

32  
20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
" A R A G O N "

DIAGNOSTICO DE FALLAS EN SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE  
SISTEMAS EXPERTOS

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

JOSE ADOLFO PINEDA FIGUEROA



**ENEP**  
ARAGON

MEXICO, D. F.

MARZO DE 1993

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## C O N T E N I D O

<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>1. FALLAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA</b>	
1.1 Introducci3n .....	2
1.2 Fallas trif3sicas sim3tricas en m3quinas s3ncronas ....	3
1.3 Componentes sim3tricas .....	7
1.4 Redes de secuencia de dispositivos trif3sicos .....	11
1.4.1 Redes de secuencia de generadores .....	11
1.4.2 Redes de secuencia de transformadores .....	13
1.5 An3lisis de fallas .....	16
1.6 dispositivos de protecci3n .....	22
1.6.1 Relevadores .....	22
1.6.1.1 Relevadores m3s utilizados .....	22
1.6.1.1.1 Relevadores de sobrecorriente .....	22
1.6.1.1.2 Relevadores diferenciales .....	23
1.6.1.1.3 Relevadores de distancia .....	24
1.6.1.1.4 Relevador direccional .....	24
1.6.1.1.5 Relevador de hilopiloto .....	25
1.6.1.2 Nomenclatura .....	25
1.6.2 Interruptores .....	28
1.6.2.1 Tipos de interruptores .....	29
1.6.2.1.1 Interruptor en gran volumen de aceite.....	29
1.6.2.1.2 Interruptor en peque1o volumen de aceite...	29
1.6.2.1.3 Interruptores neum3ticos .....	30

**CONTENIDO**

1.6.2.1.4	Interruptores en hexafluoruro de azufre ...	31
1.6.2.1.5	Interruptores en vacío .....	32
1.6.3	Transformadores de instrumentos .....	32
1.6.3.1	Transformadores de corriente .....	35
1.6.3.2	Transformadores de potencial .....	35
1.7	Protecciones fundamentales .....	36
1.7.1	Protección primaria .....	36
1.7.2	Protección secundaria o de respaldo .....	37
1.7.3	Protección de respaldo remota .....	37
1.7.4	Protección de respaldo local de interruptor .....	38
1.8	Diagramas principales de protección .....	40
1.8.1	Protección diferencial .....	40
1.8.2	Protección de hilopiloto .....	41
1.8.3	Protección de sobrecorriente .....	43
1.8.4	Protección de distancia .....	44
 <b>2. SISTEMAS EXPERTOS EN EL DIAGNOSTICO DE FALLAS</b>		
2.1	Introducción .....	45
2.2	Sistemas expertos .....	46
2.2.1	Definición de un sistema experto .....	46
2.2.2	Tipos de sistemas expertos .....	47
2.2.3	Aplicaciones de sistemas expertos .....	48
2.3	Sistemas expertos en los sistemas eléctricos de potencia	50
2.3.1	Antecedentes generales .....	50
2.3.2	Necesidades tecnológicas .....	51

CONTENIDO

2.3.3	Aplicación en sistemas eléctricos de potencia .....	53
2.3.4	Mecanismo del Prolog .....	56
2.3.5	Cuestiones sobre futuras aplicaciones .....	58
2.4	Desarrollo de los sistemas expertos en el diagnóstico de fallas .....	60
2.4.1	La necesidad del diagnóstico de fallas .....	60
2.4.2	Aplicación de sistemas basados en el conocimiento ..	61
2.4.3	Clasificación de los métodos en el diagnóstico de fallas .....	61
2.4.3.1	Método basado en la información monitoreada ....	62
2.4.3.2	Método basado en modelos .....	62
3.	<b>IMPLANTACION DE UN SISTEMA EXPERTO PARA EL DIAGNOSTICO DE FALLAS A PARTIR DE LA OPERACION DE PROTECCIONES</b>	
3.1	Introducción .....	64
3.2	Configuración del sistema experto .....	65
3.2.1	Estructura general .....	65
3.2.2	Bases de datos .....	66
3.2.3	Base de datos 1: configuración del sistema de - potencia .....	67
3.2.4	Base de datos 2: protección primaria de los - elementos del sistema de potencia .....	69
3.2.5	Base de datos 3: interruptores de respaldo contra la falla de interruptores .....	70
3.2.6	Base de datos 4: elementos del sistema protegidos por un interruptor .....	74
3.2.7	Base de datos 5: interruptores controlados por un relevador .....	76
3.3	Proceso de inferencia .....	78

**CONTENIDO**

3.4	Estimación del lugar de falla .....	80
3.5	Justificación del lugar de falla .....	82
3.5.1	Falla sencilla con operación normal de protecciones	83
3.5.2	Fallas de operación .....	83
3.5.3	Operación del respaldo de respaldo .....	84
3.5.4	Operación incorrecta .....	85
3.5.5	Existencia de más de una falla .....	87
3.6	Presentación de resultados .....	88
3.7	Ejemplos .....	89
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>94</b>

## I N T R O D U C C I O N

El objetivo fundamental de todo sistema eléctrico de potencia es mantener un elevado nivel en la continuidad del servicio.

Sin embargo, es inevitable la ocurrencia de imprevistos que afecten el buen funcionamiento del sistema provocando interrupciones en el suministro y daños a los elementos del sistema.

Para prevenir, detectar y restaurar los incidentes se cuenta con sistemas y dispositivos de protección que además de aislar el elemento o la zona fallada adecuada e inmediatamente, deben de limitar la zona fallada lo mejor posible para no afectar partes del sistema que no sea necesario.

La detección de estas fallas ó imprevistos tienen lugar en los centros de control; en nuestro país, el organismo encargado de llevar a cabo esta función es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la CFE que además controla todo el Sistema Eléctrico Nacional.

Esta detección y localización de fallas es lo que se conoce como diagnóstico de fallas en sistemas de potencia.

Sin embargo, la creciente complejidad, así como constantes cambios en la configuración de los sistemas de potencia, dificultan el diagnóstico de fallas a los operadores de los centros de control; más aún cuando se trata de fallas múltiples u operaciones incorrectas ó indeseadas de relevadores ó interruptores.

Para resolver estos problemas, una opción ha sido el uso de Sistemas Expertos como apoyo a los operadores.

La utilización de Sistemas Expertos en apoyo a los operadores para facilitar el diagnóstico de fallas ha crecido en los últimos 10 años principalmente en países desarrollados como Estados Unidos, Canadá, Japón, etc.

En nuestro país, estos sistemas se encuentran aún en etapas de desarrollo, aunque se prevé su implementación en un periodo no muy largo.

El objetivo del presente trabajo es presentar una breve reseña del desarrollo y aplicaciones de los Sistemas Expertos en los Sistemas Eléctricos de Potencia, y en particular, en lo que se refiere al diagnóstico de fallas en dichos sistemas.

Asimismo, se presenta un Sistema Experto que en base a la información recibida de los interruptores operados y a los datos almacenados en sus bases de datos acerca de la configuración del sistema de potencia realiza inferencias para determinar el posible lugar de falla.

**Capítulo****1****FALLAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA****1.1 INTRODUCCION.**

Las condiciones normales de operación de un sistema eléctrico de potencia son ocasionalmente interrumpidas debido a fallas. Una falla es provocada debido al desgaste del aislamiento o cuando existe contacto entre las fases del sistema. En general, las causas de falla son muchas: descargas atmosféricas, ramas de árboles sobre conductores, daños provocados por el viento, deterioro del aislamiento, vandalismo, etc. En un sistema trifásico, una falla puede envolver dos o más conductores. Dependiendo del número de conductores envueltos en una falla, éstas se clasifican del siguiente modo: fase a tierra, fase a fase, doble fase a tierra y/o falla trifásica.

Los tipos de falla mencionados se ilustran en la figura 1.1. Las fallas en los sistemas eléctricos de potencia causan efectos indeseables: (a) flujo de excesiva corriente eléctrica, la cual, generalmente daña al equipo eléctrico; (b) voltajes anormales (sobrevoltaje ó bajovoltaje) en otros puntos del sistema; (c) elevación del voltaje del sistema neutro (en caso de fallas asimétricas); y (d) voltajes inducidos en las estructuras metálicas vecinas y/o en los circuitos de comunicación.

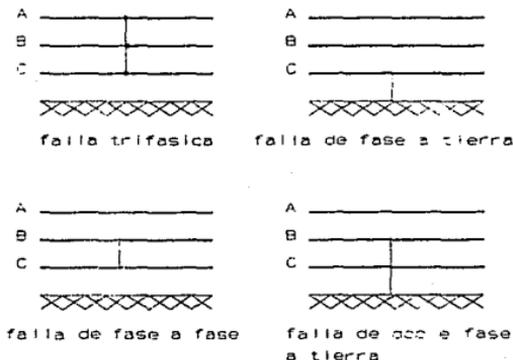


FIG. 1.1 Cuatro tipos de fallas.

La experiencia en el funcionamiento de líneas de transmisión indica que los interruptores reconectan debidamente después de la mayor parte de los cortes por fallas. De los casos en que no reconectaron debidamente, un número apreciable fueron por fugas permanentes, en los que la reconexión era imposible, independientemente del intervalo entre la apertura y la reconexión. Las fugas o fallas permanentes son producidas por líneas derivadas a tierra, cadenas de aisladores rotas por cargas de hielo, desperfectos en las torres y averías en los pararrayos. La práctica demuestra que entre el 70 y el 80 % de las fallas de las líneas de transmisión son fallas de un solo conductor a tierra producidas por el salto de un arco desde uno de los conductores a la torre y a tierra. La proporción mínima de fallas, aproximadamente un 5 % , comprenden las tres fases. Otros tipos de fallas en las líneas de transmisión son los contactos entre conductores, que no implica la puesta a tierra, y las fallas dobles que suponen los contactos entre conductores y simultáneamente la puesta a tierra. Todas las fallas mencionadas, excepto la trifásica, son asimétricas, por lo que provocan el desequilibrio entre fases.

La corriente que circula por los distintos puntos de una red, inmediatamente después de presentarse una falla, difiere de la que circula unos pocos ciclos más tarde poco antes de avisar para que los interruptores corten la corriente a los dos lados de la falla, y ambas corrientes son muy distintas de las de régimen estacionario, si la falla no se hubiera aislado del resto de la red haciendo funcionar los interruptores. Dos de los factores sobre los que se basa la elección adecuada de los interruptores son la corriente que pasa inmediatamente después de presentarse la falla y la que el interruptor tiene que cortar. El cálculo de fallas tiene por objeto determinar estas corrientes para varios tipos de fallas en distintos puntos de la red. Los datos obtenidos de este cálculo también sirven para la colocación de los relevadores que controlan los interruptores. El análisis de componentes simétricas es una valiosa ayuda que se analizará más adelante y que calcula las fallas asimétricas casi tan fácilmente como las trifásicas.

### **1.2 FALLAS TRIFASICAS SIMETRICAS EN MAQUINAS SINCRONAS.**

Para analizar el efecto de un cortocircuito trifásico en las terminales de un alternador sin carga, un procedimiento excelente consiste en tomar un oscilograma de la corriente en una de las fases al presentarse tal falla. Como las tensiones generadas en las fases de una máquina trifásica están defasadas unas de otras en  $120^\circ$  eléctricos, el cortocircuito se aplica en puntos diferentes de la onda de tensión de cada fase. Por esta razón la componente

unidireccional o de régimen transitorio de la corriente es diferente en cada fase. Si se elimina la componente continua de la corriente de cada fase, la representación gráfica de la corriente de cada fase en función del tiempo corresponde a la figura 1.2.

Con la figura 1.2 pueden definirse ciertos términos interesantes para el cálculo de la corriente de la corriente de cortocircuito en un sistema de energía. Las reactancias que definiremos se denominan reactancias de eje directo, o simplemente directas.

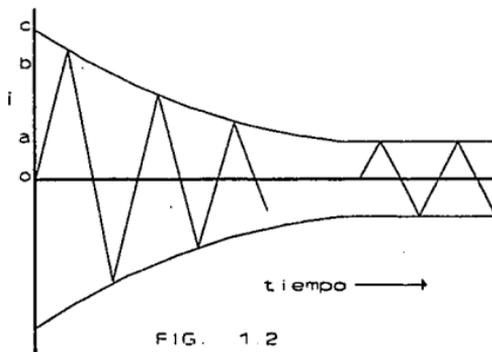


FIG. 1.2

En la figura 1.2 la distancia  $oa$  es el valor máximo de la corriente de cortocircuito permanentemente. Este valor de la corriente, por 0.707 es el valor eficaz  $[I]$  de la corriente en régimen permanente  $[I]$ , se llama reactancia sincrónica del alternador o reactancia sincrónica directa  $X_d$ , puesto que el factor de potencia es bajo durante el cortocircuito. Se desprecia la resistencia relativamente pequeña del inducido. Si la envolvente de la onda de corriente se hace retroceder hasta el instante cero y se desprecian unos pocos de los primeros ciclos en los que el decremento es muy rápido, la intersección determina la distancia  $ob$ . El valor eficaz de la corriente representado por esta intersección, o sea, 0.707 veces  $ob$  en amperes, es lo que se llama corriente en régimen transitorio o simplemente corriente transitoria  $[I']$ . Con esto puede definirse una nueva reactancia de la máquina: la denominada reactancia transitoria,  $o$ , en este caso particular,

reactancia transitoria directa  $X_{d'}$ , que es igual a  $[E]/[I']$  para un alternador funcionando en vacío antes del fallo. El valor eficaz de la corriente determinado por la intersección de la envolvente con el eje de ordenadas en el tiempo cero, se denomina corriente subtransitoria  $[I'']$ . En la figura 1.2, la corriente subtransitoria es igual a 0.707 de la ordenada oc. La reactancia subtransitoria directa  $X_{d''}$  para un alternador que funciona sin carga antes de presentarse la falla trifásica en sus terminales es  $[Eg]/[I'']$ .

Las corrientes y reactancias antes estudiadas vienen definidas por las ecuaciones siguientes, que son aplicables a un alternador que funcione en vacío antes de producirse la falla trifásica en sus terminales:

$$[I] = \frac{oa}{\sqrt{2}} = \frac{Eg}{X_d} \dots \dots (1.1)$$

$$[I'] = \frac{ob}{\sqrt{2}} = \frac{Eg}{X_{d'}} \dots \dots (1.2)$$

$$[I''] = \frac{oc}{\sqrt{2}} = \frac{Eg}{X_{d''}} \dots \dots (1.3)$$

donde:  $[I]$  = corriente permanente, valor eficaz.  
 $[I']$  = corriente transitoria, valor eficaz, excluyendo la componente continua.  
 $[I'']$  = corriente subtransitoria, valor eficaz, excluyendo la componente continua.  
 $X_d$  = reactancia sincrónica directa.  
 $X_{d'}$  = reactancia transitoria directa.  
 $X_{d''}$  = reactancia subtransitoria directa.  
 $Eg$  = valor eficaz de la tensión entre una terminal y el neutro en vacío; oa, ob y oc son las intersecciones correspondientes a la fig. 1.2.

Al seleccionar la reactancia apropiada del generador se debe tener en cuenta lo siguiente: Para fenómenos de corta duración (menos de 0.1 a 0.2 seg.), un generador sincrónico actúa aproximadamente como una fuente constante de voltaje detrás de la reactancia subtransitoria. Para fenómenos más largos de duración (0.1 a 1.0 seg.), el comportamiento del generador sincrónico puede ser comparado como una fuente de voltaje constante detrás de la

reactancia transitoria. En funcionamiento normal, el generador síncrono puede ser sustituido por una fuente de voltaje constante detrás de la reactancia síncrona. Para análisis de cortocircuito, se utiliza la reactancia subtransitoria, ya que esta proporciona el más alto valor de la corriente. La reactancia transitoria es usada para análisis de estabilidad. La reactancia síncrona es utilizada para cálculos de corrientes de falla prolongados. Consideremos ahora un generador que está en carga en el momento de producirse una falla. La figura 1.3 ilustra lo antes dicho. Aquí un voltaje  $E_g''$  en serie con  $X_d''$  suministra la corriente en el cortocircuito a través de  $X_d''$  y  $Z_{ext}$ , cuando el interruptor  $S$  se cierra. Si podemos determinar  $E_g''$ , esta corriente a través de  $X_d''$  es  $I''$ .

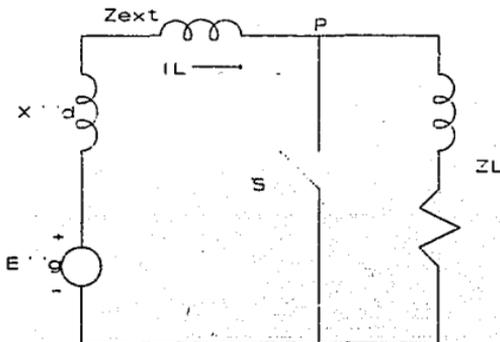


FIG. 1.3 Circuito equivalente de un alternador alimentando una carga trifásica equilibrada. La aplicación de una falla trifásica en P se simula por el cierre del interruptor S.

Con el interruptor  $S$  abierto vemos que

$$E_g = V_t + j I_L X_d'' \dots \dots (1.4)$$

y esta ecuación define  $E_g''$ , la cual se llama tensión detrás de la reactancia subtransitoria. Del mismo modo, cuando calculamos la corriente transitoria  $I'$ , la cual debe suministrarse a través de la reactancia transitoria  $X_d'$ , la tensión  $E_g$  es la tensión detrás de la reactancia transitoria, donde:

$$E_g = V_t + jILX_d' \dots \dots (1.5)$$

Los motores síncronos tienen reactancia del mismo tipo que los alternadores. Cuando se cortocircuita un motor, no recibe energía eléctrica de la línea, pero su campo permanece excitado y la inercia de su rotor y carga, unidas, mantienen la rotación durante un periodo indefinido. La tensión interna de un motor síncrono hace que contribuya con corriente al sistema, con lo que actúa realmente como alternador. Comparando con las fórmulas correspondientes para un alternador, la tensión detrás de la reactancia subtransitoria y la tensión detrás de la reactancia transitoria para un motor síncrono, se ve que tienen que estar dadas por las siguientes ecuaciones:

$$E_m'' = V_t - jILX_d'' \dots \dots (1.6)$$

$$E_m' = V_t - jILX_d' \dots \dots (1.7)$$

### 1.3 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

En el año 1918, C.L. Fortescue, presentó en una reunión del "American Institute of Electrical Engineers", un trabajo que constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados<sup>1</sup>. Desde entonces, el método de las componentes simétricas ha ido adquiriendo más importancia y ha sido el tema de numerosos artículos e investigaciones experimentales. Las fallas asimétricas en sistemas de transmisión, que pueden ser cortocircuitos, impedancia entre líneas, impedancia de una o dos líneas a tierra o conductores abiertos, se analizan por el método de las componentes simétricas. El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de  $n$  vectores relacionados entre sí, puede

<sup>1</sup> C.L. Fortescue, Method of Symmetrical Coordinates Applied to the solution of Poliphase Networks, Trans. AIEE, vol. 37, págs. 1027-1140, 1918.

descomponerse en  $n$  sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Los  $n$  vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes. Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

1. Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de  $120^\circ$  y con la misma secuencia de fases que los vectores originales.
2. Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fases de  $120^\circ$  y con la secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales.
3. Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.

