

01170
3
2c1

**DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**PROTECCION DIGITAL
DE LINEAS DE TRANSMISION**

EDUARDO ESTRADA GARCIA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

T E S I S

**PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA**

FACULTAD DE INGENIERIA

DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER

EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

(E L E C T R I C A)

CIUDAD UNIVERSITARIA

MEXICO, D.F.

1992



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Contenido

Resumen	vii
Listado de Figuras	ix
Listado de Tablas	xii
Simbología	xiii
INTRODUCCION	1
1 PROTECCION DIGITAL EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	4
1.1 Antecedentes	4
1.1.1 Protección digital en líneas de transmisión	5
1.1.2 Protección digital en generadores	6
1.1.3 Protección digital en transformadores de potencia	7
1.1.4 Protección digital en buses	8
1.2 Ventajas y Beneficios de la Protección Digital	8
1.3 Tendencias de la Protección Digital en los Sistemas de Potencia	11
2 ESQUEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION	13
2.1 La Filosofía de los Sistemas de Protección	13
2.2 Protección de Sobrecorriente	17
2.2.1 Líneas radiales	18
2.2.2 Líneas en anillo	21
2.2.3 Efecto direccional de la protección de sobrecorriente	21
2.2.4 Recierre automático	23
2.3 Protección de Distancia	25
2.3.1 Protección zonal	25
2.3.2 Recierre automático	33
2.4 Protección por Señalización Piloto	33
2.4.1 Canal de hilo piloto	34

2.4.2	Canal carrier o de onda portadora	35
2.4.3	Canal de microonda (onda centimétrica)	41
2.4.4	Recierre automático	42
3	DESCRIPCION DE LA PROTECCION DIGITAL DE DISTAN-	
	CIA	43
3.1	Componentes de un Relevador de Protección Digital	43
3.2	Arquitectura Jerárquica de un Sistema de Protección Digital	47
3.2.1	Teoría de operación del sistema	47
3.2.2	Unidad de adquisición de datos	47
3.2.3	Enlaces serie de datos	49
3.2.4	Módulos de protección	49
3.2.5	Enlace troncal de datos	50
3.2.6	Computadora de estación	50
3.3	Criterios para Evaluación de Relevadores Digitales	50
3.3.1	Velocidad	51
3.3.2	Selectividad	52
3.3.3	Confiabilidad	52
3.4	Algoritmos Empleados en la Protección Digital de Distancia	54
3.4.1	Algoritmo de detección de falla	54
3.4.2	Algoritmo de clasificación de fallas	55
3.4.3	Algoritmo de localización de fallas	55
3.4.4	Clasificación de algoritmos de protección digital	56
3.5	Errores en la Medición de Distancia	56
3.5.1	Tiempo contra exactitud	56
3.5.2	Errores en la fuente de la señal	57
3.5.3	Efectos del sistema de potencia	57
4	EVALUACION DE ALGORITMOS DE PROTECCION DIGITAL	58
4.1	Muestreo de Señales	58
4.1.1	Teorema de muestreo	62
4.2	Respuesta en Frecuencia de los Algoritmos	65
4.3	Relevadores de Fase y Tierra	65
4.4	Impedancia Transitoria Aparente de la Línea y Trayectorias en el Plano Z	66
4.5	Filtrado Digital	68
4.5.1	Filtro digital no recursivo	68
4.5.2	Filtro digital recursivo	68
4.6	Algoritmos Evaluados	69
4.6.1	Algoritmo de análisis de Fourier con ventana de un ciclo	69
4.6.2	Algoritmo de análisis de Fourier con ventana de 1/2 ciclo	71

4.6.3	Algoritmo de ecuación diferencial	72
4.6.4	Algoritmo de ecuación diferencial (Versión de 3 puntos)	74
4.6.5	Algoritmo de filtrado digital	75
5	SIMULACIONES Y RESULTADOS	80
5.1	Selección de Algoritmos y Pruebas de Evaluación	80
5.1.1	Sistema empleado para los estudios de cortocircuito	80
5.1.2	Programa digital de fallas	84
5.1.3	Características de operación del relevador	86
5.1.4	Programa de protección digital	89
5.2	Resultados	91
6	CONCLUSION	114
6.1	Conclusiones	114
6.2	Recomendaciones	116
6.3	Trabajos Futuros	116
	BIBLIOGRAFIA	117

Resumen

Debido a la complejidad creciente de los sistemas eléctricos de potencia se ha presentado la necesidad de mejorar los sistemas de protección para aumentar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

En las dos últimas décadas se han dado grandes avances en el área de las protecciones planteando la sustitución de la protección convencional (generalmente, más lenta) por relevadores digitales (más rápidos, flexibles y de mayor confiabilidad). Esto se debe principalmente al desarrollo decisivo de las micro y opto electrónicas que han aportado una gran capacidad de procesamiento y de transmisión de información.

La introducción en gran escala de las técnicas de computación ha permitido la realización directa de la función de protección con una microcomputadora y la supervisión y análisis del comportamiento de las protecciones a partir de la información de tiempo real.

En el presente trabajo se da el estado actual de las investigaciones en esta área y las tendencias para el futuro. Se presenta, también, el procesamiento de señales y una descripción general de la protección digital. Finalmente, se muestran los resultados obtenidos al evaluar algunos algoritmos de protección de distancia de líneas de transmisión.

Se seleccionaron, implantaron y evaluaron dos algoritmos de cálculo de impedancia y uno de prefiltrado digital. La evaluación consistió en someter a cada algoritmo a condiciones predefinidas del sistema de potencia de prueba y a diferentes fallas con régimen transitorio. Los principales criterios de evaluación empleados en este trabajo fueron la velocidad de disparo del relevador y la exactitud en el cálculo de la impedancia de falla.

Se comprobó que la trayectoria de la impedancia aparente vista por los relevadores digitales de distancia se ve afectada considerablemente por el algoritmo de

prefiltrado digital y el algoritmo del relevador.

Generalmente, lo que se quiere con un algoritmo de protección es obtener en lo mejor posible una trayectoria óptima de una línea de transmisión con falla, es decir, ir de la impedancia de prefalla a la impedancia de posfalla a lo largo de una línea lo más recta posible graficada sobre el plano complejo de coordenadas R-X en un tiempo mínimo. Actualmente, no sea ha podido lograr esto en forma analítica, por lo que se ha optado siempre por la técnica de prueba y error para obtener la mejor combinación de algoritmos de protección y filtros digitales.

Se concluyó que los algoritmos evaluados compiten en la complejidad de su implantación, velocidad y exactitud.

Listado de Figuras

FIGURA	DESCRIPCION	PAGINA
1.1	Diagrama de un Relevador Digital Individual.	10
2.1	Protección Primaria en un Sistema de Potencia.	15
2.2	Localización de Falla para Coordinación de Protecciones	19
2.3	Diagrama Esquemático, Características Tiempo/Corriente y Coordinación de Relevadores de Sobrecorriente de Tiempo Inverso.	19
2.4	Diagrama Esquemático, Características Tiempo/Corriente y Coordinación de Relevadores de Sobrecorriente de Tiempo muy Inverso.	20
2.5	Conexión de un Relevador de Sobrecorriente y su Interconexión con un Interruptor.	20
2.6	Funcionamiento de Relevadores de Sobrecorriente de un Sistema en Anillo.	22
2.7	Sistema en Anillo para Protección de Sobrecorriente Direccional.	22
2.8	Relevador Direccional.	24
2.9	Conceptos de la Protección de Distancia.	27
2.10	Ajuste de la Protección de Segunda Zona.	29
2.11	Ajuste de Tercera Zona.	29
2.12	Diagrama de un Sistema de Potencia Mostrando Protección de Distancia de Tres Zonas.	31
2.13	Diagrama Tiempo/Distancia de Protección de Distancia.	31
2.14	Característica del Relevador Mho.	32
2.15	Característica del Relevador Mho Offset.	32
2.16	Característica del Relevador de Reactancia.	32

FIGURA	DESCRIPCION	PAGINA
2.17	Característica del Relevador de Impedancia.	32
2.18	Diagrama Funcional de un Canal Carrier.	36
2.19	Comparación de Fase con Canal Carrier.	38
2.20	Comparación Direccional.	40
2.21	Comparación Direccional Sobre un Canal Carrier.	40
3.1	Diagrama de Bloques de un Relevador Digital Típico.	45
3.2	Amplificador de Muestreo Típico.	45
3.3	Convertidor A/D de Aproximación Sucesiva.	46
3.4	Diagrama de Bloques de un Microprocesador.	46
3.5	Arquitectura Jerárquica de un Sistema de Protección y Control.	48
4.1	Teorema de Convolución y Transformada de Fourier de una Señal Muestreada.	60
4.2	Señal con Aliasing Debido al insuficiente Índice de Muestreo.	61
4.3	Transformada de Fourier de una Señal Muestreada en el Índice de Muestreo de Nyquist.	63
4.4	Teorema de Muestreo.	64
4.5	Trayectorias en el Plano Z.	67
4.6	Respuesta en Frecuencia de Dos Filtros Digitales: A, Filtro Recursivo y B, Filtro No-Recursivo.	67
4.7	Filtrado con el Análisis de Fourier de 1 Ciclo.	70
4.8	Respuesta en Frecuencia del Análisis de Fourier con Ventana de Datos de 1 Ciclo.	70
4.9	Análisis de Ecuación Diferencial de Diferencia Central.	73
4.10	Respuesta en Frecuencia para la Solución de Ecuación Diferencial.	73
4.11	Correlación del Filtro en los Dominios del Tiempo y de la Frecuencia.	76
4.12	Espectro en Frecuencia de un Filtro Paso-Bajas Ideal Rectangular.	79
4.13	Espectro en Frecuencia de un Filtro Paso-Bajas Trapezoidal.	79
5.1	Sistema de Potencia Seleccionado.	81
5.2	Conexión de la Red en Estudio.	85
5.3	Teorema de Thevenin en el Dominio de s y Cambios en V 's y I 's Debidos a una Falla Trifásica Balanceada.	85

FIGURA	DESCRIPCION	PAGINA
5.4	Relevador Digital de Distancia de Característica Polar Cuadrilateral.	87
5.5	Diagrama de Bloques del Programa de Fallas.	88
5.6	Diagrama de Bloques del Programa de Protección Digital.	90
5.7	Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla A-G a 161 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW de Carga con FP=1.	92
5.8	Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla A-G a 161 km del Relevador, 90° de Incidencia y 600 MW de Carga con FP=1.	93
5.9	Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla A-G a 8 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW de Carga con FP=1.	94
5.10	Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla 3-F a 8 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW de Carga con FP=1.	95
5.11	Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla 3-F a 161 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW de Carga con FP=1.	96
5.12-3	Trayectorias de Impedancia Aparente en un Relevador de Tierra para una Falla A-G a 161 km y 8 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW con FP=1. Ecuación Diferencial.	103
5.14-5	Trayectorias de Impedancia Aparente en un Relevador de Tierra para una Falla A-G a 161 km y 8 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW con FP=1. Análisis de Fourier.	104
5.16	Comportamiento del Algoritmo de Ecuación Diferencial para una Falla A-G a (I) 161 y (II) 8 km, 0° de incidencia, 600 MW de Carga, FP=1 y Orden del Filtro $N = 2$.	105
5.17	Comportamiento del Algoritmo de Análisis de Fourier para una Falla A-G a (I) 161 y (II) 8 km, 0° de incidencia, 600 MW de Carga y FP=1.	106

Listado de Tablas

TABLA	DESCRIPCION	PAGINA
5.1	Resultados Obtenidos con el Algoritmo de Ecuación Diferencial, Filtro Digital y 10 Muestras/Ciclo. Falla a 161 km.	97
5.2	Resultados Obtenidos con el Algoritmo de Ecuación Diferencial, Filtro Digital y 20 Muestras/Ciclo. Falla a 161 km.	98
5.3	Resultados Obtenidos con el Algoritmo de Ecuación Diferencial, Filtro Digital y 40 Muestras/Ciclo. Falla a 161 km.	99
5.4	Resultados Obtenidos con el Algoritmo de Ecuación Diferencial, Filtro Digital y 10 Muestras/Ciclo. Falla a 8 km.	100
5.5	Resultados Obtenidos con el Algoritmo de Ecuación Diferencial, Filtro Digital y 20 Muestras/Ciclo. Falla a 8 km.	101
5.6	Resultados Obtenidos con el Algoritmo de Ecuación Diferencial, Filtro Digital y 40 Muestras/Ciclo. Falla a 8 km.	102
5.7-9	Resumen de Operaciones de los Relevadores Digitales. Algoritmo de Ecuación Diferencial y Filtro Digital.	107-9
5.10	Resumen de Operaciones de los Relevadores Digitales. Algoritmo de Análisis de Fourier con Ventana de Un Ciclo.	110
5.11	Distancia a la Falla Calculada y su Porcentaje de Error (20 Muestras/Ciclo).	111

Simbología

a, b	Coefficientes de Fourier
a_1, a_2	Coefficientes de aproximación discreta de amplitud normalizada con respecto a la amplitud máxima
<i>c.a.</i>	Corriente alterna
<i>c.d.</i>	Corriente directa
c_1, c_2	Coefficientes de aproximación discreta de frecuencia normalizada con respecto a la frecuencia de muestreo
<i>C</i>	Frecuencia de corte (rad/seg)
di/dt	Diferencial de i con respecto a t
f	Cualquier frecuencia (Hz)
f_c	Componente en frecuencia más alta de una señal (Hz)
f_0	Frecuencia nominal (60 Hz)
f_0, f_1, \dots, f_T	Amplitudes de las ondas de cada muestra
$f(t)$	Cualquier función continua
<i>F</i>	Localización de una falla
$\mathcal{F}(f)$	Transformada de Fourier de una función $f(t)$
$\mathcal{F}^{-1}[X(\omega)]$	Transformada inversa de Fourier de $X(\omega)$
h_m	m -ésimo factor de peso de un filtro digital trapezoidal
$h(t)$	Respuesta al impulso de un sistema
$H(\omega)$	Función de transferencia de un sistema
i	Corriente instantánea en la localidad del relevador (A)
i_k	k -ésima muestra de corriente de fase (A)
I_A, I_B, I_C	Corrientes de fase (A)
I_{c_k}	k -ésima muestra de corriente coseno (A)
I_F	Corriente de falla en el relevador (A)
I_{s_k}	k -ésima muestra de corriente seno (A)
I_0	Corriente de secuencia cero (A)
K	Factor de compensación para relevadores de tierra

k	k -ésima muestra de voltaje o corriente
l	Longitud total de la línea (m)
l_f	Longitud de la carga a la falla (m)
L	Inductancia de un elemento de longitud l (H)
L_g	Inductancia/fase de un generador (H)
L_L	Inductancia/fase de una LT de longitud l (H)
LT	Línea de Transmisión
N	Orden de un filtro digital
N_c	Número de muestras k tomadas en un ciclo fundamental
P	Frecuencia de banda de paso (rad/seg)
R	Resistencia de un elemento de longitud l (Ω)
R_g	Resistencia/fase de un generador (Ω)
R_L	Resistencia/fase de una LT de longitud l (Ω)
s	Dominio de la transformada de Laplace
S	Tiempo selectivo (seg)
t	Un instante de tiempo (seg)
t_Δ	Incremento uniforme de t o intervalo de muestreo (seg)
T	Periodo de muestreo digital (seg)
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
v_k	k -ésima muestra de voltaje de fase (V)
V	Voltaje de fase a tierra aplicado a un circuito R - L (V)
V_A, V_B, V_C	Voltajes de fase a neutro (V)
V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}	Voltajes entre fases (V)
V_{c_k}	k -ésima muestra de voltaje coseno (V)
V_{s_k}	k -ésima muestra de voltaje seno (V)
V_0	Voltaje de secuencia cero (V)
x	Intervalo de muestreo (rad)
x_k	k -ésima muestra de entrada de un filtro digital trapezoidal
$x(t)$	Señal de entrada a un sistema en el dominio del tiempo
X_L	Reactancia/fase de una LT de longitud l (Ω)
$X(\omega)$	Transformada de Fourier directa de una señal $x(t)$
y_k	k -ésima muestra de salida de un filtro digital trapezoidal
$y(t)$	Señal de salida de un sistema en el dominio del tiempo
Y_0	Admitancia de secuencia cero de la línea (μseg)
Y_1	Admitancia de secuencia positiva de la línea (μseg)
$Y(\omega)$	Transformada de Fourier directa de una señal $y(t)$
Z_L	Impedancia de una línea de transmisión (Ω)
Z_0	Impedancia de secuencia cero de la línea (Ω)
Z_1	Impedancia de secuencia positiva de la línea (Ω)

$\Delta(t)$	Función de muestreo
$\Delta(f)$	Transformada de Fourier de la función $\Delta(t)$
θ_L	Angulo de fase de una línea de transmisión
π	Constante igual a 3.1415...
ω	Frecuencia angular ($2\pi f_0$)
ω_s	Frecuencia de muestreo ($2\pi/T$)
∞	Infinito

INTRODUCCION

Un sistema eléctrico de potencia consta de elementos muy importantes interconectados entre sí formando una red muy compleja. Las plantas generadoras, generalmente, se encuentran en lugares muy alejados de los centros de consumo. Por lo que es necesario enlazar la fuente y la carga con líneas de transmisión y redes de distribución. Las estadísticas han demostrado que las líneas de transmisión son los elementos que más están expuestos a presentar fallas por cortocircuitos.

Uno de los principales problemas que se presenta en una línea de transmisión de alta tensión es el originado por un cortocircuito en cualquier punto de su longitud. Cuando ocurre una falla en este elemento es necesario tomar acciones para aislarlo del resto del sistema.

En un principio, las técnicas de protección se basaron en dispositivos electromecánicos de gran tamaño y de respuesta lenta. Más tarde, en la década de los 60's, se introdujeron los relevadores electrónicos o de estado sólido de menor tamaño y respuesta más rápida.

Pero en los últimos años, la complejidad de las redes eléctricas en todo el mundo se ha incrementado considerablemente imponiendo a su protección requerimientos muy exigentes de velocidad, sensibilidad, selectividad y confiabilidad. Debido a esto, la tendencia ha sido la de desarrollar nuevos principios, sistemas y equipos de protección favorecidos por los avances de la microelectrónica disponible.

La aplicación de las técnicas computacionales ha constituido un factor impor-

tante en la protección. La computadora digital se ha utilizado como medio de cálculo para el análisis del sistema eléctrico y sus elementos durante cortocircuitos y otras condiciones anormales, como criterio para la determinación de los parámetros de operación de las protecciones. La computadora digital ha sido también una valiosa herramienta para el diseño de relevadores y esquemas completos de protección. Pero la más reciente aplicación de la tecnología digital es la realización directa de funciones de protección, control, supervisión y medición, sobre todo con el advenimiento del microprocesador.

En 1969 Rockefeller [1] propuso el uso de computadoras digitales para la protección de sistemas de potencia. Desde entonces se ha publicado mucha literatura que reporta los resultados de investigaciones en este nuevo campo. Las ventajas que ofrece esta nueva tecnología sobre los relevadores convencionales (electromecánicos y de estado sólido) son: *menores costos de protección, mejor funcionamiento y mayor flexibilidad.*

Debido a que los sistemas de protección de líneas de transmisión tienen un costo varias veces mayor que los sistemas para otros elementos de la red y a que su protección es más compleja, muchos investigadores han enfocado su estudio sobre este elemento y en especial a su protección de distancia.

El *corazón* de un relevador digital de distancia es un algoritmo matemático programado en una de sus memorias, este algoritmo calcula la impedancia (resistencia y reactancia) de falla a partir de las señales de corriente y voltaje obtenidas en los transformadores de corriente y potencial ubicados en la localidad del relevador. Esta impedancia se compara con la característica de protección de la línea y se indica si hay disparo o no de los interruptores de potencia. Ya que esta impedancia es proporcional a la distancia del relevador a la falla, puede saberse también la localización de la falla.

La mayoría de los algoritmos de protección digital de distancia publicados compiten en la complejidad de su implantación, es decir, su costo, exactitud y velocidad, y su principal objetivo es extraer las componentes de frecuencia fundamental a partir de las señales de falla presentadas en las terminales del relevador.

Recientemente, se publicaron dos artículos en México [2,3] referentes a la simulación digital total de un sistema de potencia y a la protección digital de sobre corriente y de distancia.

El presente trabajo pretende evaluar algunos algoritmos de protección digital de cálculo de la *impedancia aparente* (publicados en la literatura técnica) para lograr las ventajas de las técnicas numéricas. El tratamiento de datos es un factor importante que tiene un impacto considerable en el tiempo total de cálculo. Con esto se plantea

la incompatibilidad entre *rapidez* y *precisión*, lo que constituye el principal problema de la protección digital.

El objetivo de la tesis es determinar si los algoritmos seleccionados responden adecuadamente a diversas condiciones del sistema de potencia cuando se les aplican diferentes fallas con componentes transitorias de la línea. Esto con el propósito de futuras aplicaciones a casos reales del sistema eléctrico mexicano.

Contenido de la tesis

La tesis está dividida en seis capítulos.

El **Capítulo 1** da una reseña histórica de la protección digital en los sistemas eléctricos de potencia desde sus inicios hasta el momento actual, sus problemas no resueltos y sus futuras aplicaciones.

El **Capítulo 2** presenta la filosofía general de los sistemas de protección y los tres principales esquemas de protección de líneas de transmisión: *protecciones de sobrecorriente, de distancia y por piloto*.

El **Capítulo 3** describe el principio de la protección digital de distancia.

El **Capítulo 4** presenta el tratamiento de datos y las evaluaciones de dos algoritmos de protección de distancia: uno de *ecuación diferencial* con prefiltrado digital y otro con el *análisis de Fourier* sin prefiltrado.

El **Capítulo 5** presenta la simulación en computadora digital de los algoritmos seleccionados. Se presentan también los resultados generados al emplear los algoritmos en una línea de transmisión de prueba.

El **Capítulo 6** da las conclusiones de la tesis, las recomendaciones pertinentes y los trabajos futuros propuestos.

Capítulo 1

PROTECCION DIGITAL EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Este capítulo tiene el propósito de dar un panorama general de la situación que guarda la protección digital en los sistemas de potencia. Se muestran en forma condensada: el estado del arte, un resumen de ventajas y beneficios y sus tendencias para el futuro.

1.1 Antecedentes

Los primeros trabajos de investigación sobre la utilización de las computadoras digitales para realizar funciones de protección se iniciaron hace aproximadamente 20 años [1]. En estos trabajos se bosquejó la factibilidad de proteger un sistema eléctrico de potencia con una computadora localizada en una subestación de extra alto voltaje. El alto costo, la insuficiente velocidad y el elevado consumo de potencia de las computadoras disponibles en esa época constituyeron un freno a la aplicación práctica de los algoritmos y sistemas desarrollados, pero el surgimiento del microprocesador hizo reducir el costo y aumentar las potencialidades de las computadoras digitales, y marcó, por tanto, el inicio del desarrollo acelerado de la protección digital de los sistemas de potencia.

1.1.1 Protección digital en líneas de transmisión

Uno de los primeros algoritmos propuestos [4] requirió la medición del valor pico de la corriente, el cual es difícil de localizar o medir. Una mejor aproximación la sugirieron Mann y Morrison [5]. Esta nueva aproximación produce el valor pico derivando una muestra de la corriente. Sin embargo, esta aproximación no funcionó bien cuando se tomaron muestras de prefalla y posfalla y cuando las señales de entrada contienen ruido y transitorios. Para mejorar el algoritmo anterior [6,7], se emplearon la primera y segunda derivadas para reducir la distorsión causada por la componente de c.d. y los transitorios de frecuencias subsíncronas. El problema persistente en este algoritmo fue la distorsión de las altas frecuencias.

Carr y Jackson [8] emplearon la misma técnica, pero usando filtros analógicos y digitales coordinados. Por otro lado, Horton [9] empleó las *funciones de Walsh* para el diseño de relevadores digitales.

Gilbert y Shovlin [10] emplearon una aproximación de *fijado de curva senoidal*. Tal aproximación falló para la tercera armónica.

Ramamoorthy [11] y Phadke et al. [12] correlacionaron los datos muestreados con los de una senoide de referencia empleando, respectivamente, un ciclo y medio ciclo para extraer los voltajes y corrientes fundamentales de los transitorios de falla. La correlación de ciclo completo da buena exactitud pero poca velocidad, mientras que el método de medio ciclo es bastante rápido pero a costa de su reducida exactitud, sobre todo cuando existen componentes de c.d. y armónicas.

Varios investigadores [13-16] propusieron algoritmos que emplean las técnicas del *último-cuadrado*. Ranjbar y Cory [17], McLaren y Redfern [18] y Miki [19] desarrollaron relevadores digitales y técnicas que utilizan el ventaneo de ciclo completo de la frecuencia fundamental.

Otro artículo [20] modeló la línea por medio de una ecuación diferencial, es decir con un sistema *R-L* serie empleando un periodo de integración variable para reducir los efectos de algunas armónicas específicas.

Girgis y Brown [21-23] emplearon la técnica de los *filtros Kalman* y desarrollaron un algoritmo exacto con un excelente índice de convergencia para la extracción de los fasores de frecuencia fundamental de las señales de entrada con mucho ruido.

Uno de los mejores algoritmos que se han presentado es el desarrollado por McInnes y Morrison [24], este algoritmo modela la línea como un circuito *R-L* serie. La ecuación diferencial obtenida da buenos resultados para líneas cortas y razonables resultados para líneas largas con apreciable capacitancia. Smolinski [25,26] atacó el problema empleando también un circuito *R-L* serie, pero en vez de utilizar inte-

grales, empleó dos técnicas diferentes. La primera técnica modela la línea como un circuito π incluyendo los elementos de admitancia, y la segunda obtiene los valores de R_L y L_L diferenciando numéricamente dos periodos sucesivos y dándole solución a las dos ecuaciones lineales simultáneas resultantes. El problema que presenta el primer algoritmo es el elevado número de operaciones computacionales; en cambio, el segundo presenta buena velocidad y exactitud pero necesita prefiltrado, elevando un poco el número de operaciones por realizar.

El uso del concepto de las ondas viajeras ha recibido progresivamente más atención a partir del artículo publicado por Walker [27] en 1974. Esta técnica asegura que las señales de posfalla contienen frecuencias que están en función de la distancia del relevador a la falla. Takagi [28] desarrolló un relevador de *d'Alembert* que calcula las ondas viajeras en los extremos local y remoto, y por medio de su diferencia determina si la falla es interna. Dommel [29], en cambio, derivó un discriminante direccional de ondas viajeras independiente del ángulo de incidencia de la falla y de la terminación de la línea. Vitins [30] fue el primero en emplear las ecuaciones de onda para la protección de distancia. Otros investigadores sobre esta técnica han sido Chamia y Liberman [31] y Engler [32]. Crossley y McLaren [33], continuando el trabajo iniciado por Vitins, desarrollaron una técnica de medición rápida de la distancia a la falla. Esta medición emplea el tiempo que hace un transitorio al ir de la fuente al punto de falla y regresar. Para esto, se usó una técnica de correlación con el fin de identificar el transitorio de regreso de otros transitorios presentes en el sistema. Las componentes modales que describen la onda incidente son retrasadas y correlacionadas con las componentes respectivas reflejadas por la falla.

Takagi et al. [34], Wiszniewski [35], Eriksson et al. [36] y Cook [37] presentaron métodos que emplean factores de distribución de la corriente de falla, las corrientes de posfalla y posfalla y los voltajes de posfalla.

1.1.2 Protección digital en generadores

Las técnicas digitales para detectar fallas en los devanados de un generador empleadas por Hope et al. [38] en 1977, usaron la técnica de *correlación-cruzada* para determinar las componentes real e imaginaria de los fasores que representan las corrientes de línea y neutro. Desarrollaron un criterio de disparo de las protecciones comparando las magnitudes de las diferencias de las corrientes de línea y neutro con las magnitudes de su suma, habiendo disparo si la diferencia entre las corrientes excede un porcentaje pre-especificado. También emplearon el producto punto de las componentes de línea y neutro como magnitud de moderación. Esta alternativa redujo la sensibilidad de los relevadores para fallas externas.

1.1.3 Protección digital en transformadores de potencia

Uno de los primeros algoritmos digitales para la protección de transformadores de potencia fue propuesto por Sykes y Morrison [39]. Ellos sugirieron el uso de filtros digitales para restringir las armónicas. La respuesta de esta técnica fue lenta.

Malik et al. [40] también utilizaron la aproximación de *correlación-cruzada* para determinar las componentes de frecuencia fundamental y de segunda armónica en el primario y secundario de un transformador. Las corrientes se correlacionan con dos funciones ortogonales, el par seno-coseno y los pares de ondas rectangulares par e impar. El modelo simuló corrientes de falla y magnetización *inrush*. Demostraron que las funciones de *correlación-cruzada* dan restricciones adecuadas durante la magnetización *inrush*. Durante fallas internas, las funciones de operación excedieron las funciones de restricción pocos milisegundos después de ocurrida la falla.

Schweriter et al. [41] utilizaron ondas cuadradas par e impar para obtener información de frecuencia fundamental y segunda armónica de las señales en los devanados primario y secundario de un transformador. Degens [42] presentó un algoritmo basado en la técnica de *fijado de curva del último-cuadrado* para encontrar la relación entre la segunda armónica y las componentes fundamentales de la corriente diferencial. Los algoritmos presentados en [40] y [42] tienen multiplicaciones que consumen mucho tiempo de cómputo.

Thorp y Phadke [43] presentaron un algoritmo que utiliza el *análisis de Fourier* para proteger diferencialmente un transformador trifásico. En otro artículo, Rahman y Dash [44] presentaron un algoritmo que emplea la técnica de la *transformada rectangular*. Esta aproximación utiliza un mínimo de multiplicaciones para una discriminación de corriente periódica *inrush*. Cuando la corriente *inrush* es periódica (la mayoría de los casos es así), deben encuadrarse los datos muestreados antes del cálculo de los coeficientes rectangulares para evitar falsa operación del esquema de protección.

Fakruddin et al. [45] desarrollaron algoritmos basados en las *funciones Haar* para la protección digital diferencial de transformadores trifásicos. En este algoritmo los coeficientes seno y coseno de Fourier se expresan en términos de *coeficientes de Haar* obtenidos con sumas y restas de los datos muestreados. La decisión de disparo se basa en la amplitud relativa de la fundamental comparada con la amplitud combinada de la segunda y quinta armónicas. Esta técnica puede dar una rápida discriminación entre la corriente *inrush* y las fallas internas, además de presentar un *reconocimiento* de señales exacto y ser eficiente computacionalmente.

1.1.4 Protección digital en buses

Phadke [46] empleó la técnica de *análisis de Fourier* para estimar la frecuencia de una señal de voltaje. Por otro lado, Girgis y Ham [47] desarrollaron otra técnica que usa la *transformada rápida de Fourier* para medir la frecuencia en un bus de potencia.

1.2 Ventajas y Beneficios de la Protección Digital

La tecnología digital tiene varias ventajas y beneficios sobre la tecnología analógica. A continuación se presenta un resumen:

1. Las características de las componentes digitales no varían con la temperatura, los cambios de voltaje o el envejecimiento.
2. Las funciones de los componentes digitales no cambian de una parte a otra.
3. La protección digital emplea pocos componentes y conexiones.
4. La resolución de los dispositivos digitales depende del número de bits por palabra utilizados en los cálculos aritméticos.
5. Los dispositivos no requieren ajuste individual para obtener resultados consistentes.
6. La mayoría de los cambios en el diseño pueden hacerse cambiando o modificando la programación.
7. Un dispositivo digital puede operar con funciones lógicas y aritméticas mientras controla un proceso.
8. Los datos registrados por un dispositivo digital no se ven alterados, excepto cuando el equipo falla.

