

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



PROTECCION ADAPTIVA DE SOBRECORRIENTE

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA  
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA:

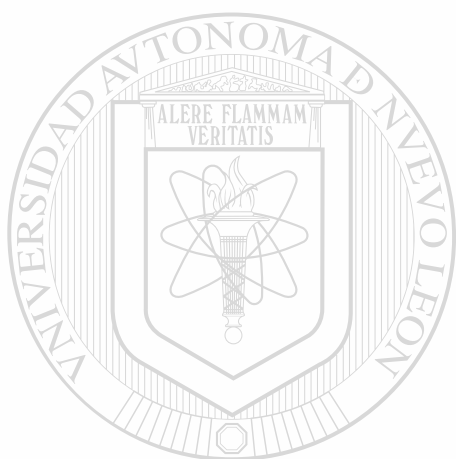
ARTURO CONDE ENRIQUEZ

MONTERREY, N. L.

ENERO, 1996

TM  
Z5853  
.M2  
FIME  
1996  
C6

PROTECCION ADAPTIWA A DEHECEN  
SOCIORRENTIF



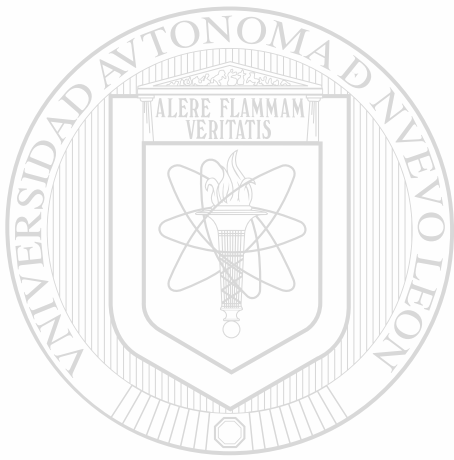
# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



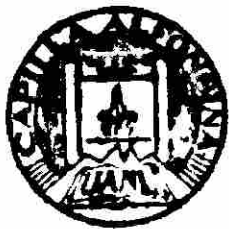
# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

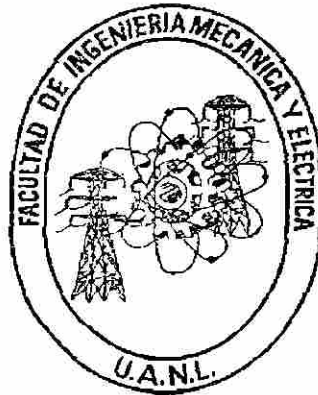


**FONDO TESIS**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA**

**SECCION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**



**PROTECCIÓN ADAPTIVA DE SOBRECORRIENTE**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**

**TESIS**

**DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS**  
**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE**  
**MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA**  
**CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

**PRESENTA**

**ARTURO CONDE ENRIQUEZ**

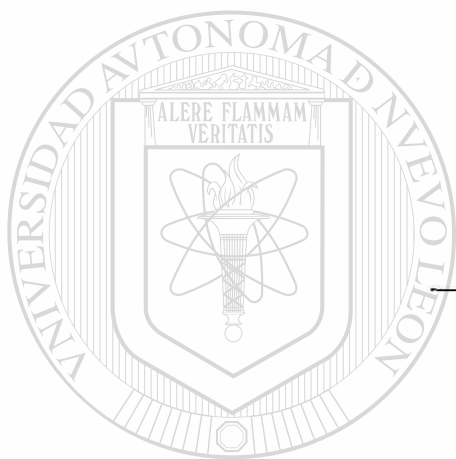
**MONTERREY, N. L.**

**ENERO, 1996.**

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON  
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA  
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis PROTECCIÓN ADAPTIVA DE SOBRECORRIENTE realizada por el Ing. Arturo Conde Enríquez sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.

El Comité de Tesis



Asesor  
Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer

Coasesor  
Dr. Florencio Aboytes García

Coasesor  
Dr. Edgar Sánchez Camperos

Voy. Bo.  
M.C. Marco A. Méndez Cavazos  
División de Estudios de Postgrado

Monterrey, N.L., Enero de 1996

## **DEDICATORIA**

### **A MI PADRE:**

*Carlos Enrique Conde Sotomayor*, por ser un ejemplo a seguir en todos los sentidos.

### **A MI MADRE:**

*Concepción Enriquez de Conde*, por enseñarme lo más importante de la vida.

### **A MIS HERMANOS:**

*Carlos, Rebeca y Javier*, por su apoyo y amistad.

A todas las personas que me han ofrecido su amistad y compañía a lo largo de mi vida.

## AGRADECIMIENTOS

- ◆ Al Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer, por su paciencia, comprensión y asesoría en la realización de este trabajo.
- ◆ Al Dr. Florencio Aboytes García y al Dr. Edgar Sánchez Camperos, por sus valiosos comentarios y aportaciones.
- ◆ A mis amigos y compañeros del *DIE*. En especial a Ismael, Daniel, Beto, Carlos, Juan Carlos, Manuel, Marcelino, Francis y a Ernesto.
- ◆ Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), por el préstamo otorgado para el financiamiento de mis estudios.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



## RESUMEN

### PROTECCION ADAPTIVA DE SOBRECORRIENTE

Publicación No. \_\_\_\_  
Arturo Conde Enriquez, M.C. en Ingeniería Eléctrica  
Universidad Autónoma de Nuevo León, 1996

Profesor Asesor: Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer

Las condiciones de operación de los sistemas eléctricos de potencia exigen esquemas de protección que cumplan adecuadamente con los requerimientos de confiabilidad, velocidad de operación, selectividad y sensibilidad. El carácter variable del régimen de operación hace difícil dar respuesta a estos requerimientos con protecciones convencionales, cuyos parámetros de ajuste son fijos. Esto ha impulsado el desarrollo de protecciones adaptivas, capaces de modificar sus parámetros de ajuste o sus características de operación en respuesta a los cambios del sistema de potencia. En los últimos años se han reportado trabajos en este sentido, lo que deja en evidencia la importancia creciente que va adquiriendo esta nueva alternativa de protección.

---

En la presente tesis se parte de un análisis de las funciones adaptivas de protección, control y supervisión que se han propuesto para redes de transmisión, subtransmisión y distribución, se estudian las limitaciones de las protecciones de sobrecorriente convencionales y se propone un nuevo tipo de protección adaptiva de sobrecorriente.

Se estudian las características de la protección de sobrecorriente desde el punto de vista de su principio de operación y de la metodología de cálculo de parámetros de ajuste, se establecen las principales limitaciones funcionales de este tipo de protección, y su posible solución mediante la incorporación de lógicas adaptivas al relevador de sobrecorriente.

En el trabajo se propone dotar al relevador de sobrecorriente con la capacidad de variar su corriente de arranque y su curva de tiempo de operación de acuerdo con el nivel de

corriente de carga, que indirectamente representa el estado de generación; con ello el relevador tiene mayor sensibilidad y menor tiempo de operación, sobre todo en condiciones de generación mínima. Se analizan y comparan los relevadores adaptivos y convencionales desde el punto de vista de su alcance y su tiempo de operación y se presentan las ventajas y desventajas del relevador adaptivo sobre el relevador convencional.

Se establece una nueva metodología para el cálculo de parámetros de ajuste del relevador adaptivo. En el caso particular de la metodología de coordinación, se comparan varias alternativas, evaluando sus efectos principales en la coordinación general de las protecciones de la red. Se presentan resultados de simulaciones efectuadas en computadora digital para cada una de estas alternativas.

En el trabajo se abordan también algunos aspectos del diseño del relevador adaptivo de sobrecorriente. Se evalúan comparativamente dos métodos para detectar la aparición de la falla y se recomienda el método del detector transitorio como el más adecuado para esta aplicación. Se propone una lógica de operación para la implementación de las funciones adaptivas en el relevador, y se presentan resultados de simulaciones de su funcionamiento.

La tesis incluye las conclusiones fundamentales derivadas de la investigación realizada y las recomendaciones aplicables a los trabajos de investigación futuros en esta área.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## INDICE

Agradecimientos.....	iv
Resumen.....	v
Indice de figuras.....	x
Indice de tablas.....	xiii

### Capítulo 1. INTRODUCCION

1.1 Introducción.....	1
1.2 Protección adaptiva.....	1
1.3 Reseña histórica.....	2
1.4 Definiciones.....	4
1.5 Objetivos del trabajo.....	4
1.6 Estructura de la tesis.....	6

### Capítulo 2. FUNCIONES ADAPTIVAS DE PROTECCION

2.1 Introducción.....	8
2.2 Modificación adaptativa de parámetros de ajuste de relevadores.....	8
2.2.1 Compensación del efecto de fuente intermedia.....	9
2.2.2 Compensación del efecto de la resistencia de falla.....	12
2.2.3 Compensación del efecto de acoplamiento magnético mutuo entre líneas adyacentes.....	14
2.2.4 Compensación del efecto de la carga de prefalla.....	16
2.2.5 Tolerancia al efecto de restablecimiento de carga fría.....	17
2.2.6 Otras posibilidades.....	18
2.3 Disparo secuencial instantáneo adaptivo.....	18
2.4 Respaldo de fallo de interruptor con tiempo variable.....	20
2.5 Respuesta adaptiva a relevadores con problemas.....	24
2.6 Modificación de la seguridad y la dependabilidad del esquema de protección como función del estado del sistema.....	25

2.7 Conclusiones del capítulo.....	27
------------------------------------	----

### **Capítulo 3. FUNCIONES ADAPTIVAS DE CONTROL Y SUPERVISION**

3.1 Introducción.....	29
3.2 Funciones adaptivas de control.....	29
3.2.1 Recierre automático adaptivo.....	29
3.2.2 Segregación automática de sistemas.....	31
3.2.3 Disparo adaptivo de carga.....	35
3.3 Funciones de supervisión.....	36
3.3.1 Supervisión adaptiva de la lógica interna.....	37
3.3.2 Comprobación automática de coordinación de protecciones.....	37
3.4 Conclusiones del capítulo.....	38

### **Capítulo 4. CONSIDERACIONES DE APLICACIÓN DE RELEVADORES ADAPTIVOS DE SOBRECORRIENTE**

4.1 Introducción.....	40
4.2 Limitaciones de la protección convencional de sobrecorriente.....	40
4.3 Posibles criterios adaptivos en la protección de sobrecorriente.....	43
4.4 Ventajas y desventajas de la protección adaptiva de sobrecorriente.....	45
4.5 Análisis del alcance.....	46
4.6 Análisis del tiempo de operación de la protección de tiempo inverso.....	48
4.7 Consideraciones sobre la ubicación de la protección adaptiva de sobrecorriente en la red radial.....	49
4.8 Conclusiones del capítulo.....	50

### **Capítulo 5. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE RELEVADORES ADAPTIVOS DE SOBRECORRIENTE**

5.1 Introducción.....	52
5.2 Cálculo de parámetros de ajuste de protecciones de sobrecorriente convencionales.....	52
5.3 Corriente de arranque del elemento de tiempo inverso de la protección adaptiva.....	55

5.4 Corriente de arranque del elemento instantáneo de la protección adaptiva.....	56
5.5 Coordinación de la protección adaptiva de sobrecorriente con las convencionales	58
5.6 Conclusiones del capítulo.....	68

**Capítulo 6. CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UN RELEVADOR ADAPTIVO DE SOBRECORRIENTE**

6.1 Introducción.....	70
6.2 Detección de la falla.....	71
6.2.1 Método de incremento de corriente.....	71
6.2.2 Detector transitorio.....	74
6.3 Estudio comparativo entre los detectores de falla de incremento de corriente y el detector transitorio.....	84
6.3.1 Comparación de sensibilidad.....	84
6.3.2 Comparación de inmunidad al ruido.....	84
6.4 Lógica de operación.....	86
6.5 Conclusiones del capítulo.....	88

**Capítulo 7. CONCLUSIONES**

7.1 Introducción.....	93
7.2 Conclusiones generales.....	93
7.2.1 Consideraciones de aplicación.....	94
7.2.2 Cálculo de parámetros de ajuste de relevadores adaptivos de sobrecorriente.....	95
7.2.3 Consideraciones de diseño.....	95
7.3 Recomendaciones para trabajos futuros.....	96
7.4 Aportaciones.....	97
Referencias.....	99
Apéndice A.....	103
Apéndice B.....	108
Apéndice C.....	111

## INDICE DE FIGURAS

No. de Figura	Descripción	Página
2.1.	Representación del aumento de impedancia aparente por el efecto de fuente intermedia.....	10
2.2.	Línea multiterminal.....	10
2.3.	Distribución de la corriente para una falla a través de alta resistencia ( $R_F$ ).....	13
2.4.	Acoplamiento magnético mutuo entre líneas adyacentes.....	15
2.5.	Comportamiento de las corrientes ante la apertura de un interruptor.....	20
2.6.	Diagrama lógico de una protección de respaldo de fallo de interruptor.....	22
2.7.	Carta de tiempo del esquema de fallo de interruptor.....	23
2.8.	Lógica de modificación adaptiva de la seguridad y la dependabilidad de un esquema de protección.....	27
3.1.	Valores típicos de voltaje después de energizar una fase en una línea de transmisión.....	33
4.1.	Protección de sobrecorriente de una red radial: a)esquema de la red; b) gráficas de corriente de cortocircuito en función de $l$ ; c)gráficas $T = f(l)$ .....	42
5.1.	Diagrama unifilar de una red radial.....	53
5.2.	Ejemplo de coordinación de protecciones convencionales de tiempo inverso.....	55
5.3.	Límites de la corriente de arranque del elemento instantáneo adaptivo.....	57
5.4.	Primera alternativa de coordinación de protecciones adaptivas y convencionales.....	59
5.5.	Ejemplo de coordinación de protecciones adaptivas y convencionales (primera alternativa).....	60
5.6.	Segunda alternativa de coordinación de protecciones adaptivas y convencionales.....	61
5.7.	Ejemplo de coordinación de protecciones adaptivas y convencionales (segunda alternativa).....	63
5.8.	Curvas $T=f(l)$ con separación $\Delta T$ para todo nivel de generación.....	63
5.9.	Modificación adaptiva de las curvas $T=f(l)$ para lograr una separación $\Delta T$ para todo nivel de generación.....	64

5.10. Ejemplo de coordinación entre una protección con corriente de arranque y curva de tiempo adaptivas y protecciones convencionales.....	66
5.11. Curvas $T-f(I_{cc})$ correspondiente al ejemplo de la Fig. 5.10.....	67
6.1 Salidas del algoritmo de incremento de corriente: a) falla sin componente aperiódica en una línea corta; b) falla con componente aperiódica en una línea corta; c) falla con componente aperiódica en una línea larga; d) falla con máxima componente aperiódica en una línea larga.....	73
6.2. Cruce de la ventana de datos por la discontinuidad que la falla provoca en la señal.....	76
6.3. Estimación de la señal de corriente ante una discontinuidad.....	77
6.4. Comportamiento del detector transitorio para una corriente de falla sin componente aperiódica: a) Modelo 1; b) Modelo 2; c) Modelo 3.....	79
6.5. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: componente fundamental).....	81
6.6. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial).....	81
6.7. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª armónica).....	81
6.8. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª y 3ª armónicas).....	81
6.9. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 3ª y 4ª armónicas).....	82
6.10. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª y 4ª armónicas).....	82
6.11. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª, 3ª, 4ª, y 5ª armónicas).....	82
6.12. Salidas del detector transitorio: a) falla sin componente aperiódica en una línea corta; b) falla con componente aperiódica en una línea corta; c) falla con componente aperiódica en una línea larga; d) falla con máxima componente aperiódica en una línea larga.....	83
6.13. Comparación de detectores de falla para $I_{cc}=10$ p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.....	85
6.14. Comparación de detectores de falla para $I_{cc}=5$ p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.....	85
6.15. Comparación de detectores de falla para $I_{cc}=2.5$ p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.....	85

6.16. Comparación de detectores de falla para $I_{cc} \approx 1.1$ p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.....	86
6.17. Liberación de falla por apertura de línea (a), energización (b) e inserción de falla (c).....	89
6.18. Autoextinción de falla (a), energización (b) y liberación (c).....	90
A.1. Red radial.....	104
A.2. Curvas $T=f(l)$ para el caso en que todos los relevadores son convencionales.....	105
A.3. Curvas $T=f(l)$ para el caso en que el relevador $n-1$ es adaptivo.....	107
C.1. Diagrama de bloques de la lógica de control para un relevador adaptivo de sobrecorriente.....	114



# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

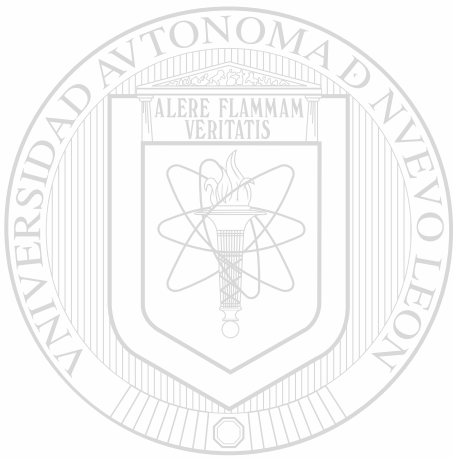


DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



## INDICE DE TABLAS

No. de Tabla	Descripción	Página
A.1.	Valores de corrientes de cortocircuito.....	104
A.2.	Valores de ajuste.....	104
A.3.	Valores de ajuste.....	106



# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

# INTRODUCCIÓN

## 1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta un panorama general de la protección adaptativa y se expone su desarrollo en forma cronológica. Se presentan las diferentes definiciones de protección adaptativa, y se describen los principales objetivos y la estructura de este trabajo.

## 1.2 PROTECCIÓN ADAPTIVA

La protección adaptativa es un concepto relativamente nuevo, que ha adquirido importancia en los últimos años debido a la necesidad de cumplir los requerimientos actuales de los sistemas eléctricos de potencia.

La función de adaptación de la protección a cambios del sistema de potencia no es novedosa, pues existe inherentemente en diversos dispositivos de protección, tales como: relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, los cuales adaptan su tiempo de operación a la magnitud de la corriente de falla; relevadores direccionales, que se adaptan a la dirección de la corriente de falla; relevadores diferenciales con retención por armónicas, que discriminan entre la corriente de energización y la de falla interna en el transformador. Sin embargo, estas son características permanentes de los relevadores, las cuales quedan incluidas en forma invariable dentro de la protección de la red.

La capacidad adaptiva de los sistemas electromecánicos y electrónicos analógicos es limitada, debido a sus restricciones de capacidad lógica y de memoria. La implementación de las técnicas adaptivas ha sido favorecida con el desarrollo de los sistemas de protección basados en microprocesadores. Diversos investigadores han trabajado en el desarrollo de relevadores digitales desde los años 60 [4]; una parte del trabajo realizado ha sido en el desarrollo de relevadores digitales que son funcionalmente equivalentes a los relevadores analógicos convencionales. Además, estos relevadores ofrecen nuevas posibilidades, particularmente para adaptarse al cambio en las condiciones de la red. La tecnología digital es inherentemente programable y tiene una elevada capacidad lógica y de memoria [1]. También los sistemas digitales tienen capacidad para el procesamiento y la transferencia de datos, la comunicación entre procesadores, y la elaboración de reportes de incidentes. Estas cualidades hacen al relevador digital mucho más acorde a los requerimientos exigidos por un sistema adaptivo de protección.

Las nuevas funciones propuestas exigen sistemas más eficientes de comunicación; así, las funciones adaptivas de protección que operen en las situaciones más apremiantes del sistema desde el punto de vista de su estabilidad, requerirán de una alta velocidad de comunicación de datos. Otra razón de la necesidad de un canal de comunicación eficiente consiste en que muchas de las funciones de protección consideradas requieren el uso de muestras instantáneas de señales de corriente y voltaje, que deben estar sincronizadas en tiempo. Una técnica para lograr tal sincronización, es distribuir un pulso de tiempo en todo el sistema de potencia; a este fin pueden utilizarse canales de fibra óptica, pero la alternativa más viable en la actualidad es utilizar señales de tiempo exacto provenientes de un sistema de satélites [30,31,32,33,34].

### 1.3 RESEÑA HISTÓRICA

La idea de modificar los ajustes de relevadores en correspondencia con el cambio de las condiciones del sistema, como una acción preventiva para mejorar la estabilidad de éste, fue propuesta por Dy Liacco [10] en 1967.

Un grupo de trabajo de IEEE [35] elaboró en 1978 un listado de ocho funciones de control y protección, y de funciones complementarias, que deben ser consideradas en la planeación y la selección de equipo de un centro de cómputo para el sistema eléctrico de potencia. Un grupo de trabajo de CIGRE [36] estableció en 1984 un conjunto de posibles áreas de aplicación de la protección adaptiva.

S.L. Nilsson, et. al. [37] propuso en 1984 añadir a un programa de cálculo de parámetros de ajuste de protecciones la opción de recalcularlos ante cambios debidos a actividades de mantenimiento o a influencias de las estaciones de año. S.H. Horowitz, et. al. [1] presentó en 1988 alternativas para usar técnicas digitales para adaptar la protección y el control del sistema de transmisión en tiempo real a cambios del sistema de potencia.

G.D. Rockefeller, et. al. [2] presentó en 1988 algunos conceptos de protección adaptiva que pueden implementarse en líneas de transmisión. A.K. Jampala, et. al. [4] estableció en 1989 criterios para la protección adaptiva de redes de transmisión, identificando los requerimientos de "hardware" y de comunicación de estos sistemas.

También se han desarrollado trabajos más específicos sobre protección adaptiva. J. Zaborszky, et. al. [5] presentó en 1987 un sistema de control por computadora para lograr una protección selectiva inherentemente adaptiva en un sistema de potencia durante fallas. X.G. Yin, et. al. [25] propuso en 1990 un esquema adaptivo de protección contra fallas a tierra para turbo-generadores basado en la tercera armónica de la señal de voltaje. Z. Zhizhe, et. al. [24] presentó en 1991 un conjunto de principios y métodos adaptivos para una protección digital de distancia. P.M. Anderson, et. al. [16] propuso en 1992 un método adaptivo para un esquema de corte de carga por baja frecuencia. Y.Q. Xia, et. al. [22] propuso en 1994 la introducción de ajustes adaptivos en un relevador de protección de distancia. A.G. Jongepier, et. al. [6] propuso en 1994 una protección adaptiva de distancia para una línea de doble circuito. A.P. Apostolov, et. al. [23] propuso en 1995 el recierre inteligente de interruptores con corrientes de interrupción menores a las de cortocircuito, como resultado de cambios en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia.

## 1.4 DEFINICIONES

Hasta el momento no se cuenta con una definición única del concepto de protección adaptiva, pero se han propuesto varias definiciones.

Horowitz, et. al. [1] define la protección adaptiva como una metodología que permite y busca hacer ajustes a varias funciones de protección, para hacerlas más acordes con las condiciones de operación del sistema de potencia. Rockefeller, et. al. [2] considera que la protección adaptiva es una actividad en tiempo real que modifica la respuesta preferida de la protección ante cambios en las condiciones o requerimientos del sistema; es usualmente automática, pero puede incluir la intervención humana.

Según Jampala, et. al. [4] el término de protección adaptiva se refiere a la habilidad del sistema de protección para alterar automáticamente sus parámetros de operación en respuesta a las condiciones cambiantes de la red, tratando de mantener un funcionamiento óptimo. Por su parte, Zaborszky e Ilic-Spong [5] consideran que el problema de protección selectiva de una red puede verse en el contexto del sistema de control por computadora del sistema de potencia en condiciones normales y de emergencia. El resultado es una protección selectiva inherentemente adaptiva, basada en unidades básicas de protección. Este sistema no utiliza relevadores individuales explícitos, sino una red de computadoras para todo el sistema de potencia.

La característica común que podemos encontrar en todas estas definiciones es la modificación de la respuesta en la operación de la protección ante cambios en el sistema de potencia. Esa modificación adaptiva de la respuesta puede referirse a cambios en las características funcionales (como, por ejemplo, la característica de operación en el plano complejo impedancia), o modificaciones adaptivas de los parámetros de ajuste.

## 1.5 OBJETIVOS DEL TRABAJO

Numerosos investigadores [1,2,4,5,6,16] han elaborado propuestas para la introducción de técnicas adaptivas en la protección, control y supervisión de sistemas

eléctricos de potencia. Los resultados de esos trabajos están dispersos en diversas publicaciones y hasta la fecha no se cuenta con un tratamiento sistemático del problema. La presente tesis tiene como uno de sus objetivos hacer una revisión exhaustiva de los trabajos anteriores en esta área y presentarlos en una forma coherente y sistematizada, enfatizando en las áreas de oportunidad para trabajos futuros.

El esfuerzo principal de los investigadores ha estado orientado a las aplicaciones de técnicas adaptivas en las redes de transmisión. Esto se explica fundamentalmente por el hecho de que en ese nivel del sistema de potencia existen problemas de gran complejidad que admiten soluciones adaptivas, y que justifican la introducción de sistemas computacionales para soportarlos. Sin embargo, en los niveles de subtransmisión y distribución también existen problemas de difícil solución, factibles de abordar por técnicas adaptivas, y que aún no han recibido la atención necesaria. Las limitaciones actuales de las protecciones de sobrecorriente son un ejemplo concreto de este tipo de problemas, que además tienen un gran impacto económico, dada la gran cantidad de protecciones de este tipo que se utilizan en los sistemas de potencia.

Las protecciones de sobrecorriente son las protecciones más sencillas, pero las más difíciles de aplicar en el sistema de potencia. Esto es debido a que presentan limitaciones de sensibilidad y tiempos elevados de operación; el efecto negativo de estas limitaciones puede aminorarse aplicando una metodología adaptiva a la protección. Así, es posible mejorar la protección de sobrecorriente, aumentando su sensibilidad y su velocidad de operación.

En la actualidad no existen protecciones de sobrecorriente adaptivas en el sentido pleno del concepto, por lo que tampoco se cuenta con métodos para la coordinación del relevador adaptivo con otros dispositivos de protección. Un primer paso en la implementación de este tipo de relevador adaptivo en el sistema de potencia es desarrollar esta metodología de coordinación.

Un aspecto importante es analizar las posibilidades de implementar los conceptos adaptivos en un nuevo relevador digital de sobrecorriente, para ello se requiere evaluar los métodos de detección de fallas y definir la lógica de operación del relevador.

De acuerdo con lo anterior, los objetivos de la presente tesis son.

- Hacer un compendio actualizado y sistemático de las técnicas adaptivas propuestas para la protección, control y supervisión de sistemas de potencia.
- Evaluar la necesidad y conveniencia de introducir conceptos adaptivos en la protección de sobrecorriente.
- Desarrollar la metodología de cálculo de parámetros de ajuste de una protección adaptiva de sobrecorriente.
- Evaluar aspectos de diseño asociados con la introducción de criterios adaptivos en el relevador de sobrecorriente.

## 1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La presente tesis está estructurada en seis capítulos, referencias bibliográficas y apéndices; los contenidos de los capítulos se describen a continuación.

En el Capítulo 1 se ofrece un panorama general de la protección adaptiva, se presenta su desarrollo en forma cronológica, las diversas definiciones del concepto y los objetivos principales de esta tesis.

En el Capítulo 2 se clasifican y describen las funciones adaptivas de protección de sistemas eléctricos que se han propuesto hasta la fecha.

En el Capítulo 3 se presenta un compendio y una clasificación de las funciones adaptivas de control y supervisión de sistemas de potencia.

En el Capítulo 4 se establecen las principales limitaciones de la protección de sobrecorriente convencional y se proponen los criterios adaptivos a incluir en esta protección. Se hace un análisis comparativo del alcance y el tiempo de operación de las protecciones adaptivas y convencionales, estableciendo las diferencias de comportamiento entre los dos tipos de protecciones. Se indican las ventajas y desventajas de la protección adaptiva en comparación con la convencional.

En el Capítulo 5 se propone una metodología de cálculo de parámetros de ajuste de los relevadores adaptivos de sobrecorriente instantáneos y de tiempo inverso. En particular, se analizan diferentes alternativas de coordinación de relevadores de tiempo inverso, incluyendo ejemplos de cálculo.

En el Capítulo 6 se abordan los aspectos del diseño que son específicos de un relevador adaptivo de sobrecorriente. En particular, se analizan dos tipos diferentes de detectores de falla y se realiza una comparación entre ellos. Se establece la lógica de operación que debe poseer el relevador adaptivo y se presentan ejemplos de simulación para diferentes estados de operación.

En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones generales del trabajo, las aportaciones fundamentales y las recomendaciones para trabajos futuros en esta área.



# FUNCIONES ADAPTIVAS DE PROTECCIÓN

## 2.1 INTRODUCCIÓN

Las funciones adaptivas aplicables en los sistemas eléctricos de potencia pueden subdividirse en funciones de protección, control y supervisión. El esfuerzo principal de los investigadores ha estado dirigido al desarrollo e implementación de funciones adaptivas de protección de redes de transmisión, pero también se ha trabajado en las restantes funciones. En este capítulo se presenta una clasificación y un resumen sistemático de las técnicas adaptivas de protección más relevantes reportadas en la literatura.

## 2.2 MODIFICACIÓN ADAPTIVA DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE RELEVADORES

Dentro de la función de protección existe un subconjunto de funciones que se basan en la modificación adaptiva de parámetros de ajuste. Dentro de esta clasificación se han propuesto diversas funciones, debido a las ventajas que brindan en la actualidad los relevadores digitales. Entre estas ventajas están la posibilidad de alterar parámetros de ajuste y lógicas de operación, y la capacidad de comunicación entre relevadores, ya sea en tiempo real o fuera de línea.

Para efectuar la modificación adaptiva de parámetros de ajuste de relevadores existen dos alternativas posibles. Una de ellas es implementar la lógica adaptiva a nivel de relevador, de modo que éste modifique sus parámetros en función de las señales de entrada. La segunda

alternativa es utilizar un enlace de comunicación para alterar en forma remota estos parámetros de ajuste; en esta alternativa se pueden incluir varios dispositivos de protección en el esquema adaptivo, y la función adaptiva podrá ser establecida a nivel de subestación o a nivel de sistema.

### 2.2.1 Compensación del efecto de fuente intermedia

El efecto de fuente intermedia da como resultado un incremento en la impedancia aparente o impedancia medida por el relevador para una falla; el resultado es un subalcance en el relevador. En la Fig. 2.1 se ilustra en forma representativa el cambio de impedancia aparente en el plano complejo impedancia; si la impedancia real hasta el punto de falla es  $C$ , el relevador puede medir una impedancia equivalente a  $C'$  por el efecto de fuente intermedia.

Una de las situaciones de mayor compromiso en el cálculo de parámetros de ajuste de relevadores de distancia es la protección para una configuración con líneas multiterminales[2]. Las uniones producen errores en la estimación de la distancia a la falla. Las conexiones pueden ser aportaciones (efecto de fuente intermedia), que provocan un subalcance en el relevador, o cargas en derivación, que provocan un sobrealcance. Estas configuraciones surgen por lo general como consecuencia de cambios en el sistema de potencia, en que se conectan cargas intermedias a líneas de transmisión que se encuentran en operación; también se da el caso de que esos consumidores se conviertan posteriormente en cogeneradores de energía eléctrica, y constituyen fuentes de generación débiles para el sistema.

El sistema de la Fig. 2.2 ilustra la problemática del cálculo de parámetros de ajuste en líneas multiterminales con fuente intermedia. La impedancia medida para un cortocircuito trifásico sólido por el relevador de distancia de fase en el interruptor  $A$  está dada por las siguientes expresiones:

Para la falla  $F_1$ , sin el efecto de fuente intermedia (interruptor  $C$  abierto):

$$\underline{Z} = \underline{Z}_A + \underline{Z}_B \quad (2.1)$$

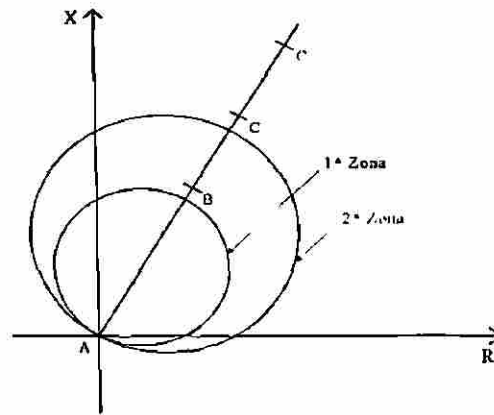


Fig. 2.1. Representación del aumento de impedancia aparente por el efecto de fuente intermedia.