Cuando se resuelve un problema por componentes simétricas, se acostumbra a designar las tres fases de un sistema por las letras a, b y c, de tal forma, que la secuencia de fases de las tensiones y corrientes en el sistema sea abc. Por tanto, la secuencia de fases de los componentes de secuencia positiva de los vectores desequilibrados, es abc y la de los componentes de secuencia negativa, cba. Si los vectores originales son tensiones, pueden designarse por  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$ . Los tres conjuntos de componentes simétricos se designan con el subíndice adicional 1 para los componentes de secuencia positiva, 2 para los componentes de secuencia negativa y 0 para los componentes de secuencia cero. Los componentes de secuencia positiva de  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$ , son  $V_{a1}$ ,  $V_{b1}$  y  $V_{c1}$ . De igual forma, los componentes de secuencia negativa son  $V_{a2}$ ,  $V_{b2}$  y  $V_{c2}$  y los de secuencia cero,  $V_{a0}$ ,  $V_{b0}$  y  $V_{c0}$ . La fig. 1.5 muestra los tres conjuntos de componentes simétricos.

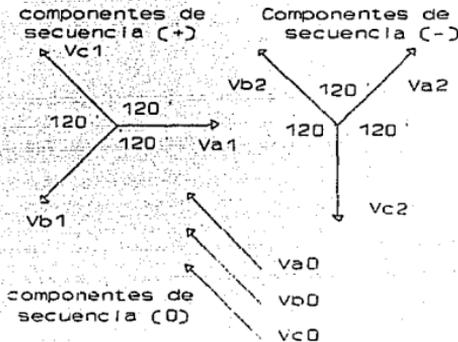


FIG. 1.5 Componentes simétricos de tres vectores desequilibrados.

Como cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes son:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (1.8)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (1.9)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (1.10)$$

La síntesis de un conjunto de tres vectores desequilibrados a partir de los tres conjuntos de componentes simétricos de la fig. 1.5 se indican en la fig. 1.6.

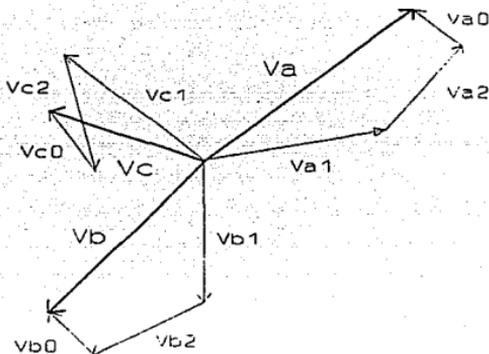


FIG. 1.6 Suma gráfica de los componentes representados en la fig. 1.5 para obtener tres vectores desequilibrados.

Para documentar el ángulo de desplazamiento, es conveniente utilizar un fasor unidad con un ángulo de desplazamiento de  $120^\circ$ . Este fasor se denomina  $a$  y se define como:

$$a = 1\angle 120^\circ = 1e^{j2(3.14)/3} = -0.5 + j0.866$$

La tabla 1.1 ilustra diversas combinaciones del operador  $a$ .

Tabla 1.1 Funciones del operador  $a$ .

---

$a = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866$
$a^2 = 1\angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$
$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1 + j0$
$a^4 = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 = a$
$1+a = 1\angle 60^\circ = 0.5 + j0.866 = -a^2$
$1-a = 1.73\angle -30^\circ = 1.5 - j0.866$
$1+a^2 = 1\angle -60^\circ = 0.5 - j0.866 = -a$
$1-a^2 = 1.73\angle 30^\circ = 1.5 + j0.866$
$a + a^2 = 1\angle 180^\circ = -1 - j0$
$a - a^2 = 1.73\angle 90^\circ = 0 + j1.73$
$1 + a + a^2 = 0 = 0 + j0$

---

Haciendo uso del operador  $a$  y observando la fig. 1.5 obtenemos las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} & V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} & V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned}$$

Sustituyendo estas relaciones en las ecuaciones (1.8) a (1.10) tenemos; para los voltajes y para las corrientes:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} & I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\ V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} & I_b &= a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \\ V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} & I_c &= a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \end{aligned} \quad (1.11)$$

Ahora, reescribiendo las ecuaciones para voltajes (o corrientes) en forma matricial y utilizando algunas reglas matriciales tenemos:

$$\begin{aligned} V_{a0} &= 1/3(V_a + V_b + V_c) & I_{a0} &= 1/3(I_a + I_b + I_c) \\ V_{a1} &= 1/3(V_a + a V_b + a^2 V_c) & I_{a1} &= 1/3(I_a + a I_b + a^2 I_c) \\ V_{a2} &= 1/3(V_a + a^2 V_b + a V_c) & I_{a2} &= 1/3(I_a + a^2 I_b + a I_c) \end{aligned} \quad (1.12)$$

Estas son las tres ecuaciones fundamentales básicas para determinar si las componentes de secuencia existen en cualquier grupo de corrientes ó voltajes trifásicos desbalanceados dados.

#### 1.4 REDES DE SECUENCIA DE DISPOSITIVOS TRIFASICOS.

##### 1.4.1 Redes de secuencia de generadores.

En la figura 1.7 se muestra un generador sin carga, puesto a tierra a través de una reactancia. Si se presenta una falla (no indicada) en las terminales del generador, circularán por las líneas las corrientes  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$ . Si la falla se relaciona con tierra, habrá una corriente en el neutro del generador, que designaremos por  $I_n$ . Una o dos de las corrientes en las líneas pueden ser nulas, pero las corrientes pueden descomponerse en sus componentes simétricas independientemente de lo desequilibradas que estén.

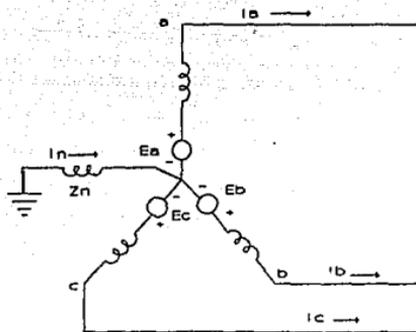


FIG. 1.7 Circuito de un generador sin carga puesto a tierra por una reactancia.

Para determinar las redes de secuencia observamos que las tensiones generadas son solo de secuencia positiva, ya que el generador está proyectado para suministrar tensiones trifásicas equilibradas. Por lo tanto, la red de secuencia positiva está formada por una f.e.m. en serie con la impedancia de secuencia positiva del generador. Las redes de secuencia negativa y cero no contienen f.e.m. pero incluyen las impedancias del generador a las corrientes de secuencia negativa y cero respectivamente.

Las redes de secuencia representadas en la fig. 1.8 son los circuitos monofásicos equivalentes de los circuitos trifásicos equilibrados, a través de los cuales se considera que circulan los componentes simétricos de las corrientes desequilibradas.

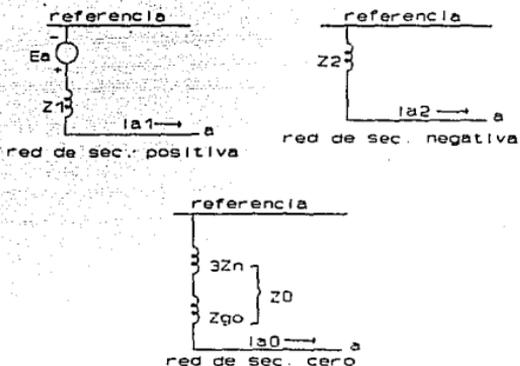


FIG. 1.8 Redes de secuencia de un generador.

La referencia para las redes de secuencia positiva y negativa es el neutro del generador; y para la red de secuencia cero es la tierra del generador.

De las redes de secuencia podemos deducir la siguientes ecuaciones:

$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1 \quad V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \quad V_{a0} = -I_{a0}Z_0 \quad Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \quad (1.13)$$

Las ecuaciones anteriores, que son aplicables a cualquier generador con corrientes desequilibradas, son el punto de partida para la deducción de las ecuaciones de los componentes de corriente para los diversos tipos de fallas.

#### 1.4.2 Redes de secuencia de transformadores.

Para determinar las redes de secuencia positiva y negativa de un transformador se utilizan las reactancias positiva y negativa que son idénticas y además son proporcionadas por el fabricante. La red de secuencia cero de un transformador trifásico depende de la conexión del transformador, es decir, de la forma en que estén conectados los devanados. Las diversas combinaciones posibles de los devanados primario y secundario en estrella y delta varían la red de secuencia cero.

Estas conexiones se representan en la figura 1.9. Las flechas indican los caminos posibles para la circulación de la corriente de secuencia cero. La no existencia de flecha indica que la conexión del transformador es tal que no puede circular corriente de secuencia cero.

Las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en el diagrama de conexiones y el circuito equivalente. Enseguida, se da la justificación del circuito equivalente para cada conexión.

**Caso 1. Conexión estrella-estrella. Un neutro a tierra.** Si uno de los dos neutros de un banco estrella-estrella no está puesto a tierra, la corriente de secuencia cero no puede circular en ninguno de los dos arrollamientos. La ausencia de camino por un arrollamiento impide la corriente en el otro. Para la corriente de secuencia cero existe un circuito abierto entre las dos partes del sistema conectado por el transformador.

**Caso 2. Conexión estrella-estrella. Ambos neutros puestos a tierra.** Cuando ambos neutros de un transformador estrella-estrella están puestos a tierra, existe camino en los dos devanados para las dos corrientes de secuencia cero. Si la corriente de secuencia cero puede seguir un circuito completo fuera del transformador y en ambos lados de él, puede circular en ambos devanados del transformador. En la red de secuencia cero, los puntos de ambos lados del transformador se unen por la impedancia de secuencia cero del transformador, de igual forma que se dedujo en las redes de secuencias positiva y negativa.

**Caso 3. Conexión estrella-delta, puesta a tierra la estrella.** Si el neutro de un transformador estrella-delta se pone a tierra, las corrientes de secuencia cero tienen camino a tierra a través de la conexión en estrella, ya que las corrientes inducidas correspondientes pueden circular en la conexión en delta. La corriente de secuencia cero, que circula en la delta para equilibrar la corriente de secuencia cero en la estrella, no puede circular en las líneas conectadas a la delta. El circuito equivalente debe proporcionar un camino desde la línea en el lado en estrella, a través de la resistencia equivalente y reactancia de pérdida del transformador, hasta la referencia. Es preciso que haya un circuito abierto entre la línea y referencia en el lado en delta. Si la conexión del neutro a tierra contiene una impedancia  $Z_n$ , el circuito equivalente de secuencia cero debe tener una impedancia  $3Z_n$  en serie, con la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador para conectar la línea en el lado en estrella a tierra.

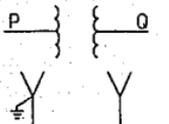
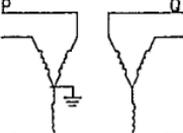
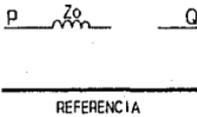
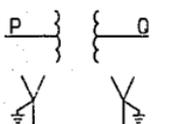
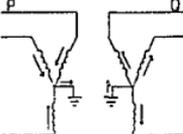
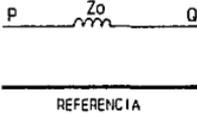
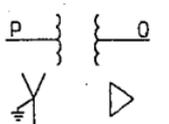
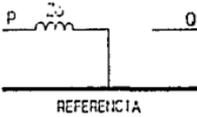
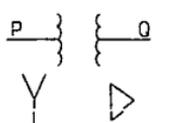
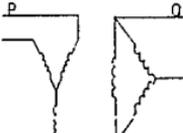
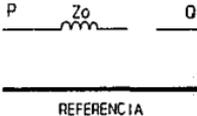
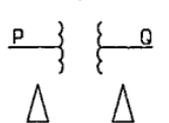
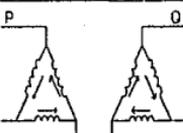
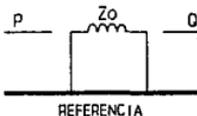
SIMBOLOS	ESQUEMA DE CONEXIONES	CIRCUITOS DE SECUENCIA CERO
		
		
		
		
		

FIG. 1.9 Circuitos equivalentes de secuencia cero, conexiones y símbolos unifilares de transformadores trifásicos.

**Caso 4. Conexión estrella-delta, no puesta a tierra.** Si la estrella no está a tierra, la impedancia  $Z_n$  entre el neutro y tierra es infinita. La impedancia  $3Z_n$  en el circuito equivalente del caso 3 para la impedancia de secuencia cero, se hace infinita. La corriente de secuencia cero no puede circular en los devanados del transformador.

**Caso 5. Conexión delta-delta.** Como un circuito delta-delta no proporciona camino de retorno a la corriente de secuencia cero, no puede haber corriente de secuencia cero en un transformador delta-delta, aunque puede circular dentro de los devanados delta.

### 1.5 ANALISIS DE FALLAS.

En este punto analizaremos un típico problema de cálculo de corrientes de falla en un sistema eléctrico de potencia dado. Determinaremos las corrientes en cada bus para cada una de las fallas mencionadas en la introducción de este capítulo. Analizaremos el problema por el método comúnmente usado. (matriz de impedancias).

#### PROBLEMA.

Sea el sistema eléctrico de potencia siguiente:

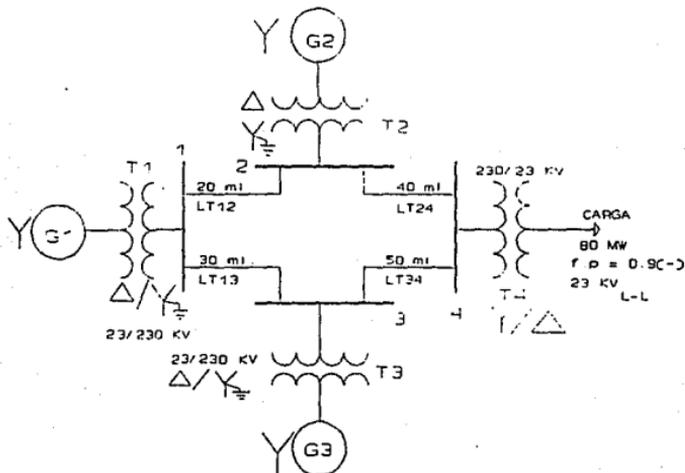


TABLA 1.2 Datos del sistema.

componente de la red.	MVA base	KV base	X1 p.u.	X2 p.u.	X0 p.u.
G1	100	230	0.15	0.15	0.05
G2	100	230	0.2	0.2	0.07
G3	100	230	0.25	0.25	0.08
T1	100	230	0.10	0.10	0.10
T2	100	230	0.09	0.09	0.09
T3	100	230	0.08	0.08	0.08
T4	100	230	0.11	0.11	0.11
LT12	100	230	0.10	0.10	0.36
LT13	100	230	0.20	0.20	0.60
LT24	100	230	0.35	0.35	1.05
LT34	100	230	0.4	0.4	1.2

Calcular:

- Corrientes de falla trifásica en el bus 1
- Corrientes de falla línea a tierra para el bus 2
- Corrientes de falla línea a línea en el bus 3
- Corrientes de falla doble línea a tierra en el bus 4

**SOLUCION.**

**1. Establecemos las magnitudes base:**

$$MVA = 100$$

$$KV = 230$$

**2. Conversión de las impedancias a p.u. a las bases seleccionadas.**

En los generadores, transformadores y líneas de transmisión no es necesario realizar esta conversión puesto que ya están expresadas a dichas bases; en cambio, en la carga conectada a T4 si resulta la necesidad de expresar dicha carga a p.u.

CARGA: 80 MW; f.p. = 0.9 (en atraso); 23 KV

como f.p. = MW/MVA entonces: MVA = MW/f.p. = 80/0.9 = 88.88 MVA

entonces  $I = S/V = 2231.082 \text{ A}$

la impedancia de la carga es:  $Z_c = 5.3567 + 2.594j$

La impedancia base al nivel de tensión de la carga es:

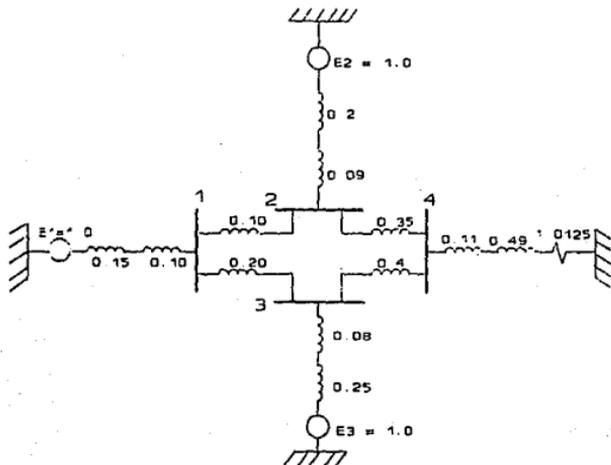
$$Z_b = (KV)^2/MVA = (23)^2/100 = 5.29 \text{ Ohms}$$

por lo tanto:

$$Z_{c,p.u} = 1.0125 + 0.49j$$

**3. Diagrama de reactivas de secuencia positiva y negativa.**

El diagrama se da a continuación:

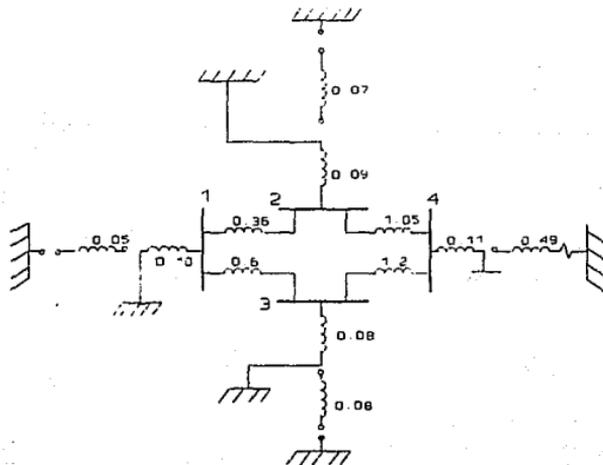


3a. Elementos de la matriz de admitancias de sec. (+) y sec. (-).

$$\begin{aligned}
 Y_{11} &= -j19 = 19\angle-90^\circ & Y_{12} = Y_{21} &= j10 = 10\angle90^\circ \\
 Y_{13} = Y_{31} &= j5 = 5\angle90^\circ & Y_{14} = Y_{41} &= 0 & Y_{22} &= -j16.3054 = 16.3\angle-90^\circ \\
 Y_{23} = Y_{32} &= 0 & Y_{24} = Y_{42} &= j2.857 = 2.857\angle90^\circ \\
 Y_{33} &= -j10.53 = 10.53\angle-90^\circ & Y_{34} = Y_{43} &= j2.5 = 2.5\angle90^\circ \\
 Y_{44} &= 0.73 - j5.79 = 5.836\angle-82.8^\circ
 \end{aligned}$$

3b. Matriz de admitancias de secuencias positiva y negativa.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 19\angle-90^\circ & 10\angle90^\circ & 5\angle90^\circ & 0 \\ 10\angle90^\circ & 16.3\angle-90^\circ & 0 & 2.8\angle90^\circ \\ 5\angle90^\circ & 0 & 10.5\angle-90^\circ & 2.5\angle90^\circ \\ 0 & 2.85\angle90^\circ & 2.5\angle90^\circ & 5.83\angle-82.8^\circ \end{bmatrix}$$

4. Diagrama de impedancias de secuencia 0.

4a. Elementos de la matriz de admitancias de secuencia cero.

$$\begin{aligned}
 Y_{11} &= -j14.44 = 14.44 \angle -90^\circ & Y_{12} &= Y_{21} = j2.77 = 2.77 \angle 90^\circ \\
 Y_{13} &= Y_{31} = j1.667 = 1.667 \angle 90^\circ & Y_{14} &= Y_{41} = 0 \\
 Y_{22} &= -j14.84 = 14.84 \angle -90^\circ & Y_{23} &= Y_{32} = 0 \\
 Y_{24} &= Y_{42} = j0.9524 = 0.9524 \angle 90^\circ & Y_{33} &= -j15 = 15 \angle -90^\circ \\
 Y_{34} &= Y_{43} = j0.833 = 0.833 \angle 90^\circ & Y_{44} &= -j10.876 = 10.876 \angle -90^\circ
 \end{aligned}$$

4b. Matriz de admitancias de secuencia cero.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 14.44 \angle -90^\circ & 2.77 \angle 90^\circ & 1.67 \angle 90^\circ & 0 \\ 2.77 \angle 90^\circ & 14.84 \angle -90^\circ & 0 & 0.95 \angle 90^\circ \\ 1.67 \angle 90^\circ & 0 & 15 \angle -90^\circ & 0.83 \angle 90^\circ \\ 0 & 0.9524 \angle 90^\circ & 0.83 \angle 90^\circ & 10.8 \angle -90^\circ \end{bmatrix}$$

## 5. Matrices de impedancias de secuencias positiva, negativa y cero.

Matriz de secuencia positiva y negativa.

