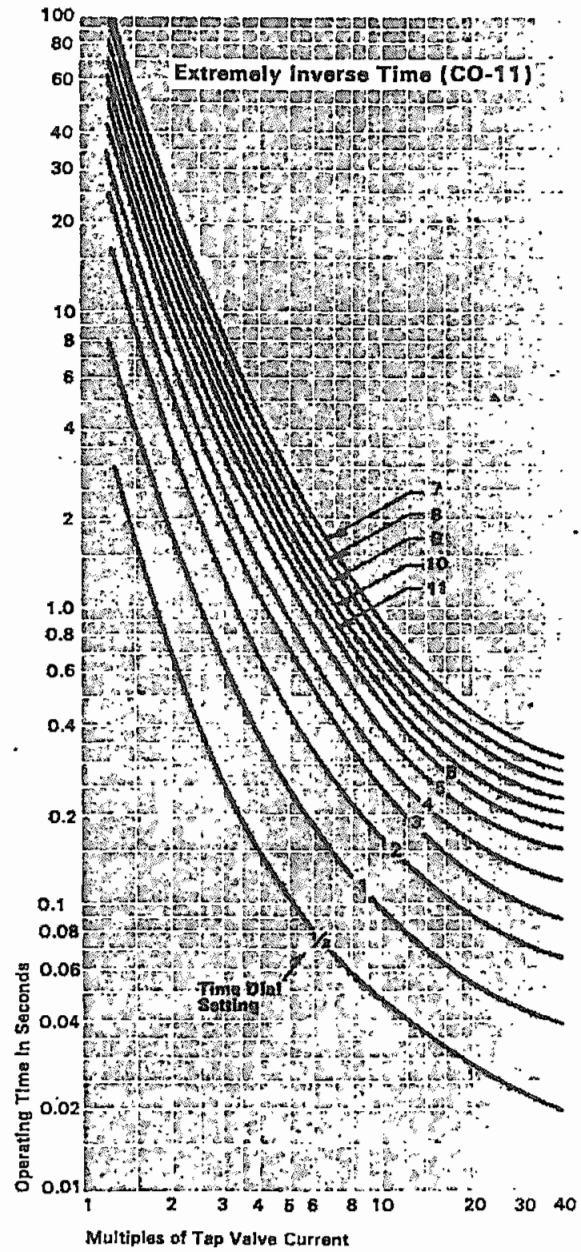


Figure 7

288B655

ⓐ Includes CO-4 (4 to 12 Ampere range on 14)
ⓑ Curves as shown are available on 8½" x 11" paper,
or on Log-Log paper. Consult nearest Westinghouse
sales office.

TABLE II

Relay Settings For .2-4.5 Ohm Range Relay

T =	"S" = 1							"S" = 2		"S" = 3		M		LEAD CONNECTIONS	
	.23	.307	.383	.537	.69	.92	1.23	.92	1.23	.92	1.23	+M	-M	"L" LEAD	"R" LEAD
	.195	.26	.324	.455	.585	.78	1.04	1.56	2.08	—	3.13	+.18		.06	0
	.20	.267	.333	.466	.6	.8	1.07	1.6	2.14	—	3.21	+.15		.06	.03
	.205	.274	.342	.48	.615	.82	1.1	1.64	2.2	—	3.29	+.12		.09	0
	.211	.281	.352	.493	.633	.845	1.13	1.69	2.26	—	3.38	+.09		.09	.03
	.217	.289	.362	.506	.65	.868	1.16	1.74	2.32	—	3.48	+.06		.06	.09
	.223	.298	.372	.521	.67	.893	1.2	1.79	2.39	—	3.58	+.03		.03	0
	.23	.307	.383	.537	.69	.92	1.23	1.84	2.46	—	3.69	0	0	0	0
	.237	.316	.395	.554	.71	.948	1.27	1.9	2.54	—	3.8		-.03	0	.03
	.245	—	.407	.571	.735	.978	1.31	1.96	2.62	—	3.92		-.06	.09	.06
	.252	—	.42	—	.758	1.01	1.35	2.02	2.7	3.03	4.05		-.09	.03	.09
	—	—	.435	—	—	—	1.4	—	2.8	—	4.19		-.12	0	.09
	—	—	—	—	—	—	1.45	—	2.89	—	4.35		-.15	.03	.06
	—	—	—	—	—	—	1.5	—	3.0	—	4.5		-.18	0	.06