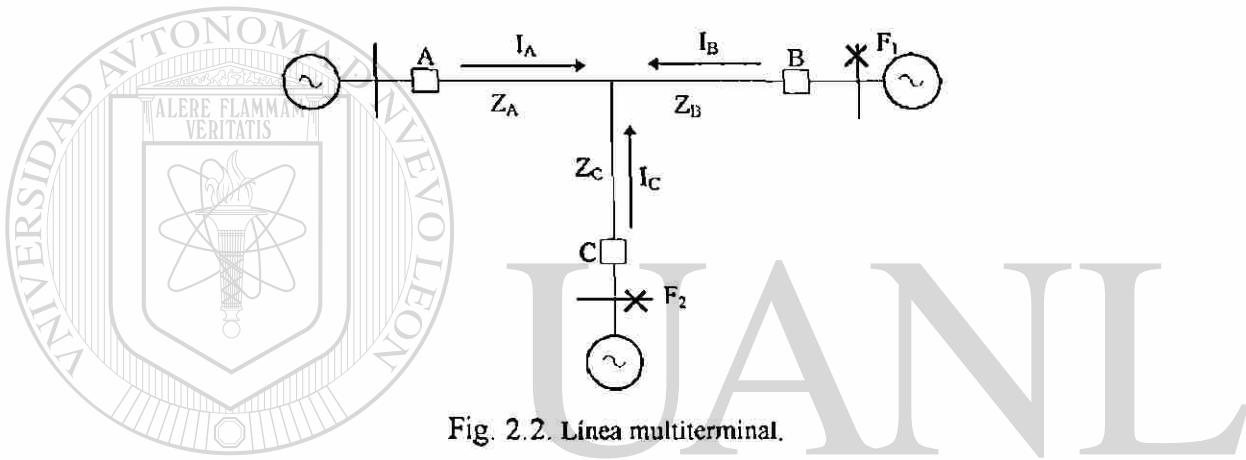


Fig. 2.2. Línea multiterminal.

Con el efecto de fuente intermedia (interruptor C cerrado):

$$\underline{Z}_{FI} = \underline{Z}_A + \underline{Z}_B \left( \frac{I_C + I_A}{I_A} \right) \quad \text{ó} \quad \underline{Z}_{FI} = \underline{Z}_A + \underline{Z}_B + \underline{Z}_B \left( \frac{I_C}{I_A} \right) \quad (2.2) \quad \text{®}$$

Para la falla  $F_2$ , sin el efecto de fuente intermedia (interruptor B abierto):

$$\underline{Z} = \underline{Z}_A + \underline{Z}_C \quad (2.3)$$

Con el efecto de fuente intermedia (interruptor B cerrado):

$$\underline{Z}_{FI} = \underline{Z}_A + \underline{Z}_C \left( \frac{I_B + I_A}{I_A} \right) \quad \text{ó} \quad \underline{Z}_{FI} = \underline{Z}_A + \underline{Z}_C + \underline{Z}_C \left( \frac{I_B}{I_A} \right) \quad (2.4)$$

Para ambos casos la impedancia real al punto de falla ( $Z$ ) es menor que la impedancia aparente ( $Z_{FI}$ ), debido al efecto de fuente intermedia.

El ajuste para la primera zona nunca debe sobrepasar la sección de la línea protegida, y debe calcularse sin considerar el efecto de fuente intermedia. El ajuste para la segunda zona se realiza sin considerar la fuente intermedia, tratando de garantizar que no se traslape con las segundas zonas adyacentes; en caso de existir una elevada contribución de la fuente, el ajuste se realiza considerando el efecto de fuente intermedia, con lo que se garantiza que cubra la totalidad de la línea, sacrificando la coordinación de la segunda zona con las líneas adyacentes. El ajuste de la tercera zona para respaldar todas las secciones de las líneas adyacentes puede no ser posible o puede causar un sobrealcance excesivo bajo algunas condiciones de operación. La existencia de fuentes intermedias adicionales en los terminales remotos complica adicionalmente el ajuste de la tercera zona para cubrir todas las líneas adyacentes, pero puede ayudar a limitar el sobrealcance [9].

Un sistema adaptivo de protección resuelve este problema al presentar ajustes adecuados para cada situación. Al adaptar en tiempo real los ajustes considerando la presencia o ausencia de la fuente intermedia, se obtiene una máxima cobertura y márgenes mínimos de coordinación. La protección adaptiva puede realizarse en este caso con distintos niveles de complejidad, de acuerdo con las posibilidades de los equipos disponibles [1]. A continuación se presentan algunas alternativas en este sentido.

(1) *Transmisión de indicación del estado de interruptores remotos.* En caso de alterarse la topología en un sistema multiterminal, es posible implementar un ajuste precalculado para reflejar la existencia de contribuciones intermedias, de acuerdo con (2.1) a (2.4). Solo es necesaria la información fuera de línea del estado de interruptores. Dependiendo de la combinación de interruptores abiertos y cerrados en un sistema multiterminal cada relevador contará con un ajuste para cada situación. Así por ejemplo, la cobertura puede ser mejorada incrementando la impedancia de ajuste del relevador cuando el subalcance esté presente; para ello es necesario comunicar al relevador la posición de los interruptores remotos, y darle como datos los valores estimados de las contribuciones por esos interruptores, en caso de estar cerrados.

(2) *Transmisión de las impedancias equivalentes de las fuentes del sistema.* Conociendo estas impedancias equivalentes y los estados de los interruptores remotos, es posible calcular localmente el ajuste requerido sin suposiciones sobre las contribuciones de los otros terminales. La información a transmitir no es de tiempo real, pero es voluminosa y debe calcularse y comunicarse con frecuencia como para conservar la actualización.

En este caso las impedancias equivalentes del sistema vistas desde cada terminal de la línea multiterminal deben ser calculadas para las redes de secuencia positiva y cero por una computadora central. La información resultante debe ser transmitida a los terminales correspondientes cuando ocurren cambios significativos en los valores de impedancia.

(3) *Transmisión de valores analógicos de corrientes de todos los terminales.* A partir de esta información es posible realizar los cálculos exactos de la distancia en cada terminal, según (2.1) a (2.4), o incluso aplicar un principio diferencial. Se requieren mediciones de corrientes de todos los terminales como señales de entrada a todos los relevadores adaptivos, que pueden ser las muestras o los fasores correspondientes. Se requiere un método de sincronización del muestreo [32,33] en cada terminal.

Cuando se dispone de mediciones fasoriales [19,21,30] en tiempo real de cada terminal no se requieren las impedancias equivalentes del sistema. Las inyecciones de corriente de cada terminal de la línea pueden utilizarse en este caso para determinar la localización precisa de la falla. Si los voltajes terminales están también disponibles, el cálculo de la distancia a la falla puede ser realizado sin los errores causados por la resistencia de falla [1].

### 2.2.2 Compensación del efecto de la resistencia de falla

Los algoritmos de protección de distancia [2,18,22,24] tienen problemas de sensibilidad para fallas a través de alta impedancia; para estas situaciones resultan más convenientes los algoritmos de localización de fallas [15], que requieren de un tiempo mayor para su ejecución, debido a que utilizan ventanas de datos más largas para realizar una

localización más precisa de la falla. Es posible aplicar algoritmos de localización de fallas a este problema de protección [2], logrando una mayor sensibilidad, pero aumentando el tiempo de operación del relevador; dados los valores reducidos de corriente asociados a estas fallas, son tolerables tiempos de operación elevados. Una protección complementaria de primera zona para fallas a tierra, basada en técnicas de localización de fallas, ofrece una alta sensibilidad para fallas a través de una alta resistencia. El método adaptivo compensa la reactancia aparente de la impedancia de falla, debida a la contribución al cortocircuito desde el terminal remoto de la línea, representada por  $(1 - \underline{D}_A) \underline{I}_F$  en la Fig. 2.3.

La corriente total en el interruptor A es la superposición de la corriente de prefalla y el cambio de la corriente durante la falla. El voltaje se obtiene de la caída provocada por la corriente total de la línea a la falla, sumada a la caída en la resistencia de falla  $R_F$ . La reactancia aparente de la impedancia de falla es provocada por el defasamiento entre la corriente de falla de B, dada por  $(1 - \underline{D}_A) \underline{I}_F$  y la corriente de falla de A. Este defasamiento está en función de las impedancias de la red y la localización de la falla. El factor de distribución de corriente de falla para A  $(\underline{D}_A)$  y  $R_F$  son desconocidos, pero pueden ser calculados si la red está completamente definida, es decir, si las impedancias del sistema son conocidas. Esta puede ser la base del algoritmo de detección de fallas de alta impedancia.

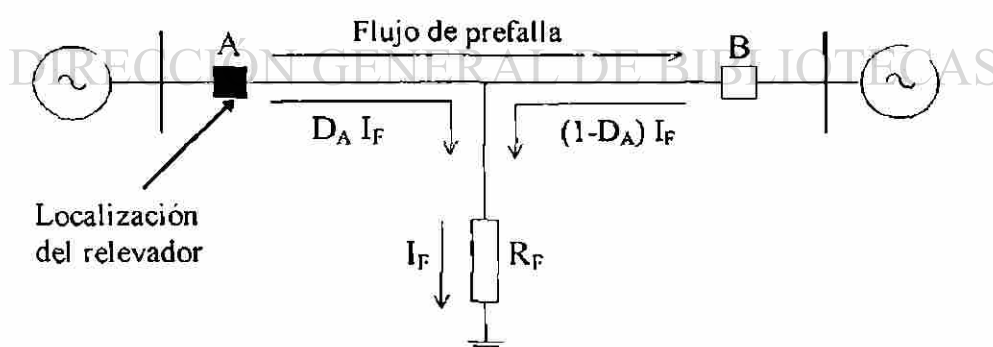


Fig. 2.3. Distribución de la corriente para una falla a través de alta resistencia ( $R_F$ )

El algoritmo es complementario a la función básica de protección de distancia y se activa cuando ocurren fallas de alta impedancia que escapan a la sensibilidad de la protección convencional. Es indudable que para obtener buenos resultados en el algoritmo es necesaria una correcta medición y definición de las señales de entrada. Así, se requieren algoritmos auxiliares para proporcionar las muestras apropiadas de corriente y voltaje, lo que implica la necesidad de implementar las siguientes funciones: detección de la falla, verificación de dirección de la falla y selección de fases falladas. Las impedancias equivalentes de las fuentes pueden ser valores fijos estimados, o valores adaptivos, con una representación más fiel de los cambios externos del sistema [2].

### 2.2.3 Compensación del efecto de acoplamiento magnético mutuo entre líneas adyacentes

En configuraciones de líneas de doble circuito (Fig. 2.4) los relevadores de distancia presentan problemas en su medición por el efecto del acoplamiento mutuo entre líneas [28]. Dependiendo del estado en que se encuentre el sistema de potencia, el alcance para un relevador de distancia que inicialmente protege el 85% de una línea dada, puede variar en cierto momento del 50% a más del 100% de la línea [6].

El voltaje  $V_R$  medido por el relevador del extremo  $A$  de la línea  $G$  (Fig. 2.4) para una falla monofásica a tierra en la propia línea  $G$  está dado por:

$$V_R = V_A = m Z_1 \left( I_G + I_{Go} \frac{Z_o - Z_1}{Z_1} + I_{Ho} \frac{Z_{mo}}{Z_1} \right) \quad (2.5)$$

donde  $V_A$  e  $I_G$  son respectivamente el voltaje y la corriente de la fase en que está conectado el relevador en la línea  $G$ ;  $Z_1$  y  $Z_o$  son respectivamente las impedancias de secuencia positiva y cero de la sección de la línea  $G$  comprendida hasta la falla, cuya longitud se expresa por el coeficiente  $m$  ( $0 \leq m \leq 1$ );  $Z_{mo}$  es la impedancia de acoplamiento mutuo entre ambas líneas;  $I_{Go}$  e  $I_{Ho}$  son respectivamente las corrientes de secuencia cero de la línea fallada y de la línea adyacente.

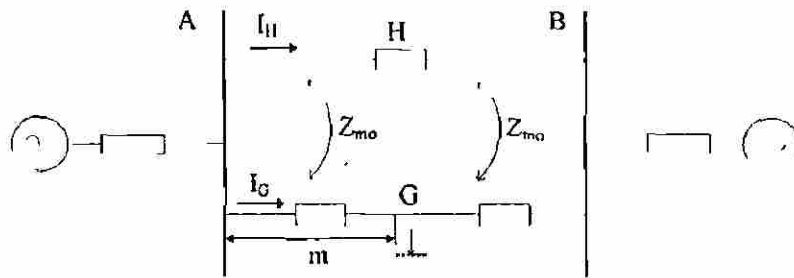


Fig. 2.4. Acoplamiento magnético mutuo entre líneas adyacentes.

Este voltaje incluye el efecto del acoplamiento mutuo; la corriente del relevador para una correcta determinación de la distancia a la falla debe ser:

$$\underline{I}_R = \underline{I}_{Ga} + \frac{\underline{Z}_o - \underline{Z}_l}{\underline{Z}_l} \underline{I}_{Go} + \frac{\underline{Z}_{mo}}{\underline{Z}_l} \underline{I}_{Ho} \quad (2.6)$$

Los dos primeros términos de (2.6) contribuyen a una correcta medición de la distancia a una falla a tierra sin el efecto provocado por una línea adyacente; se hace una compensación por corriente de secuencia cero, ya que, si el relevador es conectado solo al voltaje y la corriente de fase, medirá erróneamente la impedancia [6]. El tercer término de (2.6) incluye el efecto del acoplamiento mutuo.

Para la determinación de esta corriente se requiere el valor de la corriente de secuencia cero de la línea adyacente, necesiándose un enlace de comunicación de alta velocidad entre los relevadores de protección de ambas líneas. Además, si la línea adyacente está fuera de servicio, las corrientes no pueden ser medidas, pues los dispositivos de protección y medición están generalmente ubicados entre la barra y el interruptor. En estas condiciones la línea abierta puede estar conectada a tierra en ambos extremos y puede haber corriente inducida para una falla a tierra en la línea adyacente.

Por otra parte, la compensación expresada por (2.6) elimina el error para falla a tierra en la línea propia, pero no para falla en la línea adyacente [38]. Por estas razones es práctica



común no aplicar la compensación de corriente de secuencia cero de la línea adyacente, aún cuando el relevador esté preparado para admitirla [17]. Es decir, se utiliza:

$$\underline{I}_R = \underline{I}_G + \underline{I}_{Go} \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1} \quad (2.7)$$

La impedancia calculada es entonces:

$$\underline{Z}_R = \frac{V_R}{I_R} = m \underline{Z}_1 \left[ 1 + \frac{\frac{\underline{Z}_{mo}}{\underline{Z}_1} \frac{\underline{I}_{Ho}}{\underline{I}_{Go}}}{\frac{\underline{I}_G}{\underline{Z}_{Go}} + \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1}} \right] \quad (2.8)$$

$$\underline{Z}_R = \alpha_1 m \underline{Z}_1 \quad (2.9)$$

donde  $\alpha_1$  es un factor de corrección que contiene toda la información necesaria acerca del estado del sistema de potencia. Cuando  $\alpha_1$  es determinada, el cálculo de la distancia a la falla puede ser realizado correctamente.

La influencia de la línea paralela depende de su estado de operación. Por ejemplo, cuando la línea  $H$  (Fig. 2.4) está desconectada en uno o ambos terminales y no está aterrizada en ambos, es  $I_{Ho} = 0$ . Así, cuando la corriente de secuencia cero de la línea  $H$  puede ser calculada a partir de las corrientes medidas en la línea  $G$ ,  $\alpha_1$  puede ser determinada [6].

#### 2.2.4 Compensación del efecto de la carga de prefalla

Los voltajes y corrientes de secuencia positiva en la localización del relevador son directamente afectados por la carga. Usualmente el efecto es ignorado, pero para líneas largas o cargas elevadas, este efecto puede ser un problema. Las corrientes de arranque de los relevadores de sobrecorriente deben ser ajustadas suficientemente por encima de la corriente de carga y por debajo de la corriente de falla mínima para permitir garantizar la dependabilidad y la seguridad de la protección. Para corrientes de carga elevadas el relevador

puede ser insensible a fallas mínimas, que, al no ser eliminadas, pueden agravarse e involucrar otras fases u otros elementos del sistema.

Los relevadores digitales pueden reconocer la carga de prefalla como una condición de estado estable y puede incluirse en su lógica la habilidad de ignorar esta corriente de carga, restándola de la corriente total de falla [1]. De esta manera se eleva la sensibilidad del relevador, que solo responderá al aumento de corriente provocado por la falla.

### 2.2.5 Tolerancia al efecto de restablecimiento de carga fría

Este es un problema típico de los circuitos de subtransmisión y distribución, que se manifiesta al restablecer su funcionamiento después de un tiempo mínimo de varios minutos fuera de servicio. Al energizar conjuntamente la carga conectada, tienen lugar altas corrientes debidas al arranque simultáneo de motores. La diversidad natural entre las cargas se pierde, sobre todo por el efecto de los motores asociados a los sistemas de refrigeración y climatización. La corriente transitoria total de arranque de todos los motores eléctricos, sumada a la corriente de otras cargas, puede ser varias veces superior a la corriente normal de carga máxima, decayendo a aproximadamente 1.5 veces después de varios segundos [11]. La protección de sobrecorriente de estos alimentadores puede operar incorrectamente en estas condiciones.

La práctica común es permitir un disparo de los relevadores instantáneos, sacarlos automáticamente de servicio por un bloqueo y permitir la operación de los relevadores con retardo de tiempo [1]. Los parámetros de ajuste de estos relevadores deben calcularse (de ser posible) para tolerar esta corriente transitoria de avalancha. Durante la energización de los equipos es cuando se tiene la mayor probabilidad de que ocurra una falla; así, en caso de falla se requiere una velocidad y sensibilidad adecuadas, características de las que hay que privar al relevador para que tolere el restablecimiento de carga fría. Se ha propuesto como una solución parcial a este problema la utilización de relevadores con características extremadamente inversas [11]; una mejor solución (aún convencional) parece ser el

seccionamiento automático durante pérdidas prolongadas de servicio, y el recierre automático secuencial al regreso de la tensión [11], para reducir la magnitud del valor inicial de corriente.

Los relevadores digitales pueden ser dotados con la inteligencia necesaria para reconocer una pérdida prolongada de servicio y adecuar sus ajustes correctamente [1], lo que constituye una excelente solución del problema del restablecimiento de carga fría en alimentadores de distribución y subtransmisión.

### 2.2.6 Otras posibilidades

Dentro del sistema general de protección del sistema eléctrico de potencia existe una gran diversidad de situaciones complejas en lo concerniente a la definición de los parámetros de ajuste o a la selección del esquema más apropiado, por los compromisos que hay que cumplir para dar respuesta a diferentes escenarios operativos del sistema. La filosofía adaptiva brinda posibles soluciones a estos problemas, lo que le abre diversos campos de aplicación.

## 2.3 DISPARO SECUENCIAL INSTANTÁNEO ADAPTIVO

La protección de distancia tiene el inconveniente de que para fallas cercanas al extremo remoto presenta dificultades para identificar si la falla está dentro o fuera de la línea protegida. Para evitar disparos incorrectos se ajusta la primera zona con subalcance, y las fallas en la sección final de la línea se liberan por segunda zona, lo que da lugar a la operación secuencial de la protección para estas fallas[2].

La protección piloto constituye una solución a este problema; se envía una señal de bloqueo o de disparo a través de un canal de comunicación para provocar o impedir la operación del relevador del extremo remoto. Sin embargo, no se cuenta con este tipo de protección en todas las líneas, sobre todo por su costo elevado.

Una solución para detectar el disparo del interruptor remoto sin contar con un esquema piloto, es verificar el cambio en la dirección de la corriente en un punto determinado

de la red; esta información puede utilizarse en un relevador adaptivo como permisivo de disparo del interruptor. Si la línea protegida por este relevador es abierta, esta información ya no está disponible; por ello es necesario contar también con esquemas de respaldo, si la configuración de la red lo permite. Otra opción adaptiva es verificar el incremento de la corriente, pero esta información es menos confiable, pues la corriente puede también aumentar por una falla externa, un disparo secuencial o una falla múltiple [2].

En la Fig. 2.5(a), para una falla en  $F_1$  el interruptor M es el primero en abrir; como resultado de esta acción se aprecia un cambio en la dirección de la corriente en el interruptor W, y un incremento de la corriente en L, pudiéndose tomar cualquiera de estos indicativos como permisivos para acelerar el disparo del interruptor L; con ello se disminuye su tiempo de operación de aproximadamente 0.35 s a cerca de 0.15 s [2]. Por otra parte, si la línea W-Y está abierta, no se tiene la información de W. Si en estas condiciones ocurriese una falla en  $F_2$  acompañada de un disparo incorrecto de W o Y, o una falla en  $F_3$  en que W abra primero que Y, se tendría igualmente un incremento en la corriente en el interruptor L.

En las Fig. 2.5(b) y Fig. 2.5(c) se muestra una configuración más compleja, donde el cambio de la dirección ocurre en el relevador L para los dos casos; se aprecian valores diferentes del cociente de corriente inicial y final en cada caso, dependiendo de la localización de la falla. Así, un cociente de 0.25, más un incremento de la corriente en el interruptor T, iniciará su disparo. Se observa la necesidad de dotar al relevador de la capacidad de reconocer estos cambios en la configuración del sistema, para aumentar su velocidad de operación. Si ningún indicativo está presente o su origen es dudoso, se mantiene el ajuste original de tiempo de operación.

Generalmente los cambios en la dirección de la corriente están acompañados de incrementos o decrementos en su magnitud. Para coordinar protecciones no adaptivas hay que hacer los cálculos para las peores condiciones, resultando esto en compromisos que degradan la protección. Adaptando automáticamente el ajuste a los cambios en la configuración del sistema, puede incrementarse el grado de cobertura de la protección. La lógica y los ajustes

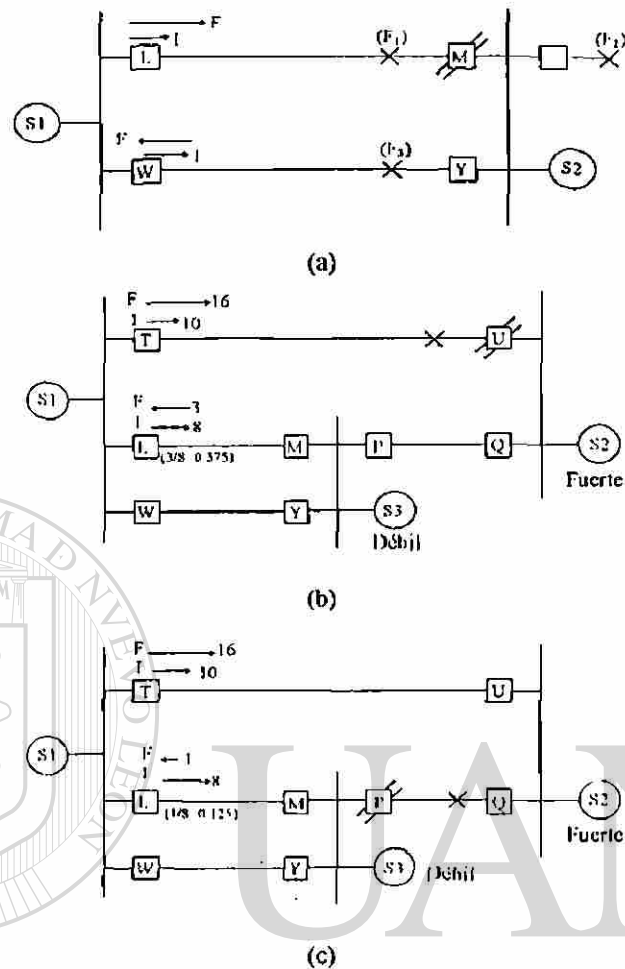


Fig. 2.5. Comportamiento de las corrientes ante la apertura de un interruptor.

adecuados varían de acuerdo con las diferentes condiciones y configuraciones del sistema de potencia; se puede seleccionar la lógica y los ajustes más apropiados para cada configuración [2].

## 2.4 RESPALDO DE FALLO DE INTERRUPTOR CON TIEMPO VARIABLE

Ante el fallo de operación de un interruptor se puede contar con dos alternativas para brindar la protección de respaldo: el respaldo remoto y el respaldo local. El respaldo remoto es efectuado por relevadores e interruptores de terminales remotos, y ofrece una alta

confiabilidad, debido a que funciona con total independencia de los componentes de la protección primaria. Sin embargo, este tipo de respaldo presenta un conjunto de inconvenientes que limitan su aplicación en las redes troncales de los sistemas de potencia. Su selectividad es insuficiente, pues afecta a las cargas en derivación conectadas a las líneas desconectadas; tiene problemas de insuficiente sensibilidad por el efecto de fuente intermedia provocado por los otros terminales, lo que puede originar operaciones secuenciales de protecciones o hasta fallas no detectadas por el respaldo; presenta tiempos de operación elevados, por razones de coordinación con las protecciones primarias y por el posible disparo secuencial [8].

El respaldo local elimina las limitaciones anteriores, pero es más costoso, ya que es necesario duplicar los componentes del esquema de protección primaria (menos el interruptor, por su elevado costo); el respaldo local es aplicado en la propia subestación de la protección respaldada; si los relevadores primarios fallan de operar, los relevadores de respaldo dispararán los propios interruptores del elemento protegido; si estos a su vez fallan, cualquiera de los relevadores primarios o de respaldo activará el esquema de respaldo de fallo de interruptor, el cual disparará los interruptores adyacentes, para cortar todos los caminos posibles a la corriente de falla (puede ser necesario provocar también el disparo remoto de algún interruptor de una subestación adyacente).

En el diagrama mostrado en la Fig. 2.6, la operación de alguno de los relevadores de protección, además de mandar la señal de disparo al interruptor, provoca la operación de los relevadores auxiliares 62X y/o 62Y. Los contactos 62X y 62Y activan el temporizador 62 a través de la compuerta AND solo si el relevador instantáneo de sobrecorriente 50 está operado, indicando que la corriente de falla continúa fluyendo. Cuando se cumple su tiempo de ajuste, el temporizador energiza el relevador multicontactos 86BF, que provoca el disparo de todos los interruptores adyacentes; también puede realizar otras funciones, tales como: disparo transferido, bloqueo de recierre y bloqueo de un relevador tipo piloto para que el extremo remoto pueda disparar [9]. Por el contrario, si el interruptor propio opera y libera la

falla correctamente, la reposición del relevador 50 desactiva el temporizador antes de que llegue a operar, y se interrumpe la secuencia del esquema.

Dado que las fallas en los transformadores o generadores pueden no aportar la corriente necesaria para operar un detector de falla (50), es recomendable utilizar el relevador diferencial para iniciar la lógica de respaldo de fallo de interruptor; en este caso se requiere la supervisión de un contacto auxiliar del interruptor (52a) para controlar el temporizador (62). Los contactos auxiliares 52a del interruptor ofrecen redundancia o dependabilidad al esquema ante un fallo del relevador 50; este arreglo se muestra también en la Fig. 2.6.

Los esquemas convencionales de respaldo de fallo de interruptor cuentan con un retardo de tiempo fijo, independiente del tipo de falla. En realidad los requerimientos de tiempo de operación del esquema son diversos, dependiendo del grado de severidad del disturbio. Para fallas severas se requiere un tiempo de operación reducido por razones de estabilidad, en estos casos es conveniente acelerar la operación del esquema, lo que equivale a reducir su margen de seguridad a cambio de preservar la estabilidad del sistema. Para fallas no muy severas, por el contrario, se puede sacrificar velocidad de operación para lograr un aumento en la seguridad del esquema.

En resumen, la protección de respaldo de fallo de interruptor debe ser tan rápida como

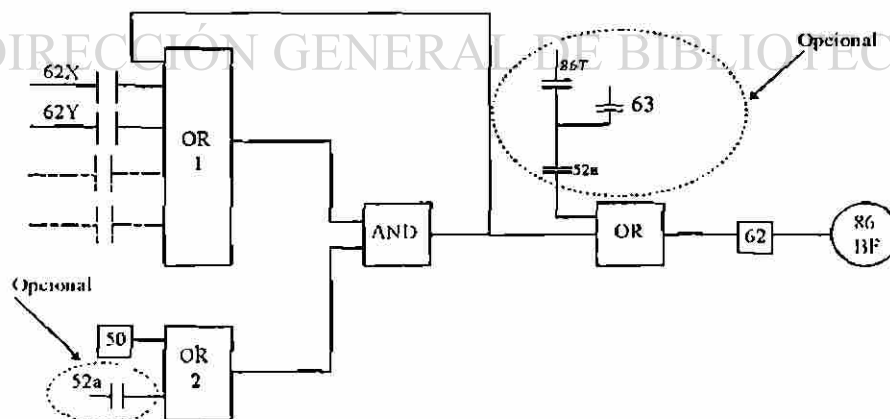


Fig 2.6 Diagrama lógico de una protección de respaldo de fallo de interruptor.

sea posible, sin disparar innecesariamente; debe ser suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida como para comprometer la seguridad del disparo. Este criterio es particularmente importante en líneas de extra-alta tensión, en que la estabilidad es crítica. En este tipo de líneas se utilizan tiempos de operación del esquema del orden de 9 a 15 ciclos (150-250 ms) [9].

En la Fig. 2.7 se muestra una carta de tiempo típica. El área sombreada corresponde al margen de tiempo que garantiza la seguridad; su valor incluye los siguientes factores:

1. *Tiempo excesivo de interrupción del interruptor.* Bajo ciertas condiciones, los interruptores pueden presentar tiempos de interrupción de la falla algo superiores al nominal [9], lo que debe tenerse en cuenta en el margen de seguridad.
2. *Tiempo de sobreviaje del temporizador.* Hay que considerar la posibilidad de que el temporizador llegue a operar aún cuando haya sido desactivado justo antes de su operación; ese efecto se denomina sobreviaje, y en temporizadores estáticos el valor es inferior a un milisegundo.
3. *Otros factores.* Los posibles errores en el valor del retardo de tiempo del respaldo de fallo de interruptor, que pueden tener diversas causas, deben también considerarse en el margen de seguridad.

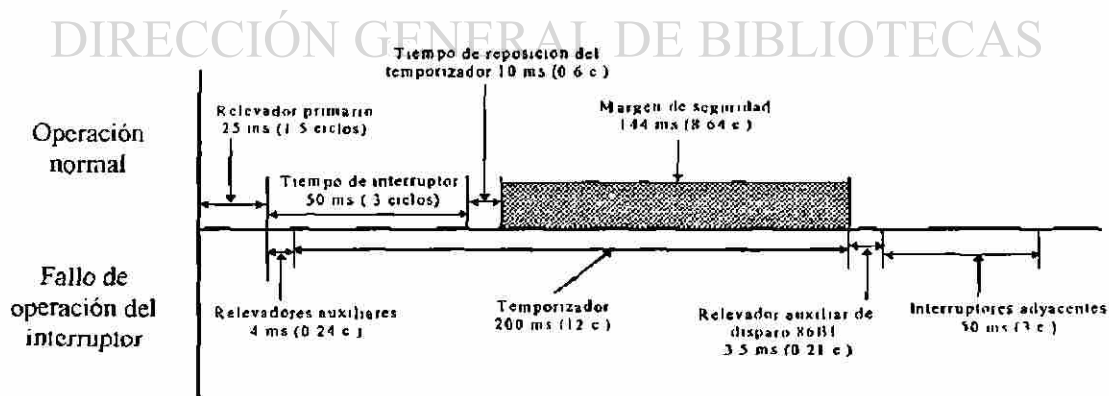


Fig. 2.7. Carta de tiempo del esquema de respaldo de fallo de interruptor.



4. *Factor de seguridad.* Es conveniente dejar un margen de tiempo para incrementar la seguridad del esquema; el valor de este margen está en función directa del nivel de confianza del esquema de protección que se requiere. Valores típicos son de 2 a 6 ciclos.

Se ha propuesto un esquema adaptivo de fallo de interruptor con tiempo variable [2], que modifique su tiempo de operación dependiendo del grado de severidad de la falla. Por ejemplo, para una falla trifásica en generación máxima se ajustará el temporizador a un límite de tiempo mínimo, sin dejar de cumplir los márgenes de seguridad del esquema; asimismo, para una falla monofásica en generación mínima el temporizador se ajustará a un límite de tiempo máximo, aumentando así la seguridad del esquema.

El índice que se recomienda para evaluar el grado de severidad de la falla es el voltaje de secuencia positiva [2], pues su valor depende, entre otros factores, de la localización de la falla y del número de fases involucradas. Utilizando el voltaje de secuencia positiva es posible implementar una protección de respaldo de fallo de interruptor con tiempo de operación variable en función de la severidad de la falla, en que los márgenes de coordinación se comprometan solamente para las fallas que amenazan la estabilidad del sistema de potencia.