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} 0.1149 \angle 88.16^\circ & 0.0828 \angle 86.83^\circ & 0.0713 \angle 86.07^\circ & 0.071 \angle 79.3^\circ \\ 0.0828 \angle 86.8^\circ & 0.1273 \angle 87.45^\circ & 0.0601 \angle 84.22^\circ & 0.088 \angle 79.3^\circ \\ 0.0713 \angle 86.07^\circ & 0.0601 \angle 84.2^\circ & 0.1508 \angle 87.5^\circ & 0.094 \angle 79.3^\circ \\ 0.0711 \angle 79.31^\circ & 0.088 \angle 79.31^\circ & 0.094 \angle 79.3^\circ & 0.2537 \angle 79.3^\circ \end{bmatrix}$$

Matriz de secuencia cero.

$$Z_{bus} = -j \begin{bmatrix} 0.0728 & 0.0137 & 0.0082 & 0.0018 \\ 0.0137 & 0.0703 & 0.0019 & 0.0063 \\ 0.0082 & 0.0019 & 0.0679 & 0.0054 \\ 0.0018 & 0.0063 & 0.0054 & 0.0929 \end{bmatrix}$$

La corriente base en el nivel de tensión de 230 KV es:

$$I_b = \frac{KVA}{1.73(KV)} = \frac{100.000}{1.73(230)} = 251.0219 \text{ A}$$

Solución a los incisos pedidos en el problema.

a) corriente de falla trifásica en el bus 1.

$$I_{f1} = \frac{V_f}{Z_{11}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0.115 \angle 88^\circ} = 8.703 \angle -88.16^\circ \text{ p.u.} = \underline{2184.7 \angle -88.16^\circ \text{ A}}$$

b) corriente de falla línea a tierra para el bus 2.

$$I_{a0} = \frac{E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.0703 + 2(0.00566 + 0.1272j)}$$

$I_{a0} = 0.10724 - j3.076 \text{ p.u.}$  pero  $I_a = 3I_{a0}$  entonces:  
 $I_a = 0.3217 - j9.228 \text{ p.u.} = 9.2337 \angle -88^\circ \text{ p.u.} = \underline{2317.86 \angle -88^\circ \text{ A}}$

c) Corriente de falla línea a línea en el bus 3.

En la línea a tenemos:  $I_a = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.1508 \angle 87.5^\circ)} (0) = \underline{0}$

En la línea b tenemos:  $I_b = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.1508 \angle 87.5^\circ)} (1.732 \angle -90^\circ)$

$I_b = 5.7427 \angle -177.55^\circ \text{ p.u.} = \underline{1441.54 \angle -177.55^\circ \text{ A}}$

En la línea c tenemos:  $I_c = \frac{1.732 \angle 90^\circ}{0.3016 \angle 87.55^\circ}$

$I_c = 5.7427 \angle 2.45^\circ \text{ p.u.} = \underline{1441.54 \angle 2.45^\circ \text{ A}}$

d) corriente de falla doble línea a tierra en el bus 4.

Las corrientes por fase para una falla doble línea a tierra se obtienen de la expresión:

$$[I^{abc}] = [A][I^{012}]$$

Para una falla doble línea a tierra en el bus 4 tenemos:

$I_a = 0.0005 \angle 168.69^\circ \text{ p.u.} = \underline{0 \text{ A}}$   
 $I_b = 4.6399 \angle 143.29^\circ \text{ p.u.} = \underline{1164.716 \angle 143.29^\circ \text{ A}}$   
 $I_c = 5.0207 \angle 53.52^\circ \text{ p.u.} = \underline{1260.3057 \angle 53.52^\circ \text{ A}}$

**1.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCION.**

Los dispositivos de protección comúnmente usados en los sistemas eléctricos de potencia son:

**1.6.1 Relevadores.**

Un relevador de protección es un dispositivo cuya función es detectar líneas ó aparatos defectuosos y condiciones en el sistema eléctrico de potencia de naturaleza extraña o peligrosa; iniciando inmediatamente acciones de control apropiadas.

Los componentes de un relevador pueden ser electromecánicos, de estado sólido, ó ambos.

Los diseños y características varían ampliamente dependiendo de la aplicación, fabricantes y del periodo de tiempo para determinada aplicación. Originalmente todos los relevadores eran de tipo electromecánico que aún continúan en uso; aunque los del tipo de estado sólido han llegado a ser muy comunes. De continuar esta tendencia, en un futuro no muy lejano los relevadores electromecánicos serán totalmente reemplazados.

Los dispositivos de estado sólido son particularmente mejores en términos de exactitud en el tiempo, sensibilidad y en sistemas de decisión múltiple, tal como la protección piloto. Los dispositivos de estado sólido son usados en protección de sistemas de bajo voltaje donde el relevador y el interruptor forman una sola unidad. Aquí, los relevadores electromecánicos son generalmente inexactos, insensibles y difíciles de probar y darles mantenimiento. Es en esas áreas donde los relevadores de estado sólido son más utilizados actualmente.

**1.6.1.1 Relevadores más utilizados.**

Los relevadores más utilizados en la protección de un S.E.D.P son:

**1.6.1.1.1 Relevadores de sobrecorriente**

Estos relevadores suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado, con bobina de corriente de 4 a 16 amperes para los de fase y de 0.5 a 2 amperes para los de tierra.

En las protecciones de sobrecorriente (51), se acostumbra usar dos relevadores con bobinas de 4-16 amperes para la protección de fallas entre fases, y un tercero de mayor sensibilidad, con bobina de 0.5-2 amperes, para la protección de fallas a tierra.

Estos relevadores se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido. En condiciones de cortocircuito máximo deben proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores.

**1.6.1.1.2 Relevadores diferenciales**

Están formados por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido existe una fuga de corriente.

El relevador diferencial más comúnmente usado es el relevador diferencial de porcentaje, que está formado en su forma más elemental, por tres bobinas. La bobina O de operación y las dos bobinas R de restricción, como se observa en la figura 1.10.

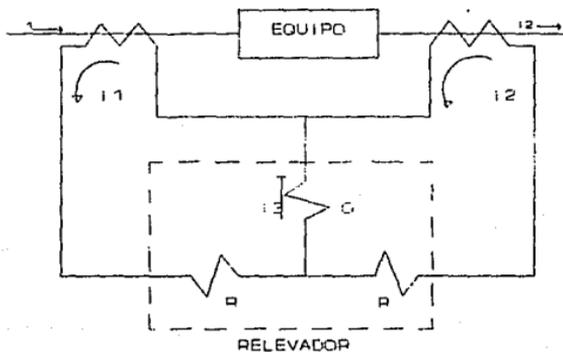


FIG. 1.10 Conexión de un relevador diferencial.

En este relevador, la corriente resultante en la bobina de operación es proporcional a :

$$I_1 - I_2$$

y la corriente en cualquiera de las bobinas de restricción es proporcional a:

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

La relación entre la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente de restricción se conoce como "la pendiente del relevador" en por ciento es decir:

$$\text{Pendiente} = K = \frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}}$$

Los relevadores tienen diferente por ciento de pendiente. Esta característica se utiliza para evitar falsas operaciones del relevador por desequilibrios en las corrientes de los transformadores de corriente (T.C) cuando ocurren fallas externas.

#### 1.6.1.1.3 Relevadores de distancia

Se basan en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento de medición del relevador es de alta velocidad (instantáneo) o con un retardo que suministra un elemento de tiempo. Normalmente, la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de una línea de transmisión, desde la subestación hasta el lugar donde ocurre la falla. La característica direccional de un relevador de distancia puede ser propia, o se le incluye, acoplándole un relevador direccional. Los relevadores de distancia más utilizados son los siguientes:

**tipo impedancia.** Se utilizan para proteger las fallas entre fases, en líneas de longitud media. Por sí solo no es direccional. necesita incluir un relevador direccional para medir la impedancia en una sola dirección.

**Tipo admitancia (Mho).** Es una combinación de relevador de impedancia y direccional, se utiliza para proteger fallas entre fases o pérdidas de excitación en generadores o en grandes motores síncronos.

#### 1.6.1.1.4 Relevador direccional

Es un relevador que se energiza por medio de dos fuentes independientes. Tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes. Según las características del par de operación se reconocen tres tipos de relevadores.

**Relevador corriente-corriente.** El accionamiento se produce por la comparación de dos señales de corriente de diferentes alimentaciones.

**Relevador corriente-tensión.** El accionamiento se produce por la comparación de una señal de corriente con otra de tensión.

**Relevador tensión-tensión.** El accionamiento se produce por la comparación de dos tensiones de diferentes alimentaciones. Este tipo de relevadores es sensible al desequilibrio de corrientes bajo condiciones de altas intensidades, que es cuando los errores de los transformadores de corriente son máximos. Su operación se basa en el uso de un elemento direccional, con dos corrientes, la de armadura u operación y la de polarización.

#### **1.6.1.1.5 Relevador de hilopiloto**

Es, en si, un relevador de protección diferencial, adaptado para el caso en que los transformadores extremos de corriente se encuentren muy alejados. En estos relevadores se comparan las corrientes entrantes y salientes de una línea de transmisión y cuando la diferencia es apreciable, la protección envía orden de apertura a los dos interruptores extremos de la línea. Los relevadores pueden ser de corriente alterna o directa, el sistema de alterna es inmune a variaciones de carga o pérdida de sincronismo, de ahí su mayor utilización en sistemas eléctricos.

Estos relevadores se utilizan como protección primaria de líneas con longitudes inferiores a 20 Kms; si la línea es de mayor longitud, se acostumbra utilizar el sistema de onda portadora que maneja señales de baja tensión y alta frecuencia, que se transmiten a lo largo de los conductores de la línea de transmisión, por medio de dos sistemas de acoplamiento instalados en los extremos.

#### **1.6.1.2 Nomenclatura.**

A continuación se muestran en la tabla 1.3, en forma progresiva, los números de norma ANSI con que se designan, en forma convencional, los relevadores más utilizados en las protecciones, así como algunas marcas y tipos, su descripción breve y la función a la que más se adaptan.

## FALLAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TABLA 1.3 Nomenclatura de relevadores-Norms ANSI.

Número ANSI	Marca-tipo	Descripción del relevador	Función
21	WH-KDA	distancia-impedancia de 0.2, 4.35 Ohm	protección de respaldo en buses remotos de subestaciones adyacentes.
21-G	GE-GCXG	distancia-falla a tierra monofásica	protección de respaldo para fallas de fase a tierra
50	GE-HGC	sobrecorriente-instantáneo	detecta sobrecorriente de fase
50XT	GE-NAA	sobrecorriente-instantáneo	detecta sobrecorriente de tierra
51	GE-IAC	sobrecorriente instantáneo y tiempo inverso temporizado 4-16 A	protección de respaldo de bancos
51-T	GE-IAC	sobrecorriente instantáneo y temporizado 0.5-2 A tiempo inverso	protección de respaldo de falla a tierra en bancos
62	WH-TD-4	relevador de tiempo ajustable de 0.1 a 3 seg.	retardar el disparo de un relevador de distancia para suministrar la segunda zona
63	Buchholz	detector de gas	protección primaria ó de respaldo, para bancos de transformadores

FALLAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

67	GE-JBC	sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 4-16 A tiempo inverso	protección de respaldo en líneas para falla entre fases
67-N	GE-JBCG	sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 0.5-2 A	protección de respaldo en líneas para fallas de fase a tierra
86	GE-HEA	auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos	auxiliar para el disparo de las protecciones, primaria y de respaldo
87-T	GE-BDD	diferencial para banco de transformadores, con tres bobinas	protección primaria para bancos de transformadores
87-B	Siemens-2N24	diferencial de buses	protección diferencial de buses de alta velocidad
87-C	GE-SLD	comparación de fases, con canal de corriente portadora	protección primaria para líneas de transmisión
87-N	WH-HCB	diferencial de hilo piloto	protección primaria para líneas de transmisión cortas (menos de 20 Kms.)

(continuación de tabla 1.3)

**1.6.2 Interruptores.**

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un S.E.D.P.

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

**Parte activa.** Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

**Parte pasiva.** Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

La parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

**Accesorios.** Aquí se consideran incluidas las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- b) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- c) Conectores de tierra.
- d) Placa de datos.
- e) Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado.

**1.6.2.1 Tipos de interruptores.**

Da acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

1. Gran volumen de aceite
2. Pequeño volumen de aceite
3. Neumáticos (aire comprimido)
4. Hexafluoruro de azufre
5. Vacío

**1.6.2.1.1 Interruptor en gran volumen de aceite**

Fueron de los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco. Son muy utilizados todavía en Estados Unidos.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero. Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del interruptor.

**1.6.2.1.2 Interruptor en pequeño volumen de aceite**

Este tipo, que tiene forma de columna, fue inventado en Suiza por el Dr. J. Landry. Por el pequeño consumo de aceite, son muy utilizados en Europa, en tensiones de hasta 230 KV y de 2500 MVA de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5 % del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

Los interruptores de este tipo usan un mando que se energiza por medio de resortes.

El tiempo de la extinción del arco es del orden de 6 ciclos.

#### 1.6.2.1.3 Interruptores neumáticos

Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 Kg/cm<sup>2</sup> dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de 3 ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

Estos aparatos pueden operar en dos formas. En forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento; o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta el conjunto de los interruptores de la instalación. La segunda forma puede ser de alimentación radial a partir de un cabezal de aire, o a partir de una instalación en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla de toda la instalación.

En los aparatos de tipo modular, el volumen del tanque debe ser de tal tamaño que pueda soportar, cuando menos, dos operaciones de apertura y cierre combinadas. A continuación, si la presión resultante es inferior al valor mínimo considerado por el fabricante para el soplado del arco, y ocurriera un cortocircuito en la línea, el interruptor tiene un control que impide la apertura del mismo, ya que de no bloquearlo se produciría la destrucción del interruptor.

Resumiendo las características de estos interruptores se puede decir lo siguiente:

1. Los tiempos de maniobra son muy cortos, lo que limita la duración de los esfuerzos térmicos que originan los cortocircuitos y por lo tanto se reduce el desgaste de los contactos.
2. Son aparatos de construcción sencilla; se emplean los mismos elementos interruptivos para todas las tensiones, lo cual reduce el almacenaje y el costo de las piezas de repuesto.
3. Pueden efectuar recierres en tiempos mínimos y potencias de cortocircuito elevadas.

#### 4. El mantenimiento es sencillo y rápido. No tiene peligro de incendio.

##### 1.6.2.1.4 Interruptores en hexafluoruro de azufre

Son aparatos que se desarrollaron al final de la década de los años 60 y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones, la menor de 3 bars, llenando los tanques y la mayor, de unos 18 bars, dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de evitar que al abrir el interruptor sus contactos, el soplo de gas produjera enfriamiento y el gas pasara al estado líquido.

Posteriormente se han usado una sola presión, con lo cual se disminuye el tamaño de los interruptores en cerca de un 40 %, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida y la cámara, al abrir los contactos, tiene un émbolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 KV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 KA, que es un caso muy especial. Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de la fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2 % anual del volumen total del gas encerrado dentro del aparato.

El mecanismo de mando de estos interruptores es, generalmente, de aire comprimido.

#### 1.6.2.1.5 Interruptores en vacío

Esta tecnología aparece por el año de 1960. Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de pequeñas botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo del latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y, por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Este tipo se utiliza en instalaciones de hasta 34.5 KV dentro de tableros blindados.

Los dos inconvenientes principales son:

1. Que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara y al entrar aire y producirse el arco, pueda reventar la cámara.
2. Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre sus contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

#### 1.6.3 Transformadores de instrumentos.

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de un S.E.D.P.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperes o tensiones de 120 volts.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea (figura 1.11), mientras que los de potencial se conectan en paralelo (figura 1.12), entre dos fases o entre fase y neutro.

Esto en sí, representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la siguiente tabla y que nos ayuda para pasar de las funciones de un tipo de transformador a otro (Tabla 1.4).

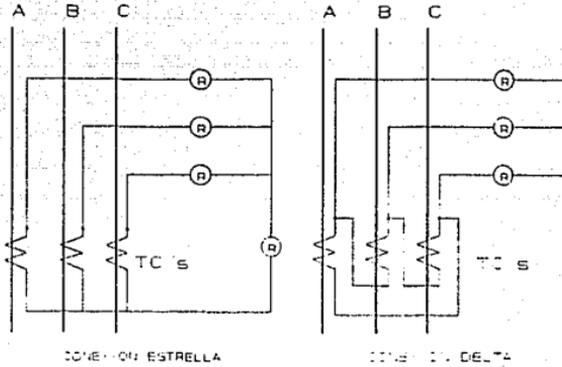


FIG. 1.11 Conexiones de los transformadores de corriente a las líneas y a los relevadores.

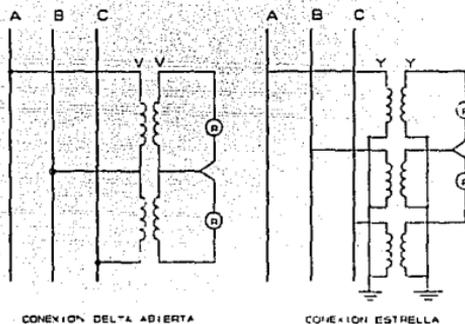


FIG. 1.12 Conexiones de los transformadores de potencial a las líneas y a los relevadores.

Concepto	transformador	
	potencial	corriente
Tensión	constante	variable
corriente	variable	constante
la carga se determina por:	corriente	tensión
la carga secundaria aumenta cuando:	$Z_2$ disminuye	$Z_2$ aumenta
conexión del transformador a línea:	en paralelo	en serie
conexión de los aparatos al secund.	en paralelo	en serie

Tabla 1.4 Equivalencia de funciones en los transformadores de instrumentos.

A continuación se estudian por separado las características principales de cada uno de los dos tipos de transformadores antes mencionados. Ambos pueden utilizarse para protección, para medición o bien, para los dos casos simultáneamente siempre y cuando las potencias y clases de precisión sean adecuadas a la función que desarrollen.

**1.6.3.1 Transformadores de corriente.**

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente defasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25 KV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utiliza aislamiento a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

Transformadores de medición. Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10 %, hasta un exceso de corriente del orden del 20 %, sobre el valor nominal.

Transformadores de protección. Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de los relevadores de sobrecorriente, sólo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

Transformadores mixtos. En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

**1.6.3.2 Transformadores de potencial.**

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente defasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

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

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

#### 1.7 PROTECCIONES FUNDAMENTALES.

Los sistemas de protección se basan en diferentes diagramas esquemáticos, con un conjunto de relevadores que protegen un conjunto de zonas. Cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones que deben ser lo más independiente posible, con objeto de cubrir la falla de alguno de los dos juegos.