En cuanto a los beneficios de la protección digital, a continuación se da un resumen de ellos:

Flexibilidad. Los relevadores de microprocesador son más flexibles que los convencionales (electromecánicos y de estado sólido). Sus componentes de propósito general pueden emplearse para realizar una gran variedad de funciones de control y protección sólo cambiando su programación.

Funciones. Los relevadores tienen igual o mayor velocidad, seguridad y consistencia que los relevadores convencionales. Si se desea una característica adicional su programación se realiza fácilmente.

Seguridad. Los dispositivos digitales tienen fallas más frecuentes. Sin embargo, tienen la facultad de automonitorearse en intervalos de regulares de tiempo; esto se realiza ejecutando programas en conjunción con datos pre-especificados, comparando los resultados obtenidos con los esperados, si los valores difieren, los microprocesadores alertan a los operadores.

Capacidad de adaptación. Un procesador puede programarse en forma automática y cambiar su comportamiento dependiendo de las circunstancias externas cambiantes con el tiempo a las que esté sometido. La base para el cambio puede ser la información local disponible directamente para el microprocesador, tal como el flujo de carga del elemento protegido. El cambio también puede iniciarse desde una fuente externa inteligente, tal como un operador de subestación o un enlace de datos gobernados desde una computadora de control del sistema central.

Capacidades lógicas y matemáticas. Regularmente los diseñadores de relevadores electromecánicos o de estado sólido se encuentran restringidos por las características y limitaciones de éstos, en tanto que el programador de la protección digital es libre de programar cualquier función basándose en su imaginación, conocimientos y experiencia.

Beneficios económicos. Mientras que los costos de los relevadores convencionales se elevan, los de los microprocesadores son iguales o menores a los primeros [48]. Debe notarse que los costos de la programación no han disminuido y que en un futuro no lejano dominarán sobre los costos de los componentes físicos.

Otras funciones. Regularmente los microprocesadores recolectan de localidades dispersas los datos operacionales, los voltajes, las corrientes y los flujos de potencia transmitiéndolos posteriormente a los centros de control regionales o centrales. También pueden realizar la función de analizar la posfalla a partir de los datos registrados durante el cortocircuito. La transmisión de la información normalmente se realiza con fibras ópticas.

Los relevadores digitales empleados en la actualidad se basan en el modelo que se muestra en la figura 1.1, la única excepción son los relevadores que utilizan el principio de las ondas viajeras. La cantidad de boques e interconexiones entre los boques dependerá de los dispositivos físicos que use el relevador.

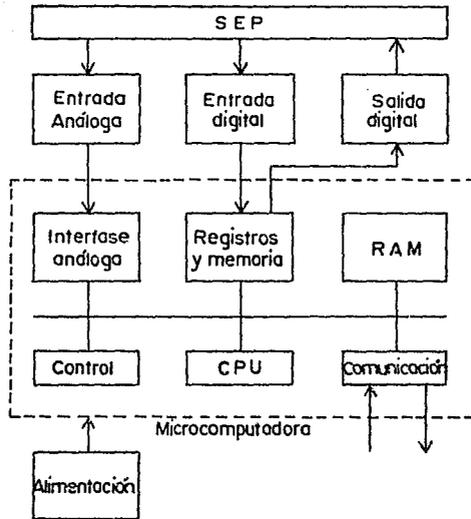


FIG. 1.1 Diagrama de Bloques de un Relevador digital individual.

1.3 Tendencias de la Protección Digital en los Sistemas de Potencia

El empleo de la computadora digital para realizar los cálculos de cortocircuitos necesarios para la determinación de parámetros de operación de protecciones es práctica común en la actualidad. En muchas partes del mundo se continua trabajando en el desarrollo de este tipo de programas para evitar su compra y dar aplicación al equipo de cómputo disponible.

La utilización cada vez mayor de los esquemas de disparo y recierre monopolar de líneas de transmisión da la posibilidad de que ocurran oscilaciones de potencia en presencia de asimetrías del sistema, adicionales a las originadas por los propios cortocircuitos. El efecto de estas asimetrías sobre los relevadores de protección durante las oscilaciones de potencia debe ser sometido a un estudio riguroso.

En la actualidad, existen programas para el análisis del comportamiento del sistema eléctrico de potencia durante los procesos transitorios de origen electromagnético (por ejemplo, el EMTP). No obstante ello, algunos investigadores han abordado el problema de la simulación completa del sistema, los transductores primarios de corriente y potencial y los relevadores de protección [49,50]. En los últimos años se ha dado mucha importancia principalmente en la modelación de los nuevos tipos de transductores primarios y de relevadores para poder estudiar su comportamiento en el estado transitorio y tomar las medidas correctivas necesarias para su correcto diseño.

Se continuan investigando, por ejemplo, el efecto de las sobrecargas balanceadas sobre las máquinas eléctricas rotatorias síncronas y asíncronas, y el comportamiento de la corriente de magnetización de los transformadores en los estados transitorios asociados con su conexión o con variaciones bruscas de voltaje. Las líneas de transmisión largas son objeto de investigación desde el punto de vista de protección, ya que la compensación serie capacitiva es fuente de armónicas que afectan la operación de los relevadores, y puede causar resonancia subsíncrona, con el consiguiente peligro para los ejes de los generadores. La compensación paralelo de potencia reactiva utilizada en estas líneas también plantea problemas para su protección.

En la actualidad, los relevadores microprocesados compiten ya en costo con sus homólogos analógicos, sobre todo en las versiones de mayor nivel de complejidad, y la tendencia es a seguir disminuyendo su costo, mientras que el de los relevadores analógicos tiende a aumentar. Los relevadores digitales o microprocesados son totalmente compatibles con la tecnología digital que se va introduciendo paulatinamente en los sistemas de potencia para la realización de funciones de medición, comunicaciones y control, así como con los nuevos transductores de corriente y voltaje con

salida digital y con los canales de comunicación de fibra óptica.

Existen problemas aún no resueltos en el campo de la protección digital. Si bien se han desarrollado algoritmos eficientes para la realización de todas las funciones de protección, es necesario seguir perfeccionándolos en cuanto a velocidad y memoria requerida, así como a la inmunidad a componentes transitorias en las señales de entrada. En esta misma problemática se encuentran los lenguajes de programación; predomina actualmente el uso del lenguaje ensamblador, pero ello limita el traslado de los programas de unos relevadores a otros. Los lenguajes de alto nivel (C, Pascal, PLM, etc.) resolverían ese problema, pero son menos eficientes en la utilización de las potencialidades del microprocesador.

Son objeto de estudio los problemas relacionados con la comunicación de los relevadores digitales con las computadoras de los diferentes niveles jerárquicos de la subestación y el sistema en general. La utilización de estos relevadores como terminales inteligentes de la red de computadoras ofrece grandes perspectivas [51]. Los relevadores digitales tienen la potencialidad de realizar el cambio automático de sus parámetros de operación de acuerdo con los requerimientos del sistema de potencia. Esta posibilidad de lograr protecciones adaptativas constituye una ventaja potencial importante, y es objeto de investigación reciente [52,53].

En los últimos años se han aplicado métodos predictivos en la técnica de protección, sobre todo para limitar los efectos de los grandes disturbios y tomar medidas para evitar colapsos en el sistema. Los esquemas predictivos se están aplicando ya en Japón [54,55] y se trabaja en su desarrollo perspectivo, sobre la base de combinar los resultados de cálculos previos con los datos registrados durante el disturbio.

La supervisión continua del estado de los esquemas de protección es una de las vías para elevar su confiabilidad. Esto se logra mediante pruebas a los relevadores y análisis de su comportamiento durante disturbios del sistema. Las pruebas periódicas implican la salida temporal de servicio de los relevadores analógicos y no se hacen por lo general con la frecuencia necesaria. En los relevadores digitales la situación es más favorable, debido a su capacidad de automonitoreo que garantiza su evaluación prácticamente continua. No obstante lo anterior, se continua trabajando en el desarrollo de equipos de prueba microprocesados capaces de realizar en forma automática pruebas complejas a sistemas de protección de cualquier tipo.

Es importante profundizar en la utilización eficiente de la capacidad de cómputo disponible en las subestaciones para el análisis y el diagnóstico de la operación de las protecciones. Se ha estudiado el problema del análisis automatizado de fallas, aplicando incluso técnicas de sistemas expertos [56]. La integración de las funciones de protección y de registro de fallas en un solo sistema es también un problema que requiere atención.

Capítulo 2

ESQUEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION

En este capítulo se muestran los principales esquemas de protección contra cortocircuitos empleados en líneas de transmisión de alta tensión. Se dan sus principios básicos de operación y algunos ejemplos de su funcionamiento. La descripción de cada uno de ellos se hizo en forma comparativa.

2.1 La Filosofía de los Sistemas de Protección

Un sistema eléctrico de potencia consta de diferentes elementos interconectados formando una red compleja, a saber: *plantas generadoras, subestaciones de potencia, líneas de transmisión, etc.* Cuando ocurre cualquier condición anormal en la operación de alguno de estos elementos, es necesario tomar acciones para aislar y reducir la condición anormal en forma casi instantánea o bien después de un cierto tiempo de retardo determinado con anterioridad. Tal acción debe ser automática y selectiva, aislando en forma rápida el elemento o equipo fallado, conservándose en servicio las partes *sanas*.

Las líneas de transmisión son por lo común los elementos que más están expuestos a un sinnúmero de causas que pueden originar una falla. Cada sección de línea debe estar respaldada por interruptores de potencia capaces de soportar grandes corrientes y desconectar la sección con falla cuando el equipo de protección se los mande.

La protección que normalmente se adopta para las líneas de transmisión depende de los siguientes factores:

- El tipo de protección: *radial* o en *anillo*, es decir, alimentar a una carga en forma directa o bien, incorporándose a la red a través de un sistema interconectado.
- El nivel de tensión y la potencia a transmitir.

En México, las líneas de transmisión operan principalmente a las tensiones normalizadas de 115, 230 y 400 kV y para estos voltajes se diseñan los esquemas de protección.

La filosofía general de protección es dividir al sistema de potencia en zonas protegidas individualmente. Por lo general, se desea restringir la cantidad de zonas desconectadas cuando sucede una falla. La figura 2.1 muestra en forma general las zonas de protección de un sistema de potencia.

Por lo regular, en circuitos de potencia se tienen dos tipos de protección: una de operación instantánea llamada *protección primaria* y otra normalmente de operación retardada llamada *protección de respaldo*.

La protección primaria es la primera línea de defensa y ve únicamente fallas internas en el circuito protegido; mientras que la protección de respaldo, además de ver fallas en el circuito protegido, también las ve en los circuitos adyacentes en el extremo remoto, y su función es operar cuando la protección primaria falla o se encuentra fuera de servicio por mantenimiento.

En la protección primaria los interruptores de potencia están localizados en los extremos de cada elemento o sección a proteger, lo que hace posible desconectar sólo el elemento fallado. La protección de respaldo sólo se emplea para protección de cortocircuitos. Debido a que éstos son el tipo predominante de falla en un SEP, hay más posibilidades de que falle la protección primaria en caso de cortocircuitos. La experiencia ha mostrado que la protección de respaldo no es justificable económicamente para casos distintos de los cortocircuitos. La protección primaria puede no funcionar debido a una falla en cualquiera de los siguientes elementos:

- Corriente y/o voltaje de alimentación al sistema de protección
- Los dispositivos de protección
- Circuito de disparo o mecanismo del interruptor
- Interruptor

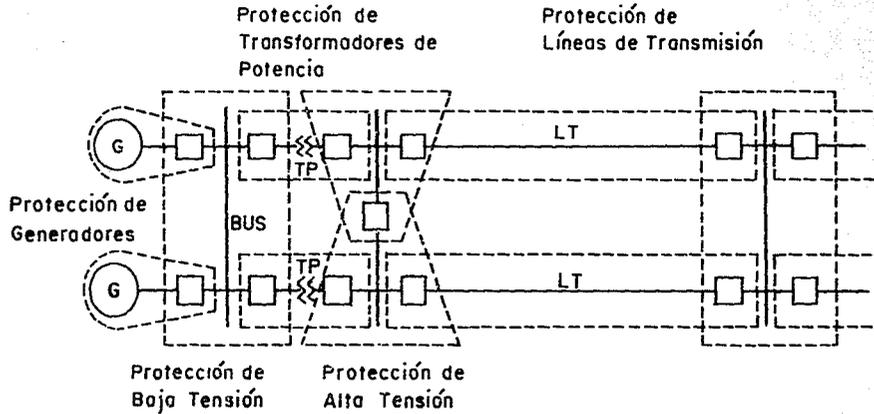


FIG. 2.1 Protección Primaria de un Sistema de Potencia.

Las protecciones deben estar dispuestas de tal manera que una falla en la protección primaria no origine una falla en la protección de respaldo. La velocidad de operación de los relevadores es un factor muy importante para un buen sistema de protección. Las normas indican como relevadores de alta velocidad a los que no excedan de 3 a 5 ciclos (60 Hz) y los de baja velocidad a los que excedan estos valores. Todos los relevadores y sistemas de protección existentes operan con cualquiera de los principios siguientes:

- Atracción electromagnética
- Inducción electromagnética
- Con dispositivos electrónicos
- Por microprocesador o computadora

Relevadores de atracción electromagnética

Estos relevadores funcionan en virtud de un émbolo que es atraído por un solenoide, o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán. Estos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de c.a. y/o c.d.

Relevadores de inducción electromagnética

Este tipo de relevadores utiliza el principio del motor de inducción en donde el par se desarrolla por inducción magnética en un rotor. Este principio de funcionamiento se aplica sólo a relevadores accionados por c.a.

Relevadores electrónicos

Un relevador electrónico o estático es aquel en que la medición o la comparación de las cantidades eléctricas se hace por medio de una red estática diseñada para dar una señal de salida en la dirección del disparo cuando se sobrepasa una cantidad crítica. La señal de salida opera un dispositivo de disparo que puede ser electrónico, semiconductor o electromagnético. Los relevadores estáticos se clasifican en: electrónicos, de transductores, de puente rectificador y de transistores.

Relevadores por microprocesador o computadora

La protección por microprocesador o computadora funciona en forma similar a la protección analógica, es decir, acepta voltajes y corrientes y otros datos de fuentes analógicas y de circuitos de control por medio del cierre de contactos o el switcheo de interruptores de estado sólido (Sección 3.1).

Todos los sistemas de protección utilizados para la protección contra cortocircuitos funcionan en virtud de las señales de corriente y tensión proporcionadas por los transformadores de corriente y de potencial. Por cambios individuales o relativos en estas dos magnitudes, las fallas señalan su presencia, tipo y localización. Para cada tipo y localización de falla hay diferencias que puede ser detectadas en:

- La magnitud
- La frecuencia
- El ángulo de fase
- La duración
- La razón de cambio
- La dirección u orden de cambio
- Las armónicas o formas de onda

A continuación se presentan los esquemas de protección de líneas de transmisión más empleados en los sistemas de potencia [57,58,59].

2.2 Protección de Sobrecorriente

Este tipo de protección se emplea en sistemas de voltajes medios y es factible donde las corrientes de falla son mucho mayores que las corrientes de carga, es la más elemental y la más barata, pero la más difícil de aplicar en sistemas en anillo o en malla y la que más rápido necesita ajuste o reemplazo a medida que cambia el sistema. Se le utiliza por lo general para protección contra fallas de fase a tierra o entre fases, en los circuitos de servicios propios de la central y en los circuitos de distribución de servicio eléctrico, en sistemas industriales y en algunas líneas de transmisión donde no puede justificarse el costo de la protección de distancia.

Se le utiliza también como protección primaria de fase a tierra en la mayoría de las líneas de transmisión donde se tiene protección de distancia para fallas de fase y como protección de respaldo de tierra en la mayoría de las líneas que tienen protección primaria por hilo piloto. Sin embargo, las protecciones de distancia primaria y de respaldo contra fallas a tierra en líneas de transmisión están reemplazando lentamente a la de sobrecorriente.

En general, este tipo de protección tiene tiempos de operación inversamente proporcionales a las magnitudes de corriente y se clasifican en: *inversa*, *muy inversa* y *extremadamente inversa*.

2.2.1 Líneas radiales

Un sistema de protección de sobrecorriente para este tipo de líneas debe operar con todos los cortocircuitos en su propia línea y proporcionar protección de respaldo para las fallas en los elementos adyacentes, bajo ciertas circunstancias. Si el elemento adyacente es una sección de línea, el sistema debe ajustarse para funcionar con una corriente algo menor que la que recibiría por un cortocircuito en el extremo lejano de esta sección de línea en condiciones de mínima generación que provocaría el mínimo flujo de corriente en la localidad del relevador.

Debido a que la impedancia de los generadores va de la subtransitoria a la síncrona a medida que el tiempo crece desde el instante en que ocurrió la falla, es necesario determinar la impedancia del sistema para calcular la magnitud de corriente de cortocircuito. Por lo general, la impedancia que limita la corriente de cortocircuito contiene tanta impedancia de transformadores y líneas que el efecto del cambio de la impedancia del generador es despreciable. Para un sistema de protección cercano a una gran estación generadora que proporciona la mayor parte de la corriente de cortocircuito, la impedancia síncrona sería la mayor del sistema para determinar la operación de un sistema de protección de respaldo.

Por otra parte, el funcionamiento de una protección de sobrecorriente de alta velocidad cercana a dicha estación se determinaría por su impedancia transitoria, especialmente en circuitos de subtransmisión y distribución donde se emplea este tipo de protección.

La resistencia de falla a tierra sólo interesa en fallas a tierra, agregándose también la resistencia de arco. Cuando existen líneas paralelas su impedancia mutua sólo es importante cuando hay fallas de una fase a tierra.

Para una falla como la de la figura 2.2, el relevador en 2 debe operar y disparar el interruptor 2 e interrumpir la corriente de cortocircuito antes de que el relevador en 1 opere. La figura 2.3 muestra una serie de líneas radiales y las características tiempo-distancia de su protección.

Para una falla en el extremo más lejano de la fuente, la protección disparará rápidamente el interruptor 3, aumentando el tiempo de retraso de la protección conforme la protección se acerca a la fuente. La protección en el interruptor 1 tendrá el tiempo de retraso más largo de todos y no disparará a menos que ninguno de los otros lo haga.

Si ocurriera una falla entre los interruptores 2 y 3, la protección en 3 no recibiría corriente, y por lo tanto, no operaría. La protección en 1 dará protección de respaldo si no operara el interruptor 2.

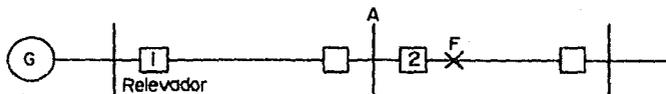


FIG. 2.2 Localización de una Falla para Coordinación de Protecciones.

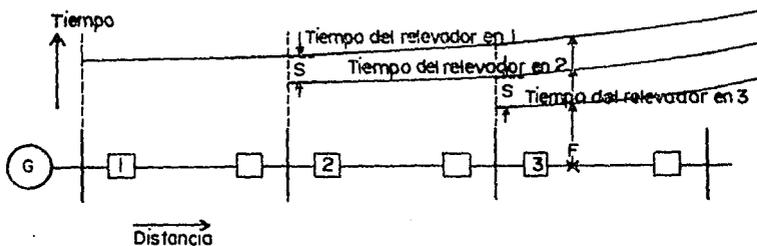


FIG. 2.3 Diagrama Esquemático, Característica Tiempo/Corriente y Coordinación de Relevadores de Sobrecorriente de Tiempo Inverso.

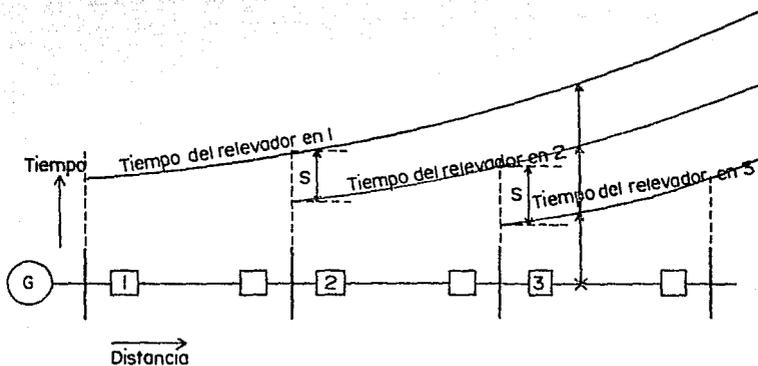


FIG. 2.4 Diagrama Esquemático, Característica Tiempo/Corriente y Coordinación de Relevadores de Sobrecorriente de Tiempo muy Inverso.

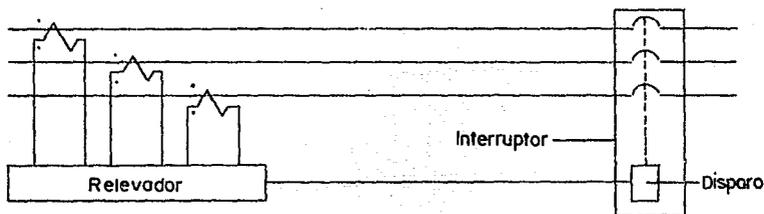


FIG. 2.5 Conexión de un Relevador de Sobrecorriente y su Interconexión con un Interruptor.

La principal desventaja de la protección tiempo-sobrecorriente es que conforme la falla se aproxima a la fuente, el tiempo de libramiento es mayor.

La figura 2.4 muestra la protección de sobrecorriente del tipo muy inversa. Las figuras 2.3 y 2.4 representan condiciones de generación constante. Si la generación disminuye (figura 2.4), las curvas se inclinarán más y el tiempo de disparo será más largo. El tiempo selectivo S , generalmente de 0.3-0.5 segundos, se obtiene bajo condiciones de máxima generación. En la figura 2.5 se muestran las interconexiones interruptor/relevador para la protección de sobrecorriente.

2.2.2 Líneas en anillo

Las figuras 2.3 y 2.4 no representan la mayoría de los sistemas reales, excepto en algunas partes de sistemas de distribución, en los cuales los anillos son la regla y los circuitos radiales son la excepción.

Los sistemas radiales se ajustan a partir del relevador más distante eléctricamente de la fuente de generación hasta el más cercano. El mismo procedimiento se sigue en el sistema en anillo de la figura 2.6. El orden de operación será 1-2-3-4-5 en un sentido y $a-b-c-d-e$ en el otro. Por lo general, se emplean sistemas de protección direccional de sobrecorriente como indican las flechas (la punta señala la dirección de la corriente de falla). En las localidades e y 5 la corriente puede fluir en la dirección en que se desee el disparo.

2.2.3 Efecto direccional de la protección de sobrecorriente

Cuando los sistemas de potencia llegan a ser complejos, la coordinación de las protecciones de sobrecorriente se hace complicada y en ocasiones imposible, por lo que debe hacerse direccional para simplificar el problema de selectividad cuando puede fluir casi la misma corriente de falla en cualquier dirección en la localidad del relevador.

Para comprender el problema, obsérvese el sistema de la figura 2.7. Supóngase una falla en F_1 , los interruptores I_{31} e I_{32} captarán la misma corriente. Lo que se desea es que I_{13} e I_{31} abran para aislar la falla. Por otro lado, si I_{32} opera se perderá el servicio en el bus 3. Si se utilizaran relevadores de sobrecorriente puede hacerse que I_{31} opere más rápido que I_{32} . Sin embargo, considérese ahora otra falla en F_2 , el interruptor I_{31} disparará antes que I_{32} aislando el bus 3, después de que I_{32} haya disparado, por lo que es imposible coordinar con protección de sobrecorriente. Este problema se resuelve con un efecto direccional.

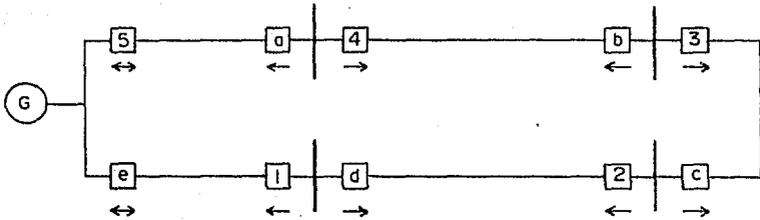


FIG. 2.6 Funcionamiento de Relevadores de Sobrecorriente de un Sistema en Anillo.

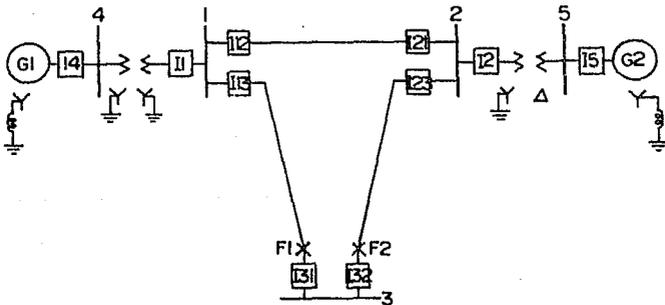


FIG. 2.7 Sistema en Anillo para Protección de Sobrecorriente Direccional.

Si definimos una función Z_L como:

$$Z_L = \frac{V}{I_F} = \frac{|V|\angle 0^\circ}{|I_F|\angle -\theta_L} = |Z_L|\angle \theta_L \quad (2.1)$$

donde:

V = Voltaje de fase a neutro en el secundario del TP

I_F = Corriente de línea en el secundario del TC

θ_L = Angulo de fase (I adelanta a V)

también Z_L es igual a:

$$Z_L = |Z_L|\cos \theta_L + j|Z_L|\sen \theta_L = R_L + jX_L \quad (2.2)$$

Si $X_L \geq 0$ la protección siempre funcionará. Obsérvese la figura 2.8a, supóngase una falla trifásica en R . De la figura 2.8b se tiene:

$$\frac{V}{I_F} = +jX_L \quad (2.3)$$

Por otro lado, una falla del lado izquierdo (en L) produce:

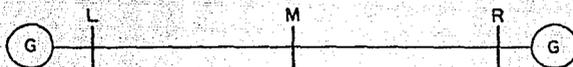
$$\frac{V}{I_F} = -jX_L \quad (2.4)$$

Por lo que la protección sólo responderá a fallas en el lado derecho y no en el izquierdo de la línea.

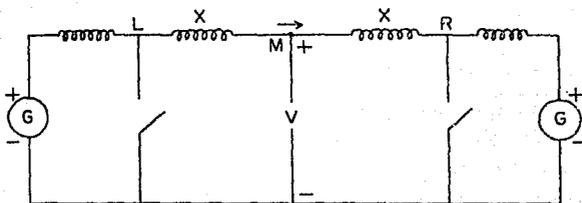
Si se regresa al sistema de la figura 2.7, los seis interruptores: I12, I21, I31, I13, I23 e I32 deben controlarse por relevadores direccionales y responder a fallas en el lado de la línea. Una falla en F1 sería ahora librada por I31 y no por I32.

2.2.4 Recierre automático

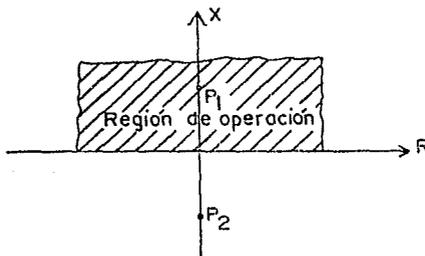
El recierre automático se aplica por lo general a todos los tipos de circuitos. Las líneas de transmisión que emplean protección de sobrecorriente tienen por lo general equipo de recierre múltiple con equipo suplementario de comprobación de sincronismo en un extremo.



a). Relevador en el Bus M.



b). Red de Secuencia Positiva. Los Interruptores Simulan las Fallas.



c). Región de Operación en el Plano Z . P_1 es la Falla en R y P_2 en L .

FIG. 2.8 Relevador Direccional.

2.3 Protección de Distancia

La protección de distancia debe considerarse cuando la de sobrecorriente es muy lenta o no selectiva. En muchos casos, la protección de distancia funciona si la corriente de cortocircuito es menor que la corriente de carga y su velocidad de operación es relativamente independiente de la magnitud de la corriente, por lo que los cambios en la capacidad de generación o en la configuración del sistema, no afectarán la protección de distancia.

Normalmente se le utiliza para protección primaria y de respaldo para las fallas de fase en líneas de subtransmisión y en líneas de transmisión donde es necesario el recierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde pueda tolerarse la corta duración del retardo para las fallas en el extremo de la zona. Hay la tendencia a emplear la protección de distancia también para fallas a tierra.

2.3.1 Protección zonal

Primera zona

La protección de distancia de un solo escalón se utiliza para protección de respaldo para las fallas en las terminales de los generadores. Este tipo de protección mide el vector impedancia entre el relevador y la falla, si esta impedancia cae dentro de la característica de operación de la protección (dentro de su alcance) disparará el relevador. De manera general, la protección de distancia hace su medición en términos de la razón entre el voltaje y la corriente que recibe de los transformadores de potencial y de corriente.

Si se observa de nuevo la figura 2.7, se notará una gran dificultad. Una falla en F1 será registrada por los relevadores en I31 e I23 que detectarán la misma corriente. Para eliminar esto, se introduce el concepto de impedancia dada por la ecuación:

$$Z_L = \frac{V}{I_F} = R_L + jX_L \quad (2.5)$$

Puesto que la impedancia de una línea es por lo general uniforme, la protección de distancia que mide también la impedancia a la falla, generalmente mide la distancia a la falla. Este tipo de protección mide impedancia en términos de cantidades u ohms secundarios. Los ohms secundarios se relacionan con los ohms primarios por medio de la ecuación (2.6).

$$Z_{acc} = Z_{pri} \times \frac{RTC}{RTP} \quad (2.6)$$

donde:

RTC = Relación del transformador de corriente

RTP = Relación del transformador de potencial

Considérese la situación de la figura 2.9a y la red de secuencia positiva de la figura 2.9b. En condiciones de funcionamiento normal se tiene:

$$Z_T = 1.0 + j0.3$$

Gráficamente en el plano Z se localiza el punto a , figura 2.9c. Considérese ahora una falla controlada con el interruptor de la figura 2.9b. Para una falla en el bus F , se cerrará el interruptor S_F , por lo que se tendrá:

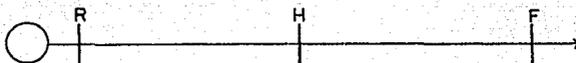
$$Z_T = j0.2$$

y se obtendrá ahora el punto b . Se sabe que la impedancia de una línea serie es directamente proporcional a la distancia desde el extremo emisor. Por lo tanto, una falla a la mitad de la línea se modelará con S_M , es decir:

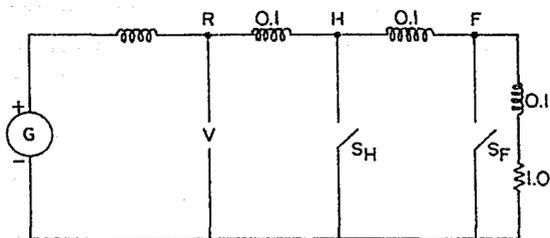
$$Z_T = j0.1$$

localizado en el punto c de la figura 2.9c. De lo anterior se deducen varias conclusiones:

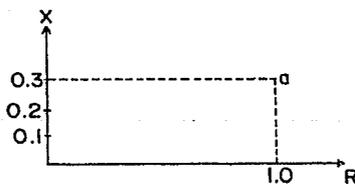
- (a) En condiciones normales de funcionamiento se está relativamente lejos del origen $R-X$ con una componente R grande.
- (b) Cuando ocurre una falla, el punto a se acerca más al origen.
- (c) Z en condiciones de falla es predominantemente X (100 por ciento en el ejemplo anterior).
- (d) Las fallas producen X positiva, esto es consecuencia de las direcciones positivas de V e I .



a). Relevador en R.



b). Red de Secuencia Positiva.



c). Punto de Operación.