## **2.5 RESPUESTA ADAPTIVA A RELEVADORES CON PROBLEMAS**

Los sistemas de protección pueden sufrir averías que inhiben su capacidad de operar en respuesta a las fallas. En muchos esquemas de protección no se cuenta con la facilidad de supervisar continuamente su estado; ante una falla en la zona de protección del relevador averiado tiene lugar un fallo de operación. En otros esquemas, como, por ejemplo la protección piloto, existe una supervisión continua del canal de comunicación. En caso de alarma por un fallo en el canal de comunicación, el operador mantiene la línea en servicio, confiando en un segundo esquema piloto o en una protección de respaldo; no es muy frecuente la decisión de sacar la línea de servicio o hacer cambios en los ajustes de las protecciones en estas circunstancias. Hay alternativas adaptivas que permiten mantener un

nivel aceptable de calidad de la protección, liberando de esta manera al operador de la necesidad de tomar determinadas decisiones [2]. Entre estas alternativas están:

- 1) Reducir el retardo de tiempo de la segunda zona de la protección de distancia de la línea, sacrificando la *coordinación* en tiempo con el esquema de respaldo de fallo del interruptor.
- 2) Extender el alcance de primera zona al 120% de la línea protegida para el primer disparo, retornando al ajuste normal de subalcance después del recierre.
- 3) Poner en funcionamiento una lógica de disparo secuencial instantáneo adaptivo.

## **2.6 MODIFICACIÓN DE LA SEGURIDAD Y LA DEPENDABILIDAD DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN COMO FUNCIÓN DEL ESTADO DEL SISTEMA**

La dependabilidad y la seguridad son los dos componentes de la confiabilidad de la protección. La dependabilidad es una medida de la certeza de que la protección opere para eliminar correctamente una falla. La seguridad es una medida de la tendencia de la protección a no disparar incorrectamente. Como ejemplo, considérese el caso en que se tienen dos sistemas independientes protegiendo una misma línea de transmisión. Si cualquier sistema puede provocar un disparo (contactos conectados en paralelo), entonces el sistema combinado tiene alta dependabilidad; si ambos sistemas deben operar para eliminar una falla (contactos conectados en serie), el sistema combinado es más seguro. Las protecciones redundantes y de respaldo favorecen la dependabilidad. Una vez que un sistema no adaptivo de protección ha sido diseñado e instalado, su seguridad y dependabilidad son fijas y no pueden responder a cambios en las condiciones del sistema [1]. En general, la dependabilidad es obtenida a través de equipo adicional conectado redundantemente; el grado de seguridad del sistema de protección tendrá que ser evaluado por pruebas o supervisión en relevadores convencionales, y por autodiagnóstico, en relevadores digitales [1].

Los esquemas de protección tienen diversos componentes; generalmente se utilizan relevadores conectados a las fases y a tierra y detectores de falla, que reciben señales

analógicas y señales discretas de entrada a través de canales de comunicación y que presentan múltiples dispositivos de salida. Algunos de los elementos son conectados para brindar dependabilidad, y otros para seguridad. Por ejemplo, para una buena dependabilidad, se dispone que las fallas sean detectadas por dos o más de los relevadores de fase y tierra, y que alguno de esos relevadores inicie el disparo. Por el contrario, se utilizan detectores de falla y unidades direccionales para garantizar la seguridad; en este caso todos los relevadores deben operar para iniciar un disparo.

En la actualidad en los sistemas de potencia existe una marcada tendencia a la redundancia en los sistemas de protección, con el fin de incrementar su dependabilidad, ya que es preferible un disparo incorrecto a una falla sostenida. Esta filosofía no es tan apropiada cuando el número de alternativas para la transferencia de potencia es limitada, como en un sistema radial, en un sistema de potencia débil o durante un estado de operación de emergencia. Esta tendencia a la dependabilidad ha ocasionado un degradamiento en la seguridad de los esquemas de protección; las operaciones incorrectas de los relevadores constituyen una parte importante del total de fallos de funcionamiento de los esquemas de protección [12].

---

Es posible desarrollar una filosofía de protección adaptiva para alterar la seguridad y la dependabilidad del sistema de protección como una función del estado del sistema [1]. En un estado normal del sistema debe darse prioridad a la dependabilidad, pero en los estados de alerta, de emergencia o restaurativo, la seguridad es más importante. La operación incorrecta de una protección en estas condiciones puede provocar el colapso de un sistema de potencia que ha perdido redundancia como consecuencia de un disturbio.

En la Fig. 2.8 se muestra una lógica que puede ser usada para reconfigurar en tiempo real el esquema de protección para favorecer la dependabilidad o la seguridad. Los contactos son una representación simbólica de la acción requerida. En el estado normal los contactos están en "N", y la conexión de los dos sistemas es en paralelo, favoreciendo la dependabilidad, pues cualquiera de los esquemas podrá efectuar el disparo. En un estado de emergencia o

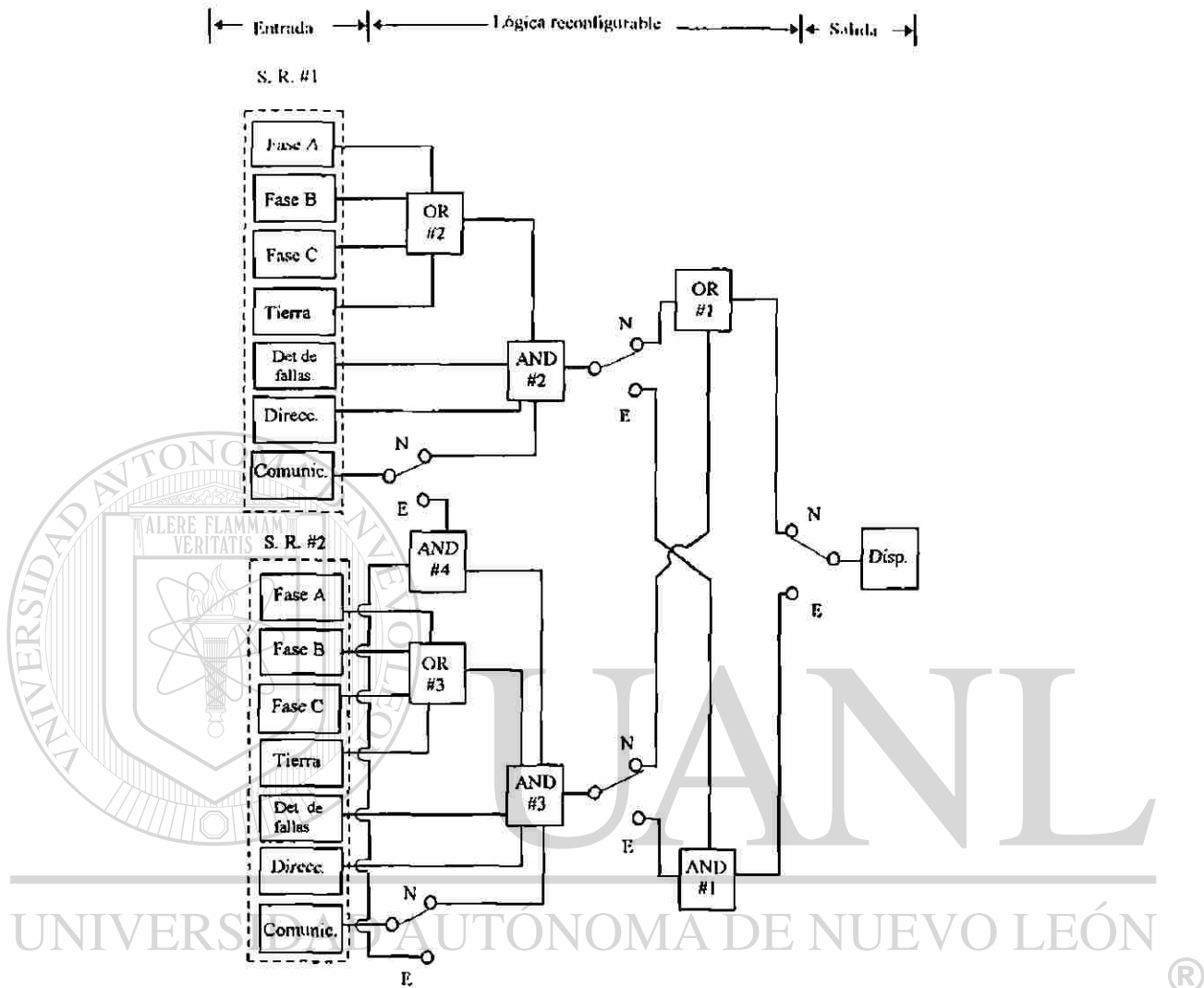


Fig. 2.8. Lógica de modificación adaptiva de la seguridad y la dependabilidad de un esquema de protección.

restaurativo los contactos se pasan a "E", lo que reconfigura la lógica a una conexión en serie, favoreciendo la seguridad; los dos esquemas tienen que operar para que se emita la señal de disparo.

## 2.7 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

- Las técnicas adaptivas pueden ser clasificadas en tres grandes grupos, dependiendo de la función que desempeñan en el sistema de potencia: a) protección; b) control; c) supervisión.

- Una protección adaptiva tiene la capacidad de modificar automáticamente sus parámetros de ajuste o sus características de operación en respuesta a los cambios en las condiciones de operación del sistema de potencia. Aunque algunos relevadores analógicos presentan cierta adaptabilidad, los relevadores digitales constituyen la base para introducir plenamente las ideas adaptivas, por su capacidad de procesamiento, de almacenamiento y de intercambio de información.
- Las técnicas adaptivas pueden implementarse: a) a nivel de relevador; b) a nivel de subestación; c) a nivel de sistema. En los casos b y c se requieren canales de comunicación, por los que puede enviarse información fuera de línea o de tiempo real. El intercambio de información de tiempo real permite lograr los mejores resultados, pero exige una alta velocidad en el canal de comunicación.
- La modificación adaptiva de parámetros de ajuste de relevadores permite liberar en gran medida los compromisos que afectan la selección de estos ajustes en las protecciones convencionales, y mejora significativamente la calidad de la protección.
- El disparo secuencial instantáneo adaptivo permite acelerar el disparo de la segunda zona de la protección de distancia para fallas cercanas al extremo remoto de la línea, sin necesidad de un canal de comunicación.
- Es posible utilizar el voltaje de secuencia positiva como un indicador de la severidad de las fallas para implementar un esquema adaptivo de respaldo de fallo de interruptor con tiempo de operación variable.
- Existen otras áreas de la protección del sistema en que se han propuesto ideas adaptivas. Entre ellos están la respuesta adaptiva a relevadores con problemas y la modificación adaptiva de la seguridad y la dependabilidad del esquema de protección como función del estado del sistema.

## FUNCIONES ADAPTIVAS DE CONTROL Y SUPERVISIÓN

### 3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una clasificación y un compendio de las técnicas adaptivas propuestas en la literatura para desempeñar funciones de control y supervisión del sistema de potencia. En los últimos años se ha incrementado el interés de los investigadores en esta área, dado el desarrollo alcanzado por los sistemas digitales y los canales de comunicación de los sistemas de potencia.

### 3.2 FUNCIONES ADAPTIVAS DE CONTROL

El control del sistema de potencia es un área con grandes perspectivas de aplicación de funciones adaptivas. Hasta el momento se ha trabajado fundamentalmente en la introducción de conceptos adaptivos en las acciones discretas de control, tales como el recierre automático, la segregación controlada del sistema en situaciones de pérdida de sincronismo, y el corte de carga por baja frecuencia.

#### 3.2.1 Recierre automático adaptivo

El recierre automático tiene por objetivo reconectar el elemento del sistema que ha experimentado una falla transitoria; se aplica fundamentalmente en líneas aéreas de transmisión y distribución, en que aproximadamente el 80% de las fallas son temporales [1]. A pesar de los beneficios producidos por el recierre automático, su aplicación tardía o en

condiciones inadecuadas puede tener un efecto nocivo en el sistema. Algunos de estos problemas se exponen a continuación

El recierre automático de alta velocidad tiene un tiempo de operación menor que el tiempo crítico de liberación de las fallas desde el punto de vista de estabilidad, de modo que su aplicación está orientada a mejorar la estabilidad del sistema. Sin embargo, si el recierre es tardío, su efecto es adverso, pues degrada la estabilidad y, en el peor caso, provoca una pérdida de sincronismo. En años recientes se han estudiado los efectos nocivos de recierres fallidos [40], que generan esfuerzos por fatiga en las flechas y otros componentes del conjunto turbina-generador.

Un problema asociado con la operación monopolar de los interruptores es el fenómeno conocido como arco secundario; durante una falla monofásica a tierra, si solo la fase fallada es desconectada, las fases restantes tienden a restablecer el arco en la falla (arco secundario) después que el arco primario ha sido interrumpido. El recierre automático de alta velocidad no será exitoso en estas condiciones [1]. Una solución puede ser introducir un retardo en el recierre hasta que el arco secundario se extinga por sí mismo. En determinadas circunstancias una corriente elevada puede sostener el arco, o el tiempo de retardo requerido para el recierre puede exceder el tiempo máximo permisible por razones de estabilidad, de voltaje o de asimetría en el sistema.

En esquemas analógicos lo que se hace generalmente es iniciar el recierre automático instantáneo de líneas de transmisión para fallas en la primera zona de la protección, y bloquearlo para condiciones de pérdida de sincronismo; por otra parte, generalmente se evita el recierre para fallas en los equipos. Los sistemas digitales dan la posibilidad de implementar ideas adaptivas en el recierre automático [1].

La lógica de recierre adaptivo permite lograr una alta velocidad de respuesta a disparos incorrectos, una reducción del número de recierres no exitosos y una reducción de los daños a los equipos y al sistema. Controlando adaptivamente el disparo y el recierre de

uno o varios interruptores pueden obtenerse beneficios significativos en términos de reducir la exposición del interruptor a los efectos de los procesos transitorios y de alargar los plazos de mantenimiento del interruptor [23]. Una alternativa adaptiva para el disparo es lograr que cada polo abra en el instante del cruce por cero de la corriente; esto elimina prácticamente el arco eléctrico y alarga la vida del interruptor.

En cuanto al recierre, es recomendable aplicarlo en cada polo en el instante del valor máximo del voltaje de esa fase; si la falla está aún presente, la corriente de cortocircuito (que está atrasada aproximadamente  $90^\circ$  al voltaje) estará cerca de su cruce por cero, lo que prácticamente elimina la existencia de componente aperiódica exponencial en la corriente. Esto facilita su ulterior interrupción y protege al interruptor de posibles daños.

A continuación se presentan cuatro opciones dentro de la lógica de recierre adaptivo.

#### *a) Respuesta a disparos incorrectos*

Si se dispone de una lógica para detectar que ha ocurrido un disparo incorrecto, es posible iniciar un recierre de alta velocidad del interruptor aún en casos en que normalmente no se aplica. Por ejemplo, los esquemas piloto de bloqueo por comparación direccional pueden operar incorrectamente para fallas externas cuando hay ausencia de la señal de bloqueo por problemas en el canal de comunicación. El restablecimiento del voltaje a valores cercanos al nominal después de la eliminación de la falla es un indicativo confiable del buen estado de la línea (y, por tanto, del canal de comunicación) y puede utilizarse para iniciar un recierre automático de alta velocidad. En general esta lógica es difícil de implementar y debe adaptarse a las condiciones específicas del esquema de protección en que va a aplicarse.

#### *b) Reducción del número de recierres no exitosos*

Una de las posibles causas de recierres fallidos es la presencia de arco en la falla, ante la incertidumbre sobre la posible presencia del arco por lo general se introduce un retardo en el recierre automático. Se ha propuesto una solución adaptiva a esta dificultad [2]; cuando el



arco de la falla se extingue, el voltaje a tierra de la fase abierta se recupera parcialmente como resultado del acoplamiento magnético mutuo entre fases adyacentes o con líneas vecinas. Este efecto permite la detección del instante de extinción del arco y hace posible la ejecución del recierre en forma segura. La magnitud del voltaje de recuperación y su forma de onda serán altamente variables dependiendo de la aplicación deseada.

#### *c) Optimización en el uso de interruptores*

Cuando se utilizan arreglos de barras en anillo o de interruptor y medio, cada línea de transmisión cuenta con dos interruptores en el terminal correspondiente. Es deseable rotar el recierre entre estos interruptores para igualar su desgaste mecánico y el daño en sus contactos. Esta tarea es difícil para un operador del sistema, pero puede implementarse fácilmente en una computadora, que puede controlar la secuencia de disparo y recierre y supervisar el retorno del sistema a su estado normal cuando el evento termina [1].

#### *d) Recierre secuencial de fases*

El recierre tradicional de alta velocidad se ejecuta sin la verificación de las magnitudes de los voltajes y ángulos de fase; es posible ejecutar estas verificaciones mediante técnicas de recierre adaptivo [3]. Es conveniente iniciar el recierre por una sola fase, que no esté fallada. Si la falla fuera originalmente en la fase  $a$ , la fase  $b$  o  $c$  puede ser cerrada primero. En una línea de transmisión no transpuesta con disposición horizontal de los conductores es recomendable recerrar primero la fase más alejada de la fase fallada original. En caso de una falla trifásica o de una falla en la fase intermedia, la elección de la primera fase a ser cerrada es arbitraria. Si se detecta una falla en la fase recién recerrada, hay que provocar su disparo, y abortar la secuencia del recierre.

Suponiendo que el recierre de la primera fase fue exitoso, es necesario determinar si las fases restantes pueden ser cerradas. Los voltajes en estas fases dependen significativamente del voltaje a través del interruptor cuando éste cierra [3]; en una línea transpuesta los voltajes en las fases  $b$  y  $c$  serán iguales si existe una falla entre esas dos fases; en este caso se debe

cerrar la fase *b*, y examinar el voltaje en la fase *c* para determinar la posible existencia de una falla.

La Fig. 3.1 muestra los valores aproximados de voltaje que existen en cada fase para diferentes fallas después de que la primera fase es energizada [1]. Cuando la primera fase es energizada, si no existe falla, el voltaje resultante en la fase energizada será igual al voltaje de la fuente; si la línea no está transpuesta, los voltajes en las otras dos fases serán un pequeño porcentaje del voltaje de la fuente, pero desiguales entre sí.

Si existe una falla de línea a tierra en la fase energizada, la corriente de falla resultante causará el disparo del interruptor y la lógica debe impedir el cierre de los otros dos polos. Si existe una falla de línea a tierra en cualquiera de las fases desenergizadas, no habrá voltaje

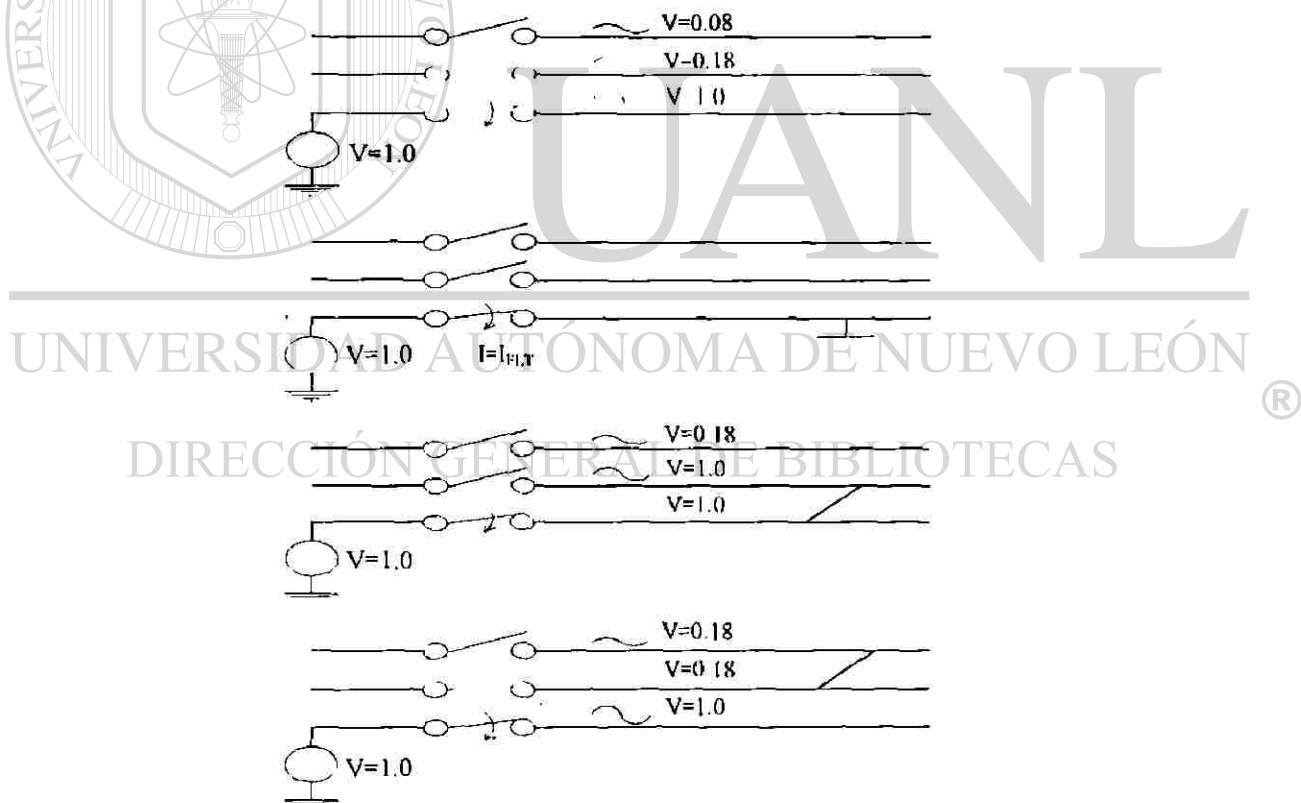


Fig. 3.1. Valores típicos de voltaje después de energizar una fase en una línea de transmisión.

acoplado en la fase fallada; en ese caso el primer polo del interruptor debe ser *disparado* y el recierre debe permitirse nuevamente. Si existe una falla de fase a fase que incluye la fase energizada, el voltaje de acoplamiento en la segunda fase será igual al de la fuente. Si existe una falla de fase a fase en las otras dos fases, ambas fases tendrán el mismo valor de voltaje, que será un pequeño porcentaje del voltaje de la fuente.

### 3.2.2 Segregación automática de sistemas

Las fallas y otras perturbaciones del régimen normal de operación del sistema de potencia pueden provocar oscilaciones de potencia y, en algunos casos, la pérdida de sincronismo del sistema. Muchos sistemas de protección tienen tendencia a la operación durante estos procesos transitorios electromecánicos, y es necesario bloquear su operación.

Cuando las oscilaciones conducen a una pérdida de sincronismo, se requiere el disparo intencional de determinados interruptores para evitar la operación asincrónica del sistema. Es conveniente formar islas eléctricas en que haya un balance adecuado de generación y carga, para reducir en lo posible la pérdida de unidades generadoras o de cargas por baja frecuencia. Para ello se requiere, por una parte, impedir la operación aleatoria de las protecciones del sistema, y, por otro lado, disponer de un esquema de disparo intencional por pérdidas de sincronismo. La solución convencional de este problema consiste en colocar relevadores para el disparo intencional actuando sobre determinados interruptores. La determinación de estos puntos de separación del sistema se hace por medio de estudios de contingencias, en que es necesario considerar una gran cantidad de posibles escenarios operativos. En realidad es imposible prever todas las contingencias posibles en un sistema de potencia complejo, lo que afecta la efectividad de la solución convencional y ha limitado su aplicación práctica en muchas empresas eléctricas.

La protección adaptativa, combinada con las mediciones fasoriales sincronizadas [19,21,30], ofrece una alternativa de solución muy atractiva para este problema. Si se dispone de la información sobre los fasores de voltaje en los nodos importantes de la red, es posible

predecir si el sistema perderá o no el sincronismo para un proceso transitorio que está en desarrollo; ya se dispone de un algoritmo de predicción de inestabilidad para sistemas longitudinales, que se pueden aproximar a un sistema máquina-barra infinita [7] En la actualidad se trabaja en la búsqueda de métodos de solución para sistemas complejos.

Por otra parte, de las propias mediciones fasoriales (si se dispone de un número suficiente de estas), es posible determinar en una computadora central los puntos más adecuados para la segregación del sistema en cada momento. Se puede tener preparada, por tanto, la lógica del disparo intencional, que se habilita mediante canales de comunicación. De esta manera la segregación del sistema es verdaderamente adaptiva, pues se forman las islas apropiadas para las condiciones de operación vigentes en el sistema. Este esquema adaptivo requiere sincronización vía satélite (necesaria para las mediciones fasoriales) y canales de comunicación de capacidad suficiente para el intercambio de información fasorial y de señales lógicas para habilitar los disparos.

### 3.2.3 Disparo adaptivo de carga

Cuando la segregación del sistema en islas eléctricas por pérdida de sincronismo no se hace en forma adecuada, en cada una de las islas pueden existir desbalances entre carga y generación. El exceso de generación es controlado por la acción rápida de los gobernadores; el exceso de carga, sin embargo, sobrecarga las unidades de generación, causando una disminución de la frecuencia a niveles que pueden causar daño permanente en las turbinas [40]. Ya que no es posible tener un control directo de la carga, el método convencional de restauración de la frecuencia es el disparo automático de carga por baja frecuencia. Este método requiere una planeación adecuada, para no disparar más carga de la necesaria.

Es conveniente disparar la carga suficiente para evitar que la frecuencia alcance el valor mínimo permitido sin causar daños al equipo de generación. Por medio de simulaciones se puede determinar la magnitud del disturbio que puede llevar la frecuencia a ese valor; de esa manera se determina la cantidad de carga a disparar y el tiempo de disparo. Otras variables

a definir son el número de pasos a utilizar en el esquema de corte de carga y la cantidad de carga a disparar en cada paso. Es necesario considerar un gran número de contingencias para lograr ajustes en el esquema que sean válidos para la mayoría de los escenarios operativos; aún así pueden presentarse situaciones en que ocurran sobretiros o desconexiones insuficientes de carga.

Se ha propuesto utilizar la pendiente inicial de caída de la frecuencia para estimar la magnitud del disturbio [16,42]. Esto sugiere una estrategia adaptiva, que permite ajustar la cantidad de carga a disparar en base a la razón inicial de caída de la frecuencia. Conociendo esa pendiente inicial  $m_o$  y la constante de inercia  $H$ , la magnitud del disturbio  $P_{dist}$  se puede determinar por [16]:

$$P_{dist} = \frac{2 H m_o}{60} p.u \quad (3.1)$$

El valor de  $P_{dist}$  expresa directamente la cantidad de carga a ser disparada. El esquema adaptivo puede implementarse en una computadora central del sistema [42], que determine el valor global de  $P_{dist}$  y envíe señales de disparo de carga a determinadas subestaciones de acuerdo con ciertos índices de ponderación.

También se ha sugerido la alternativa de un sistema distribuido [16], en que cada relevador hace su propio estimado de  $P_{dist}$  de acuerdo con el valor inicial de pendiente observado localmente. Dada la forma en que la frecuencia local varía con el tiempo en un sistema de potencia complejo, los estimados locales  $P_{dist}$  pueden presentar errores por exceso o por defecto y, aunque en [16] se sugiere que el resultado a nivel de sistema es la desconexión de un valor de carga cercano al correcto, es necesario estudiar con profundidad este problema.

### 3.3 FUNCIONES DE SUPERVISIÓN

Un área muy importante dentro del panorama general de protección y control del sistema de potencia son las funciones de supervisión. Por medio de estas funciones se trata de prevenir posibles fallos de funcionamiento de los sistemas de protección y control.

### 3.3.1 Supervisión adaptiva de la lógica interna

Los relevadores digitales permiten supervisar eventos lógicos internos, lo que no resulta posible en los relevadores analógicos. Se puede, por ejemplo, registrar trayectorias aparentes de impedancia o tiempos de operación [2]. La utilización de esta información ofrece un conjunto de ventajas:

- a) Ayuda a la identificación y diagnóstico de operaciones incorrectas [20].
- b) Aporta información necesaria para determinar márgenes de tiempo que garanticen la coordinación.
- c) Proporciona una información estadística más completa referente a esquemas con posibilidades de operar incorrectamente durante fallas externas.
- d) Reduce considerablemente la necesidad de pruebas de rutina a los relevadores.
- e) Mejora el análisis de los disturbios aunque no ocurran operaciones incorrectas.

Estos datos pueden:

- a) Generar cambios en parámetros de ajuste o en políticas de aplicación, o incluso justificar el uso de ajustes adaptivos.
- b) Dotar a diseñadores y operadores con mejores datos para el análisis probabilístico, llegando a conocer las fallas que en algunas áreas son más propensas a producir disparos incorrectos [3].

### 3.3.2 Comprobación automática de coordinación de protecciones

Al añadir nuevas líneas a la red o al cambiar la configuración vigente, la coordinación de protecciones resulta degradada, lo que hace necesario realizar una revisión de esta coordinación. Por lo general en estos casos solo se hacen revisiones limitadas, lo que va deteriorando paulatinamente la calidad de la protección del sistema.

Un aspecto primordial en los estudios de coordinación de protecciones es la elección de las contingencias; por lo general no es factible obtener un esquema de coordinación válido para cada condición posible del sistema de potencia. Por lo general se seleccionan aquellas contingencias con más alta probabilidad de ocurrir, y se establecen compromisos, aceptando algunas coordinaciones deficientes o tiempos de operación elevados para algunas contingencias. En resumen, la calidad de la protección para una contingencia dada es degradada, por la necesidad de cubrir otras contingencias.

Las técnicas adaptivas pueden resolver estas deficiencias. Un programa de computadora de tiempo real puede verificar la coordinación de las protecciones en las condiciones actuales del sistema y seleccionar las contingencias iniciales para esas condiciones [2]. El programa puede emitir una alarma si detecta un ajuste inadecuado, incluyendo un tiempo de operación excesivo. Los ajustes pueden ser modificados manualmente en forma local o remota.

Los cambios adaptivos de ajustes también pueden iniciar la verificación automática de la coordinación. Estos cálculos requieren un tiempo de procesamiento elevado. La verificación puede requerir el uso de computadoras de área, así como de la computadora central del sistema. El programa puede indicar no solo los puntos con problemas de coordinación, sino también las causas de estos problemas [2].

### 3.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

- El control del sistema de potencia es un área con grandes perspectivas de aplicación de funciones adaptivas. Hasta el momento se ha propuesto la introducción de conceptos adaptivos en acciones discretas de control, tales como el recierre automático, la segregación del sistema por pérdida de sincronismo y el corte de carga por baja frecuencia, pero es necesario explorar otras alternativas.

- La lógica de recierre adaptivo de interruptores permite lograr una alta velocidad de respuesta a disparos incorrectos, una disminución del número de recierres no exitosos y una reducción de los daños a los equipos y al sistema.
- El disparo adaptivo del sistema por pérdidas de sincronismo permite la formación controlada de islas eléctricas con un balance adecuado de generación y carga. Para este sistema se requiere disponer de mediciones fasoriales sincronizadas en tiempo (vía satélite) en determinados nodos del sistema de potencia.
- El corte de carga por baja frecuencia es un área en que las técnicas adaptivas tienen gran potencial de aplicación. Se ha propuesto ajustar la cantidad de carga a disparar en base a la razón inicial de caída de la frecuencia. Es necesario continuar profundizando en el estudio de este problema.
- Las funciones de supervisión y la capacidad de comunicación incorporadas a los actuales relevadores digitales están eliminando prácticamente la necesidad de pruebas de rutina y permiten incorporar nuevas ideas adaptivas. Un ejemplo de ello es la posibilidad de comprobar automáticamente en tiempo real la coordinación de protecciones.

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS





## CONSIDERACIONES SOBRE LA APLICACION DE RELEVADORES ADAPTIVOS DE SOBRECORRIENTE

### 4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se hace un análisis crítico de la protección convencional de sobrecorriente y se establecen sus principales limitaciones. A partir de allí se analizan los posibles criterios adaptivos a aplicar en este tipo de protección, así como sus ventajas y desventajas.

En la parte final del capítulo se presenta un análisis matemático del alcance y el tiempo de operación para las protecciones convencional y adaptiva, lo cual permite apreciar en forma más detallada las ventajas de la protección adaptiva. Se incluyen también ejemplos numéricos en que se ponen de manifiesto estos conceptos.

