

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



SISTEMA BASADO EN CONOCIMIENTO PARA EL
DIAGNOSTICO DE LA UBICACION DE FALLAS
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TESIS

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

PRESENTA

ERNESTO VAZQUEZ MARTINEZ

MONTERREY, N. L.

DICIEMBRE DE 1990

SISTEMA BASADO EN CONOCIMIENTO PARA EL
SISTEMA BASADO EN CONOCIMIENTO PARA EL
DIAGNOSTICO DE LA UBICACION DE FALLAS
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TM
Z5853
.M2
FIME
1990
V3

III



1020070607

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

SISTEMA BASADO EN CONOCIMIENTO PARA EL DIAGNOSTICO DE LA UBICACION
DE FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

T E S I S

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

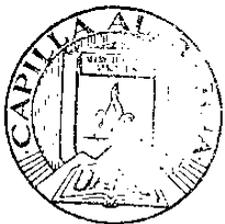
P R E S E N T A

ERNESTO VAZQUEZ MARTINEZ

MONTERREY, N.L.

DICIEMBRE DE 1990

TH
25853
-H2
FINE
1996
U3



FONDO TESIS

163700

A MIS PADRES

Roberto Vázquez Galván

Concepción Martínez de Vázquez

Con admiración y respeto

A MIS HERMANOS

Roberto

Kiralina

Con cariño

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Oscar L. Chacón Mondragón su apoyo y consejos en la dirección de este trabajo, que permitieron llevarlo a buen término.

Al Dr. Héctor J. Altuve Ferrer el apoyo y atenciones prestadas al desarrollo de este trabajo.

A los ingenieros M.C. Humberto Salinas B. y Homero García B. por su valiosa ayuda durante la fase inicial de este trabajo.

A todos y cada uno de mis maestros y compañeros del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica por la amistad que me han brindado. En especial a Mario Alberto Moreno, Juan José Guerrero, Luis David Aréchiga, Juan Marcos García, Juan Manuel Ramírez y Rogelio Ramírez.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, CONACyT, por su apoyo en la realización de este trabajo.

CONTENIDO

INDICE DE FIGURAS.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	XI
RESUMEN.....	XII
CAPITULO	
1. INTRODUCCION	
1.1 Definición del problema.....	1
1.2 Antecedentes: Análisis bibliográfico.....	3
1.3 Breve descripción del sistema SIDUF.....	6
1.4 Contenido de la tesis.....	9
1.5 Principales aportaciones de este trabajo.....	10
2. CONCEPTOS BASICOS DE LA PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA	
2.1 Introducción.....	12
2.2 Función de la protección eléctrica.....	12
2.3 Equipo de protección y sus características.....	14
2.4 Esquemas fundamentales de la protección por relevadores.....	17
2.5 Características de operación de los relevadores de protección.....	21
2.5.1 Relevadores direccionales de sobrecorriente.....	21
2.5.2 Relevadores de distancia.....	23
2.5.3 Relevadores diferenciales.....	24
2.5.4 Protección tipo piloto.....	26
3. ESTIMACION Y JUSTIFICACION DE LUGARES DE FALLA	
3.1 Introducción.....	29
3.2 Estimación del lugar de falla.....	30
3.3 Justificación del lugar de falla.....	36
3.3.1 Operación normal.....	37
3.3.2 Fallos de operación.....	40
3.3.3 Operación del respaldo de respaldo.....	44
3.3.4 Operación incorrecta.....	49
3.3.5 Fallas múltiples.....	54
3.4 Ponderación y presentación de resultados.....	57

CONTENIDO (CONTINUACION)

4. ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA BASADO EN CONOCIMIENTO SIDUF	
4.1 Programa de control de flujo de información.....	63
4.2 Modelo de protecciones.....	66
4.3 Almacenamiento de información en bases de datos.....	71
4.3.1 Base de datos 1: Configuración del sistema de potencia.....	72
4.3.2 Base de datos 2: Protección primaria.....	78
4.3.3 Base de datos 3: Interruptores de respaldo.....	81
4.3.4 Base de datos 4: Elementos protegidos por un interruptor....	85
4.3.5 Base de datos 5: Interruptores controlados por un relevador.	88
4.4 Lógica de búsqueda.....	91
4.5 Presentación de resultados.....	93
5. APLICACION DE SIDUF EN LA RED METROPOLITANA DE MONTERREY	
5.1 Comentarios preliminares.....	95
5.2 Caso 1: Falla sencilla con operación incorrecta de interruptores..	95
5.3 Caso 2: Falla sencilla con fallo de operación de interruptores....	96
5.4 Caso 3: Doble falla con operación incorrecta de interruptores.....	97
5.5 Caso 4: Doble falla con operación de una protección primaria.....	98
5.6 Caso 5: Operación de un respaldo de respaldo.....	100
5.7 Caso 6: Existencia de más de dos fallas simultáneas.....	102
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
6.1 Conclusiones.....	105
6.2 Recomendaciones.....	108
APENDICES	
A. Nomenclatura utilizada en la Comisión Federal de Electricidad para la denominación de elementos del S.E.P. y equipos.....	110
B. Diagrama unifilar de la Red Metropolitana de Monterrey.....	112
C. Turbo Prolog (PROgramming in LOGic).....	114
REFERENCIAS.....	120

INDICE DE FIGURAS

2.1	Protección de una barra colectora.....	14
2.2	Representación de los transformadores de instrumentos.....	15
2.3	Diagrama unifilar de un SEP que muestra la protección primaria.....	18
2.4	Tiempos de operación de los relevadores primarios y de respaldo ante una falla.....	20
2.5	Protección de respaldo para un bloque generador-transformador.....	20
2.6	Conexión de los relevadores direccionales y de sobrecorriente.....	21
2.7	Sistema de potencia con protección direccional de sobrecorriente....	22
2.8	Variación del tiempo de operación como función de la impedancia en un relevador de distancia.....	24
2.9	Aplicación como diferencial de un relevador sobrecorriente.....	25
2.10	Condiciones para una falla externa.....	25
2.11	Condiciones para una falla interna.....	25
2.12	Fundamentación de la necesidad de la protección piloto de una línea de transmisión.....	27
3.1	Area de desconexión generada por una operación normal de protecciones.....	29
3.2	Area de desconexión generada por fallos de operación en las protecciones.....	30
3.3	Estimación del lugar de falla.....	32
3.4	Existencia de más de un posible lugar de falla en el área de desconexión.....	33
3.5	Inexistencia de una área única de intersección entre las zonas de protección de los interruptores que operaron.....	34
3.6	Secuencia de comprobación de hipótesis para justificar la operación de protecciones.....	37
3.7	Justificación de un lugar de falla bajo la hipótesis del fallo de operación de un interruptor de protección primaria.....	42
3.8	Operación de interruptores donde se presenta una contradicción en la verificación de la hipótesis de un fallo de operación.....	43
3.9	Características de una operación del respaldo de respaldo.....	44
3.10	Incremento del número de alternativas de falla al considerar la operación del respaldo de respaldo.....	48

INDICE DE FIGURAS (CONTINUACION)

3.11 Liberación de una falla acompañada de una operación incorrecta.....	49
3.12 Inexistencia de un área de intersección entre interruptores cuya operación no es justificada.....	51
3.13 Posibilidad de existencia de más de una falla.....	55
3.14 Proceso de inferencia de SIDUF.....	55
3.15 Situación donde se presenta un ciclo múltiple de información.....	57
3.16 Carácter incidental de la operación del respaldo de respaldo.....	59
3.17 Estimación del lugar de falla más probable.....	61
4.1 Estructura del Sistema Basado en Conocimiento SIDUF.....	63
4.2 Direccionalidad en las protecciones de líneas de transmisión.....	68
4.3 Protección primaria de una barra que no tiene protección diferencial.....	69
4.4 Respaldo local en barras.....	70
4.5 Asignación numérica de una línea de transmisión de acuerdo con la nomenclatura de la Comisión Federal de Electricidad.....	73
4.6 Asignación de los nombres de barras en una subestación con distintos niveles de voltaje.....	73
4.7 Diagrama unifilar resultante de la interpretación de la información de los nombres de los interruptores.....	75
4.8 Representación gráfica del diagrama unifilar del sistema de potencia de la figura 4.7.....	75
4.9 Proceso de modificación consistente en seccionar una línea de transmisión para la conexión de una nueva barra.....	78
4.10 Interruptores de respaldo.....	82
4.11 Elementos protegidos por un interruptor en forma de respaldo.....	86
4.12 Esquemas conceptuales de protecciones.....	89
4.13 Utilización de las zonas de protección para determinar qué interruptores son controlados por un relevador.....	90
5.1 Operación de interruptores del caso 1.....	96
5.2 Resultado del análisis del caso 1.....	96
5.3 Operación de interruptores del caso 2.....	96
5.4 Resultado del análisis del caso 2.....	97

INDICE DE FIGURAS (CONTINUACION)

5.5	Operación de interruptores del caso 3.....	97
5.6	Resultado del análisis del caso 3.....	98
5.7	Operación de interruptores del caso 4.....	99
5.8	Resultado del análisis del caso 4.....	99
5.9	Operación de interruptores del caso 5.....	100
5.10	Resultado del análisis del caso 5.....	101
5.11	Operación de interruptores del caso 6.....	102
5.12	Resultado del análisis del caso 6.....	103
B.1	Diagrama unifilar de la Red Metropolitana de la Ciudad de Monterrey.....	113
C.1	Ejemplos de hechos en Turbo Prolog y sus interpretaciones.....	115
C.2	Ejemplos de listas en Turbo Prolog.....	116

INDICE DE TABLAS

2.1	Aplicaciones de distintos tipos de relevadores de protección.....	17
4.1	Criterios para determinar los interruptores de respaldo.....	83
4.2	Interruptores de respaldo del sistema de la figura 4.11.....	87
A.1	Reglas para la denominación de equipo de C.F.E.....	111

RESUMEN

En este trabajo se presenta un sistema basado en conocimiento denominado SIDUF -Sistema de Diagnóstico de la Ubicación de Fallas- para la estimación del lugar de falla a partir de la operación de las protecciones en un sistema de potencia, destinado al entrenamiento de operadores y al análisis de la operación de protecciones. SIDUF se desarrolló en Turbo Prolog y realiza inferencias lógicas para estimar los posibles lugares de falla partiendo de la información de los interruptores de la red que han operado.

El análisis que realiza SIDUF consiste en la estimación de los posibles lugares de falla y la búsqueda de una explicación que justifique la formación de un área de desconexión debida a la operación de los interruptores. Las opciones que considera SIDUF para justificar la formación de un área de desconexión son : operación normal, fallos de operación y la operación incorrecta de protecciones, tanto para una falla sencilla como para una falla doble. Para esto, SIDUF tiene acceso a bases de datos que almacenan información referente a la configuración y la lógica de operación de las protecciones del sistema de potencia.

SIDUF cuenta con un proceso de inferencia basado en un modelo generalizado de la operación de protecciones en un sistema de potencia real. El modelo está codificado mediante un conjunto de reglas que describen las características principales de la lógica de operación de las protecciones. Utilizando este modelo, SIDUF elabora las bases de datos, lo que proporciona una gran flexibilidad en su manejo.

El proceso de inferencia utiliza la nomenclatura vigente en la Comisión Federal de Electricidad para la denominación de interruptores, con lo cual SIDUF se puede implementar en cualquier subsistema del Sistema Interconectado Nacional. Se exponen los resultados obtenidos en seis casos reales de operación de protecciones de la Red Metropolitana de Monterrey que simulan distintas situaciones para verificar el funcionamiento global del sistema SIDUF. Finalmente, en las conclusiones se presentan los aspectos más importantes de SIDUF, sus limitaciones y perspectivas de desarrollo.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 DEFINICION DEL PROBLEMA

En los sistemas de potencia pueden aparecer fallas y regimenes anormales en sus distintos elementos, las cuales pueden provocar averías con las consecuentes alteraciones del régimen normal de operación de todo el sistema o sus elementos, tales como interrupciones de servicio a los consumidores, reducción de la calidad de la energía o daños en el equipo. Los tipos fundamentales de fallas en sistemas eléctricos de potencia son [1,3,32] :

- o Cortocircuitos.
- o Contactos monofásicos con tierra en redes con neutro aislado.
- o Fases abiertas.

También es posible tener fallas complejas, formadas por combinaciones de los distintos tipos de fallas, e inclusive en ocasiones, durante el proceso de desarrollo de una falla, se originan transiciones de un tipo a otro. Los cortocircuitos son las fallas más violentas y peligrosas. La distribución aproximada de los distintos tipos de cortocircuitos es la siguiente [32] :

o Monofásicos a tierra	65%
o Bifásicos	10%
o Bifásicos a tierra y dobles a tierra	20%
o Trifásicos	5%

Por lo general la protección se brinda por separado para los cortocircuitos que no involucran tierra (trifásicos y bifásicos) y para los cortocircuitos a tierra. Por lo tanto, se tienen protecciones de fase y de tierra relativamente independientes. Por otra parte, los regimenes anormales de operación son las alteraciones de los parámetros del sistema que ocurren en ausencia de fallas; estas alteraciones son :

- Sobrecorrientes.
- Oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo.
- Valores transitorios elevados de la corriente de magnetización de transformadores.
- Corrientes de autoarranque o de restablecimiento del servicio eléctrico después de una interrupción.

Las oscilaciones de potencia entre máquinas en un sistema de potencia se originan, por lo general, como consecuencia de la desconexión tardía de un cortocircuito, o por la desconexión de una línea de enlace o una planta generadora. Por otra parte, si como consecuencia de las oscilaciones de potencia llega a perderse el sincronismo, es necesario dividir automáticamente el sistema en subsistemas que tengan un balance aproximado de generación y carga. Sin embargo, en estas situaciones las protecciones contra cortocircuitos tienen por lo general tendencia a operar, ya que las oscilaciones de potencia provocan -igual que los cortocircuitos- elevaciones de corriente y reducciones de voltaje. Tal operación de las protecciones no es conveniente, pues puede provocar efectos no deseables en el sistema en situaciones que no necesariamente son críticas [1].