Estas protecciones se denominan:

- Protección primaria
- Protección secundaria o de respaldo
- Protección de respaldo remota
- Protección de respaldo local de interruptor

##### 1.7.1 Protección primaria.

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria, y como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallaran la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, y que haciendo las veces de una tercera protección, mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia, de manera que aisle el elemento fallado, tomando en consideración lo siguiente:

1. Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
2. Se deben considerar zonas de traslape los puntos de unión de zonas contiguas, que por lo general son interruptores. De tal manera que en caso de producirse una falla en la zona de traslape, se deben disparar todos los interruptores que alimentan a las dos zonas.
3. Los transformadores de corriente son los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores, formando juegos de tres unidades monofásicas.

Un sistema de protección es más seguro en su operación, a medida que tenga menos dispositivos, y por lo tanto menos eslabones que pueden ofrecer posibles puntos de falla. Una protección muy elaborada permite mayor seguridad de que opere, pero por otro lado presenta mayores posibilidades de falla de uno de los elementos, además de mayor costo.

Las protecciones primarias pueden fallar por alguno de los factores siguientes:

1. Falla del interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo
2. Falla de la alimentación de corriente directa
3. Falla de algún relevador
4. Falla de los transformadores de instrumento

#### 1.7.2 Protección secundaria o de respaldo.

Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección.

La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema, que la primaria.

Los relevadores de una protección secundaria, aunque arrancan al mismo tiempo que los de la primaria correspondientes, no deben operar simultáneamente con ésta, por lo cual es necesario retrasar su ajuste, para dar tiempo a la protección primaria a que efectúe el ciclo de operación completo.

#### 1.7.3 Protección de respaldo remota.

Es una protección remota que se activa cuando han fallado la protección primaria y secundaria propias del sistema. Se considera como un tercer grado de protección, que opera por medio de las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestación considerada.

Es una protección independiente del suministro local de energía, y es esencial donde no hay protección de buses. En esta protección se utilizan relevadores de sobrecorriente de distancia, de alta velocidad, y cuya señal se envía a través de hilopiloto, si la distancia es menor de 20 Kms., y si la distancia es mayor, la señal se envía a través de un equipo de onda portadora (carrier).

Como ilustración, se muestra un ejemplo cuyo diagrama se observa en la figura 1.13. Se supone una falla en la línea  $L_1$ . La protección de la línea detecta la falla y ordena abrir los interruptores 52A y 52B. Por defecto del interruptor 52B, éste no abre y la falla no se libra. Entonces al protección primaria de las líneas  $L_2$  y  $L_3$  actúa como protección de respaldo remoto de la línea  $L_1$ . La secuencia de operación es como sigue: la protección de la línea  $L_2$  en la terminal SE3 y la de la línea  $L_3$  en la terminal SE4, deben detectar la falla F y empiezan a operar, dando tiempo a la protección de  $L_1$  para que opere y libere la falla. Como en este caso no se pudo librar la falla, entonces operan las protecciones de  $L_2$  y  $L_3$  abriendo los interruptores 52D y 52F, respectivamente.

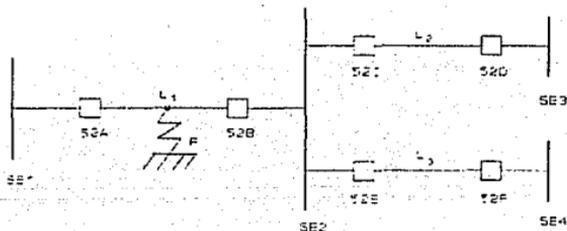


FIG. 1.13 Falla con protección de distancia.

#### 1.7.4 Protección de respaldo local de interruptor.

Se considera también como un tercer grado de protección.

En este caso se protege con un tercer juego de relevadores, que operan cuando ocurre la falla de algún interruptor.

Como ejemplo, en la figura 1.14 se supone una falla F en la línea  $L_1$ . Las protecciones primaria y de respaldo se encuentran en los extremos SE2 y SE3 y ordenan la apertura de los interruptores 52-2, 52-4 y 52-5. Se puede considerar que el interruptor 52-4 no opera, por falla en la corriente directa o por estar bloqueado,

por lo tanto la falla F persiste, al seguir recibiendo alimentación de la línea L<sub>1</sub> y del bus B1. Para evitar la continuación de la falla, debe operar la protección del respaldo local en las subestaciones SE1 y SE3. Esta protección de respaldo local se arranca por la protección primaria de las subestaciones SE1 y SE3, y si después de un cierto tiempo los relevadores del respaldo local siguen detectando la falla original, entonces disparan el interruptor local 52-3 y mediante el envío de una señal se efectúa el disparo remoto del interruptor 52-1, en la subestación SE1.

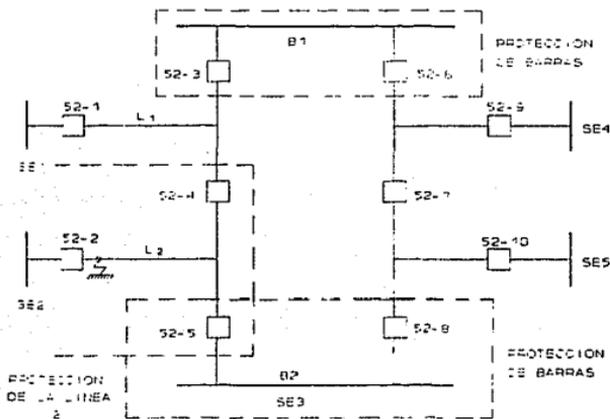


FIG. 1.16 Análisis de protecciones con falla de interruptores.

Por otro lado, si para la misma falla F, se supone que el interruptor que falló es el 52-5 de la SE3, en este caso lo detecta la protección del bus B2 y ordena disparar todos los interruptores que alimentan la barra B2, en este caso el 52-5 y 52-8, el primero no responde por estar abierto (falla) y el segundo libera la falla. En el primer caso hay necesidad de abrir un interruptor local, el 52-3 y uno remoto el 52-1. En este segundo caso sólo se necesita abrir un interruptor local, el 52-8.

En resumen, para cada caso de falla de interruptor, se debe efectuar un análisis, sobre qué interruptores deben disparar para liberar la falla, y cuya orden debe ser proporcionada por la protección de respaldo local.

### 1.8 DIAGRAMAS PRINCIPALES DE PROTECCION.

A continuación se describen algunos diagramas de protección que son de mayor uso en un sistema eléctrico de potencia.

#### 1.8.1 Protección diferencial.

En esta protección se utilizan tres relevadores, uno por fase, y está basada en que si la corriente que entra a la zona protegida  $I_1$ , es igual a la que sale de la misma zona  $I_2$ , que es el estado normal de la protección, la resultante  $I_3$  vale cero, o sea,  $i_1 - i_2 = i_3 = 0$  (figura 1.15).

Esto ocurre cuando en la zona protegida no hay falla, o esta última ocurre fuera de dicha zona. En cambio si el cortocircuito se produce dentro del área protegida, y el sistema es radial, la corriente  $i_1$  es muy grande mientras que la  $i_2$  es prácticamente cero lo que provoca que  $i_3$  sea muy grande, energizando la bobina de operación del relevador, que a su vez ordena la apertura de todos los interruptores que alimentan la zona de falla.

En resumen, se puede decir que una protección diferencial es aquella que opera cuando la diferencia vectorial de dos o más magnitudes eléctricas  $i_1$  e  $i_2$  excede un valor prefijado  $i_3$ .

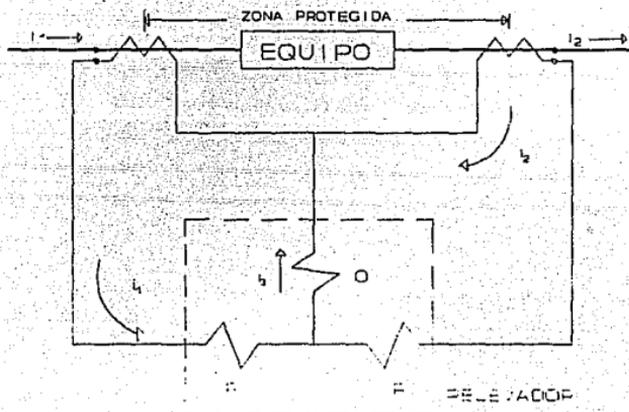


FIG. 1.15 Esquema de protección diferencial.

### 1.8.2 Protección de hilopiloto.

El diagrama de la protección de hilopiloto, como se observa en la figura 1.16, es un sistema de corriente circulante, semejante a una protección diferencial típica.

En esta protección la bobina restrictora sirve para evitar la operación del relevador, debida a corrientes desbalanceadas.

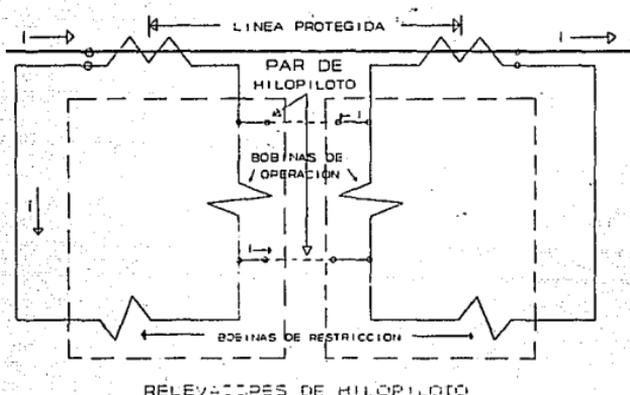


FIG. 1.16 Protección de hilopiloto.

este equipo es capaz de disparar los interruptores de ambos extremos de una línea, cuando se producen fallas dentro de la zona protegida de ésta, y la corriente  $I$  fluye en un solo lado de la línea.

No es recomendable usar esta protección en líneas con derivaciones, debido a que los relevadores utilizan transformadores saturables, que limitan las magnitudes de corriente en el par hilopiloto; lo que a su vez provoca que la relación entre la magnitud de la corriente de línea y la corriente de salida de los elementos saturables, elimina la posibilidad de conectar más de dos equipos en un circuito de hilopiloto.

Las protecciones de hilopiloto deben contar con un equipo de autocomprobación, que origine una alarma en el caso de que el par de hilopiloto se abra o se ponga en cortocircuito. Los pares de hilo piloto pueden adquirirse por medio de pares telefónicos, o por medio de cables de hilopiloto, propiedad de la empresa productora de energía. Este último caso es el más caro, pero el más efectivo.

### 1.8.3 Protección de sobrecorriente.

Para estos casos, se utilizan 2 o 3 relevadores para protección de fallas entre fases, y otro relevador para la protección de fallas de fase a tierra. Si la protección es de tipo instantáneo, se usan relevadores del tipo bisagra o émbolo, y si se usa retardo en el tiempo, se usan del tipo disco.

Esta protección actúa cuando la corriente alcanza valores superiores al valor nominal de la instalación.

En la figura 1.17a y b, se muestran el diagrama de protección y el circuito auxiliar de disparo respectivamente, de una protección típica de sobrecorriente. La bobina de disparo  $B_0$ , del interruptor, siempre debe quedar del lado de la polaridad negativa, para evitar la corrosión por acción electrolítica.

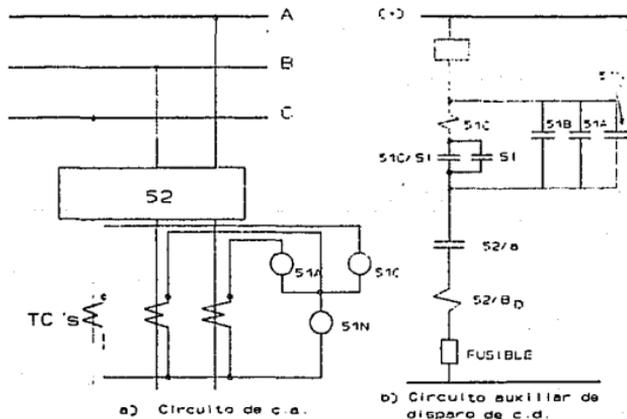


FIG. 1.17 Diagrama de protección y circuito auxiliar de disparo.

#### 1.8.4 Protección de distancia.

La protección de distancia debe considerarse cuando la de sobrecorriente es muy lenta o no es selectiva. Los relevadores de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión, y en líneas de transmisión donde no es necesario el recierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona. Los relevadores de sobrecorriente han sido utilizados por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas a tierra, pero hay también una tendencia creciente a emplear los relevadores de distancia en las fallas a tierra.

Los relevadores de distancia se prefieren a los de sobrecorriente porque no se ven tan afectados por los cambios en la magnitud de la corriente de cortocircuito, como los de sobrecorriente, y de aquí, que se vean mucho menos afectados por los cambios en la capacidad de generación y en la configuración del sistema. Esto se debe a que los relevadores de distancia logran la selectividad con base en la impedancia en lugar de basarse en la corriente.

Debido a que la resistencia de tierra puede ser tan variable, un relevador de distancia de tierra debe mantenerse prácticamente inafectado por las grandes variaciones en la resistencia de falla. En consecuencia, por lo general se prefieren los relevadores de reactancia para la protección de tierra.

En la protección de falla de fase, para secciones de líneas muy cortas, se prefiere el tipo de reactancia por la razón de que la mayor parte de la línea puede protegerse a gran velocidad.

El tipo Mho es el más adecuado para la protección de falla de fase para líneas largas, y en particular allí donde pueden presentarse ondas severas de potencia de sincronización.

El relevador de impedancia es el más adecuado para la protección en falla de fase en las líneas de moderada longitud que en las líneas muy cortas o muy largas.

No hay una línea divisoria definida entre las áreas de aplicación donde uno u otro tipo de relevador de distancia sea el más adecuado.

**SISTEMAS EXPERTOS EN EL DIAGNOSTICO DE FALLAS****2.1. INTRODUCCION.**

En los últimos años, la tecnología de los Sistemas Expertos ha capturado interés en muchos campos de la ingeniería eléctrica de potencia y esta tendencia aumenta continuamente.

Una faceta de esta tendencia común es aplicar Sistemas Expertos a varios problemas de ingeniería y actividades productivas. Los Sistemas Expertos ofrecen una variedad de ventajas:

**(a) Ayuda a los expertos humanos.**

Un Sistema Experto puede desarrollar las tareas tediosas y redundantes que desarrollan los expertos humanos y proveer al mismo de un ambiente que le mejore su producción y permitirle una operación más eficiente.

**(b) Flexibilidad.**

Cada regla de producción representa una pieza del conocimiento básico relevante para una tarea. De ahí que es muy fácil adicionar, remover y modificar una regla del conocimiento básico conforme se obtiene mejor conocimiento de la experiencia humana.

**(c) Fácil entendimiento.**

Las reglas de producción son muy cercanas al lenguaje natural y por tanto fáciles de entender. El Sistema Experto da los pasos que permiten llegar a una conclusión y explicar el proceso de razonamiento. El usuario puede validar o evaluar cada conclusión examinando las explicaciones dadas por la máquina de inferencia.

**(d) Universalidad.**

El conocimiento básico depende del dominio del problema. Tal que diferentes Sistemas Expertos pueden desarrollarse para reemplazar el conocimiento básico.

**(e) Rapidez.**

El Sistema Experto responde rápidamente cualquiera que sea la necesidad, esto es, puede dar una reacción más rápida a eventos de emergencia que un operador humano. Por lo que esta característica puede ser muy útil en el área de operación de los sistemas de potencia.

Para desarrollar un Sistema Experto se emplean herramientas que facilitan la captura del conocimiento de los expertos y crean la base de conocimientos. A esta se adicionan nuevas reglas, las que se validan simulando la operación real del sistema. La programación simbólica como LISP y PROLOG, que son lenguajes de propósito general se usan ampliamente en el desarrollo de los sistemas expertos.

El diagnóstico de fallas se proyecta como una de las aplicaciones prácticas más potentes de los Sistemas Expertos en la industria eléctrica. La seguridad y la operación económica del sistema de potencia eventualmente dependen del buen funcionamiento de varios equipos.

Detectar y reparar la falla de equipos requiere de mucho esfuerzo y casi siempre de un conocimiento especial y experiencia. Es útil codificar este conocimiento y la experiencia para ayudar a realizar el diagnóstico al equipo para mejorar la seguridad y la economía del sistema eléctrico.

El desarrollo del Sistema Experto para diagnóstico requiere diferente tipo de conocimiento, como:

- Conocimiento del equipo que está siendo estudiado y como trabaja normalmente.
- Información acerca de las fallas del equipo y los síntomas de fallas.
- Información relevante del equipo para cada falla.
- Reglas heurísticas concernientes al equipo e información para explicar como la falla debe ocurrir.
- Reglas heurísticas para la construcción de hipótesis que causan el problema y desarrollo de subsecuentes tareas que confirmen o nieguen la hipótesis inicial.

## 2.2 SISTEMAS EXPERTOS.

### 2.2.1 Definición de un sistema experto.

Un sistema experto es un programa modular que consiste de conocimiento básico, máquina de inferencia e interfase con el usuario. Esta arquitectura está ilustrada en la figura 2.1.

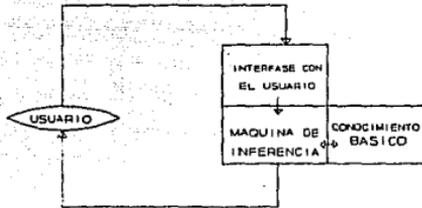


FIG. 2.1 Arquitectura de un Sistema Experto.

El conocimiento básico contiene el conocimiento del humano el cual es frecuentemente expresado en términos de reglas y hechos. Las reglas son estatutos condicionales que establecen que una acción ocurre si una determinada condición es satisfecha. Las reglas están basadas en la experiencia de cómo los expertos resuelven determinados problemas. Una máquina de inferencia aplica una estrategia de razonamiento y genera una solución base sobre las reglas del conocimiento base y los datos del Sistema Experto.

Un Sistema Experto jamás sobrepasa la capacidad de un humano experto, pero puede emular el proceso de razonamiento de él cuando no está disponible. El Sistema Experto provee un mecanismo consistente para preservar, transferir y documentar la experiencia del humano. El Sistema Experto no solo puede ser usado para resolver un problema, sino también provee un mecanismo para dar razonamiento más allá de las conclusiones requeridas.

### 2.2.2 Tipos de Sistemas Expertos.

Los diversos sistemas expertos existentes se clasifican según su aplicación. Los diferentes tipos de aplicación se presentan en la tabla 2.1.

## TIPO DE APLICACION

Diagnóstico	Se infiere la causa del malfuncionamiento a partir de la información disponible.
Prescripción	Se recomiendan remedios para un mal funcionamiento del sistema a partir del diseño.
Análisis de situación	Se revisan datos e información disponible y la se infiere el estado del sistema a partir de un análisis.
Predicción	Se infieren las probables consecuencias a partir de situaciones dadas.
Selección	Se identifica la alternativa más apropiada de un número de posibilidades.
Diseño	Configuración de objetos bajo presiones.
Planeación e implantación	Desarrollo de una secuencia de acciones y sus regulaciones para llevar a cabo un fin deseado en un tiempo específico.
Control	Combinación de algunos de los tipos anteriores incluyendo análisis de la situación y prescripción.
Instrucción	Enseñanza de alguna tarea, trabajo, habilidad, pericia o de alguna serie de conocimientos a algún estudiante.

TABLA 2.1 TIPOS DE SISTEMAS EXPERTOS.