### 4.2 LIMITACIONES DE LA PROTECCIÓN CONVENCIONAL DE SOBRECORRIENTE

La tarea básica de la protección de líneas de transmisión consiste en determinar correctamente la ubicación del cortocircuito, con independencia de su tipo y del régimen de operación del sistema de potencia. A este fin pueden utilizarse los principios de sobrecorriente (con y sin direccionalidad), de distancia y diferencial. La protección de sobrecorriente utiliza la corriente como parámetro indicador del lugar del cortocircuito, teniendo en cuenta que su magnitud depende de la distancia eléctrica hasta el punto de falla. Sin embargo, hay dos problemas fundamentales: a) la corriente de cortocircuito depende también del tipo de falla y

del régimen de operación del sistema; b) la corriente de carga o de pre-falla puede ser comparable con la de cortocircuito, lo que dificulta la discriminación entre el régimen normal y el de falla. De estos problemas se derivan las limitaciones de la protección de sobrecorriente.

En la Fig. 4.1 se representa una red radial (Fig. 4.1a) y la gráfica de variación de la corriente de cortocircuito como función de la distancia eléctrica  $l$  hasta el punto de falla (Fig. 4.1b). La curva 1 corresponde al estado de generación máxima, y la 2, al de generación mínima. Si se analiza la protección de fase, la curva 1 es para fallas trifásicas y la 2 para fallas bifásicas; en el caso de la protección de tierra, ambas curvas se refieren a las fallas monofásicas a tierra. En la Fig. 4.1 también se muestran las gráficas  $T=f(l)$  que reflejan la relación entre el tiempo de operación  $T$  y la distancia  $l$  a la falla para los relevadores  $n$  y  $n-1$ , que cuentan con un elemento instantáneo y otro de tiempo inverso. En el relevador  $n$  las corrientes de arranque son:  $I_a$ , para el elemento instantáneo, e  $I_{a,t}$  para el elemento de tiempo inverso.

Una limitación de la protección de sobrecorriente es que su alcance (longitud de la zona de protección) depende del tipo de cortocircuito y del régimen de operación del sistema. En la Fig. 4.1b y c, puede observarse que el alcance del elemento instantáneo de la protección  $n$  se moverá entre los límites  $l_{1\text{ min}}$  y  $l_{1\text{ max}}$ , lo que introduce incertidumbre en la longitud de línea que cuenta realmente con protección primaria; puede darse incluso el caso de que la zona de protección instantánea desaparezca completamente en condiciones de generación mínima. El alcance del elemento de tiempo inverso también se desplaza entre los límites  $l_{1\text{ min}}$  y  $l_{1\text{ max}}$ , pudiendo llegar a dejar de respaldar debidamente a la línea adyacente para generación mínima, como se muestra en la Fig. 4.1b y c. Esto es particularmente probable en la protección de fase, en que la corriente de carga máxima establece un límite inferior al valor de la corriente de arranque del relevador, limitando así su sensibilidad para la detección de fallas en condiciones de generación mínima.

Una alternativa para mejorar la sensibilidad de la protección de sobrecorriente de fase es añadir retención o control por voltaje; esta solución es clásica en la protección de respaldo

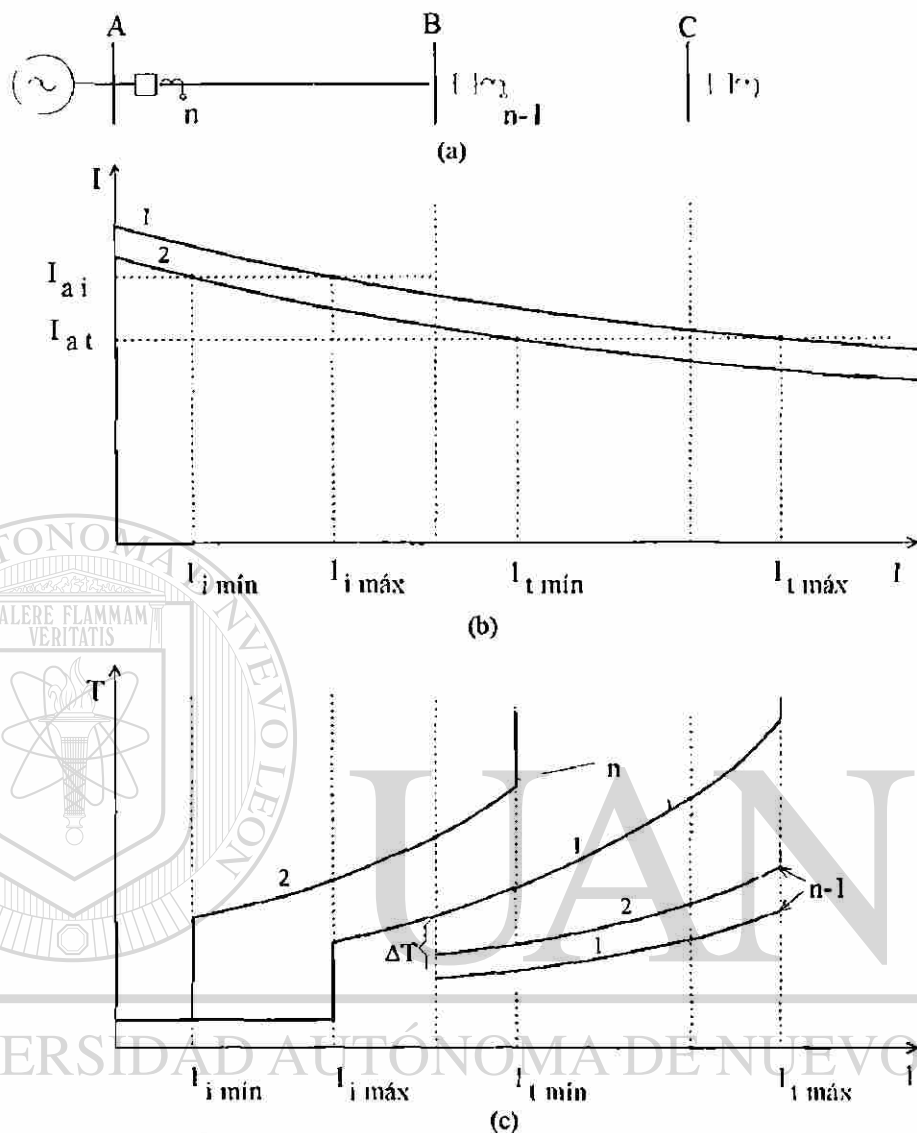


Fig. 4.1. Protección de sobrecorriente de una red radial: a) esquema de la red; b) gráficas de corriente de cortocircuito en función de  $l$ ; c) gráficas  $T=f(l)$ .

para fallas externas en generadores [8,12,17], pero no resulta adecuada en la protección de líneas de transmisión. En este caso un cortocircuito bifásico en una de las líneas que sale de una barra reduce por igual el voltaje de todas las líneas, y en las no falladas la corriente durante la falla puede ser mayor que la nominal; esto se debe a que la impedancia de secuencia negativa de los motores de la carga es menor que la de secuencia positiva. En estas condiciones las protecciones de sobrecorriente de las líneas no falladas pueden operar incorrectamente, aún cuando tengan retención por voltaje.

En el caso de las protecciones de sobrecorriente contra fallas a tierra no existen problemas de sensibilidad asociados a la corriente de carga, pues responden únicamente a la componente de secuencia cero de la corriente.

Una segunda limitación de la protección de sobrecorriente es que el tiempo de operación depende también del tipo de falla y del régimen de operación del sistema. Esta situación se ilustra en las gráficas  $T=f(I)$  de la Fig. 4.1, en que se aprecia que las curvas para generación mínima (curvas 2) representan tiempos de operación mayores que para generación máxima (curvas 1). La coordinación entre los relevadores  $n$  y  $n-1$  se garantiza para condiciones de generación máxima mediante el intervalo de selectividad  $\Delta T$ , pero el margen de coordinación es mucho mayor para otros regímenes de operación.

Una alternativa clásica para la solución de estos problemas y, en particular, el referido a la insuficiente sensibilidad de la protección de sobrecorriente de fase en redes con niveles bajos de corriente de cortocircuito, es la utilización de relevadores de distancia. La medición de impedancia permite una mejor discriminación entre los estados de carga y de falla por dos razones básicas: a) la magnitud de la impedancia varía más que la corriente cuando ocurre una falla (debido a que el voltaje se reduce por efecto de la falla); b) el ángulo de la impedancia varía al ocurrir la falla, lo que sirve como un indicador adicional del estado de falla. Sin embargo, la coordinación de relevadores de sobrecorriente y de distancia es difícil, lo que limita la validez de esta solución a aquellos casos en que todas las protecciones de la red sean de distancia; en las redes de distribución y, en cierta medida, en las de subtransmisión, es necesario continuar buscando soluciones dentro de la protección de sobrecorriente.

#### 4.3 POSIBLES CRITERIOS ADAPTIVOS EN LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Una alternativa de solución a las limitaciones de la protección de sobrecorriente es dotarla de la capacidad de variar automáticamente sus parámetros de ajuste en dependencia del régimen de operación del sistema y del tipo de falla, es decir, convertirla en adaptiva. En [1] se propone la utilización de ajustes adaptivos en un relevador de sobrecorriente para evitar

disparos incorrectos por efecto de la corriente de restablecimiento de la carga después de una pérdida prolongada de servicio; como es conocido, esta corriente puede tomar valores transitorios elevados, debido a la pérdida de diversidad de las cargas controladas termostáticamente.

En [1] se propone también un método para evitar el efecto de la corriente de carga sobre el relevador de sobrecorriente. El método consiste en lograr que el relevador responda solamente a la componente de falla  $\Delta I_{cc}$  de la corriente, según:

$$\Delta I_{cc} = I_{cc} - I_c \quad (4.1)$$

donde  $I_{cc}$  es la corriente total del estado de falla, e  $I_c$  es la corriente de carga o de pre-falla. Este método permite lograr una sensibilidad elevada en el relevador, pero dificulta su coordinación con relevadores convencionales, que responden a la corriente total de cortocircuito  $I_{cc}$ , y no únicamente a su componente de falla  $\Delta I_{cc}$ .

La alternativa novedosa de solución que se propone en el presente trabajo para la protección de tiempo inverso es convertir en variable la corriente de arranque  $I_a$  del relevador, de manera que flote por encima de la corriente de carga  $I_c$  en todo momento, con un margen de seguridad dado por un coeficiente  $k$  mayor que la unidad:

$$I_a = k I_c \quad (4.2)$$

El coeficiente  $k$  constituye un factor de seguridad para evitar operaciones incorrectas en el régimen normal de operación. En particular, puede haber un error por defecto en el valor estimado de la corriente de carga; por otra parte, la corriente puede tomar valores transitorios elevados cuando se cierra el interruptor para restablecer el servicio eléctrico en el alimentador. Los valores típicos de  $k$  están en el intervalo de 1.5 a 2.

En este nuevo tipo de relevador adaptivo de tiempo inverso, el carácter variable de la corriente de arranque puede dificultar la coordinación con relevadores convencionales. Sin embargo, este problema tiene dos soluciones posibles: a) fijar límites máximo y mínimo a la

corriente de arranque; b) dotar al relevador de la capacidad de variar adaptivamente su curva de tiempo en función del valor vigente de corriente de arranque. Como se mostrará más adelante, es conveniente utilizar una combinación de estas dos soluciones.

En el presente trabajo se propone también hacer un ajuste adaptivo de la corriente de arranque del elemento instantáneo en función del nivel de generación vigente en el sistema de potencia. Este concepto es original y no ha sido publicado previamente. Como se verá en la Sección 5.4, la ley adaptiva se establece en base al valor vigente de la corriente de arranque del elemento adaptivo de tiempo inverso.

#### 4.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PROTECCIÓN ADAPTIVA DE SOBRECORRIENTE

Una protección adaptiva de sobrecorriente basada en relevadores de tiempo inverso e instantáneo con corriente de arranque variable con el régimen de operación del sistema tiene las siguientes ventajas:

- a) El alcance del elemento instantáneo disminuye menos con el tipo de falla y el régimen de operación del sistema que el de una protección convencional, lo que implica una cobertura más constante de la sección de línea protegida en forma instantánea. En el elemento de tiempo inverso de protección de fase se obtiene un mayor alcance, sobre todo en condiciones de generación mínima, se logra una mayor sensibilidad, y se garantiza el respaldo a la línea adyacente, aún en los casos en que la corriente de carga es comparable con la de falla mínima.
- b) Su tiempo de operación varía de acuerdo con el tipo de falla y el régimen de operación del sistema; es decir, en condiciones de generación mínima el tiempo de operación de la protección será el mínimo; este efecto es contrario al de una protección convencional, que ante estas mismas condiciones presenta un tiempo de operación máximo. Esto permite lograr tiempos de operación más reducidos, sobre

todo para el estado de generación mínima, no solo en el relevador adaptivo, sino en los que están detrás de éste (más cercanos a la fuente de generación)

Una desventaja de la protección adaptiva de sobrecorriente es que el procedimiento de cálculo de parámetros de ajuste tiene mayor complejidad que en protecciones convencionales, lo que se traduce en una mayor dificultad para la aplicación del relevador. En el Capítulo 5 se analiza este problema, y se muestra que el grado de complejidad del procedimiento no es realmente mucho mayor que en protecciones convencionales.

A continuación se presenta un análisis de los alcances y los tiempos de operación de las protecciones de sobrecorriente convencional y adaptiva, como muestra de las ventajas de esta última.

#### 4.5 ANÁLISIS DEL ALCANCE

El alcance o longitud de la zona de protección de una protección de sobrecorriente es la distancia eléctrica hasta el punto de la línea en que, para un cortocircuito en ese punto, la corriente de falla es igual a la de arranque de la protección. Así por ejemplo, en la red radial de la Fig. 4.1, el alcance del elemento instantáneo para generación máxima es  $l_{i \text{ máx}}$ , que representa el punto en que la corriente de arranque  $I_a$ , es igual a la de cortocircuito. Suponiendo por simplicidad que el sistema de la Fig. 4.1 es homogéneo (todas las impedancias tienen ángulos iguales), en general para el punto de alcance de una protección de fase puede plantearse:

$$I_a = I_{cc} = \frac{E}{Z_s + Z_{la}} \quad (4.3)$$

$$Z_{la} = \frac{E}{I_a} - Z_s \quad (4.4)$$

donde  $I_a$  es la corriente de arranque de la protección (sea instantánea o con retardo de tiempo),  $E$  es el voltaje de fase del sistema,  $Z_s$  es la impedancia de la fuente equivalente detrás

del relevador, y  $Z_{la}$  es la impedancia de la sección de línea hasta el punto del alcance, lo que constituye una expresión del alcance en términos de impedancia. Otra posibilidad es expresarlo como una distancia  $l_a$ , según:

$$l_a = \frac{Z_{la}}{z} \quad (4.5)$$

donde  $z$  es la impedancia por unidad de longitud de la línea.

Sustituyendo (4.5) en (4.4) y efectuando se obtiene:

$$l_a = \frac{E}{z I_a} - \frac{Z_S}{z} \quad (4.6)$$

En una protección convencional la única variable de (4.6) es  $Z_S$ , al reducirse la demanda y, por tanto, la generación ( $Z_S$  aumenta), el alcance  $l_a$  del relevador disminuye linealmente, tanto para el elemento instantáneo, como para el de tiempo inverso.

Sustituyendo (4.2) en (4.6) se obtiene la expresión del alcance para la protección adaptiva de tiempo inverso:

$$l_a = \frac{E}{k z I_c} - \frac{Z_S}{z} \quad (4.7)$$

En este caso la disminución de la demanda provoca un aumento de  $Z_S$ , pero también una disminución de  $I_c$ , que tiende a compensar el efecto anterior. El resultado es que el alcance del elemento adaptivo de tiempo inverso se reduce menos con la disminución del nivel de generación que el de una protección convencional.

A partir de (4.6) puede hacerse un análisis semejante para el elemento instantáneo adaptivo. Su corriente de arranque  $I_a$  disminuye cuando la generación se reduce, y tiende a compensar el aumento de  $Z_S$ , con el resultado de una cobertura instantánea relativamente constante de la línea protegida.



#### 4.6 ANÁLISIS DEL TIEMPO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE TIEMPO INVERSO

La característica tiempo-corriente o curva  $T = f(I)$  de un relevador de sobrecorriente [8] puede expresarse por:

$$T = \frac{K}{I^n - 1} = \frac{K}{\left(\frac{I_{cc}}{I_a}\right)^n - 1} \quad (4.8)$$

donde  $I = I_{cc}/I_a$  es la corriente aplicada al relevador, expresada en por unidad con respecto a la corriente de arranque  $I_a$ . El exponente  $n$  determina el grado de inversión o tipo de la característica (inversa ( $n=0.02$ ); muy inversa ( $n=1$ ); extremadamente inversa ( $n=2$ )). El coeficiente  $K$ , por su parte, se puede modificar para generar una familia de características de cada tipo.

La corriente de cortocircuito trifásico en el sistema radial de la Fig. 4.1 (considerándolo homogéneo) está dada por:

$$I_{cc} = \frac{E}{Z_s + Z_L} \quad (4.9)$$

donde  $Z_L = zl$  es la impedancia de la sección de línea comprendida hasta el punto de falla, y  $l$  es la distancia eléctrica hasta ese punto. Sustituyendo (4.9) en (4.8) se obtiene la relación funcional  $T = f(l)$  entre el tiempo de operación y la distancia a la falla:

$$T = \frac{K}{\left[\frac{E}{I_a(Z_s + Z_L)}\right]^n - 1} = \frac{K}{\left[\frac{E}{I_a(Z_s + zl)}\right]^n - 1} \quad (4.10)$$

En una protección convencional  $I_a$  es constante, y el efecto del régimen de generación se manifiesta en  $Z_s$ : es mínima a la hora de máxima demanda, y máxima en el régimen de generación mínima. El resultado es un desplazamiento vertical de las curvas  $T = f(l)$ , como se puede apreciar en la Fig. 4.1.

convencionales. En este caso es necesario garantizar la coordinación para dos parejas de protecciones diferentes: convencional respaldando a adaptiva y adaptiva respaldando a convencional.

De lo anterior se deduce que para poder ubicar la protección adaptiva de sobrecorriente en cualquier punto de la red, es necesario elaborar una metodología para su coordinación con protecciones convencionales que sea válida para ese caso general. Esa metodología se presenta en el Capítulo 5.

Por tanto, la recomendación definitiva es ubicar la protección adaptiva de sobrecorriente en aquellos puntos de la red radial en que la protección convencional enfrenta dificultades de aplicación.

#### 4.8 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

- La protección de sobrecorriente tiene el inconveniente de que su alcance y su tiempo de operación dependen en gran medida del tipo de cortocircuito y del régimen de operación del sistema. Esto se manifiesta en limitaciones de sensibilidad en la protección de fase y en tiempos de operación elevados, sobre todo para niveles reducidos de generación.
- La introducción de conceptos adaptivos en la protección de sobrecorriente es la mejor solución a sus limitaciones, pues permite conservar la compatibilidad con las protecciones de sobrecorriente convencionales.
- Dos criterios adaptivos adecuados para la protección de sobrecorriente son: a) variación adaptiva de la corriente de arranque en función de la de carga; b) variación adaptiva de la curva de tiempo de operación en función de la corriente de arranque y la de cortocircuito. La protección adaptiva de sobrecorriente basada en estos criterios es más sensible y rápida que la convencional y coordina adecuadamente con otras protecciones.

- El alcance del elemento instantáneo del relevador de sobrecorriente convencional varía dependiendo del régimen de generación, pudiendo inclusive dejar de brindar protección a la sección de línea protegida para generación mínima. Un elemento instantáneo adaptivo tiene una cobertura más constante, independientemente del régimen de generación.
- El alcance del elemento de tiempo inverso convencional varía dependiendo del régimen de generación, debido a lo cual puede dejar de ofrecer respaldo a la línea adyacente, sobre todo en demanda mínima; el relevador adaptivo tiene una mayor sensibilidad (mayor alcance) en este régimen de generación, garantizándose el respaldo a la línea adyacente aún en los casos en que la corriente de carga sea comparable con la de falla mínima.
- El tiempo de operación de un elemento adaptivo de tiempo inverso varía menos con el tipo de falla y el régimen de operación del sistema que el de una protección convencional. Esto se traduce en que la protección adaptiva de tiempo inverso es significativamente más rápida que la convencional para condiciones de generación mínima.
- Se recomienda ubicar la protección adaptiva de sobrecorriente en aquellos puntos de la red radial en que la protección convencional confronte dificultades de aplicación y, en particular, limitaciones de sensibilidad.

# METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE RELEVADORES ADAPTIVOS DE SOBRECORRIENTE

## 5.1 INTRODUCCIÓN

El cálculo de parámetros de ajuste de protecciones de sobrecorriente comprende dos aspectos: el cálculo de la corriente de arranque de los elementos con retardo de tiempo e instantáneo, y la determinación del ajuste de tiempo del elemento con retardo de tiempo. Este segundo aspecto del proceso se denomina coordinación y, en el caso de las protecciones de tiempo inverso, tiene por resultado la determinación de la curva tiempo-corriente que debe asignarse como ajuste al relevador.

---

En este capítulo se hace en primer lugar un resumen de la metodología de cálculo de parámetros de ajuste de las protecciones de sobrecorriente convencionales, para establecer una referencia de comparación. A continuación se propone la metodología de cálculo para las protecciones adaptivas, separándola en los siguientes aspectos: el cálculo de la corriente de arranque (elementos de tiempo inverso e instantáneo) y la coordinación de protecciones adaptivas con protecciones convencionales.

## 5.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE CONVENCIONALES

En la Fig. 5.1 se muestra el diagrama unifilar de una red radial, en que se considera inicialmente que todas las protecciones de sobrecorriente son convencionales. A continuación

se presenta un resumen de la metodología de cálculo de parámetros de ajuste de la protección de fase, que es el caso más general, tomando como referencia la protección  $n-1$ . Se suponen conocidos para este fin los parámetros de ajuste de las protecciones  $n-3$  y  $n-2$

La corriente de arranque del elemento de tiempo inverso de la protección  $n-1$  debe cumplir con tres criterios fundamentales[8]:

$$I_{a\ n-1} = k I_{c\ máx} \quad (5.1)$$

$$I_{a\ n-1} \geq I_{a\ n-2} \quad (5.2)$$

$$I_{a\ n-1} \leq \frac{I_{cc\ D\ mín}}{k_s} \quad (5.3)$$

donde  $I_{c\ máx}$  es la corriente máxima de carga que pasa por la protección  $n-1$ , e  $I_{cc\ D\ mín}$  es la corriente en la protección para un cortocircuito bifásico en D en condiciones de generación mínima. Los coeficientes  $k$  y  $k_s$  son mayores que la unidad, con valores típicos entre 1.5 y 2. La ecuación (5.1) asegura que la protección no dispare incorrectamente por efecto de la carga (sin considerar la corriente de restablecimiento de carga fría). La expresión (5.2) evita que la protección  $n-1$  responda a cortocircuitos que quedan fuera del alcance de  $n-2$  (lo que representaría una operación no selectiva). La expresión (5.3) es la verificación de sensibilidad de  $n-1$ ; si esta condición no se cumple (lo que puede ocurrir en redes muy cargadas y de gran longitud), no se garantiza el respaldo a la línea adyacente, lo que no tiene solución en la protección convencional

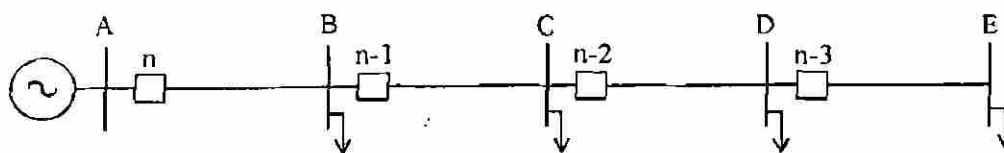


Fig. 5.1. Diagrama unifilar de una red radial.

La corriente de arranque del elemento instantáneo de la protección  $n-1$  se determina por.

$$I_{a, n-1} = k_1 I_{cc, C, \text{máx}} \quad (5.4)$$

donde  $I_{cc, C, \text{máx}}$  es la corriente en la protección para un cortocircuito trifásico en C en condiciones de generación máxima. El coeficiente  $k_1$  es mayor que la unidad, con valores típicos de 1.25 a 1.5. La ecuación (5.4) garantiza que el elemento instantáneo de  $n-1$  no opere incorrectamente para cortocircuitos en la línea adyacente.

La curva de tiempo del elemento de tiempo inverso de la protección  $n-1$  se determina por el procedimiento usualmente denominado coordinación. La idea general es que la protección  $n-1$  debe ser más lenta que la  $n-2$  para cualquier cortocircuito que ocurra en la línea CD. Sin embargo, si ambos relevadores tienen el mismo tipo de curvas tiempo-corriente, el cálculo se hace solamente para la condición más crítica, que es el cortocircuito trifásico máximo que ocurre justo adelante de la protección  $n-2$ . Si para este cortocircuito se determina el tiempo de operación  $T_{n-2}$  del relevador  $n-2$ , el tiempo correspondiente a  $n-1$  será:

$$T_{n-1} = T_{n-2} + \Delta T \quad (5.5)$$

donde  $\Delta T$  es el intervalo de selectividad o coordinación, que incluye, entre otros factores, el tiempo de operación del interruptor  $n-2$ ; su valor típico es del orden de 0.3 a 0.4 segundos. Conociendo  $T_{n-1}$  y la corriente en  $n-1$  para ese propio cortocircuito, se puede determinar la curva de tiempo mínima para  $n-1$  que satisface la coordinación. Este criterio de coordinación se representa en las curvas  $T=f(I)$  de la Fig. 4.1 del Capítulo 4, en que el intervalo  $\Delta T$  se da entre las curvas de  $n-2$  y  $n-1$  para generación máxima, en el punto donde está la protección  $n-2$ , lo que equivale a considerar el cortocircuito trifásico máximo en ese punto de la red.

En la Fig. 5.2 se presentan los resultados de la coordinación de protecciones convencionales de tiempo inverso para un ejemplo concreto de sistema radial de 34.5 kV, con demandas máxima (línea continua) y mínima (línea discontinua) de 2 MVA y 1 MVA respectivamente en cada subestación; los niveles de cortocircuito trifásico en la subestación A

son de 100 MVA en generación máxima y 50 MVA en generación mínima. Las gráficas de tiempo de operación están en este caso representadas en función de la impedancia  $Z_L$  hasta el punto de falla ( $T=f(Z_L)$ ). Las curvas  $T=F(I)$  de todas las protecciones son del tipo de la ecuación (4.8), con  $n=1$  (curvas de tipo inverso).

### 5.3 CORRIENTE DE ARRANQUE DEL ELEMENTO DE TIEMPO INVERSO DE LA PROTECCIÓN ADAPTIVA

Considérese el caso en que la protección  $n-1$  de la Fig. 5.1 es adaptiva, y que las restantes protecciones son convencionales. La corriente de arranque del elemento de tiempo inverso de esta protección es variable, y flota sobre la corriente de carga de acuerdo con la ecuación (4.2). En el Capítulo 4 se indicó la necesidad de fijar límites máximo y mínimo a la corriente de arranque para facilitar la coordinación; a continuación se proponen esos límites.

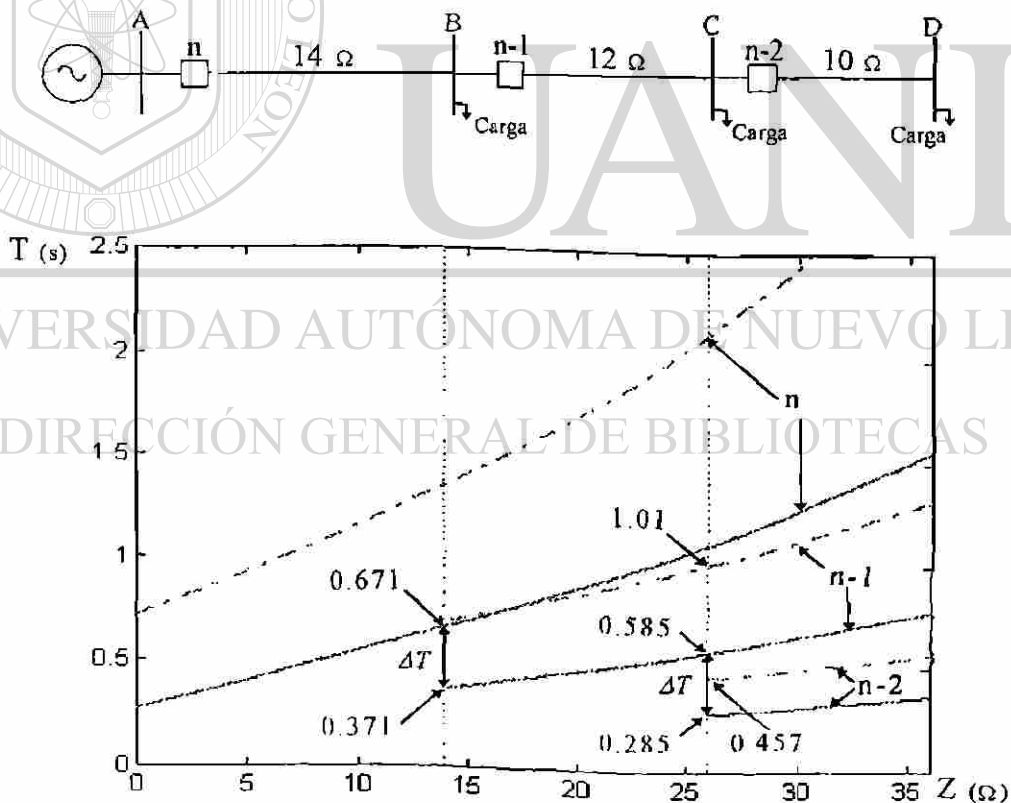


Fig. 5.2. Ejemplo de coordinación de protecciones convencionales de tiempo inverso.

El valor máximo  $I_{a\ máx}$  de la corriente de arranque debe coincidir con el de una protección convencional, para evitar operaciones incorrectas en el régimen de carga máxima.

$$I_{a\ máx} = k I_{c\ máx} \quad (5.6)$$

Se propone que el valor mínimo  $I_{a\ mín}$  de la corriente de arranque cumpla con dos criterios:

$$I_{a\ mín} = k I_{c\ mín} \quad (5.7)$$

$$I_{a\ mín} \leq \frac{I_{cc\ D\ mín}}{k_s} \quad (5.8)$$

donde  $I_{c\ mín}$  es el valor mínimo esperado de la corriente de carga en la protección  $n-1$ . La ecuación (5.7) asegura que el relevador no opere incorrectamente por efecto de la carga en el régimen de generación mínima. En ese régimen, la protección adaptiva tiene una corriente de arranque más baja (ecuación (5.7)) que si fuera convencional (ecuación (5.1)), esto aumenta la probabilidad de cumplir con el requerimiento de sensibilidad (expresión (5.8)). Puede ocurrir que en esta situación se viole el criterio dado por (5.2), lo que implica que  $n-1$  puede operar para fallas situadas más allá del límite del alcance de  $n-2$ . Sin embargo, esto en realidad puede considerarse una ventaja adicional, pues probablemente la protección  $n-2$ , que es convencional, presenta limitaciones de sensibilidad para respaldar adecuadamente a su línea adyacente.

## DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

### 5.4 CORRIENTE DE ARRANQUE DEL ELEMENTO INSTANTÁNEO DE LA PROTECCIÓN ADAPTIVA

La corriente de arranque del elemento instantáneo de una protección de sobrecorriente convencional se calcula por (5.4), y su alcance varía entre ciertos límites, que en la Fig. 4.1 aparecen señalados como  $I_{1\ mín}$  y  $I_{1\ máx}$ . En una protección adaptiva la corriente de arranque puede hacerse variar, de modo que el alcance tienda a permanecer constante. En la Fig. 5.3 se representa gráficamente el criterio de selección de los valores límites de la corriente de arranque  $I_{a1}$  del elemento instantáneo adaptivo de la protección  $n-1$ . La curva 1 corresponde a



la falla trifásica en régimen de generación máxima, y la 2 a la falla bifásica en generación mínima. Las ecuaciones son:

$$I_{a1\text{máx}} = k_1 I_{cc\text{máx}} \quad (5.9)$$

$$I_{a1\text{mín}} = k_1 I_{cc\text{mín}} \quad (5.10)$$

La ecuación (5.9) coincide con el criterio correspondiente a protecciones convencionales (ecuación (5.4)); de quedar fija  $I_{a1}$ , en este valor, a la hora de generación mínima el alcance sería  $I_{i\text{mín}}$ . Sin embargo, si en esa condición el valor de arranque vigente es el dado por (5.10), el alcance se conserva en un valor cercano a  $I_{i\text{máx}}$  (ver Fig. 5.3).