En estos casos, los Centros de Control -donde las decisiones de operación son llevadas a cabo- deben tener en todo momento información precisa y actualizada del estado de la red eléctrica. Actualmente en la Comisión Federal de Electricidad este requerimiento es cubierto por el Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE), que transmite continuamente información de las subestaciones a los Centros de Control de los niveles de área y sub-área (de acuerdo con el nivel jerárquico), donde la información referente al estado de los interruptores se refleja automáticamente sobre el unifilar del sistema colocado en la sala de control del centro correspondiente. A partir de esta información, y en ocasiones complementándola con la de operación de relevadores, disponible en terminales del sistema computarizado del SICTRE, el operador debe diagnosticar la ubicación y tipo de falla que se presentó. Sin embargo, la práctica ha demostrado que no siempre el operador puede cumplir esta tarea con la precisión y rapidez requeridas, dada la complejidad y la tensión a que está sometida la persona durante el disturbio [17].

En la actualidad el análisis de la operación de las protecciones al ocurrir un disturbio en el sistema de potencia se realiza en dos etapas:

primero por los operadores en el Centro de Control al momento de ocurrir el disturbio para interpretar la situación, y segundo, ya sea por los mismos operadores o personas del área de protecciones, para verificar el funcionamiento de las mismas durante el disturbio. En otras palabras, el análisis de la operación de protecciones necesita de un conocimiento profundo de los distintos esquemas de protección, así como de experiencia, ya que en un disturbio las protecciones no siempre operan correctamente.

De lo anterior se deduce la necesidad de desarrollar sistemas computacionales que realicen automáticamente el diagnóstico de ubicación de fallas a partir de la información de la operación de protecciones. Las técnicas de Inteligencia Artificial son muy adecuadas para este tipo de sistemas, por lo que su aplicación es altamente recomendable en esta tarea. Un sistema de esta naturaleza puede servir, en una primera etapa, para el entrenamiento de operadores o para el análisis de operación de protecciones que se hace con posterioridad a los disturbios. En una segunda etapa, el sistema puede trabajar en tiempo real, como elemento auxiliar del operador. En el presente trabajo se aborda el desarrollo de un sistema basado en conocimiento para el diagnóstico de ubicación de fallas, denominado SIDUF (Sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas), destinado al entrenamiento de operadores y al análisis de operación de protecciones.

1.2 ANTECEDENTES: ANALISIS BIBLIOGRAFICO

En años recientes, el área de Inteligencia Artificial ha logrado avances significativos. Entre ellos se destaca el desarrollo de sistemas computacionales conocidos como sistemas "expertos" o "basados en conocimiento", los cuales imitan el comportamiento de un experto humano en la solución de problemas complejos que requieren un conocimiento amplio, así como experiencia [6,7,18,19]. Sistemas de este tipo se han desarrollado recientemente en áreas tales como exploración petrolera, diagnóstico de enfermedades e ingeniería. La estructura de estos tipos de sistemas consiste de una base de conocimientos y un mecanismo de inferencia.

La base de conocimientos almacena la información relacionada con la tarea que se va a realizar; esta información está constituida por las relaciones existentes entre los distintos objetos que intervienen en la realización de la

tarea. Por otra parte, el mecanismo de inferencia es un manipulador de estos objetos, almacenado en la base de conocimientos, para generar hipótesis, diagnósticos y soluciones acerca de los problemas que se intentan resolver. En general se busca que este mecanismo sea independiente del conocimiento específico que maneja.

La aplicación de sistemas basados en conocimiento al campo de los sistemas de potencia es relativamente nuevo [29]. Sin embargo, se han reportado en la literatura un gran número de aplicaciones en áreas como procesamiento de alarmas [8,11,33], planeación de sistemas de potencia [24,27], restauración de sistemas de potencia [4,28], diagnóstico de la ubicación de secciones de falla [2,13,15,20,23], control de voltaje [12], entrenamiento de personal [5,9,10,31], seguridad [30,36], y diseño de plantas y equipo [14,25]. Estos trabajos están encaminados a resolver ciertos problemas que se presentan en la operación de un sistema de potencia; sin embargo, aún existen problemas sin resolver o parcialmente resueltos, debido principalmente al rápido crecimiento de los sistemas actuales [17].

La utilización de sistemas basados en conocimiento en el área de protección de sistemas de potencia ha tenido lugar en dos áreas de investigación principalmente, la coordinación de protecciones [34] y el diagnóstico de la ubicación de secciones de falla. Esta última ha cobrado gran importancia, debido a la necesidad de métodos computarizados de procesamiento de información en forma lógica a fin de proveer un soporte adecuado a la toma de decisiones por parte de los operadores en los Centros de Control. Se reducen así los errores de criterio de los operadores durante un disturbio y se logra la restauración del sistema en el menor tiempo posible [16,21,23].

Dy Liacco y Kraynak [2] presentaron en 1969 un sistema denominado ASTA (Automatic System Trouble Analysis) para el procesamiento de información sobre los interruptores y relevadores de protección, el cual formaba parte de un sistema de control denominado ARCS (Adaptive Reliability Control System) desarrollado en la Cleveland Electric Illuminating Company (CEI). El objetivo del sistema era proveer información precisa sobre la operación de protecciones para facilitar la toma de decisiones de los operadores en situaciones difíciles. Este sistema permite discriminar entre fallos de operación y operaciones incorrectas de los relevadores primarios, interruptores y relevadores de respaldo. La información de entrada consiste en las fuentes de

generación y el estado de los interruptores, a partir de la cual se construye la configuración del sistema de potencia y se identifican los circuitos desenergizados consecuencia de una falla. Este es el único sistema actualmente en funcionamiento en los Estados Unidos para el análisis de la operación de protecciones [10].

Recientemente, Fukui y Kawakami [13] desarrollaron un sistema para la estimación de la sección de falla empleando información proveniente de interruptores y relevadores de protección. El sistema está estructurado en bases de datos que almacenan reglas para inferir la existencia de fallas sencillas y fallas múltiples, considerando fallos de operación y operaciones incorrectas de los relevadores e interruptores, empleando como información de entrada la referente a los interruptores y relevadores que operaron. Tal vez la característica más importante de este sistema es la posibilidad de inferir la secuencia de operación de los relevadores, con lo cual se puede explicar cómo se desarrolló la falla hasta llegar a la presente situación. Este aspecto es de suma importancia, ya que por lo general esta información no se encuentra disponible en los Centros de Control, debido principalmente a los elevados tiempos de barrido de los sistemas de monitoreo.

La tendencia actual en este campo es combinar el diagnóstico de la ubicación de las secciones de falla, que proporciona el nombre del elemento fallado, con algoritmos de localización de fallas que permitan determinar la ubicación de la falla en términos de distancia [23]. Esto permitirá minimizar el tiempo necesario para la solución de problemas, reduciendo las irregularidades del servicio a los usuarios.

El advenimiento de los sistemas basados en conocimiento permitió abrir el campo de investigación en lo referente al diagnóstico de operación de protecciones, concretamente sobre la localización de fallas, ya que anteriormente no se contaba con herramientas computacionales que permitieran simular procesos de razonamiento y realizaran deducciones lógicas a partir de información no totalmente confiable [26].

A continuación se presenta una breve descripción del sistema basado en conocimiento objeto de este trabajo; se expone la estructura básica del sistema y sus principales características de operación.

1.3 BREVE DESCRIPCION DEL SISTEMA SIDUF

El sistema basado en conocimiento SIDUF que se presenta en este trabajo, realiza la simulación de la operación de protecciones y el diagnóstico de la ubicación de la sección de falla. El proceso de simulación tiene por objeto generar la información necesaria sobre los esquemas de protección presentes en el sistema de potencia para llevar a cabo el proceso de diagnóstico, partiendo de la información acerca de los interruptores que hayan operado. La reproducción de los procesos de razonamiento usados por los operadores en los Centros de Control se logra de dos formas :

- Las características de operación de los relevadores de protección se almacenan en forma de reglas en una base de conocimientos denominada Modelo de Protecciones, dentro de la cual se determinan las secuencias de operación de los interruptores y relevadores de protección.
- La información generada en la simulación sobre la secuencia de operación de los elementos de protección se relaciona con la información de los interruptores que operaron, con el fin de localizar la ubicación de la falla.

El Modelo de Protecciones, que lleva a cabo la simulación de la operación de las protecciones del sistema de potencia, generaliza la operación de las mismas, agrupándolas en tres categorías [1,32] :

- Relevadores con direccionalidad. En este grupo están contenidos principalmente los relevadores direccionales de sobrecorriente y de distancia, que aunque difieren en la forma de detectar una falla y ubicarla dentro de su zona de protección, su forma de operación, desde el punto de vista del área de desconexión generada para liberar la falla, es la misma. Estos relevadores tienen selectividad relativa, o sea, solo reciben información de uno de los extremos del elemento que protegen.
- Relevadores diferenciales. Son relevadores con selectividad absoluta; esto es, reciben información de ambos extremos del elemento protegido, y se utilizan para proteger barras y transformadores, que, a diferencia de las líneas de transmisión, son elementos concentrados en un solo

punto.

- Protección tipo piloto. Es también una protección con selectividad absoluta, aplicable a líneas de transmisión.

Esta generalización de las protecciones hace posible que el modelo capture las principales características de operación de los esquemas de protección, lo que permite que sea aplicable a cualquier sistema de potencia. Existen otros esquemas de protección, como los de respaldo local, que no se incluyen en la versión actual del modelo, ya que su uso no es tan general como el de las protecciones con direccionalidad, las diferenciales y las tipo piloto.

El proceso de inferencia, encargado de manipular la información para determinar la ubicación de la falla, está estructurado en forma jerárquica en cuanto a la complejidad de las hipótesis a verificar. Esta jerarquía se basa en una estimación de las posibilidades de operación de las protecciones en un sistema de potencia, en el cual la mayor parte de estas operaciones se realizan en la forma apropiada y sin fallos en los equipos de protección. Así, la verificación de hipótesis considera en orden descendente de probabilidad la operación normal de protecciones, los fallos de operación, la operación del respaldo de respaldo (doble fallo de operación en una misma dirección), la operación incorrecta y las fallas múltiples.

El SIDUF utiliza las relaciones existentes entre los equipos de protección, principalmente los interruptores, y los distintos elementos que componen el sistema de potencia. Estas relaciones consisten en zonas de protección, en las cuales, al presentarse una falla, operan determinados interruptores para liberarla. La formación de estas zonas obedece a los siguientes criterios :

- Conectividad. La interconexión entre los elementos de un sistema de potencia se realiza básicamente con interruptores, pudiéndose interpretar la configuración del sistema como un conjunto de nodos (interruptores) conectados entre sí por los elementos del sistema. Este es el esquema más utilizado para la representación de un sistema de potencia, y del mismo se han reportado buenos resultados [10,13].

- o Esquemas de protección. La protección de cualquier elemento de un sistema de potencia se divide en dos partes; la protección primaria, que es la encargada de liberar la falla en primera instancia y la protección de respaldo, que debe liberar la falla si la protección primaria falla de operar.

De esta forma, el SIDUF establece relaciones de correspondencia para cada uno de los interruptores y los elementos por ellos protegidos. Así, si las protecciones operan adecuadamente, estas relaciones no sufren alteraciones, permitiendo que la sección de falla sea identificada en forma directa (operación normal). Sin embargo, si algún interruptor sufre una falla, existirá una discrepancia entre la información sobre los interruptores que operaron y la inferida por el SIDUF. En esta situación se aísla la discrepancia y se procede a eliminarla probando otra posible hipótesis de operación. Con el fin de que el SIDUF fuese aplicado en las distintas Areas de Control del Sistema Interconectado Nacional, las relaciones entre los interruptores y los elementos se modelaron de acuerdo con la nomenclatura para la denominación de equipo vigente en la Comisión Federal de Electricidad.

El mecanismo de inferencia del SIDUF está elaborado en Turbo Prolog [18,19], lenguaje de programación lógica, basado en cálculo de predicados. En el SIDUF, la verificación de hipótesis se lleva a cabo a través de un razonamiento inverso (backward), donde el proceso de inferencia parte de los interruptores que operan para determinar las causas de su operación, que en este caso es el lugar donde ocurrió la falla, y la forma en la cual operaron las protecciones para liberarla. Este tipo de mecanismo de inferencia es propio del cálculo de predicados, por lo que su implementación en Turbo Prolog es muy conveniente. En el apéndice C se presentan las principales características de este lenguaje de programación y ejemplos del mecanismo de inferencia lógica.

El SIDUF se encuentra actualmente implementado en una computadora personal y está disponible para su utilización en el entrenamiento de operadores en el área de protecciones, presentando perspectivas muy prometedoras de aplicación en tiempo real en Centros de Control.

1.4 CONTENIDO DE LA TESIS

Capítulo 1. Se presenta la fundamentación de la interpretación de la operación de protecciones, resaltando el aspecto de diagnóstico que tienen que llevar a cabo los operadores en los Centros de Control. Se describen brevemente las áreas de Sistemas Eléctricos de Potencia en que se han empezado a utilizar técnicas de Inteligencia Artificial. De igual forma, se describen las características de funcionamiento del sistema basado en conocimiento presentado en esta tesis y las aportaciones de la misma.

Capítulo 2. Se presentan los requerimientos que deben cumplir los esquemas de protección en un sistema de potencia. Se describen las características principales de los elementos integrantes de los esquemas de protección, tales como transformadores de corriente y de potencial, interruptores y relevadores. Por último, se expone la filosofía de operación de las protecciones de distancia, direccionales de sobrecorriente, diferenciales y tipo piloto.

Capítulo 3. Se describen las hipótesis de operación de protecciones que formula el proceso de inferencia para diagnosticar la ubicación de la sección de falla. Se explican los procesos de estimación y justificación de los lugares de falla, que son los dos componentes del proceso de inferencia. Las hipótesis se exponen en forma conceptual, utilizando para ello ejemplos de sistemas de potencia reales. También se exponen los criterios de presentación de resultados y el mecanismo de ponderación para su clasificación en orden descendente de probabilidades.

Capítulo 4. Se presenta la estructura general del sistema basado en conocimiento y se describe cada uno de los módulos que lo constituyen y la función que desempeñan dentro del proceso de deducción que realiza el SIDUF. Asimismo, se presenta la descripción del modelo de protecciones, que realiza la simulación de la operación de protecciones, y se describen las bases de datos que almacenan la información requerida por el SIDUF para diagnosticar la ubicación de la sección de falla. Se expone la fundamentación de cada una de las bases de datos y el proceso que se lleva a cabo para su construcción a través del modelo de protecciones.