"L" OVER "R"

"R" OVER "L"

TABLE III

Relay Settings For .73-21 Ohm Range Relay

T =	"S" = 1							"S" = 2		"S" = 3		"M"		LEAD CONNECTIONS	
	.87	1.16	1.45	2.03	2.9	4.06	5.8	4.06	5.8	4.06	5.8	+M	-M	"L" LEAD	"R" LEAD
.737	.98	1.23	1.72	2.46	3.44	4.92	—	9.85	—	14.7	+.18		.06	0	
.755	1.01	1.26	1.76	2.52	3.53	5.04	—	10.1	—	15.1	+.15		.06	.03	
.775	1.03	1.29	1.81	2.59	3.63	5.18	7.26	10.3	—	15.5	+.12		.09	0	
.800	1.01	1.33	1.86	2.66	3.73	5.32	7.44	10.6	—	15.9	+.09		.09	.03	
.820	1.09	1.37	1.91	2.74	3.83	5.48	7.65	10.9	—	16.4	+.06		.06	.09	
.845	1.12	1.41	1.97	2.81	3.94	5.64	7.88	11.3	—	16.9	+.03		.03	0	
.870	1.16	1.45	2.03	2.9	4.06	5.8	8.12	11.6	—	17.4	0	0	0	0	
.897	1.20	1.49	2.09	2.99	4.18	5.98	8.36	11.9	—	18.0		-.03	0	.03	
.925	—	1.54	2.16	3.09	4.32	6.18	8.65	12.3	—	18.6		-.06	.09	.06	
.955	—	1.59	2.23	3.19	4.47	6.38	8.93	12.7	—	19.2		-.09	.03	.09	
—	—	1.65	2.31	3.29	4.62	6.60	9.13	13.2	—	19.8		-.12	0	.09	
—	—	1.71	2.39	3.41	4.77	6.82	9.55	13.7	—	20.5		-.15	.03	.06	
—	—	—	—	—	—	7.08	—	14.1	14.3	21.3		-.18	0	.06	

"L" OVER "R"

"R" OVER "L"

TABLE IV

Relay Settings For 1.1-31.8 Ohm Range Relay

T =	"S" = 1							"S" = 2		"S" = 3		"M"		LEAD CONNECTIONS	
	1.31	1.74	2.18	3.05	4.35	6.1	8.7	6.1	8.7	6.1	8.7	+M	-M	"L" LEAD	"R" LEAD
	1.11	1.47	1.85	2.58	3.68	5.16	7.37	—	14.71	—	22.1	+ .18		.06	0
	1.14	1.51	1.89	2.65	3.78	5.30	7.56	—	15.11	—	22.7	+ .15		.06	.03
	1.17	1.55	1.95	2.72	3.88	5.45	7.76	10.9	15.5	—	23.3	+ .12		.09	0
	1.20	1.6	2.00	2.8	3.99	5.6	7.98	11.2	16	—	23.9	+ .09		.09	.03
	1.23	1.64	2.06	2.87	4.10	5.75	8.20	11.5	16.4	—	24.6	+ .06		.06	.09
	1.27	1.69	2.12	2.96	4.22	5.92	8.45	11.8	16.9	—	25.3	+ .03		.03	0
	1.31	1.74	2.18	3.05	4.35	6.1	8.7	12.2	17.4	—	26.1	0	0	0	0
	1.35	1.79	2.25	3.14	4.49	6.29	8.96	12.6	17.9	—	26.9		-.03	0	.03
	1.39		2.32	3.24	4.62	6.49	9.25	13	18.5	—	27.8		-.06	.09	.06
	1.44	—	2.4	3.35	4.78	6.70	9.55	13.4	19.1	—	28.7		-.09	.03	.09
		—	2.48	3.46	4.94	6.93	9.88	13.9	19.8	—	29.7		-.12	0	.09
	—	—	2.56	3.59	5.11	7.17	10.2	14.3	20.5	2.15	3.14		-.15	.03	.06
	—	—	—	—	—	—	10.6	—	21.2	—	31.8		-.18	0	.06