Un problema a resolver en el diseño del relevador es encontrar una ley de variación de  $I_{a1}$ , entre los límites ya establecidos, para niveles de generación intermedios. Esta ley puede basarse en la corriente de carga como indicador indirecto del nivel de generación existente en el sistema. Una posible alternativa es llevar un registro en el relevador de los valores máximo y mínimo de la corriente de carga en el día anterior como base para el algoritmo. Sin embargo, esto requiere un procesamiento adicional de información. Otra solución es utilizar a ese fin los

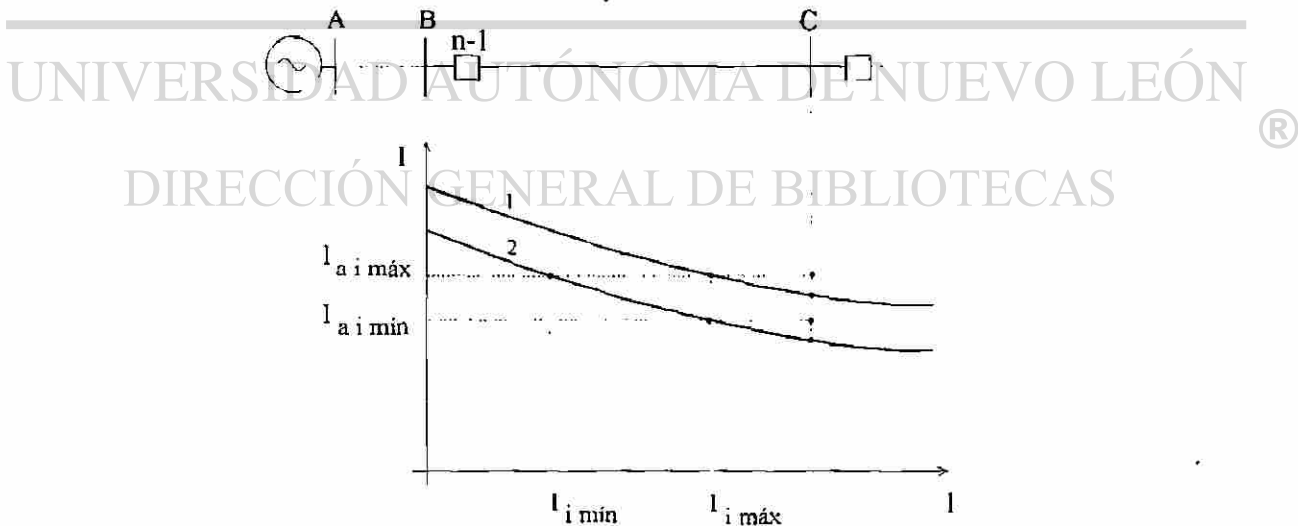


Fig. 5.3. Límites de la corriente de arranque del elemento instantáneo adaptivo.

valores actual  $I_a$  y máximo  $I_{a\text{máx}}$  de la corriente de arranque del elemento de tiempo inverso, que son explícitamente conocidos; en esta alternativa el algoritmo se basa en las ecuaciones

$$I_{a1} = I_{a1\text{máx}} \frac{I_a}{I_{a\text{máx}}} \quad (5.11)$$

$$I_{a1} \geq I_{a1\text{mín}} \quad (5.12)$$

El valor de arranque debe estar determinado por (5.11), siempre que no se viole (5.12); en caso contrario, se fija en el límite mínimo, según (5.12). Es importante observar que este algoritmo es propio del relevador, por lo que no implica cálculos adicionales por el usuario.

## 5.5 COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN ADAPTIVA DE SOBRECORRIENTE CON LAS CONVENCIONALES

El proceso de coordinación de una protección adaptiva de sobrecorriente de tiempo inverso con protecciones convencionales es conceptualmente el mismo que para protecciones convencionales. Sin embargo, es necesario tener en cuenta el hecho de que la corriente de arranque de la protección adaptiva varía entre ciertos límites. Por otra parte, es recomendable estudiar la conveniencia de dotar al relevador de la capacidad de variar adaptivamente su curva de tiempo en función del valor vigente de la corriente de arranque, como se sugirió en el Capítulo 4. A continuación se examinan estos aspectos.

### DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Considerando inicialmente que la protección de tiempo inverso es adaptiva solamente en cuanto a la corriente de arranque, existen dos alternativas básicas para su coordinación con protecciones convencionales. Tomando la protección  $n-1$  de la Fig. 5.1 como referencia, la primera alternativa consiste en utilizar  $I_{a\text{mín}}$  para la coordinación con  $n-2$ , e  $I_{a\text{máx}}$  para la coordinación con  $n$ . Este criterio se representa en las gráficas  $T-f(l)$  de la Fig. 5.4, en que por simplicidad los puntos de ubicación de las protecciones están señalados sobre el eje de abscisas. Las curvas con trazo continuo corresponden al nivel de generación máxima, y las discontinuas, al de generación mínima. Debe observarse que la protección  $n-1$  tiene dos

parejas de curvas, que corresponden a las corrientes de arranque máxima y mínima. Para la protección  $n$  se representa solamente la curva de generación máxima.

En la Fig. 5.4 puede observarse que este criterio es conservador, pues garantiza la coordinación para todas las condiciones posibles, pero conduce a valores elevados de tiempos de operación (mayores que para protecciones convencionales) en la protección  $n-1$  y en las que la respaldan ( $n$ , por ejemplo). Esto puede constatarse en el hecho de que si  $n-1$  fuera convencional, tendría una sola curva de generación máxima, que por coordinación quedaría colocada en la posición correspondiente a la curva de  $I_{a\text{ min}}$  de la protección adaptiva. A partir de esa curva es que se coordinaría  $n$ , que resultaría con una curva de menor retardo que la que tiene para el caso adaptivo. En otras palabras, la separación entre las dos curvas de generación máxima de  $n-1$  determina el incremento del tiempo de operación de  $n-1$  y  $n$  con respecto al caso en que  $n-1$  es convencional. Es evidente que este criterio conservador no es recomendable, pues elimina una de las ventajas potenciales de la protección adaptiva (e sobrecorriente, que es la mayor velocidad de operación).

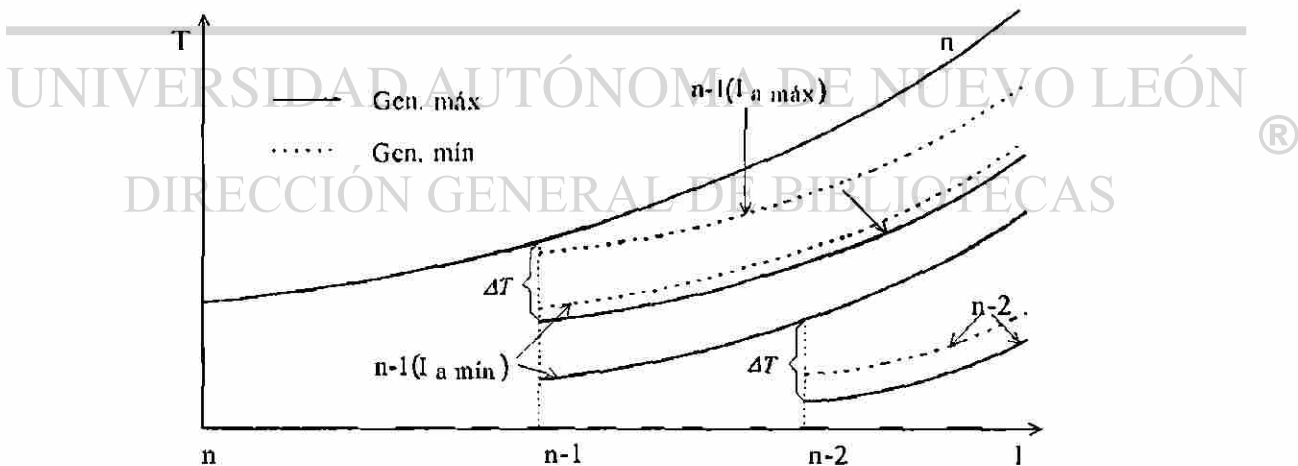


Fig. 5.4. Primera alternativa de coordinación de protecciones adaptivas y convencionales.

En la Fig. 5.5 se presentan los resultados de la aplicación de este criterio al caso del sistema radial de la Fig. 5.2. Debe observarse que, para un cortocircuito en B en condiciones de generación máxima, el tiempo de operación de  $n-1$  se eleva de 0.371 s (Fig. 5.2) a 0.831 s (Fig. 5.5). Por su parte, el tiempo de operación de  $n$  se eleva de 0.671 s (Fig. 5.2) a 1.131 s (Fig. 5.5).

La segunda alternativa consiste en utilizar el valor de  $I_{a\text{ máx}}$  de  $n-1$  como base para la coordinación con  $n-2$  y con  $n$ . Esto equivale a hacer la coordinación como si  $n-1$  fuera convencional, como se muestra en la Fig. 5.6. Con este criterio la protección  $n$  resulta con el mismo ajuste de tiempo que si  $n-1$  fuera convencional, y  $n-1$  tiene un tiempo de operación más reducido a la hora de generación mínima que si fuera convencional (su curva es la de  $I_{a\text{ mín}}$ , mientras que, si fuera convencional, tendría la curva de  $I_{a\text{ máx}}$ ). A la hora de generación máxima,  $n-1$  tiene el mismo ajuste de tiempo que si fuera convencional. Esto parece indicar que la única ventaja es un menor tiempo de operación para generación mínima, pero debe recordarse que adicionalmente se logra una mayor sensibilidad con el concepto adaptivo.

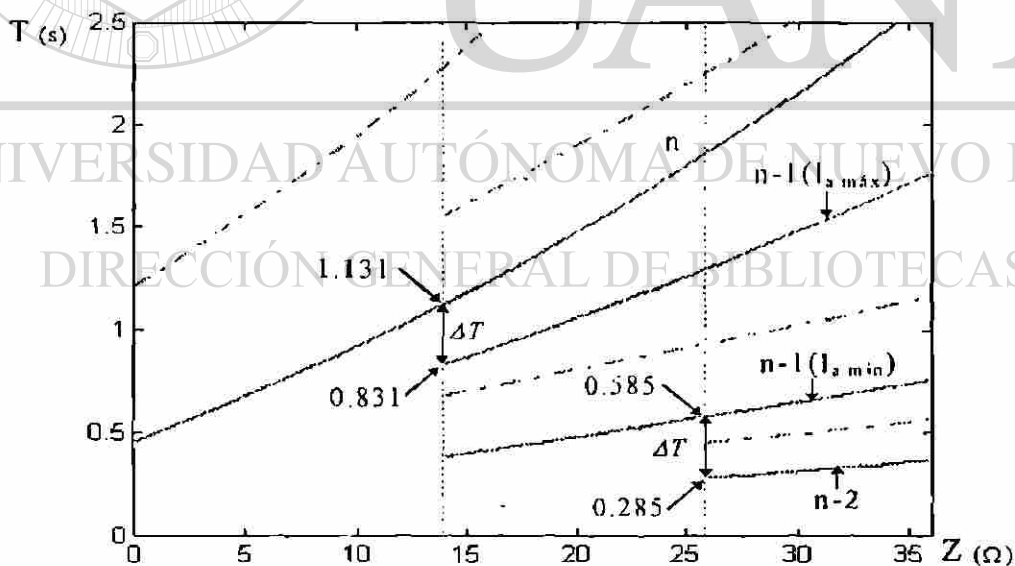


Fig. 5.5. Ejemplo de coordinación de protecciones adaptativas y convencionales (primera alternativa).

Un análisis detallado de la Fig. 5.6 revela dos posibles problemas de coordinación. El primero de ellos es que en condiciones de generación mínima, en que la protección  $n-1$  tiene vigente la corriente de arranque  $I_{a\text{ min}}$ , la separación de su curva con la de  $n-2$  (distancia  $ab$ ) puede ser menor que  $\Delta T$ ; en otras palabras, puede perderse la coordinación en condiciones de generación mínima. Una posible solución consiste en hacer el proceso de coordinación de  $n-1$  con  $n-2$  para generación máxima y mínima, y tomar para  $n-1$  la más lenta de las dos curvas de tiempo resultantes. Si esa curva es la correspondiente a generación mínima, ello implica que  $n-1$  es algo más lenta que si fuera convencional, y ocurre también un cierto desplazamiento hacia arriba de la curva de tiempo de la protección  $n$ .

Otra posible solución es aumentar el valor de  $I_{a\text{ min}}$  para lograr la coordinación en condiciones de generación mínima; esto, sin embargo, genera dos problemas. El primer problema es que se afecta la sensibilidad de la protección adaptiva para condiciones de generación mínima. Un segundo problema es que el procedimiento de cálculo se complica,

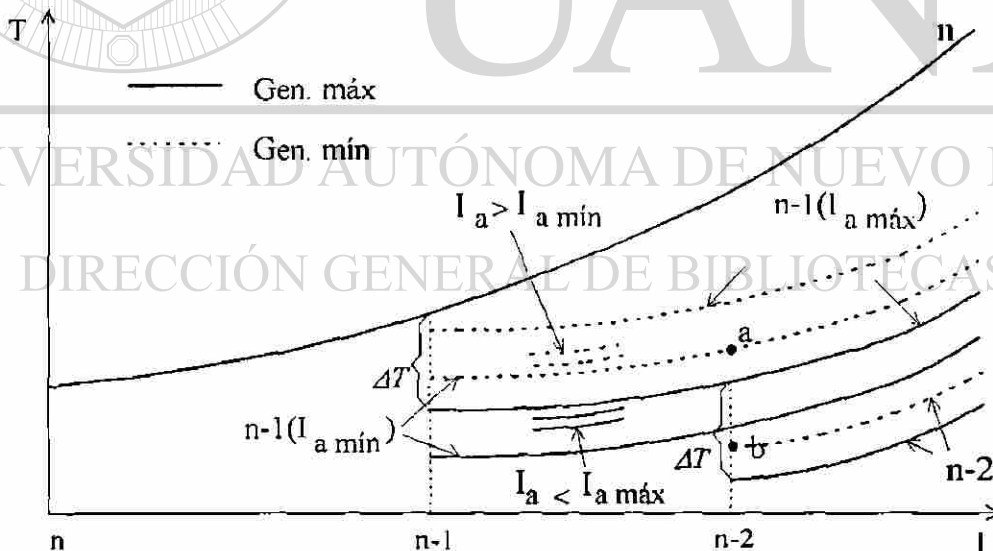


Fig. 5.6. Segunda alternativa de coordinación de protecciones adaptivas y convencionales.

pues es necesario determinar un valor de corriente de arranque para el cual se logre la coordinación, lo cual resulta diferente del método habitual. Es necesario, por tanto, buscar otra solución a este problema.

El otro posible problema de coordinación de esta segunda alternativa (ver Fig. 5.6) está asociado a la posibilidad de que la protección  $n-1$  no llegue a alcanzar el valor máximo  $I_{a\text{ máx}}$  de su corriente de arranque durante el estado de generación máxima; esto puede ocurrir, por ejemplo, si se aplica un criterio muy conservador al calcular el valor de  $I_{a\text{ máx}}$  (ecuación (5.6)). El efecto de una  $I_a < I_{a\text{ máx}}$  se manifiesta en un corrimiento hacia abajo de la curva de tiempo de  $n-1$  con respecto a la correspondiente a  $I_{a\text{ máx}}$ , como se indica en la Fig. 5.6. Es evidente que ello compromete la coordinación de  $n-1$  con  $n-2$  para la condición de generación máxima. Incidentalmente, si a la hora de generación mínima es  $I_a < I_{a\text{ mín}}$ , la curva de  $n-1$  se desplaza hacia arriba con respecto a la correspondiente a  $I_{a\text{ mín}}$ , como también se indica en la Fig. 5.6. Sin embargo, esto no origina problemas de coordinación, pues la curva de  $n$  también está desplazada hacia arriba en ese régimen de operación, y se garantiza la coordinación incluso con la curva de  $n-1$  correspondiente a  $I_{a\text{ máx}}$ .

En la Fig. 5.7 se presentan los resultados de la aplicación de esta segunda alternativa de coordinación al ejemplo del sistema radial de la Fig. 5.2. En este caso se observa que la coordinación se garantiza para generación máxima (pues para esa condición se hacen los cálculos), pero se pierde para generación mínima, pues el relevador  $n-1$  resulta ser muy rápido cuando tiene vigente su corriente de arranque mínima. Para este ejemplo incluso su tiempo de operación es algo menor que el tiempo de operación de la protección  $n-2$  para esa condición de generación.

Una solución radical a los dos problemas anteriores es dotar a la protección de una capacidad adaptiva de su curva de tiempo. La idea básica se ilustra en la Fig. 5.8, y consiste en lograr que las curvas de las protecciones  $n$  y  $n-1$  tengan una separación  $\Delta T$  en el punto de coordinación para cualquier nivel de generación. En la Fig. 5.8 puede apreciarse que la separación  $\Delta T$  existe para generación máxima ( curvas 1 ), generación mínima ( curvas 3 ) y un

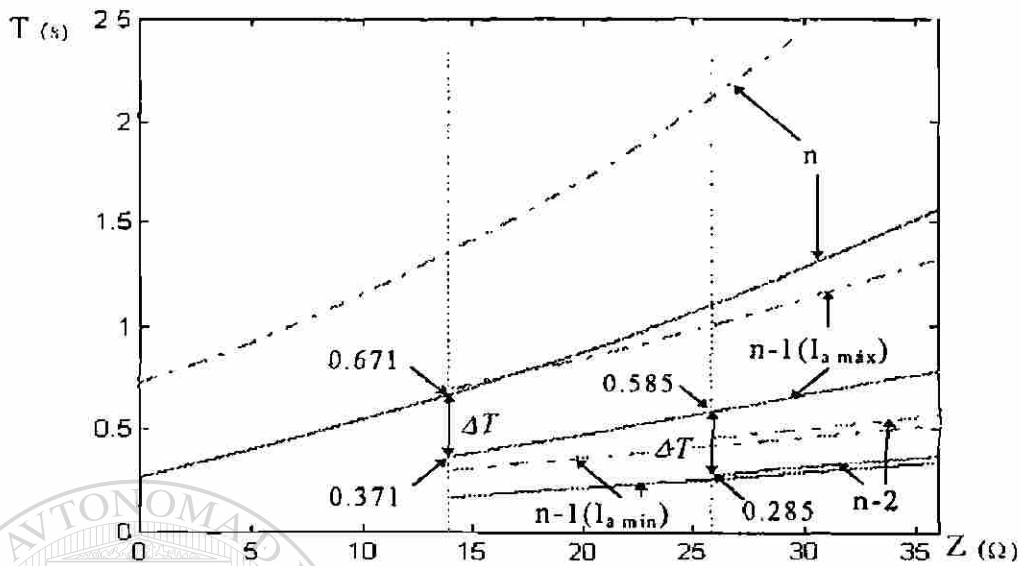


Fig. 5.7. Ejemplo de coordinación de protecciones adaptativas y convencionales (segunda alternativa).

estado intermedio de generación (curvas 2).

Se puede demostrar que para lograr este comportamiento de  $\Delta T$  constante en las gráficas  $T=f(I)$  de la Fig. 5.8, la protección adaptativa debe tener una característica  $T=f(I)$  diferente para cada nivel de generación. Esto se ilustra en la Fig. 5.9, en que se representa la

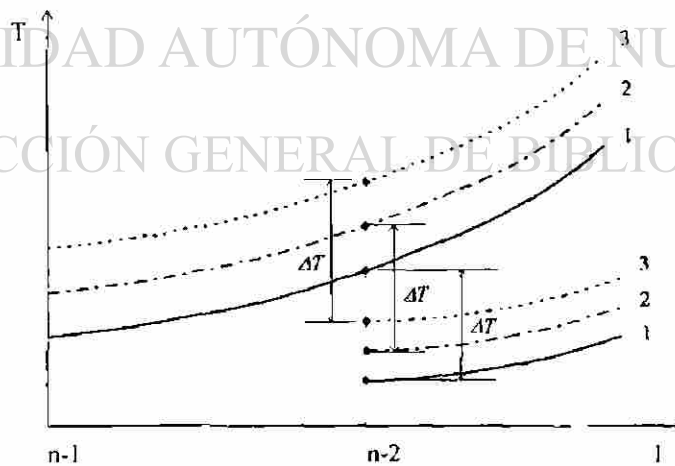


Fig. 5.8. Curvas  $T=f(I)$  con separación  $\Delta T$  para todo nivel de generación.

curva  $T=F(I_{cc})$  de la protección  $n-2$  (curva 1) y tres curvas para  $n-1$ . Puede apreciarse que para la coordinación en generación máxima ( $I_{cc \text{ máx}}$ ) la protección  $n-1$  debe tener la curva denominada 2, mientras que en generación mínima se requiere la curva indicada como 3.

Es evidente que para niveles intermedios de generación ( $I_{cc \text{ mín}} < I_{cc} < I_{cc \text{ máx}}$ ) la protección  $n-1$  debe tener una curva de tiempo intermedia tal, que el intervalo  $\Delta T$  se conserve. En la Fig. 5.9 se representa como 4 una de esas curvas. En resumen, es necesario lograr que la curva  $T=F(I)$  de la protección varíe de modo tal con el nivel de generación, que el punto  $a$  (Fig. 5.9) se desplace sobre una línea paralela a la curva del relevador  $n-2$ . Esa línea se representa en trazos discontinuos y se designa por 5 en la Fig. 5.9.

Es necesario trabajar en el diseño del relevador adaptivo para generar la ley de variación de su característica  $T=F(I)$  que cumpla con los requerimientos analizados anteriormente. A continuación se presenta el método desarrollado para el caso en que todos los relevadores tienen curvas  $T=F(I)$  definidas analíticamente. Considérese que el relevador adaptivo y los convencionales tienen curvas  $T=F(I)$  del tipo descrito por (4.8), con iguales valores de  $n$ . El criterio adaptivo de coordinación implica garantizar el cumplimiento de (5.5)

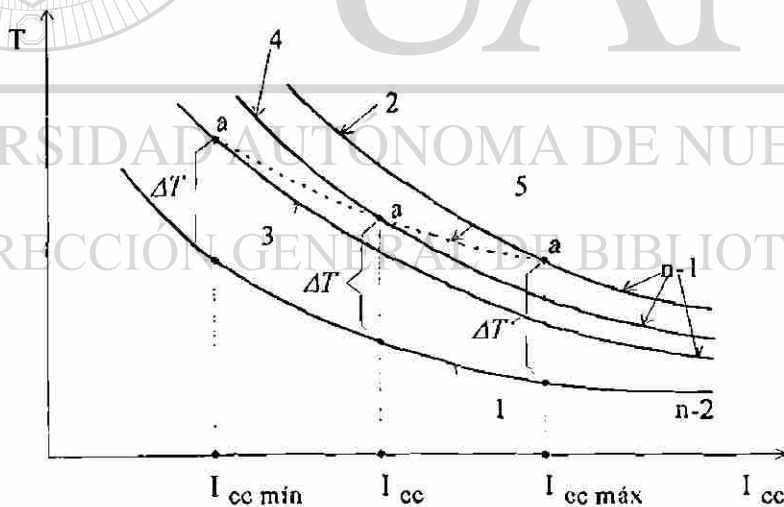


Fig. 5.9. Modificación adaptiva de las curvas  $T=F(I)$  para lograr una separación  $\Delta T$  para todo nivel de generación.



para todo valor de  $I_{cc}$  (y no solamente para  $I_{cc\text{ máx}}$ , como ocurre en el caso convencional). De (4.8) se puede escribir:

$$T_{n-2} = \frac{K_{n-2}}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{a\ n-2}}\right)^n - 1} \quad (5.13)$$

$$T_{n-1} = \frac{K_{n-1}}{\left(\frac{I_{cc}}{I_a}\right)^n - 1} \quad (5.14)$$

donde en el caso de la protección adaptativa  $n-1$  la corriente de arranque se designa simplemente por  $I_a$  para que exista concordancia con la notación utilizada hasta aquí.

Sustituyendo (5.13) y (5.14) en (5.5):

$$K_{n-1} = \left[ \left(\frac{I_{cc}}{I_a}\right)^n - 1 \right] \left[ \frac{K_{n-2}}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{a\ n-2}}\right)^n - 1} + \Delta T \right] \quad (5.15)$$

La ecuación (5.15) permite determinar el valor de  $K_{n-1}$  (que expresa la curva de tiempo vigente para este relevador), conociendo los parámetros de ajuste de  $n-2$  ( $I_{a\ n-2}$  y  $K_{n-2}$ ), así como el valor de la corriente de cortocircuito y la corriente de arranque vigente en  $n-1$ . En otras palabras, (5.15) expresa la ley de adaptación de la curva  $T-F(I)$  del relevador  $n-1$ , en función de su corriente de arranque vigente, y de la corriente de cortocircuito.

En la Fig. 5.10 se presentan los resultados de la aplicación de la protección con corriente de arranque y curva de tiempo adaptativas al sistema de la Fig. 5.2. Puede apreciarse que la coordinación se garantiza para las condiciones de generación máxima y mínima (y para

condiciones intermedias), sin afectar el tiempo de operación de la protección  $n$ , que es el mismo de la Fig. 5.2

La ventaja de la protección adaptiva en este caso es su mayor sensibilidad (corriente de arranque más baja que si fuera convencional), y su tiempo de operación más reducido para niveles de generación inferiores al máximo, sin afectar la coordinación con las protecciones convencionales.

En la Fig. 5.11 se presentan las curvas  $T=F(I_{cc})$  para el ejemplo de la Fig. 5.10, donde se puede observar que las curvas de tiempo necesarias para coordinar en los distintos niveles de generación son diferentes.

En el análisis que condujo a la ecuación (5.15) y en el ejemplo de las Fig. 5.10 y 5.11 se supuso conocida la ecuación de la curva  $T' = f(I')$  del relevador  $n-2$ . En este caso prácticamente el usuario no tiene que hacer cálculos de coordinación, sino dar como datos al

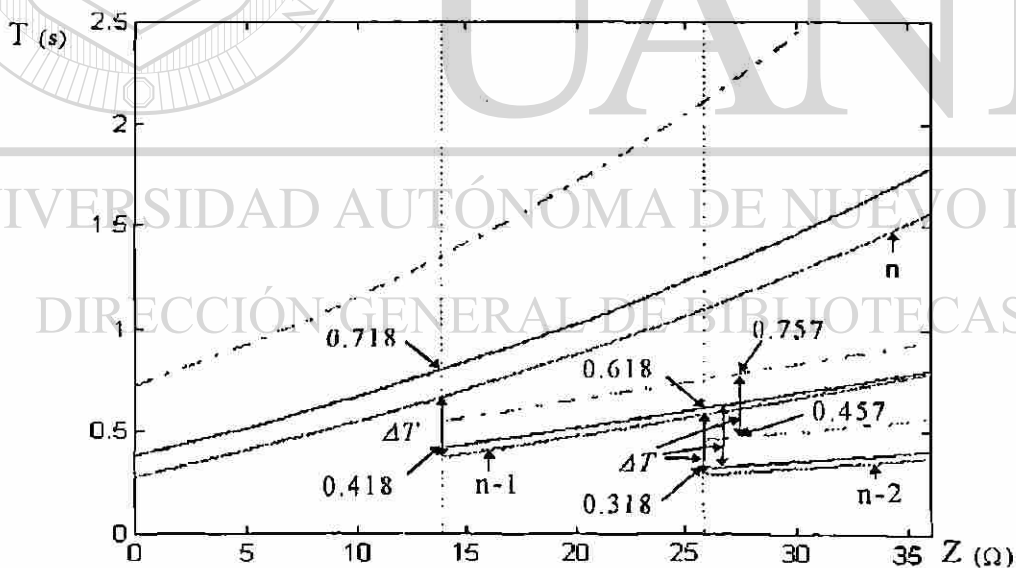


Fig. 5.10. Ejemplo de coordinación entre una protección con corriente de arranque y curva de tiempo adaptivas y protecciones convencionales.

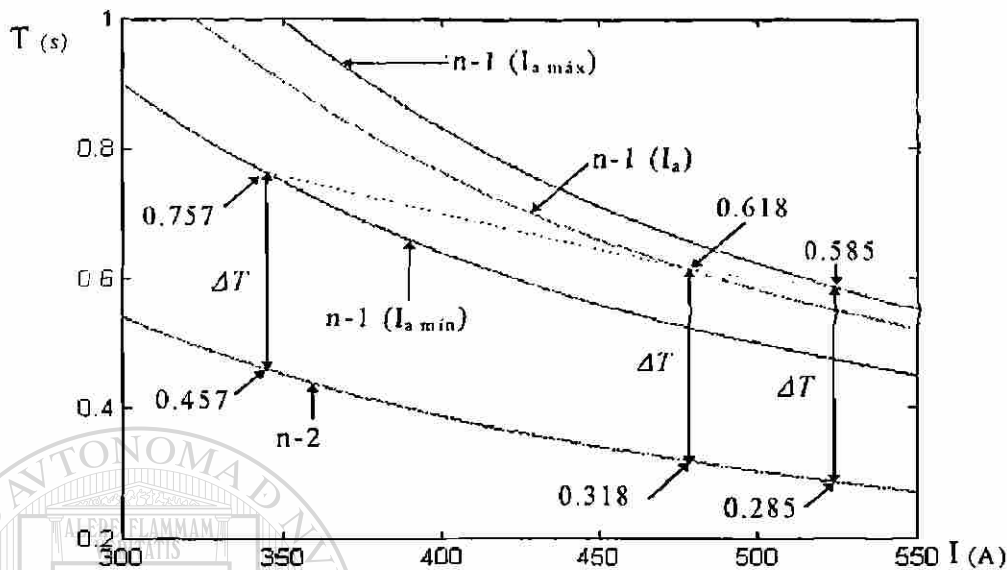


Fig. 5.11. Curvas  $T = F(I_a)$  correspondientes al ejemplo de la Fig. 5.10.

relevador adaptivo los parámetros de la ecuación  $T = F(I)$  del relevador  $n-2$ . Esto es un valor agregado de la protección adaptiva, pues simplifica su aplicación por el usuario.

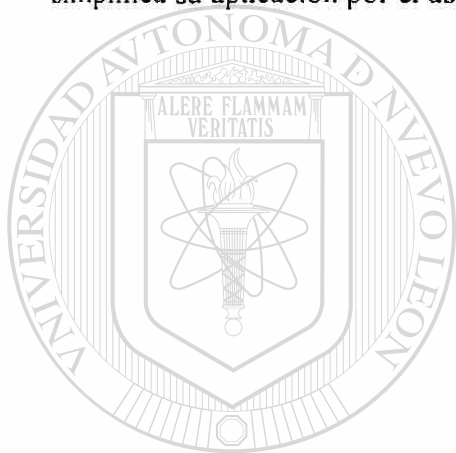
No siempre se conoce analíticamente la curva de tiempo del relevador  $n-2$ . Es necesario continuar trabajando en esta dirección, para definir la ley necesaria de variación de la característica  $T = F(I)$  del relevador adaptivo, y la metodología de su coordinación con el convencional para este caso. Una alternativa de solución es incluir en el "software" del relevador adaptivo un algoritmo de interpolación que admita como información de entrada los pares de valores  $I, T$  que describen la característica  $T = F(I)$  del relevador  $n-1$ .

En el Apéndice A se presenta un ejemplo adicional de coordinación de relevadores convencionales con un relevador adaptivo; se analiza una red radial en la que los relevadores convencionales tienen problemas de sensibilidad y se demuestra que la introducción de un relevador adaptivo soluciona este problema.

## 5.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

- La corriente de arranque del elemento de tiempo inverso de la protección adaptiva de sobrecorriente debe ser variable, ajustándose automáticamente a un valor algo superior al de la corriente de carga del alimentador en todo momento. Deben establecerse límites superior e inferior al intervalo de variación de la corriente de arranque para propósitos de coordinación con las protecciones convencionales. En la Sección 5.3 se proponen esos límites.
- La corriente de arranque del elemento instantáneo adaptivo debe ser variable en función del nivel de generación del sistema de potencia. La ley adaptiva se establece en base al valor vigente de la corriente de arranque del elemento adaptivo de tiempo inverso. Deben establecerse límites superior e inferior a la corriente de arranque del elemento instantáneo. Esos límites se proponen en la Sección 5.4.
- Si la protección de tiempo inverso es adaptiva solamente en cuanto a la corriente de arranque, existen dos alternativas básicas para su coordinación con protecciones convencionales: a) utilizar el valor mínimo de la corriente de arranque de la protección adaptiva para coordinar con la protección respaldada por esta, y el valor máximo para coordinar con la que la respalda; b) utilizar el valor máximo de la corriente de arranque de la protección adaptiva para coordinar con la protección respaldada y con la que la respalda.
- El criterio (a) anterior es conservador, pues garantiza la coordinación para todas las condiciones posibles, pero conduce a valores de tiempos de operación mayores que para protecciones convencionales. El criterio (b) permite lograr tiempos menores que los convencionales para generación mínima en la protección adaptiva, pero puede comprometer la coordinación en condiciones de generación mínima y, bajo ciertas circunstancias, también en generación máxima.