Capítulo 5. Se muestra la operación del SIDUF ante casos reales, tomados de la Red Metropolitana de la ciudad de Monterrey. Los casos seleccionados combinan las distintas hipótesis de operación de protecciones, a fin de ponerlo a prueba ante situaciones críticas.

Capítulo 6. En este capítulo se exponen las conclusiones a las que se llegó en el desarrollo del trabajo y las recomendaciones para investigaciones futuras a fin de perfeccionar el funcionamiento del SIDUF.

Apéndice A. Se exponen las reglas de la nomenclatura para denominación de equipo vigente en la C.F.E.

Apéndice B. Se describen las características de la Red Metropolitana de la ciudad de Monterrey, utilizada como red de prueba para verificar el funcionamiento del SIDUF.

Apéndice C. Se presentan las principales características del lenguaje de programación Turbo Prolog ver. 2.0, empleado en la construcción del SIDUF.

1.5 PRINCIPALES APORTACIONES DE ESTE TRABAJO

La aplicación de Sistemas Basados en Conocimiento en el área de sistemas de potencia es relativamente reciente, más aún en el área de protecciones. En general, las aportaciones de este trabajo al conocimiento se pueden resumir en los siguientes aspectos :

- o Se formula un modelo de protecciones que representa las características de operación de las protecciones en un sistema de potencia, clasificándolas en tres grupos de acuerdo con su funcionamiento.
- o Se establece un criterio de funcionamiento que permite unificar la operación de los relevadores de distancia y direccionales de sobrecorriente, permitiendo una generalización en la lógica de análisis.
- o Se presenta una lógica de análisis de operación de protecciones que sigue los razonamientos empleados por los operadores en los Centros de

Control, la cual, además de ser efectiva en la mayoría de las situaciones, es totalmente independiente del sistema de potencia que se está analize.

- o Se establece una estructura de almacenamiento de información lo suficientemente flexible para soportar cambios en la configuración del sistema de potencia, permitiendo que el usuario especifique ciertas adecuaciones a fin de que el modelo de protecciones represente de la manera más fiel las protecciones del sistema de potencia.
- o Se automatiza la construcción de las bases de datos, utilizando exclusivamente la información de los interruptores que componen el sistema de potencia.
- o Se introduce el concepto de justificación parcial de la operación de protecciones, la cual puede establecer la existencia de operaciones incorrectas o fallas múltiples.

CAPITULO 2

CONCEPTOS BASICOS DE LA PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 INTRODUCCION

Generalmente se piensa en un sistema eléctrico de potencia considerando solamente sus partes más importantes, tales como centrales generadoras, transformadores de potencia, líneas de transmisión, etc.. Sin embargo, estos componentes son algunos de los elementos básicos, ya que además existen otros de vital importancia; la protección del sistema eléctrico es uno de estos componentes.

Las fallas del equipo eléctrico causan salidas intolerables, por lo que se deben tener posibilidades adicionales para disminuir el daño al equipo y las interrupciones del servicio cuando ocurren las fallas. El diseño moderno de sistemas de potencia contempla disminuir la probabilidad de falla, reduciendo así la posibilidad de daños al servicio y equipo. Sin embargo, es económicamente injustificable tratar de impedir todas las fallas, por lo que se deja que ocurran algunas de ellas y se toman precauciones para reducir sus efectos en el sistema de potencia.

El tipo de falla eléctrica que origina los máximos daños es el cortocircuito, pero existen otras condiciones de funcionamiento anormales, propias de ciertos elementos del sistema, que también requieren atención.

Dentro de límites económicos, un sistema eléctrico de potencia debe diseñarse de tal manera que pueda estar adecuadamente protegido.

2.2 FUNCION DE LA PROTECCION ELECTRICA

La función primordial de la protección eléctrica es provocar la salida rápida de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando ocurre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en forma anormal, con posibilidades

de que pueda originar daño o altere el funcionamiento eficaz del resto del sistema. Una segunda función de la protección es brindar una señalización que ayude al personal a determinar el tipo y la localización de la falla.

Los cortocircuitos pueden dañar o perturbar un sistema eléctrico de potencia en diversas formas :

- o Provocando grandes flujos de corriente, dando lugar a sobrecalentamiento en los componentes del sistema.
- o Provocando un arco eléctrico, cuyas altas temperaturas pueden causar destrucción de equipo e incendios.
- o Disminuir el voltaje del sistema fuera de los intervalos permitidos.
- o Provocando desbalances entre fases, causando mala operación del equipo.
- o Hacer que el sistema se vuelva inestable (pérdida de sincronismo).

Los elementos más utilizados dentro de la protección eléctrica de un sistema son los relevadores de protección, cuyas funciones son detectar las condiciones anormales de funcionamiento y provocar la desconexión del o los elementos donde ocurrió una falla, así como emitir una señalización de su propia operación. El relevador necesita de otros elementos para llevar a cabo su función correctamente, entre los cuales se encuentran los transformadores de instrumentos y los interruptores de potencia. En la sección 2.3 se mencionan algunas características de estos elementos.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de cortocircuitos, existen otras condiciones anormales de funcionamiento que también necesitan esta protección. Un ejemplo de esto es la protección de un generador contra pérdida de excitación.

En general, la operación rápida y efectiva de las protecciones debe cumplir con los siguientes objetivos :

- a) Detectar y aislar rápidamente las fallas en cualquier punto del sistema, disminuyendo el daño al elemento fallado.

- b) Realizar lo anterior manteniendo, tanto como sea posible, el sistema interconectado.
- c) Permitir la restauración del sistema a su configuración original tan rápido como sea posible.
- d) Discriminar correctamente entre condiciones normales y anormales del sistema.

Es evidente que una adecuada aplicación y selección de los sistemas de protección se refleja en economía en la inversión, y en una operación más confiable del sistema eléctrico de potencia.

2.3 EQUIPO DE PROTECCION Y SUS CARACTERISTICAS

Los elementos fundamentales de un esquema de protección son los relevadores de protección, los transformadores de instrumentos y los interruptores de potencia. En la figura 2.1 se muestra la relación que guardan estos elementos en la protección de una barra colectora. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos, con especial énfasis en los relevadores.

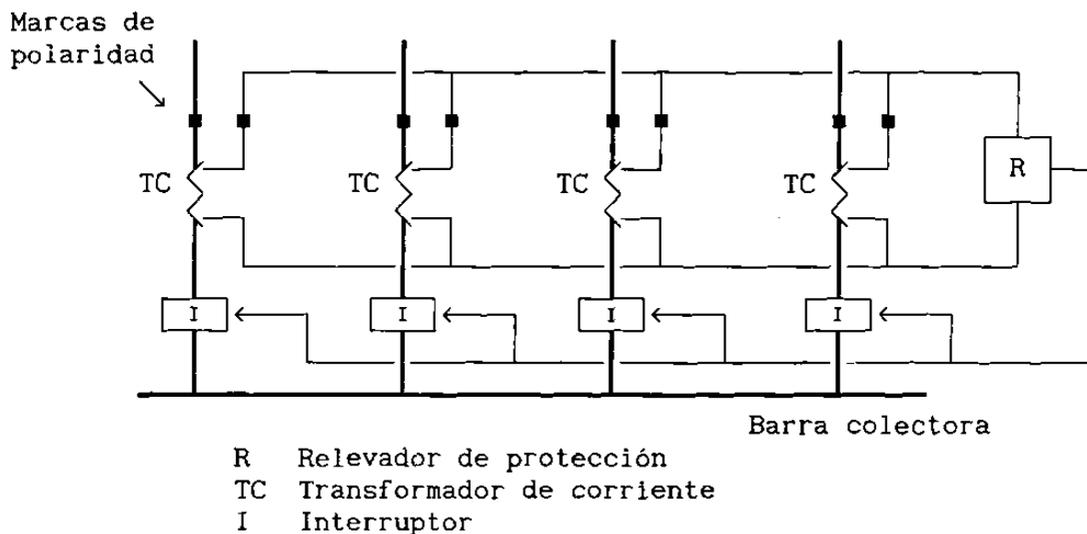


Figura 2.1 Protección de una barra colectora

Transformadores de instrumentos. La detección de fallas y otras condiciones anormales en la operación de sistemas de potencia requiere la medición de variables del sistema, como pueden ser corriente, voltaje, potencia e impedancia. Con la medición de señales de corriente y de voltaje se puede obtener información respecto a la potencia o la impedancia. Los transformadores de instrumentos proporcionan aislamiento contra la alta tensión del circuito de potencia, y alimentan los relevadores con señales de voltaje y corriente proporcionales a las del circuito de potencia, con lo cual los relevadores pueden ser relativamente pequeños y con bajo costo.

Existen dos tipos básicos de transformadores de instrumentos : los transformadores de voltaje o de potencial (TP) y los transformadores de corriente (TC), como el mostrado en la figura 2.1. En la figura 2.2 se muestra la representación ideal de ambos tipos de transformadores, incluyendo sus marcas de polaridad, que son de gran importancia para su conexión.

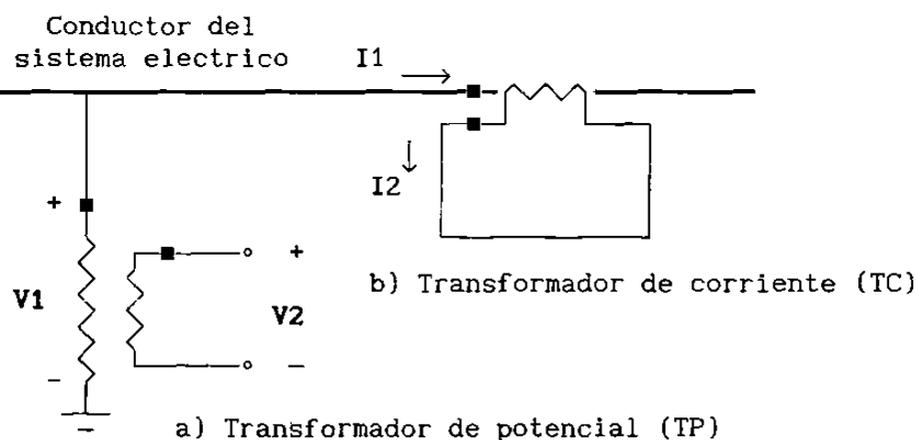


Figura 2.2 Representación de los transformadores de instrumentos

Relevadores de protección. El relevador de protección es un elemento que, a partir de la información que recibe, lleva a cabo una o más acciones de conmutación. La información que recibe consiste en señales que reflejan las magnitudes y ángulos de fase de voltajes y corrientes del sistema eléctrico, obtenidos generalmente de la salida de los transformadores de instrumentos. La acción del relevador energiza la bobina de disparo de un interruptor, el cual opera sobre el circuito del sistema de potencia.

Los relevadores utilizados contra cortocircuitos basan su funcionamiento

en las señales de corriente y/o voltaje que reciben de los transformadores de corriente y potencial conectados en diversas formas al elemento del sistema que se desea proteger. Debido a cambios en estas dos señales, se detecta la presencia de una falla, así como sus características y localización por los relevadores de protección. Para cada tipo de falla existe algún comportamiento característico de las señales, por lo que existen distintos tipos de relevadores, cada uno de los cuales está diseñado para reconocer un comportamiento particular y funcionar en presencia de éste.

Los parámetros de información de las señales de entrada que pueden tomarse como base para la protección son :

- a. Magnitud.
- b. Frecuencia.
- c. Angulo de fase.
- d. Duración.
- e. Razón de cambio.
- f. Dirección.
- g. Armónicas o forma de onda.

Entre los requerimientos que deben cumplir los relevadores de protección están :

Sensibilidad. El relevador debe tener suficiente sensibilidad para operar bajo condiciones de mínima generación (corriente de falla mínima)

Selectividad. Debe tener la habilidad para reconocer y decidir cuándo corresponde provocar la apertura del interruptor para eliminar la falla.

Rapidez. Debe funcionar lo más rápido posible, ya que al reducir el tiempo de duración de una falla, menor será el efecto indeseable en el sistema y menor el daño causado en el equipo de sufrió la falla.

Existe una gran variedad de relevadores de protección : los relevadores de sobrecorriente, direccionales de sobrecorriente, diferenciales, de distancia, etc. En la tabla 2.1 se indican algunas aplicaciones típicas de los relevadores de protección más utilizados.

Tabla 2.1 Aplicaciones de distintos tipos de relevadores de protección

TIPO	APLICACIONES
SOBRECORRIENTE (50/51)	<ul style="list-style-type: none"> - PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO DE FASE Y DE TIERRA DE REDES DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE TIPO RADIAL Y DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION INDUSTRIALES. - PROTECCION DE RESPALDO PARA CORTOCIRCUITOS EXTERNOS EN GENERADORES Y TRANSFORMADORES.
SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67)	<ul style="list-style-type: none"> - PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO DE FASE Y DE TIERRA DE REDES CON ALIMENTACION BILATERAL O EN LAZO DE HASTA 34.5 KV. - PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO DE TIERRA EN ALGUNAS LINEAS DE TRANSMISION DE 115KV CON PROTECCION DE FASE DE DISTANCIA.
DISTANCIA (21)	<ul style="list-style-type: none"> - PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO DE FASE Y DE TIERRA DE LINEAS DE TRANSMISION. - PROTECCION DE RESPALDO DE FASE Y DE TIERRA DE LINEAS DE TRANSMISION CON PROTECCION PRIMARIA TIPO PILOTO. - PROTECCION DE RESPALDO PARA CORTOCIRCUITOS EXTERNOS EN ALGUNOS GENERADORES Y TRANSFORMADORES.
DIFERENCIAL (87)	<ul style="list-style-type: none"> - PROTECCION PRIMARIA CONTRA CORTOCIRCUITOS INTERNOS EN GENERADORES, TRANSFORMADORES Y BARRAS.

Interrupidores de potencia. El interruptor de potencia es un elemento electromecánico capaz de abrir y cerrar el circuito de potencia bajo cualquier condición, incluyendo aquellas donde el sistema ha sufrido una falla y las corrientes son muy elevadas. Los interruptores están conectados en el sistema de potencia de tal forma que cualquier elemento del sistema (generadores, transformadores, barras colectoras, líneas de transmisión) pueda desconectarse por completo del resto del sistema en el momento de la falla.

2.4 ESQUEMAS FUNDAMENTALES DE LA PROTECCION POR RELEVADORES

Considerando sólo la protección contra cortocircuitos, existen dos tipos de protección : la protección primaria y la protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se requieren cuando falla la protección primaria.