"L" OVER "R"

"R" OVER "L"

REFERENCIAS

1. Ruiz R., Raúl. "Programa Digital de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente". Tesis de Grado. EPN. 1981
2. Radke, G. E. "A method for calculation time overcurrent relay settings by a Digital Computer". IEEE. Paper N° 63-919. 1969, p 189-205.
3. Albrecht, R. E., y otros. "Digital Computer Protective Device Coordination Program. I-General Description" IEEE. PAS-83, N° 4. Abril 1964, p 402-410.
4. Westinghouse Electric Corporation. "Applied Protective Relaying". 1979.
5. Gastineau, R. B., y otros. "Using the Computer to set transmission line phase distance and ground back-up relays". IEEE. PAS- 96, N° 2, Marzo/Abril 1977, p 478 - 484.
6. Suzuki, K., y otros. "Interactive Computation System of distance relay settings for a large scale E H V Power System". IEEE. PAS-99, N° 1, Enero/Febrero 1980, p 165-173.
7. Ranjbar, A. M., Cory, B. J. " Algorithms for distance protection". IEE Conference Publication N° 125. London, Marzo 1975, p 276-283.

8. Phadke, A. G., Ibrahim, M., Hlibka, G. "Fundamental basis for Distance relaying with symmetrical components". IEEE. PAS-96, N°2, Marzo/Abril 1977, p 635 - 646.
9. Westinghouse Electric Corporation. "Electric Utility Engineering Reference Book Distribution Systems". Vol. 3.
10. Westinghouse Electric Corporation. "Electrical Transmission and Distribution Reference Book". 1964.
11. Flores, Eduardo. "protecciones". EPN. 1981.
12. Westinghouse Electric Corporation. "General Purpose Relays". Descriptive Bulletin N° 41-7665.
13. Westinghouse Electric Corporation. "Type CO Overcurrent Relays". Descriptive Bulletin N° 41-100A.
14. Westinghouse Electric Corporation. "Directional Overcurrent Relays". Descriptive Bulletin N° 41-130A.
15. Mann, B. J., Morrison, I. F. "Digital calculation of Impedance for Transmission Lines protection". IEEE. PAS-90, N° 1, Enero/Febrero 1971, p 270 - 279.
16. Wilkinson, S. B., y otros. "Design Considerations in the development of a new ground distance relay". IEEE. PAS-98, N° 5, Septiembre/octubre 1979, p1566- 1575.
17. Thorp, J. S., Phadke, A. G., Horowitz, S. H., Beehler, J.E. "Limits to impedance relaying". IEEE. PAS-28, N° 1, Enero/Febrero 1979, p 246 - 260.

18. Sachdev, M. S., Baribeau, M. A. "A new algorithm for a Digital impedance relays". IEEE. PAS-98, N° 6, Noviembre/Diciembre 1979, p 2232 - 2240.
19. Van C. Warrington, A. R. "Protective Relays". Vol 1. 1962.
20. Mason, C. R. "The Art and Science of Protective Relaying". 1956.
21. Endesa. "Protecciones direccionales de distancia".
22. Kimbark, J. "Power System Stability". Vol. 2.
23. General Electric. "The Art of Protective Relaying. Transmission and Subtransmission Lines".
24. Luthe, R. "Métodos numéricos "
25. Westinghouse Electric Corporation. "Instructions. Type KD-10 and KD-11 Compensator distance relay". Bulletin I. L. 41-490A.
26. Westinghouse Electric Corporation. "Instructions. Type SKD-T, SKD-IT Compensator distance relays". Bulletin I.L.41-495.51.
27. General Electric. "The Art of Protective Relaying Introduction". Bulletin
28. Jurado, Julio. "apuntes de protecciones". EPN. 1980.