- La solución a estos problemas de coordinación es dotar a la protección adaptiva de la capacidad de modificar en tiempo real también su curva de tiempo. La idea básica consiste en lograr que las curvas  $T=f(I)$  de la protección adaptiva y de la respaldada tengan una separación  $\Delta T$  en el punto de coordinación para cualquier nivel de generación.
- Se propone la ley adaptiva de variación de la curva  $T=f(I)$  para el caso en que se conoce la ecuación de la curva  $T=f(I)$  de la protección convencional respaldada. En este caso el usuario no tiene que hacer cálculos de coordinación, pues el relevador adaptivo coordina automáticamente; esto constituye un valor agregado de la protección adaptiva, pues simplifica su aplicación por el usuario.



# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UN RELEVADOR ADAPTIVO DE SOBRECORRIENTE

### 6.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos anteriores se ha mostrado que un relevador adaptivo de sobrecorriente debe estar dotado de la capacidad de variar la corriente de arranque en función del nivel de generación del sistema, tanto en el elemento de tiempo inverso, como en el instantáneo. Por otra parte, el elemento de tiempo inverso debe también tener la capacidad de ajustar automáticamente la curva de tiempo  $T-F(I)$  de acuerdo con la correspondiente a la protección respaldada.

En este capítulo se analizan las funciones lógicas que es necesario incluir en el diseño del relevador digital de sobrecorriente para que sea adaptivo en lo referente a su corriente de arranque; estos resultados son aplicables a los elementos de tiempo inverso e instantáneo. Los aspectos de diseño necesarios para lograr el ajuste adaptivo de la curva  $T-F(I)$  deben ser analizados en un trabajo posterior.

La lógica para el control adaptivo de la corriente de arranque incluye una función de detección de fallas, para identificar los estados de carga y de falla, y un conjunto de funciones orientadas a controlar el valor de la corriente de arranque. En este capítulo se abordan ambos aspectos en secciones independientes.

## 6.2 DETECCIÓN DE LA FALLA

La detección del instante en que ocurre la falla es la base para el control adaptivo de la corriente de arranque del relevador de sobrecorriente. Considerando que en el relevador se dispone solamente de información de corriente, la detección del inicio de la falla puede hacerse a partir del cambio abrupto en esa señal.

Se han propuesto dos alternativas básicas para detectar la discontinuidad provocada por la falla en las señales de entrada al relevador. En una de ellas [2] se establece una comparación que permite determinar si ocurre un incremento en la amplitud de la señal; en este trabajo se denomina método de incremento de corriente a esta alternativa. El otro método es el denominado detector transitorio [7]. A continuación se presentan y comparan ambos métodos.

### 6.2.1 Método de incremento de corriente

Este método consiste en comparar los valores de la corriente correspondientes a dos instantes separados un tiempo igual a un período de frecuencia fundamental. La forma típica de esta comparación es la instantánea, es decir, muestra a muestra, aunque no se excluye la posibilidad de comparar los valores medios o eficaces de la corriente para dos ciclos consecutivos.

En sus tres formas posibles, el método parte de los valores de las muestras y no realiza un filtrado efectivo, por lo que los resultados pueden alterarse si hay ruido presente en la corriente de falla. En este trabajo se centra la atención en la variante muestra a muestra del método, que es la más simple [2].

El valor del incremento de corriente  $\Delta i[k]$  en el instante correspondiente a la muestra  $k$  es:

$$\Delta i[k] = i[k] - i[k - T/\Delta T] \quad (6.1)$$

donde  $T$  es el período de frecuencia fundamental, y  $\Delta T$  es el intervalo de tiempo entre muestras. En el caso particular de la ventana de datos ( $K$  muestras) de un período de duración,  $K=T/\Delta T$ , y (6.1) toma la forma:

$$\Delta i[k] = i[k] - i[k - K] \quad (6.2)$$

La comparación de los valores correspondientes a una sola muestra en dos períodos consecutivos tiene una alta sensibilidad al ruido. Una mejor alternativa es formar la suma de los valores absolutos de  $\Delta i[k]$  correspondientes a una ventana de datos (un ciclo); esto implica un cierto filtrado pasabajos (equivale a un filtro de promedio deslizante), y reduce la sensibilidad al ruido. Denominando  $\Delta I[k]$  a la sumatoria correspondiente a la ventana de datos de  $K$  muestras y un ciclo de duración, que termina en la muestra  $k$ , se tiene:

$$\Delta I[k] = \sum_{j=k-K}^k |i[j] - i[j - K]| \quad (6.3)$$

El comportamiento del detector de fallas dado por (6.3) para diferentes señales de prueba se presenta en la Fig. 6.1. Se aplicaron señales de fallas obtenidas para modelos del sistema con diversas representaciones de líneas (cortas y largas), con y sin componente exponencial. El comportamiento requerido para el detector de fallas en la aplicación dada en este trabajo es que la señal resultante del algoritmo tenga un valor apreciable, con una duración cercana al tiempo que dura el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad de la señal provocada por la falla. Es decir, la señal de salida del detector debe adquirir valores elevados desde que comienza el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad, y debe caer abruptamente a valores cercanos a cero cuando el cruce termina, con independencia de la posible presencia de ruido en las señales de falla.

En las Fig. 6.1 b,c,d se observa que el método de incremento de corriente no filtra la componente aperiódica exponencial de la señal de entrada, lo que se traduce en un error en la señal resultante del algoritmo, que se manifiesta durante varios ciclos después de ocurrir la falla; como se demostrará más adelante, esta situación genera problemas para la implementación de una lógica de operación del relevador adaptivo de sobrecorriente.



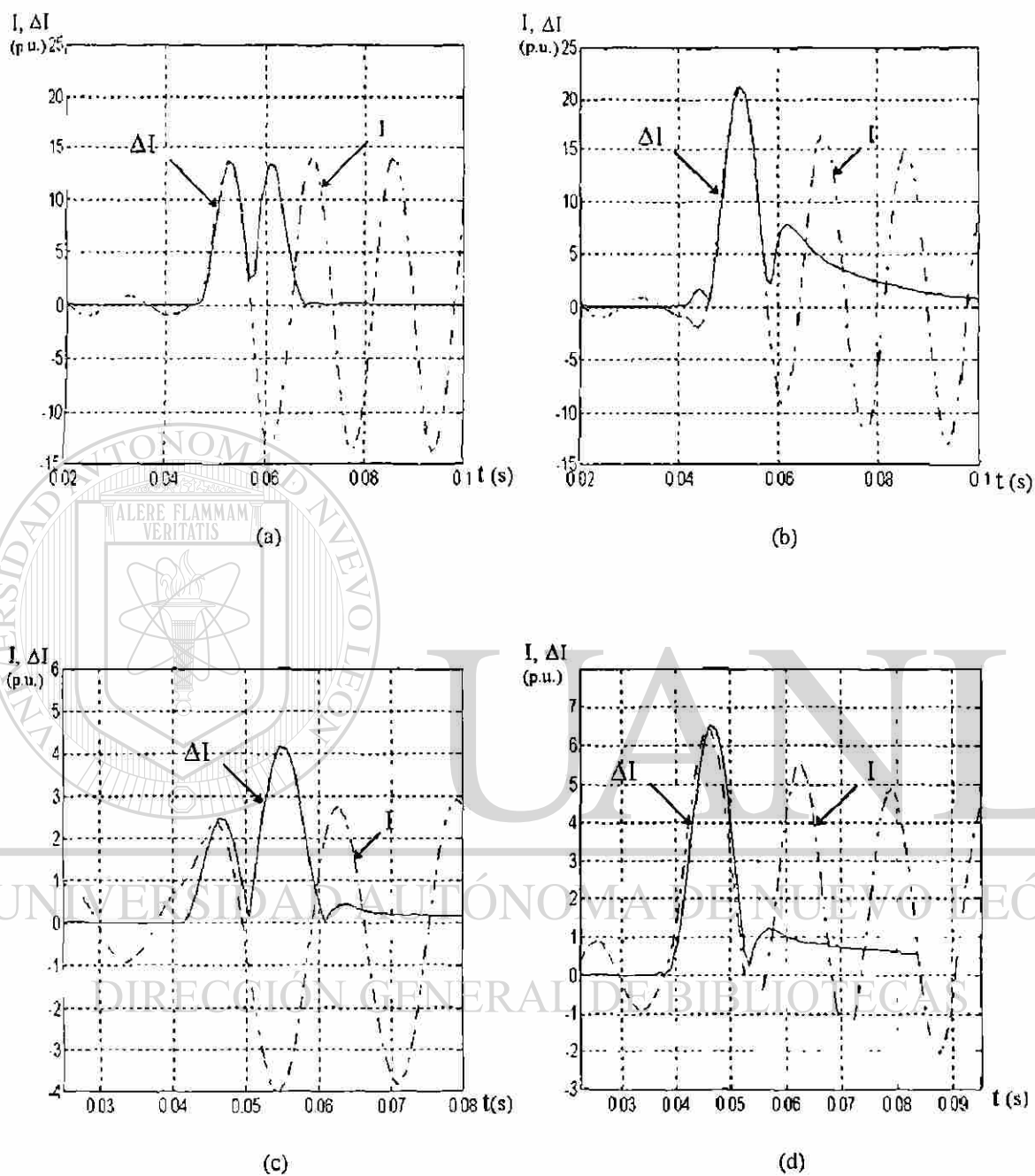


Fig. 6.1. Salidas del algoritmo de incremento de corriente: a) falla sin componente aperiódica en una línea corta; b) falla con componente aperiódica en una línea corta; c) falla con componente aperiódica en una línea larga; d) falla con máxima componente aperiódica en una línea larga.

### 6.2.2 Detector transitorio

Si se aplica un algoritmo de estimación mínimo-cuadrática para obtener los parámetros de las componentes de la corriente de entrada al relevador, el estimado tendrá un error apreciable cuando la ventana de datos está cruzando por la discontinuidad que la falla provoca en la señal. Ello se debe a que los datos contienen información de los estados de pre-falla y de falla, lo que deteriora el estimado. El detector transitorio [7] utiliza esta particularidad para detectar la presencia de la falla. La idea básica consiste en calcular los valores de las muestras ficticias que resultan del estimado de la señal, y comparar estos valores con los de las muestras reales.

La señal de entrada  $y(t)$  a un relevador digital puede en general expresarse por:

$$y(t) = \sum_{n=1}^N Y_n s_n(t) + \varepsilon(t) \quad (6.4)$$

donde  $s_n(t)$  representa el conjunto de señales elementales que se supone están presentes en  $y(t)$ ,  $Y_n$  son sus coeficientes y  $\varepsilon(t)$  representa los errores. En aplicaciones de protección  $s_n(t)$  incluye típicamente la componente de frecuencia fundamental, una componente aperiódica exponencial, y un conjunto de armónicas [7,13,43]. El problema de estimación de parámetros consiste en estimar los  $N$  valores de  $Y_n$  a partir de un conjunto de  $K$  muestras de las mediciones  $y[k]$ , de tal manera que  $\varepsilon[k]$  sea mínimo. Es decir, hay que resolver (6.5) para el mínimo error:

$$\begin{bmatrix} y[1] \\ y[2] \\ \vdots \\ y[K] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_1(\Delta t) & s_2(\Delta t) & \cdots & s_N(\Delta t) \\ s_1(2\Delta t) & s_2(2\Delta t) & \cdots & s_N(2\Delta t) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_1(K\Delta t) & s_2(K\Delta t) & \cdots & s_N(K\Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon[1] \\ \varepsilon[2] \\ \vdots \\ \varepsilon[K] \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

donde  $\Delta t$  es el período de muestreo.

La ecuación (6.5) puede escribirse en forma matricial como:

$$y = SY + \varepsilon \quad (6.6)$$

La expresión (6.6) constituye un conjunto de  $K$  ecuaciones con  $N$  incógnitas, para cuya solución se requiere que  $K \geq N$ . Si se considera que los errores correspondientes a muestras diferentes no están correlacionados, y que su covarianza es constante, es decir, que la matriz de covarianza es un múltiplo de la matriz unitaria (ver Apéndice B), la solución mínimo-cuadrática [7,26,27] es:

$$\hat{Y} = \left( S^T S \right)^{-1} S^T y = S^+ y \quad (6.7)$$

donde  $\hat{Y}$  es el vector de los coeficientes estimados de  $s_n(t)$  y  $S^+$  es la matriz pseudo-inversa de  $S$ :

$$S^+ = \left( S^T S \right)^{-1} S^T \quad (6.8)$$

Los elementos de la matriz  $S$  dependen de las señales elementales que se seleccionen para representar la señal  $y(t)$ , así como de la frecuencia de muestreo, la longitud de la ventana y la referencia de tiempo que se adopte, es decir, el instante de muestreo que se designe como  $t=0$ .

Cuando la ventana de datos atraviesa el instante de inserción de la falla, como se muestra en la Fig. 6.2, los resultados de la estimación presentan error, debido a que la ventana de datos contiene muestras de prefalla y de falla; el estimador está tratando de ajustar a un solo modelo de señal una información que en realidad pertenece a dos modelos diferentes, como se muestra en la Fig. 6.2 para las ventanas V3 y V4.

Utilizando la solución de mínimos cuadrados dada por (6.7), es posible calcular los valores de las muestras ficticias que corresponden al estimado, según:

$$\tilde{y} = S \hat{Y} = S \left( S^T S \right)^{-1} S^T y \quad (6.9)$$

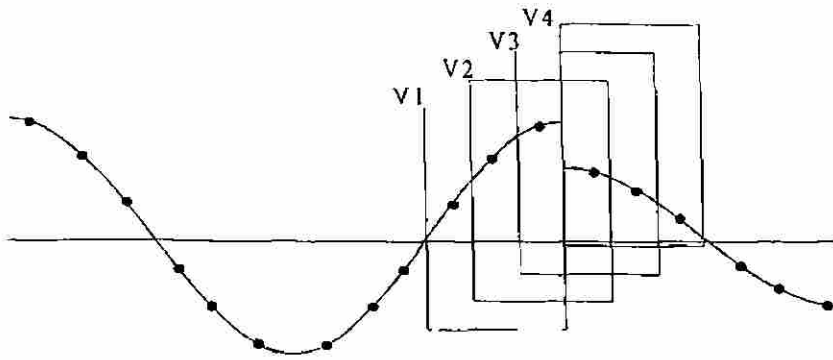


Fig. 6.2. Cruce de la ventana de datos por la discontinuidad que la falla provoca en la señal.

Los vectores  $\tilde{y}$  y  $y$  difieren debido a dos factores; uno de ellos es el conjunto de errores de medición que tienen lugar en el proceso. El otro factor es el error de estimación, en el que influye el ruido presente en la señal, y el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad provocada por la falla en la señal. El error de estimación provocado por el cruce de la ventana de datos es mucho mayor que los restantes, por lo que si  $\tilde{y}$  tiene valores significativamente diferentes a los de  $y$ , es lógico suponer que está ocurriendo la transición del estado de prefalla al de falla. Esto se ilustra en la Fig. 6.3, en que la señal de entrada se representa por una línea continua, con las muestras reales  $y[k]$  indicadas por círculos (la frecuencia de muestreo es 16 muestras por ciclo). Las muestras reconstruidas  $\tilde{y}[k]$  se representan por asteriscos. Puede observarse que en este caso en que no hay ruido en la señal de falla, la falta de coincidencia entre las muestras reales y las reconstruidas está presente solo durante los 16 instantes de muestreo correspondientes al cruce de la ventana de datos por la discontinuidad.

Puede calcularse un vector de residuales:

$$r = \tilde{y} - y = \left[ S \left( S^T S \right)^{-1} S^T - I \right] y \quad (6.10)$$

La función del detector transitorio puede formarse en distintas variantes a partir del vector de residuales  $r$ . En este trabajo se estudiaron tres tipos diferentes de modelos para esta función; para la ventana de datos de  $K$  muestras y un ciclo de duración que termina en la

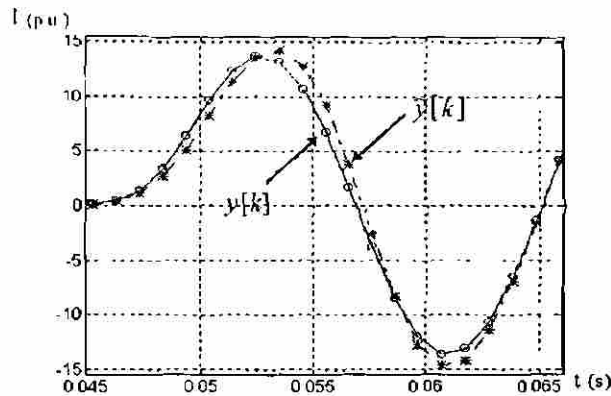


Fig. 6.3. Estimación de la señal de corriente ante una discontinuidad.

muestra  $k$  estos modelos son:

$$\text{Modelo 1} \quad i[k] = \sum_{j=k-K}^k (r[j])^2 \quad (6.11)$$

$$\text{Modelo 2} \quad i[k] = \sum_{j=k-K}^k |r[j]| \quad (6.12)$$

$$\text{Modelo 3} \quad i[k] = \left[ \sum_{j=k-K}^k |r[j]| \right]^2 \quad (6.13)$$

donde  $i[k]$  es la función del detector transitorio correspondiente a la muestra  $k$ ,  $r[j]$  es el residual calculado para la muestra  $j$ , y  $K$  es el número de muestras en la ventana de datos. Para la detección de la falla se hace la comparación del valor  $i[k]$  del detector transitorio con un cierto valor umbral, que debe ser suficientemente alto para que  $i[k]$  no lo rebase por efecto del ruido presente en la corriente de falla.

#### DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El Modelo 1 consiste en la suma de los cuadrados de los residuales de  $K$  muestras. Como muchos de los residuales son menores que la unidad, su elevación al cuadrado disminuye su valor, resultando en un detector poco sensible a la discontinuidad presente en la señal. El Modelo 2 consiste en la suma de los valores absolutos de los residuales; esta formulación ofrece una buena sensibilidad, ya que en general el valor del detector transitorio es mayor que el aumento real de la corriente por efecto de la falla, permitiendo así una buena detección del instante de ocurrencia de la falla. El Modelo 3 consiste en el cuadrado de la suma de los valores absolutos de los residuales; en este caso se logra mayor sensibilidad que en el Modelo 2 para

detectar el inicio de la falla; por otra parte, los errores presentes en la señal en condiciones normales o después de que la ventana se llena con datos de falla son mucho menores que la unidad, de modo que esta formulación los reduce significativamente. El resultado es una señal muy sensible y casi sin errores.

En la Fig. 6.4 se muestra la función del detector transitorio para los tres modelos ante un mismo disturbio, que es el caso de una falla al 50% de una línea corta sin componente aperiódica, con un valor de corriente de falla algo mayor que dos veces la corriente normal de prefalla; en la Fig. 6.4(a) se aprecia que el Modelo 1 tiene una sensibilidad muy pobre, lo cual puede crear problemas en su aplicación como detector de fallas. En la Fig. 6.4(b) se muestra el resultado para el Modelo 2 del detector transitorio; esta formulación presenta un comportamiento adecuado, porque cuenta con buena sensibilidad. Como se aprecia en la Fig. 6.4(c), el comportamiento del Modelo 3 ofrece una mayor sensibilidad que los otros modelos. Incidentalmente, el pico que aparece en 0.016 s en la Fig. 6.4 es debido a que se consideró solamente un ciclo de señal de prefalla de modo que en ese instante hay una transición de cero corriente, a la corriente de prefalla. Obsérvese que el Modelo 3 atenúa incluso ese efecto.

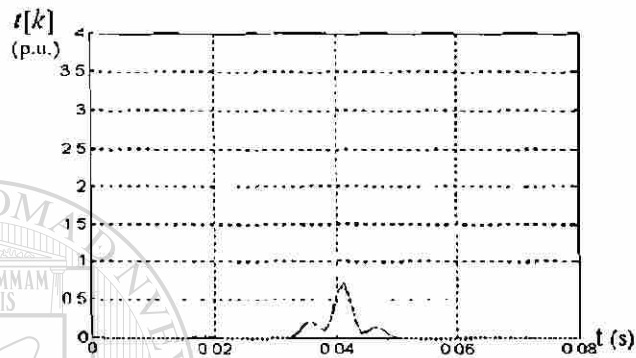
De los resultados anteriores se concluye que el Modelo 3 del detector transitorio es el más adecuado para esta función de detección de fallas, y es el que se recomienda. No obstante, en las evaluaciones posteriores se siguieron comparando los Modelos 2 y 3, y se confirmó la superioridad del Modelo 3. Para propósitos de claridad en la representación gráfica, los resultados que se presentan en el resto de este capítulo son los correspondientes al Modelo 2. La razón de esto es que para fines de comparación es conveniente superponer en una misma gráfica las corrientes de falla y de prefalla y la salida del detector transitorio; la sensibilidad del Modelo 3 es tan alta, que las corrientes tendrían valores muy pequeños en la gráfica.

Un aspecto importante en la concepción del detector transitorio es la selección de las componentes de la señal a incluir en el modelo del estimador mínimo-cuadrático. El modelo debe cumplir con dos requisitos básicos:

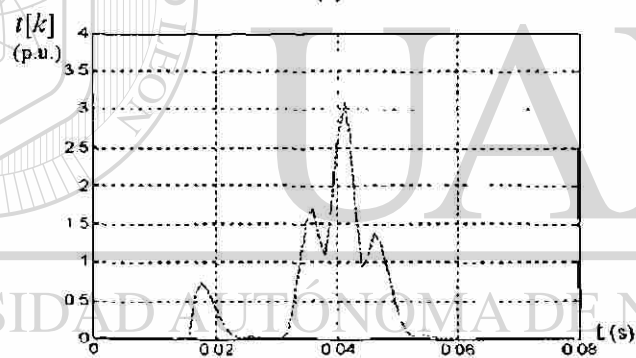
- Representar con fidelidad la forma de onda de la corriente de falla, para evitar

errores en el estimador por efecto del ruido presente en la señal. Con esto se logra que la salida del detector transitorio caiga a valores cercanos a cero al concluir el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad.

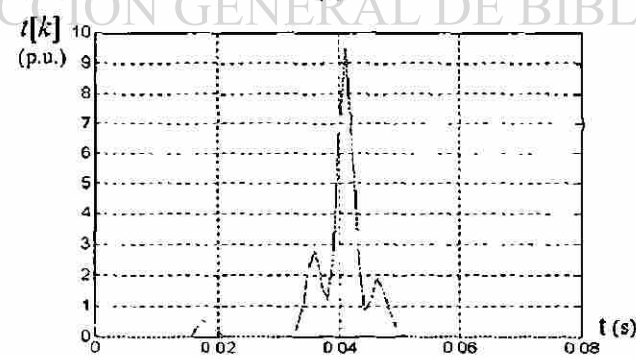
- No afectar la sensibilidad del detector transitorio, es decir, conservar los valores altos de su salida cuando la ventana está cruzando por la discontinuidad.



(a)



(b)



(c)

Fig. 6.4. Comportamiento del detector transitorio para una corriente de falla sin componente aperiódica:  
a) Modelo 1; b) Modelo 2; c) Modelo 3.

Para cumplir con el primer requisito hay que considerar el tipo de contaminación que puede estar presente en la corriente de falla. En las señales de entrada a los relevadores durante cortocircuitos pueden esperarse entre otras, las siguientes componentes [41,43]: componente fundamental, componente aperiódica exponencial y componentes oscilatorias amortiguadas de alta frecuencia. Sin embargo, en la señal de corriente las componentes de alta frecuencia tienen por lo general valores reducidos [41], lo que incluso puede constatarse en las Fig. 6.1c y 6.1d, donde aún con un modelo de línea larga no se aprecian estas componentes en la señal de corriente. Adicionalmente, el filtro anti-aliasing tiende también a suprimir las componentes de alta frecuencia cuando su frecuencia de corte es baja [41].

De lo anterior se deduce que el modelo de señal para esta aplicación pudiera estar compuesto solamente por la componente fundamental y la componente aperiódica exponencial. No obstante ello, es conveniente evaluar comparativamente este modelo con otros, en que se incluyen además determinadas armónicas, tal como se propuso en [44,26] para una aplicación en protección de distancia, que en [39] se demostró que no es adecuada. En esta evaluación comparativa es posible seleccionar el modelo más adecuado para cumplir no solamente con el requisito de representación fiel de la corriente de falla, sino también con el de sensibilidad del detector transitorio para detectar el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad.

En las Fig. 6.5 a 6.11 se presentan las salidas del algoritmo del detector transitorio (Modelo 2) para diferentes modelos de señal en el estimador mínimo-cuadrático. Se utilizaron a este fin los modelos propuestos en [39]. Se tomó como base el caso de una falla en que la corriente presenta una componente aperiódica exponencial solamente, teniendo en cuenta las consideraciones presentadas anteriormente. Puede observarse que si el modelo incluye solamente la componente fundamental (Fig. 6.5), la presencia de componente aperiódica provoca un gran error durante el estado de falla. Cuando esa componente es incluida en el modelo (Fig. 6.6 a 6.11), su efecto sobre el detector transitorio es prácticamente eliminado

Por otra parte, la inclusión de determinadas armónicas en el modelo afecta fundamentalmente la respuesta del detector durante el cruce de la ventana de datos por la



discontinuidad, es decir, afecta la sensibilidad de la detección de la falla. En las Fig. 6.7 a 6.10 se observa una reducción de la sensibilidad con respecto al modelo que no considera armónicas (Fig. 6.6); esto en general indica que un modelo más completo de la señal tiende a tratar de reducir los errores provocados por el cruce de la ventana de datos, es decir, trata de filtrar ese ruido en el proceso de estimación. Ese efecto es más marcado cuando se incluyen las armónicas pares, y, en especial, la segunda armónica (Fig. 6.8 y 6.10). Esto último sugiere la idea de que el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad provocada por la falla tiene un efecto aparente semejante a una componente cercana a la segunda armónica, que es suprimida cuando el estimador incluye esta componente en el modelo de señal.

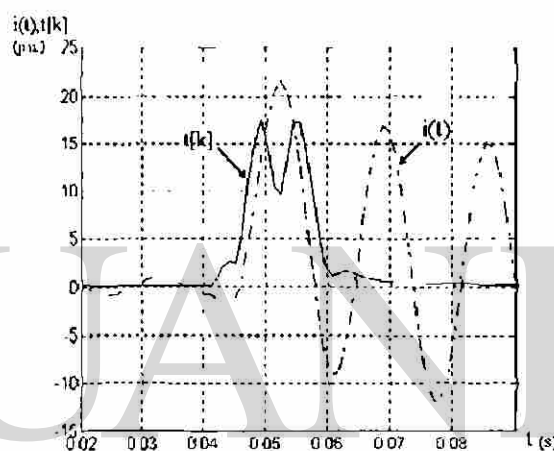
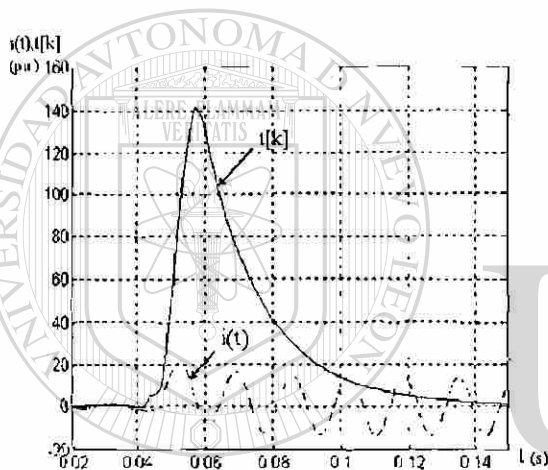


Fig. 6.5. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: componente fundamental).

Fig. 6.6. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial).

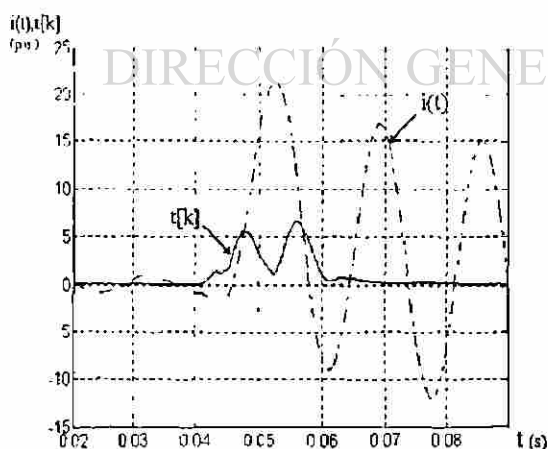


Fig. 6.7. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª armónica).

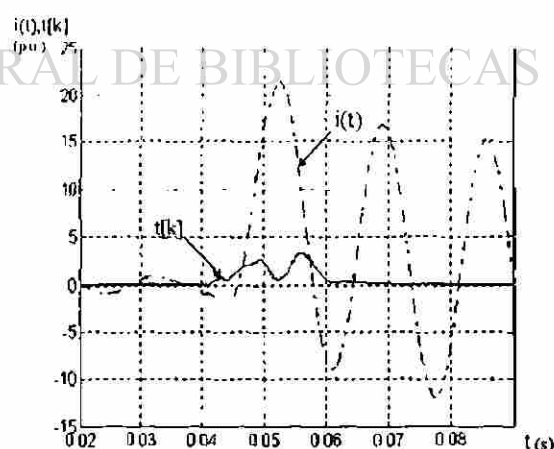


Fig. 6.8. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª y 3ª armónicas).

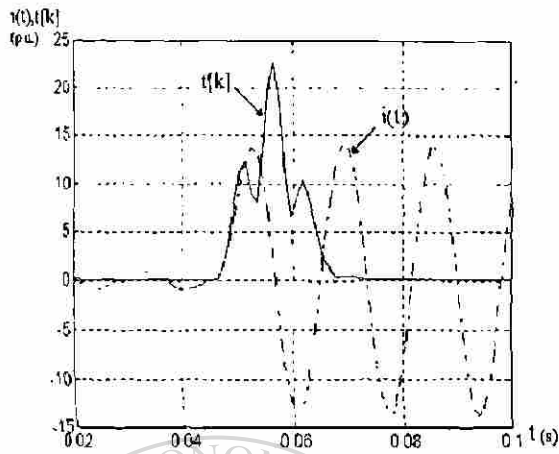


Fig. 6.9. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 3ª y 4ª armónicas).

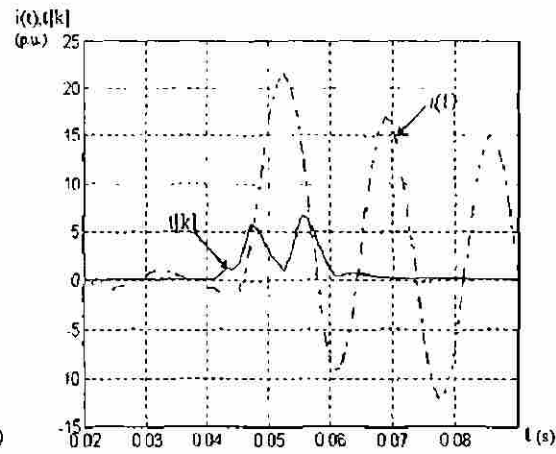


Fig. 6.10. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª y 4ª armónicas).

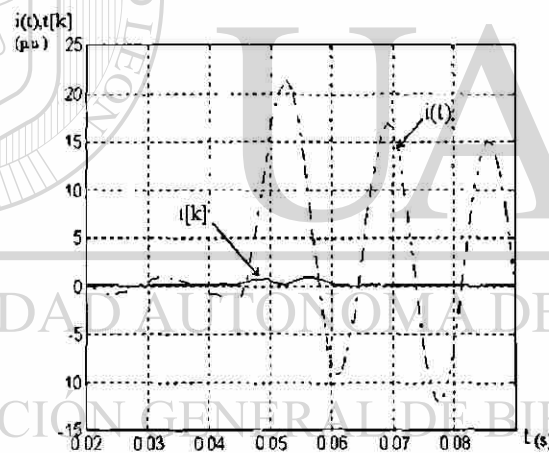


Fig. 6.11. Respuesta del detector transitorio (modelo de señal: fundamental + exponencial + 2ª, 3ª, 4ª, y 5ª armónicas).

De todo lo anterior se concluye que el mejor modelo de señal para el estimador mínimo-cuadrático del detector transitorio para esta aplicación es el formado por la componente fundamental y la componente aperiódica exponencial.