Protección primaria. En la figura 2.3 se muestra la protección primaria del sistema, donde los interruptores están localizados en las conexiones de

cada elemento del sistema de potencia. Esta disposición hace posible desconectar sólo el elemento donde ocurre la falla o condición anormal. Otro punto importante que se observa es el establecimiento de zonas de protección (líneas punteadas) alrededor de cada elemento del sistema. El significado de esto es que cualquier falla que ocurra dentro de una zona originará el disparo (esto es, la apertura) de todos los interruptores dentro de esa zona. Es evidente que en caso de fallas en la región donde se superponen dos zonas adyacentes de protección, se dispararán más interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento fallado. Pero si no hubiera superposición, una falla en una región entre zonas no estaría situada en ninguna de las zonas y, por lo tanto, los interruptores no realizarían su apertura.

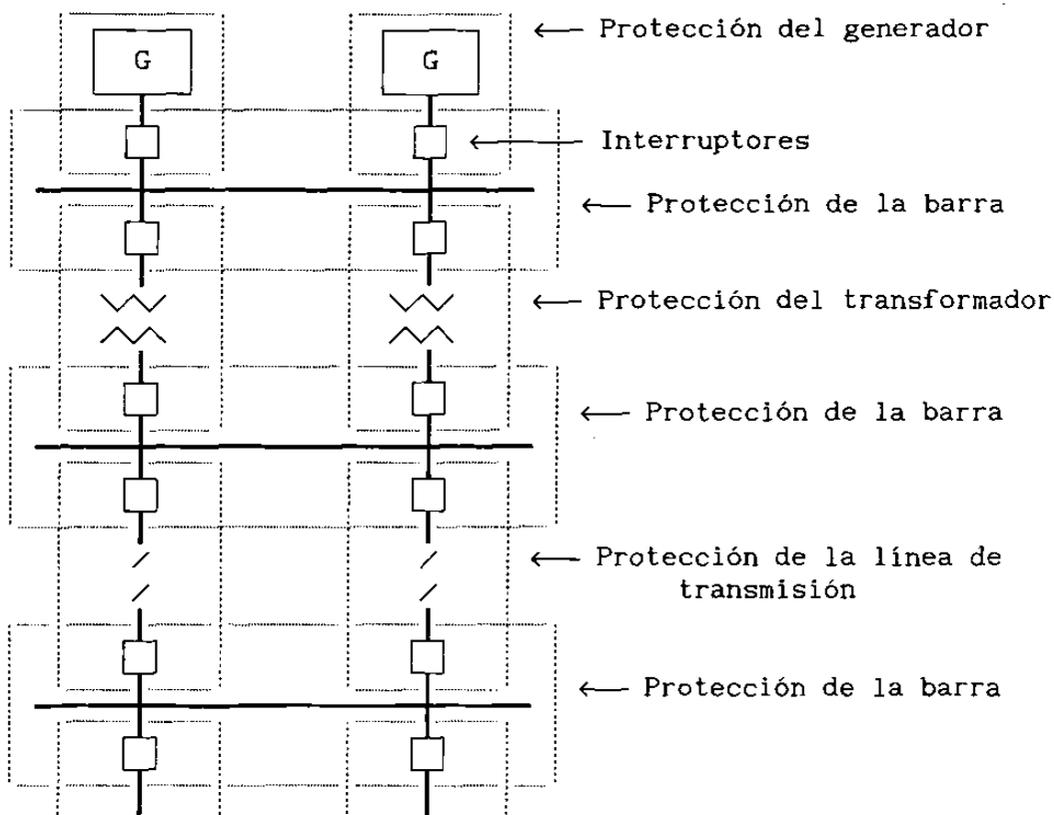


Figura 2.3 Diagrama unifilar de un SEP que muestra la protección primaria

También se puede ver que las zonas de protección adyacentes de la figura 2.3 se superponen alrededor de un interruptor. Esta es la práctica preferida, porque en caso de una falla en cualquier parte del sistema de potencia, excepto en la región de superposición, sólo se dispara el número mínimo de interruptores.

Protección de respaldo. La protección de respaldo se utiliza sólo para la protección contra cortocircuitos y debe operar cuando ocurre un fallo de operación en la protección primaria, que es la imposibilidad de la protección primaria de realizar la desconexión del elemento que esta operando en forma anormal del sistema de potencia. El fallo de la protección primaria puede ocurrir si se presenta un mal funcionamiento en alguno de los siguientes elementos :

1. Transformadores de instrumentos.
2. Fuente de alimentación de CD.
3. Relevador de protección.
4. Circuito de disparo o mecanismo del interruptor.
5. Interruptor.

Por lo tanto, se debe disponer la protección de respaldo de tal manera que un fallo de la protección primaria no origine el fallo de la protección de respaldo. Esto se cumple si los relevadores de respaldo están localizados de tal manera que no sean alimentados por la misma fuente de CD y que no controlen el mismo interruptor que controlan los relevadores de protección primaria, los cuales van a ser respaldados. En la práctica, esto se realiza localizando los relevadores de respaldo en una subestación diferente, tal y como se muestra en la figura 2.4 (respaldo remoto). Hay, sin embargo, casos en que es necesario que el respaldo se brinde en forma local, es decir, en la propia subestación donde se encuentra la protección primaria (respaldo local), para elevar la sensibilidad y reducir el tiempo de operación de la protección de respaldo.

Una segunda función de la protección de respaldo es proporcionar protección primaria cuando el equipo que ofrece esta protección se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

Es evidente que cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria. Esto es inevitable si la protección de respaldo es independiente de aquellos factores que pueden originar que falle la protección primaria. Sin embargo, esto manifiesta la importancia del segundo requisito de la protección de respaldo : el que debe funcionar con acción retardada para dar a la protección primaria el tiempo suficiente para funcionar. En otras palabras,

cuando ocurre un cortocircuito ambas protecciones, primaria y de respaldo, inician normalmente su funcionamiento; se espera que la protección primaria dispare los interruptores necesarios para aislar el elemento con falla del sistema y la protección de respaldo se reposiciona sin haber tenido tiempo de completar su función. En la figura 2.4 se muestra el escalonamiento en los tiempos de operación de las protecciones primaria y de respaldo.

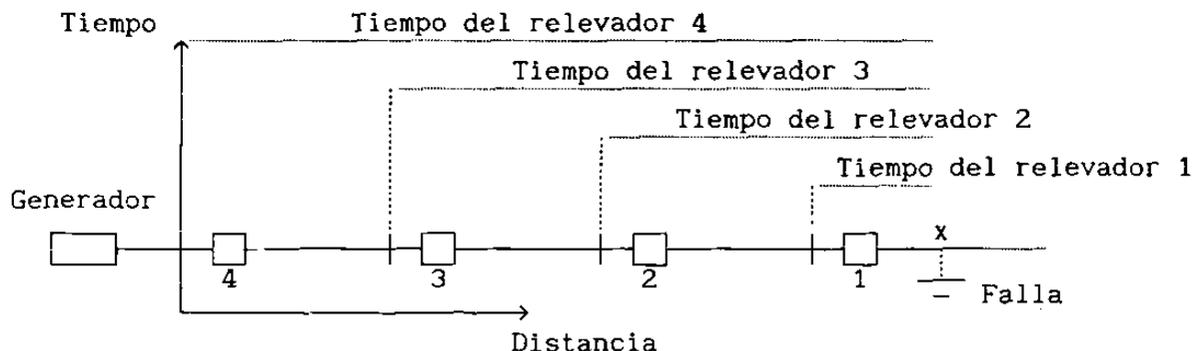


Figura 2.4 *Tiempos de operación de los relevadores primarios y de respaldo ante una falla.*

En casos extremos puede ser imposible proporcionar una protección de respaldo remoto; en tales casos, se da mayor énfasis a un mejor mantenimiento o se utiliza el respaldo local. Este es el caso de la figura 2.5. La protección primaria para una falla en la barra colectora consiste en la operación de los interruptores I1, I2 e I3. Si por alguna razón el interruptor I1 no realiza su apertura, no existen interruptores de respaldo para liberar la falla; en este tipo de situaciones la única forma de cortar la corriente de falla del generador es poner fuera de servicio primomotor y su excitación. Esto no sucede con una falla en los interruptores I2 e I3, ya que los interruptores en los extremos opuestos de las líneas de transmisión ofrecen la protección de respaldo.

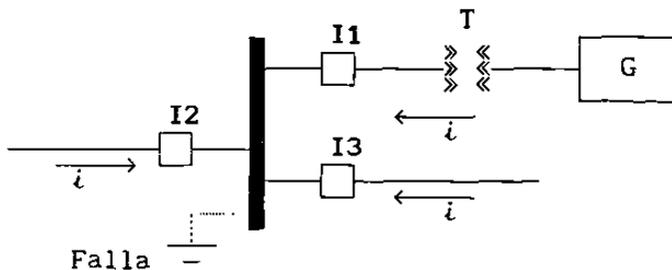


Figura 2.5 *Protección de respaldo para un bloque generador-transformador*

2.5 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

Cuando se presenta una operación de interruptores, la lógica de su operación responde a las características de los relevadores de protección que los controlan. Por esta razón es conveniente presentar las características de operación de los relevadores direccionales de sobrecorriente, de distancia y diferenciales, así como de la protección tipo piloto, que son considerados en el desarrollo del sistema.

2.5.1 RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE

En las líneas de transmisión se utilizan protecciones de sobrecorriente, de distancia o tipo piloto. La protección de sobrecorriente es la más sencilla y la más barata. La direccionalidad se utilizó para obtener selectividad cuando puede fluir casi la misma magnitud de corriente de falla en cualquier dirección en el punto de ubicación del relevador. No se necesita la direccionalidad para un circuito radial con una fuente de generación en un solo extremo.

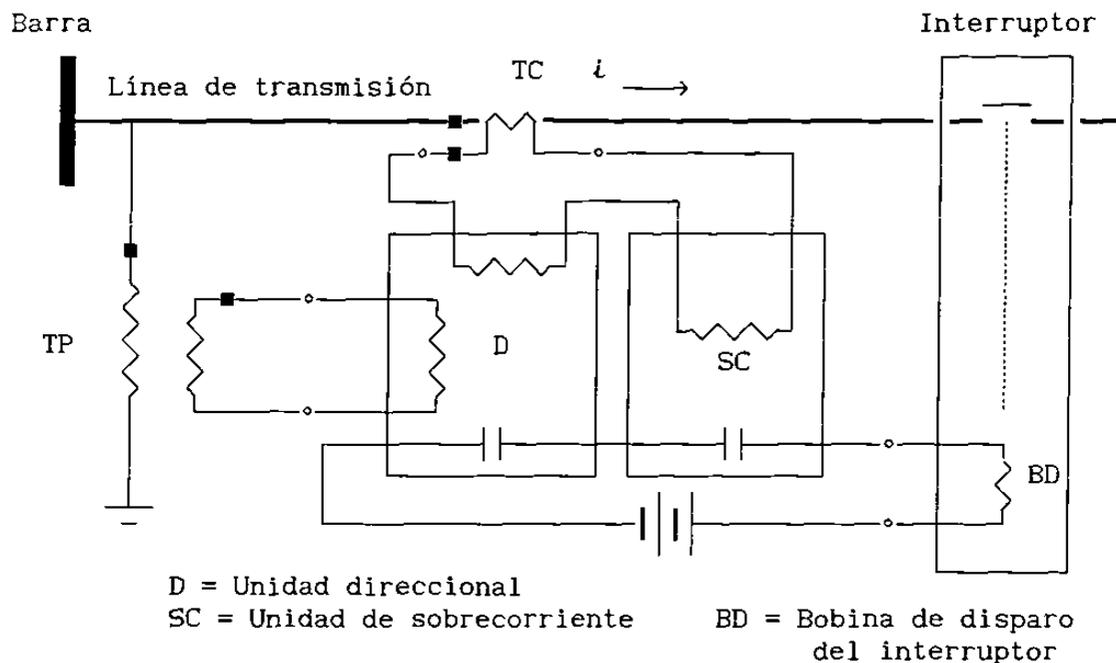


Figura 2.6 Conexión de los relevadores direccionales y de sobrecorriente

Los relevadores direccionales de C.A. están diseñados para distinguir el

flujo de corriente en una dirección en un circuito de C.A., esto se efectúa reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y una magnitud de referencia, llamada magnitud de polarización, que por lo general es un voltaje.

Generalmente en los relevadores direccionales de sobrecorriente la unidad de sobrecorriente empieza a funcionar cuando la unidad direccional opera. En otras palabras, la unidad de sobrecorriente es sensible a un flujo de corriente de falla en cualquier dirección, pero la unidad direccional no permite que opere a menos que la dirección de la corriente de falla sea la adecuada para que funcione la protección en su conjunto. Otra posibilidad es la conexión en serie de los contactos de las unidades de sobrecorriente y direccional, como se muestra en la figura 2.6, pero no es la más recomendable.

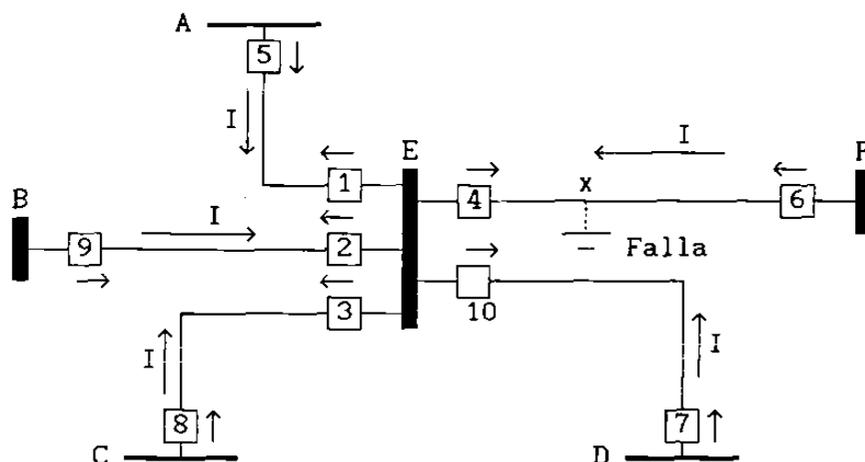


Figura 2.7 Sistema de potencia con protección direccional de sobrecorriente

Con la utilización de estos relevadores se simplifica el problema de la selectividad, facilitándose la identificación de la sección del sistema de potencia en la cual ocurrió una falla. En la figura 2.7 se muestra el diagrama unifilar de un sistema de potencia protegido con relevadores direccionales de sobrecorriente; las flechas en los interruptores indican los sentidos de disparo de las protecciones. Suponiendo que existe generación en las barras A, B, C, D y F, al ocurrir una falla (punto X) en la línea EF, existen flujos de corriente dirigidos hacia el lugar de la falla en todas las líneas del sistema. Para esta situación los interruptores 4 y 6 deben disparar, ya que los sentidos de corriente de falla hacen operar sus respectivos relevadores.