FIG. 2.9 Conceptos de la Protección de Distancia.

Considérese lo siguiente:

$$Z_r = \frac{V}{I} \quad (2.7)$$

Z_r es el valor crítico de Z donde la protección está en el margen de operación. El lugar geométrico de Z es un círculo con centro en el origen.

El alcance de la protección de distancia se refiere a qué tan lejos responde a la ocurrencia de una falla. Un alcance del 100 por ciento significa que las fallas se detectarán en cualquier punto de la línea. Si se seleccionara un alcance del 100 por ciento en la figura 2.9, correspondería a una $Z_r = 0.2$; 50 por ciento de alcance correspondería a una $Z_r = 0.1$. Se puede observar que la carga está fuera del círculo de operación en cualquier caso.

La protección de fase se ajusta en base a la impedancia de secuencia positiva entre el relevador y la falla, más allá de la cual deberá detenerse el funcionamiento del relevador. La protección de tierra se ajusta de igual manera, aunque unos funcionan con impedancia de secuencia cero. La práctica común es ajustar la primera zona o de alta velocidad para alcanzar del 80 al 90 por ciento de la longitud de la línea de dos extremos; o bien del 80 al 90 por ciento de la distancia a la terminal más cercana de una línea de terminales múltiples.

Segunda zona

El propósito principal de la segunda zona de un relevador de distancia es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la primera zona. Deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en las fallas de arco en el extremo de la línea. La protección debe alcanzar hasta más allá del extremo de la línea. Si aún no se han considerado las fallas de arco se tendrá que tomar en cuenta una tendencia de subalcance debido al efecto de fuentes de corriente intermedias y los errores en: los datos en los que están basados los ajustes, los transformadores de corriente y potencial y en los relevadores.

Por lo general, se acostumbra conservar el alcance de la segunda zona a un mínimo del 20 por ciento de la sección de la línea adyacente; cuanto más lejos pueda extenderse ésta en la sección de la línea adyacente, mayor será la desviación permitida en el alcance de la tercera zona de la siguiente sección de línea.

El valor máximo de alcance de la segunda zona también tiene un límite. En condiciones de sobrealcance máximo, el alcance deberá ser bastante corto para ser selectivo con las segundas zonas de las secciones de las líneas adyacentes más cortas, como en la figura 2.10.

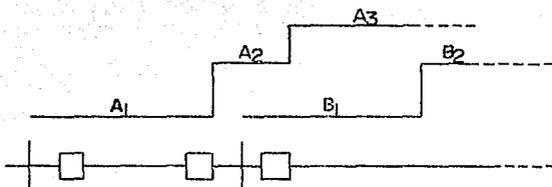


FIG. 2.10 Ajuste de la Protección de Segunda Zona.

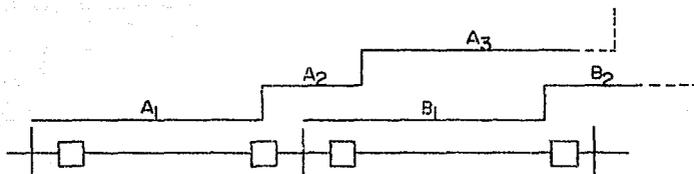


FIG. 2.11 Ajuste de Tercera Zona.

Tercera zona

La tercera zona proporciona protección de respaldo para las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga, en las condiciones que originan la cantidad máxima de sobrealcance, es decir, arcos y fuentes de corrientes intermedias. La figura 2.11 muestra la característica normal de respaldo.

La protección de distancia es direccional y la figura 2.12 ilustra cómo se aplica en ambos extremos de una línea. Por lo general, la protección de distancia incluye tres zonas de protección, con alcances y tiempos definidos.

Por ejemplo, la protección en 1 (figura 2.12) tiene un alcance del 80 al 90 por ciento de la distancia al interruptor en 2. El disparo de primera zona es de alta velocidad, mientras que el alcance de segunda zona debe extenderse más allá de la línea protegida para asegurar que operará para todas las fallas en la zona extrema de la línea protegida (la zona extrema es la sección de línea entre el punto *B* y el interruptor 2). Esta segunda zona tiene un retraso de tiempo intencional coordinándose con la protección de 3 y 4 para fallas en aquellas líneas.

Por ejemplo, una falla en F3 debe librarse con el interruptor 3 antes que con el interruptor 1, lo mismo ocurrirá con la falla en F4 y el interruptor 4. La tercera zona se selecciona con un alcance y un tiempo más largos que la zona 2. La tercera zona da respaldo para fallas más allá del bus *B* si fallaran los interruptores 3 ó 4 o su protección asociada. Lo mismo ocurrirá con el interruptor 2. Con este arreglo, las fallas entre *A* y *B* son libradas instantáneamente desde ambos extremos de la línea, mientras que las fallas en cualquiera de las zonas extremas serán libradas instantáneamente por las protecciones cercanas a cada extremo y en tiempos de segunda zona por la protección del extremo remoto.

La figura 2.13 ilustra cómo la protección de distancia se coordina entre secciones de líneas adyacentes. Debido a que las protecciones en 5, 6 y 7 miran hacia la izquierda, no serán involucradas en la coordinación de las protecciones de los interruptores 1 a 4. Nótese en la figura 2.13 que el alcance de la zona 1 de todas las protecciones se corta antes de llegar al otro extremo de la línea. La zona 2 se extiende más allá del extremo de la línea asociada, pero se corta antes de llegar al alcance de la primera zona de la siguiente sección de línea. El alcance de la tercera zona se corta antes de llegar al alcance de la segunda zona de la siguiente sección de línea.

Todos los tiempos de operación de primera zona son de alta velocidad, los tiempos de segunda zona son del orden de 0.3 a 0.5 segundos y los de tercera zona de 0.6 a 1.0 segundos.

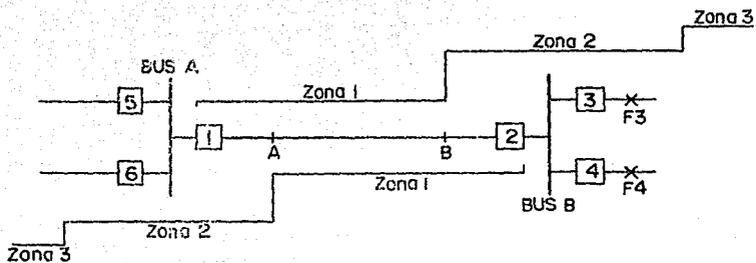


FIG. 2.12 Diagrama de un Sistema de Potencia Mostrando Protección de Distancia de Tres Zonas.

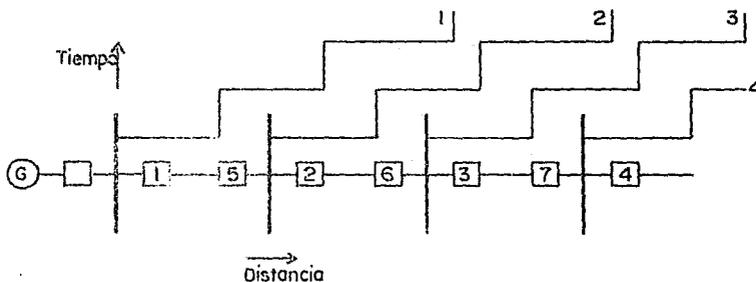


FIG. 2.13 Diagrama Tiempo-Distancia de la Protección de Distancia.

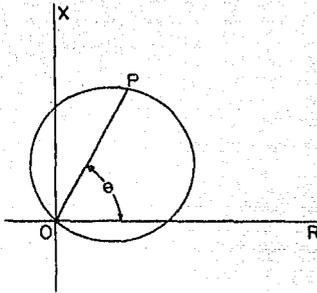


FIG. 2.14 Característica Mho

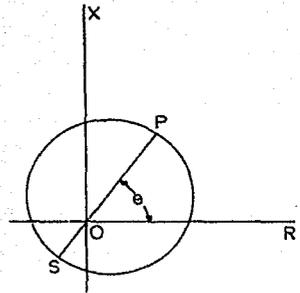


FIG. 2.15 Característica Mho Offset.

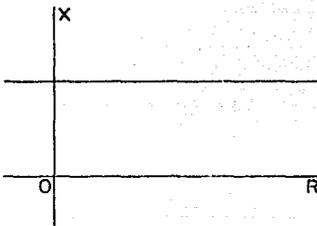


FIG. 2.16 Característica de Reactancia.

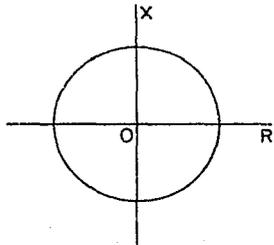


FIG. 2.17 Característica de Impedancia.

Existen varios tipos de protección de impedancia. La figura 2.14 muestra características del tipo *mho* trazadas en un diagrama *R-X*. Esta característica es circular y pasa por el origen (localización de la protección). La línea *OP* y θ representan, respectivamente, la magnitud y el ángulo de máximos alcances. La figura 2.15 ilustra la característica de la protección *mho offset*, la protección se localiza fuera del origen, lo que lo incluye dentro de la zona de protección.

En la figura 2.16 se puede apreciar la característica de reactancia paralela al eje *R* y teóricamente se extiende sin límite hacia ambos extremos del eje *R*. La protección operará siempre que la componente de reactancia de la impedancia caiga abajo de la característica, por lo que la protección no se ve afectada por cambios en la resistencia. La figura 2.17 representa una característica del tipo impedancia con centro en el origen, la protección operará si la impedancia cae dentro del círculo.

2.3.2 Recierre automático

Las líneas protegidas con protección de distancia, por lo general interconectan fuentes de generación. En consecuencia, el problema que surge es asegurarse de que ambos extremos estén en sincronismo antes del recierre. El recierre de alta velocidad definido como el recierre de los contactos del interruptor en unos 20 ciclos después de que se alimenta el mecanismo de disparo para operarlo, no puede utilizarse debido a la acción retardada inherente de la protección de distancia para fallas cercanas a los extremos de una línea; para asegurarse que no se restablecerá el arco cuando se recierren los interruptores de la línea, tiene que desconectarse la línea en ambos extremos por un tiempo bastante largo para que el gas ionizado en la trayectoria del arco se disperse. Esto toma de 6 a 16 ciclos dependiendo de la corriente del arco y de la tensión del sistema, siendo el promedio de 8 a 10 ciclos. Para proporcionar este tiempo con recierre de alta velocidad, deben dispararse ambos extremos de una línea en forma simultánea. Ya que con protección de distancia se puede disparar un extremo de 6 a 12 ciclos o más adelante del otro, dependiendo del tiempo intermedio de ajuste, debe añadirse este tiempo adicional al de recierre. En otras palabras, el tiempo de recierre más rápido permitido con relevadores de distancia es de casi 26 a 32 ciclos o más largo. Las únicas excepciones son las líneas con transformadores de potencia *estrella-delta* en ambos extremos, ahí es posible el disparo simultáneo de alta velocidad.

2.4 Protección por Señalización Piloto

El término piloto significa control remoto de los interruptores de potencia; en otras palabras, la señal de apertura o cierre de los interruptores se genera geográficamente lejos de la localidad de los interruptores.

La protección piloto es el mejor tipo para la protección de líneas. Además, emplea un canal de comunicaciones en conjunción con las protecciones para averiguar en el menor tiempo posible si una falla se encuentra en la línea protegida o fuera de ella. La rápida localización de la falla permite simultáneamente el disparo de alta velocidad de todas las terminales que alimentan la línea fallada. Esto minimiza el daño en el punto de falla y también permite el recierre de alta velocidad en aproximadamente 1/3 de segundo después del inicio de la falla, mejorando sobre todo la estabilidad y la economía del sistema. Para líneas de dos o más terminales, todos los interruptores de éstas se disparan prácticamente en forma simultánea, permitiendo el recierre automático de alta velocidad.

Algunas líneas son demasiado cortas para cualquier protección de distancia. Por razones de práctica, se utiliza la protección piloto para la mayoría de las líneas de transmisión de alta tensión y para muchos circuitos de subtransmisión y distribución. Existen tres tipos básicos de canales piloto: *hilo piloto*, *piloto por corriente portadora (carrier)* y *piloto por onda centimétrica (microonda)*. La presencia o ausencia de la señal piloto se utiliza para determinar la localización de la falla. Si existe una señal piloto que bloquee el disparo, se le llama esquema de protección de bloqueo por piloto; por otro lado, si la señal indica disparo, se le llama esquema de disparo por piloto.

2.4.1 Canal de hilo piloto

Este canal consta de un cable tipo telefónico rentado por las compañías telefónicas a las compañías suministradoras de energía; en otros casos, estas últimas construyen y mantienen sus propios circuitos de hilos piloto.

El hilo piloto siempre se encuentra aislado de los conductores de potencia, pero da una conexión directa en los extremos de la línea protegida. Se emplean también el bloqueo y el disparo por piloto. Su aplicación es en circuitos de baja tensión y en líneas de transmisión de alta tensión relativamente cortas de hasta 30 km, su reducida aplicación se debe a la alta capacitancia en paralelo del hilo piloto, a su costo y resistencia que origina atenuación en la señal, además de que los hilos se encuentran expuestos a desperfectos y no prevé realmente protección de repaldo.

Si las corrientes de falla son bastante elevadas, se aconseja ajustar su funcionamiento a un mínimo del 25 por ciento más elevado que la corriente de carga máxima. De este modo el equipo no disparará sus interruptores en forma indeseada con corriente de carga, si los hilos piloto estuvieran en circuito abierto o en cortocircuito.

Cuando hay fuentes de generación detrás de más de dos circuitos, o si hay bancos de transformadores *estrella-delta* con neutro aterrizado en más de dos terminales, es

preciso un estudio de las corrientes de cortocircuito disponibles para la sensibilidad necesaria. Entre más generadores haya, la protección será menos sensible.

Una terminal que no tiene generación se conoce como terminal de bloqueo. La protección de sobrecorriente está conectada para poner en circuito abierto o en cortocircuito los hilos piloto, dependiendo del tipo de protección para bloquear el disparo en las terminales principales, para una falla de baja tensión en la terminal de bloqueo.

El tiempo de funcionamiento de los disparos en las terminales principales, debe coordinarse con los relevadores de la terminal de bloqueo. Los relevadores de bloqueo no deben ser muy sensibles como para funcionar durante la corriente de realimentación para fallas en la alta tensión por motores en la baja tensión de la terminal de bloqueo, o se retardará el bloqueo en las terminales principales.

Algunas veces puede protegerse una línea de transmisión de terminales múltiples contra fallas a tierra con la protección de hilo piloto, aunque la protección adecuada para la falla de fase sea imposible. Esto se debe a que las derivaciones de la línea se hacen por lo general a través de bancos de transformadores de potencia *delta-estrella* y éstos están en circuito abierto hasta donde conciernen las corrientes de secuencia cero en el lado de alta tensión.

La protección por piloto no proporciona protección de respaldo, utilizándose el equipo de protección existente para tal fin, como son: la protección de sobrecorriente o la de distancia.

2.4.2 Canal carrier o de onda portadora

Este tipo de protección es la mejor clase de protección y la más empleada en líneas de alta tensión (69 kV en adelante). Consta de equipos terminales con control para usuarios y permite el uso de otros servicios como teléfono, desconexión remota, etc.

La señal carrier se acopla directamente a la línea de potencia, empleándola también como circuito de comunicación, es decir, las señales se aplican a través de un divisor capacitivo *L-C* en el rango de frecuencias de 30 a 200 kHz. Su funcionamiento se ilustra en la figura 2.18. Las trampas de línea (u onda) se sintonizan a la frecuencia carrier más allá de la línea protegida, así como para aislar el canal de las fallas externas. Los transmisores y receptores en cada terminal se conectan a la línea a través del equipo de sintonía y los capacitores de acoplamiento. Las bobinas de choque de radio frecuencia actúan como una baja impedancia para la frecuencia de 60 Hz; en cambio como una alta impedancia para la señal carrier.

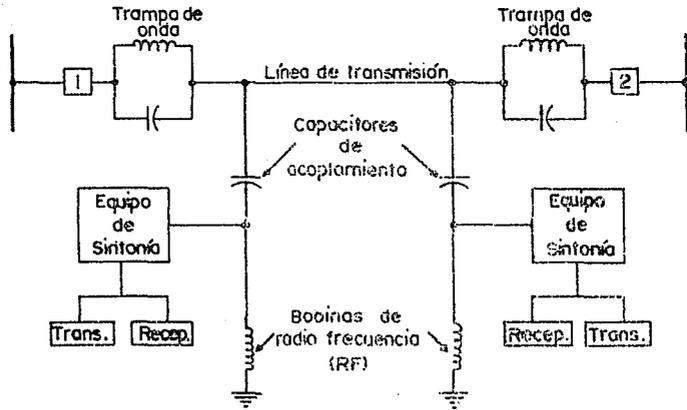


FIG. 2.18 Diagrama Funcional de un canal Carrier.

Debido a que la señal carrier se propaga en la propia línea, no hay una completa seguridad de que la señal irá de una terminal a otra. Es por esta razón que el canal carrier se emplea más como bloqueo por piloto cuando la falla es externa a la línea protegida.

La protección de líneas de terminales múltiples requiere una observación cuidadosa de la atenuación de la corriente portadora. Dependiendo de la longitud de la línea derivada de la principal, las reflexiones desde una terminal pueden originar una atenuación excesiva a menos que la frecuencia de la corriente portadora se escoja en forma muy cuidadosa. Si esta longitud es de $1/4$, $3/4$, $5/4$, etc., de la longitud de onda, habrá atenuación excesiva. Las trampas de onda eliminan las reflexiones. Existen tres tipos de protección por piloto de onda portadora, a saber: *comparación de fase, comparación direccional, y de fase y direccional combinadas.*

Comparación de fase

Su mejor aplicación es en líneas de dos terminales, en las que se está seguro de que no se derivará en el futuro y donde las corrientes de falla son bastante elevadas como para asegurar el disparo de alta velocidad en todas las condiciones probables del sistema. En la práctica se ajusta por lo general para que la corriente portadora no sea generada a menos que la corriente de falla de fase exceda la corriente máxima de carga. El objetivo es usar el mismo equipo y hacer disponible el canal de la corriente portadora para otros servicios, cuando no se requiera para la protección.

La figura 2.19 muestra un esquema de este tipo aplicado a un canal carrier de bloqueo. Este esquema compara el ángulo de fase de la corriente que entra a una terminal con el ángulo de fase de la corriente que sale por la otra terminal. Si las dos corrientes están en fase no hay falla en la línea.

Por ejemplo, para una falla en F3, la corriente que entra a la terminal en 1 estará en fase con la corriente que sale por 2. Para una falla en F2, el ángulo de fase de la corriente que entra a la terminal en 2 estará defasada 180 grados con la corriente que entra por 1.

La red de mezclado produce una salida de voltaje de fase que se relaciona directamente con los ángulos y magnitudes de fase de las tres corrientes que entran a la terminal asociada. El faseo de las conexiones de los TC's es tal que cuando las corrientes que entran a una terminal están en fase con las que salen de la terminal (falla externa en F3), las salidas de la red de mezclado en los dos extremos están 180 grados fuera de fase con respecto a cada una de ellas. Cuando las corrientes que entran en ambas terminales están en fase (falla F2), las salidas de la red de mezclado en los dos extremos estarán también en fase.

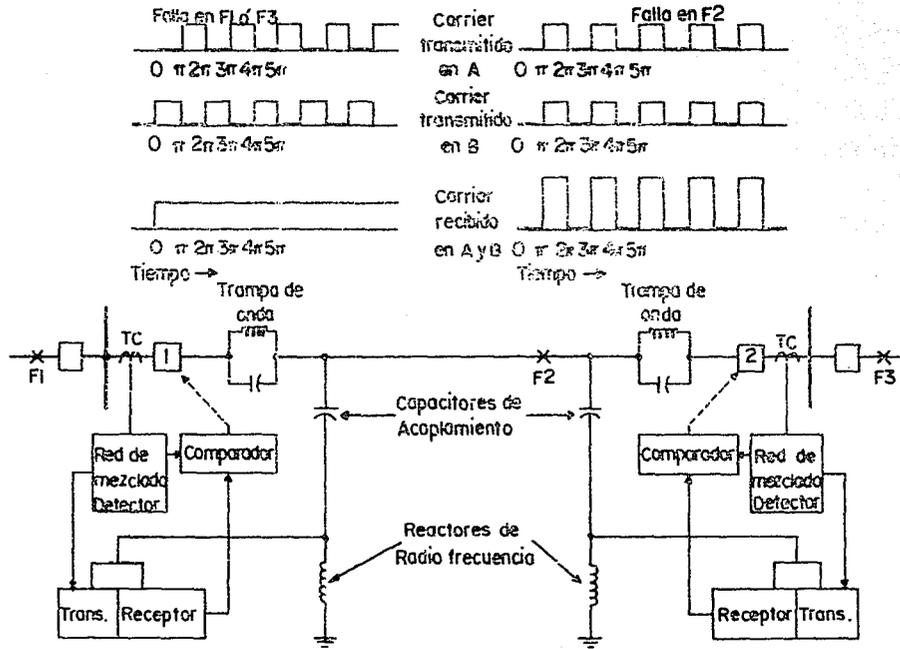


FIG. 2.19 Comparación de Fase con Canal Carrier.

Cuando ocurre una falla que produce corriente para acelerar el detector de nivel, la red de mezclado dará dos ondas cuadradas de 60 Hz, una de las cuales seleccionará el transmisor y la otra se alimentará al comparador. La selección del transmisor será sólo en los medios ciclos positivos. El comparador operará y disparará el interruptor asociado sólo en los medios ciclos negativos si no existiera señal carrier.

Considérese ahora una falla en F3, las corrientes que entran a la terminal en 1 estarán en fase con las corrientes que salen de 2 y las salidas de corriente de fase de la red de mezclado en los dos extremos de la línea entrarán 180 grados fuera de fase, dando como resultado que el transmisor en 1 y 2 se seleccione en medios ciclos alternos.

La protección por comparación de fase no da protección de respaldo, por lo que deberá emplearse protección de distancia de fase o protección de sobrecorriente. Cuando se desea aplicar la protección por comparación de fase a una línea, la práctica usual es emplear el equipo de protección existente.

Comparación direccional

Este es el tipo de mayor campo de aplicación. Su única restricción es que no es aplicable cuando hay suficiente inducción mutua con otra línea y cuando se utiliza protección direccional de tierra en lugar de la de distancia de tierra. La protección suplementaria y el equipo de corriente portadora proporcionan la función de bloqueo mientras los relevadores existentes suministran la de disparo.

La figura 2.20 muestra las zonas de funcionamiento relativas a las unidades de bloqueo y de disparo en ambos extremos de una línea de dos terminales para fallas de fase. La zona de disparo para fallas de fase será la zona de funcionamiento de la protección de distancia de segunda o tercera zonas.

El canal carrier de bloqueo es el tipo de canal empleado en este tipo de protección. La figura 2.21 muestra el funcionamiento de este esquema de protección. La protección se simboliza con una T, operando sólo para fallas en la dirección de la flecha. Cada terminal también incluye dispositivos de arranque de carrier (CS). Al ocurrir una falla externa en la dirección de la flecha, estos dispositivos harán funcionar el transmisor que casi instantáneamente enviará una señal carrier.

En resumen, para que un interruptor en una terminal dada abra, es necesario que los dispositivos T, en esa terminal, vean la falla en la dirección de disparo y que a la vez no se haya recibido ninguna señal carrier de la terminal remota.

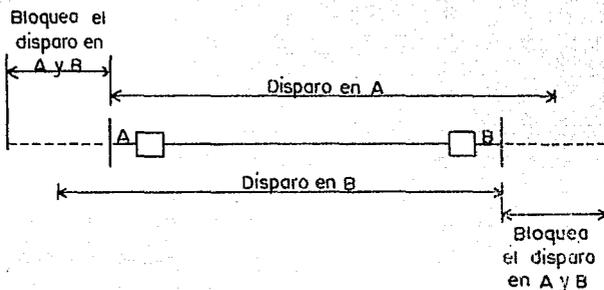
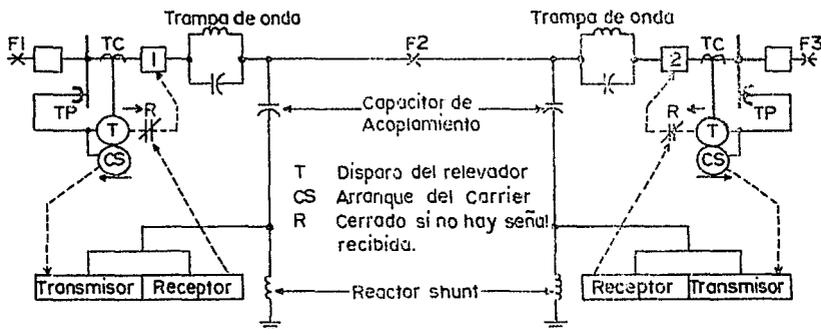


FIG. 2.20 Comparación Direccional.



Localización de la falla	Transmisión del carrier desde	Recepción del carrier en:
F1	1	1 y 2
F2	Ninguno	Ninguno
F3	2	1 y 2

FIG. 2.21 Comparación Direccional Sobre un canal Carrier.

Considérese ahora una falla interna F2 (figura 2.21), ningún dispositivo *CS* verá esta falla, por lo que no habrá carrier enviado o recibido, cerrándose los contactos *R* en ambas terminales. Los dispositivos *T* verán esta falla interna y operarán los interruptores 1 y 2 con alta velocidad.

Si ocurriera ahora una falla en F1, los dispositivos *T* en el interruptor 2 operarán pero el dispositivo *CS* no operará y arrancará el carrier, sin el consiguiente disparo de la protección. La señal carrier originada en 1, se recibirá en ambas terminales 1 y 2, abriendo los contactos *R* en las dos terminales, no permitiendo la apertura del interruptor 2. En el interruptor 1 la protección *T* no intentará el disparo y las condiciones de apertura de los contactos *R* se sumarán a la seguridad del esquema. Algo similar ocurriría en F3.

Comparación de fase y direccional combinadas

Si la protección de comparación de fase se aplicara en forma completa, sería una buena solución. Sin embargo, en ocasiones ésta no tiene la sensibilidad suficiente en las fallas de fase, aunque sería completamente satisfactoria para fallas a tierra. En estas circunstancias se escoge la protección por comparación de fase y direccional combinadas. El principio de la comparación direccional se usa en las fallas de fase y el de comparación de fase para fallas a tierra.

2.4.3 Canal de microonda (onda centimétrica)

Este canal emplea ondas de longitud muy corta (altas frecuencias), enviando la información a través de la atmósfera en frecuencias de microonda entre antenas direccionales colocadas en lugares distantes.

Se emplea el piloto por onda centimétrica sólo cuando el equipo de protección puede compartir el canal con otros servicios. La onda centimétrica es adecuada aunque no es tan segura como la corriente portadora ya que el canal puede verse afectado por condiciones atmosféricas adversas que debiliten la señal. Por tal razón, este canal se emplea mejor como disparo por piloto que como bloqueo por piloto. La onda centimétrica tiene teóricamente ventajas sobre la corriente portadora debido a que está desligada de la línea de potencia.

El canal de onda centimétrica es un sistema de radio de alcance óptico en una banda de frecuencias de 950 a 30 000 MHz. Tal sistema requiere antenas dirigidas en línea recta con una altura aproximada de 15 metros sobre objetos de interferencia; limitándose la distancia entre antenas de 32 a 80 km según la topografía del terreno. Cuando se desea un canal más largo, se colocan estaciones rectoras.

Para el propósito de protección, la frecuencia se modula en forma directa, es

decir por el tono. El tono es una frecuencia sencilla dentro de la gama de audio o arriba de ésta.

La ventaja principal de la onda centimétrica es que una falla en la línea protegida no interferirá con la transmisión de una señal de disparo remoto. Esta cualidad hace que las zonas de disparo de alta velocidad en todas las terminales se superpongan entre ellas en todos los tipos de fallas, de tal modo que para cualquier falla, la protección de una terminal, funcionará por lo menos en alta velocidad. Si cada terminal está arreglada para transmitir una señal de disparo a otra terminal, prácticamente ocurrirá el disparo simultáneo de alta velocidad en todas las terminales. El disparo remoto será retardado de 2 a 3 ciclos.

Por ejemplo, si se considera una falla externa a la sección de la línea protegida y se tiene un esquema de bloqueo por piloto, pudiera ocurrir que la señal piloto fuése débil, durante la falla, lo que daría lugar a un disparo por piloto. Con este arreglo, durante una falla interna puede originarse una débil señal, lo que daría lugar a una falla en el disparo; sin embargo, se tendría un esquema de protección de respaldo que aliviara este problema, pero traería como consecuencia un tiempo mayor en el disparo de los interruptores.

2.4.4 Recierre automático

Sólo se efectúa el recierre de alta velocidad cuando el disparo de alta velocidad se origina por el funcionamiento del equipo de la protección de distancia de primera zona. Cuando el disparo se origina por otras unidades, el recierre automático es bloqueado hasta que se libera en forma local por un operador o en forma remota por el control supervisorio.

Capítulo 3

DESCRIPCION DE LA PROTECCION DIGITAL DE DISTANCIA

3.1 Componentes de un Relevador de Protección Digital

La protección digital o por computadora funciona a partir de las ondas de voltaje y corriente suministradas por los transductores y otros datos recolectados de fuentes analógicas y de circuitos de control y monitoreo.

En la figura 3.1 [60] se muestran en forma esquemática los componentes de un relevador digital individual de protección. A continuación se describe cada una de sus partes:

Preprocesamiento analógico (FPB). Los voltajes y corrientes antes de procesarse digitalmente, deben filtrarse con un filtro *paso-bajas*, para limitar los efectos de ruido y componentes de señales no deseadas de frecuencias arriba de dos veces la frecuencia de muestreo.

Muestreo de las señales de entrada (AM). Debido a que el procesador digital requiere tiempo intermuestral para el procesamiento de datos, las magnitudes de entrada (voltajes, corrientes y posiciones de contactos) y salida (posiciones de contactos) deben registrarse en intervalos de tiempo discreto. Dicho intervalo de tiempo

en de segundos para mediciones térmicas, de milisegundos para mediciones directas de cantidades de frecuencia fundamental y de microsegundos para mediciones del fenómeno de ondas viajeras. El tiempo entre muestras se fija por medio de un reloj de muestreo, y cuando se desea conservar la fase y la estabilidad de las señales, los instantes de muestreo deben controlarse con precisión con los amplificadores de muestreo.

Multiplexado (M). El multiplexor se utiliza para seleccionar sólo una salida de datos muestreados. Este consta de interruptores analógicos y algunas veces utiliza lógica de control digital.

Amplificación de las muestras (AGP). El amplificador de ganancia permite al microprocesador optimizar el escalado de ganancia de los canales analógicos antes de que los datos sean convertidos a cantidades digitales (figura 3.2).