En la Fig. 6.12 se presenta el comportamiento del detector transitorio para las mismas señales que dieron lugar a la Fig. 6.1. Se utilizó el Modelo 2 (ecuación (6.12)) del detector, y se incluye la componente fundamental y la componente aperiódica exponencial en el modelo de señal del estimador. En general se observa una señal de respuesta del detector con buena sensibilidad, prácticamente libre del efecto de la componente exponencial, lo que facilita su utilización en la lógica de operación del relevador adaptivo.

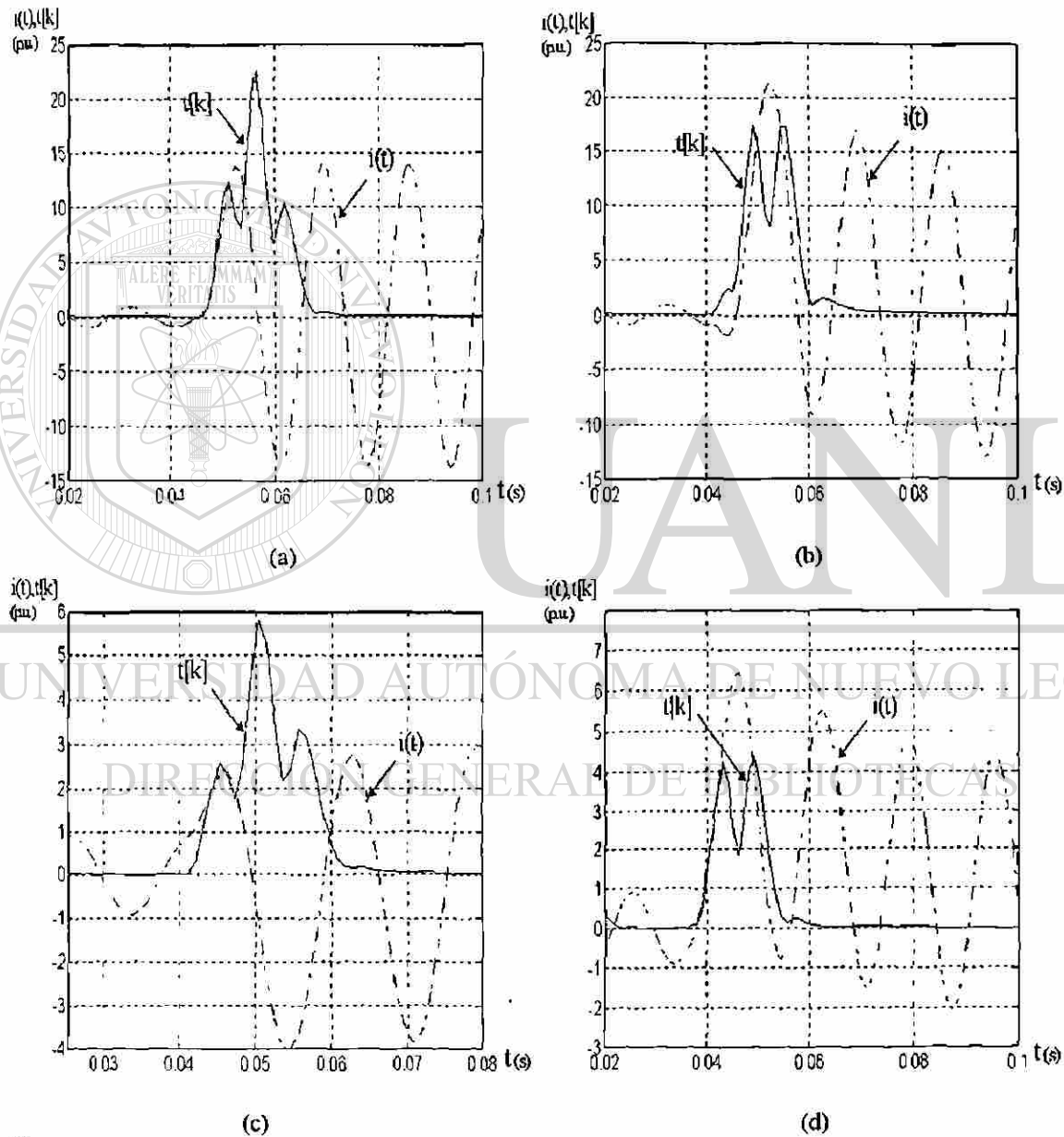


Fig. 6.12. Salidas del detector transitorio: a) falla sin componente aperiódica en una línea corta; b) falla con componente aperiódica en una línea corta; c) falla con componente aperiódica en una línea larga; d) falla con máxima componente aperiódica en una línea larga.

### 6.3 ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE LOS DETECTORES DE FALLA DE INCREMENTO DE CORRIENTE Y EL DETECTOR TRANSITORIO

Como se señaló anteriormente, un detector de fallas debe tener dos características fundamentales: a) suficiente sensibilidad para detectar fallas con corrientes reducidas, lo que implica valores altos de su señal de salida cuando la ventana de datos está cruzando por el instante de falla, b) inmunidad al ruido presente en la corriente de falla, lo que requiere una caída rápida a cero de su señal de salida cuando termina el cruce de la ventana. La comparación entre los dos detectores estudiados en este trabajo se hace en base a estas dos características.

#### 6.3.1 Comparación de sensibilidad

Para analizar la sensibilidad de los detectores de fallas se estudió su comportamiento ante corrientes de falla de valores reducidos. La magnitud de la corriente de falla puede expresarse en por unidad con respecto a la corriente de prefalla a los efectos de este estudio. En las Fig. 6.13 a 6.16 se presentan las salidas de ambos detectores para diferentes valores de corriente de falla, sin componente aperiódica. Se observa que, para todos los casos, la sensibilidad que ofrece el detector transitorio es mayor a la del detector de incremento de corriente, aún cuando en estas simulaciones se utilizó el Modelo 2 del detector, por las razones explicadas anteriormente. La utilización del Modelo 3 del detector transitorio da una ventaja aún mayor con respecto al basado en el incremento de corriente. Es conveniente observar que el detector transitorio es sensible incluso a fallas en que la corriente es de  $1.1 p u$ , es decir, es prácticamente igual a la de prefalla en magnitud. En este caso el detector transitorio está detectando fundamentalmente el cambio de ángulo de fase de la corriente.

#### 6.3.2 Comparación de inmunidad al ruido

Esta comparación puede hacerse con referencia a las Fig. 6.1 y 6.12, que presentan las señales de salida de ambos detectores en presencia de corrientes de falla contaminadas con ruido. En la Fig. 6.1 se observa que el algoritmo de incremento de corriente es afectado por la componente aperiódica exponencial; esto genera dificultades para su aplicación en la lógica de operación del relevador adaptivo, ya que sería necesario esperar hasta que se desactive el

detector para tomar determinadas decisiones lógicas. En la Fig. 6.12 se observa que el detector transitorio no presenta dificultades ante señales de corriente contaminadas y ofrece una respuesta con mejores características para su aplicación en el relevador adaptivo.

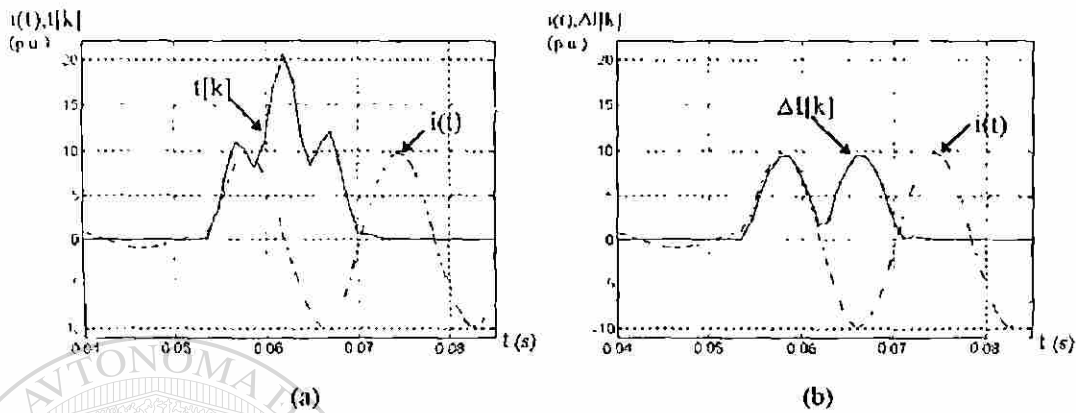


Fig. 6.13. Comparación de detectores de falla para  $I_{sc}=10$  p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.

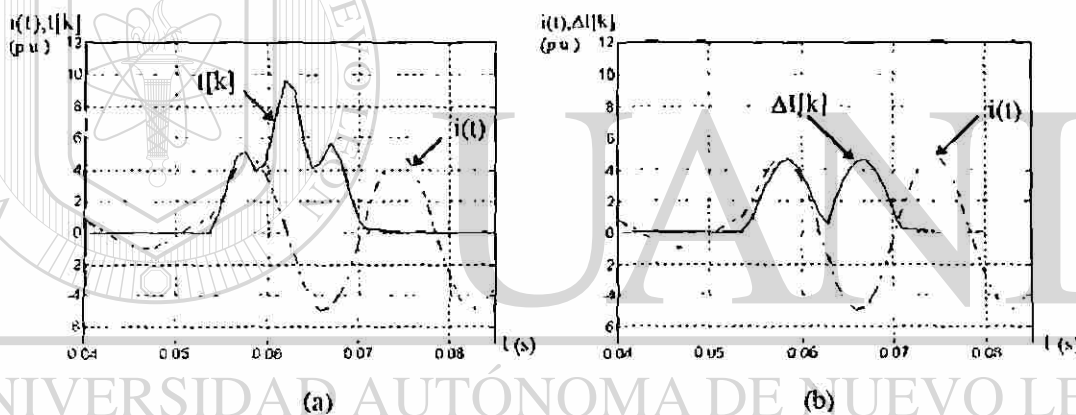


Fig. 6.14. Comparación de detectores de falla para  $I_{sc}=5$  p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.

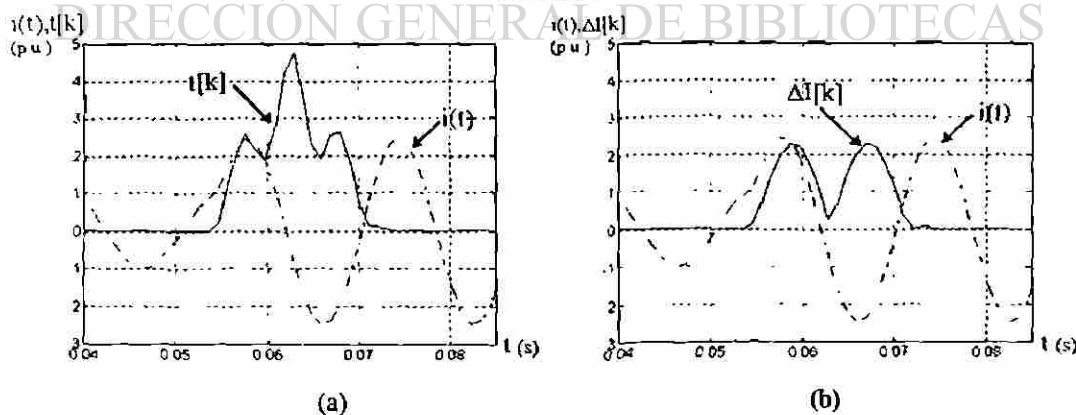


Fig. 6.15. Comparación de detectores de falla para  $I_{sc}=2.5$  p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.

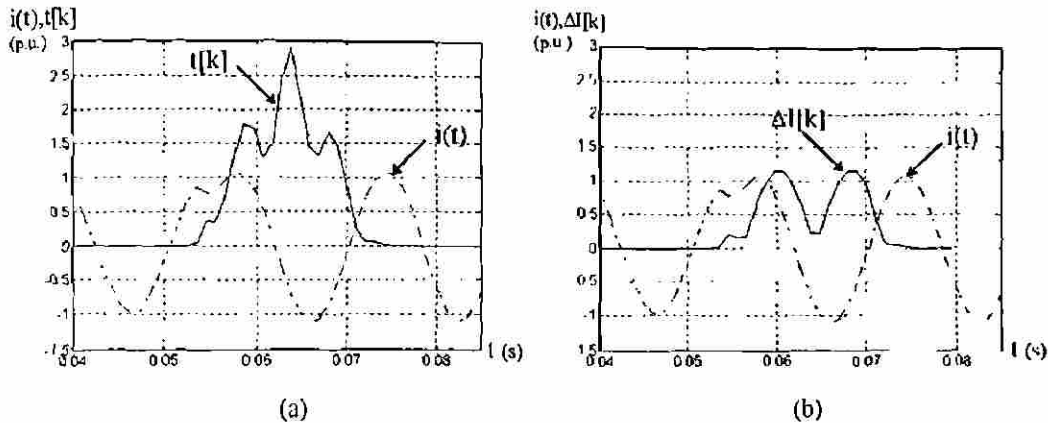


Fig. 6.16. Comparación de detectores de falla para  $I_{cc}=1.1$  p.u.: a) detector transitorio; b) incremento de corriente.

#### 6.4 LOGICA DE OPERACION

Las funciones de la lógica de control para un relevador adaptivo de sobrecorriente deben considerar los siguientes estados de operación: a) estado estable, en el que se tiene un régimen normal de operación del sistema de potencia; b) estados transitorios provocados por la ocurrencia de fallas; c) condiciones en que la línea protegida está desconectada.

La lógica del relevador adaptivo en un estado normal de operación debe: a) permitir que la corriente de arranque varíe con el régimen de operación; para el caso particular del elemento de tiempo inverso la ley está dada por la expresión (4.2) y, para el elemento instantáneo, está dada por (5.11); b) supervisar continuamente que la corriente de arranque del relevador no viole los límites establecidos ( $I_{a\min} < I_a < I_{a\max}$ ).

Los estados transitorios asociados a fallas o a operaciones de cierre y apertura de la línea son detectados por el detector transitorio. Esto debe activar una lógica con las siguientes funciones: a) fijar la corriente de arranque en su valor vigente en el momento de ocurrir la falla, para permitir que la corriente debida a la falla sobrepase el valor de ajuste del relevador, b) retornar al régimen de variación de la corriente de arranque si la falla es eliminada por otra protección o si se autoextingue; c) fijar la corriente de arranque en su valor máximo en caso de que la falla sea eliminada por el disparo del propio relevador adaptivo (apertura de la línea protegida).

En general, cuando la línea protegida esté fuera de servicio la corriente de arranque del relevador debe ser fijada al valor máximo, para desde ahí comenzar el régimen de flotación sobre la corriente de carga, una vez que se restablece el servicio.

En el Apéndice C se muestra un diagrama de flujo que representa la lógica de operación del relevador adaptivo. Se hizo la codificación de esta lógica en MATLAB para evaluarla en diferentes condiciones de operación.

Para la realización de las pruebas al programa que representa la lógica del relevador adaptivo se desarrolló un programa de simulación, también utilizando MATLAB. El programa permite generar señales de corriente de carga (incluyendo regímenes de carga variable con el tiempo), así como la aparición de fallas y su ulterior liberación por la apertura del interruptor propio o de algún otro interruptor. Las señales generadas son aplicadas al relevador como una secuencia de muestras que representan los valores instantáneos de la corriente.

En la Fig. 6.17 se muestra el comportamiento de la lógica para el caso en que ocurre una falla en la línea, que es liberada por el propio relevador adaptivo, y posteriormente tiene lugar un recierre exitoso del interruptor. Se trata de gráficas en que se representa la variación con el tiempo del valor eficaz de las corrientes de carga  $I_c$  y de cortocircuito  $I_{cc}$ , así como de la corriente de arranque  $I_a$  del elemento de tiempo inverso del relevador adaptivo. En las Fig. 6.17b y 6.17c, que son acercamientos de la gráfica de la Fig. 6.17a, se incluye también la salida del detector transitorio  $t[k]$ . En la Fig. 6.17a puede observarse que los regímenes normales de prefalla y de postfalla la corriente de arranque  $I_a$  está en régimen de flotación por encima de la corriente de carga  $I_c$ , que varía con el tiempo.

En la Fig. 6.17b puede observarse el funcionamiento de la lógica cuando la línea está desenergizada, en que se mantiene fijo el valor máximo de la corriente de arranque  $I_a$  (se tomó igual a 2 p.u. para este ejemplo). Cuando se cierra el interruptor, la aparición de la corriente de carga  $I_c$  es detectada por el detector transitorio, el cual, después de cierto retardo de tiempo, establece el régimen de flotación de  $I_a$  por encima de  $I_c$ . Ese retardo es necesario para

dar tiempo a que pase la avalancha de corriente de restablecimiento de carga fría, como una alternativa de solución de este problema. En realidad, este tema requiere un análisis más detallado, que debe abordarse en un trabajo futuro.

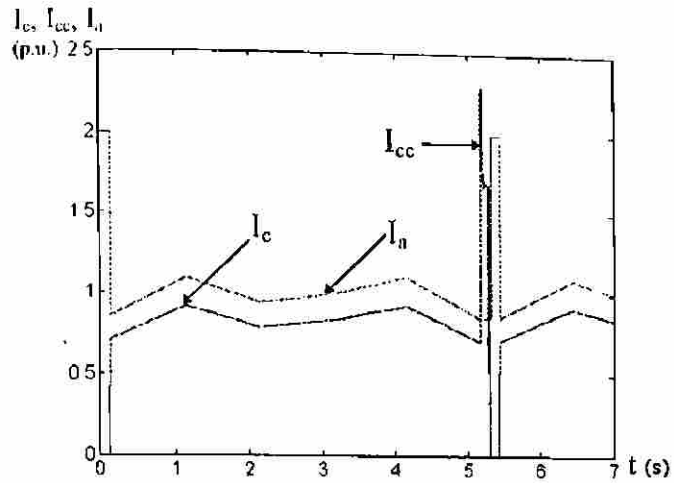
En la Fig. 6.17c se muestra un acercamiento del intervalo de tiempo en que ocurre la falla, el disparo de interruptor y el ulterior recierre automático de la línea. Puede observarse que la aparición de la falla es detectada por el detector transitorio y, como existía corriente de carga previa, la lógica fija la corriente de arranque  $I_a$  en su valor inmediato anterior a la falla. Posteriormente, cuando la línea es desconectada, el detector transitorio da una nueva salida, e  $I_a$  es fijada en su valor máximo (2 p.u.). Cuando el recierre automático restablece el servicio, el detector detecta este nuevo cambio de corriente, e inicia de nuevo el régimen de flotación de  $I_a$  sobre  $I_c$ .

En la Fig. 6.18 se presenta una simulación en que la falla es eliminada por la apertura de otro interruptor. Puede observarse que en este caso la corriente de arranque es fijada en su valor de prefalla durante la falla, y retorna al régimen de flotación sobre  $I_c$  cuando desaparece la corriente de falla.

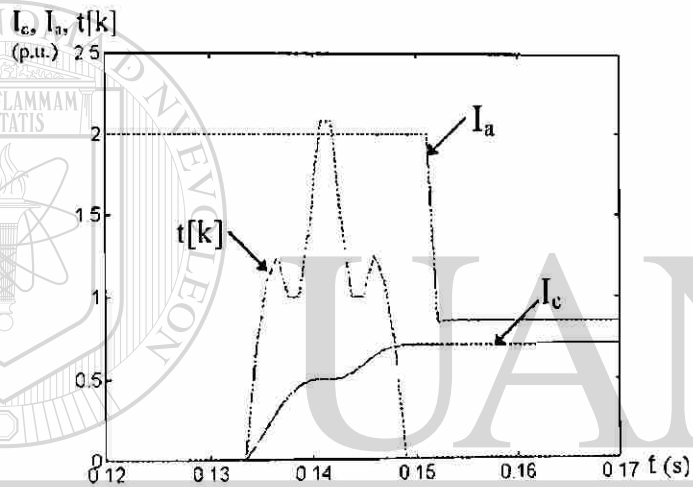
## 6.5 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

- En el diseño de un relevador adaptivo de sobrecorriente, es necesaria la implementación de la función de detección de fallas. Dos posibles detectores de fallas son: a) detector de incremento de corriente, que compara los valores de la corriente correspondientes a dos instantes separados un período de frecuencia fundamental; b) detector transitorio, que forma estimados de las muestras por un algoritmo de mínimos cuadrados y los compara con las muestras verdaderas.
- El detector de incremento de corriente posee un algoritmo sencillo, y en general detecta bien el instante en que ocurre la falla, pero su salida resulta afectada por la presencia de componente aperiódica exponencial en la corriente de falla. Esto se traduce en que el detector continúa dando salida aún después que la ventana de datos cruzó por la

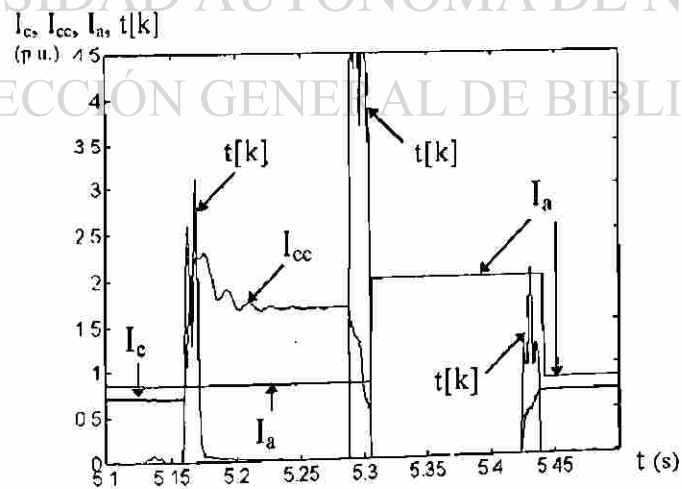




(a)

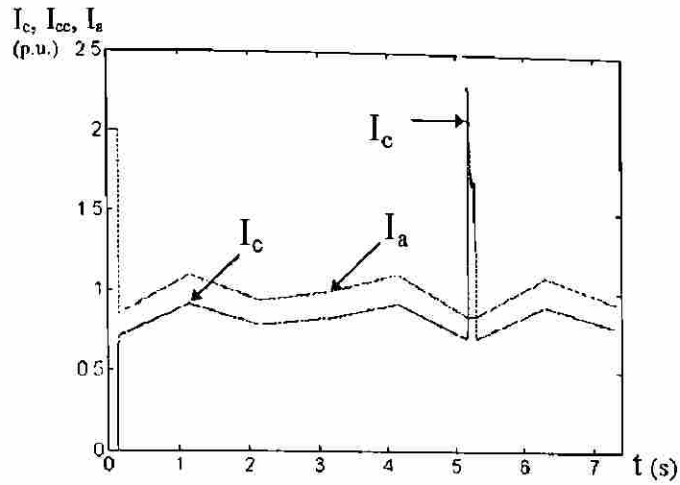


(b)

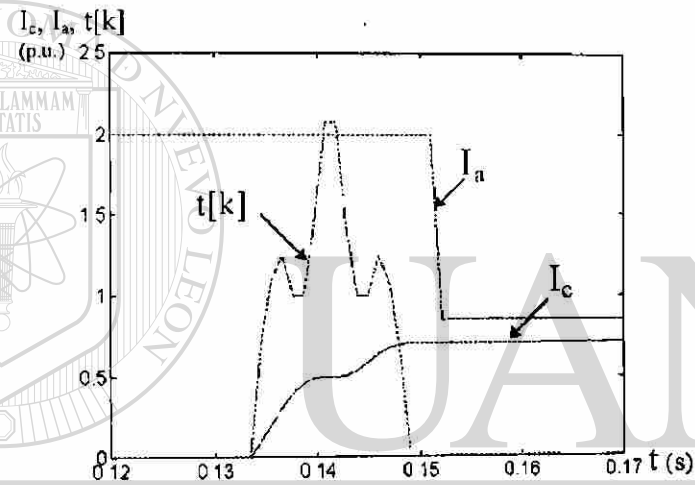


(c)

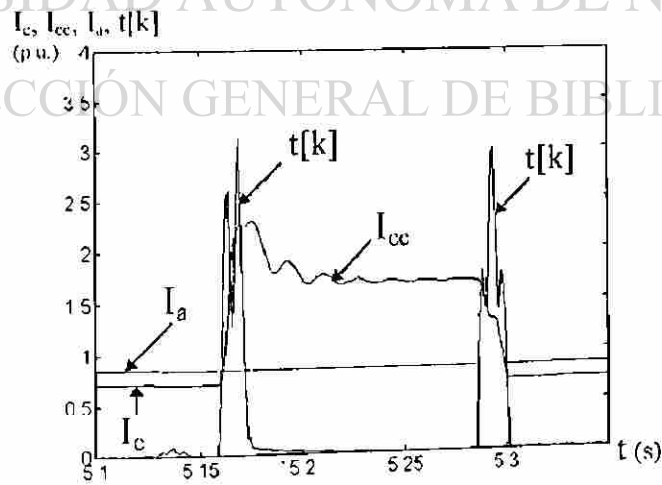
Fig. 6.17. Liberación de falla por apertura de línea (a), energización (b) e inserción de falla (c).



(a)



(b)



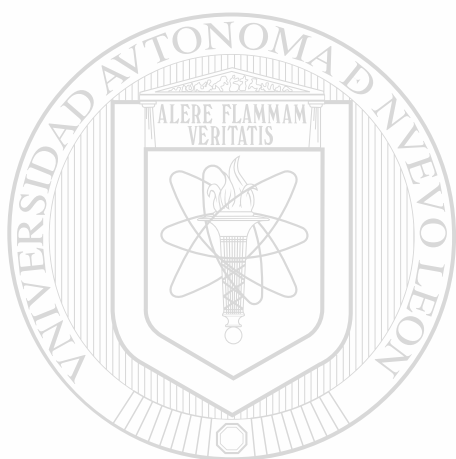
(c)

Fig. 6.18 Autoextinción de falla (a), energización (b) y liberación (c).

discontinuidad que la falla provoca en la señal de corriente.

- El detector transitorio ofrece diferentes niveles de sensibilidad, dependiendo de su formulación. Los Modelos 2 y 3 brindan mayor sensibilidad que el detector de incremento de corriente. Se recomienda el Modelo 3 del detector, ya que, además de contar con una excelente sensibilidad, tiene un efecto reductor en los errores del estimado antes y después del paso de la ventana de datos por la discontinuidad.
  - El mejor modelo de señal para el estimador mínimo-cuadrático del detector transitorio para esta aplicación es el compuesto por las componentes fundamental y aperiódica exponencial. La inclusión de determinadas armónicas en el modelo (en particular, las pares), afecta la sensibilidad del detector para detectar la falla.
  - El detector transitorio con un modelo de señal formado por las componentes fundamental y aperiódica, y con una formulación basada en el Modelo 3 (ecuación (6.13)), tiene alta sensibilidad para detectar fallas de baja corriente y no resulta afectado por la presencia de ruido en la corriente de falla. Su comportamiento es muy superior al del detector de incremento de corriente.
- 
- La lógica de control de un relevador adaptivo de sobrecorriente debe reconocer tres estados: a) estado estable o régimen normal de operación del sistema; b) estado transitorio, en que está presente un cortocircuito; c) estado en que la línea protegida está desconectada.
  - En el estado estable la corriente de arranque debe adaptarse a la de carga, sin que se violen sus valores límites. En el estado transitorio la corriente de arranque debe estar fija en un valor igual al último valor de prefalla. Cuando la línea está desconectada, la corriente de arranque debe estar fija en su valor máximo.

- Se hizo un programa en MATLAB para simular estas funciones lógicas, y otro programa para generar señales de prueba. Los resultados de las pruebas confirman la validez de las funciones lógicas propuestas.
- Es necesario desarrollar funciones lógicas para reconocer condiciones de fallas evolutivas y condiciones de restablecimiento de carga fría, para completar la lógica adaptiva asociada con la corriente de arranque del relevador.



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

# CONCLUSIONES

## 7.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan las conclusiones generales, las recomendaciones para trabajos futuros y las principales aportaciones de este trabajo. Se parte de un estudio del comportamiento de las protecciones de sobrecorriente convencionales, en el que se definen sus principales limitaciones operativas, provocadas principalmente por el comportamiento dinámico del sistema de potencia. A partir de ello se propone una protección adaptiva de sobrecorriente tanto en su corriente de arranque, como en su curva de tiempo de operación (curva  $T=f(I)$ ).

## 7.2 CONCLUSIONES GENERALES

- Una protección adaptiva es la que tiene la capacidad de modificar automáticamente sus parámetros de ajuste o sus características de operación en respuesta a los cambios en las condiciones de operación del sistema de potencia. Aunque algunos relevadores analógicos presentan cierta adaptabilidad, los relevadores digitales constituyen la base para introducir plenamente las ideas adaptivas, por su capacidad de procesamiento, de almacenamiento y de intercambio de información.
- Las técnicas adaptivas pueden implementarse: a nivel de relevador, a nivel de subestación y a nivel de sistema. Las funciones adaptivas pueden ser clasificadas, dependiendo de su aplicación en el sistema de potencia como funciones de protección, de control y de supervisión.

- La modificación adaptiva de parámetros de ajuste de relevadores permite liberar en gran medida los compromisos que afectan la selección de estos ajustes en las protecciones convencionales, y mejora significativamente la calidad de la protección.

### 7.2.1 Consideraciones de aplicación

- La protección de sobrecorriente tiene el inconveniente de que su alcance y su tiempo de operación dependen en gran medida del tipo de cortocircuito y la condición operativa del sistema. Esto se manifiesta en limitaciones de sensibilidad en la protección de fase y en tiempos de operación elevados, sobre todo para niveles reducidos de generación. La introducción de conceptos adaptivos a la protección de sobrecorriente es la mejor solución a sus limitaciones.
  - Dos criterios adaptivos propuestos en esta tesis para la protección de sobrecorriente son:
    - a) la variación adaptiva de la corriente de arranque en función de la de carga; b) la adaptación de la curva de tiempo de operación en función de la corriente de arranque y la de cortocircuito. La protección adaptiva de sobrecorriente basada en estos criterios es más sensible y rápida que la convencional y coordina adecuadamente con las convencionales.
- 
- El alcance del elemento instantáneo y del elemento de tiempo inverso del relevador de sobrecorriente convencional varían con el nivel de generación, pudiendo dejar de ofrecer protección local y de respaldo respectivamente para generación mínima. La introducción de conceptos adaptivos permite conservar una cobertura más constante en ambos elementos, independientemente del régimen de generación.
  - El tiempo de operación de un elemento de tiempo inverso adaptivo varía menos con el tipo de falla y la condición de operación del sistema que el de una protección convencional. Esto se traduce en que la protección adaptiva de tiempo inverso es significativamente más rápida que la convencional para condiciones de generación mínima.

### 7.2.2 Cálculo de parámetros de ajuste de relevadores adaptivos de sobrecorriente

- La corriente de arranque del elemento de tiempo inverso de la protección adaptiva de sobrecorriente debe ser variable, ajustándose automáticamente a un valor algo superior al de la corriente de carga del alimentador en todo momento. Deben establecerse límites superior e inferior al intervalo de variación de la corriente de arranque para propósitos de coordinación con las protecciones convencionales.
  - La corriente de arranque del elemento instantáneo adaptivo debe ser variable en función del nivel de generación del sistema de potencia. La ley adaptiva se establece en base al valor vigente de la corriente de arranque del elemento adaptivo de tiempo inverso. Deben establecerse límites superior e inferior a la corriente de arranque del elemento instantáneo.
  - Si la protección de tiempo inverso es adaptiva solamente en cuanto a la corriente de arranque, existen dos alternativas básicas para su coordinación con protecciones convencionales. Una de las alternativas garantiza la coordinación, pero conduce a valores elevados de tiempos de operación. La otra alternativa permite lograr tiempos menores que los convencionales para generación mínima en la protección adaptiva, pero puede comprometer la coordinación en las mismas condiciones de generación.
- 
- La solución a los problemas de coordinación es dotar a la protección adaptiva de la capacidad de modificar en tiempo real también su curva de tiempo. La idea básica consiste en lograr que las curvas  $T=f(I)$  de la protección adaptiva y de la respaldada tengan una separación  $\Delta T$  en el punto de coordinación para cualquier nivel de generación.

### 7.2.3 Consideraciones de diseño

- En el diseño de un relevador adaptivo de sobrecorriente es necesaria la implementación de la función de detección de fallas, pues constituye la base para el control adaptivo de la corriente de arranque. Dos posibles detectores de fallas son: a) detector de incremento de

corriente, que compara los valores de la corriente correspondientes a dos instantes separados un período de frecuencia fundamental; b) detector transitorio, que forma estimados de la corriente por un algoritmo de mínimos cuadrados y los compara con las muestras medidas.