Suponiendo que el interruptor 4 sufriera un fallo de operación, los interruptores que deben respaldarlo son 5, 9, 8 y 7. Los interruptores 1, 2, 3 y 10 no disparan, porque su unidad direccional no responde al flujo de corriente de falla que circula por ellos.

2.5.2 RELEVADORES DE DISTANCIA

A diferencia de los relevadores direccionales de sobrecorriente, que operan debido a una sobrecorriente en una dirección determinada, los relevadores de distancia operan con base en la impedancia medida. Un cortocircuito en el sistema viene acompañado de un incremento de la corriente, mientras que el voltaje en el lugar de la falla sufre una disminución; esta situación significa una reducción en el valor de la impedancia. Los relevadores de distancia están diseñados para detectar esa disminución en la impedancia del sistema, indicativa de que existe una falla. Para ello, los relevadores de distancia calculan el cociente V/I utilizando las señales que reciben de los transformadores de corriente y potencial.

La conexión de estos relevadores es semejante a la de la unidad direccional de los relevadores direccionales de sobrecorriente (figura 2.6), con la diferencia de que las señales de los transformadores de corriente y potencial van a un circuito que calcula el cociente V/I ; el relevador opera si la impedancia medida cae por debajo de un valor de referencia, que es un parámetro de operación. Las protecciones de distancia deben tener direccionalidad, lo que se logra utilizando relevadores inherentemente direccionales (como los tipo mho), o añadiendo unidades direccionales (o tipo mho) a los que no lo son (tipos impedancia y reactancia).

Una característica que distingue a los relevadores de distancia de los direccionales de sobrecorriente es que su alcance (distancia máxima a la cual puede detectar una falla, medida desde el punto donde está el relevador) se encuentra dividido en zonas de protección. En la figura 2.8 se muestran las zonas de protección en que se divide el alcance de un relevador de distancia colocado en la barra A; se puede observar que la zona que opera depende de la ubicación de la falla, logrando la selectividad en base a los tiempos de operación de cada zona. La primera y segunda zonas constituyen la protección primaria, mientras que la tercera brinda respaldo. Desde este punto de vista,

el comportamiento de un relevador de distancia ante una falla es el mismo que el planteado en la figura 2.7; es decir, que para una falla en el punto X y suponiendo que el interruptor 4 sufre una falla, los interruptores que operan como respaldo son 5, 9, 8 y 7.

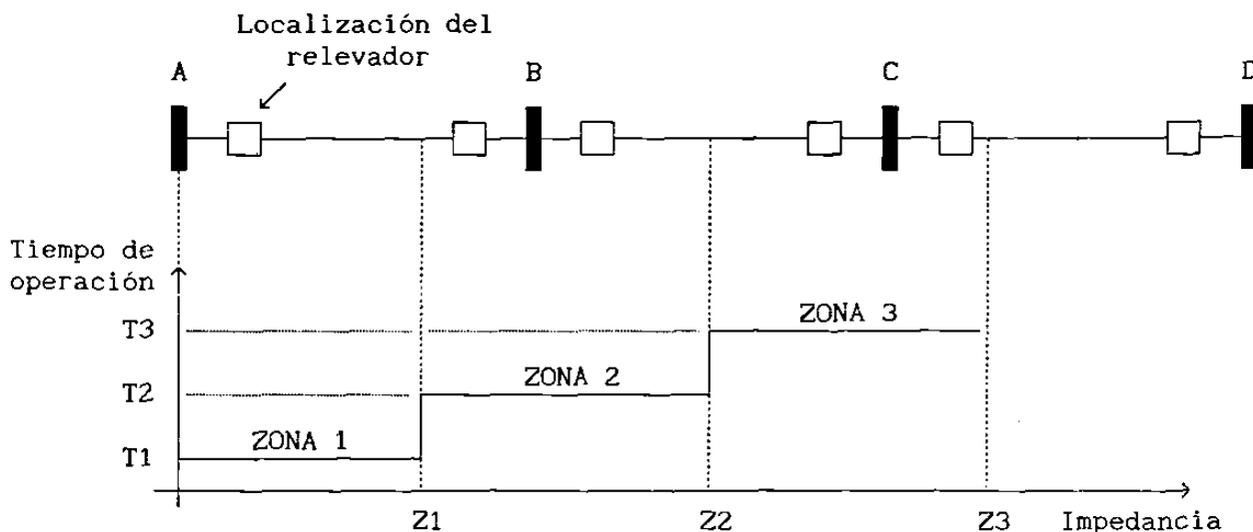


Figura 2.8 Variación del tiempo de operación como función de la impedancia en un relevador de distancia

2.5.3 RELEVADORES DIFERENCIALES

Los relevadores diferenciales tienen variedad de formas dependiendo del equipo que protegen. Un relevador diferencial puede definirse como aquel que opera cuando la diferencia de dos variables eléctricas similares excede una cantidad predeterminada. La mayoría de las aplicaciones del relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente. Un ejemplo de este arreglo se presenta en la figura 2.9. El elemento protegido puede ser una fase de una línea, de un generador o de una barra colectora. En ambos extremos del elemento protegido se tienen dispuestos transformadores de corriente (TC), cuyos secundarios se interconectan con la bobina de un relevador de sobrecorriente que, por su conexión, hace en este caso la función de relevador diferencial.

Supongamos que se presenta una falla fuera del elemento protegido, como se muestra en la figura 2.10. Si los transformadores de corriente tienen la

misma relación de transformación, las corrientes en sus secundarios circularán en los sentidos que muestran las flechas, por lo tanto no fluirá corriente por el relevador diferencial, en el caso ideal donde se considera que no hay errores en los transformadores de corriente.

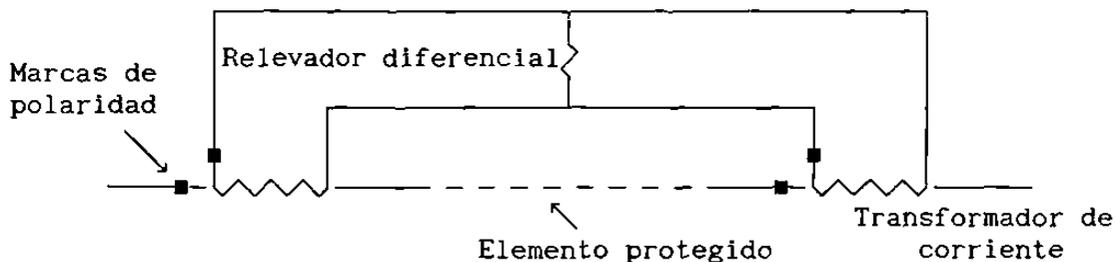


Figura 2.9 Aplicación como diferencial de un relevador sobrecorriente

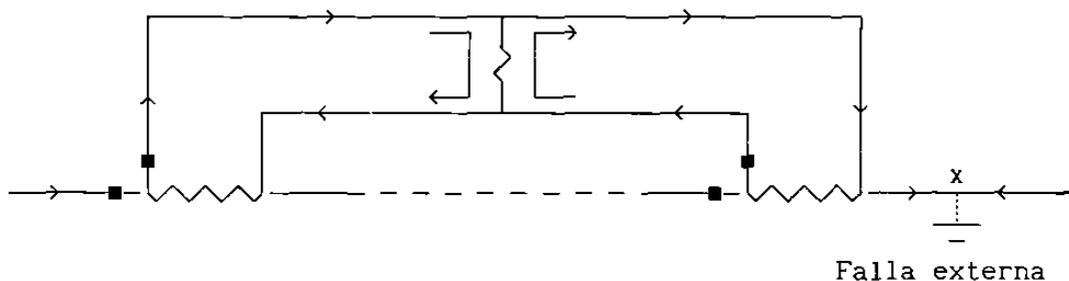


Figura 2.10 Condiciones para una falla externa

Sin embargo, si se presenta una falla en cualquier punto entre los transformadores de corriente, como se muestra en la figura 2.11, la corriente fluye hacia la falla en ambos lados y la suma de las corrientes secundarias de los transformadores de corriente circulará por el relevador diferencial. Si la falla es pequeña, es posible que no se invierta el sentido de la corriente en uno de los terminales, pero el principio sigue siendo válido.

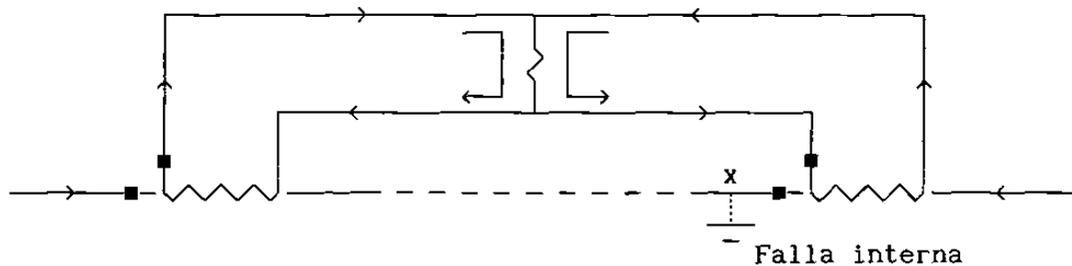


Figura 2.11 Condiciones para una falla interna

Los errores por saturación de los transformadores de corriente durante fallas externas pueden hacer operar incorrectamente el esquema diferencial. Por esta razón en la práctica tienen amplia utilización los relevadores denominados de porcentaje diferencial, cuya sensibilidad es variable en función de la corriente de falla, lo que los hace prácticamente inmunes a errores de los transformadores de corriente.

2.5.4 PROTECCION TIPO PILOTO

Un requerimiento fundamental que deben cumplimentar las protecciones de líneas de enlace en un sistema eléctrico de potencia es lograr el disparo simultáneo y con alta velocidad de todos los interruptores de la línea. Las protecciones direccionales de sobrecorriente y de distancia solamente satisfacen este requerimiento para los cortocircuitos en la porción central de la línea, pero para fallas cercanas a sus terminales la protección cercana opera con alta velocidad, mientras que las de los restantes terminales (en el caso general de una línea multiterminal) operan con retardo de tiempo (a menos que las condiciones del sistema sean tales, que ocurra el disparo secuencial, es decir, la aceleración de la operación de las protecciones remotas después del disparo de la protección cercana a la falla).

La protección piloto constituye la solución de este problema. Al garantizar el disparo simultáneo con alta velocidad de todos los interruptores de la línea, se obtienen las siguientes ventajas : a) se mejora la estabilidad del sistema; b) crece la posibilidad de aplicar el recierre automático de alta velocidad, reduciendo tiempos de interrupción y mejora las condiciones de voltaje en la carga; c) se reduce de la posibilidad de daño de conductores y equipos debido a la corriente de falla.

La protección tipo piloto basa su funcionamiento en la comparación directa o indirecta de las señales provenientes de todos los terminales de la línea de transmisión. En la figura 2.12 se ilustra la necesidad de esa comparación para lograr la protección de alta velocidad para cortocircuitos en cualquier punto de la línea. Si la protección 1, ubicada en el extremo A de la línea de transmisión, recibe información correspondiente a esa terminal solamente (protección direccional de sobrecorriente o de distancia), resulta prácticamente imposible que sea capaz de discriminar correctamente entre los

cortocircuitos F' y F'' que ocurren en puntos muy cercanos entre sí y por tanto dan lugar a valores muy semejantes de la corriente o la impedancia medida por la protección 1. Sin embargo, los dos cortocircuitos representan condiciones muy diferentes cuando la información se recibe en el extremo B de la línea, ya que hay una variación de aproximadamente 180° en el ángulo de la corriente entre ambos casos.

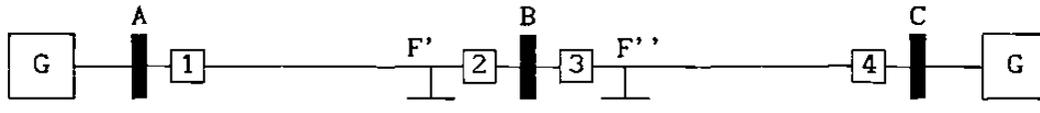


Figura 2.12 *Fundamentación de la necesidad de la protección piloto de una línea de transmisión*

En la protección tipo piloto la protección 1 recibe información desde la subestación B, que define la ubicación precisa del cortocircuito con lo que se puede decidir si se origina o no el disparo instantáneo del interruptor de esa terminal de la línea. De igual forma, la protección 2 recibe información desde la subestación A.

De lo anterior se deduce la necesidad de disponer de un canal de comunicación que enlace los extremos de la línea; este canal, también denominado canal piloto en la literatura especializada, es el que da nombre a este tipo de protección. Existen en la actualidad cuatro tipos de canales de comunicación factibles de utilizar con esta finalidad : a) un par de conductores complementarios, tendidos a lo largo de la línea protegida (hilo piloto); b) un canal de onda portadora de alta frecuencia, que utiliza los propios conductores de la línea protegida; c) un canal de enlace por radio en la banda de microondas; d) un cable de fibra óptica.

De acuerdo con el canal de comunicación utilizado, las protecciones tipo piloto se subdividen en :

- a) Protección por hilo piloto (incluye la variante de fibra óptica)
- b) Protección piloto por onda portadora
- c) Protección piloto por microonda

Una segunda clasificación de las protecciones tipo piloto es de acuerdo

al principio de detección del cortocircuito. Pueden en general establecerse las siguientes comparaciones entre las señales provenientes de las terminales de la línea protegida :

- a) Comparación directa de los valores instantáneos de las corrientes (protecciones diferenciales de corriente) o de sus fases (protecciones diferenciales de fase de corriente o por comparación de fase).
- b) Comparación indirecta de las direcciones relativas de las corrientes o de las potencias, a partir de la operación de relevadores direccionales o de distancia (protecciones por comparación direccional).