Conversión analógica/digital (CAD). El filtrado, muestreo, selección y escalado son pasos necesarios que una vez realizados, permiten convertir las señales analógicas en números con el fin de que puedan ser aceptados por el microprocesador. El convertidor analógico/digital debe ofrecer suficiente precisión (número de bits), velocidad y exactitud para la aplicación deseada (figura 3.3).

Procesamiento digital (μ p). La tarea del microprocesador es ejecutar las funciones de protección y otras instrucciones definidas en programas almacenados permanentemente en su memoria. Cuando se encuentra en funcionamiento, el microprocesador se direcciona obteniendo la primera instrucción de su memoria almacenándola en un registro, ejecutándola posteriormente la unidad de lógica aritmética. Cuando las instrucciones se completan, el contador del programa da la siguiente dirección y continua el proceso (figura 3.4).

Memorias. Existen tres tipos de memorias. El programa almacenado permanece en la memoria de sólo lectura (**ROM**); mientras que la memoria de acceso aleatorio (**RAM**), almacena temporalmente los datos de las fallas. Existen otros conjuntos de información importante que por lo general se almacenan en las memorias programables de sólo lectura borrables electrónicamente (**EEPROM**).

Interfases. Las interfases se llevan a cabo por medio de puertos serie y paralelo. Los puertos serie tienen la tarea de: dar medios económicos de registros de fallas obtenidas remotamente, seleccionar el relevador y ejecutar otras funciones. Normalmente, estos puertos soportan muchos protocolos de comunicaciones estándares, manejándolos con circuitos integrados de comunicación serie. Por otro lado, los puertos paralelo tienen la función de administrar las señales de entrada y salida, y su direccionamiento se hace por medio de los microprocesadores.

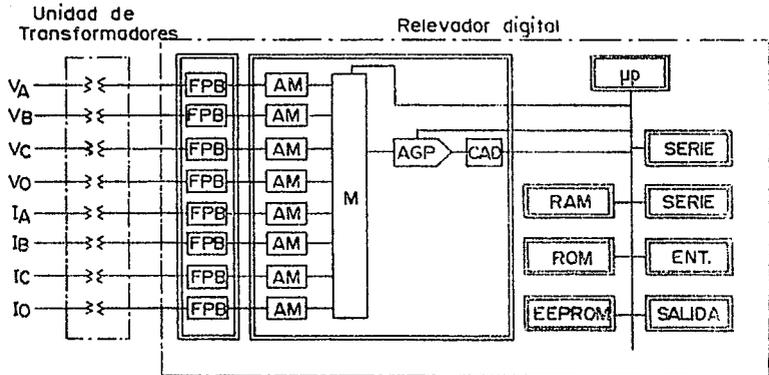


FIG. 3.1 Diagrama de Bloques de un Relevador Digital Típico.

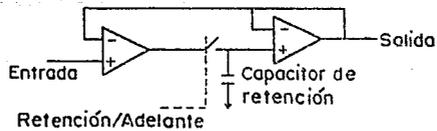


FIG. 3.2 Amplificador de Muestreo Típico.

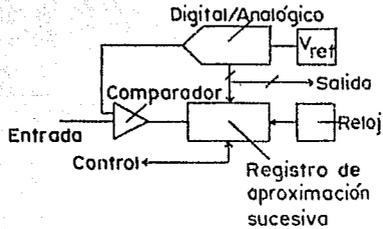


FIG. 3.3 Convertidor A/D de Aproximación Sucesiva.

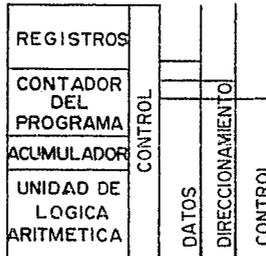


FIG. 3.4 Diagrama de Bloques de un Microprocesador.

3.2 Arquitectura Jerárquica de un Sistema de Protección Digital

Un sistema jerárquico asegura el flujo lógico de datos en un sistema de protecciones. En la figura 3.5 se muestra la arquitectura de este sistema [61].

3.2.1 Teoría de operación del sistema

Todos los algoritmos de protección de alta velocidad emplean muestras de voltajes y corrientes de los TC's y TP's convencionales. Estas muestras se toman regularmente en intervalos de tiempo definidos. Al principio de cada intervalo, cada *módulo de protección* envía un mensaje preciso para el muestreo a su *unidad de adquisición de datos* (DAU) sincronizándose así, el muestreo en las diferentes DAU's de todo el sistema. Estas unidades muestrean las señales analógicas en forma instantánea enviándolas después a los módulos de protección. La información generada se almacena en una memoria común y posteriormente es procesada por los programas de protección. Si una falla se localiza en una zona de protección, los programas de protección enviarán señales de control para mandar el comando de apertura de los interruptores apropiados.

Una vez generada la información, ésta se envía totalmente a la computadora de estación para desplegados en pantalla y almacenaje. Esta información incluye:

- Mensajes de eventos
- Datos oscilográficos recolectados durante la falla
- Actualización periódica de la base de datos

La computadora de estación permite a los operadores locales realizar acciones manuales y transmitir información seleccionada a los operadores remotos.

3.2.2 Unidad de adquisición de datos

Esta unidad recibe y envía datos por los enlaces serie y controla, además, el flujo de señales analógicas del equipo de potencia. Sus funciones son las siguientes:

- Muestrea las señales analógicas y las convierte a forma digital
- Envía secuencialmente la información a los módulos de protección

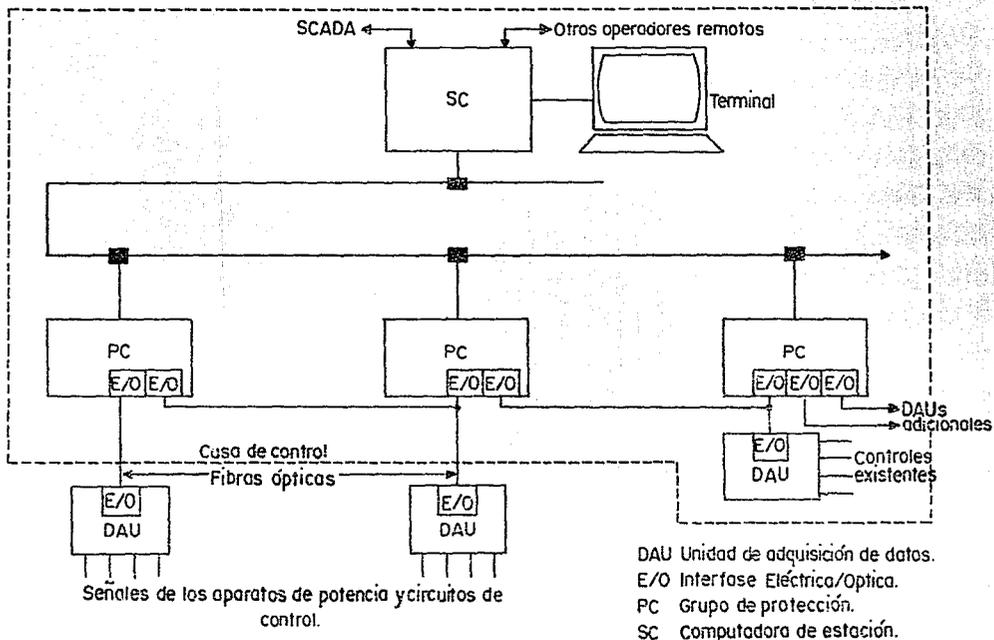


FIG. 3.5 Arquitectura Jerárquica de un Sistema de Protección y Control.

Cada *unidad de adquisición de datos* contiene además los siguientes subsistemas:

- Controlador de comunicaciones
- Interfase analógica de entrada de alta velocidad
- Interfase de salida de contacto o de estado sólido
- Interfase eléctrica/óptica opcional (E/O)

3.2.3 Enlaces serie de datos

Estos enlaces dan el medio de comunicación entre las *unidades de adquisición de datos* y los *módulos de protección*. Los cables de fibra óptica empleados para esta función dan blindaje para las interferencias electromagnéticas.

3.2.4 Módulos de protección

Estos son los elementos clave de un sistema de protecciones digital. Por lo general, consisten de microprocesadores de 16-bits, memoria y controladores de comunicaciones. Estos módulos van conectados a un bus en paralelo describiendo una configuración de multiprocesador. Un elemento de este tipo realiza las siguientes funciones:

- Inicializa las secuencias de muestreo de las DAU's
- Recibe valores muestreados enviados por las DAU's
- Ejecuta los cálculos de localización de fallas
- Monitorea y controla el estado de los interruptores
- Genera secuencia de eventos y mensajes de alarma
- Registra valores instantáneos de falla para los oscilógrafos
- Calcula periódicamente valores RMS y potencias real y reactiva
- Recibe señales de control de la computadora de estación

3.2.5 Enlace troncal de datos

Este enlace permite transmitir datos entre los *módulos de protección* y la computadora de estación. Consiste de cables coaxiales con *modems* en cada nodo. También puede actuar como medio de comunicación entre *módulos de protección* para funciones de protección de respaldo (por ejemplo, las señales de control deben transmitirse a los módulos adyacentes si el circuito de un interruptor falla al tratar de librar una falla).

3.2.6 Computadora de estación

Este elemento también contiene microprocesadores de 16-bits. Además, actualiza la base de datos del sistema central y da interfase a:

- Operadores de estación
- Operadores del sistema de control central
- Ingenieros de protección

también realiza las siguientes funciones:

- Recibe información de los *módulos de protección*
- Coordina acciones de control
- Almacena y despliega eventos oscilográficos
- Checa condiciones de sincronismo
- Da medios al operador para controlar los dispositivos de la subestación
- Prepara y envía información al Centro Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA) y otras consolas

3.3 Criterios para Evaluación de Relevadores Digitales

- Velocidad (tiempo del algoritmo y tiempo total de cálculo)
- Selectividad (detección, tipo y localización de la falla)
- Confiabilidad

Actualmente, la tendencia es desarrollar datos de prueba normalizados para probar algoritmos de protección de distancia, es decir, obtener formas de onda de fallas de prueba específicas a partir de modelos de simulación [62].

Un buen algoritmo debe funcionar correctamente para una amplia variedad de condiciones de falla del sistema de potencia. Cierta algoritmo de protección digital puede funcionar bien para algunas condiciones y pobremente para otras. Las formas de onda de prueba deben representar las condiciones esperadas y dar una evaluación completa del algoritmo en estudio.

3.3.1 Velocidad

Esta característica está relacionada con la velocidad de operación de un relevador de distancia basado en una computadora digital. Sin embargo, un sistema de protecciones de impedancia tiene diferentes velocidades de funcionamiento bajo diferentes condiciones de operación. Esta subsección tratará de identificar aquellas condiciones que puedan influir en el tiempo total de un relevador y ayudar a comprender el concepto de velocidad de funcionamiento de un relevador digital de impedancia.

Funciones del relevador. Un sistema de protección realiza muchas funciones, y en general, el tiempo de operación asociado a cada función es diferente.

Exactitud. La velocidad de un relevador está ligada estrechamente con la exactitud del mismo relevador. En efecto, la dependencia de la velocidad del relevador para cada función se debe a los diferentes requerimientos de exactitud para cada función. Por lo tanto, cuando se especifica el tiempo de operación del relevador para una función determinada, es necesario dar la exactitud del relevador para esa función.

Tiempo de operación del relevador.

- **Evento no. 1.** Ocurrencia de falla en la línea de transmisión.
- **Evento no. 2.** Aparición de las ondas de falla a la entrada de los dispositivos de muestreo, conversión analógica/digital y filtrado digital si es el caso.
- **Evento no. 3.** Conversión de la última muestra de datos.
- **Evento no. 4.** Ejecución total del programa de protección y obtención de una señal de salida.

Tiempo del algoritmo. Este puede ser medido experimentalmente o estimado de las operaciones realizadas en el cálculo de R_L y L_L .

Necesidades especiales. Puede haber requerimientos especiales para un algoritmo dado. Por ejemplo, el algoritmo puede depender de un índice de muestreo específico o requerirse computación adicional para determinar la detección y tipo de falla.

3.3.2 Selectividad

La selectividad se refiere a la capacidad de los algoritmos para determinar correctamente la ocurrencia, tipo y localización de la falla. Un relevador debe ser capaz de identificar condiciones de falla en la línea de otras condiciones anormales, tales como: elevación repentina de carga o switcheo. También debe tener la capacidad de determinar qué tipo de falla ocurrió (monofásica, dos fases a tierra y trifásica), así como las fases falladas. En cuanto a la selectividad en la localización de la falla, ésta da una medida de la exactitud con que se determina la distancia que hay del relevador a la falla.

3.3.3 Confiabilidad

Un aspecto importante en el desarrollo de la protección digital es la confiabilidad, es decir, encontrar la mejor combinación entre redundancia (incluyendo inmunidad al ruido, dispersión funcional y varios circuitos de chequeo de errores) y simplicidad para reducir los costos de programación y de dispositivos físicos.

Confiabilidad como sistema

Un sistema de protección con relevadores debe estar basado en los siguientes principios para mantener seguridad:

- Una configuración paralela o independiente entre protección primaria y de respaldo.
- La formación de un sistema serie en cada uno de los esquemas de protección y tener un comando de disparo con dos elementos independientes llamados relevador principal y relevador de autoprotección.

En el caso de la configuración paralelo o la separación de la protección primaria de la de respaldo, cada esquema debe estar compuesto de dispositivos iguales. Sin embargo, la configuración serie en el esquema tiene varias formas, reflejando los diferentes puntos de trato entre confiabilidad y economía requerida para aplicaciones diferentes. Estas configuraciones son las siguientes:

- El relevador principal y el de autoprotección están compuestos de las mismas unidades del relevador digital.
- El relevador principal consiste de la unidad del relevador digital estándar y el relevador de autoprotección de un CPU más simple.
- El mismo CPU se usa para los relevadores principal y de autoprotección y sólo se separan los puertos de entrada y salida. Una falla en el CPU se detecta con automonitoreo para prevenir mal funcionamiento.

Consideraciones ambientales

Inmunidad al ruido y a los transitorios. Un relevador digital requiere inmunidad a:

- Severas interferencias electromagnéticas debidas a los altos voltajes y a las grandes corrientes, característico en los sistemas de potencia.
- La necesidad de mantener la alta velocidad del relevador cuando haya una falla.

Consumo de energía y el problema del calor. El consumo de energía se incrementa en proporción a la velocidad operacional. En cuanto a los relevadores digitales, se les ha reducido el consumo de energía empleando dispositivos estáticos *LS-TTL* y *CMOS* y materiales dispersores del calor.

Confiabilidad de la programación. Los métodos básicos para obtener esto son los siguientes:

- Composición redundante de la programación: por ejemplo, se usan varios *bits* para expresar información de un *bit*, y comparar y verificar varios cálculos antes de ejecutarse un comando de disparo.
- Estandarización de la programación: la programación del relevador se estandariza fácilmente debido a la simplicidad de sus funciones y a la limitada variedad de sus algoritmos fundamentales.

Autodiagnóstico. El autodiagnóstico se emplea para detectar no sólo una falla en los dispositivos, sino también un deterioro en el propio relevador. El automonitoreo en los relevadores electrónicos es limitado por lo que se necesitan dispositivos adicionales.

3.4 Algoritmos Empleados en la Protección Digital de Distancia

La estimación de parámetros en la protección digital es importante para modelar el sistema o las formas de onda en el desarrollo de un algoritmo. Debido a que las formas de onda o el sistema no se ajustan exactamente al modelo considerado, se tienden a introducir errores. La respuesta que dan los algoritmos a estas señales no modeladas (errores) es un factor muy importante para la selección de un algoritmo.

3.4.1 Algoritmo de detección de falla

Las fallas originan alteraciones en las corrientes y los voltajes, es decir, pueden cambiar repentinamente sus valores pico tanto en magnitud como en fase respecto a las condiciones de prefalla.

Existen varios criterios y algoritmos para la detección de falla o arranque de la protección. Rockefeller [1] tomó las señales de los voltajes como las señales de detección de falla ya que según él ofrecen una detección más rápida debido a que cambian su magnitud instantáneamente cuando ocurre una falla. Su criterio se basa en calcular el voltaje residual $3v_0$ ($V_A + V_B + V_C$ instantáneos) y la magnitud de su primera diferencia $3v'_0$. Si esta última excede $1/64$ pu, se habrá detectado una falla a tierra. Para fallas entre fases, se censaa un cambio en el signo de la primera diferencia (diferencia entre las muestras presente y previa). Si $V_A, V_B, V_C, V_{AB}, V_{BC}$ o V_{CA} es $1/64$ pu menor que el pico previo del mismo voltaje se detectará una falla.

Otro método fue el ideado por Mann y Morrison [5], el cual emplea el esquema de comparación ciclo por ciclo asignándose contadores a cada voltaje de fase, cada muestra de voltaje se compara con la muestra correspondiente al ciclo anterior. Si los voltajes exceden una tolerancia determinada se incrementa el contador de esa fase. Cuando cualquiera de los contadores excede un valor fijo se habrá detectado una falla. Este esquema no detecta cambios bruscos o fluctuaciones grandes.

Existe otro método [6] que examina las muestras de la corriente residual. El detector de fallas hace predicciones de medio ciclo después y compara los valores presentes con los valores precalculados hace medio ciclo. Cuando las ondas de corriente se desvían grandemente de las predicciones, entonces, se habrá detectado una falla.

Girgis [22] desarrolló una rutina de detección de falla, ésta detecta una anomalía comparando la muestra más reciente de las tres corrientes de línea con las muestras correspondientes un ciclo antes. Si el cambio es ≥ 0.05 pu entre la muestra nueva y la muestra correspondiente un ciclo antes, en cualquiera de las tres

corrientes de línea, se detectará una falla.

Existen otros métodos como el del plano de impedancia, pero es más complejo, lo que lleva a un consumo mayor de tiempo de cómputo.

3.4.2 Algoritmo de clasificación de fallas

Breingan et al. [63] desarrollaron un algoritmo a partir de las componentes de Clarke. Las componentes simétricas también pueden dar una clasificación del tipo de falla pero se aplican a cantidades fasoriales que emplean valores senoidales en estado estable; en cambio, las componentes de Clarke usan transformaciones reales que pueden aplicarse a los transitorios instantáneos. Los efectos de las corrientes de carga pueden aliviarse ya que los valores de prefalla o cantidades de carga están disponibles en la memoria de la computadora.

3.4.3 Algoritmo de localización de fallas

La correcta determinación de la localización de la falla se ve afectada por varios factores, tales como: el algoritmo de protección, la resistencia de falla, el sistema de potencia, etc. Las ecuaciones (3.1) y (3.2) son una medida de la impedancia de una línea con falla monofásica a tierra y con falla bifásica y trifásica, respectivamente.

$$mZ_1 = \frac{V_A}{I_A + KI_0 + K_M I_{0M}} \quad (3.1)$$

$$mZ_1 = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} \quad (3.2)$$

similarmente para B y C .

Donde:

- V_A = Voltaje instantáneo fase a neutro en la localidad del relevador
- m = Fracción de la distancia del relevador a la falla
- Z_1 = Impedancia de la línea de secuencia positiva
- mZ_1 = Impedancia de secuencia positiva desde el relevador a la falla
- I_A = Corriente de fase en la localidad del relevador
- I_0 = Corriente de secuencia cero en la localidad del relevador
- K = $\text{Re}((Z_0 - Z_1)/3Z_1)$
- Z_0 = Impedancia de la línea de secuencia cero
- K_M = Z_{0M}/Z_1
- Z_{0M} = Impedancia mutua de la línea 1 paralela a la línea protegida
- I_{0M} = Corriente en la línea 1 paralela a la línea protegida

3.4.4 Clasificación de algoritmos de protección digital

La mayoría de los algoritmos propuestos en la protección digital se agrupan en dos categorías. El primer tipo se basa en un modelo de la propia forma de onda de la señal, voltaje y/o corriente. Los parámetros de interés se obtienen de la misma forma de onda, a saber:

- (a) Valor pico de la corriente senoidal, para protección de sobrecorriente
- (b) Voltajes y corrientes de frecuencia fundamental, para protección de distancia

Los siguientes algoritmos se emplean para modelar la forma de onda:

- **Algoritmos de Fourier.** Un algoritmo de este tipo extrae el fasor de frecuencia fundamental de las muestras de una señal periódica tomada en intervalos iguales en un periodo completo de la onda. Esto equivale a un término de la transformada discreta de Fourier y se representa como una correlación con muestras seno y coseno de referencia.
- **Algoritmos de Walsh.** Los algoritmos de la función de Walsh tienen parecido con los algoritmos de Fourier, excepto que se emplean ondas cuadradas periódicas. La correlación se simplifica ya que los valores muestreados de las ondas cuadradas de referencia son ± 1 solamente. Es necesario utilizar varias señales cuadradas para obtener las componentes senoidales descaídas.
- **Algoritmos de ajuste de curvas.** Estos algoritmos tratan de fijar alguna representación parametrizada de la señal. Las parametrizaciones pueden ser polinomios, series trigonométricas y mezclas de exponenciales y funciones trigonométricas.

El segundo tipo involucra un modelado del sistema. Generalmente, el sistema se modela con una ecuación diferencial lineal de primer orden para resolver un sistema $R-L$ serie.

3.5 Errores en la Medición de Distancia

3.5.1 Tiempo contra exactitud

Las ventanas de datos de tiempo más largo dan mejor filtrado y resultados más exactos reduciendo las fuentes de error (transitorios, ruido en la *cuantización* y algunas no linealidades de los dispositivos de entrada). Por otro lado, las ventanas cortas dan decisiones más rápidas pero son menos exactas.

3.5.2 Errores en la fuente de la señal

Los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de potencial de capacitor acoplado (TPCA) tienden a introducir errores. Con ventanas largas la corriente es más baja que el valor correcto. Este problema se controla minimizando la carga del TC y empleando un núcleo que tenga capacidad adecuada.

Los grandes errores de la respuesta transitoria de los TPCA se asocian sólo a las fallas cercanas, a menos que la relación de impedancias fuente/línea sea muy grande. Los transitorios de los TPCA tienden a ocasionar errores en los algoritmos de ventana corta donde no se logra eliminar la componente de c.d., por lo que pueden malinterpretar una señal exponencial decauyente. Para los algoritmos de ciclo completo no se puede determinar una buena dirección a menos que haya una componente senoidal medible. Existen otras fuentes de señales no deseadas, tales como: acopladores lineales, transformadores de núcleo de aire y los transductores actuales.

3.5.3 Efectos del sistema de potencia

Resistencia de falla a tierra

En la práctica, una falla presenta una oposición con propiedades resistivas ocasionadas por el arco y/o a la impedancia de conexión a tierra de las estructuras. Si la corriente de falla se alimenta de dos o más terminales, se producirán diferentes caídas de voltaje en la impedancia afectando a las otras terminales. Se puede obtener una estimación precisa del valor de la resistencia si se resuelven las ecuaciones simultáneas de malla.

Efectos mutuos

Cuando existen dos líneas de transmisión paralelas se tiende a introducir un error debido a la inductancia mutua de secuencia cero, por lo que es necesario saber la corriente que circula por la línea no fallada durante el cortocircuito.

Aplicaciones especiales

Si un banco de capacitores serie está entre el relevador y la falla, su reactancia negativa cancelará algo de la reactancia positiva de la línea, haciendo que la falla aparezca más cercana que la real. Si la falla sucede cerca de la localidad del relevador, tal que la reactancia capacitiva es la mayor de las dos, el voltaje se invertirá al ocurrir la falla, haciendo que la falla aparezca detrás del relevador.

Capítulo 4

EVALUACION DE ALGORITMOS DE PROTECCION DIGITAL

4.1 Muestreo de Señales

Una señal es uno o varios eventos periódicos que contienen información importante registrados en un lapso fijo de tiempo. La herramienta matemática empleada para el procesamiento digital de esta información es la transformada de Fourier [64], ya que convierte muestras en el dominio del tiempo a representaciones en el dominio de la frecuencia donde sus características importantes son más notorias, a esta técnica se le llama comúnmente *análisis espectral*.

Muestrear señales es simplemente tomar muestras en un intervalo fijo de tiempo llamado índice de muestreo y al periodo total sobre el cual se toman dichas muestras se le llama periodo de muestreo. La selección de cada uno de ellos es extremadamente importante para validar los resultados que hayan sido transformados al dominio de la frecuencia [64].

Si una función $f(t)$ es continua en $t = t_{\Delta}$, entonces una muestra de $f(t)$ en el tiempo t_{Δ} se expresa como en la ecuación (4.1).

$$\tilde{f}(t) = f(t)\delta(t - t_{\Delta}) = f(t_{\Delta})\delta(t - t_{\Delta}) \quad (4.1)$$

El impulso en el tiempo t_{Δ} tiene su amplitud igual a la función en el mismo tiempo t_{Δ} . Si $f(t)$ es continua en $t = nt_{\Delta}$ para $n = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$, ecuación (4.2).

$$\tilde{f}(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} f(nt_{\Delta})\delta(t - nt_{\Delta}) \quad (4.2)$$

por lo tanto, la señal $f(t)$ muestreada es una secuencia infinita de impulsos equidistantes, cuya magnitud está dada por el valor correspondiente al tiempo de ocurrencia del impulso.

La figura 4.1 muestra el concepto de muestreo. Debido a que la ecuación (4.2) es el producto de la función continua $f(t)$ y la secuencia de impulsos, se puede emplear el teorema de convolución en el dominio de la frecuencia y derivar la transformada de Fourier de la onda muestreada.

La función muestreada (figura 4.1e) es igual al producto de $f(t)$ (figura 4.1a) y la secuencia de impulsos $\Delta(t)$ (figura 4.1b), donde $\Delta(t)$ es la función de muestreo. La notación $\Delta(t)$ siempre se aplicará a una secuencia infinita de impulsos separados por t_{Δ} . Las transformadas de Fourier de $f(t)$ y $\Delta(t)$ están en las figuras 4.1c y 4.1d, respectivamente. Nótese que la transformada de Fourier de la función muestreo $\Delta(t)$ es $\Delta(f)$ llamada función muestreo en la frecuencia. Del teorema de convolución en la frecuencia, la transformada de Fourier descada es la convolución de las funciones frecuencia de las figuras 4.1c y 4.1d. En otras palabras, la transformada de Fourier de las ondas muestreadas es una función periódica, donde un periodo es igual a una constante.

Si t_{Δ} es grande, se obtienen los resultados de la figura 4.2. Nótese que si t_{Δ} se incrementa (figuras 4.1b y 4.2b), los impulsos $\Delta(f)$ se acercan (figuras 4.1d y 4.2d) entre ellos, obteniéndose un traslape (figura 4.2f). Esta distorsión se conoce como *aliasing* y sucede cuando la señal no se muestrea con un índice alto.

Obsérvense las figuras 4.2c y 4.2d, el traslape en la convolución ocurrirá siempre hasta que la separación de los impulsos de $\Delta(f)$ se incrementa a $1/t_{\Delta} = 2f_c$, donde f_c es la componente en frecuencia más alta de la señal. En otras palabras, si el intervalo de muestreo t_{Δ} se selecciona igual a $1/2$ del recíproco de la componente en frecuencia más alta, no se incurrirá en el fenómeno *aliasing*.

Si una señal se muestrea correctamente puede combinarse apropiadamente para reproducir o reconstruir la señal original.

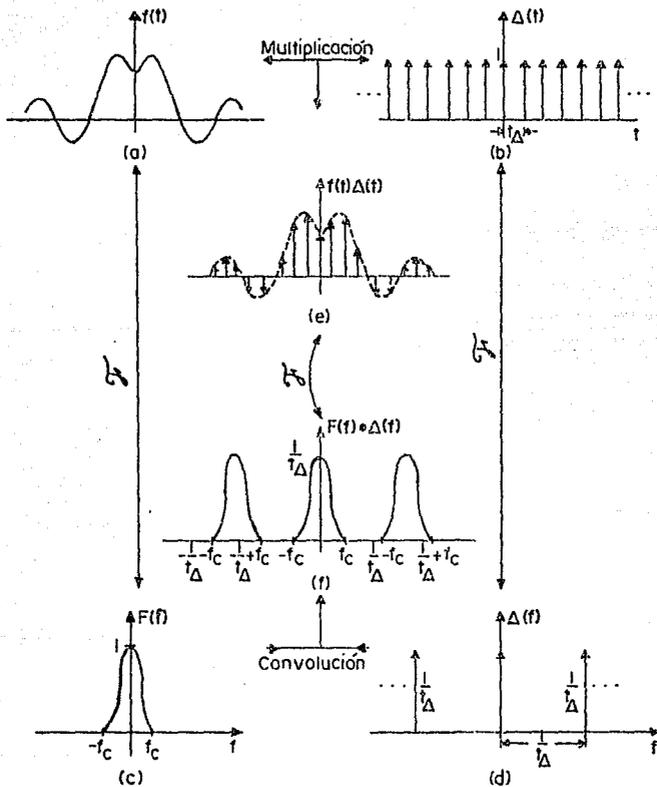


FIG. 4.1 Teorema de convolución y Transformada de Fourier de una Señal Muestreada.

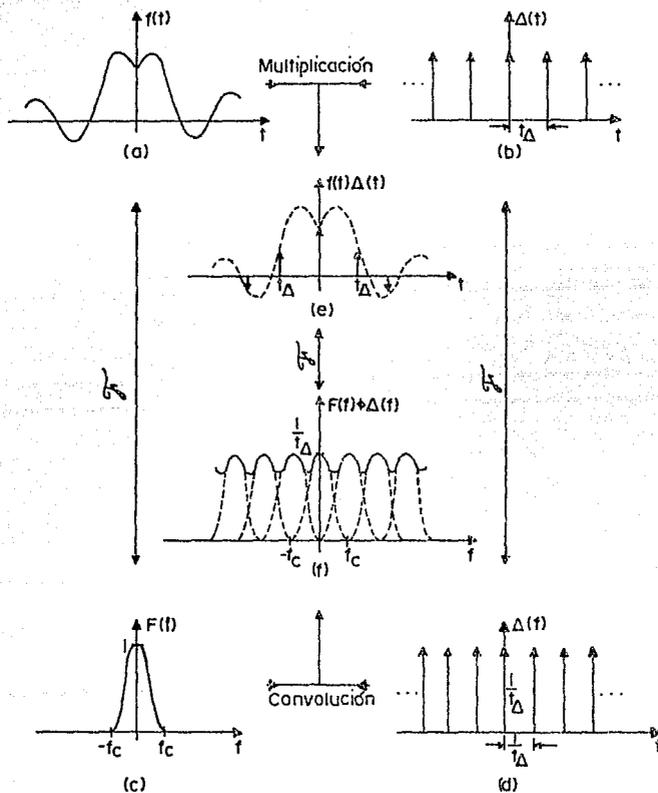


FIG. 4.2 Señal con Aliasing Debido al Insuficiente Índice de Muestreo.

4.1.1 Teorema de muestreo

El teorema de muestreo establece que si la transformada de Fourier de una función $f(t)$ es cero para todas las frecuencias más grandes que una cierta frecuencia constante f_c , entonces la función continua $f(t)$ puede ser determinada únicamente de sus muestras, ecuación (4.3).

$$\hat{f}(t) = f(nt_\Delta) \sum_{n=-\infty}^{\infty} \delta(t - nt_\Delta) \quad (4.3)$$

donde $t_\Delta = 1/2f_c$.