- El detector de incremento de corriente posee un algoritmo sencillo, y en general detecta bien el instante en que ocurre la falla, pero su salida resulta afectada por las presencia de la componente aperiódica exponencial en la corriente de falla. Esto se traduce en que el detector continúa dando salida aún después que la ventana de datos cruzó por la discontinuidad que la falla provoca en la señal de corriente.
- El detector transitorio ofrece diferentes niveles de sensibilidad, dependiendo de su formulación. Los Modelos 2 y 3 brindan mayor sensibilidad que el detector de incremento de corriente. Se recomienda el Modelo 3 del monitor (ecuación (6.13)), ya que, además de contar con una excelente sensibilidad, tiene un efecto reductor en los errores del estimado antes y después del paso de la ventana de datos por la discontinuidad.
- La lógica de control de un relevador adaptivo de sobrecorriente debe reconocer tres estados: a) estado estable o régimen normal de operación del sistema; b) estado transitorio, en que está presente un cortocircuito; c) estado en que la línea protegida está desconectada.

### 7.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Implementar la lógica adaptiva propuesta en la tesis en un relevador digital y probar su funcionamiento en condiciones de laboratorio y de operación real.
- Desarrollar una solución para el problema que se presenta cuando no se dispone de la ecuación que define la curva  $T=F(I)$  del relevador respaldado. Esto es necesario para garantizar en forma automática la coordinación del relevador adaptivo con los



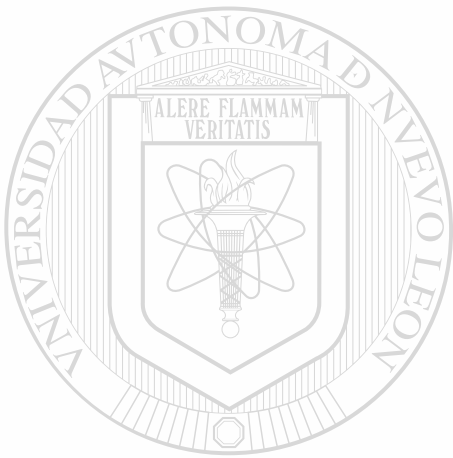
convencionales. Una alternativa de solución es incorporar un algoritmo de interpolación en el “software” del relevador.

- Establecer una metodología de cálculo de parámetros de ajuste para redes donde se utilicen únicamente relevadores adaptivos.
- Diseñar una lógica de control para el relevador adaptivo capaz de responder correctamente ante fallas evolutivas.
- Establecer las consideraciones necesarias de diseño del relevador adaptivo referentes a la modificación adaptiva de la curva  $T=f(I)$ .
- Buscar nuevas aplicaciones de la lógica adaptiva en esquemas de protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia.

#### 7.4 APORTACIONES

- ♦ Se presenta un panorama de las técnicas adaptivas reportadas en la literatura para la protección, control y supervisión de sistemas de potencia y se clasifican de acuerdo con su función.
- ♦ Se establecen en forma cuantitativa las limitaciones de sensibilidad y de velocidad de operación de las protecciones de sobrecorriente convencionales.
- ♦ Se propone como solución de las limitaciones de la protección convencional la creación de un relevador adaptivo de sobrecorriente, con capacidad de variar su corriente de arranque y su tiempo de operación en función del régimen de operación del sistema de potencia.
- ♦ Se establece una nueva metodología para el cálculo de parámetros de ajuste del relevador adaptivo cuando se utiliza en combinación con relevadores convencionales.

- ♦ Se evalúan dos algoritmos de detección de fallas (incremento de corriente y detector transitorio), se define el detector transitorio como el más adecuado, y se determina su algoritmo para esta aplicación.
- ♦ Se desarrolla la lógica de operación para el relevador adaptivo de sobrecorriente, y se establecen algunas de las consideraciones necesarias para su diseño.



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## REFERENCIAS

- [1] S.H. Horowitz, A.G. Phadke, and J.S. Thorp, "Adaptive Transmission System Relaying," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, October 1988, pp. 1436-1445.
- [2] G.D. Rockefeller, C.L. Wagner, and J.R. Linders, "Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, October 1988, pp. 1446-1458.
- [3] J.S. Thorp, S.H. Horowitz, and A.G. Phadke, "The Application of an Adaptive Technology to Power System Protection and Control," *Cigré Paper 34-03*, Paris, 1988.
- [4] A.K. Jampala, S.S. Venkata, and M.J. Damborg, "Adaptive Transmission Protection: Concepts and Computational Issues," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, January 1989, pp. 177-185.
- [5] J. Zaborszky, M. Ilic-Spong, et. al., "Computer Control of the Large Power System During Faults for Inherent Adaptive Selective Protection," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, May 1987, pp. 494-504.
- [6] A.G. Jongepier, and L. Vander Sluis, "Adaptive Distance Protection of a Double-Circuit Line," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 3, July 94, pp. 1289-1295.
- [7] A.G. Phadke, and J.S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, Taunton, Somerset, England: Research Studies Press Ltd., 1988.
- 
- [8] H.J. Altuve, *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad Autónoma de Nuevo León y Comisión Federal de Electricidad, Monterrey, México, 1992.
- [9] Westinghouse Electric Corporation, *Applied Protective Relaying*, 1979.
- [10] Dy Liacco T.E., "The Adaptive Reliability Control System," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 86, May 1967, pp. 517-531.
- [11] C.R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*, John Wiley and Sons, Inc., New York, New York, 1979.
- [12] S.H. Horowitz and A.G. Phadke, *Power System Relaying*, Taunton, Somerset, England: Research Studies Press Ltd., 1992.
- [13] H.J. Altuve, *Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección*, Programa Doctoral de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, N.L., México, Noviembre de 1993.

- [14] A.V. Oppenheim, and R.W. Schaffer, *Digital Signal Processing*, New Jersey, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, 1975.
- [15] L. Eriksson, et. al., "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-End Infeed," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 104, February 1985, pp. 424-436.
- [16] P.M. Anderson, and M.Mirheydar, "An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, May 1992, pp. 647-655.
- [17] J.L. Blackburn, *Protective Relaying: Principles and Applications*, New York and Basel: Marcel Dekker Inc., 1987.
- [18] Y.Q. Xia, A.K. David, and K.K. Li, "High-Resistance Faults on a Multiterminal Line: Analysis, Simulated Studies and an Adaptive Distance Relaying Scheme," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, January 1994, pp. 492-500.
- [19] V. Centeno, J. De La Ree, A.G. Phadke, G. Michel, J. Murphy, and R. Burnett, "Adaptive Out-of-Step Relaying Using Phasor Measurement Techniques," *II Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Noviembre 1993, pp. 225-231.
- [20] S.L. Anderson, K.C. Kong, J. De La Ree, Y. Liu, and A.G. Phadke, "Testing of an Adaptive Digital Out-of-Step Relay Using Real-Time EMTP Playback Techniques," *II Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Noviembre 1993, pp. 240-248.
- 
- [21] V. Centeno, J. De La Ree, J. Benton, M. Wilhelm, and G. Michels, "Implementation of Adaptive Out-of-Step Relaying with Phasor Measurement," *II Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Noviembre 1993, pp. 232-239.
- [22] Y.Q. Xia, K.K. Li, and A.K. David, "Adaptive Relay Setting for Stand-Alone Digital Distance Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, January 1994, pp. 480-491.
- [23] A.P. Apostolov, J.D. Bronfeld, and M.W. Feltis, "Intelligent Reclosing for Overduty Breakers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 1, January 1995, pp. 153-158.
- [24] Z. Zhizhe, and C. Deshu, "An Adaptive Approach in Digital Distance Protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, January 1991, pp. 135-142.

- [25] X.G. Yin, O.P. Malik, G.S. Hope, and D.S. Chen, "Adaptive Ground Fault Protection Schemes for Turbo-Generator Based on Third Harmonic Voltages," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 2, April 1990, pp. 595-603.
- [26] M.S. Sachdev, and M.A. Baribeau, "A New Algorithm for Digital Impedance Relays," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, no. 6, Nov./Dec. 1979, pp. 2232-2240.
- [27] M.S. Sachdev, and M. Nagpal, "A Recursive Least Error Squares Algorithm for Power System Relaying and Measurement Applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 3, July 1991, pp. 1008-1015.
- [28] M.A. Meijnders, "Adaptive Distance Protection for Double Circuit Lines," *KEMA Report 81084-EIO 90-3040*, May 1990.
- [29] G.D. Rockefeller, "Fault Protection with a Digital Computer," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 88, April 1969, pp. 438-464.
- [30] J.S. Thorp, A.G. Phadke, S.H. Horowitz, and M.M. Begovic, "Some Applications of Phasor Measurements to Adaptive Protection," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, May 1988, pp. 791-798.
- [31] J.S. Thorp, A.G. Phadke, and K.J. Karimi, "Real-Time Voltage Phasor Measurements for Static State Estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, November 1985, pp. 3098-3107.
- [32] R.O. Burnett Jr., "Field Experience with Absolute Time Synchronization Between Remotely Located Fault Recorders and Sequence of Events Recorders," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, July 1984, pp. 1739-1742.
- [33] R.E. Wilson, "Methods and Uses of Precise Time in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 1, January 1992, pp. 126-132.
- [34] M.B. Dewe, S. Sankar, and J. Arrillaga, "The Application of Satellite Time References to HVDC Fault Location," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 3, July 1993, pp. 1295-1302.
- [35] IEEE Committee Report, "Central Computer Control and Protection Functions," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, Jan./Feb. 1978, pp. 166-182.

- [36] A.G. Phadke, "Working Group 34.02 Final Report on Computer Based Protection and Digital Techniques in Substations," *Intl. Conf. on Large High Voltage Electrical Systems (CIGRE)*, Paris, SC 34, May 1984.
- [37] S.L. Nilsson, et. al., "Pros and Cons of Integrating Protection and Control in Transmission Substations," 84 SM 638-3, *IEEE PES Summer Meeting*, Seattle, July 1984.
- [38] V. Cook, *Analysis of Distance Protection*, Letchworth, Hertfordshire, England: Research Studies Press Ltd., 1985.
- [39] H. Altuve, et. al., "Evaluación del Filtro Digital de Mínimos Cuadrados para su Aplicación en Protección de Distancia," *Memorias del V Seminario Técnico de Protección y Control*, Curitiba, Paraná, Brasil, 28 de Agosto al 1° de Septiembre de 1995.
- [40] A.M. El-Serafi, and S.O. Faried, "Effect of Adaptive Reclosing on Turbine-Generator Shaft Torsional Torques," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, November 1994, pp. 181-188.
- [41] I. Díaz, *Estudio Comparativo de Algoritmos de Filtrado Digital para Protección de Líneas de Transmisión*, Tesis de Maestría en Ciencias, FIME-UANL, Diciembre de 1994.
- [42] G. Francis, *Análisis y Control de la Frecuencia de Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado de Emergencia*, Tesis de Maestría en Ciencias, FIME-UANI., Diciembre de 1995.
- 
- [43] E.O. Schwietzer and Daqing Hou, "Filtering for Protective Relays," *19<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, Washington, October 1992.
- [44] R.G. Lockett, P.J. Munday and B.E. Murray, "A Substation Based Computer for Control and Protection," *IEE Conference Publication No. 125*, London, March 1975.

APENDICE A



EJEMPLO DE COMPARACIÓN DE RELEVADORES DE  
SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO  
CONVENCIONALES Y ADAPTIVOS EN CUANTO A  
SENSIBILIDAD

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La red radial de 34.5 KV mostrada en la Fig. A.1 presenta un problema típico en el cálculo de parámetros de ajuste, dado por la existencia de líneas largas con una carga considerable en su extremo. Los niveles de cortocircuito trifásico en A son de 100 MVA para generación máxima y 50 MVA para generación mínima. Los corrientes de cortocircuito en las diferentes barras se presentan en la Tabla A.1.

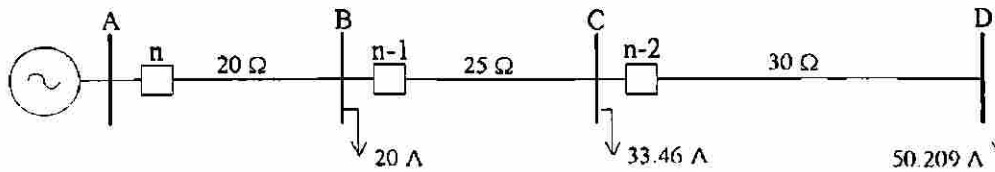


Fig. A.1. Red radial.

Tabla. A.1. Valores de corrientes de cortocircuito (A).

	Generación máxima	Generación mínima
$I_{cc}$ en bus A	1673.46	836.91
$I_{cc}$ en bus B	624.40	454.76
$I_{cc}$ en bus C	350.06	289.51
$I_{cc}$ en bus D	229.21	201.60

A continuación se presentan los resultados de la coordinación de relevadores, para dos casos: 1) todos los relevadores son convencionales; 2) un relevador ( $n-1$ ) es adaptivo y los demás son convencionales. Se presenta en forma explícita la verificación de sensibilidad para los dos casos, por ser esta una de las principales ventajas de los relevadores adaptivos sobre los convencionales, y también se incluyen las gráficas  $T=f(I)$  para cada caso.

#### A.1 Todos los relevadores son convencionales

Los resultados del estudio de coordinación para este caso se presentan en la Tabla A.2, en que se dan los valores de las corrientes de arranque y de los factores  $K$  que definen el tipo de curva  $T=f(I)$  (según ecuación (3.8)) para cada relevador.

Tabla. A.2. Valores de ajuste.

	Corrientes de arranque	K
Relevador $n-2$	75.306	0.2*
Relevador $n-1$	125.5	1.8608
Relevador $n$	155.49	2.3163

\* Valor asignado.



Para que los relevadores garanticen la protección de respaldo para un cortocircuito bifásico al final de la línea respaldada en condiciones de generación mínima, el factor  $K_S$  de la ecuación (4.3) debe ser mayor o igual a 1.5.

Para el relevador  $n-1$  se tiene:

$$K_S = \frac{I_{ccDmin}}{I_{an-1}} = \frac{174.59}{125.5} = 1.391$$

Ya que es  $K_S < 1.5$ , el relevador  $n-1$  no cumple con la condición de sensibilidad. En general para fallas al final de la línea adyacente en condiciones de generación mínima el relevador  $n-1$  no brindará respaldo. Para este problema no se tiene solución con relevadores convencionales.

Para el relevador  $n$  se tiene:

$$K_S = \frac{I_{ccBmin}}{I_{an}} = \frac{250.72}{155.496} = 1.6124$$

El relevador  $n$  no tiene problemas de sensibilidad en este caso.

En la Fig. A 2 se muestran las curvas  $T=f(I)$  resultantes de la coordinación.

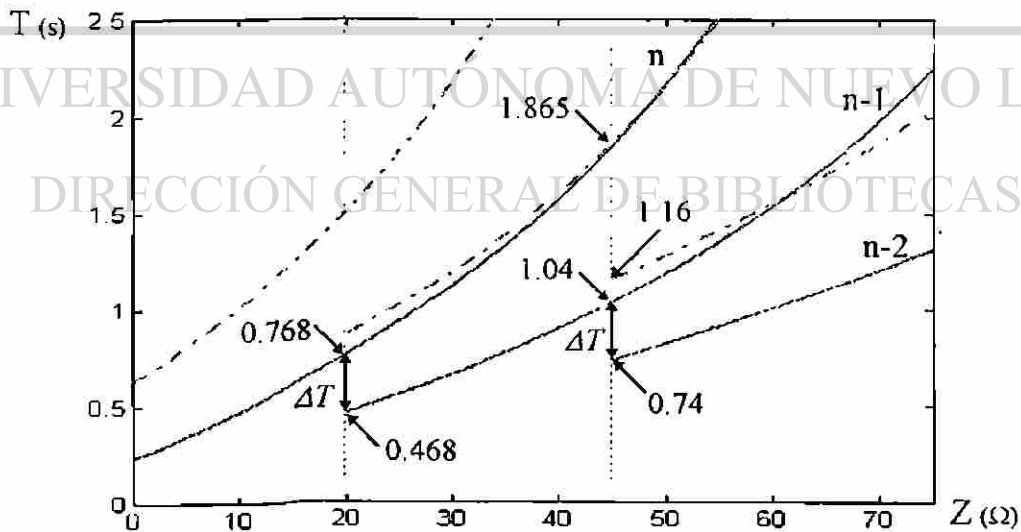


Fig. A.2. Curvas  $T=f(I)$  para el caso en que todos los relevadores son convencionales.

## A.2. El relevador $n-1$ es adaptivo y los restantes son convencionales

En la Tabla A.3 se presentan los valores de las corrientes de arranque y de los factores  $K$  que definen el tipo de curva  $T = F(I)$  para el caso en que el relevador  $n-1$  es adaptivo en su corriente de arranque y en su curva de tiempo  $T = F(I)$ .

Tabla. A.3. Valores de ajuste.

	Corrientes de arranque	$K$
Relevador $n-2$	75.306	0.2
Relevador $n-1$	125.5	1.8608
	75.306*	3.398
Relevador $n$	155.49	2.3163

\* Ajuste en mínima demanda.

El relevador  $n-1$  varía su curva de tiempo dependiendo del estado de generación; en la Tabla A.3 se muestran los valores del factor  $K$  correspondientes a las curvas  $T = F(I)$  para los dos límites de generación.

Para la verificación de sensibilidad del relevador adaptivo  $n-1$  se debe tomar la corriente de arranque vigente en el estado de generación mínima, que es la corriente de arranque mínima.

$$K_S = \frac{I_{cc\beta min}}{I_{an-1 min}} = \frac{174.59}{75.306} = 2.318$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Se observa que la introducción de un relevador adaptivo en el esquema de protección de la red mostrada en la Fig. A.1 soluciona el problema de falta de sensibilidad.

Para el relevador  $n$  no hay cambio en la condición de sensibilidad:

$$K_S = \frac{I_{cc\beta min}}{I_{an}} = \frac{250.72}{155.496} = 1.6124$$

En la Fig. A.3 se representa las curvas  $T=f(l)$  resultantes de la coordinación. Puede observarse que el margen de coordinación  $\Delta T$  se conserva exactamente también en la condición de generación mínima, lo que hace que el relevador  $n-1$  sea más rápido en esa condición, que si fuera convencional

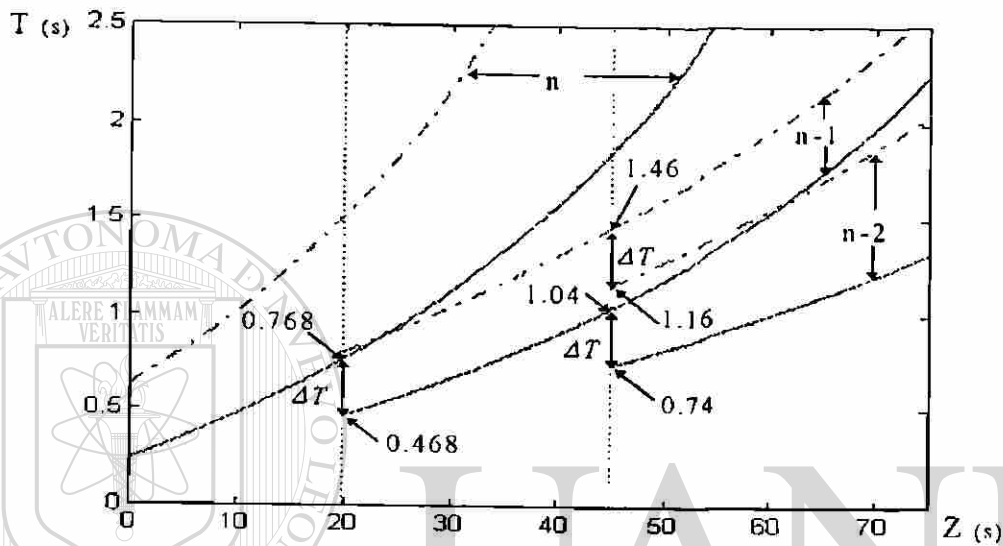
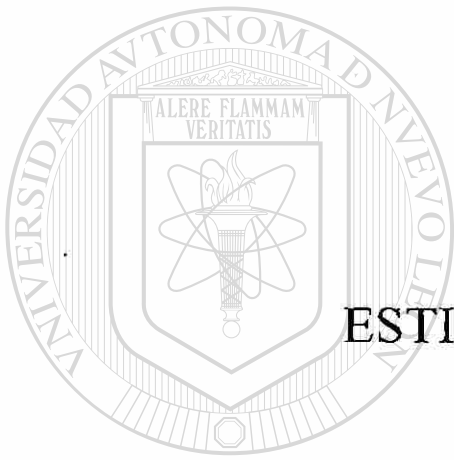


Fig. A.3. Curvas  $T=f(l)$  para el caso en que el relevador  $n-1$  es adaptivo.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APENDICE B

ESTIMACION LINEAL

UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En las aplicaciones de estimación de parámetros en tiempo real por lo general se procesa un número de muestras superior al número de parámetros a determinar. Este problema se reduce a resolver un conjunto sobredefinido de ecuaciones de la forma:

$$Ax = b \quad (\text{B.1})$$

donde  $A$  y  $b$  son conocidos y  $x$  es el vector a determinar. El sistema es sobredefinido si el vector  $b$  tiene más elementos que el vector  $x$ . Pueden existir varias soluciones para el sistema; debido a esta característica se debe considerar la presencia de errores:

$$b = Ax + \varepsilon \quad (\text{B.2})$$

donde:

$$\varepsilon = b - Ax \quad (\text{B.3})$$

Como medida de la calidad de la solución puede tomarse la suma de los cuadrados de los errores:

$$\varepsilon^T \varepsilon = (b - Ax)^T (b - Ax)$$

$$\varepsilon^T \varepsilon = (b^T - x^T A^T)(b - Ax)$$

$$\varepsilon^T \varepsilon = x^T A^T Ax - x^T A^T b - b^T Ax + b^T b$$

La  $x$  que minimiza  $\varepsilon^T \varepsilon$  puede ser obtenida calculando la derivadas parciales de la ecuación anterior con respecto a las componentes de  $x$  e igualando a cero. El resultado es:

$$\hat{x} = (A^T A)^{-1} A^T b = A^+ b \quad (\text{B.4})$$

donde  $A^+$  se denomina la pseudo-inversa de  $A$ :

$$A^+ = (A^T A)^{-1} A^T \quad (\text{B.5})$$

Si se tiene un conocimiento estadístico de los errores, es posible ponderar la solución mínimo-cuadrática. Supóngase que  $\varepsilon$  tiene una media igual a cero y una matriz de covarianza  $V$ , dada por:

$$V = E\{\varepsilon \varepsilon^T\} \quad (\text{B.6})$$

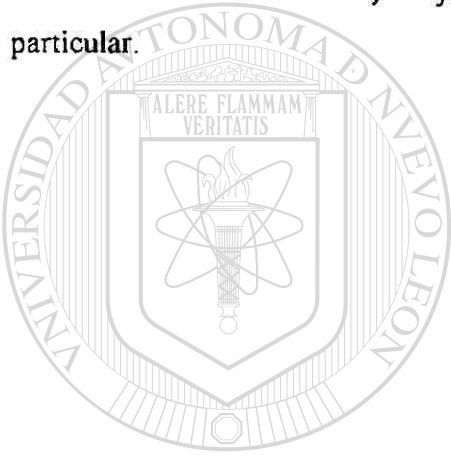
donde  $E\{\}$  representa el valor esperado. El problema en este caso consiste en buscar la  $x$  que minimice a:

$$\varepsilon^T V^{-1} \varepsilon \quad (B.7)$$

La solución es:

$$\hat{x} = (A^T V^{-1} A)^{-1} A^T V^{-1} b \quad (B.8)$$

Cuando  $\varepsilon$  es gaussiano y la matriz de covarianza  $V$  es diagonal, las componentes del error son independientes (pero posiblemente de magnitudes diferentes). En aplicaciones de protección [7] se puede suponer además que  $V$  es un múltiplo de la matriz unitaria (los errores tienen covarianza constante). Bajo esa suposición (B.8) se reduce a (B.4), que es su caso particular.

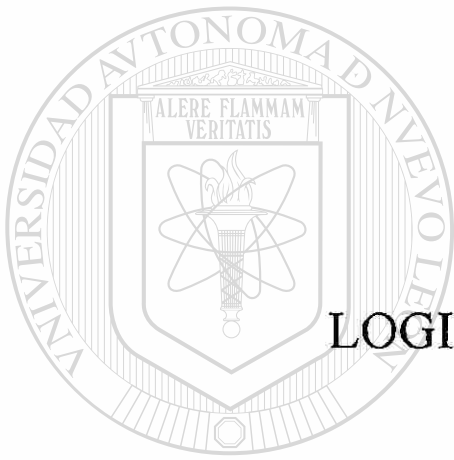


# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS





APENDICE C

LOGICA DE OPERACION

UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En este apéndice se presenta un diagrama de bloques (Fig. C.1) que describe la lógica de control del relevador adaptivo descrita en el Capítulo 5; los bloques representan acciones a ejecutar y no representan una estructura detallada del programa. A continuación se presenta una descripción de las funciones de cada bloque.

*Detector transitorio (MT).* En este bloque se realiza la detección de la falla, el detector utilizado es el detector transitorio, con un valor  $t_r$  de referencia igual a 1 p.u.; se tomó este valor de referencia por ser suficientemente grande comparado con la magnitud de los errores del estimado en condiciones de prefalla y postfalla, y por ser pequeño en comparación con los valores resultantes del algoritmo cuando la ventana de datos cruza por la discontinuidad; de esta manera, si el valor obtenido del detector transitorio rebasa este valor de referencia, se considera que existe un cambio discreto en la señal de corriente, que es motivado por la ocurrencia de una falla o por operaciones de cierre-apertura de la línea.

*Cálculo del valor eficaz (VE).* En un relevador digital de sobrecorriente se calcula el valor eficaz de la componente fundamental de la corriente por un algoritmo de filtrado digital. En la presente simulación ello no es necesario, pues las señales de prueba no están contaminadas con ruido. Por esta razón solo se requiere el cálculo del valor eficaz de la señal representada por las muestras. Monitoreando el valor eficaz se determina si existe corriente en la línea y se le asigna a la variable *muestra* un valor de cero si no existe señal y un valor de 1 si existe corriente en la línea.

#### DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

*Fijar valor de arranque.* Debido al carácter variable de la corriente de arranque del relevador, al momento de ocurrir la falla es necesario fijar el valor anterior, permitiendo de esta manera que el relevador opere correctamente. Esto se logra estableciendo que el valor del ajuste correspondiente a la muestra  $k$  sea igual al de  $k-1$ .

*Fijar la corriente de arranque máxima ( $I_a \text{ máx}$ ).* Esta función se activa cuando no existe corriente en la línea, tal como se estableció en el Capítulo 6. Otra condición en que se requiere esta función es cuando la corriente de arranque calculada por (3.2) rebasa el valor máximo;

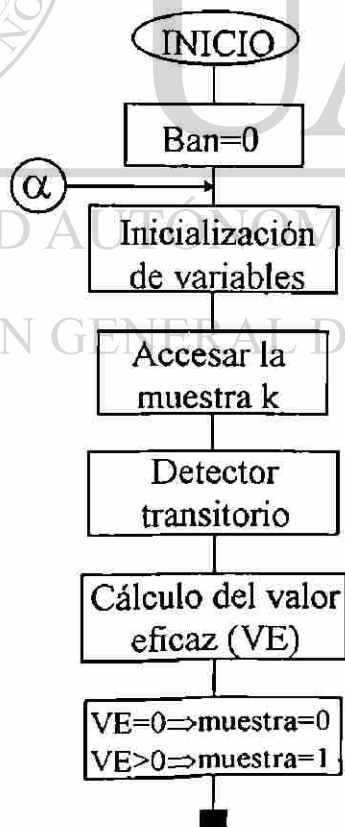


para ello en el programa se realiza la comparación de la corriente de arranque con su valor máximo; en caso de que el valor de arranque calculado sobrepase el valor máximo, se le fija este último valor.

*Reposición del detector transitorio (RE).* En este bloque se realiza la verificación de que la salida del detector transitorio retornó a un valor cercano a cero, indicando que concluyó el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad. Se utiliza un tiempo de espera de dos ciclos para confirmar la reposición del detector; el primer ciclo es para tener en cuenta el cruce de la ventana de datos por la discontinuidad, y el segundo ciclo es un factor de seguridad que se adiciona para evitar errores dentro de la lógica de control.

*Fijar ajuste adaptivo.* En este bloque se determina la corriente de arranque del relevador adaptivo de sobrecorriente para las condiciones actuales de generación. El cálculo de esta corriente de arranque es dado por la expresión (4.2); se utilizó un valor de  $k$  de 1.2 unidades.

Se utilizó una lógica en base a banderas para direccionar las acciones requeridas.



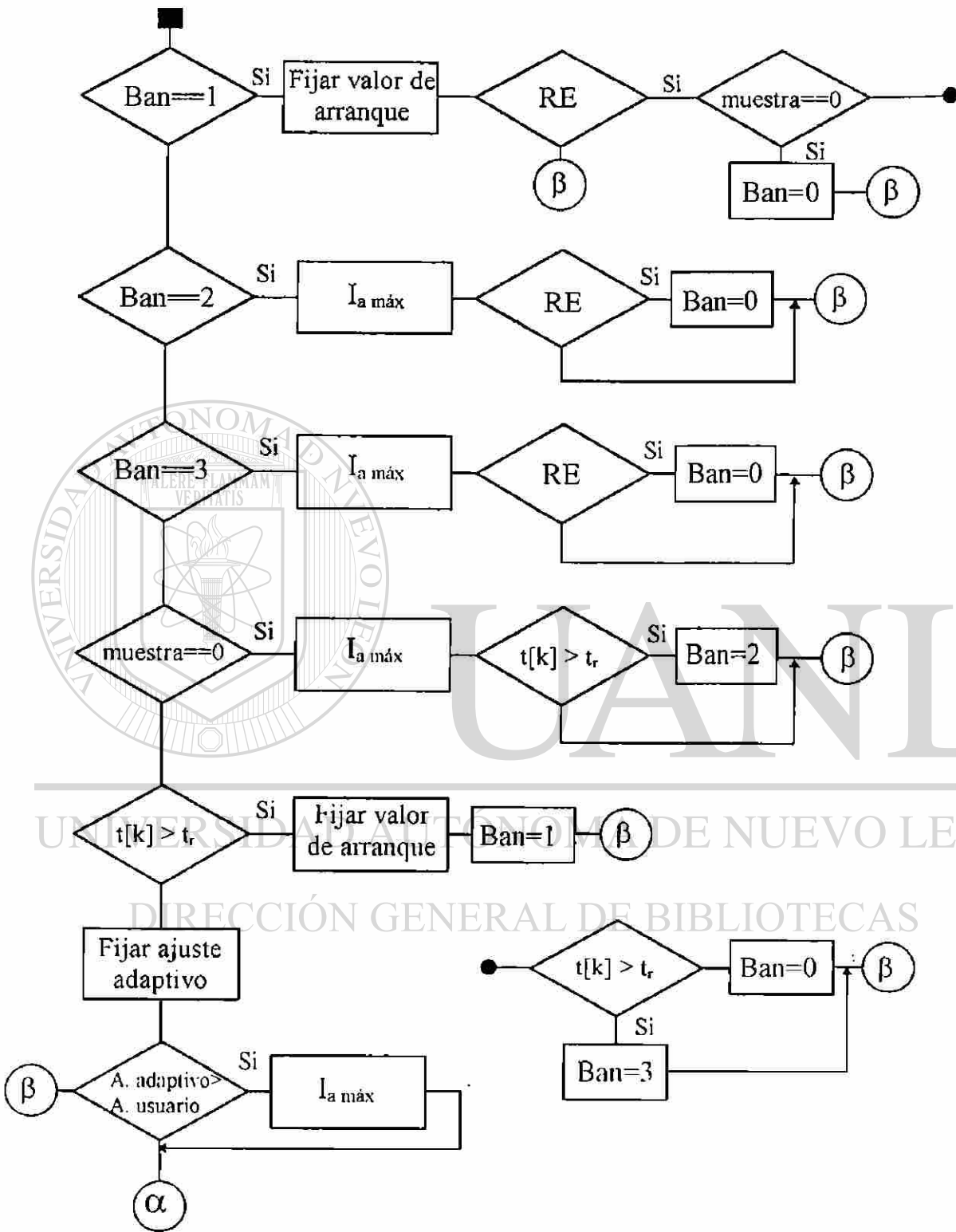


Fig. C.1. Diagrama de bloques de la lógica de control para un relevador adaptivo de sobrecorriente.