En la práctica no se han utilizado todas las variantes posibles de comparación en cada uno de los tipos de protecciones piloto. En la protección por hilo piloto se utiliza preferentemente el principio diferencial de comparación directa de los valores instantáneos de las corrientes. En las protecciones piloto por onda portadora y por microonda, por el contrario, han encontrado mayor aplicación los principios de comparación directa de fase (o protección diferencial de fase) y de comparación indirecta direccional.

La protección piloto responde solamente a las fallas internas en la línea protegida, por lo que solamente hace funciones de protección primaria. Debe complementarse con una protección de distancia o direccional de sobrecorriente para brindar el respaldo a los elementos adyacentes.

CAPITULO 3

ESTIMACION Y JUSTIFICACION DE LUGARES DE FALLA

3.1 INTRODUCCION

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 donde ocurrió la falla. Cuando la operación de las protecciones es la esperada, el área de desconexión incluye un solo elemento, tal como se muestra en la figura 3.1, y corresponde al elemento donde ocurrió la falla. Sin embargo, si se presentan fallos de operación u operaciones incorrectas en las protecciones, el área de desconexión se incrementa, existiendo distintas opciones para justificar su formación; tal es el caso de la figura 3.2.

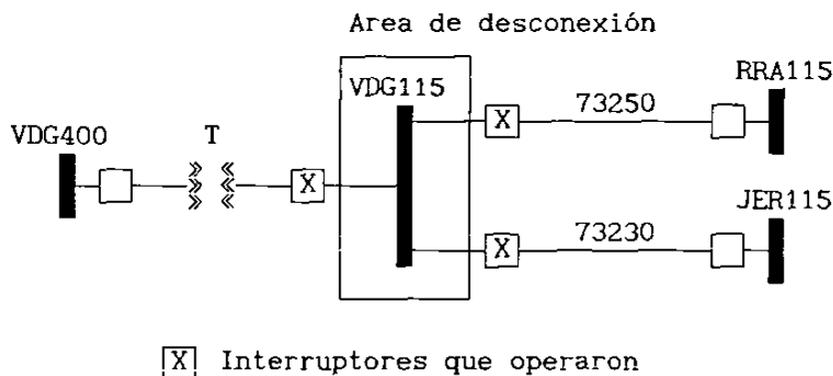


Figura 3.1 Area de desconexión generada por una operación normal de protecciones

En general, la operación de las protecciones durante una falla en un sistema de potencia puede clasificarse en tres tipos :

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

En la operación normal el área de desconexión generada por la falla es mínima y está constituida por el elemento donde se presentó la falla, que fue liberada por los interruptores de protección primaria correspondientes. En estos casos la estimación del lugar de falla se realiza en forma directa. En el caso de un fallo de operación en las protecciones, además de operar parte de los interruptores de protección primaria, operan otros interruptores como respaldo de los que no operaron, incrementándose así el área de desconexión. En cambio, en una operación incorrecta, la protección primaria libera la falla adecuadamente, pero ocurre la operación de otros interruptores que no debieron haber operado.

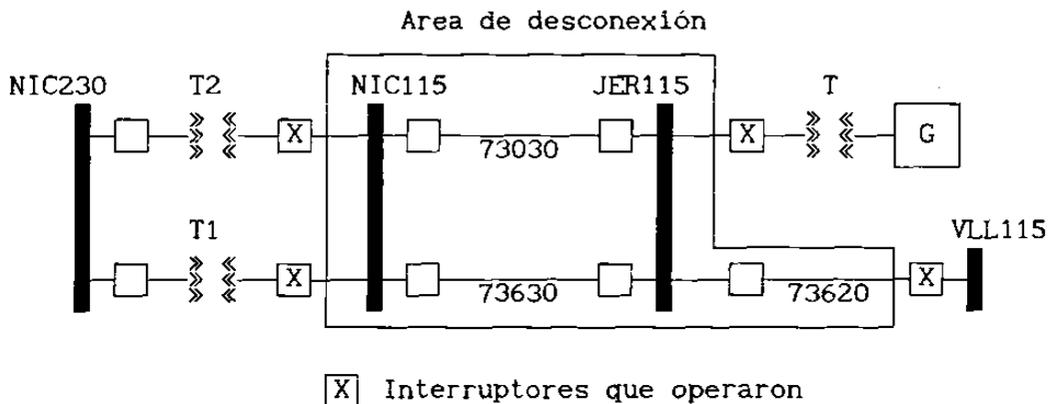


Figura 3.2 Área de desconexión generada por fallos de operación en las protecciones

Como se puede apreciar, el objetivo del SIDUF es determinar el lugar donde ocurrió la falla y explicar la forma en que operaron las protecciones para justificar la formación del área de desconexión.

3.2 ESTIMACION DEL LUGAR DE FALLA

Para identificar los elementos dentro del área de desconexión donde pudo ocurrir la falla, se determinan las relaciones entre los interruptores que operaron y los elementos a los cuales protegen, empleando la información de la base de datos 4. Esta base almacena la información referente a los elementos que son protegidos por un mismo interruptor. Para estimar el lugar de falla se identifican los elementos que se encuentran dentro de la intersección de las zonas de protección de los interruptores que operaron, tal y como se muestra en la figura 3.3b. El hecho de que todos los interruptores que realizaron su

apertura puedan haberlo hecho para proteger un mismo elemento (en forma primaria o como respaldo), indica la posibilidad de que ese elemento sea donde ocurrió la falla.

En el caso de la figura 3.3a, se tiene un área de desconexión generada por el disparo de los interruptores MTY73000, PEM73950 y PEM73920, la cual incluye la línea 73000 y la barra PEM115. En la figura 3.3b se muestran las zonas de protección de estos interruptores sobre la representación gráfica del sistema de potencia, donde se aprecian claramente los elementos protegidos por cada uno de los interruptores en sus respectivas zonas de protección. Estas zonas incluyen tanto los elementos protegidos en forma primaria como por respaldo y se extienden en el sentido de disparo de las protecciones con direccionalidad (de distancia o direccionales de sobrecorriente) de cada interruptor. Así, los elementos que se encuentren dentro de la intersección de las zonas de protección de los interruptores que operaron, serán aquellos donde puede estar la falla.

La información sobre los elementos que están dentro de las zonas de protección de cada interruptor está almacenada en la base de datos 4; para determinar el área de intersección de las mismas, se lleva a cabo un proceso de eliminación, en el cual se identifican los elementos que se encuentren protegidos en alguna forma por todos los interruptores que operaron. Considerando el caso del sistema de potencia de la figura 3.3a, la información de la base de datos 4 acerca de los elementos protegidos por un interruptor es la siguiente :

```
ele( MTY73000 , <MTY115,73000> , <PEM115,73950,73920> )
ele( PEM73950 , <PEM115,73950> , <NOG115> )
ele( PEM73920 , <PEM115,73920> , <HUI115,T> )
```

Esta información es agrupada en listas, que en forma análoga constituyen las zonas de protección de los interruptores, quedando la agrupación de la siguiente forma :

```
[MTY115, 73000, PEM115, 73950, 73920]
[PEM115, 73950, NOG115]
[PEM115, 73920, HUI115, T]
```

Por un análisis comparativo se identifica que el único elemento que se encuentra en todas las listas es la barra PEM115. Así, el SIDUF concluye que éste es el único elemento del sistema de potencia donde puede estar presente la falla. Esto se puede apreciar en la figura 3.3b, donde la barra PEM115 es el único elemento que se encuentra en la intersección de las zonas de protección de los interruptores MTY73000, PEM73950 y PEM73920.

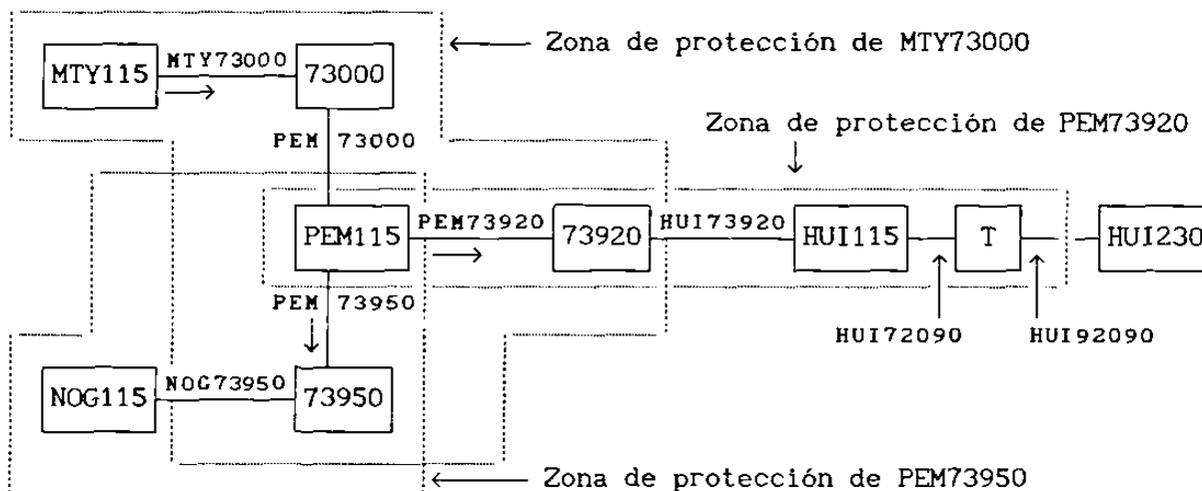
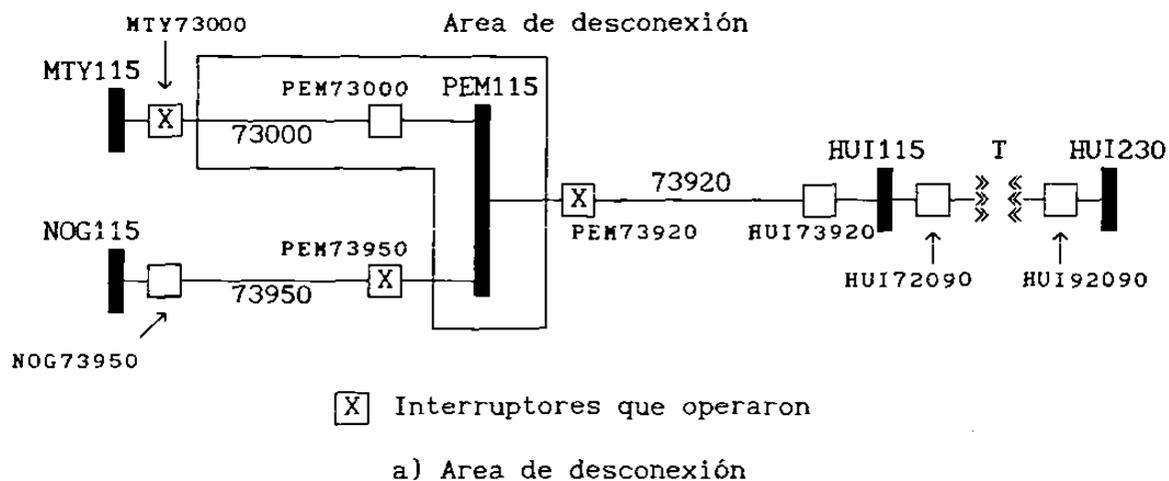
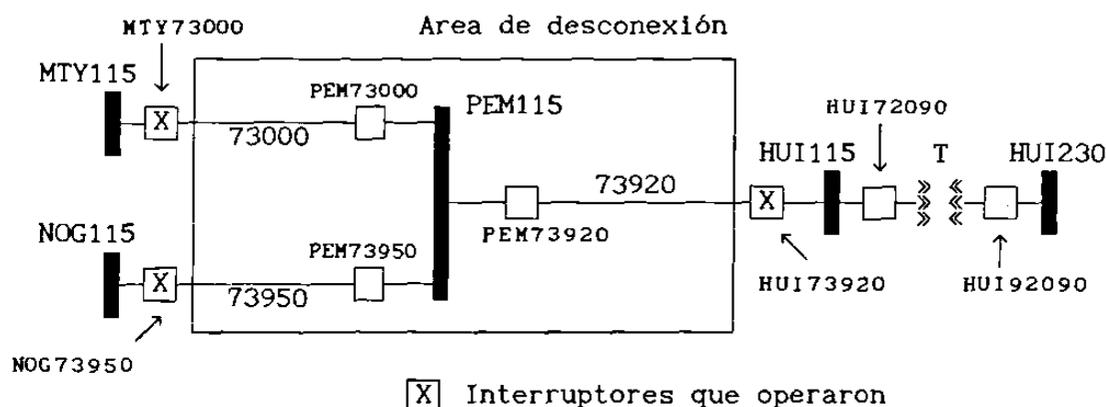


Figura 3.3 Estimación del lugar de falla

En este caso, solo un elemento se encuentra dentro del área de intersección, y es muy probable que sea donde ocurrió la falla. Sin embargo, existen situaciones en las cuales el área de intersección formada por las zonas de protección de los interruptores que operaron abarca más de un elemento del sistema de potencia; tal es el caso de la figura 3.4 donde el

área de intersección generada por las zonas de protección de los interruptores MTY73000, NOG73950 y HUI73920 incluye la barra PEM115 y las líneas 73000, 73950 y 73920. En estos casos, el SIDUF infiere que existe más de un posible lugar de falla. Sin embargo, cuando se presenta la operación del respaldo de respaldo de un interruptor u ocurre más de una falla en el sistema de potencia, puede no existir una zona única de intersección de las zonas de protección de los interruptores que operaron sino un conjunto de áreas de intersección, cuyos elementos no constituyen un solo posible lugar de falla que justifique la formación del área de desconexión; en el caso de la figura 3.5, por ejemplo, no existe una sola área de intersección entre las zonas de protección de los interruptores JER73020, RIO73020, PZA73740 y PZA73670.