Las aplicaciones presentadas en la tabla 2.1 están dispuestas en orden decreciente según su porcentaje de aplicación. La aplicación predominante de los sistemas expertos es en el diagnóstico, la cual abarca cerca del 40% del total de aplicaciones. Dentro de esta aplicación, los tipos dominantes son los equipos, piezas o dispositivos simples, unidades integradas, etc., las cuales ocupan alrededor de las dos terceras partes de las aplicaciones.

### 2.2.3 Aplicaciones de sistemas expertos.

El nacimiento de los sistemas expertos es tradicionalmente fijado en el año de 1958 cuando John McCarthy acuñó la frase. El primer sistema experto fue ampliamente desarrollado por E. A. Feigenbaum al principio de los años 70's. El desarrollo un sistema experto llamado DENDRAL el cual deducía la fórmula estructural de compuestos orgánicos. Desde entonces, la tecnología de los Sistemas Expertos ha acaparado mayor atención y ha sido aplicada en la Medicina, Química, Geología, Electrónica, procesos de manufactura, ciencia militar, estudios generales, Tecnología del espacio, sistemas computarizados, Física, Agricultura, etc.

La industria eléctrica adoptó lentamente la tecnología de los Sistemas Expertos. Aunque los primeros artículos sobre la aplicación de los Sistemas Expertos en el campo de la ingeniería eléctrica de potencia aparecieron en 1982, las investigaciones y desarrollos sobre estos han sido realizados recientemente.

El principal organismo que ha jugado un papel determinante en la aplicación de la tecnología de los Sistemas Expertos en la industria eléctrica es el Electric Power Research Institute (EPRI)<sup>1</sup>. La división de potencia nuclear (NPD) de EPRI en unión con la Shaker Research Corporation y la Northeast Utilities desarrolló en 1976 un proyecto para detectar vibraciones y diagnosticar malfuncionamiento de las bombas en plantas nucleares. Un Sistema Experto asociado con un procedimiento de operación en contingencias desarrollado por la Public Service Electric and Gas Company está en operación desde 1980.

El accidente ocurrido en la planta nuclear "Three Mile Island" en 1979 adelantó la aplicación de un Sistema Experto a la producción de la energía nuclear.

Los Sistemas Expertos encontraron su primera aplicación en la operación de plantas nucleares debido al accidente antes mencionado.

Otros ejemplos de aplicación de Sistemas Expertos son:

- a) Un sistema experto llamado NPPC (Nuclear Power Plant Consultant) apoya a los operadores en la determinación de las causas de eventos anormales; este sistema fue desarrollado en el Instituto Tecnológico de Georgia. Entró en operación en 1982.
- b) Un Sistema Experto llamado REACTOR para el diagnóstico y tratamiento de accidentes en los reactores nucleares fue desarrollado por la compañía EG and G Idaho Inc. Entró en funciones en 1982.

Un artículo histórico<sup>2</sup> fue publicado en Febrero de 1983. Esta fue la primera aplicación importante de los Sistemas Expertos en la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Desde entonces, un gran número de artículos sobre la aplicación de sistemas expertos en la ingeniería de potencia han sido publicados.

Muchas compañías en los EE.UU además de EPRI apoyaron o emprendieron proyectos de aplicación de Sistemas Expertos principalmente enfocados a la operación de sistemas de potencia. Algunos ejemplos son:

<sup>1</sup> Electric Power Research Institute, "Artificial Intelligence and power production", Energy Engineering, Ap./My. 1986, pp. 5-16.

<sup>2</sup> T. Sakaguchi, K. Matsumoto, "Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration", IEEE Trans. on PAS, Vol. 102, num. 2, Feb. 1983, pp. 320-329.

- a) New York Pool (1983): Un programa prototipo usado para la predicción rápida del voltaje.
- b) Control Data Corp. (Plymouth, Minnesota) (1985): Un importante estudio de factibilidad para un procesador inteligente de alarma.
- c) Florida Power Corp. y Clarckson Univ. (1985): Un programa de investigación sobre un operador emulador de un sistema de potencia.
- d) Allegheny Power Systems y Carnagie-Mellon Univ. (1985): Un programa expandible inteligente para análisis de problemas en sistemas de potencia.
- e) Puget Sound Power y Light Co. y Univ. de Washington (1986): Un sistema experto como ayuda de operadores en el aislamiento de líneas falladas.

También, desde 1985, algunos sistemas expertos han sido desarrollados para el diseño de plantas eléctricas, generadores, turbinas, etc. Además de los logros realizados en EE.UU, investigaciones y desarrollos similares han sido hechos en otros países. Especialmente en Japón, investigaciones relevantes se han realizado desde 1982. Varias empresas eléctricas importantes (Mitsubishi, Hitachi, Toshiba), Compañías eléctricas de potencia (Tokyo, Kansai, Kyushu) y algunas universidades (la Univ. de Tokyo) han dado gran importancia a esta área. Los últimos trabajos japoneses en esta área se han dado principalmente en tres niveles: investigación, desarrollo y uso práctico. Usos prácticos de sistemas expertos como por ejemplo; planeación de flujo de carga, selección de contingencias, restauración de redes de subtransmisión y diagnóstico de fallas en redes.

También, investigaciones y desarrollos en la aplicación de los Sistemas Expertos en los sistemas de potencia han sido realizados en Canadá, Inglaterra, República Federal de Alemania, Australia, Suiza, China y algunos otros países.

## 2.3 SISTEMAS EXPERTOS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

### 2.3.1 Antecedentes generales.

En los últimos años, la investigación en el campo de la inteligencia artificial (AI) ha conseguido notable éxito. Dentro de los logros conseguidos uno de los más significantes es el desarrollo de poderosos sistemas computarizados conocidos como **sistemas expertos** ó **sistemas basados en el conocimiento**. Los avances en la tecnología AI han sido estimulados por investigaciones en Universidades, Instituciones de investigación,

grandes corporaciones con divisiones AI y compañías dedicadas casi exclusivamente al desarrollo de sistemas AI y/o sistemas expertos. Esto ha sido acompañado por una vasta literatura. Por ejemplo, alrededor de 200 artículos sobre Sistemas Expertos fueron presentados ó publicados en el año de 1985.

Para apoyar el desarrollo de los Sistemas Expertos, se han desarrollado diversas herramientas, por ejemplo:

- Lenguajes de programación como PROLOG (lenguaje basado en reglas lógicas) y LISP (lenguaje orientado en base a procedimientos).
- Sistemas expertos "cáscara" que abastecen a sistemas "esqueleto" o a sistemas de propósito general.
- Apoyos sistema-estructura y otros soportes como facilidades de entrada, editores de conocimiento base, etc.

Las aplicaciones de los sistemas expertos en la industria han sido extensamente difundidas como lo muestra la venta de cerca de 10,000 sistemas expertos en el año de 1986 solamente en los EE.Ó. Un estudio realizado en 30 compañías demostró que estas utilizaban aproximadamente 200 sistemas expertos en su operación; lo que demuestra la gran expansión que ha tenido esta área en un gran número de industrias.

### 2.3.2 Necesidades tecnológicas.

Una meta común en el manejo de sistemas de potencia es avanzar y progresar en las condiciones de seguridad, económicas y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Por consiguiente, la tendencia a mejorar la tecnología de control y manejo de sistemas de potencia está encaminada hacia una automatización integrada completa a niveles cada vez más altos. Los sistemas de potencia actuales son muy complejos debido a su estructura, estado y cuestiones técnicas. Esta creciente complejidad está causando problemas. algunos de estos problemas más evidentes son:

- a) Un rápido incremento en el número de mensajes de tiempo real hacen que el operador responda con dificultad. Esta dificultad, llamada "barrera cognitiva humana" debe ser superada.
- b) Los métodos numéricos de procesamiento comunes no pueden satisfacer los requerimientos operacionales de los sistemas de potencia en algunas situaciones.

- c) La mayoría de los problemas de diseño, planeación y control encontrados son complejos debido a funciones de objetivos múltiples, diversas contingencias, interacciones complejas del sistema, etc.

La conveniencia de los sistemas expertos para un problema específico puede ser determinada por la inspección de la tabla 2.2, hecha en base a la experiencia general en el campo de la aplicación de los sistemas expertos.

Si un sistema dado, presenta más características del lado izquierdo de la tabla que del lado derecho, es un buen candidato para la aplicación de sistemas expertos.

Características convenientes	Características NO convenientes
Problemas en el diagnóstico Teoría no establecida	problemas de cálculo. existencia de fórmulas mágicas.
Escasa habilidad humana	baja remuneración a expertos humanos.
datos o información "ruidosos"	datos conocidos con precisión.

TABLA 2.2 Características deseables para la aplicación de un sistema experto.

Varios problemas existentes en los sistemas de potencia se analizan enseguida en base a las características descritas en la Tabla 2.2.

- a) La variación en diversos estados del sistema se debe a un gran número de factores complejos. Por lo tanto, el diagnóstico de problemas se dificulta durante la operación del sistema.
- b) Muchos problemas importantes no pueden ser expresados en forma matemática debido a la carencia de teorías establecidas.
- c) Los operadores requieren una larga práctica operacional para ser completamente calificados debido a la gran complejidad y severidad de los sistemas de potencia. Necesitan ser capacitados periódicamente.

- d) Un sistema de potencia consiste de muchos subsistemas. Varios dispositivos de comunicación son utilizados por estos subsistemas. Datos y mensajes son "ruidosos" debido al amplio y variado número de datos, interferencias, grandes áreas y largas distancias de interconexión.

La discusión anterior muestra que los sistemas de potencia son candidatos ideales para la aplicación de la tecnología de los Sistemas Expertos. Los Sistemas Expertos significan una potencial ayuda para los operadores en un gran número de operaciones y procedimientos frecuentes en los servicios eléctricos.

### 2.3.3 Aplicación en sistemas eléctricos de potencia.

La mayoría de los Sistemas Expertos existentes en la ingeniería eléctrica son prototipos para demostración, investigación o pruebas de campo. Sin embargo, algunos sistemas expertos han sido puestos en práctica desde 1980 en los EE.UU y en Japón. Asimismo, algunos trabajos interesantes han sido publicados. No existe una clara separación entre la etapa de uso práctico y la etapa de desarrollo de los Sistemas Expertos en la operación de sistemas de potencia debido a las siguientes condiciones:

- a) El proceso de construcción de un Sistema Experto es un ciclo iterativo de desarrollo, mejoramiento y expansión.
- b) Los sistemas expertos propuestos para operación de sistemas de potencia son usados solamente como apoyo a los operadores o para consulta.
- c) Un prototipo de producción de un Sistema Experto es diferente de un prototipo comercial para la operación de sistemas de potencia.

Los tipos de aplicación comunes de sistemas expertos en la industria eléctrica se muestran en la tabla 2.3. Los siguientes puntos son dados en base a la comparación de las aplicaciones en otras industrias (tabla 2.1).

- a) El uso predominante de los sistemas expertos en la industria eléctrica de potencia es para el diagnóstico; ocupando el 41% de las aplicaciones.
- b) El área de aplicación principal de los sistemas expertos en la industria de potencia no es el equipo eléctrico sino solamente los sistemas. Esta es una diferencia de aplicaciones en otras industrias.

- c) La planeación e implementación ocupan el segundo lugar en las aplicaciones en la industria eléctrica.
- d) Asimismo, el control ocupa un papel importante en la operación de los sistemas de potencia.

tipo	porcentaje
Diagnóstico	41 %
Planeación e Implementación	19 %
Control	18 %
Diseño	11 %
Predicción	8 %
Instrucción y entrenamiento	3 %

TABLA 2.3 Tipos comunes de aplicación de Sistema Experto en la industria eléctrica.

La operación de sistemas de potencia es cada día más compleja por lo que los operadores son incapaces de manejar el gran número de datos asociados a un moderno sistema de energía. También, la experiencia en la operación de sistemas de potencia se pierde cuando los operadores se retiran o cuando cambian de empleo. Es importante preservar esta experiencia invaluable que no se encuentra en libros de texto o manuales. Los Sistemas Expertos pueden dar apoyo en la toma de decisiones y minimizar los errores cometidos por los operadores. Debido a esto, existen un gran número de aplicaciones de los Sistemas Expertos para apoyar la operación de los sistemas de potencia.

En la actualidad, las aplicaciones de los Sistemas Expertos en la operación de los sistemas de potencia ocupan los siguientes aspectos principales:

1. Diagnóstico de fallas en redes.
2. Procesos de diseño e implantación de alarmas.
3. Planeación de flujo de carga.
4. Control de voltaje y potencia reactiva.
5. Operación de conexión y desconexión.
6. Restauración de sistemas.
7. Fijación de reglas de seguridad.
8. Problemas de estabilidad transitoria.
9. Entrenamiento de operadores.
10. Interconexiones favorables.
11. Planeación de redes de mantenimiento.
12. Automatización de subestaciones.
13. Protecciones computarizadas.
14. Utilidad de sistemas eléctricos de potencia.
15. Sistemas de transmisión HVDC.

Existen tres lenguajes que son usados básicamente en los Sistemas Expertos para aplicaciones en los sistemas de potencia; estos son:

1. LISP. Se trata de un lenguaje orientado en procedimientos.
2. PROLOG. Es un lenguaje basado en reglas y hechos lógicos.
3. OPS. Utilizado en las versiones OPS5 y OPS83 es un lenguaje basado en reglas.

Estos tres lenguajes son los más adecuados y utilizados por su estructura que va de acuerdo a los propósitos de los Sistemas Expertos. Otros lenguajes tales como APL, PASCAL Y FORTRAN son raramente usados.

Existen algunos problemas en el desarrollo de Sistemas Expertos utilizados en los sistemas de potencia. Algunos de estos problemas son:

- a) **Interacción entre Sistema Experto y programas numéricos.**  
La interacción entre la computación simbólica en un Sistema Experto y la computación numérica de un programa numérico es de particular importancia en la operación de sistemas expertos. estas dos estructuras pueden ser enlazadas mejorando algunas reglas, utilizando una base de datos común para intercambio de mensajes, ó correr los programas en paralelo en una red de computadoras.
- b) **Aumento de la velocidad de la computación simbólica.**  
La computación simbólica en los Sistemas Expertos es lenta en general. La reducción de tiempo en el acceso de datos puede ser una solución para aumentar la velocidad de los programas. Se ha sugerido que el aumento antes mencionado puede lograrse por medio de procesamientos distribuidos y razonamientos escalonados o a través de hardware especial.
- c) **Adquisición de conocimiento.**  
La adquisición de conocimiento ha sido el mayor obstáculo en el desarrollo de los Sistema Experto. El problema de adquisición de conocimiento es un punto de particular importancia porque la facilidad de los Sistema Experto depende fuertemente de la calidad del conocimiento puesto en el sistema.

**d) Consistencia del conocimiento base.**

Una técnica resolutive es necesaria para proteger un conocimiento base consistente cuando los conflictos surgen de entre las reglas de un conocimiento base, o entre conocimiento traslapado. Este es un problema abierto dentro del sistema del conocimiento base.

**e) Mantenimiento de Sistemas Expertos.**

El mantenimiento de la estructura de un Sistema Experto es un requisito común en los operadores de sistemas de potencia. Sin la facilidad de contar con mantenimiento, la utilidad de un Sistema Experto puede verse grandemente reducida.

**2.3.4 Mecanismo del PROLOG.**

Debido a ser el lenguaje utilizado en el Sistema Experto descrito en el capítulo tres; se muestran los elementos esenciales del lenguaje de programación PROLOG para un mejor entendimiento del Sistema Experto antes mencionado.

PROLOG es un lenguaje de programación para computadoras que se utiliza para resolver problemas en los que entran en juego objetos y relaciones entre objetos.

La programación de computadoras en PROLOG consiste en:

- \* Declarar algunos hechos sobre los objetos y sus relaciones,
- \* definir algunas reglas sobre los objetos y sus relaciones, y
- \* hacer preguntas sobre los objetos y sus relaciones.

Así pues, podemos considerar a PROLOG como un almacén de hechos y reglas. PROLOG utiliza estos hechos y reglas para responder a preguntas. El hecho de programar en PROLOG consiste en dar a la computadora todos estos hechos y reglas. El sistema PROLOG hace posible utilizar una computadora como un almacén de hechos y reglas, y proporciona los medios para realizar inferencias de un hecho a otro.

Analizaremos en principio los hechos acerca de los objetos. Supongamos que queremos decir a PROLOG el hecho de que <A Juan le gusta María>. Este hecho consta de dos objetos llamados <María> y <Juan>, y de una relación llamada <le gusta a>. En PROLOG deberemos escribir estos hechos de una forma estándar, así:

le\_gusta\_a(juan,maria).

Los siguientes puntos son importantes:

- \* Los nombres de todos los objetos y relaciones deben comenzar con una letra minúscula.
- \* Primero se escribe la relación, y los objetos se escriben separándolos mediante comas y encerrados entre paréntesis.
- \* Al final del hecho debe ir un punto (el carácter <.>).

Obsérvese que hemos utilizado el carácter <.> en el nombre del predicado; la inclusión de este tipo de caracteres en un nombre está permitido.

Al definir relaciones entre objetos utilizando hechos, debemos prestar atención al orden en que se escriben los objetos entre paréntesis. Así, el hecho `le_gusta_a(juan,maria)` no es lo mismo que `le_gusta_a(maria,juan)`. El primer hecho nos está diciendo que a Juan le gusta María, mientras que el segundo dice que a María le gusta Juan.

Pasemos ahora a presentar algo de terminología. A los nombres de los objetos que están encerrados entre paréntesis en cada hecho se les llama <argumentos>. Al nombre de la relación, que va justo delante de los paréntesis, se le llama predicado.

Las relaciones pueden tener un número de argumentos arbitrario. Si queremos definir un predicado llamado `juegan`, en el que mencionaremos a dos jugadores y el juego que juegan entre ellos, necesitamos tres argumentos. He aquí dos ejemplos de esto:

```
juegan(juan,maria,futbol).
juegan(ana,jose,tenis).
```

En PROLOG, a una colección de hechos se le llama una base de datos. Utilizaremos la palabra base de datos siempre que hayamos juntado una serie de hechos (y más tarde, de reglas) que se utilicen para resolver un problema en concreto.

Una vez que tengamos algunos hechos podemos hacer algunas preguntas acerca de ellos. En PROLOG una pregunta se representa igual que un hecho, salvo que delante se pone un símbolo especial. Este símbolo especial consiste en un signo de cierre de interrogación y un guión. Consideremos la pregunta:

```
? - tiene(maria,libro).
```

Lo que estamos inquiriendo en dicha pregunta es ¿ tiene María el libro?, o ¿ es un hecho que María tiene el libro ?.

Cuando se hace una pregunta a PROLOG, éste efectuará una búsqueda por toda la base de datos que se le ha introducido

previamente. Buscará hechos que coincidan con el hecho en cuestión. Dos hechos coinciden si sus predicados son lo mismo (se escriben de igual forma) y si cada uno de sus correspondientes argumentos son iguales entre sí. Si PROLOG encuentra un hecho que coincida con la pregunta responderá sí. Si no existe un hecho con estas características responderá no.

En PROLOG, no solamente podemos nombrar determinados objetos, sino que también podemos utilizar nombres como X que representen objetos que el mismo PROLOG determinará. Este segundo tipo de nombres es lo que llamamos variables. Cuando PROLOG utiliza una variable, la variable puede estar instanciada o no instanciada.

Una variable está instanciada cuando existe un objeto determinado representado por la variable. Una variable no está instanciada (o está <no instanciada>) cuando todavía no se sabe lo que representa la variable. PROLOG puede distinguir las variables de otros nombres de objetos concretos ya que cualquier nombre que empiece con una letra mayúscula se toma como una variable.