En particular, $f(t)$ está dada por la ecuación (4.4).

$$f(t) = t_\Delta \sum_{n=-\infty}^{\infty} f(nt_\Delta) \frac{\text{sen } 2\pi f_c(t - nt_\Delta)}{\pi(t - nt_\Delta)} \quad (4.4)$$

Las restricciones del teorema se ilustran en la figura 4.3. Es necesario que la transformada de Fourier de $f(t)$ sea cero para frecuencias mayores a f_c . Como se observa en la figura 4.3c, la función frecuencia está limitada en la frecuencia f_c , es decir, la transformada de Fourier es cero para $|f| > f_c$. La segunda restricción es que el espaciamento intermuestreo debe ser $t_\Delta = 1/2f_c$, es decir, los impulsos de la figura 4.3d deben separarse $1/t_\Delta = 2f_c$.

Esto asegura que no haya *aliasing* cuando se convuelven $\Delta(f)$ y $F(f)$. La frecuencia $1/t_\Delta = 2f_c$ se conoce como índice de muestreo de Nyquist. Si estas dos restricciones son verdaderas, el teorema establece que $f(t)$ (figura 4.3a) puede reconstruirse de los impulsos conocidos de la figura 4.3e.

Como una prueba del teorema de muestreo, obsérvese la figura 4.3f, la transformada de Fourier de la función muestreada es $F(f) * \Delta(f)$. De aquí, como en las figuras 4.4a, 4.4b y 4.4c la multiplicación de una función frecuencia rectangular de amplitud t_Δ con la transformada de Fourier de la señal muestreada es la transformada de Fourier $F(f)$, ecuación (4.5).

$$F(f) = [F(f) * \Delta(f)] Q(f) \quad (4.5)$$

La transformada inversa de Fourier de $F(f)$ es la señal original $f(t)$ de la figura 4.4f. Pero del teorema de convolución, $f(t)$ es igual a la convolución de las transformadas inversas de Fourier $F(f) * \Delta(f)$ y de la función frecuencia rectangular.

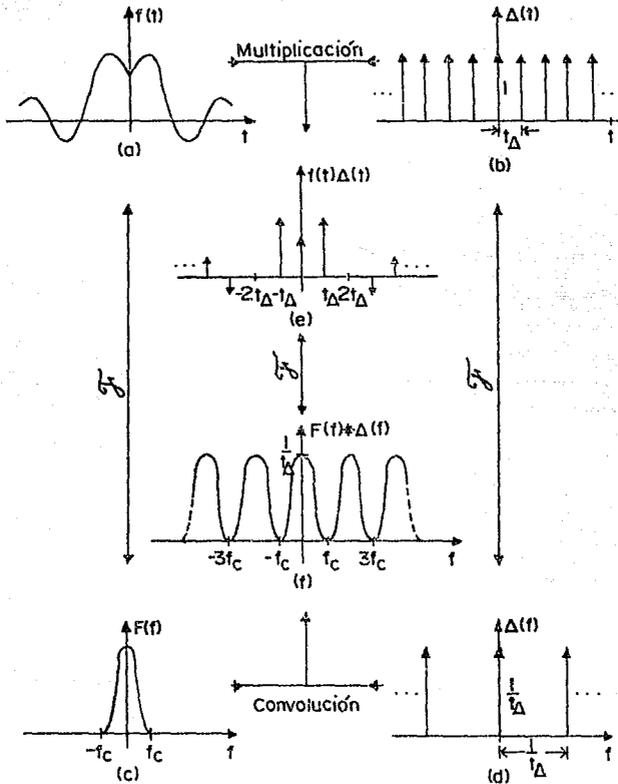


FIG. 4.3 Transformada de Fourier de una Señal Muestreada en el Índice de Muestreo de Nyquist.

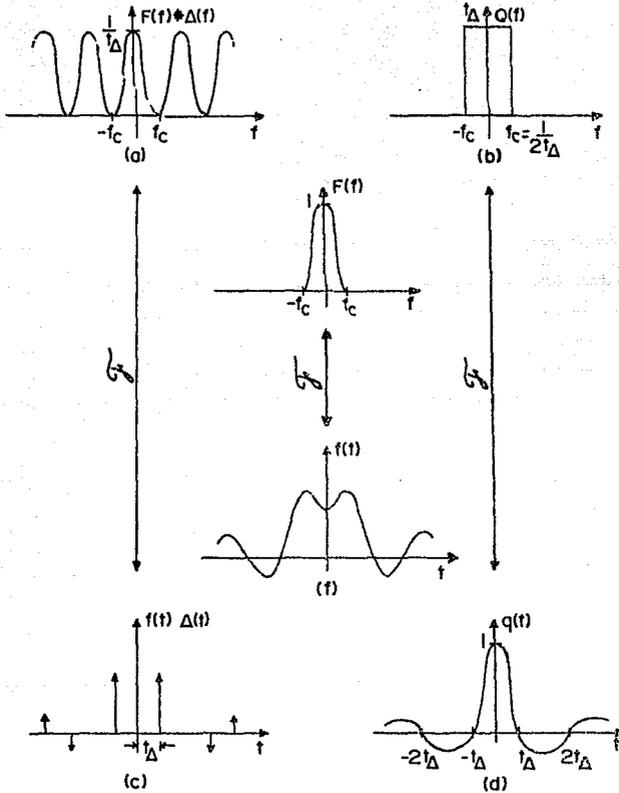


FIG. 4.4 Teorema de Muestreo.

Ahora $f(t)$ estará dada por la convolución de $f(t)\Delta(t)$ (figura 4.4c) y $q(t)$ (figura 4.4d), llegándose de nuevo a la ecuación (4.4).

4.2 Respuesta en Frecuencia de los Algoritmos

La respuesta en frecuencia de los algoritmos es una medida de la atenuación a la frecuencia que presenta un algoritmo. Cada algoritmo puede escribirse como dos ecuaciones simultáneas [65] de la forma:

$$\begin{aligned} a_1 R + c_1 X &= e_1 \\ a_2 R + c_2 X &= e_2 \end{aligned} \quad (4.6)$$

Los seis coeficientes: a_1, c_1, e_1, a_2, c_2 y e_2 , difieren del tipo de algoritmo en estudio y los subíndices 1 y 2 se refieren a diferentes intervalos de integración. El coeficiente a se refiere a la aproximación discreta de la amplitud normalizada con respecto a la amplitud máxima, mientras que el coeficiente c se refiere a la aproximación discreta de la frecuencia normalizada con respecto a la frecuencia de muestreo. Un punto f_0 corresponderá a la frecuencia fundamental del sistema.

4.3 Relevadores de Fase y Tierra

Las señales de falla (voltajes y corrientes) que deben entrar a un relevador dependen precisamente del relevador en estudio. Para los relevadores de fase, los V 's y las I 's son los voltajes y las corrientes delta, respectivamente. Para los relevadores de tierra, los V 's y las I 's son los voltajes de fase a tierra y las corrientes *compensadas* por fase [57].

SEÑALES "DELTA"
PARA RELEVADORES DE FASE

FASES	VOLTAJES	CORRIENTES
A-B	$V_A - V_B$	$I_A - I_B$
B-C	$V_B - V_C$	$I_B - I_C$
C-A	$V_C - V_A$	$I_C - I_A$

**SEÑALES "COMPENSADAS"
PARA RELEVADORES DE TIERRA**

FASES	VOLTAJES	CORRIENTES
A	V_A	$I_A + KI_A$
B	V_B	$I_B + KI_B$
C	V_C	$I_C + KI_C$

donde:

$$K = \text{Re}[(Z_0 - Z_1)/3Z_1]$$

Z_0 = Impedancia de la línea de secuencia cero

Z_1 = Impedancia de la línea de secuencia positiva

4.4 Impedancia Transitoria Aparente de la Línea y Trayectorias en el Plano Z

El término *impedancia aparente* representa generalmente la impedancia de 60 Hz vista en la localidad del relevador después de un análisis de fallas. Esta impedancia cambia instantáneamente de los valores de prefalla a los de posfalla cuando ocurre un cortocircuito. Su naturaleza transitoria se caracteriza por el algoritmo empleado para determinar la impedancia de 60 Hz a partir de las señales de falla, las cuales pueden o no tener perturbaciones tales como la componente de c.d. en las ondas de corriente o frecuencias altas en las ondas de corriente y voltaje.

Por otro lado, el plano complejo Z se emplea para visualizar los resultados obtenidos. En la figura 4.5 se muestran algunos valores de impedancia para algunas fallas y no fallas, comparándose con características de alcance. Las marcas numeradas en la figura 4.5 representan una secuencia de tiempos y valores de impedancia calculados empezando con un valor de prefalla.

Cuando ocurre una falla en la línea protegida, el voltaje y la corriente cambian sus valores vía un disturbio transitorio. Si las señales no contienen ruido o si los algoritmos eliminan los transitorios particulares, entonces el voltaje y la corriente cambian lentamente y se estabilizan después de que la ventana se completa con los datos de la falla. La figura 4.5a ilustra la impedancia resultante de un algoritmo con una ventana de ocho muestras. En la figura 4.5b se ve una ventana de tres muestras, ésta produce una rápida localización de una falla de señal pura en la zona protegida. Para este tipo de ventana, el algoritmo empleado no puede eliminar las componentes transitorias.

La figura 4.5c muestra una trayectoria para un algoritmo de tres muestras con varias armónicas en el voltaje de falla.

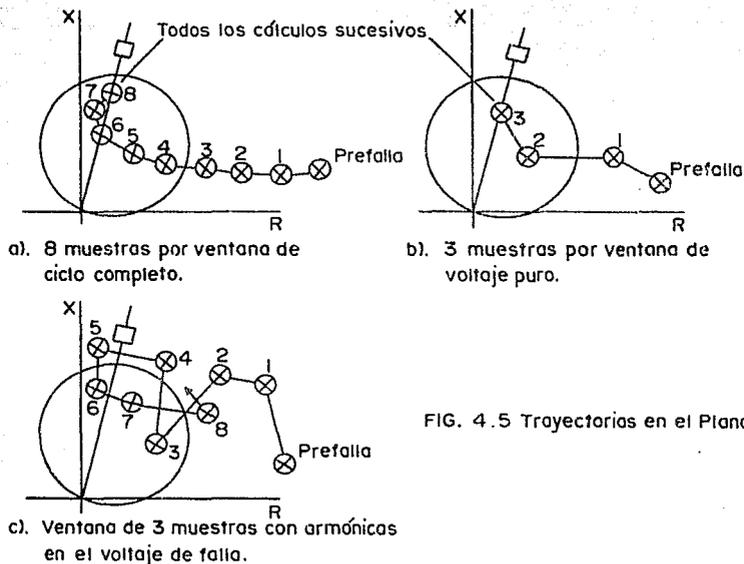


FIG. 4.5 Trayectorias en el Plano Z.

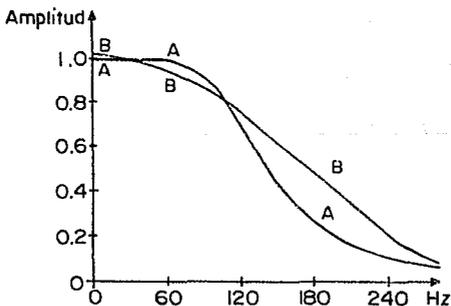


FIG. 4.6 Respuesta en Frecuencia de Dos Filtros Digitales: A, Filtro Recursivo y B, Filtro No-Recursivo.

En la actualidad, en lugar de emplear características circulares o lenticulares, la tendencia es la de emplear características en forma de cuadriláteros. El hecho de que los contornos de esta región sean líneas rectas en vez de círculos reduce los requerimientos computacionales para determinar si la impedancia aparente vista por el relevador cae o no en la zona de operación.

4.5 Filtrado Digital

El método de prefiltrado convencional se basa en filtros analógicos, actualmente la tendencia es la de emplear filtros digitales con mejores respuestas en el dominio del tiempo y de la frecuencia que las de los filtros analógicos.

4.5.1 Filtro digital no recursivo

La ecuación (4.7) es el algoritmo del filtro digital no recursivo *paso-bajas* [66]. Esta ecuación da la relación entre la señal de entrada no filtrada x_{k-m} y su correspondiente señal de salida filtrada y_k .

$$y_k = \sum_{m=-N}^N h_m x_{k-m} \quad (4.7)$$

donde k es la k -ésima muestra. Las señales de entrada/salida están relacionadas por medio de factores de peso del filtro, h_m . Estos factores se determinan con un procedimiento de diseño y cuyas magnitudes dependen de las características de la banda de paso del filtro. Si la ganancia del filtro es la unidad en c.d., la suma de sus factores de peso será la unidad. El número de factores de peso de un filtro digital central es $2N + 1$, donde N es el orden del filtro. Entre mayor sea el orden del filtro, más rápido será su índice de corte. Su respuesta en frecuencia se aprecia en la figura 4.6.

4.5.2 Filtro digital recursivo

El algoritmo de un filtro *paso-bajas* recursivo de tercer orden se puede describir con la siguiente ecuación:

$$y_k = Ay_{k-1} + By_{k-2} + Cy_{k-3} + Dx_k + Ex_{k-1} + Fx_{k-2} + Gx_{k-3} \quad (4.8)$$

donde x_k es la k -ésima muestra de la señal de entrada y y_k es la k -ésima muestra

(filtrada) de salida. Las constantes A, B, \dots, G se determinan a partir de un filtro paso-bajas *butterworth* de tercer orden con frecuencia de corte de 120 Hz. El término recursivo significa que la muestra y_k de salida está en función de los valores previos y_{k-1} , y_{k-2} y y_{k-3} así como de varios datos de entrada, x_k , x_{k-1} , x_{k-2} y x_{k-3} . Su respuesta en frecuencia se muestra también en la figura 4.6. Desde un punto de vista computacional, este algoritmo requiere menos cálculos que el filtro no-recursivo.

4.6 Algoritmos Evaluados

4.6.1 Algoritmo de análisis de Fourier con ventana de un ciclo

Las muestras de las formas de onda de voltajes y corrientes de falla de un ciclo completo se almacenan en memoria y se consideran que son repetitivas en el mismo periodo. Para obtener la amplitud de la frecuencia fundamental se aplican las técnicas del análisis de Fourier a las muestras obtenidas [67,68]. Esta cantidad fundamental está dada por la ecuación (4.9).

$$F(t) = \sqrt{a^2 + b^2} \operatorname{sen} \left(\omega t - \tan^{-1} \frac{b}{a} \right) \quad (4.9)$$

donde:

ω = Frecuencia angular fundamental

$a = \frac{\pi}{2\pi} (f_0 + 2f_1 \cos x + 2f_2 \cos 2x + \dots + 2f_{T-1} \cos (T-1)x)$

$b = \frac{\pi}{2\pi} (2f_1 \operatorname{sen} x + 2f_2 \operatorname{sen} 2x + \dots + 2f_{T-1} \operatorname{sen} (T-1)x)$

x = Intervalo de muestreo

$T = \frac{2\pi}{\omega}$ = Periodo de Muestreo

f_0, f_1, \dots, f_T = Amplitudes de las ondas de entrada de cada muestra

En este algoritmo, las muestras de voltajes y corrientes de posfalla se correlacionan con muestras de referencia (ondas seno y coseno) para extraer el valor complejo de la componente fundamental, figura 4.7. Las expresiones generales para obtener las componentes seno y coseno del voltaje de una muestra k se muestran en las ecuaciones (4.10) y (4.11).

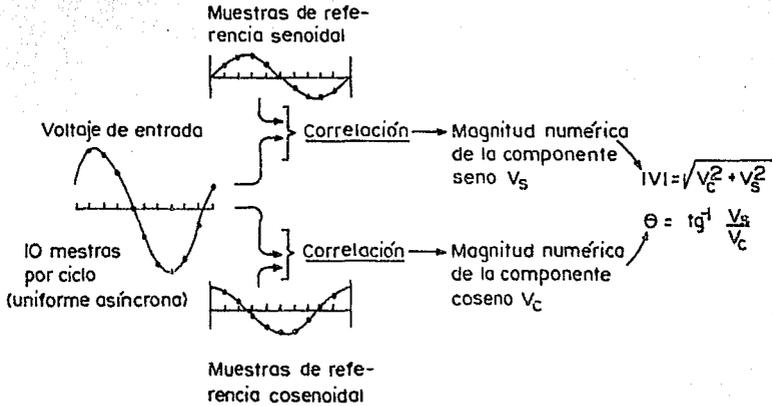


FIG. 4.7 Filtrado con el Análisis de Fourier de 1 ciclo.

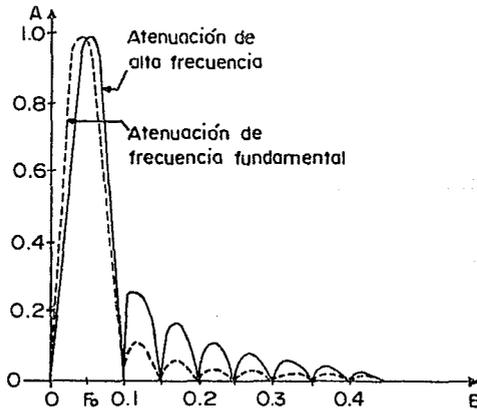


FIG. 4.8 Respuesta en Frecuencia del Análisis de Fourier con Ventana de Datos de 1 ciclo.

$$V_{s_k} = \frac{1}{N_c} \left[2 \sum_{n=1}^{N_c-1} v_{k-N_c+n} \operatorname{sen} \left(\frac{2\pi}{N_c} n \right) \right] \quad (4.10)$$

$$V_{c_k} = \frac{1}{N_c} \left[v_{k-N_c} + v_k + 2 \sum_{n=1}^{N_c-1} v_{k-N_c+n} \cos \left(\frac{2\pi}{N_c} n \right) \right] \quad (4.11)$$

donde v_k es la k -ésima muestra de voltaje y N_c es el número de muestras tomadas en un ciclo fundamental. Existen expresiones similares para las componentes de corriente I_{s_k} e I_{c_k} . Las cuatro componentes anteriores se emplean para generar el valor de la impedancia aparente en forma polar o rectangular. A continuación se muestra en forma rectangular:

$$R_L = \sqrt{\frac{V_{s_k}^2 + V_{c_k}^2}{I_{s_k}^2 + I_{c_k}^2}} \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{I_{s_k}}{I_{c_k}} \right) - \tan^{-1} \left(\frac{V_{s_k}}{V_{c_k}} \right) \right] \quad (4.12)$$

$$X_L = \sqrt{\frac{V_{s_k}^2 + V_{c_k}^2}{I_{s_k}^2 + I_{c_k}^2}} \operatorname{sen} \left[\tan^{-1} \left(\frac{I_{s_k}}{I_{c_k}} \right) - \tan^{-1} \left(\frac{V_{s_k}}{V_{c_k}} \right) \right] \quad (4.13)$$

En este análisis las muestras sufren un filtrado drástico, la ventana de datos es grande y tiende a eliminar el ruido de alta frecuencia, pero reacciona lentamente a las fallas. La respuesta en frecuencia de este algoritmo (figura 4.8) muestra su respuesta pico en la frecuencia fundamental con ceros en c.d. y en cada armónica. Las frecuencias altas, arriba de la segunda armónica, se atenúan perfectamente.

4.6.2 Algoritmo de análisis de Fourier con ventana de 1/2 ciclo

La base de este algoritmo es el mismo que el anterior, la diferencia principal es que su ventana de datos se acorta a 1/2 más una muestra para obtener una respuesta más rápida [12]. Las expresiones generales para obtener las componentes seno y coseno del voltaje de una muestra k se muestran en las ecuaciones (4.14) y (4.15).

$$V_{s_k} = \frac{4}{N_c} \sum_{n=1}^{N_c/2} v_{k-(N_c/2)+n} \operatorname{sen} \left(\frac{2\pi}{N_c} n \right) \quad (4.14)$$

$$V_{c_k} = \frac{4}{N_c} \sum_{n=1}^{N_c/2} v_{k-(N_c/2)+n} \cos\left(\frac{2\pi}{N_c}n\right) \quad (4.15)$$

donde v_k es la k -ésima muestra de voltaje y N_c es el número de muestras tomadas en un ciclo fundamental. Existen expresiones similares para las componentes de corriente I_{s_k} e I_{c_k} . Las cuatro componentes anteriores se emplean para generar el valor de la impedancia aparente en forma polar o rectangular de igual manera que en el algoritmo anterior.

La exactitud en la respuesta se ve seriamente afectada por las componentes de frecuencia fuera de la fundamental. Las componentes de c.d. presentan un problema particular. Los autores del algoritmo remediaron esto considerando que la forma de onda de la falla contiene una componente de c.d. de magnitud desconocida pero con una constante de tiempo determinada por la relación X/R de la línea. La implantación sugerida encuentra la magnitud de las componentes y las sustrae de las formas de onda de falla antes de aplicar el análisis de Fourier.

4.6.3 Algoritmo de ecuación diferencial

Este algoritmo modela la línea de transmisión como un circuito R - L serie [25,26]. Bajo estas condiciones, los transitorios de posfalla pueden describirse de la siguiente manera, ecuación (4.16) y figura 4.9.

$$V = R_L i + L_L \frac{di}{dt} \quad (4.16)$$

La solución para los parámetros R_L y L_L se obtiene diferenciando numéricamente dos periodos sucesivos y dándole solución a las dos ecuaciones lineales simultáneas resultantes. En otras palabras, si se toman muestras de voltajes y corrientes en incrementos de tiempo uniformes t_Δ y se sustituye la derivada en (4.16) por su diferencia (central) finita para cada uno de los dos conjuntos sucesivos de muestras, se llega a la siguiente ecuación matricial (4.17):

$$\begin{bmatrix} i_k & \frac{i_{k+1}-i_{k-1}}{2t_\Delta} \\ i_{k-1} & \frac{i_k+i_{k+2}-i_k}{2t_\Delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_L \\ L_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_k \\ v_{k+1} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

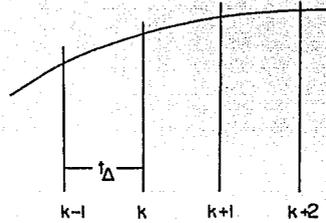


FIG. 4.9 Análisis de Ecuación Diferencial de Diferencia Central.

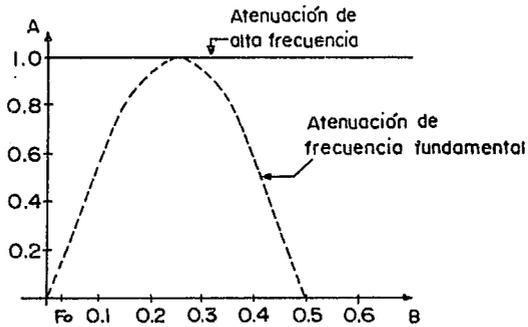


FIG. 4.10 Respuesta en Frecuencia para la Solución de Ecuación Diferencial.

El algoritmo de la ecuación (4.17) tiene muy mala atenuación a las altas frecuencias y considerable atenuación para la frecuencia fundamental (figura 4.10), por lo que las señales de voltaje y corriente primero deben pasar por un filtro *paso-bajas* para eliminar los transitorios de alta frecuencia (Sección 4.6.5).

Desde un punto de vista computacional, la adición de un filtro digital central de orden N a un sistema de procesamiento de señales equivale a incrementar los requerimientos computacionales del proceso en $2N + 1$ multiplicaciones y $2N$ sumas para cada muestra de la señal de salida. Tal filtro digital también introduce un retraso de tiempo de $N \times t_{\Delta}$ segundos debido a que deben emplearse todas las muestras de entrada de $k - N$ a $k + N$ para dar lugar a la k -ésima muestra de la señal de salida filtrada.

El algoritmo calculará valores de R_L y J_L para la k -ésima muestra. Estos valores podrán graficarse en el plano complejo dando un registro de la impedancia aparente vista por el relevador en el punto de medición.

La solución de la ecuación (4.17) puede realizarse por medio de eliminación gaussiana o álgebra de matrices. Este algoritmo necesita tres muestras de corriente y dos de voltaje y por lo tanto, filtrar un total de cinco, por lo que éstas requerirán $5(2N + 1)$ multiplicaciones y $5(2N)$ adiciones.

4.6.4 Algoritmo de ecuación diferencial (Versión de 3 puntos)

Este algoritmo también modela la línea como el algoritmo anterior, pero la diferencia estriba en que para calcular los parámetros R_L y L_L , en vez de diferenciar dos periodos sucesivos, obtiene sus promedios y resuelve las dos ecuaciones lineales simultáneas resultantes [61], llegándose a la ecuación matricial (4.18).

En el punto X se tiene:

$$V_X \approx \frac{v_k + v_{k+1}}{2}$$

$$I_X \approx \frac{i_k + i_{k+1}}{2}$$

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_X \approx \frac{i_{k+1} - i_k}{t_{\Delta}}$$

y en el punto Y:

$$V_Y \approx \frac{v_{k+1} + v_{k+2}}{2}$$

$$I_Y \approx \frac{i_{k+1} + i_{k+2}}{2}$$

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_Y \approx \frac{i_{k+2} - i_{k+1}}{t_\Delta}$$

y finalmente en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} i_X & \left(\frac{di}{dt}\right)_X \\ i_Y & \left(\frac{di}{dt}\right)_Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_L \\ L_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_X \\ V_Y \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Este algoritmo también tiene mala respuesta a la frecuencia, por lo que requiere prefiltrado digital para eliminación de transitorios de alta frecuencia.

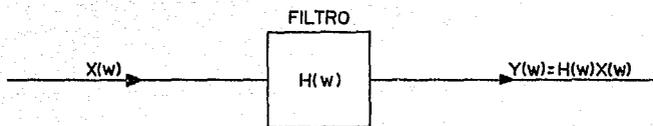
4.6.5 Algoritmo de filtrado digital

El algoritmo se basa en el tipo trapezoidal haciendo que el diseño pueda realizarse en filtros de bajo orden con el consiguiente ahorro de tiempo de cómputo [69].

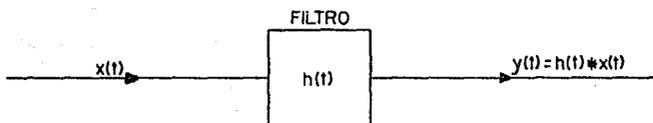
Las características de un filtro y sus propiedades espectrales se aprecian mejor en el dominio de la frecuencia, tales como: ganancia de la banda de paso y sus características de fase, las frecuencias de corte, etc. La aplicación de filtros digitales a las señales muestreadas requiere conocimiento de las características del filtro en el dominio de la frecuencia, la relación que lleva de un dominio a otro es la transformada de Fourier, figura 4.11.

La señal de entrada $x(t)$ se describe por su transformada de Fourier directa $X(\omega)$ y su transformada de Fourier inversa $x(t)$, ecuaciones (4.19) y (4.20) respectivamente.

$$X(\omega) = \int_{t=-\infty}^{\infty} x(t)e^{-j\omega t} dt = \mathcal{F}[x(t)] \quad (4.19)$$



a) Dominio de la frecuencia.



b) Dominio del tiempo.

FIG. 4.11 Correlación del Filtro en los Dominios del Tiempo y de la Frecuencia.

$$x(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{\omega=-\infty}^{\infty} X(\omega) e^{j\omega t} d\omega = \mathcal{F}^{-1} [X(\omega)] \quad (4.20)$$

La transformada de Fourier $X(\omega)$ de la señal de entrada describe el espectro en frecuencia de la señal de entrada en magnitud y fase. La señal de salida $y(t)$ es transformada similarmente y la función de transferencia del filtro se define por medio de la ecuación (4.21).

$$H(\omega) = \frac{Y(\omega)}{X(\omega)} \quad (4.21)$$

La respuesta del filtro en el dominio del tiempo de la figura 4.11 se obtiene de su espectro en el dominio de la frecuencia empleando la ecuación (4.19) y la integral de convolución de la ecuación (4.22).

$$y(t) = h(t) * x(t) = \int_{\lambda=-\infty}^{\infty} h(\lambda) x(t - \lambda) d\lambda \quad (4.22)$$

donde $h(t)$ es la respuesta al impulso del filtro y además es continua en el tiempo y aperiódica, de igual manera $H(\omega)$ es un espectro continuo en el dominio de la frecuencia. Por otro lado, las señales digitales no son continuas en el tiempo si no que sólo existen en intervalos discretos de tiempo $t = mT$, donde T es el periodo de muestreo digital y $m = 0, 1, 2, \dots$ es un índice discreto. Bajo tales condiciones, las señales $x(t)$ y $y(t)$, y la respuesta al impulso del filtro $h(t)$ sólo existen en tiempos discretos $t = mT$ y se representan generalmente como: $x(mT)$, $y(mT)$ y $h(mT)$, respectivamente, o de forma más simple como: x_m , y_m y h_m .

Muestrear una señal continua en el tiempo tiene dos efectos sobre su espectro en frecuencia: (1) el espectro en vez de ser continuo es discreto y sólo existe en múltiplos discretos de la frecuencia de muestreo, $\omega_s = 2\pi/T$ rad/seg y (2) la amplitud del espectro en la frecuencia de muestreo es $1/T$ veces la amplitud del espectro correspondiente para el caso de una señal continua. En otras palabras, si se tiene un filtro con respuesta al impulso $h(t)$ y se aplica una señal de entrada muestreada periódicamente en intervalos de T segundos, su señal de salida estará dada por la forma discreta de la integral de convolución descrita por la ecuación (4.23), donde $N \rightarrow \infty$ es el límite.

$$y_k = \sum_{m=-N}^N h_m x_{k-m} \quad (4.23)$$

El algoritmo de la ecuación (4.23) también recibe el nombre de filtro digital no recursivo de orden N (no recursivo significa que la muestra y_k de salida no está en función de sus valores previos y_{k-1} , y_{k-2} , etc). En la práctica, un buen filtro *paso-bajas* tiene una respuesta al impulso h_m que tiende a desaparecer para un valor pequeño de N , por lo que la sumatoria de (4.23) puede truncarse en el valor de N .

Las especificaciones generales en el dominio de la frecuencia para la selección de un filtro digital *paso-bajas* son las siguientes:

- Frecuencia de la banda de paso P (rad/seg)
- Frecuencia de corte C (rad/seg)
- Ganancia de la banda de paso

Si se especifica una ganancia constante, su banda de paso en el dominio de la frecuencia será plana. Si no se desea una amplificación de c.d., la ganancia será la unidad.

El filtro ideal es el filtro *paso-bajas rectangular*, figura 4.12 y su respuesta al impulso en el dominio del tiempo está descrita en la ecuación (4.24).

$$h(t) = \frac{C}{\pi} \frac{\text{sen}(Ct)}{Ct} \quad (4.24)$$

Gráficamente, la respuesta al impulso de la ecuación (4.24) es una curva en forma de campana simétrica con respecto a t , con amplitud C/π y una serie de rizados decauyentes en la base. Desafortunadamente, la respuesta al impulso del filtro tiene rizados de considerable amplitud, requiriéndose muchos términos en la convolución discreta de la ecuación (4.23) para obtenerse un filtrado confiable, pero daría un filtro de orden muy grande.