<u>Interruptor</u>	<u>Elementos que protege</u>
MTY73000	MTY115, 73000, PEM115, 73950, 73920
PEM73950	NOG115, 73950, PEM115, 73000, 73920
HUI73920	HUI115, 73920, PEM115, 73000, 73950

Lugares de falla posibles : 73000, PEM115, 73950, 73920

Figura 3.4 Existencia de más de un posible lugar de falla en el área de desconexión

Debido a estas situaciones, donde existen varias áreas de intersección se realiza una búsqueda exhaustiva para estimar todos los posibles lugares de falla. El proceso de búsqueda consiste en determinar aquellos elementos que se encuentran en más de una zona de protección de los interruptores que operaron y que constituyen parte de un área de intersección. El objetivo de esta búsqueda es identificar una serie de posibles lugares de falla que en conjunto justifiquen en su totalidad la formación del área de desconexión en el sistema

de potencia. Para el caso de la figura 3.5, la información sobre los elementos protegidos por cada interruptor, almacenada en la base de datos 4, es :

```

ele ( JER73020 , <JER115,73020> , <RIO115,73740> )
ele ( RIO73020 , <RIO115,73020> , <JER115> )
ele ( RIO73740 , <RIO115,73740> , <PZA115,73670> )
ele ( PZA73740 , <PZA115,73740> , <RIO115,73020> )
ele ( PZA73670 , <PZA115,73670> , <TEC115> )
ele ( TEC73670 , <TEC115,73670> , <PZA115,73740> )

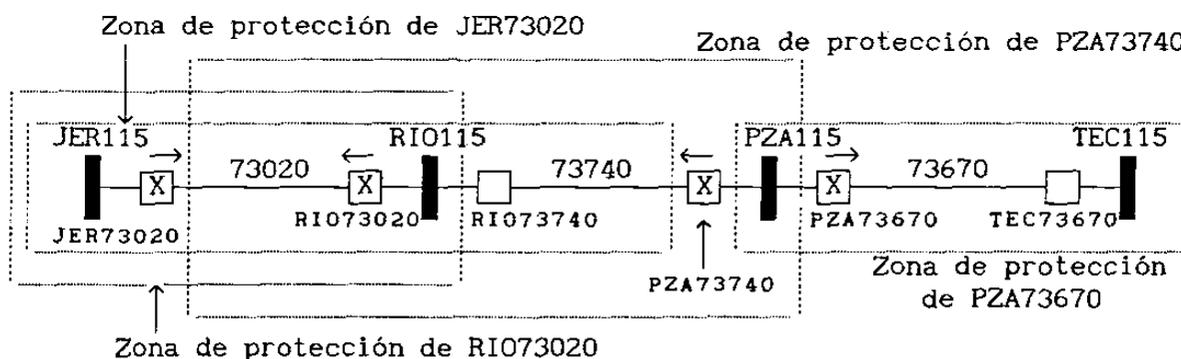
```

y las listas que incluyen los elementos dentro de las zonas de protección de cada interruptor quedan como :

```

[JER115,73020,RIO115,73740]
[RIO115,73020,JER115]
[PZA115,73740,RIO115,73020]
[PZA115,73670,TEC115]

```



Interruptores que operaron

Figura 3.5 Inexistencia de una área única de intersección entre las zonas de protección de los interruptores que operaron

El proceso de búsqueda se realiza de la siguiente forma :

1. Se transfiere la información de la primera lista a una memoria de almacenamiento temporal.
2. Se recorre la siguiente lista comparando sus elementos con los almacenados en memoria.

3. Si un elemento de la nueva lista no está almacenado en la memoria se procede a almacenarlo; si el elemento de la nueva lista está almacenado en la memoria, se procede a almacenarlo en una memoria acumulativa. Si el elemento ya está también almacenado en la memoria acumulativa, se continúa con el siguiente elemento de la nueva lista.
4. Al terminar una lista, se realiza el mismo proceso con los elementos de la siguiente lista.
5. Al terminar con la última lista, la memoria acumulativa almacena todos los posibles lugares de falla.

En el caso de la figura 3.5 el proceso se realiza de la siguiente forma :

Lista	Memoria de almacenamiento	Memoria acumulativa
[JER115, 73020, RIO115, 73740]	[JER115, 73020, RIO115, 73740]	[]
[RIO115, 73020, JER115]	[JER115, 73020, RIO115, 73740]	[RIO115, 73020, JER115]
[PZA115, 73740, RIO115, 73020]	[PZA115, JER115, 73020, RIO115, 73740]	[73740, RIO115, 73020, JER115]
[PZA115, 73670, TEC115]	[TEC115, 73670, PZA115, JER115, 73020, RIO115, 73740]	[PZA115, 73740, RIO115, 73020, JER115]

Por lo tanto se determina que los posibles lugares de falla que justifican el área de desconexión son las barras JER115, RIO115 y PZA115 y las líneas de transmisión 73020 y 73740. Repitiendo el procedimiento para la información de la figura 3.3, este quedaría de la forma siguiente :

Lista	Memoria de almacenamiento	Memoria acumulativa
[MTY115, 73000, PEM115, 73950, 73920]	[MTY115, 73000, PEM115, 73950, 73920]	[]
[PEM115, 73950, NOG115]	[NOG115, MTY115, 73000, PEM115, 73950, 73920]	[PEM115, 73950]
[PEM115, 73920, HUI115, T]	[HUI115, T, NOG115, MTY115, 73000, PEM115, 73950, 73920]	[73920, PEM115, 73950]

En este caso, el SIDUF determina que los posibles lugares de falla son la barra PEM115 y las líneas de transmisión 73920 y 73950. Se puede observar que el procedimiento obtuvo como un posible lugar de falla la barra PEM115, que, en el análisis comparativo de listas, era el único lugar de falla. De esta forma se concluye que el procedimiento de análisis comparativo obtiene los lugares de falla más probables. Así, el SIDUF utiliza ambos procedimientos para estimar los posibles lugares de falla que justifiquen la formación del área de desconexión.

Aunque este aspecto incrementa el tiempo de búsqueda, se tiene la seguridad de que se obtendrá un análisis confiable bajo cualquier situación, además de poder determinar entre los lugares de falla identificados, aquellos que sean los más probables de ser los correctos. Hasta este momento, el SIDUF ha determinado un conjunto de elementos del sistema de potencia donde pudo haber ocurrido la falla, pero aún no puede explicar la operación de las protecciones para la formación del área de desconexión.

3.3 JUSTIFICACION DEL LUGAR DE FALLA

Una vez que el SIDUF ha identificado los posibles lugares de falla, los relaciona con la información almacenada en las bases de datos para inferir la forma en que operaron las protecciones para formar el área de desconexión en el sistema de potencia. Si por alguna razón el proceso de inferencia encuentra una contradicción en la información, tal como la indicación de que operó un interruptor que en realidad no lo hizo, al verificar la formación del área de desconexión suponiendo un posible lugar de falla, el SIDUF concluye que ese lugar de falla no es factible.

Este proceso de discriminar los lugares de falla permite determinar todas las posibilidades para la formación del área de desconexión. Así, el SIDUF trata de verificar una hipótesis relacionando la información disponible en las bases de datos del lugar de falla y la información sobre los interruptores que operaron. En la figura 3.6 se muestra la secuencia de comprobación de hipótesis que lleva a cabo el SIDUF para justificar la formación del área de desconexión.

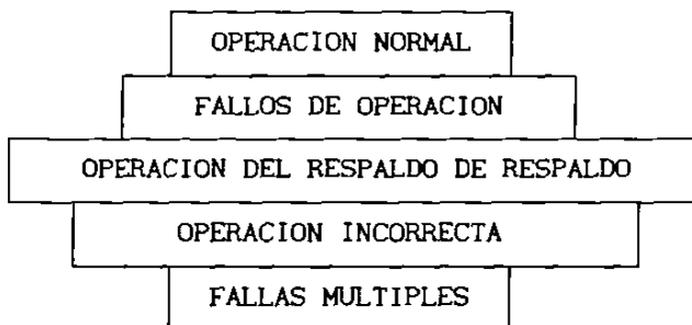


Figura 3.6 *Secuencia de comprobación de hipótesis para justificar la operación de protecciones*

3.3.1 OPERACION NORMAL

Cuando se presenta una operación normal de protecciones, el área de desconexión resultante incluye solo un elemento del sistema de potencia, cuya protección primaria fue la que operó. Para identificar de qué elemento se trata, se aplica la siguiente regla a la información de la base de datos 2, que es la que almacena la información de las protecciones primarias :

$$\text{falla}(E,S1) :- \text{pri}(E,S2), S1=S2. \quad (3.1)$$

donde E es el elemento del sistema de potencia, S2 son los interruptores que deben operar, de acuerdo con la información de la base de datos 2, como protección primaria de E, y S1 son los interruptores que el usuario especifica que operaron. El mecanismo de inferencia de Turbo Prolog verifica que E es el elemento buscado si los interruptores en S1 corresponden a los de S2. En este caso, S1 y S2 son listas de interruptores y el proceso de comparar S1=S2 debe realizarse elemento por elemento.

Considérese el sistema de potencia de la figura 3.5; la información acerca de las protecciones primarias almacenada en la base de datos 2 es :

```

pri ( 73020 , [JER73020,RI073020] )
pri ( 73740 , [RI073740,PZA73740] )
pri ( 73670 , [PZA73670,TEC73670] )
pri ( JER115 , [JER73020] )
pri ( RI0115 , [RI073020,RI073740] )
  
```

```

pri ( PZA115 , [PZA73740,PZA73670] )
pri ( TEC115 , [TEC73670] )

```

Supóngase que los interruptores que operaron son RIO73020 y RIO73740 y que el elemento identificado como posible lugar de falla es la barra RIO115. Para verificar que la operación de los interruptores corresponde a la protección primaria de la barra RIO115, se substituye S1 por [RIO73020,RIO73740] y E por RIO115 y se aplica la regla (3.1) a la información de la base de datos. En primera instancia se presenta la siguiente situación :

```

falla( RIO115 , [RIO73020,RIO73740] ) :-
    pri( 73020 , [JER73020,RIO73020] ),
    [RIO73020,RIO73740] ≠ [JER73020,RIO73020].

```

la cual es rechazada por el SIDUF, ya que RIO115 ≠ 73020 y S2 ≠ S1. Cuando llega a la situación :

```

falla( RIO115 , [RIO73020,RIO73740] ) :-
    pri( RIO115 , [RIO73020,RIO73740] ),
    [RIO73020,RIO73740] = [RIO73020,RIO73740].

```

concluye que la formación del área de desconexión se debió a una falla en la barra RIO115, liberada por la operación de la protección primaria de la barra. De esta forma, el SIDUF, además de comprobar que el lugar de falla sí es correcto, explica la formación del área de desconexión.

El concepto de comparar dos listas implica determinar si todos los elementos de una se encuentran en la otra y viceversa. El número de elementos (interruptores) es variable dependiendo de la situación, y su posición dentro de la lista también lo puede ser. En cualquier caso, se debe llevar a cabo una comparación elemento por elemento. En el caso de comparar [RIO73020,RIO73740]=[RIO73020,RIO73740] se tiene el siguiente proceso :

S1	S2	Comparación de elementos de S1 y S2
[RIO73020,RIO73740]	[RIO73020,RIO73740]	-
[RIO73740]	[RIO73740]	RIO73020 = RIO73020
[]	[]	RIO73740 = RIO73740

[RIO73020,RIO73740]	[RIO73020,RIO73740]	-
[RIO73740]	[RIO73740]	RIO73020 = RIO74020
[]	[]	RIO73740 = RIO73740

Como se observa, el proceso se inicia tomando el primer elemento de S1 y comparándolo con cada elemento de S2. Cuando la comparación es positiva, se restaura S2, se toma el segundo elemento de S1 y se compara con cada elemento de S2, para determinar si existe en S2; después de terminar con los elementos de S1, el proceso se repite con S2. Cuando alguna comparación falla, el SIDUF concluye que las listas no son iguales. Por ejemplo, para comparar las listas de interruptores [I2, I3, I4] y [I3, I4, I2, I7] se tiene :

S1	S2	Elemento de S1	Elemento de S2	Comparación
[I2, I3, I4]	[I3, I4, I2, I7]	-	-	-
[I3, I4]	[I4, I2, I7]	I2	I3	I2 ≠ I3
[I3, I4]	[I2, I7]	I2	I4	I2 ≠ I4
[I3, I4]	[I7]	I2	I2	I2 = I2
[I3, I4]	[I3, I4, I2, I7]	-	-	-
[I4]	[I4, I2, I7]	I3	I3	I3 = I3
[I4]	[I3, I4, I2, I7]	-	-	-
[]	[I4, I2, I7]	I4	I3	I4 ≠ I3
[]	[I2, I7]	I4	I4	I4 = I4

S1	S2	Elemento de S1	Elemento de S2	Comparación
[I2, I3, I4]	[I3, I4, I2, I7]	-	-	-
[I3, I4]	[I4, I2, I7]	I2	I3	I2 ≠ I3
[I4]	[I4, I2, I7]	I3	I3	I3 = I3
[I2, I3, I4]	[I4, I2, I7]	-	-	-
[I3, I4]	[I2, I7]	I2	I4	I2 ≠ I4
[I4]	[I2, I7]	I3	I4	I3 ≠ I4
[]	[I2, I7]	I4	I4	I4 = I4
[I2, I3, I4]	[I2, I7]	-	-	-
[I3, I4]	[I7]	I2	I2	I2 = I2
[I2, I3, I4]	[I7]	-	-	-
[I3, I4]	[]	I2	I7	I2 ≠ I7
[I4]	[]	I3	I7	I3 ≠ I7
[]	[]	I4	I7	I7 ≠ I7

Mientras en la primera etapa se comprobó que los elementos de S1 formaban parte de S2, en la segunda etapa no se comprobó que todos los elementos de S2 formaban parte de S1. Así, se concluye que dos listas no son iguales cuando persisten resultados negativos en la comparación al terminar con los elementos de una lista ([]). En el ejemplo anterior, esta situación se dió al final del proceso, pero puede presentarse en cualquier momento, dependiendo de las listas a comparar.

3.3.2 FALLOS DE OPERACION

Quando se verifica que la formación del área de desconexión no se justifica por la operación de la protección primaria del elemento fallado determinado con anterioridad, el SIDUF prueba la hipótesis de que ocurrió un fallo de operación en uno o más de los interruptores de protección primaria. Al presentarse fallos de operación en los interruptores, la falla debe ser liberada por la operación de sus respectivos interruptores de respaldo. Por lo tanto, el SIDUF relaciona la información de la base de datos 3, acerca de los interruptores de respaldo, con la protección primaria del elemento fallado, de la base de datos 2, y con la información acerca de los interruptores que operaron proporcionada por el usuario.