Cuando a PROLOG se le hace una pregunta que contenga una variable, PROLOG efectúa una búsqueda recorriendo todos los hechos que tiene almacenados para encontrar un objeto que pudiera ser representado por la variable.

En PROLOG, la coma entre objetivos se lee <y>, y sirve para separar cualquier número de objetivos que tengan que satisfacerse para responder a una pregunta. Cuando se le da a PROLOG una secuencia de objetivos (separados por comas) PROLOG intentará satisfacer cada objetivo por orden, buscando objetivos coincidentes en la base de datos.

En PROLOG se usa una regla cuando se quiere significar que un hecho depende de un grupo de otros hechos.

Una regla es una afirmación general sobre objetos y sus relaciones. En PROLOG, una regla consiste en una cabeza y cuerpo. La cabeza y el cuerpo están unidos mediante el símbolo < :- >, que está compuesto de un signo de dos puntos (:) y de un guión (-). El < :- > se pronuncia <si>. Adviértase que las reglas se finalizan también con un punto.

### 2.3.5 Cuestiones sobre futuras aplicaciones.

La experiencia obtenida de las aplicaciones existentes de Sistema Experto son muy útiles para futuras aplicaciones. Algunas experiencias obtenidas son:

- a) Tener una actitud moderada hacia los sistemas expertos. El Sistema Experto es una herramienta intelectual muy útil, pero nunca puede reemplazar a los operadores humanos completamente.
- b) Definir claramente, formular y describir el asunto y aspectos técnicos del problema en una determinada aplicación.

- c) Empezar con un prototipo pequeño, pero pensar y planear en uno grande. Un desarrollo que evolucione poco a poco es la forma mas efectiva de proceder.
- d) Seleccionar cuidadosamente un lenguaje de programación inteligente para sincronizar sus características con la solución y características del sistema.
- e) Utilizar un conveniente Sistema Experto básico, pero evitando usar Sistemas Expertos nuevos que estén aún bajo análisis.
- f) Considerar el ciclo de vida completo de la aplicación, incluyendo mantenimiento, actualización y sostenimiento de la aplicación, desde el inicio del desarrollo del sistema.

Un gran número de aplicaciones de Sistema Experto en la Ingeniería Eléctrica de Potencia han sido comentadas en este capítulo. Areas de aplicación adicionales, dignas de comentarse por su aplicación en un futuro son:

**a) Diagnóstico de equipo en mal estado.**

El diagnóstico ha demostrado ser una de las más valiosas y prácticas aplicaciones de los Sistemas Expertos en la industria. La operación segura y económica de un sistema de potencia depende principalmente del estado de diferentes equipos y dispositivos. La detección y reparación de fallas y daños en equipos requiere de mucho esfuerzo y además requiere un conocimiento especial y adecuado así como demostrada capacidad.

**b) Automatización inteligente integral de subestaciones.**

Se ha visto claramente que la construcción de un control integral y un sistema de protección para una subestación es necesaria para la automatización de una subestación integral. La adición de un Sistema Experto convertirá al control integral y al sistema de protección en un conjunto inteligente independiente. Está por demás señalar que la tecnología de los Sistemas Expertos es necesaria para una subestación integral.

**c) Rendimiento económico de los sistemas de potencia.**

La seguridad y la economía son aspectos muy importantes a considerar en cualquier sistema de potencia; sin embargo, existen muy pocas aplicaciones de Sistemas Expertos que consideren estos aspectos. Pueden desarrollarse programas numéricos que realicen este trabajo; combinando la habilidad y conocimiento de los operadores. Esta puede ser una manera práctica de mantener un adecuado balance entre dos de los objetivos básicos de un sistema de potencia que son: minimizar el costo de operación y maximizar la seguridad.

**d) Relevadores digitales inteligentes.**

Un relevador de protección digital capaz de revisar automáticamente conexiones, cambio de características y selección de secuencias para diferentes condiciones de operación es una de las metas principales para mejorar el rendimiento de los relevadores de protección. La falta de información disponible sobre el conocimiento y la capacidad de algunos dispositivos así como el reducido tiempo de operación de los microprocesadores, son los principales obstáculos encontrados en el desarrollo de un prototipo aceptable. La combinación de los Sistemas Expertos con los actuales relevadores digitales promete un gran adelanto dentro del ámbito de la protección en los sistemas de potencia.

**e) Control de procesos en un generador.**

El control operacional de generadores es tremendamente complejo, ya que se manejan diversos circuitos, un gran número de variables y gran cantidad de complicados factores durante el proceso operacional.

La necesidad de aplicar la tecnología de los Sistemas Expertos aumenta al mismo tiempo que aumenta la complejidad del problema. Así, el control de procesos en generadores es considerado un buen candidato para la aplicación de la tecnología de los Sistemas Expertos. Un Sistema Experto puede ser usado como herramienta de ayuda por los operadores, como controlador de la realimentación en los circuitos y en un futuro como un control experto independiente y autosuficiente para el manejo general de los procesos inherentes a los generadores.

**2.4 DESARROLLO DE LOS SISTEMAS EXPERTOS EN EL DIAGNOSTICO DE FALLAS.****2.4.1 La necesidad del diagnóstico de fallas.**

El propósito fundamental de un sistema de potencia es transportar energía eléctrica desde la estación de generación hasta el consumidor. Para llevar a cabo este suministro de una manera estable, el sistema de potencia debe ser extremadamente confiable. Es inevitable, sin embargo, que accidentes tales como colisiones entre líneas de transmisión, descargas atmosféricas, fallos en equipos envejecidos y diferentes fallas aleatorias ocurran. Cuando ocurre una falla, es imperativo limitar al mínimo el impacto de estos imprevistos y restaurar los elementos fallados tan rápido como sea posible.

Para esto, se requiere que la localización y naturaleza de la falla sean identificados. Esta función de identificación se conoce como diagnóstico de fallas en sistemas de potencia.

El diagnóstico de fallas puede ser dividido en diagnóstico de fallas locales y diagnóstico de fallas centralizadas. El diagnóstico de fallas locales tiene lugar en las subestaciones y esta dirigido a diagnosticar estas instalaciones. El diagnóstico de fallas centralizadas tiene lugar en los centros de control.

#### 2.4.2 Aplicación de sistemas basados en el conocimiento.

En los S.E.D.P. convencionales, el diagnóstico de fallas se lleva a cabo utilizando una tabla que contiene información sobre los relevadores en operación, interruptores, localización de la falla y el tipo de falla que puede ocurrir. Cuando una falla ocurre en el sistema de potencia, esta tabla es consultada para identificar la localización y el tipo de falla.

Esta aproximación diagnóstica correctamente el caso de una falla simple con la correcta operación de los relevadores de protección e interruptores. Sin embargo, en el caso de una falla simple complicada con la operación indeseada de relevadores e interruptores ó en el caso de fallas múltiples, el proceso puede llegar a ser excesivamente complejo y el diagnóstico no siempre es el correcto.

Cuando la operación indeseada de dispositivos y las fallas múltiples se reflejan en el diagnóstico, el diagnóstico correcto se puede obtener mediante el uso de varias intersecciones de las zonas de protección u otros procedimientos. Si, además, la instalación de relevadores y sensores es inadecuada, o se tienen que considerar los efectos climatológicos y el daño causado por animales; el conocimiento basado en la experiencia es indispensable.

Si, también, relevadores especiales son instalados, o el sistema de potencia es operado en una configuración especial, procedimientos especiales podrían ser utilizados.

Por tanto, debido a las condiciones arriba mencionadas el uso de un sistema basado en el conocimiento parece la vía adecuada para realizar un adecuado diagnóstico de fallas. En consecuencia, el desarrollo en sistemas de diagnóstico basados en el conocimiento han tenido un temprano inicio. Existen ya varios sistemas en operación en la actualidad en algunos países desarrollados.

#### 2.4.3 Clasificación de los métodos en el diagnóstico de fallas.

El primer método consiste en la organización de la información monitoreada de los relevadores operados y de los interruptores disparados durante una falla y sus relaciones en condiciones de falla; referidas a una estructura o a una tabla de datos.

Esto se conoce como el método basado en información monitoreada. En el otro método, la estructura y funciones del sistema de relevadores son modelados, las condiciones de falla son simuladas y el diagnóstico es hecho comparando los resultados de la simulación con la información monitoreada. Esto se conoce como el método basado en modelos. A continuación, un repaso de cada método y sus características son presentados.

**2.4.3.1 Método basado en la información monitoreada.**

En los primeros sistemas, el conocimiento base se limitaba a una configuración en particular; esto representa un problema ya que estos sistemas no funcionan adecuadamente cuando se hace alguna modificación o cambio en la configuración de las redes eléctricas. Varios sistemas fueron posteriormente desarrollados para resolver este problema.

Los algoritmos usados en estos sistemas se pueden dividir en dos tipos. En el primer tipo, la falla es diagnosticada en tres pasos, procediendo desde casos donde todos los relevadores e interruptores operaron adecuadamente, casos de operación incorrecta ó no operación hasta casos de operación indeseada. En posteriores sistemas se mejoró la eficiencia de la detección en la operación de los relevadores e interruptores utilizando reglas obtenidas de la experiencia.

En el segundo tipo, la localización de la falla se diagnóstica partiendo de la operación incorrecta de relevadores e interruptores utilizando la intersección de zonas de operación de los relevadores. Si existe al menos un elemento en la zona interseccionada, se infiere que el elemento está fallado. Si existen dos o más elementos fallados en la intersección, la falla se ubica en un elemento, pero es imposible hacer una identificación más detallada.

Para obtener algoritmos de alta velocidad en el método basado en información monitoreada, no se toman en cuenta todas las funciones complejas del sistema de relevadores. Un ejemplo de esta simplificación es establecer la zona de protección de los relevadores igual al grupo de equipos protegidos.

**2.4.3.2 Método basado en modelos.**

En el método basado en modelos, diferentes propuestas han sido dadas para expresar el modelo. Se ha hecho un esfuerzo para expresar las funciones y configuración de un sistema de protección como un circuito lógico y utilizar la lógica digital para hacer un diagnóstico correcto. Sin embargo, No todas las funciones de un sistema de protección pueden ser cambiadas a funciones lógicas. Debido a esto, es necesario desarrollar técnicas que simplifiquen la representación del sistema de protección para poder expresarlo en un formato lógico de una manera completa.

Varios sistemas se han propuesto para utilizar simuladores del sistema de protección como modelo.

En el diagnóstico que utiliza simulación, se propone una hipótesis de las condiciones de falla obtenida de la información monitoreada, y entonces la hipótesis es verificada

por medio de una simulación. Si el resultado de la simulación está de acuerdo con la información monitoreada, la hipótesis se juzga como la solución para el diagnóstico. Si el resultado de la simulación no concuerda con la información monitoreada, se

propone una nueva hipótesis corregida. El diagnóstico de la falla es completado cuando todas las hipótesis propuestas son simuladas. A fin de obtener un diagnóstico correcto, debe haber una buena correspondencia entre el nivel de las funciones del simulador y el conocimiento usado para representar las hipótesis de las condiciones de falla. Conseguir esta correspondencia implica implementar complejas funciones en el simulador a fin de mejorar la exactitud del diagnóstico.

En contraste con el método basado en la información monitoreada, el uso de un simulador basado en modelos permite implementar complejas funciones del sistema de protección de una manera relativamente sencilla. En el método basado en la información monitoreada, la información es procesada directamente a fin de obtener una adecuada solución. En cambio, cuando se utiliza un simulador existe la posibilidad de manipular el conocimiento y adecuarlo a las hipótesis que mejor cumplan nuestras exigencias, lo cual es relativamente simple.

**IMPLANTACION DE UN SISTEMA EXPERTO PARA EL DIAGNOSTICO DE FALLAS A PARTIR DE LA OPERACION DE PROTECCIONES.****3.1 INTRODUCCION.**

Al ocurrir una falla en el sistema de potencia el lugar de falla debe ser detectado y aislado del resto del sistema por la operación conjunta de interruptores y relevadores de protección.

Actualmente, la información referente a la operación de los interruptores y relevadores es transmitida a los centros de control, donde los operadores tienen que interpretarla a fin de determinar el punto donde ocurrió la falla, lo cual representa el primer paso en la restauración del sistema.

Sin embargo, pueden existir situaciones en las que se presenten operaciones incorrectas de relevadores o fallas de operación en interruptores o relevadores que provocan que la falla sea liberada por un mayor número de interruptores que el mínimo necesario, ocasionando que la estimación del lugar de falla por parte de los operadores se dificulte. Además de esto, existe la posibilidad de fallas múltiples, provocando que la situación se vuelva demasiado compleja para interpretarla.

Actualmente se ha mostrado una tendencia hacia el uso de sistemas computacionales para las distintas áreas de operación de sistemas de potencia, entre las que se encuentra la protección eléctrica, donde se han desarrollado trabajos enfocados a la estimación del lugar de falla y al entrenamiento de operadores.

El sistema experto presentado se desarrolló en PROLOG, un lenguaje de computadora para el manejo de conocimiento simbólico. El sistema realiza inferencias para determinar los posibles lugares de falla empleando los conocimientos almacenados en bases de datos acerca de la configuración del sistema de potencia y de la lógica de operación de las protecciones. La única entrada de información que necesita el sistema es la referente a los interruptores que operaron, proceso que debe realizar el propio usuario.

El sistema obtiene una serie de posible lugares de falla en orden decreciente de posibilidad, exponiendo en cada caso la forma en la cual operaron las protecciones.

### 3.2 CONFIGURACION DEL SISTEMA EXPERTO

#### 3.2.1 Estructura general

En la figura 3.1 se muestra la estructura del sistema representada en un diagrama a bloques. El programa de control tiene por objeto controlar el flujo de información dentro del sistema. Además, recibe información del usuario, a través de la interfase, para llevar a cabo la construcción o modificación de la configuración de un sistema de potencia, así como la selección de un sistema de potencia para su análisis.

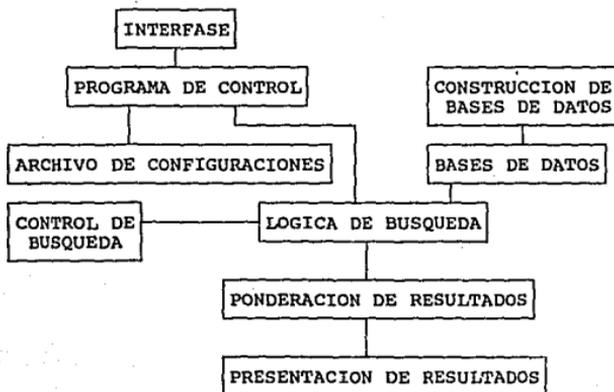


FIG. 3.1 Estructura del sistema experto.

El módulo de construcción de bases de datos almacena las reglas sobre los criterios de funcionamiento de las protecciones, en base a los cuales, construye las bases de datos que almacenan la información, empleada en el análisis, por el módulo de lógica de búsqueda.

Los módulos de lógica de búsqueda y control de búsqueda, representan la parte central del sistema, ya que son los encargados de estimar los posibles lugares de falla y justificar la operación de las protecciones.

Además, el control de búsqueda realiza un monitoreo de la información a fin de optimizar el tiempo de análisis.

El módulo de ponderación de resultados estima, de entre un conjunto de posibles lugares de falla, aquel lugar de falla que sea más probable, bajo el criterio de que un menor número de fallas de funcionamiento representa la opción más probable.

Por último, el módulo de presentación de resultados, presenta al usuario los posibles lugares de falla en orden descendente de probabilidad en base a la estimación realizada por el módulo de ponderación de resultados.

### 3.2.2 Bases de datos.

La estimación del lugar de falla en un sistema de potencia consiste en determinar en que lugar ocurrió una falla, de tal forma que se justifique la operación de las protecciones. Una vez que la información referente a los interruptores que operaron es introducida, el sistema realiza inferencias para determinar el conjunto de posibles lugares de falla y la justificación de la operación de las protecciones para cada caso. Para esto, el sistema debe disponer de información acerca de la configuración del sistema de potencia, y de la lógica de operación de sus protecciones. Esta información es almacenada en cinco bases de datos: configuración del sistema de potencia, interruptores de protección primaria de cada elemento, interruptores que operan como respaldo contra la falla de un interruptor, conjunto de elementos protegidos por un interruptor y conjunto de interruptores controlados por un relevador.

A excepción de la base de datos que almacena la configuración del sistema de potencia, que debe ser construida por el usuario, las otras bases de datos son generadas en forma automática por el módulo de construcción de bases de datos. De esta forma, el sistema tiene la capacidad de cambiar de sistema de potencia, aceptando la nueva configuración y construyendo las bases de datos correspondientes, tal como se muestra en la figura 3.2

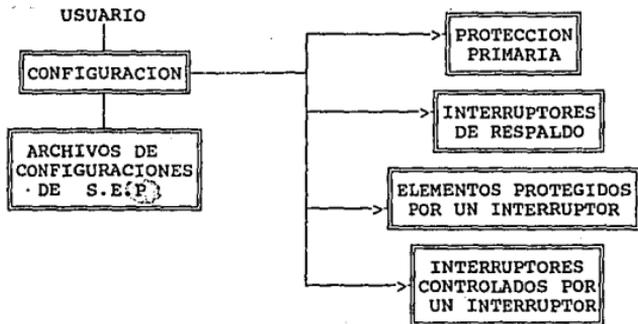


FIG. 3.2 Estructuración de las bases de datos.

Debido a la complejidad de los sistemas de potencia actuales, se establecieron varios principios a fin de generalizar el proceso de inferencia para la construcción de las bases de datos a partir de la información de la configuración del sistema de potencia: Así, el sistema cuenta con un modelo para representar la lógica de operación de las protecciones, el cual establece los siguientes criterios:

- Las protecciones de las líneas de transmisión tienen direccionalidad (direccionales de sobrecorriente y de distancia).
- La protección de barras y de transformadores es diferencial.
- Los interruptores del sistema de potencia tienen arreglo sencillo.
- No existe protección tipo piloto en líneas de transmisión.
- No existe respaldo local en barras.

Aunque los valores por default del modelo establecen que la protección de barra es diferencial y que no existe protección piloto en las líneas, el usuario tiene la posibilidad de declarar la ausencia de alguna protección diferencial o la presencia de una protección tipo piloto en alguna línea. No existe límite en el número de declaraciones que el usuario puede considerar.

### 3.2.3 Base de datos 1: Configuración del sistema de potencia.

Esta base de datos almacena el conocimiento referente a la configuración del sistema de potencia, en base a las interconexiones entre los elementos del sistema a través de los interruptores. De esta forma, el sistema de potencia puede representarse por un conjunto de nodos y conexiones entre los mismos, donde los nodos representan los elementos del sistema ( líneas de transmisión o barras colectoras ) y las conexiones entre los nodos representan los interruptores de potencia.

En la figura 3.3 se expone, para una sección de un sistema de potencia, una representación gráfica de la misma y su correspondiente codificación en la base de datos.

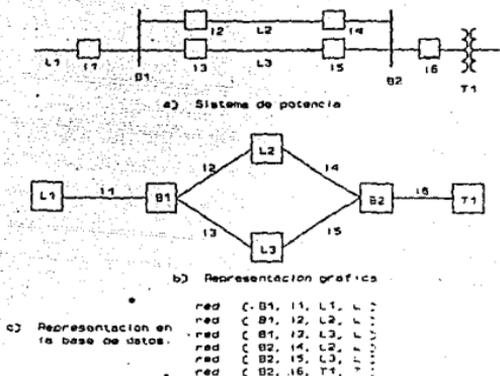


FIG. 3.3 Representación de un sistema de potencia.