Un filtro mucho mejor es el tipo *trapezoidal*. Su espectro en frecuencia se muestra en la figura 4.13 y su correspondiente respuesta al impulso en el dominio del tiempo (o factores de peso del filtro) es la de la ecuación (4.25).

$$h(t) = \frac{\Omega}{\pi} \frac{\text{sen}(\Omega t)}{\Omega t} \frac{\text{sen}(\Delta t)}{\Delta t} \quad (4.25)$$

donde $\Omega = (P + C)/2$ y $\Delta = (C - P)/2$. Gráficamente, la respuesta al impulso de la ecuación (4.25) es una curva en forma de campana con amplitud Ω/π y con rizados mucho más pequeños para $t > \pi/\Omega$ que los obtenidos con la ecuación (4.24), lo que da un filtro de menor orden que el filtro rectangular.

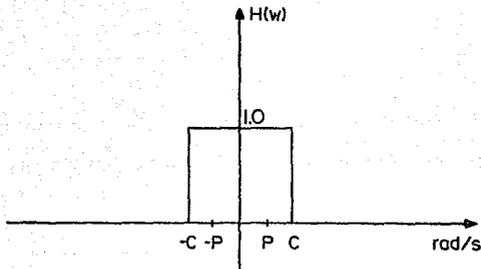


FIG. 4.12 Espectro en Frecuencia de un Filtro Paso Bajas Ideal Rectangular.

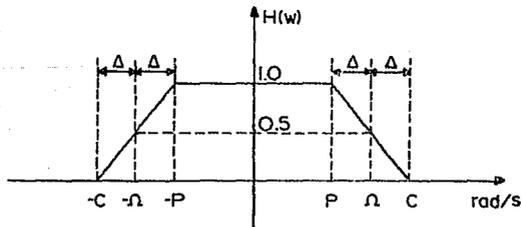


FIG. 4.13 Espectro en Frecuencia de un Filtro Paso Bajas Trapezoidal.

Capítulo 5

SIMULACIONES Y RESULTADOS

5.1 Selección de Algoritmos y Pruebas de Evaluación

Los algoritmos seleccionados para su evaluación son: el de *análisis de Fourier* de ventana de ciclo completo, el de *ecuación diferencial de diferencia central finita* y el *filtro digital no recursivo*. A continuación se muestran las condiciones a las que se sometieron cada uno de los algoritmos.

5.1.1 Sistema empleado para los estudios de cortocircuito

Para probar la respuesta de un relevador digital de distancia a un cortocircuito, es necesario suministrar al relevador una secuencia continua de muestras de voltajes y corrientes en forma digital. Para tal objetivo se seleccionó un sistema de Extra Alta Tensión (EAT), ya que en estos sistemas es donde se presentan transitorios de alta frecuencia asociados a la capacitancia de cargado de la línea cuando ocurre una falla. En la figura 5.1 se muestra el sistema de potencia seleccionado.

Por simplicidad se ha empleado un solo nivel de voltaje. Las señales analógicas i y v representan los valores instantáneos por fase medidos durante una falla.

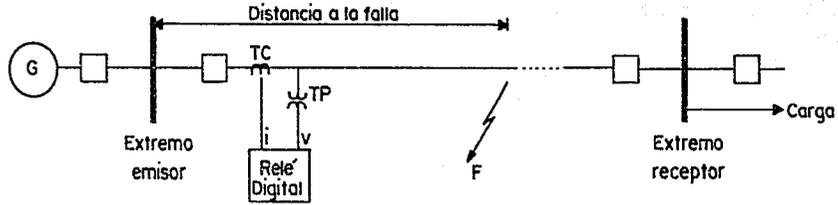


FIG. 5.1 Sistema de Potencia Seleccionado.

Por otro lado, los transformadores de corriente y voltaje suministran señales al relevador de computadora, donde se muestrean y se digitalizan empleando convertidores analógico/digitales. Para simplificar las derivaciones de los algoritmos, todos los transformadores se consideraron con una relación de transformación unitaria. El índice de muestreo se seleccionó lo suficientemente alto (Sección 4.1) para asegurar representaciones digitales exactas de las señales analógicas originales.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se seleccionó una línea de transmisión de 345 kV, 161 km y 60 Hz para la evaluación de los algoritmos seleccionados. A continuación se dan las características del sistema de potencia.

Fuente

Generador con capacidad de 10 000 MVA de cortocircuito sin pérdidas.

Resistencia del generador (R_g) $\cong 0$

Inductancia del generador (L_g) = 0.318 H referido a 345 kV, correspondiente a una impedancia interna de 12 Ω /fase.

Línea de transmisión

Conductores de fase : 2 \times 795 MCM ASCR 26/7 Drake por fase;
separación de conductores agrupados, 40.64 cm;
separación horizontal entre fases, 10.06 m;
altura sobre el terreno en la torre, 21.95 m;
flecha a medio claro, 13.62 m

Hilos de guarda : 2 \times 7/16" Alumoweld;
separación horizontal simétrica, 13.26 m;
altura en la torre, 29.12 m;
flecha a medio claro, 8.02 m

Conductividad del terreno : 0.01 \mathcal{U}/m

Permeabilidad del vacío : $4\pi \times 10^7$ H/m

Constante dieléctrica del vacío : 8.85×10^{-12} F/m

Carga

Se consideró una carga máxima de 600 MW y una mínima de 100 MW; ambas con un factor de potencia (FP) de la unidad.

Parámetros de la línea

Empleando los datos de la línea y el método de cálculo de parámetros de [70] para 161 km de línea a 60 Hz, se obtuvieron los siguientes valores:

$$Z_1 = 5.948 + j63.341 \ \Omega$$

$$Z_0 = 56.95 + j178.47 \ \Omega$$

$$Y_1 = j679.78 \ \mu s$$

$$Y_0 = j480.58 \ \mu s$$

donde: Z_1 y Y_1 son cantidades de secuencia positiva y Z_0 y Y_0 cantidades de secuencia cero (Y es la admitancia paralelo de la línea). Se consideró además que la línea tiene transposición completa.

Tipo de falla

Tomando en cuenta que las fallas monofásicas y trifásicas son de mayor frecuencia, se llegó a la conclusión de simular estos dos tipos de falla.

Distancia a la falla

Para tener un criterio más amplio de la respuesta de los algoritmos a las fallas, se aplicaron éstas en el extremo receptor de la línea (100 Mi \cong 161 km) y a una distancia muy cercana al extremo emisor (5 Mi \cong 8 km).

Angulo de incidencia de la falla

Se simularon dos ángulos de incidencia de falla. Se consideró que en el instante de la falla, el voltaje en el punto de recepción de la fase A pasa por 0° y 90° , según el caso. La selección de los ángulos se debe a que en 0° se generan componentes de c.d. de gran magnitud y en 90° se generan gran cantidad de transitorios de alta frecuencia.

Filtro digital paso-bajas

Se seleccionó el *filtro no recursivo*.

Las referencias [65,66] indican que el límite inferior de los transitorios de alta frecuencia es de 300 Hz para fallas en una línea de 345 kV y 161 km en su extremo receptor. Por lo que se seleccionó esta frecuencia como la frecuencia de corte del filtro. Por lo tanto, para propósitos de cálculo de impedancia, es necesario que el filtro *paso-bajas* deje pasar las componentes de c.d. y la frecuencia de 60 Hz de las

ondas de corriente y voltaje sin distorsionarlas. Estas consideraciones sugieren que la frecuencia de paso del filtro sea de 60 Hz y su ganancia bajo esta frecuencia sea la unidad (para no distorsionar las componentes de c.d.). Con las especificaciones dadas anteriormente y empleando el filtro trapezoidal no recursivo, se obtubieron los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned} \text{frecuencia de paso } P &= 120\pi \text{ rad/seg} \\ \text{frecuencia de corte } C &= 600\pi \text{ rad/seg} \\ (P + C)/2, \Omega &= 360\pi \text{ rad/seg} \\ (C - P)/2, \Delta &= 120\pi \text{ rad/seg} \end{aligned}$$

La frecuencia de muestreo debe ser por lo menos dos veces la componente de la frecuencia más alta de la señal muestreada (frecuencia de Nyquist según el teorema de Shannon). Para este ejemplo, la señal de frecuencia más alta es la frecuencia de corte (300 Hz) y su índice de Nyquist de 600 Hz. Por lo que el muestreo debe ser hecho en índices pares mayores que el de Nyquist. Para el sistema ejemplo se emplearon tres índices de muestreo: 1×índice de Nyquist, 2×índice de Nyquist y 4×índice de Nyquist, con periodos de muestreo de: $T = 1/600$, $T = 1/1200$ y $T = 1/2400$ segs, respectivamente, dando 10, 20 y 40 muestras por ciclo de frecuencia fundamental. Por otro lado, el orden del filtro se seleccionó de: 2, 4 y 8.

5.1.2 Programa digital de fallas

En este trabajo, el sistema y los cortocircuitos se modelaron matemáticamente y las formas de onda calculadas digitalmente. Para esto, se programó un método [70] que calcula los transitorios de falla en líneas de transmisión largas (figura 5.2). El algoritmo principal empleado es el de la *inversión numérica de Laplace* [71], analizándose fallas en líneas de cualquier longitud y en cualquier punto de la línea. La derivación de las ecuaciones en el dominio de s hace posible representar tales líneas con una red de dos puertos. Para representar la línea se consideraron los parámetros de las fases e hilos de guarda en función de la frecuencia y para simular el efecto de tierra, se empleó el concepto de la profundidad compleja [72].

El método seleccionado emplea las constantes generalizadas $ABCD$ de estado estable para excitaciones senoidales de las líneas largas (figura 5.3). El análisis en el dominio de s se hace simplemente reemplazando $j\omega$ en las ecuaciones de estado estable por la frecuencia compleja s y a partir de éstas, obtener los resultados en el dominio del tiempo empleando las expresiones de la *inversión numérica de Laplace*.

La computadora empleada para las simulaciones fue una VAX 3100 y el lenguaje de programación fue el *FORTTRAN*.

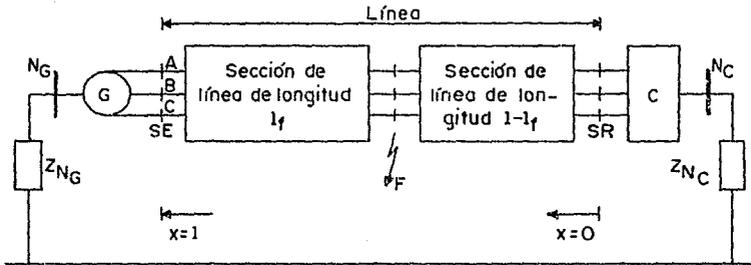


FIG. 5.2 Conexión de la Red en Estudio.

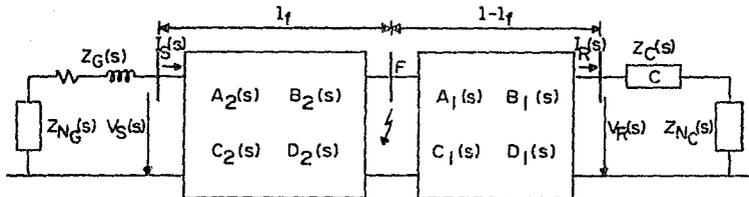


FIG. 5.3 Teorema de Thevenin en el Dominio de 's' y Cambios en V 's e I 's Debidos a una Falla Trifásica Balanceada.

5.1.3 Características de operación del relevador

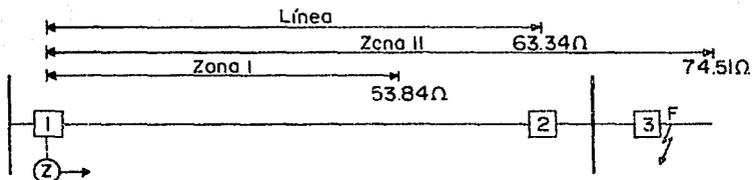
La característica empleada fue el cuadrilátero polar de la figura 5.4. El alcance de primera zona, I, se seleccionó del 85 por ciento de la línea de 161 km, lo cual da 53.84Ω ; mientras que el alcance de segunda zona, II, se seleccionó de 118 por ciento aproximadamente, ó $1/0.85$ de la línea de 161 km, es decir, 74.52Ω (figura 5.4).

El relevador operará (disparará) cuando la trayectoria de la impedancia aparente intersecte la característica de operación del relevador, y el tiempo de su operación será aquel desde que inicie la falla y el instante de la intersección.

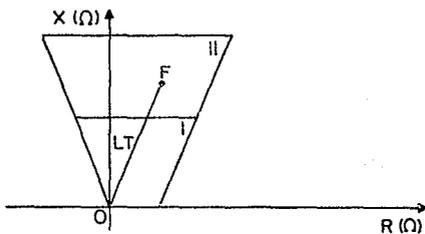
Nótese que si la falla F está en la zona II, habrá falso disparo del relevador si la impedancia aparente vista por el relevador intersecta la zona I antes de entrar a la zona II. El mejor algoritmo será aquel que no ocasione una falsa operación para cualquier tipo y localización de falla.

En la figura 5.5 se muestra el diagrama de bloques del programa de fallas empleado. Algunas características de este programa son las siguientes:

1. El generador es considerado sólo como una fuente de c.a. en función de la frecuencia, representado únicamente por su matriz de impedancia circulante de 3×3 .
2. No considera los efectos de los transformadores de potencia.
3. Posibles pequeños errores de exactitud en la inversión numérica de Laplace debidas al empleo de los parámetros que determinan la aproximación del algoritmo de inversión.
4. Analiza sólo sistemas radiales de un circuito.
5. No considera la resistencia de arco de la falla.
6. Regular tiempo de cómputo (dependiendo del número de ciclos de posfalla y del número de puntos por ciclo).



a). Localización del relevador Z, alcances de I y II zonas, localización de una falla (más allá del interruptor 3) y la línea protegida.



b). Característica de operación del relevador, zona I y zona II, línea y localización de una falla sobre el plano complejo de coordenadas R-X.

FIG. 5.4 Relevador Digital de Distancia de Característica Polar Cuadrilateral.

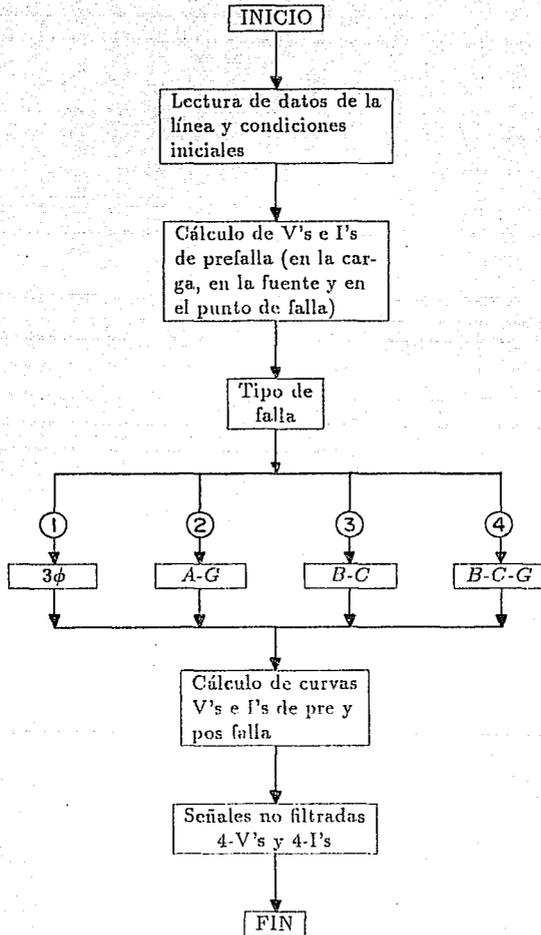


FIG. 5.5 Diagrama de Bloques del Programa de Fallas.

5.1.4 Programa de protección digital

Para llevar a cabo la evaluación de los algoritmos de protección digital de líneas de transmisión, fue necesario realizar un programa (PRODIGI) en computadora digital. En la figura 5.6 se muestra el diagrama de bloques del programa. Este programa está capacitado para: leer los datos de las señales generadas por el programa de fallas (Sección anterior), seleccionar el índice de muestreo y detectar y clasificar la falla. Tiene además, un menú de selección de algoritmos. Si el algoritmo seleccionado necesita prefiltrado, el programa pedirá los datos del filtro.

Normalmente, existen tres relevadores de fase y tres de tierra, para un total de seis, según las combinaciones de voltajes y corrientes (Sección 4.3). Estas combinaciones serán leídas por los algoritmos de protección, calculando los valores de R_L y X_L aparentes de la línea, para finalmente compararlos con la característica cuadrilateral polar de protección de la línea, e indicar si la trayectoria de la impedancia aparente intersectó alguna zona de protección.

El programa se realizó en forma modular para su fácil modificación. El lenguaje de programación fue el FORTRAN 77 empleándose para su ejecución una computadora VAX 3100 del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Otros Algoritmos programados pero no evaluados exhaustivamente (no se presentan resultados) fueron los siguientes:

- Algoritmo de sección π
- Algoritmo de ecuación diferencial de 3 puntos
- Algoritmo de análisis de Fourier con ventana de 1/2 ciclo
- Algoritmo en el dominio de la frecuencia

A continuación se presentan algunas observaciones sobre el programa de protección digital:

1. No se consideraron los efectos de los transformadores de corriente y potencial sobre las señales entregadas a los relevadores.
2. El estudio se realizó sólo para fallas monofásicas y trifásicas.
3. Sólo se empleó un tipo de filtro digital.
4. Para los relevadores de tierra, sólo se empleó el concepto de corrientes compensadas de fase y no el de compensación modificada.
5. La característica de operación de los relevadores de fase se consideró igual que la de los relevadores de tierra.

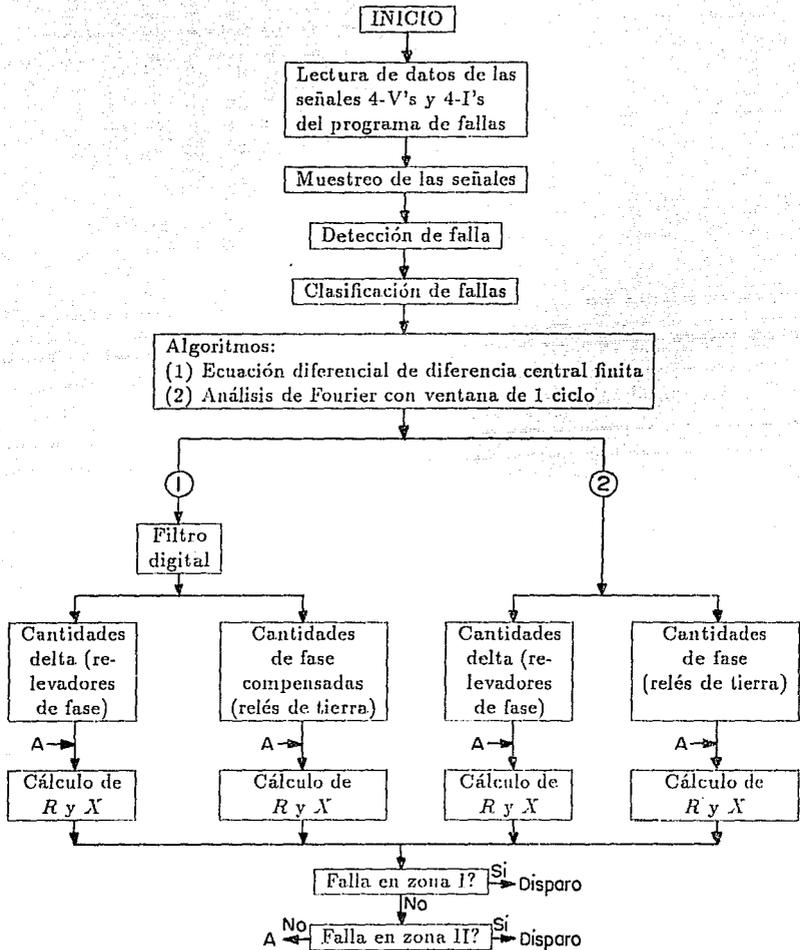


FIG. 5.6 Diagrama de Bloques del Programa de Protección Digital

5.2 Resultados

Se simularon un total de 16 fallas para diferentes condiciones del sistema. En las figuras 5.7-5.11 se muestran algunas formas de onda de voltajes y corrientes registradas en la localidad de los relevadores.

Debido a que el voltaje de referencia se encuentra en el lado de la carga, los voltajes y las corrientes en la fuente tenderán a estar desfasados un ángulo pequeño, por lo que el punto F (incidencia de la falla) también se desplazará.

Se realizaron un total de 192 corridas del programa PRODIGI para todas las condiciones propuestas. En las tablas 5.1-5.6 se muestran algunas corridas del programa empleando el algoritmo de ecuación diferencial de diferencia central finita. Sólo se muestran los relevadores de tierra, pero de igual manera se obtuvieron resultados para los relevadores de fase. En estas tablas se muestran: el tipo de relevador, un valor de prefalla (muestra 0) y los valores de R_L y X_L de posfalla, identificando también el relevador y la zona que disparó.

Para tener una mejor visualización de la trayectoria que sigue la impedancia aparente después de un cortocircuito, en las figuras 5.12 y 5.13 se muestran graficados los valores de las tablas 5.1-5.6 y en las figuras 5.14 y 5.15 se observan las obtenidas (para las mismas condiciones) con el algoritmo de análisis de Fourier de ventana de ciclo completo. F es el punto de falla y se graficaron los valores hasta la intersección con la zona de protección.

En las figuras 5.16 y 5.17 se observa de manera más clara algunos comportamientos de la resistencia y la reactancia aparentes de posfalla más allá del disparo de los relevadores. En estas figuras se aprecia que el algoritmo de ecuación diferencial de diferencia central finita posee mejor comportamiento que el algoritmo de análisis de Fourier de ciclo completo.

Las tablas 5.7-5.10 dan, en forma resumida, todas las operaciones de los relevadores de fase y tierra para los dos algoritmos, para diferentes condiciones del sistema, para tres índices de muestreo y para tres diferentes órdenes del filtro digital.

Finalmente, en la tabla 5.11 se muestran sólo algunos resultados teóricos de las distancias a las fallas y sus respectivos porcentajes de error.

Debe hacerse la aclaración de que en las fallas 3ϕ , se seleccionó sólo el relevador más rápido de los de fase y el más rápido de los de tierra y de estos últimos dos, el más rápido enviará la señal de disparo (Si en una falla 3ϕ dos o tres relevadores de fase o tierra operan al mismo tiempo, se seleccionará el relevador de menor porcentaje de error para la localización de la falla).

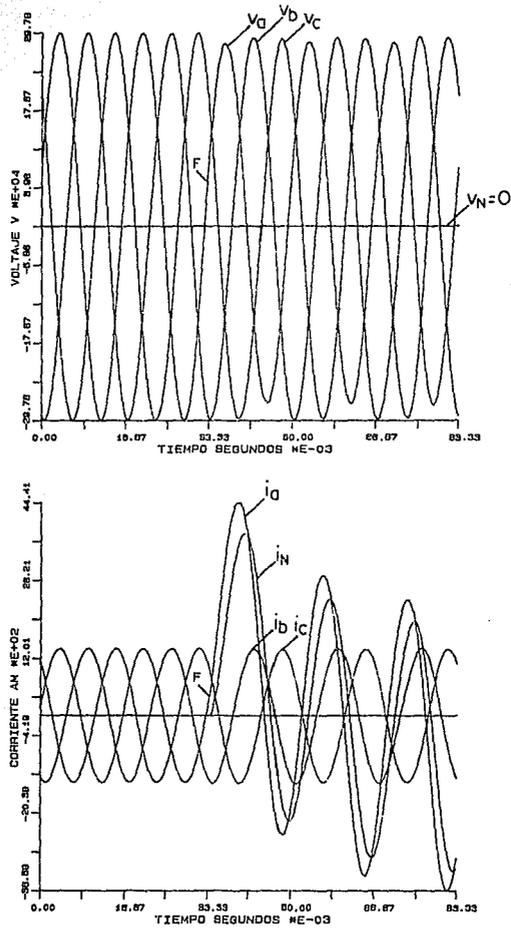


FIG. 5.7 Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falta A-G a 161 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW de Carga con $FP=1$.

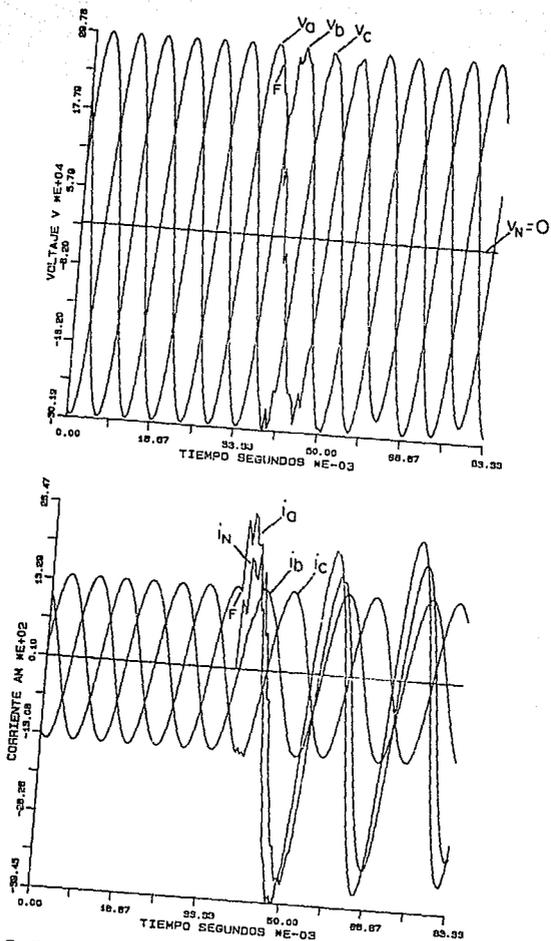


FIG. 5.8 Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla A-G a 161 km del Reléador. 90° de Incidencia y 600 MW de Carga con $FP=1$.

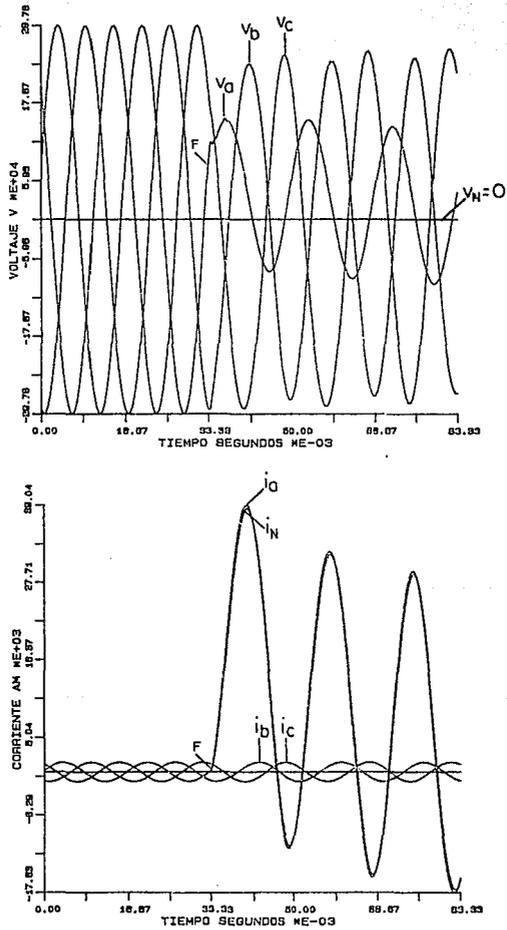


FIG. 5.9 Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una FaltA A-G a 8 km del Relevador, 0° de Incidencia y 600 MW de carga con $FP=1$.

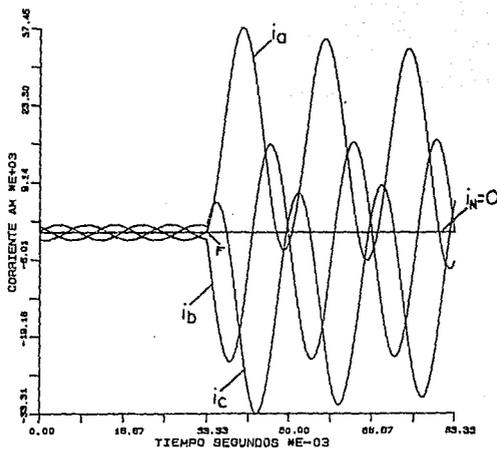
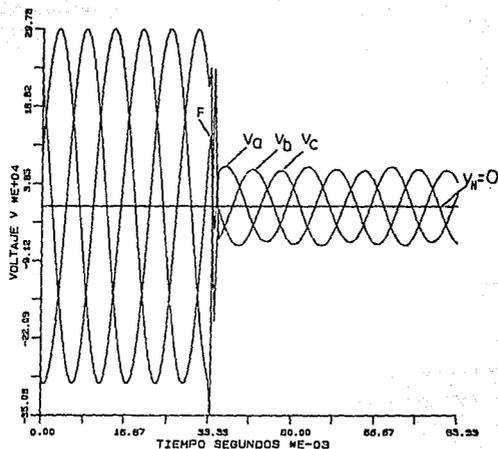


FIG. 5.10 Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla 3-F a 8 km del Relevador, 0° de incidencia y 600 MW de carga con $FP=1$.

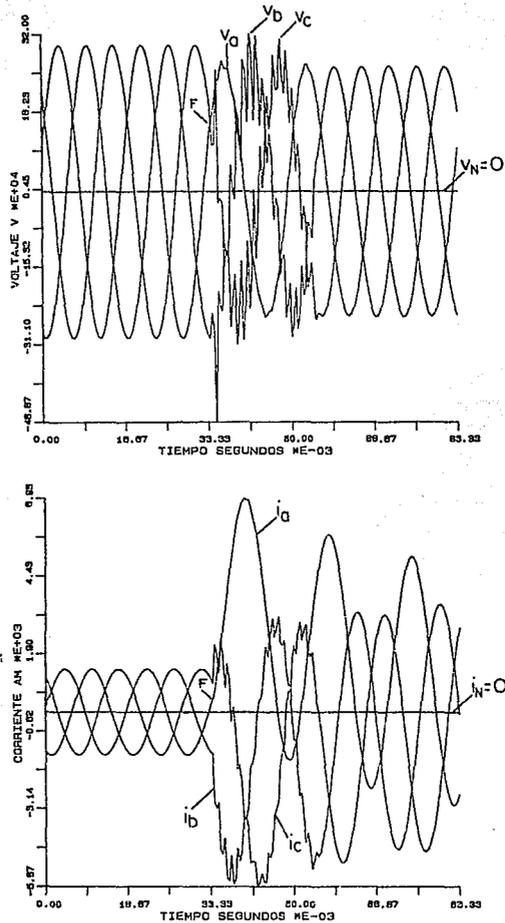


FIG. 5. II Voltajes y Corrientes del Sistema en Estudio para una Falla 3-F a 161 km del Relevar, 0° de Incidencia y 600 MW de Carga con FP=1.

TABLA 5.1

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL,
 FILTRO DIGITAL DE ORDEN N=2 Y 10 MUESTRAS/CICLO. FALLA A 161 KM

RELEVADORES DE TIERRA (A,B,C)

DIS REL	Z K	A-TIERRA		B-TIERRA		C-TIERRA	
		R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)
	0	209.332	38.067	209.332	38.066	209.332	38.067
	1	209.219	38.741	209.180	37.930	209.519	37.994
	2	208.867	37.947	209.539	37.957	209.310	38.327
	3	169.484	16.651	224.390	27.744	209.668	70.172
	4	07.602	31.889	233.786	-25.952	492.440	674.809
	5	16.052	84.609	180.054	-75.304	-298.145	-538.267
	6	13.824	07.404	118.726	-71.800	-274.571	-250.496
	7	15.150	63.605	89.337	-49.647	1579.420	-4088.698
	8	15.102	61.853	78.249	-28.954	-33.093	-580.638
	9	14.912	61.436	78.379	-13.240	-55.133	-494.390
	10	13.810	60.558	84.778	-1.238	-52.852	-440.020
A	II 11	10.446	60.250	94.418	4.442	-28.929	-377.512
	12	7.229	02.496	103.449	3.448	6.574	-341.450
	13	8.374	66.233	109.059	-2.242	51.048	-329.440
	14	8.166	09.645	109.801	-8.653	95.981	-348.723
	15	11.938	71.211	107.393	-13.092	118.764	-398.915
	16	15.853	70.073	104.725	-14.258	103.376	-458.919
	17	18.045	07.204	103.086	-13.983	68.018	-484.772
	18	18.222	63.733	103.717	-14.022	27.317	-485.080
	19	16.398	60.838	103.789	-15.533	-3.154	-480.159
	20	13.451	59.763	102.452	-17.611	-8.436	-428.195
	21	10.602	60.699	99.431	-18.680	6.599	-405.798
	22	8.816	63.055	95.680	-17.406	24.408	-401.564
	23	8.481	68.054	92.930	-13.641	36.634	-408.961
	24	9.704	68.907	92.498	-8.115	42.197	-414.544
	25	12.371	70.787	95.285	-2.500	43.196	-419.746
	26	16.029	70.726	101.360	1.048	42.245	-423.977
	27	19.145	67.968	109.411	0.049	40.989	-425.665
	28	19.603	63.523	115.890	-6.813	41.106	-425.607

Nota:

Falla A-C entre las muestras 0 y 1.
 Falla a 161 km del relevador.
 0 grados de incidencia de la falla.
 600 MW de carga y FP=1.

TABLA 5.2

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL,
 FILTRO DIGITAL DE ORDEN N=2 Y 20 MUESTRAS/CICLO. FALLA A 161 KM

RELEVADORES DE TIERRA (A,B,C)

DIS REL	Z K	A-TIERRA		B-TIERRA		C-TIERRA	
		R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)
	0	209.332	36.204	209.332	36.203	209.332	36.204
	1	208.012	34.810	209.680	36.114	209.229	36.564
	2	191.945	26.257	212.704	34.197	209.300	40.864
	3	147.141	19.594	223.550	20.269	221.044	78.204
	4	84.827	29.302	230.008	-0.707	329.707	274.571
	5	35.229	48.871	220.408	-37.238	-2244.950	-3401.399
	6	15.972	00.588	193.077	-61.154	-320.600	-553.682
	7	14.710	01.063	159.056	-71.220	-259.833	-410.444
	8	14.911	01.424	128.850	-69.403	-256.334	-321.413
	9	14.982	01.301	107.817	-61.707	-303.448	-167.490
	10	15.204	00.693	93.982	-52.002	-741.736	713.017
	11	15.200	00.713	85.428	-42.097	203.029	-1049.455
	12	15.195	00.521	80.501	-32.476	9.434	-648.223
	13	15.035	59.832	78.426	-23.820	-28.947	-547.225
	14	14.763	59.235	78.460	-15.740	-42.408	-494.624
	15	14.201	58.536	80.171	-9.028	-48.352	-444.911
	16	13.501	57.097	83.141	-3.663	-47.535	-419.778
	17	12.529	57.801	87.270	0.563	-43.166	-397.961
A	II 18	11.102	57.409	91.824	3.132	-31.931	-369.604
	19	9.730	57.794	98.576	4.160	-20.185	-351.593
	20	8.409	58.671	101.150	3.684	-5.396	-337.208
	21	7.411	60.090	104.955	1.930	15.438	-325.107
	22	7.006	61.807	107.749	-0.772	37.593	-319.435
	23	7.297	63.722	109.313	-3.899	00.348	-320.740
	24	8.205	65.380	109.719	-7.053	82.548	-330.038
	25	9.649	66.599	109.185	-9.728	101.889	-348.402
	26	11.413	67.289	108.055	-11.018	112.274	-370.390
	27	13.121	67.370	106.647	-12.842	114.057	-393.623
	28	14.872	66.886	105.327	-13.390	106.657	-410.864

Nota:

Falla A-C entre las muestras 0 y 1.
 Falla a 161 km del relevador.
 0 grados de incidencia de la falla.
 600 MW de carga y FP=1.

TABLA 5.3

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL,
 FILTRO DIGITAL DE ORDEN N=2 Y 40 MUESTRAS/CICLO. FALLA A 161 KM

RELEVADORES DE TIERRA (A,B,C)

DIS REL	Z K	A-TIERRA		B-TIERRA		C-TIERRA	
		R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)
	0	209.329	35.757	209.333	35.756	209.332	35.700
	1	198.518	33.625	210.055	34.180	210.107	37.908
	2	145.176	32.852	214.576	27.530	218.054	52.647
	3	87.718	40.022	220.130	10.090	267.304	124.267
	4	55.733	47.894	221.040	-3.034	375.285	259.578
A	II	5	7.068	218.150	-16.555	-1339.766	-1685.369
	6	-7.943	71.734	208.240	-33.218	-195.459	-357.057
	7	24.001	54.730	186.978	-52.432	-343.980	-564.832
	8	19.890	57.574	174.836	-59.207	-350.761	-578.335
	9	3.544	70.406	163.659	-62.656	-254.680	-359.379
	10	17.295	57.649	138.094	-65.632	-286.489	-522.892
	11	19.863	54.774	129.858	-65.511	-285.719	-500.859
	12	9.681	68.649	130.508	-65.034	-320.315	-202.997
	13	13.982	01.880	114.010	-60.096	-347.220	-130.289
	14	17.576	54.467	101.033	-53.734	-394.410	-41.769
	15	13.993	03.950	98.841	-52.274	-568.849	292.442
	16	14.087	03.610	91.439	-45.894	774.820	-1884.125
	17	15.630	55.089	85.552	-39.367	-127.848	-409.962
	18	15.253	60.226	85.382	-39.121	128.745	-884.073
	19	15.371	64.739	83.838	-36.172	523.300	-1664.786
	20	14.430	57.036	80.683	-28.012	16.158	-616.796
	21	14.564	57.092	79.770	-24.408	-27.589	-513.681
	22	16.327	02.623	79.389	-21.372	-5.972	-674.731
	23	14.095	57.942	79.367	-15.995	-55.071	-404.173
	24	13.044	56.266	79.685	-13.641	-58.965	-388.014
	25	16.273	60.239	80.167	-11.735	-40.763	-545.309
	26	14.462	58.484	81.817	-7.626	-43.077	-501.165
	27	11.464	56.230	83.515	-4.588	-41.428	-404.754
	28	14.374	57.857	84.767	-2.922	-43.041	-428.856
	29	14.005	57.713	87.027	-0.641	-38.382	-388.977
	30	9.857	56.742	88.853	0.746	-19.170	-329.199

Nota:

Falla A-C entre las muestras 0 y 1.
 Falla a 161 km del relevador.
 0 grados de incidencia de la falla.
 600 MW de carga y FP=1.

TABLA 6.4

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL,
 FILTRO DIGITAL DE ORDEN N=2 Y 10 MUESTRAS/CICLO. FALLA A 8 KM

RELEVADORES DE TIERRA (A,B,C)

DIS REL	Z K	A-TIERRA		B-TIERRA		C-TIERRA	
		R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)
	0	209.332	38.067	209.332	38.066	209.332	38.067
	1	206.708	53.822	200.423	35.449	213.027	36.636
	2	201.161	33.475	215.661	36.112	140.736	166.404
	3	70.093	-8.273	253.976	-42.327	208.345	-85.424
A	I 4	0.228	4.983	90.461	-59.402	-284.458	207.962
	5	-0.256	5.205	28.937	-33.789	-34.129	33.670
	6	0.972	3.857	13.349	-18.906	-16.865	13.057
	7	1.146	3.438	9.313	-10.850	-12.826	3.514
	8	1.166	3.136	8.553	-4.918	-12.209	-3.082
	9	1.088	2.853	9.691	0.207	-13.519	-8.731
	10	0.838	2.520	12.932	5.003	-17.032	-14.118
	11	0.277	2.223	19.479	8.885	-24.564	-19.114
	12	-0.721	2.324	30.434	8.437	-39.284	-19.922
	13	-1.356	3.404	38.920	-2.380	-52.483	-5.664
	14	-0.533	4.357	32.243	-14.586	-40.548	9.806
	15	0.425	4.357	21.174	-16.351	-25.716	9.790
	16	0.940	4.024	14.524	-13.026	-18.474	5.190
	17	1.157	3.655	11.513	-8.797	-15.548	0.490
	18	1.198	3.309	10.734	-4.706	-14.890	-3.769
	19	1.101	2.992	11.618	-0.957	-15.858	-7.642
	20	0.858	2.729	14.160	2.174	-18.544	-11.000
	21	0.451	2.608	18.521	3.813	-23.381	-12.982
	22	-0.033	2.808	23.908	2.143	-29.815	-11.269
	23	-0.231	3.372	26.815	-3.679	-33.307	-4.280
	24	0.075	3.861	24.256	-9.615	-29.672	2.542
	25	0.536	3.962	19.154	-11.522	-23.507	4.103
	26	0.869	3.808	15.072	-10.186	-19.114	2.230
	27	1.039	3.565	12.825	-7.520	-16.883	-0.747
	28	1.075	3.309	12.166	-4.546	-16.302	-3.883

Nota:

Falla A-G entre las muestras 0 y 1.
 Falla a 8 km del relevador.
 0 grados de incidencia de la falla.
 600 NW de carga y FP=1.

TABLA 5.5

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL,
FILTRO DIGITAL DE ORDEN N=2 Y 20 MUESTRAS/CICLO. FALLA A 8 KM

RELEVADORES DE TIERRA (A,B,C)

DIS REL	Z K	A-TIERRA		B-TIERRA		C-TIERRA	
		R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)
	0	209.332	36.204	209.332	36.203	209.332	36.204
	1	189.290	13.979	233.523	30.114	165.994	189.915
	2	114.890	-8.488	293.809	-15.786	223.072	-86.893
	3	36.340	-3.789	242.280	-59.473	244.376	-93.789
A	I 4	2.114	4.404	140.880	-95.559	610.900	-334.385
	5	-2.645	0.336	74.858	-51.095	-165.153	120.892
	6	-1.085	5.452	37.766	-35.986	-46.750	40.983
	7	0.373	4.208	22.128	-26.075	-26.284	23.330
	8	0.868	3.756	15.454	-19.970	-19.128	15.155
	9	1.028	3.509	11.982	-15.465	-15.465	9.454
	10	1.111	3.319	10.050	-11.791	-13.542	5.120
	11	1.151	3.158	9.054	-8.683	-12.605	1.613
	12	1.159	3.049	8.086	-5.972	-12.295	-1.494
	13	1.146	2.928	8.790	-3.453	-12.481	-4.302
	14	1.108	2.795	9.349	-1.057	-13.115	-6.939
	15	1.035	2.650	10.371	1.258	-14.231	-9.488
	16	0.915	2.496	11.947	3.495	-15.937	-12.000
	17	0.733	2.343	14.220	5.800	-18.439	-14.473
	18	0.466	2.206	17.387	7.409	-22.061	-16.790
	19	0.092	2.124	21.634	8.561	-27.230	-18.591
	20	-0.384	2.166	26.937	8.393	-34.281	-19.020
	21	-0.882	2.425	32.600	6.009	-42.544	-16.555
	22	-1.196	2.929	36.814	0.942	-49.114	-9.896
	23	-1.126	3.523	37.410	-5.691	-49.561	-0.697
	24	-0.719	3.962	34.055	-11.416	-43.548	6.525
	25	-0.205	4.150	28.675	-14.598	-35.374	9.582
	26	0.249	4.147	23.338	-15.369	-28.345	9.498
	27	0.595	4.041	19.005	-14.610	-23.253	7.937
	28	0.840	3.888	15.810	-13.076	-19.802	5.835
	29	1.005	3.721	13.587	-11.218	-17.542	3.618
	30	1.110	3.551	12.126	-9.262	-16.125	1.447

Nota:

Falla A-C entre las muestras 0 y 1.
Falla a 8 km del relevador.
0 grados de incidencia de la falla.
600 MW de carga y FP=1.

TABLA 5.6

RESULTADOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL,
 FILTRO DIGITAL DE ORDEN N=2 Y 40 MUESTRAS/CICLO. FALLA A 8 KM

RELEVADORES DE TIERRA (A,B,C)

DIS REL	Z K	A-TIERRA		B-TIERRA		C-TIERRA		
		R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	R(OHMS)	X(OHMS)	
	0	209.332	35.758	209.332	35.758	209.332	35.758	
	1	144.133	13.098	232.298	15.777	194.837	-38.775	
	2	53.076	4.253	246.081	-15.181	105.048	-34.528	
A	I	3	2.592	7.291	228.852	-36.882	200.019	-51.077
	4	-13.243	9.707	189.115	-48.386	254.243	-83.368	
	5	-14.715	10.043	140.809	-50.438	570.981	-239.821	
	6	-7.972	8.015	85.575	-44.780	-211.490	121.204	
	7	-3.862	6.334	52.395	-37.405	-67.548	48.769	
	8	-1.181	5.108	37.397	-32.323	-45.808	35.949	
	9	-0.042	4.414	28.917	-28.450	-35.200	28.843	
	10	0.421	4.075	23.591	-25.362	-28.671	23.650	
	11	0.638	3.886	19.772	-22.642	-24.034	19.362	
	12	0.797	3.721	16.775	-20.065	-20.616	15.688	
	13	0.908	3.588	14.610	-17.835	-18.237	12.703	
	14	0.958	3.511	12.906	-15.733	-16.382	9.936	
	15	1.080	3.284	11.519	-13.071	-15.167	7.830	
	16	1.105	3.241	10.839	-12.070	-14.217	6.792	
	17	1.121	3.196	9.972	-10.547	-13.528	3.930	
	18	1.134	3.149	9.495	-9.120	-13.052	2.227	
	19	1.142	3.100	9.175	-7.768	-12.749	0.648	
	20	1.146	3.047	8.991	-6.477	-12.592	-0.833	
	21	1.145	2.992	8.929	-5.234	-12.583	-2.236	
	22	1.139	2.934	8.980	-4.032	-12.652	-3.580	
	23	1.127	2.873	9.141	-2.861	-12.851	-4.876	
	24	1.108	2.809	9.410	-1.717	-13.181	-6.136	
	25	1.082	2.743	9.791	-0.590	-13.588	-7.369	
	26	1.046	2.673	10.290	0.504	-14.131	-8.580	
	27	0.999	2.603	10.916	1.582	-14.810	-9.775	
	28	0.941	2.531	11.682	2.635	-15.640	-10.957	
	29	0.870	2.459	12.603	3.655	-16.644	-12.123	
	30	0.782	2.386	13.698	4.629	-17.849	-13.264	

Nota:

Falla A-G entre las muestras 0 y 1.
 Falla a 8 km del relevador.
 0 grados de incidencia de la falla.
 600 MW de carga y FP=1.

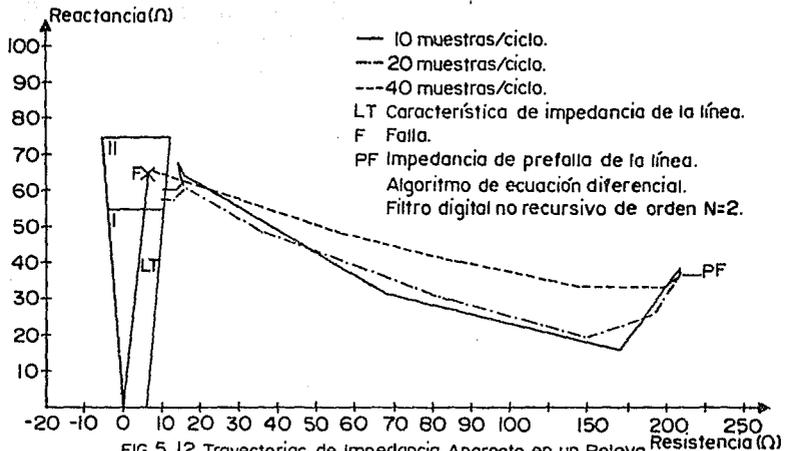


FIG. 5.12 Trayectorias de Impedancia Aparente en un Relevador de Tierra para una Falla A-G a 161 km del Relevador, 0° de Angulo de Incidencia de la Falla y 600MW.

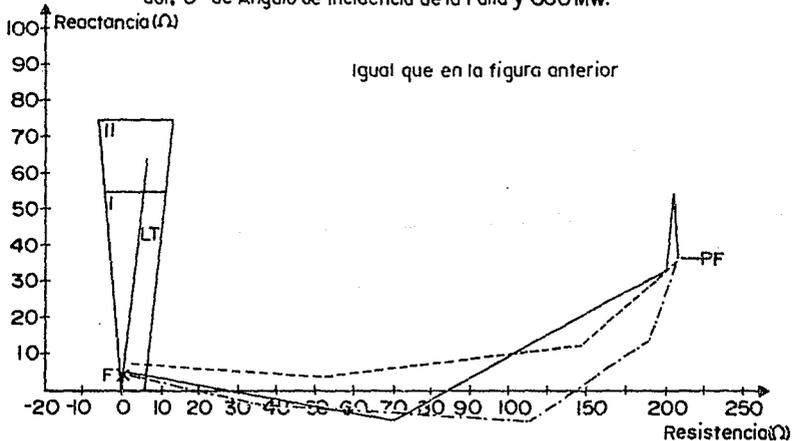
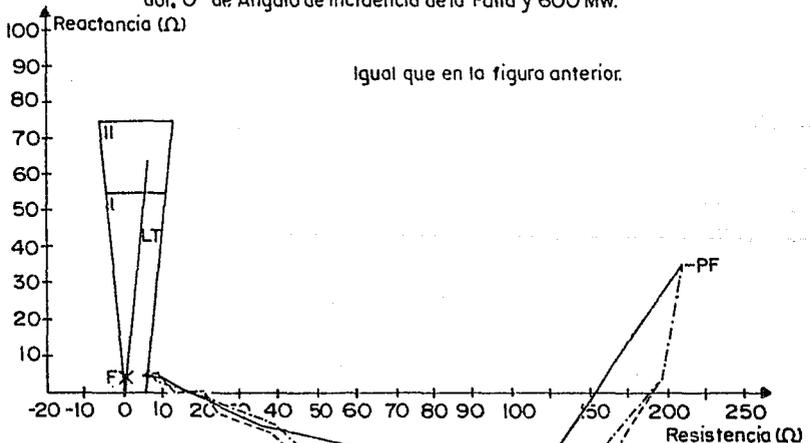
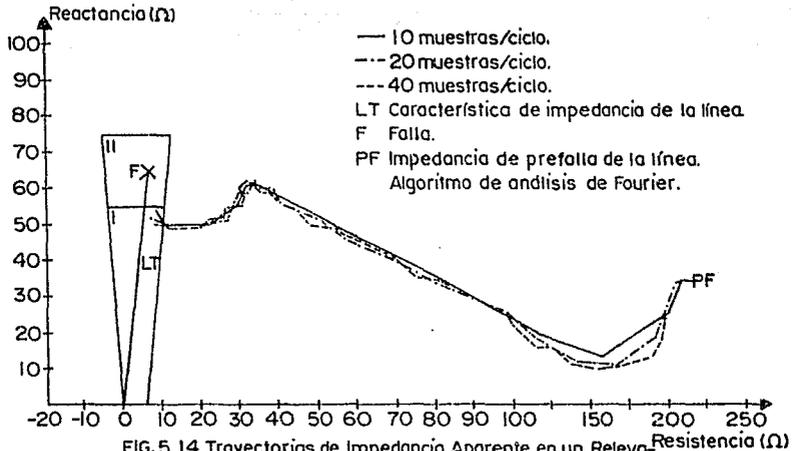


FIG. 5.13 Trayectorias de Impedancia Aparente en un Relevador de Tierra para una Falla A-G a 8 km del Relevador, 0° de Angulo de Incidencia de la Falla y 600 MW.



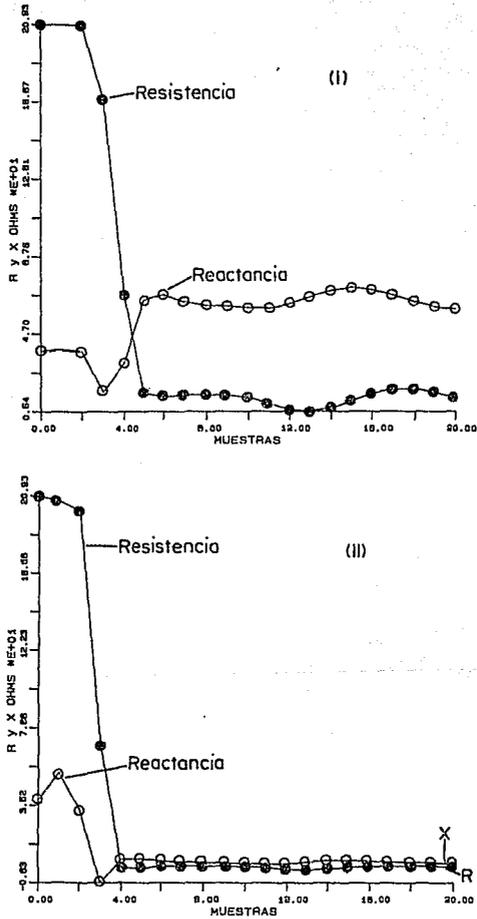


FIG. 5.16 Comportamiento del Algoritmo de Ecuación Diferencial para una Falla A-G a (I) 161 y (II) 8 km, θ de incidencia 600 MW de carga, FP=1, Filtro N=2 y 10 Muestras/Ciclo.

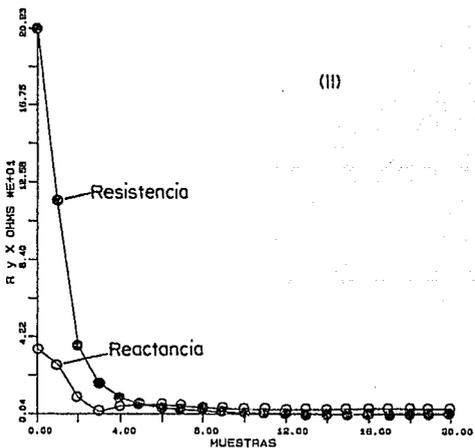
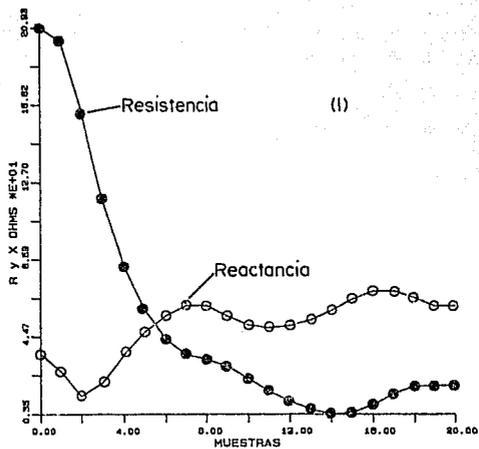


FIG. 5.17 Comportamiento del Algoritmo de Análisis de Fourier para una Falla A-G a (I) 161 y (II) 8 km, 0° de Incidencia, 600MW de Carga, FP=1 y 10 Muestras/Ciclo.

TABLA 5.7											
RESUMEN DE OPERACIONES DE LOS RELEVADORES DIGITALES											
ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL Y FILTRO DIGITAL DE ORDEN N = 2											
Tipo de Falla	Carga	Dist. a la Falla	Ang. de la Falla	Muestras/Ciclo							
				10		20		40			
				R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra		
A-G	600 MW	161 km	0°	ND	A-468°II	ND	A-360°II	ND	A- 63°II		
			90°	ND	A-396°II	ND	A-270°II	ND	A-171° I		
3φ			0°	AB-288°II BC-324° I CA-288°II	A-252°II B-468° I C-288°II	AB-198°II BC-198°II CA-198°II	A-144°II B-198°II C-198°II	AB- 99°II BC-126° I CA-180°II	A- 63°II B-126° I C-180°II		
			90°	AB-432° I BC-288°II CA-756°II	A-756°II B-432°II C-360°II	AB-108°II BC-144°II CA-198°II	A-198°II B-198°II C-198°II	AB-180°II BC- 63°II CA-126° I	A-126° I B-180°II C- 99°II		
A-G			100 MW	8 km	0°	ND	A-504°II	ND	A-378°II	ND	A- 63°II
					90°	ND	A-396°II	ND	A-270°II	ND	A-135° I
3φ	0°	AB-288°II BC-504°II CA-288°II			A-252°II B-648°II C-324° I	AB-198°II BC-252°II CA-198°II	A-144°II B-108°II C-252°II	AB- 99°II BC-126° I CA-207°II	A- 60°II B-153°II C-180°II		
	90°	AB-432° I BC-288°II CA-756°II			A-756°II B-432° I C-360°II	AB-252°II BC-144°II CA-198°II	A-252°II B-198°II C-198°II	AB-180°II BC- 60°II CA-153°II	A-117° I B-207°II C- 99°II		
A-G	600 MW	8 km			0°	ND	A-216° I	ND	A-108° I	ND	A- 45° I
					90°	ND	A-252° I	ND	A-144° I	CA- 72° I	A- 81° I
3φ			0°	AB-288° I BC-324° I CA-252° I	A-252° I B-324° I C-210°II	AB-180° I BC-108° I CA-198° I	A-108° I B-180° I C-108° I	AB-117° I BC-117° I CA- 81° I	A-108° I B-117° I C-117° I		
			90°	AB-252° I BC-252° I CA-288° I	A-324° I B-324° I C-252° I	AB-198° I BC-108° I CA-180° I	A-198° I B-198° I C-180° I	AB-117° I BC-108° I CA-117° I	A-117° I B- 81° I C-117° I		
A-G			100 MW	8 km	0°	ND	A-252° I	ND	A-126° I	ND	A- 90° I
					90°	ND	A-288° I	CA-126° I	A-144° I	ND	A- 90° I
3φ	0°	AB-288° I BC-324° I CA-324° I			A-252° I B-288° I C-324° I	AB-144° I BC-180° I CA-198° I	A-144° I B-180° I C-198° I	AB-117° I BC-117° I CA-117° I	A- 90° I B-117° I C-117° I		
	90°	AB-324° I BC-288° I CA-288° I			A-288° I B-342° I C-252° I	AB-198° I BC-144° I CA-180° I	A-180° I B-198° I C-144° I	AB-117° I BC- 90° I CA-117° I	A-117° I B-117° I C-117° I		

Nota:

- ND significa que no hay señal de disparo.
- A-468°II significa que el relevador de la fase A genera una señal de disparo en la zona II 468° después de detectada la falla.
- No hay retraso intencional de segunda zona, pero se incluye el retraso debido al filtro digital.

TABLA 5.8

RESUMEN DE OPERACIONES DE LOS RELEVADORES DIGITALES
ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL Y FILTRO DIGITAL DE ORDEN N = 4

Tipo de Falla	Carga	Dist. a la Falla	Ang. de la Falla	Muestras/Ciclo					
				10		20		40	
				R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra
A-G	600 MW	161 km	0°	ND	A-300°II	ND	A-432°II	ND	A-117°II
			90°	ND	A-270°II	ND	A-342°II	ND	A-180° I
3φ	0°		AB-360°II BC-390° I CA-360°II	A-390°II B-612° I C-432°II	AB-270°II BC-324°II CA-270°II	A-316°II B-270°II C-288°II	AB-153°II BC-180° I CA-180°II	A-117°II B-153°II C-180°II	
	90°		AB-570° I BC-432°II CA-864°II	A-760°II B-612°II C-504°II	AB-268°II BC-216°II CA-262°II	A-324°II B-270°II C-270°II	AB-180°II BC-117°II CA-153°II	A-180° I B-180°II C-153°II	
A-G	100 MW		0°	ND	A-048°II	ND	A-450°II	ND	A-360°II
			90°	ND	A-540°II	ND	A-342°II	ND	A-216° I
3φ	100 MW	0°	AB-432°II BC-468° I CA-432°II	A-390°II B-792°II C-432°II	AB-270°II BC-324°II CA-288°II	A-216°II B-288°II C-324°II	AB-153°II BC-180° I CA-180°II	A-117°II B-153°II C-180°II	
		90°	AB-570° I BC-432°II CA-864°II	A-600°II B-570° I C-504°II	AB-324°II BC-216°II CA-288°II	A-324°II B-288°II C-270°II	AB-180° I BC-117°II CA-153°II	A-180° I B-180°II C-153°II	
A-G	600 MW	8 km	0°	ND	A-360° I	ND	A-180° I	ND	A-126° I
			90°	CA-324°II	A-390° I	ND	A-210° I	AB-108° I	A-120° I
3φ	0°		AB-432° I BC-468° I CA-390° I	A-432° I B-408° I C-360°II	AB-252° I BC-270° I CA-210° I	A-288° I B-216° I C-180° I	AB-162° I BC-171° I CA-126° I	A-90° I B-162° I C-171° I	
	90°		AB-390° I BC-390° I CA-432° I	A-468° I B-468° I C-390° I	AB-270° I BC-180° I CA-252° I	A-270° I BC-180° I C-252° I	AB-171° I BC-90° I CA-162° I	A-171° I B-120° I C-162° I	
A-G	100 MW		0°	ND	A-356° I	ND	A-108° I	ND	A-117° I
			90°	CA-324°II	A-432° I	CA-108° I	A-210° I	CA-117° I	A-126° I
3φ	100 MW	0°	AB-432° I BC-468° I CA-468° I	A-390° I B-432° I C-468° I	AB-210° I BC-270° I CA-270° I	A-210° I B-252° I C-270° I	AB-135° I BC-162° I CA-171° I	A-117° I B-162° I C-171° I	
		90°	AB-468° I BC-432° I CA-432° I	A-432° I B-468° I C-390° I	AB-270° I BC-216° I CA-252° I	A-270° I B-270° I C-216° I	AB-171° I BC-117° I CA-162° I	A-162° I B-171° I C-135° I	

Nota:

- ND significa que no hay señal de disparo.
- A-300°II significan que el relevador de la fase A genera una señal de disparo en la zona II 300° después de detectada la falla.
- No hay retraso intencional de segunda zona, pero se incluye el retraso debido al filtro digital.