En la base de datos la información referente a las interconexiones entre los elementos del sistema de potencia se representará mediante el siguiente formato:

red ( Elemento 1, Interruptor, Elemento 2, tipo )

Por ejemplo, la primera línea en la figura 3.3c indica que el interruptor I1 está conectado entre los elementos B1 y L1. El formato cuenta además con un apunador que identifica el segundo elemento. La razón para identificar el segundo elemento es que en un arreglo sencillo cada uno de los interruptores se encuentra conectado por un extremo a una barra colectora y a otra barra, una línea o un transformador en su otro extremo. Como se observa en la figura 3.3c, el formato tiene como norma que el primer elemento sea una barra colectora; de esta forma solo es necesario determinar que tipo de elemento se conecta al interruptor por su otro extremo. Esto es importante para elaborar las bases de datos, ya que dependiendo de los elementos que se conecten al interruptor es la forma de operar de las protecciones. Otra razón para emplear el apunador es que en la base de datos los elementos del sistema de potencia se representan por su nombre (siglas para una barra o números para una línea), sin dar

información de qué tipo de elemento se trata; al establecerse que el primer elemento en la representación es una barra, el sistema solo necesita saber cual es el otro elemento que se conecta con el interruptor, información que proporciona el apuntador.

3.2.4 Base de datos 2: Protección primaria de los elementos del sistema de potencia.

Esta base de datos almacena el conocimiento acerca de los interruptores de protección primaria de cada uno de los elementos del sistema de potencia. De esta forma, el sistema tiene información acerca de los interruptores que deben disparar cuando ocurre una falla en algún elemento del sistema de potencia. En la figura 3.4 se muestra la representación de las protecciones primarias en la base de datos.

Esta información es obtenida en base a la representación gráfica del sistema de potencia, donde los arcos que salen de cada nodo constituyen los interruptores de protección primaria del elemento representado por el nodo en cuestión.

En forma similar, la protección primaria es representada en la base de datos empleando el siguiente formato:

pri ( elemento, <interruptores> )

Por ejemplo, la segunda línea de la figura 3.4c indica que cuando ocurre una falla en el elemento B1, deben operar como protecciones primarias los interruptores I1, I2 e I3. Si por alguna razón se indicara que la barra B1 carece de protección diferencial, esta información sería almacenada en la base de datos de la forma siguiente:

pri ( B1, < [] > )

donde la notación " [] " indica que no existe protección primaria en ese elemento.

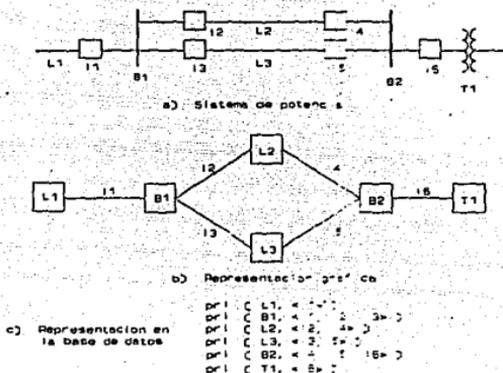


FIG. 3.4 Representación de las protecciones primarias de un sistema de potencia.

La información almacenada en la base no considera el tipo de protección que actúa sobre los elementos del sistema de potencia. Por ejemplo, para una línea de transmisión se señala que deben operar los interruptores conectados en sus extremos, sin importar si es por la operación de protecciones de distancia, direccionales o por protección piloto.

### 3.2.5 Base de datos 3: Interruptores de respaldo contra la falla de interruptores.

Esta base de datos almacena el conocimiento concerniente a la operación de los interruptores como respaldo al ocurrir una falla y no operar algún interruptor que debía hacerlo.

En la figura 3.5 se muestra un sistema con alimentación bilateral; al presentarse una falla en la línea BC, por ejemplo, ésta debe ser liberada por la protección primaria, que está constituida por los interruptores I4 e I5. En caso de que el interruptor I4 no operara, éste debe ser respaldado por los interruptores I1 e I3. Si por el contrario, la falla ocurriera en la barra B, el falla de operación del interruptor I4 es respaldado por el interruptor I5. De esta manera, al ocurrir una falla en un interruptor se pueden presentar dos formas de respaldo, dependiendo de en qué elemento adyacente al interruptor en cuestión ocurrió la falla.

El proceso para obtener esta información a partir de la configuración del sistema de potencia está relacionada con la lógica de operación de las protecciones. Empleando el proceso de inferencia que representa la lógica de operación de las protecciones, el procedimiento para obtener la información sobre los interruptores de respaldo es la siguiente:

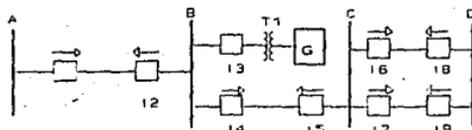
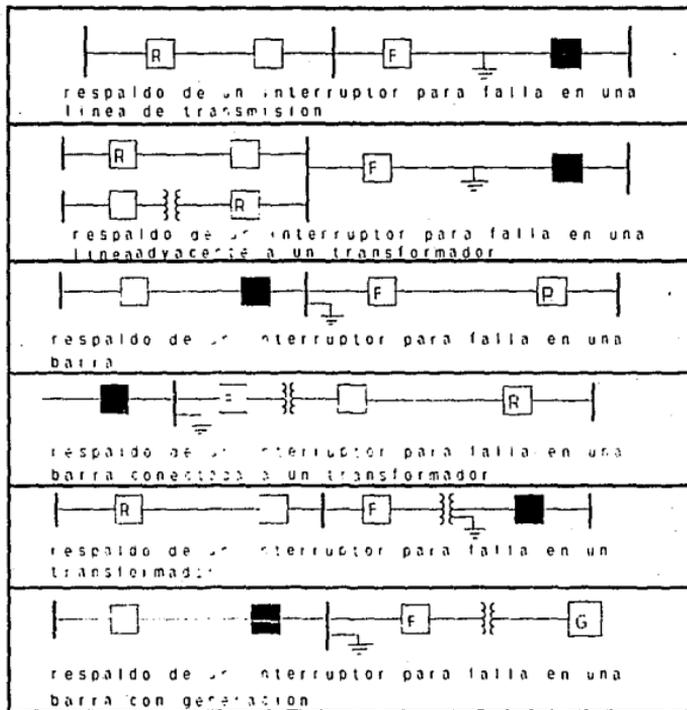


FIG. 3.5 Interruptores de respaldo.

1. Se identifican los elementos conectados al interruptor que se va a analizar. Esto se obtiene directamente de la configuración del sistema de potencia.
2. Se plantea una falla en uno de los elementos identificados, considerando que el interruptor sufre un falla de operación.
3. Se identifican los interruptores que operarán como respaldo empleando los siguientes criterios, cuyos diagramas esquemáticos se exponen en la tabla 1:
  - Si la falla se plantea en una línea, el respaldo debe venir de los extremos opuestos de las líneas de transmisión adyacentes.

- Si la línea donde se plantea la falla está conectada por el interruptor a una barra donde se encuentra un transformador o un bloque generador-transformador, debe operar el interruptor del mismo conectado del lado de la barra (protección contra fallas externas del transformador).
- Si la falla se plantea en una barra, el respaldo debe venir por el lado opuesto de la línea donde está el interruptor que se está analizando.
- Si la barra donde se plantea la falla está conectada por el interruptor a un transformador, deben operar los interruptores de los extremos opuestos de las líneas de transmisión del otro lado del transformador.
- Si la falla se plantea en un transformador, el respaldo debe venir del extremo opuesto de las líneas adyacentes, del lado del interruptor que sufrió el falla.
- Si la falla se plantea en una barra, donde el interruptor conecta con un bloque generador-transformador, el respaldo consiste en la desconexión del bloque del resto del sistema.



donde:

	Interruptor que falla
	Interruptor que opera normalmente
	Interruptor que opera como respaldo
	Interruptor cerrado

TABLA 3.1 Criterios para determinar los interruptores de respaldo

En base a estos criterios, se determinan los interruptores que operan como respaldo en la falla de un interruptor. En la base de datos, esta información es almacenada utilizando el formato.

res (interruptor, elemento, <interruptores> )

Para el caso del interruptor I4 en la figura 3.5, la información quedaría almacenada como:

res ( I4, B, <I5> )  
res ( I4, BC, <I1,I3> )

En el primer caso, indica que para un falla de operación del interruptor I4, al ocurrir una falla en el elemento B, debe operar como respaldo el interruptor I5.

### 3.2.6 Base de datos 4: Elementos del sistema protegidos por un interruptor.

Esta base de datos almacena la información referente a los elementos del sistema de potencia que son protegidos por un interruptor en forma primaria o por respaldo. Observando la representación gráfica de la figura 3.4b, se concluye que un interruptor opera como protección primaria al ocurrir una falla en alguno de los elementos a los cuales está conectado; sin embargo, para que un interruptor opere como respaldo para liberar la falla en un elemento en el cual su protección primaria no operó correctamente, deberán cumplirse los siguientes puntos:

1. La corriente de falla debe coincidir con el sentido de disparo de la protección.
2. El punto de falla debe encontrarse dentro del alcance de la protección.

Estas normas de operabilidad de respaldo son específicas para las protecciones de distancia y direccionales, ya que las protecciones piloto y diferenciales no realizan funciones de respaldo. Considerando el caso del interruptor I5 del sistema con alimentación bilateral de la figura 3.6, se observa que los elementos a los cuales protege en forma primaria son la barra C y la línea BC; como se trata de los elementos a los cuales está conectado el interruptor I5, esta información es obtenida en forma directa de la configuración del sistema. Para determinar



```

res ( I1, A, <I2> )
res ( I1, AB, <[]> )
res ( I2, B, <I1> )
res ( I2, AB, <I3, I5> )
res ( I3, B, <[]> )
res ( I3, T1, <I1, I5> )
res ( I4, B, <I5> )
res ( I4, BC, <I1, I3> )
res ( I5, C, <I4> )
res ( I5, BC, <[]> )
    
```

TABLA 3.2 Interruptores de respaldo.

De esta forma, se debe identificar el interruptor que se está analizando en el conjunto de interruptores de la base de datos 3 para identificar a los elementos que protege en forma de respaldo. Estas relaciones son almacenadas en las bases de datos con el siguiente formato

```
ele ( interruptor, <elemento primario>, <elemento de respaldo> )
```

Para el caso del interruptor I5 de la figura 3.6, la información es almacenada de la siguiente forma

```
ele ( I5, <BC, C>, <AB, B, T1> )
```

Indicando que el interruptor I5 protege en forma primaria a la línea BC y la barra C, y en forma de respaldo a la línea AB, la barra B y el transformador T1.

### 3.2.7 Base de datos 5: interruptores controlados por un relevador.

La base de datos 5 almacena el conocimiento acerca de los interruptores que son controlados por un mismo relevador, sin considerar el tipo de relevador de que se trata. Para esto, se debe identificar los tipos de protecciones que están presentes en el sistema de potencia, que son principalmente las de distancia, direccionales, diferenciales y las protecciones piloto; estas protecciones se presentan en la figura 3.7.

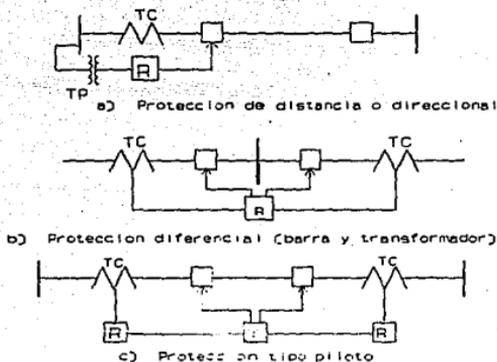


FIG. 3.7 Esquemas conceptuales de protecciones.

El sistema crea esta base de datos en base a un proceso de identificación de los elementos del sistema de potencia empleando el concepto de zonas de protección y considerando los siguientes hechos prácticos: todos los interruptores que protegen líneas de transmisión son controlados por protecciones direccionales, ya sea para protección primaria o para respaldo; los interruptores controlados por protecciones diferenciales son principalmente los que protegen barras y transformadores y los interruptores controlados por protecciones piloto son los que protegen líneas de transmisión.

Considérese el sistema de potencia de la figura 3.8, donde la línea BC cuenta con protección piloto. En base a los zonas de protección se determina que los interruptores I2, I4 e I5 son controlados por un relevador diferencial o que los interruptores I3 e I4, además de ser controlados por una protección piloto, son controlados individualmente por relevadores de distancia o direccionales.

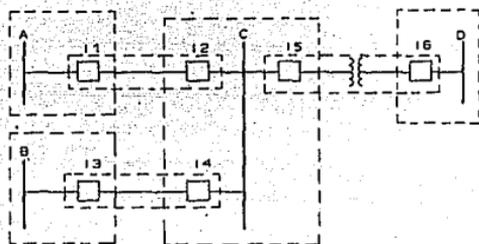


FIG 3.8 Empleo de las zonas de protección para determinar que interruptores son controlados por un relevador.

Para almacenar esta información en la base de datos, se emplea el formato:

```
rly ( elemento, <interruptores> )
```

La información de la figura 3.8 es almacenada de la forma siguiente:

```
rly ( C, <I2, I4, I5> )
rly ( BC, <I3, I4> )
rly ( BC, <I3> )
rly ( BC, <I4> )
```

donde la primera línea indica que los interruptores I2, I4 e I5 son controlados por un mismo relevador para proteger el elemento C. Como se puede observar, no se proporciona información alguna sobre el tipo de relevador.

### 3.3 PROCESO DE INFERENCIA.

Al presentarse una falla en un sistema de potencia, la operación de interruptores provoca un área de desconexión, dentro de la cual se encuentra el lugar de falla. Cuando la operación de las protecciones es la esperada, el área de desconexión incluye un

solo elemento (figura 3.9) y es donde ocurri6 la falla. Sin embargo, si se presentan fallas de funcionamiento en las protecciones el 6rea de desconexi6n se incrementa, existiendo varias posibles soluciones (figura 3.10).

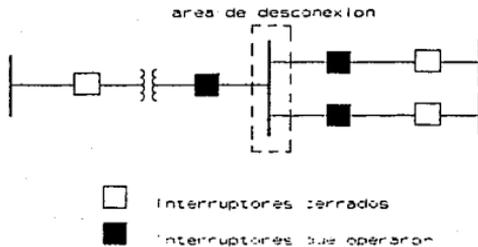


FIG. 3.9 6rea de desconexi6n generada por una operaci6n normal de protecciones.

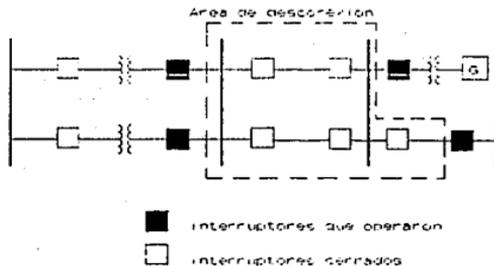


FIG. 3.10 6rea de desconexi6n generada por fallas de operaci6n en las protecciones.

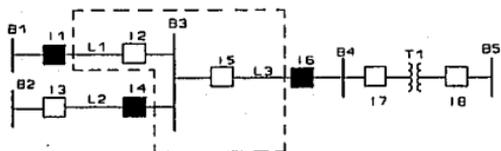
El sistema justifica los posibles lugares de falla considerando los siguientes tipos de operación de protecciones:

1. Operación normal
2. Operación incorrecta
3. Falla de operación

Cuando se presenta una operación normal, el lugar de falla es aislado por los interruptores inmediatos (protección primaria). En el caso de una operación incorrecta, se presenta la operación de uno o varios interruptores en forma innecesaria, mientras que un falla de operación provoca la operación de respaldos. El sistema estima y justifica los posibles lugares de falla detectados dentro del área de desconexión provocada por la operación de los interruptores. Este proceso se divide en dos partes, la estimación del lugar de falla y la justificación del mismo.

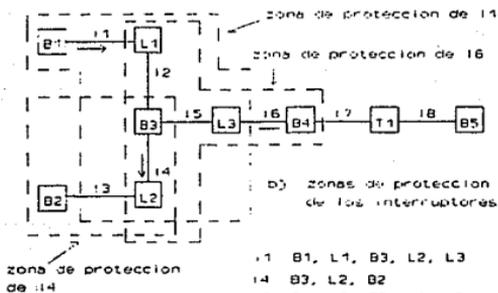
#### 3.4 ESTIMACION DEL LUGAR DE FALLA.

Para estimar los posibles lugares de falla, se deben identificar los elementos que involucran el área de desconexión provocada por la operación de los interruptores. Esto se realiza encontrando los nodos (elementos del sistema, de acuerdo con la figura 3.3b) de intersección en las zonas de protección de los interruptores que justifiquen la operación de los interruptores usando el mecanismo de inferencia en Prolog en la información de la base de datos 4. Este concepto se expone en la figura 3.11. El hecho de que todos los interruptores que operaron pueden hacerlo para proteger un mismo elemento (en forma primaria o como respaldo), indica la posibilidad de que ese elemento sea el fallado. En la figura 3.12 se muestra una situación en la cual todos los elementos dentro del área de desconexión cumplen con esta regla. En estas situaciones, se considera mas de una posible solución.



- Interruptores que operaron
- Interruptores cerrados

a) Área de desconexión



b) Zonas de protección de los interruptores

zona de protección de 14

- 11 B1, L1, B3, L2, L3
  - 14 B2, L2, B3
  - 16 B4, L3, B3, L1, L2
- Lugar de falla : B3

c) Elementos en la zona de intersección dentro del área de desconexión

FIG. 3.11 Estimación del lugar de falla.

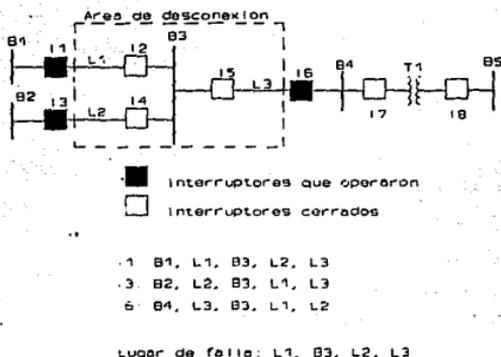


FIG. 3.12 Existencia de más de un lugar de falla en un área de desconexión.

### 3.5 JUSTIFICACION DEL LUGAR DE FALLA.

Una vez identificado el o los posibles lugares de falla, el sistema infiere la forma en la cual operaron las protecciones para crear el área de desconexión. En caso de encontrarse una contradicción en el proceso de inferencia, el sistema concluye que ese lugar de falla no es factible.

Para esto, el sistema tiene un conjunto de reglas para justificar la operación de las protecciones, tal y como se muestra en la figura 3.13. En primera instancia, el sistema parte de la suposición de una falla sencilla con operación normal de protecciones. Si la información no verifica esta primera hipótesis, el sistema considera la posibilidad de fallas de operación; si persiste contradicción, el sistema prueba la hipótesis de la operación del respaldo que, aunque poco probable, puede llegar a presentarse.

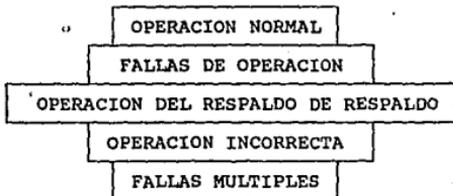


FIG. 3.13 Reglas para justificar la operación de protecciones.

La siguiente hipótesis que prueba el sistema (si es necesario) es la operación incorrecta de protecciones. En caso de persistir contradicción en la información, el sistema considera la posibilidad de la presencia de más de una falla.