TABLA 5.9									
RESUMEN DE OPERACIONES DE LOS RELEVADORES DIGITALES									
ALGORITMO DE ECUACION DIFERENCIAL Y FILTRO DIGITAL DE ORDEN N = 8									
Tipo de Falla	Carga	Dist. a la Falla	Ang. de la Falla	Muestras/Ciclo					
				10		20		40	
				R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra
A-G	600 MW	101 km	0°	ND	A-684°II	ND	A-288°II	ND	A-306°II
			90°	ND	A-828°II	ND	A-486°II	ND	A-324°II
3φ	600 MW	101 km	0°	AB- 084°II BC- 766° I CA- 720°II	A- 720°II B- 766° I C- 720°II	AB- 414°II BC- 460°II CA- 414°II	A- 360°II B- 432°II C- 432°II	AB- 225°II BC- 279°II CA- 252°II	A- 180°II B- 262°II C- 279°II
			90°	AB- 804° I BC- 720°II CA-1152°II	A-1188°II B- 864°II C- 792°II	AB- 432°II BC- 360°II CA- 414°II	A- 460°II B- 414°II C- 414°II	AB- 279°II BC- 180°II CA- 252°II	A- 379°II B- 252°II C- 225°II
A-G	100 MW	101 km	0°	ND	A- 830°II	ND	A- 594°II	ND	A- 432°II
			90°	ND	A- 828°II	ND	A- 486°II	ND	A- 342°II
3φ	100 MW	101 km	0°	AB- 720°II BC- 766° I CA- 720°II	A- 684°II B-1080°II C- 766° I	AB- 414°II BC- 468°II CA- 432°II	A- 360°II B- 432°II C- 460°II	AB- 252°II BC- 279°II CA- 252°II	A- 198°II B- 262°II C- 279°II
			90°	AB- 804° I BC- 720°II CA-1188°II	A-1188°II B- 864° I C- 792°II	AB- 460°II BC- 360°II CA- 432°II	A- 468°II B- 432°II C- 414°II	AB- 279°II BC- 198°II CA- 252°II	A- 279°II B- 198°II C- 252°II
A-G	600 MW	8 km	0°	ND	A- 648° I	ND	A- 324° I	ND	A- 162° I
			90°	CA- 612°II	A- 648° I	ND	A- 360° I	CA- 180° I	A- 198° I
3φ	600 MW	8 km	0°	AB- 720° I BC- 766° I CA- 684° I	A- 684° I B- 720° I C- 648°II	AB- 396° I BC- 414° I CA- 360° I	A- 324° I B- 396° I C- 414° I	AB- 126° I BC- 198° I CA- 252° I	A- 162° I B- 243° I C- 262° I
			90°	AB- 684° I BC- 684° I CA- 720° I	A- 760° I B- 760° I C- 648° I	AB- 414° I BC- 334° I CA- 366° I	A- 414° I B- 300° I C- 396° I	AB- 201° I BC- 162° I CA- 243° I	A- 252° I B- 198° I C- 120° I
A-G	100 MW	8 km	0°	ND	A- 684° I	ND	A- 342° I	ND	A- 189° I
			90°	ND	A- 720° I	CA- 342° I	A- 360° I	CA- 189° I	A- 198° I
3φ	100 MW	8 km	0°	AB- 720° I BC- 766° I CA- 766° I	A- 684° I B- 720° I C- 750° I	AB- 360° I BC- 396° I CA- 414° I	A- 360° I B- 396° I C- 414° I	AB- 243° I BC- 207° I CA- 198° I	A- 189° I B- 243° I C- 201° I
			90°	AB- 766° I BC- 720° I CA- 720° I	A- 720° I B- 766° I C- 684° I	AB- 414° I BC- 360° I CA- 390° I	A- 414° I B- 414° I C- 360° I	AB- 201° I BC- 189° I CA- 243° I	A- 243° I B- 198° I C- 207° I

Nota:

- ND significa que no hay señal de disparo.
- A-684°II significa que el relevador de la fase A genera una señal de disparo en la zona II 684° después de detectada la falla.
- No hay retraso intencional de segunda zona, pero se incluye el retraso debido al filtro digital.

TABLA 5.10									
RESUMEN DE OPERACIONES DE LOS RELEVADORES DIGITALES									
ANÁLISIS DE FOURIER CON VENTANA DE UN CICLO									
Tipo de Falla	Carga	Dist. n la Falla	Ang. de la Falla	Muestras/Ciclo					
				10		20		40	
				R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra	R Fase	R Tierra
A-G	600 MW	161 km	0°	ND	A-408° I	ND	A-450° I	ND	A-432° I
			90°	ND	A-540° II	ND	A-378° II	ND	A-351° II
3φ	600 MW	161 km	0°	AB-306° II BC-432° II CA-468° II	A-432° II B-306° II C-504° II	AB-306° II BC-306° II CA-468° II	A-432° II B-378° II C-486° II	AB-387° II BC-387° II CA-450° II	A-423° II B-306° II C-477° II
			90°	AB-504° II BC-468° II CA-306° II	A-306° II B-504° II C-432° II	AB-486° II BC-432° II CA-378° II	A-398° II B-418° II C-396° II	AB-477° II BC-423° II CA-360° II	A-387° II B-450° II C-387° II
A-G	100 MW	161 km	0°	ND	A-408° I	ND	A-468° I	ND	A-450° I
			90°	ND	A-570° II	ND	A-540° II	ND	A-523° II
3φ	100 MW	161 km	0°	AB-432° II BC-432° II CA-504° II	A-468° II B-306° II C-504° II	AB-414° II BC-414° II CA-486° II	A-450° II B-396° II C-414° II	AB-405° II BC-387° II CA-408° II	A-441° II B-378° II C-495° II
			90°	AB-432° II BC-468° II CA-432° II	A-306° II B-504° II C-432° II	AB-414° II BC-450° II CA-306° II	A-414° II B-486° II C-414° II	AB-405° II BC-441° II CA-378° II	A-387° II B-468° II C-405° II
A-G	600 MW	8 km	0°	ND	A-252° I	ND	A-234° I	AB-225° I	A-234° I
			90°	AB-252° II	A-324° I	AB-114° II	A-234° I	AB-153° II	A-234° I
3φ	600 MW	8 km	0°	AB-216° I BC-216° I CA-288° I	A-252° I B-216° I C-324° I	AB-210° I BC-162° I CA-270° I	A-252° I B-198° I C-306° I	AB-210° I BC-153° I CA-270° I	A-243° I B-189° I C-306° I
			90°	AB-324° I BC-252° I CA-216° I	A-180° I B-288° I C-252° I	AB-306° I BC-252° I CA-108° I	A-102° I B-270° I C-216° I	AB-210° I BC-243° I CA-180° I	A-153° I B-270° I C-216° I
A-G	100 MW	8 km	0°	ND	A-252° I	ND	A-252° I	ND	A-252° I
			90°	ND	A-252° I	ND	A-180° I	ND	A-171° I
3φ	100 MW	8 km	0°	AB-252° I BC-180° I CA-288° I	A-252° I B-216° I C-324° I	AB-234° I BC-180° I CA-288° I	A-252° I B-216° I C-324° I	AB-234° I BC-180° I CA-288° I	A-252° I B-207° I C-225° I
			90°	AB-360° I BC-288° I CA-252° I	A-216° I B-324° I C-252° I	AB-324° I BC-252° I CA-216° I	A-180° I B-288° I C-234° I	AB-225° I BC-252° I CA-207° I	A-180° I B-288° I C-234° I

Nota:

- ND significa que no hay señal de disparo.
- A-468° II significa que el relevador de la fase A genera una señal de disparo en la zona I 468° después de detectada la falla.
- No hay retraso intencional de segunda zona.

TABLA 5.11							
DISTANCIA A LA FALLA CALCULADA Y SU PORCIENTO DE ERROR (20 MUESTRAS/CICLO)							
Tipo de Falla	Carga	Dist. a la Falla	Ang. de la Falla	Algoritmos			
				Ecuación Diferencial ^{&}		Análisis de Fourier	
				Relés de Fase	Relés de Tierra	Relés de Fase	Relés de Tierra
A-G	600 MW	161 km	0°		$L_f = 148.020$ $\%e = -7.909$		$L_f = 132.347^+$ $\%e = -17.740$
			90°		$L_f = 144.354$ $\%e = -10.283$		$L_f = 148.038$ $\%e = -7.021$
0°	$L_f = 167.811$ $\%e = -1.020$		$L_f = 161.348^*$ $\%e = 0.277$	$L_f = 165.220$ $\%e = 2.691$	$L_f = 170.590^*$ $\%e = 6.020$		
90°	$L_f = 161.344^*$ $\%e = 0.278$		$L_f = 167.811$ $\%e = -1.020$	$L_f = 170.590^*$ $\%e = 6.028$	$L_f = 150.010$ $\%e = -3.030$		
A-G	100 MW	0°		$L_f = 161.054$ $\%e = -5.560$		$L_f = 135.711^+$ $\%e = -15.002$	
		90°		$L_f = 142.330$ $\%e = -11.541$		$L_f = 167.968$ $\%e = -1.822$	
3φ	100 MW	0°	$L_f = 163.702$ $\%e = -4.430$	$L_f = 168.412^*$ $\%e = -1.540$	$L_f = 161.000$ $\%e = 0.435$	$L_f = 165.955^*$ $\%e = 3.142$	
		90°	$L_f = 168.414^*$ $\%e = -1.645$	$L_f = 163.701$ $\%e = -4.437$	$L_f = 165.955^*$ $\%e = 0.435$	$L_f = 161.000$ $\%e = 0.435$	
A-G	600 MW	8 km	0°		$L_f = 12.402$ $\%e = 55.277$		$L_f = 14.560$ $\%e = 81.050$
			90°		$L_f = 21.400$ $\%e = 160.801$	$L_f = 186.005^{*+}$ $\%e = 2230.017$	$L_f = 21.017$ $\%e = 101.243$
0°	$L_f = 4.243$ $\%e = -47.200$		$L_f = 7.852^*$ $\%e = -2.390$	$L_f = 70.503^*$ $\%e = 851.084$	$L_f = 20.203$ $\%e = 202.990$		
90°	$L_f = 7.854^*$ $\%e = -2.374$		$L_f = 4.243$ $\%e = -47.260$	$L_f = 29.203$ $\%e = 262.008$	$L_f = 70.503^*$ $\%e = 851.084$		
A-G	100 MW	0°		$L_f = 12.032$ $\%e = 00.740$		$L_f = 13.081$ $\%e = 70.056$	
		90°	$L_f = 80.252^{*+}$ $\%e = 972.120$	$L_f = 21.108$ $\%e = 102.374$		$L_f = 40.502$ $\%e = 404.502$	
3φ	100 MW	0°	$L_f = 5.718^{\#}$ $\%e = -28.925$	$L_f = 7.502^{\#}$ $\%e = -0.004$	$L_f = 40.160$ $\%e = 511.003$	$L_f = 21.080^*$ $\%e = 102.101$	
		90°	$L_f = 7.502^{\#}$ $\%e = -0.004$	$L_f = 5.718^{\#}$ $\%e = -28.925$	$L_f = 21.080$ $\%e = 102.101$	$L_f = 40.160^*$ $\%e = 511.003$	

Nota:

• Disparó antes el relevador de fase/tierra que el de tierra/fase.

& Con filtro digital de orden $N = 2$

+ Falsa operación del relevador (ver tablas 5.7 y 5.10).

Operan al mismo tiempo los relevadores de fase y tierra. Los espacios en blanco indican que no hubo disparo.

Debe recordarse que los criterios de evaluación de los algoritmos son la velocidad de operación de los relevadores y la exactitud en la localización de la falla. A continuación se dan las observaciones al analizar los resultados:

Velocidad de operación de los algoritmos, tablas (5.7-5.10)

- Al aumentar el índice de muestreo de las señales, aumentó la velocidad de operación de los relevadores de ambos algoritmos.
- Al aumentar el orden del filtro digital, disminuyó la velocidad de operación de los relevadores del algoritmo de ecuación diferencial de diferencia central finita.
- La magnitud de la carga casi no influyó en la velocidad de operación de los relevadores para ambos algoritmos y para cualquier localización de la falla.
- Los relevadores tendieron a operar con mayor velocidad para fallas cercanas que para fallas lejanas.
- Hubo aproximadamente un 7.5 por ciento de falsas operaciones de todas las simulaciones realizadas; siendo el algoritmo de análisis de Fourier el que presentó el menor número de éstas.
- El algoritmo de ecuación diferencial resultó más rápido que el de análisis de Fourier.

Exactitud en la localización de la falla

Se hace notar que para calcular la distancia a la falla se tomó el valor de la primera muestra de impedancia que intersectó la zona de operación de la línea. A continuación se hacen algunas observaciones con respecto a este criterio de evaluación:

- Al aumentar el índice de muestreo aumentó el porcentaje de error.
- Prácticamente, el orden del filtro no afectó el porcentaje de error.
- Para fallas lejanas, el porcentaje de error con carga máxima fue similar que con carga mínima para ambos algoritmos.
- Para fallas cercanas, el porcentaje de error con carga máxima fue diferente que con carga mínima para ambos algoritmos.
- Los excesivos porcentajes de error se debieron a las falsas operaciones de los relevadores tanto de fase como de tierra.
- En la mayoría de los casos, la resistencia fue la que presentó mayor porcentaje de error.

Una observación muy importante que se hizo en las corridas del programa fue la siguiente:

Para el algoritmo de ecuación diferencial: (i) para fallas lejanas y cualquier índice de muestreo, la distancia a la falla es casi exacta un ciclo después de la incidencia de la falla y (ii) para fallas cercanas e índice de muestreo grande (40 Muestras/Ciclo), la distancia es casi exacta aproximadamente $3/4$ de ciclo después de la incidencia de la falla.

Para el algoritmo de analisis de Fourier: (i) para fallas lejanas y cualquier índice de muestreo, la localización es casi exacta $5/4$ de ciclo después de la incidencia de la falla y (ii) para fallas cercanas e índice de muestreo grande (40 Muestras/Ciclo), es casi exacta aproximadamente $3/4$ de ciclo después de la incidencia de la falla.

Llegándose a la conclusión de que todos los algoritmos de protección son casi exactos aproximadamente de 1 a $1\ 1/2$ ciclos después de la incidencia de la falla.

Los resultados obtenidos concuerdan con los registrados en la literatura técnica.

Capítulo 6

CONCLUSION

6.1 Conclusiones

Abordar un tema como es la protección digital reviste una gran importancia por las ventajas y beneficios que tiene sobre la protección convencional. Actualmente, los relevadores microprocesados son de menor costo, más flexibles y de mayor confiabilidad. Las funciones de los microprocesadores no sólo son de protección, sino también de medición, comunicación y control, haciendo que la protección digital sea una herramienta casi inteligente para la protección coordinada de las redes eléctricas.

La utilización de la técnica digital para el control y la supervisión de la operación de protecciones a partir de la información de tiempo real permite aplicar técnicas adaptivas o predictivas empleando incluso sistemas expertos.

El desarrollo de algoritmos para relevadores digitales es una tarea de actualidad, ya que éstos deben utilizar con eficiencia la capacidad de cómputo disponible para el procesamiento de grandes cantidades de información y a la vez poseer una gran velocidad y exactitud para la detección y liberación de fallas.

En el presente estudio se lograron evaluar algoritmos de cálculo de impedancia para protección de distancia de líneas de transmisión, comprobándose que el tratamiento de datos y el algoritmo de protección juegan un factor muy importante en la velocidad y exactitud de cálculo de un relevador digital. Esta afirmación implica que los algoritmos estudiados hayan tenido características de operación diferentes.

A partir de los resultados obtenidos con los dos algoritmos seleccionados, de

ecuación diferencial y de análisis de Fourier, es factible señalar que los algoritmos de ventana de datos grande tienden a reaccionar más lentamente que los de ventana más corta, pero implicando que los algoritmos de ventana grande sean relativamente más exactos.

A continuación se presenta la discusión que resume los resultados obtenidos del estudio:

- Si aumenta el índice de muestreo de las señales se eleva la velocidad del relevador de ecuación diferencial. El índice de muestreo no influyó en la velocidad del algoritmo de análisis de Fourier.
- Si aumenta el orden del filtro disminuye la velocidad del relevador de ecuación diferencial.
- La magnitud de la carga no influyó considerablemente en la velocidad de los dos algoritmos.
- Los algoritmos funcionaron con mayor velocidad para fallas cercanas.
- El algoritmo que presentó el menor número de falsas operaciones fue el de análisis de Fourier.
- El orden del filtro prácticamente no afectó la exactitud en la localización de la falla del algoritmo de ecuación diferencial.
- Para fallas cercanas la exactitud en la localización de la falla resultó ser diferente para las cargas máxima y mínima.
- La imprecisión en la localización de la falla de los dos algoritmos aumentó para fallas cercanas.
- El algoritmo de ecuación diferencial resultó más rápido que el algoritmo de análisis de Fourier.
- El algoritmo de análisis de Fourier resultó más preciso para fallas lejanas; en cambio, el algoritmo de ecuación diferencial fue más preciso para fallas cercanas.
- Ambos algoritmos resultaron casi exactos aproximadamente de 1 a 1 1/2 ciclos después de la incidencia de la falla, lo que comprueba la alta velocidad y exactitud en comparación con los relevadores convencionales.
- En general, el algoritmo que presentó mejor comportamiento y mayor facilidad de programación fue el de ecuación diferencial.

6.2 Recomendaciones

En base al análisis hecho a los resultados y tomando en cuenta las conclusiones anteriores, se llegaron a dar las siguientes recomendaciones:

- Debido a las ventajas técnicas y económicas que brinda la protección digital sobre la protección convencional, se recomienda darle una mayor importancia en nuestro país.
- Para emplear el algoritmo de ecuación diferencial se recomienda un filtro digital trapezoidal de orden $N=2$. Un orden bajo implica un reducido tiempo de cálculo del filtro y un retraso de tiempo pequeño ocasionado por el filtrado. Para ambos algoritmos se recomienda un índice de muestreo de 20 muestras/ciclo. Esto con el propósito de tener una representación exacta de las señales y no perder información importante. Con estos parámetros los dos algoritmos presentaron buena velocidad y exactitud.
- De los dos algoritmos evaluados se recomienda el de ecuación diferencial, ya que tuvo en general, mejor respuesta.

6.3 Trabajos Futuros

Debido al corto tiempo y espacio para un estudio completo, se proponen los siguientes trabajos adicionales:

- Emplear el o los algoritmos a un caso real de una línea de transmisión del sistema de potencia mexicano.
- Evaluar los algoritmos para las fallas bifásica aislada y bifásica a tierra.
- Emplear otro tipo de filtro digital (se propone el filtro recursivo).
- Modificar la forma de la zona de operación de los relevadores digitales para obtener mayor velocidad y exactitud en la localización de la falla.
- Emplear en el algoritmo de ecuación diferencial la compensación modificada para el cálculo de R_L y X_L en los relevadores de tierra.

Bibliografía

- [1] Rockefeller, G. D., (1969, April). "Fault Protection with a Digital Computer", *IEEE Power Apparatus and Systems*, Vol. 88, pp. 438-464.
- [2] Altuve, H. J. y Bravo, M., (1990, Julio 22-27). "Estado Actual y Tendencias de Desarrollo en la Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Parte I: Estudios por Simulación Digital del Sistema y su Protección", *IEEE Sección México, Tercera Reunión de Verano de Potencia*, Acapulco 90, Tomo I, pp. 7-12.
- [3] Altuve, H. J., González, E., Lorenzo, J. V. y Martínez, F., (1990, Julio 22-27). "Estado Actual y Tendencias de Desarrollo en la Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Parte II: Sistemas y Relevadores de Protección", *IEEE Sección México, Tercera Reunión de Verano de Potencia*, Acapulco 90, Tomo I, pp. 13-19.
- [4] Mantey, P. E., (1969). "Computer Requirements for Events Recording Digital Relaying and Substation Monitoring", *IEEE 6th PICA Conf. Proc.*, pp. 262-272.
- [5] Mann, B. J., and Morrison, I. F., (1971, January). "Digital Calculations of Impedance for Transmission Line Protection", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 90, No. 1, pp. 270-279.

- [6] Gilcrist, G. B., Rockefeller, G. D. and Udren, E. A., (1972, May). "High-Speed Distance Relaying Using a Digital Computer. Part I-System Description", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, No. 3, pp 1235-1244.
- [7] Rockefeller, G. D. and Udren, E. A. (1972). "High-Speed Distance Relaying Using a Digital Computer. Part II-Test Result", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, pp. 1244-1252.
- [8] Carr, J. and Jackson, R. V., (1975, July/August). "Frequency-Domain Analysis Applied to Digital Transmission Line", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 94, No. 4, pp. 1157-1166.
- [9] Horton, W., (1975). "The Use of Walsh Functions for High-Speed Digital Relaying", *IEEE Summer Meeting*, Paper No. A75 528-7.
- [10] Gilbert, J. G., and Shovlin, R. J., (1975, May/June). "High-Speed Transmission Line Fault Impedance Calculation Using a Dedicated Minicomputer", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 94, No. 3, pp. 872-883.
- [11] Ramamoorthy, M., (1972). "Application of Digital Computers to Power System Protection", *J. Inst. Eng. (India)*, 52, pp. 235-238.
- [12] Phadke, A. G., Hlibka, T. and Ibrahim, M., (1976). "A Digital Computer System for EHV Substations: Analysis and Field Tests", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-95, pp. 291-301.
- [13] Thorp, J. S., Phadke, A. G., Horowitz, S. H. and Beehler, J. E., (1979). "Limits to Impedance Relaying", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, pp. 246-260.
- [14] Luckett, R. G., Munday, P. J. and Murray, B. E., (1975, March). "A Substation Based Computer for Control and Protection", *IEE Conference Publication 125, Developments in Power System Protection*, London, England.
- [15] Sachdev, M. S. and Baribeau, M. A., (1979, November/December). "A New Algorithm for Digital Impedance Relays", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2232-2240.
- [16] Brooks Jr, A. V., (1977). "Distance Relaying Using Least-Squares Estimates of Voltage, Current and Impedance", *Proc. IEEE PICA Conf. No. 77CH 1131-2-PWR*, pp. 394-402.
- [17] Ranjbar, A. M. and Cory, B. J., (1975, March/April). "An Improved Method for Digital Protection of High Voltage Transmission Lines", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 94, No. 2, pp. 544-550.

- [18] McLaren, P. G. and Redfern, M. A., (1975, March). "Signal Processing Techniques for Power System Protection Applications", *IEE Conference Publication 125*, London, England.
- [19] Miki, Y., (1969, June). "Transient Response of Transistorized High-Speed Mho Relays", *Electrical Engineering in Japan*, Vol. 89, No. 6, pp. 20-27.
- [20] Davall, P. W. and Au-Yeung, G., (1980, January/February). "A Software Design for a Computer Based Impedance Relay for Transmission Line Protection", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 1, pp. 235-245.
- [21] Girgis, A. A. and Brown, R. G., (1981, July). "Application of Kalman Filtering in Computer Relaying", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 7, pp. 3387-3397.
- [22] Girgis, A. A., (1982). "A New Kalman Based Digital Distance Relay", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, pp. 3471-3480.
- [23] Girgis, A. A. and Brown, R. G., (1985). "Adaptive Kalman Filtering in Computer Relaying: Fault Classification Using Voltage Models", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, pp. 1168-1177.
- [24] McInnes, A. D. and Morrison, I. F., (1970). "Real Time Calculation of Resistance and Reactance for Transmission Line Protection by Digital Computer", *EE Trans. Inst. Engr. Aust.*, EE7, pp. 16-23.
- [25] Smolinski, W. J., (1979). "An Algorithm for Digital Impedance Calculation Using a Single pi Section", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, pp. 1546-1551.
- [26] Smolinski, W. J., (1979). "Digital Distance Protection of Transmission Line", *Electr. Power Syst. Rcs.*, 2, pp. 261-267.
- [27] Walker, L. N., (1974, September). "Distance Protection of Power Transmission Line by Digital Impedance Techniques", *Research in Electric Transmission and Distribution*, pp. 122-150.
- [28] Takagi, T., (1979, February). "Digital Differential Relaying System for Transmission Line Primary Protection Using Travelling Wave Theory-Its Theory and Field Experience", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, A79096-9.
- [29] Dommel, H. W. and Michels, J. M., (1978, January 29-February 3). "High-Speed Relaying Using Travelling Wave Transient Analysis", *Winter Power Meeting*, New York, Paper No. A78 pp. 214-219.

- [30] Vitins, M., (1978, September/October). "A Correlation Method for Transmission Line Protection", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, No. 5, pp. 1607-1617.
- [31] Chamia, M. and Liberman, S., (1978, November/December). "Ultra High-Speed Relay for EHV/UHV Transmission Lines", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 96, No. 6, pp. 2104-2116.
- [32] Engler, F., (1985). "Transient Signals and Their Processing in a Ultra High-Speed Directional Relay for EHV/UHV Transmission Line Protection", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104(6), pp. 1463-1473.
- [33] Crossley, P. A. and McLaren, P. G., (1983, September). "Distance Protection Based on Travelling Waves", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 9, pp. 2971-2978.
- [34] Takagi, T, Yamakoshi, Y., Yamaura, M., Kindow, R. and Matsushima, T., (1982, August). "Development of a New Type Fault Locator Using One Terminal Voltage and Current Data", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 8, pp. 2892-2898.
- [35] Wiszniewski, A., (1983, November). "Accurate Fault Impedance Locating Algorithm", *Proc. IEE*, Vol. 130, Part C, No. 6, pp. 311-314.
- [36] Eriksson, L., Saha, M. and Rockefeller, G. D., (1985). "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance on the Fault Resistance Resulting from Remoted-end Infeed", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, pp. 424-436.
- [37] Cook, V., (1986, September). "Fundamental Aspects of Fault Location Algorithm Used in Distance Protection", *Proc. IEE*, Vol. 133, Part C, No. 6, pp. 359-368.
- [38] Hope, G. S., Dash, P. K. and Malik, O.P., (1977, March/April). "Digital Differential Protection of a Generating Unit-Scheme and Real-Time Test Results", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. 96, pp. 502-512.
- [39] Sykes, J. A. and Morrison, I. F., (1972). "A Proposed Method for Harmonic-Restraint Differential Protection for Transformers", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, pp. 1260-1272.
- [40] Malik, O. P., Dash, P. K. and Hope, G. S., (1976, January). "Digital Protection of a Power Transformer", *Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, USA, Paper A76 191-7.

- [41] Schweiter, E. O., Larson, R. R. and Fleshing, A. J., (1977, July). "An Efficient Inrush Current Detection Algorithm for Digital Computer Relaying Protection of Transformers", *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Mexico, Paper A77 510-1.
- [42] Degens, A. J., (1982, July). "Microprocessor Implemented Digital Filters for Inrush Current Detection", *Int. J. Electr. Power and Energy System*, Vol. 4, No. 3, pp. 196-205.
- [43] Thorp, J. S. and Phanke, A. G., (1982, February). "A Microprocessor Based Three-Phase Transformer Differential Relay", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, pp. 426-432.
- [44] Rahman, M. A. and Dash, P. K., (1982, March). "Fast Algorithm for Digital Protection of Power Transformer", *Proc. IEE*, Vol. 129, Part C, pp. 79-85.
- [45] Fakruddin, D. B., Parthasarathy, K., Jenkins, L. and Hogg, B. W., (1984, July). "Application of Haar Functions for Transmission Line and Transformer Differential Protection", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 6, No. 3, pp. 169-180.
- [46] Phadke, A. G., (1975). "A Digital Computer System for EHV Substation: Analysis and Field Tests", Paper No. F75 543-9 Presented at the *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, San Francisco, Cal.
- [47] Girgis, A. A. and Ham, F., (1980, July). "A Quantitative Study of Pitfalls in the FFT", *IEEE Trans. on Aero and Electronic Systems*, Vol. AES-16, No. 4, pp. 434-439.
- [48] Schmidt, W. J., (1980, November). "Microprocessors Find Niche in Relaying", *Electrical World, Power Delivery*, pp. 94-95.
- [49] Kothari, G. G., Parthasarathy, K., Ashok, B. S. and Khincha, H. P., (1974). "Computer-Aided Analysis of High-Speed Protective Relaying", *IEE Proceedings*, Vol. 121, No. 7 pp. 687-694.
- [50] Humpage, W. D., Wong, K. P., Al-Dabbagh, M. H. and Mukhtar, E. S., (1974). "Dynamic Simulation of High-Speed Protection", *IEE Proceedings*, Vol. 121, No. 6, pp. 474-480.
- [51] Deliannides, J. S. and Udren, E. A., (1985, April). "From Concepts to Reality the Implementation of an Integrated Protection and Control Systems", *Developments in Power Systems Protection*, *IEE Conference Publication No. 249*, London

- [52] Rockefeller, G. D., Wagner, C. L., Linders, J. R., Hicks, K. L. and Rizy, D. T., (1987, July). "Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved Performance", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, San Francisco, Paper No. 87 SM 632-3.
- [53] Thorp, J. S., Horowitz, S. H. and Phadke, A. G., (1988). "The Application of an Adaptive Technology to Power System Protection and Control", *International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE)*, Session Paper No. 34-15.
- [54] Matsuoka, S. et al. (1982). "The Protective Relaying System for Preventing Power Failure Extension in Bulk Power Systems", *CIGRE*, Session Paper No. 34-03.
- [55] Takahash, M. et al. (1988). "Development of Protective Failure Extension Protection Systems for Electric Power Systems Using Dynamics State On-Line Data", *CIGRE*, Session Paper No. 34-06.
- [56] Fukul, C. and Kawakami, J., (1986, October). "An Expert System for Fault Section Estimating Using Information from Protective Relays and Circuit Breakers", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. PWRD-1, No. 4, pp. 83-90.
- [57] Mason, C. R., (1984). *El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores*, Ed. CECSA.
- [58] Gross, C. A., (1979). *Power System Analysis*, Ed. John Wiley & Sons.
- [59] "The Art of Protective Relaying", (1964). *The General Electric Co.* Switchgear Department, Philadelphia, Pa.
- [60] "Microprocessor Relays and Protection Systems", (1977). *IEEE Power Engineering Society*, Tutorial Course.
- [61] "Proceedings: Transmission and Distribution Automation Systems", (1990, March). *Proceedings ERM, EPRI, EL-6762 Research Project 1359-16*.
- [62] "Criteria for the Evaluation of Digital Impedance Methods of Transmission Line Protection", (1985, January). *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 1, pp. 126-135.
- [63] Breingan, W. D., Chen, M. M. and Gallen, T. F., (1979, March/April). "The Laboratory Investigation of a Digital System for the Protective of Transmission Line", *IEEE Trans. Power Apparatus and System*, Vol. PAS-98, No. 2, pp. 350-368.

- [64] Brigham, E. O., (1974). *The Fast Fourier Transform*, Ed. Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N. J.
- [65] Jeyasurya, B. and Smolinski, W. J., (1983, October). "Identification of a Best Algorithm for Digital Distance Protection of Transmission Lines", *IEEE Trans Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 10, pp. 3358-3369.
- [66] Slemmon, G. R., Robertson, D. T. and Ramamoorthy, M. (1968, June). "High-Speed Protection of Power Systems Based on Improved Power System Models", *CIGRE*, Paris, Paper 31-09.
- [67] Gilbert, J. G., Udren, E. A. and Sackin, M., (1978). *Power System Control and Protection: The Development and Selection of Algorithms for Relaying of Transmission Line by Digital Computer*, Ed. by Don Russell and Marion E. Council, Academic Press.
- [68] Smolinski, W. J., (1979). "An Accurate Digital Low-Pass Filter for Transmission Line Protection", *Electric Power Systems Research*, Vol. 2, pp. 253-259.
- [69] Smolinski, W. J., (1980). "Digital Distance Protection of Transmission Lines", *Electric Power Systems Research*, Vol. 2, pp. 261-267.
- [70] Al-Fuhard A. S. and Said M. M., (1986). "A Method for the Computation of Fault Transients in Transmission Line", *IEEE Summer Meeting*, Mexico City, Paper No. 86 SM418-8.
- [71] Hosono, T., (1981, November/December). "Numerical Inversion of Laplace-Transform and Some Application to Wave Optic", *Radio Science*, Vol. 16, pp. 1015-1019.
- [72] Deri, A., Semlyen, A. and Castanheira, A., (1981). "The Complex Ground Return Plane, a Simplified Model for Homogeneous Multi-Layer Earth Return", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, pp. 3685-3693.