### 3.5.1 Falla sencilla con operación normal de protecciones.

Esta situación es la más simple de analizar, ya que el área de desconexión resultante incluye solo un elemento del sistema de potencia. Este se identifica aplicando la regla:

$$\text{falla ( E, L1 ) :- pri ( E, L2 ), L1 = L2}$$

donde E es el elemento, L2 los interruptores que deben operar como protección primaria de E y L1 los interruptores que el usuario especifica que operaron. El mecanismo de inferencia de Prolog verifica que E es el elemento buscado si los interruptores en L1 corresponden a los de L2.

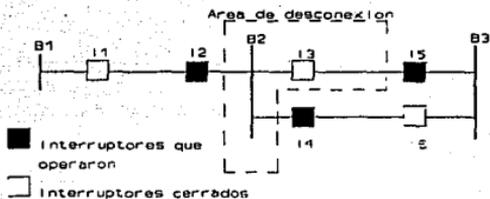
### 3.5.2 Fallas de operación.

Si falla la hipótesis de que la operación de los interruptores corresponde a la operación de una protección primaria, el sistema realiza la suposición de que uno o algunos de los interruptores de la protección primaria sufrieron un falla de operación. Con esto, el sistema establece que debe existir la operación de los interruptores de respaldo. Para determinar si un lugar de falla es justificado bajo esta hipótesis se ejecuta la siguiente regla:

$$\begin{aligned} \text{falla ( E, L1 ) :- pri ( E, <L2', L2'', \dots, L2^n> ),} \\ \text{res ( L2', E, L3 ),} \\ \text{( L3 + <L2'', \dots, L2^n> C L1} \end{aligned}$$

La cual especifica que la falla es en E, si los interruptores L2'', ..., L2<sup>n</sup> de su protección primaria más el respaldo del interruptor L2' forman parte de L1, que son los interruptores que el usuario entrega al sistema. Esta situación se presenta en la figura 3.14, donde la falla del interruptor I3 provoca la operación de su respaldo I5 que junto con los interruptores I2 e I4 liberan la falla en la barra B2.

El número de interruptores relacionado con L2' puede ser más de uno, con lo cual el sistema está en la capacidad de verificar si se presentó más de un falla de operación en los interruptores de protección primaria.



Se estima B2 como posible lugar de falla

```

pri ( B2, <12, 13, 14> )
operación normal : 12, 14
fallo de operación : 13
operación de respaldo : 15
lugar de falla : B2
interruptores que liberan la falla : 12, 14, 15
    
```

FIG. 3.14 Justificación de un lugar de falla bajo la hipótesis de la operación de respaldo.

### 3.5.3 Operación del respaldo de respaldo.

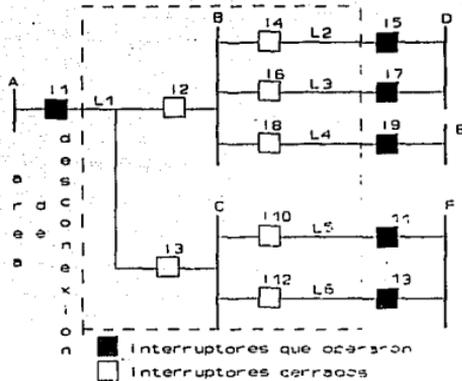
La situación de la operación del respaldo de respaldo es poco usual, debido a que el ajuste de la protección para contemplar esta situación trae consigo una alta probabilidad de operación incorrecta por efectos de las corrientes de carga. Sin embargo, debido a que las protecciones de respaldo se ajustan de tal forma que se asegure su alcance hasta el extremo opuesto de las líneas adyacentes, una falla cercana a este punto puede ser vista por la protección. En la figura 3.15, el relevador de distancia R1 que controla el interruptor I1 solo operará para una falla en la línea CD, si ésta se encuentra próxima a la barra D.

La forma en que el sistema analiza esta situación es a partir de la contradicción que surge al verificar la hipótesis de falla de operación en los interruptores de protección primaria del elemento donde se considera que ocurrió la falla.

Para esto, se aplica una secuencia de reglas semejantes a las de falla de operación, con la única diferencia de que solo se considera una operación del respaldo de respaldo.



IMPLANTACION DE UN SISTEMA EXPERTO...



LUGAR DE FALLA	FALLAS DE OPERACION	OPERACION DE RESPALDO	RESPALDO DE RESPALDO
LINEA L1	I2, I3	I5, I7, I9 I11, I13	-----
BARRA B	I2, I4, I6, I8, I3	I1, I5, I7, I9	I11, I13
BARRA C			
LINEA L2	I4, I3	I1, I7, I9	I11, I13
LINEA L3	I6, I3	I1, I5, I9	I11, I13
LINEA L4	I8, I3	I1, I5, I7	I11, I13
LINEA L5	I10, I2	I1, I13	I5, I7, I9
LINEA L6	I12, I2	I1, I11	I5, I7, I9

FIG. 3.16 Consideración de la operación del respaldo de respaldo.

En el caso presentado en la figura 3.17, la falla es liberada por la apertura de los interruptores I1, I2 e I6 al presentarse un falla de funcionamiento en I5. Sin embargo, el disparo de I8 produce que el área de desconexión se extienda detrás de I6. Cuando el sistema infiere que una falla en la línea CD es liberada por la apertura de I1, I2 e I6 con la justificación de una falla en I5 y que solo la apertura de I8 no es justificada, el sistema concluye que se trata de una operación incorrecta.

Por el contrario, si el número de interruptores cuya operación no se justificó es mayor que uno, se busca un área de desconexión formada por ellos y, en caso de ser inexistente, se concluye que se trata de una operación incorrecta.

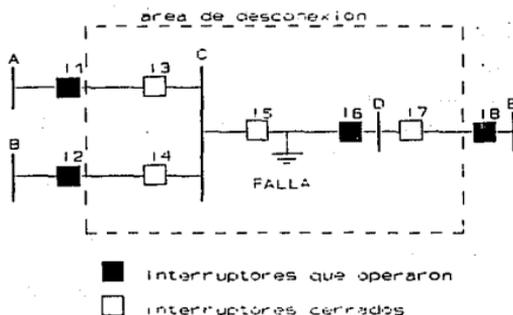


FIG. 3.17 Liberación de una falla acompañada de una operación incorrecta.

### 3.5.5 Existencia de más de una falla.

Cuando el número de interruptores cuya operación no es justificada es mayor que uno, las posibilidades de la existencia de una segunda falla aumentan, debido a que puede existir otra área de desconexión generada por estos interruptores.

Cuando se detecta esta situación, el sistema divide la operación de los interruptores, separando aquellos cuya operación ya fue justificada. Una vez hecha la separación, el sistema verifica si existe un área de desconexión generada por las zonas de protección de los interruptores cuya operación no ha sido justificada y que sea independiente de la primera. Si esta área existe, el sistema prueba en primera instancia la hipótesis de que es producida por una falla sencilla con operación normal de protecciones; si el sistema no puede probar esta hipótesis,

procede en forma similar al análisis de la primera área de desconexión, probando las hipótesis de fallas de operación de los interruptores de protección primaria, operación del respaldo de respaldo y la operación incorrecta de protecciones. Si el sistema no puede justificar la formación de la segunda área de desconexión considerando un posible lugar de falla bajo los criterios anteriores, el sistema concluye que esta fue generada por la operación incorrecta de protecciones provocadas por la presencia de la primera falla.

En la figura 3.18 se forman dos áreas de desconexión, la primera formada por la apertura de I1 e I2 y la segunda por la apertura de I4, I5, I7 e I8. Cuando el sistema justifica la operación de los interruptores I4, I5, I7 e I8 considerando un lugar de falla e identifica que la operación de I1 e I2 forman una segunda área de desconexión, procede a estimar la existencia de un segundo lugar de falla que provoque la operación de estos interruptores.

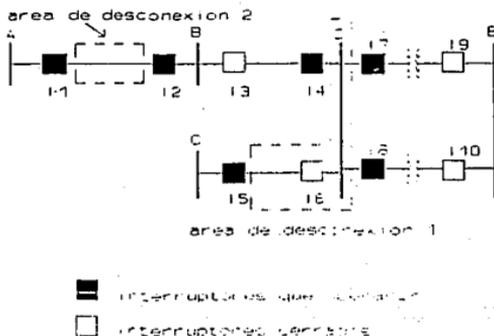


FIG. 3.18 Posibilidad de existencia de más de una falla.

### 3.6 PRESENTACION DE RESULTADOS.

Cuando el sistema justifica la totalidad de las operaciones de los interruptores considerando uno o más lugares de falla, se debe presentar esta información al usuario. Cuando la justificación es en base a un lugar de falla, el proceso de presentación consiste en indicar el lugar de falla y la forma en la cual operaron las protecciones para generar el área de desconexión.

Sin embargo, cuando la justificación es en base a más de un lugar de falla, se debe determinar cual situación es más factible. Para ello el sistema realiza una ponderación de la operación de las protecciones, basado en el número de fallas de operación y operaciones incorrectas, y aquella alternativa de falla en la cual el número de fallas de funcionamiento es menor, será la de mayor probabilidad de ser la correcta.

Considerando la operación de interruptores de la figura 3.19, existen tres posibles lugares de falla:

- 1) Falla en L1; fallando el interruptor I2
- 2) Falla en B; fallando la diferencial de barra
- 3) Falla en L2; fallando el interruptor I3

Contando el número de fallas de operación para cada caso, el mecanismo de inferencia determina el lugar de falla más probable. En este caso las tres opciones tienen la misma probabilidad por justificarse por un falla de operación.

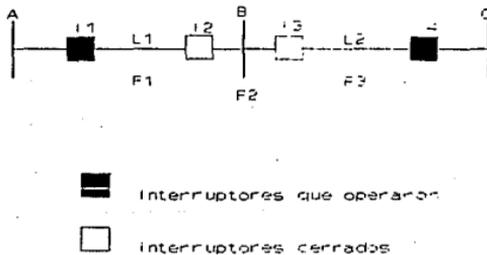


FIG. 3.19 Estimación del lugar de falla más probable.

### 3.7 EJEMPLOS.

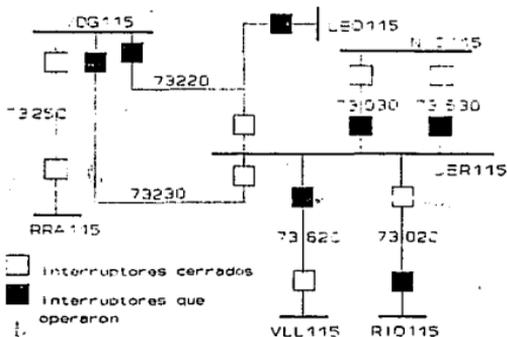
A continuación se presentan dos ejemplos de la estimación del lugar de falla en la Red Metropolitana de Monterrey. Ambos casos se ejecutaron sobre una computadora PC/AT.

**CASO 1.**

En la figura 3.20a, se muestra una sección de la Red Metropolitana de Monterrey, donde la subestación Leona (LEO) representa una derivación (TAP) en la línea 73220. Los nombres de los interruptores se especifican por la unión de las siglas de la barra y número de la línea donde se conecta cada interruptor.

El disparo de los interruptores VDG73220, VDG73230, LEO73220, JER73620, RIO73020, JER73030 Y JER73630 genera una área de desconexión, que es justificada si la falla ocurre en la barra Jerónimo (JER) donde los interruptores JER73220, JER73230 y JER73020 sufren un falla de operación, provocando que la falla sea liberada por respaldo remoto de los interruptores VDG73220, LEO73220, VDG73230 y RIO73020.

La figura 3.20b muestra el resultado del análisis realizado por el sistema para esta situación. El tiempo de ejecución del sistema, una vez indicados los interruptores que operaron, fue de 55 seg.



a) Operación de interruptores

```

Interrupciones que operaron
>> VDG73220
>> VDG73230
>> LEO73220
>> JER73030
>> JER73630
>> JER73620
>> RIO73020

? La falla ocurre en la barra JEE la
cual es liberada por la apertura de
los interruptores VDG73220 VDG73230
LEO73220 JER73030 JER73630 JER73620
RIO73020 al presentarse una falla en
los interruptores JER73220 JER73230
JER73020

b) Resultado del análisis del sistema
    
```

FIG 3.20 Estimación del lugar de falla para una falla sencilla, justificada por el falta de operación de interruptores.

#### CASO 2.

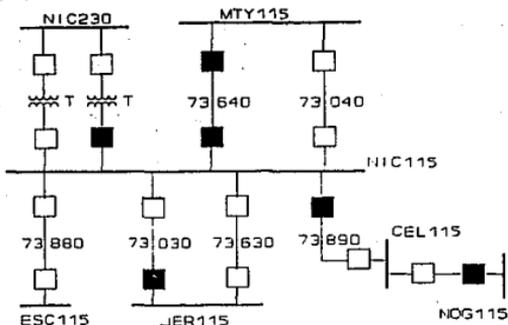
En la figura 3.21a se presenta otra sección de la Red Metropolitana de Monterrey. En este caso los interruptores de los transformadores del lado de la barra NIC115 se denominan NIC01 y NIC02 respectivamente.

El disparo de los interruptores NIC02, NIC73640, MTY73640, NIC73890, JER73030 y NOG73960 genera dos áreas de desconexión, la primera por los interruptores MTY73640 y NIC73640 que representa una operación normal de protecciones, ya que el área de desconexión involucra un solo elemento; la segunda área de desconexión se forma por la apertura de los interruptores NIC73890 y NOG73960. Además se presenta la operación de los interruptores NIC02 y JER73030 que al no constituir un área de desconexión, representan una operación incorrecta.

En la figura 3.21b se muestra el análisis realizado por el sistema. Como la hipótesis de una falla sencilla no justifica la operación de los interruptores, el sistema determina las áreas de desconexión y considera la posibilidad de la existencia de más de una falla. Como resultado, el sistema obtiene tres posibles soluciones.

En este caso, la ponderación de fallas de funcionamiento para determinar la situación más factible es igual en todas las posibles soluciones, ya que las áreas de desconexión se justifican con el falla de operación de un interruptor y la operación incorrecta de otros dos.

El tiempo de ejecución fue de 90 seg.



a) Operación de interruptores

Interruptores que operaron:

- >> NIC02
- >> NIC73640
- >> MTY73640
- >> JER73030
- >> NIC73890
- >> NOG73960

- 2) Existe una doble falla; una falla en la línea 73640, que es liberada por la apertura de los interruptores NIC73640 MTY73640 y otra falla en la línea 73890 que es liberada por el disparo de los interruptores NIC73890 NOG73960 debido a la falla de los interruptores CEL73890. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores NIC02 JER73030.

- ? Existe una doble falla, una falla en la línea 73640, que es liberada por la apertura de los interruptores NIC73640 MTY73640 y otra falla en la línea 73960, que es liberada por el disparo de los interruptores NIC73890 NOG73960 debido a la falla de los interruptores CEL73960. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores NIC02 JER73030
- ? Existe una doble falla, una falla en la línea 73640, que es liberada por la apertura de los interruptores NIC73640 MTY73640 y otra falla en la barra CEL115, que es liberada por el disparo de los interruptores NIC73890 NOG73960 debido a la falla de los interruptores CEL73890 CEL73960. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores NIC02 JER73030

b) Resultado del análisis del sistema

FIG. 3.21 Estimación del lugar de falla para la existencia de más de una falla.

## CONCLUSIONES

En base a lo expuesto en el presente trabajo, podemos hacer un resumen y ofrecer algunas cuestiones como resultado del análisis realizado.

Se ha visto una vez más el enorme campo de acción que ofrece el uso de sistemas computacionales en los diversos ámbitos del quehacer humano.

En nuestro caso, el elevado y complejo desarrollo que han alcanzado los Sistemas Eléctricos de Potencia en todo el mundo ha provocado que se busquen alternativas u opciones para el adecuado manejo y control de dichos sistemas.

En particular, cuando en dichos sistemas ocurren fallas ó imprevistos en las líneas de transmisión se ha hecho uso de los Sistemas Expertos como apoyo indispensable para el correcto e inmediato diagnóstico del problema; así como su apropiada solución.

Esta alternativa ha sido ampliamente utilizada ya en los países desarrollados con magníficos resultados.

Debido a las características geográficas de nuestro país que logicamente hacen más complejo y difícil el manejo y control de todo el Sistema Eléctrico Nacional, es menester implementar la Tecnología de los Sistemas Expertos en todas las áreas que forman la operación del sistema como son: diagnóstico, control, diseño, predicción, etc.

La aplicación de esta tecnología debe ser inmediata y tomada en cuenta como una gran herramienta indispensable para el óptimo desarrollo y control del Sistema Eléctrico Nacional.

## REFERENCIAS

1. Blackburn, J. Lewis, "Protective Relaying", Marcel Dekker Inc., EE.UU, 1987.
2. Ramirez Vazquez José, "Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobrecorrientes", Biblioteca CEAC de Electricidad, Ediciones CEAC S.A., España, 1984.
3. Stevenson D. William, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", Libros Mc.Graw-Hill de México, S.A. de C.V., Segunda Edición, 1988.
4. Revindranath B., Chander M., "Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores", Editorial LIMUSA, México 1980.
5. Weedy B. M., "Electric Power Systems", Editorial John Wiley and Sons., EE.UU, Tercera Edición.
6. Gross A. Charles, "Análisis de Sistemas de Potencia", Editorial Interamericana S.A. de C.V., México, 1984.
7. Raúl Martín José, "Diseño de Subestaciones Eléctricas", Libros Mc.Graw-Hill de México, S.A. de C.V., 1987.
8. Mason, C. Russell, "El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores", Cía. Editorial Continental", México, 1980.
9. Talukdar Sarosh, Cardozo Eleri, Perry Ted, "The Operator's Assistant--An Intelligent, Expandable Program for Power System Trouble Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRD-1, No. 3, August 1986, pp. 182-187.
10. Zhang Z.Z., Hope G.S., Malik O.P., "Expert Systems in Electric Power Systems -- a Bibliographical Survey", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 1355-1362.
11. Fukui Chihiro, Kawakami Junzo, "An Expert System for Fault Section Estimation using information from Protective Relays and Circuit Breakers", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, No. 4, October 1986, pp. 83-89.
12. Schulte R.P., Sheble G.B., Larsen S.L., Wrubel J.N., Wollenberg B.F., "Artificial Intelligence Solutions to Power System Operating Problems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRD-2, No. 4, November 1987, pp. 920-926.

13. Sakaguchi T., Matsumoto K., "Development of a Knowledge based System for Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 2, February 1983, pp. 320-327.
14. Sekine Yasuji, Akimoto Yoshiakira, Kunugi Masahiko, Fukui Chihiro, Fukui Shinta, "Fault Diagnosis of Power Systems", Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 5, May 1992, pp. 673-683.
15. Dy Liacco Tomas E., Kraynak J. Thomas, "Processing by Logic Programming of Circuit-Breaker and Protective-Relaying Information", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 2, February 1969, pp. 171-175.
16. Hong Wayne H., Sun Chuen-Tsai, Mesa V.M., "Protective Device Coordination Expert System", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 1, January 1991, pp. 359-363.
17. Talukdar Sarosh, Cardozo Eleri, "Toast: The Power System Operator's Assistant", IEEE Computer, Vol. 19, July 1986, pp. 53-60.
18. F. Hayes-Roth, "The Knowledge-based Expert System: A Tutorial", IEEE Computer, Vol. 17, No. 10, Sept. 1984, pp. 11-28.
19. Clocksin W.F., Mellish C.S., "Programación en Prolog", Editorial Gustavo Gili, S.A., España 1987.