Para determinar si la hipótesis de fallos de operación en los interruptores de protección primaria es correcta, el SIDUF ejecuta la regla siguiente :

$$\begin{aligned} \text{falla}(E, S1) :- & \text{pri}(E, [S2', S2'', \dots, S2^n]), & (3.2) \\ & \text{res}(S2', E, S3), \\ & (S3 + [S2'', \dots, S2^n]) \subset S1. \end{aligned}$$

la cual especifica que la falla es en el elemento E, si el conjunto de interruptores $[S2'', \dots, S2^n]$ de su protección primaria más el respaldo del interruptor $S2'$ forman parte de S1, que son los interruptores que operaron proporcionados por el usuario. En este caso el interruptor $S2'$ de la protección primaria del elemento E es el que sufrió el fallo de operación. Sin embargo, el número de interruptores relacionado con $S2'$ puede ser mayor de uno, con lo cual se está en la capacidad de verificar si se presentó más de un fallo de operación en los interruptores de protección primaria.

En el caso de $(S3+[S2^1, \dots, S2^n]) \subset S1$, el proceso se lleva a cabo tal y como se describió en la sección 3.3.1. El procedimiento que se sigue para ejecutar la regla (3.2) es el siguiente :

- Se identifica la protección primaria del posible elemento fallado.
- Se discriminan los interruptores de la protección primaria que forman parte de los que operaron, para identificar los interruptores que sufrieron un fallo de operación.
- Se relacionan los interruptores que sufrieron un fallo de operación con la información de la base de datos 3, para identificar sus respectivos interruptores de respaldo.
- Se agrupan en una lista los interruptores de protección primaria que operaron adecuadamente con los interruptores de respaldo identificados en el paso anterior.
- Se realiza un análisis comparativo entre esta nueva lista de interruptores y la lista de interruptores que operaron.
- Si el análisis resulta positivo, el lugar de falla es ratificado y la formación del área de desconexión se justifica; en caso contrario, la información es almacenada para un posterior análisis de justificación.

Cuando se descarta la posibilidad de que la falla sea liberada por los interruptores de respaldo de la protección primaria, este último almacenamiento de información sirve como punto de partida para verificar la hipótesis de la operación del respaldo de respaldo.

En el caso de la figura 3.7, donde operaron los interruptores NOG73960, NOG73160 y PEM73940, se ha determinado como posible lugar de falla la barra NOG115. Por lo tanto, se tiene que los interruptores que operaron son

$$S1 = [NOG73960, NOG73160, PEM73940]$$

y la protección primaria de la barra NOG115 es

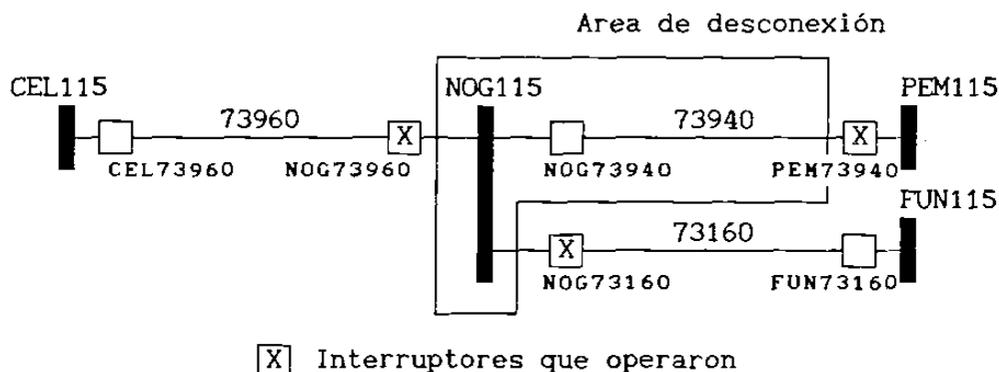
$$pri(NOG115 , [NOG73960, NOG73160, NOG73940])$$

El proceso de discriminación identifica los interruptores NOG73960 y NOG73160 que, además de operar, forman parte de la protección primaria de la barra NOG115. Por discriminación se obtiene que solo el interruptor NOG73940 de la

protección primaria no operó (hay que puntualizar que el SIDUF supone que la falla se encuentra en la barra NOG115, resultado obtenido del proceso de determinar los posibles lugares de falla). Relacionando el interruptor NOG73940 con la barra NOG115 sobre la información almacenada en la base de datos 3, se tiene

```
res( NOG73940 , NOG115 , [PEM73940] )
```

de donde se identifica al interruptor PEM73940 como el respaldo del interruptor NOG73940. En esta situación se presenta el fallo de operación de un solo interruptor, pero puede ocurrir el caso de fallo de más de un interruptor de protección primaria.



Se estima NOG115 como posible lugar de falla

```
pri(NOG115, <NOG73960, NOG73940, NOG73160>)
```

operación normal : NOG73960, NOG73160

fallo de operación : NOG73940

operación de respaldo : PEM73940

lugar de falla : NOG115

int. que liberan la falla : NOG73960, NOG73160, PEM73940

Figura 3.7 Justificación de un lugar de falla bajo la hipótesis del fallo de operación de un interruptor de protección primaria

Una vez identificados los interruptores de respaldo, estos se agrupan en una nueva lista con NOG73960 y NOG73160, que son los interruptores de la protección primaria que operaron y se procede a realizar el análisis comparativo con S1, que es la lista que contiene los interruptores que operaron. El análisis comparativo se realiza en forma similar que en la sección 3.3.1, con la única diferencia de que el proceso se lleva a cabo en

una sola dirección al verificar que los elementos de la nueva lista forman parte de S1. De esta forma se tiene

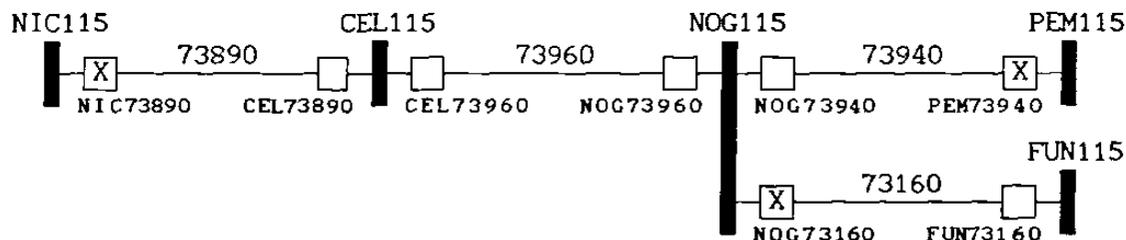
$$\begin{array}{l} \text{NUEVA LISTA} \\ \text{[NOG73960, NOG73160, PEM73940]} \end{array} \subset \begin{array}{l} \text{S1} \\ \text{[NOG73960, NOG73160, PEM73940]} \end{array}$$

El proceso se muestra en la figura 3.7 en forma simplificada.

Cuando el análisis comparativo resulta negativo, la información de los interruptores de respaldo y de protección primaria que operaron (nueva lista), así como la referente a los interruptores que sufrieron un fallo de operación, se almacena como punto de referencia para probar la siguiente hipótesis. Para el caso de la figura 3.8, el proceso para verificar la regla (3.2) teniendo como posible lugar de falla la barra NOG115 es el siguiente :

```
S1 = [NOG73160, PEM73940, NIC73890]
pri( NOG115 , [NOG73960, NOG73160, NOG73940] )
operación normal : [NOG73160]
fallos de operación : [NOG73960, NOG73940]
res( NOG73960 , NOG115 , [CEL73960] )
res( NOG73940 , NOG115 , [PEM73940] )
int. de respaldo : [CEL73960, PEM73940]
nueva lista : [NOG73160, CEL73960, PEM73940]
[NOG73160, CEL73960, PEM73940]  $\notin$  [NOG73160, PEM73940, NIC73890]
```

Como [NOG73160, CEL73960, PEM73940] \notin [NOG73160, PEM73940, NIC73890], el SIDUF concluye que si la falla ocurre en la barra NOG115, no es liberada por el interruptor de protección primaria NOG73160 y por los interruptores de



Interruptores que operaron

Figura 3.8 Operación de interruptores donde se presenta una contradicción en la verificación de la hipótesis de un fallo de operación

respaldo CEL73960 y PEM73940. Sin embargo, esto no elimina a la barra NOG115 como posible lugar de falla, por lo que la información es almacenada para análisis posteriores.

3.3.3 OPERACION 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 posibilidad 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 el caso de la figura 3.9, la protección primaria de la línea 73670 está constituida por los interruptores LOL73670 y PZA73670; si el interruptor PZA73670 sufre un fallo de operación, los interruptores VLL73710 y PZA72020 operan como respaldo (ver tabla 4.1, sección 4.3.3). Si en estas condiciones el interruptor VLL73710 sufre también un fallo de operación, el ajuste de protecciones no contempla la operación de un interruptor detrás de él para liberar una falla en la línea 73670. En cambio, el relevador de distancia R1 que controla el interruptor JER73620 está calibrado para ver una falla hasta el extremo opuesto de la línea 73710 e incluso en la barra PZA115. Este ajuste está basado en mediciones de corriente y voltaje en la localidad del relevador, las cuales varían dependiendo del estado del sistema de potencia, provocando que el alcance de la protección disminuya o aumente ligeramente. Así, R1 solo operará para una falla en la línea 73670, si ésta se encuentra próxima a la barra PZA115.

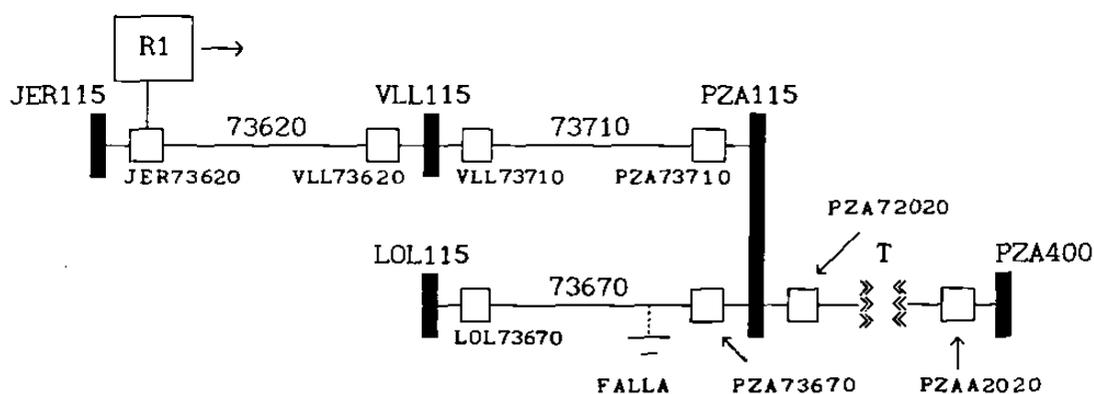


Figura 3.9 Características de una operación del respaldo de respaldo

Este tipo de operación se presenta de forma incidental, ya que además del fallo de operación del interruptor de respaldo, las condiciones del sistema de potencia deben ser tales que el punto donde ocurrió la falla se encuentre dentro del alcance de la protección.

Como la operación del respaldo de respaldo resulta del fallo de operación de un interruptor de respaldo, la base de este análisis es la información no justificada almacenada durante el proceso de verificación de la hipótesis de fallos de operación en los interruptores de protección primaria. Esta información es :

- a) Conjunto de interruptores que operaron (S1).
- b) Posible lugar de falla no justificado.
- c) Interruptores de respaldo y protección primaria que operaron, de acuerdo con la inferencia realizada (nueva lista).
- d) Interruptores que sufrieron un fallo de operación.

Con esta información el SIDUF prueba la hipótesis de que la falla es liberada por la operación de un respaldo de respaldo a través de la siguiente regla :

$$\begin{aligned}
 \text{falla}(E, S1) :- & \text{[NL}', \text{NL}'', \dots, \text{NL}^m], & (3.3) \\
 & \text{res}(\text{NL}', E2, S2), \\
 & \text{lado_línea}(E2), \\
 & (\text{S2} + [\text{NL}'', \dots, \text{NL}^m]) = \text{S1}.
 \end{aligned}$$

Esta regla especifica que la falla se presenta en el elemento E, si es liberada por los interruptores de respaldo y de protección primaria $[\text{NL}'', \dots, \text{NL}^m]$ más el interruptor S2, respaldo del interruptor de respaldo NL'. En este caso el número de interruptores asociados a NL' es exclusivamente uno, con lo cual se considera implícitamente el hecho de que la operación del respaldo de respaldo es poco probable. La restricción que impone la regla es que este segundo respaldo provenga a través de una línea de transmisión, representada por el elemento E2 en la base de datos 3.

En concreto, el procedimiento que se sigue para verificar la hipótesis establecida en la regla (3.3) es el siguiente :

- Se selecciona un elemento de la lista de interruptores de respaldo y de protección primaria que operaron.
- Se relaciona este interruptor con la información de la base de datos 3, a fin de determinar sus interruptores de respaldo.
- Se identifica el respaldo que opera a través de una línea de transmisión.
- Este respaldo (uno o más interruptores) se une a los interruptores restantes de respaldo y protección primaria que operaron, para formar una nueva lista.
- Se realiza un análisis comparativo entre la lista formada y la lista de los interruptores que operaron; si el análisis resulta positivo, el lugar de falla es ratificado y la formación del área de desconexión es justificada; en caso contrario, la información es almacenada para un análisis de justificación posterior.

Considerando el caso de la figura 3.8, donde el área de desconexión no fue justificada por la hipótesis de fallos de operación en los interruptores de protección primaria, la información almacenada fue :

S1 = [NOG73160,PEM73940,NIC73890]
 Lugar de falla : NOG115
 Nueva lista : [NOG73160,CEL73960,PEM73940]
 fallos de operación : [NOG73960,NOG73940]

El proceso completo para verificar la regla (3.3) se muestra a continuación :

S1 = [NOG73160,PEM73940,NIC73890]

Fase 1

NL' [NOG73160]
 ([NL'',...,NL^m]) [CEL73960,PEM73940]
 Respaldos de NL' [FUN73160,CEL73960,PEM73940]
 Respaldo S2 [CEL73960,PEM73940]
 (S2+[NL'',...NL^m]) [CEL73960,PEM73940]
 Comparación vs. S1 [CEL73960,PEM73940]≠[NOG73160,PEM73940,NIC73890]

Fase 2

NL' [CEL73960]
 ([NL'',...,NL^m]) [NOG73160,PEM73940]

Respaldos de NL' [NOG73960, NIC73890]
 Respaldo S2 [NIC73890]
 (S2+[NL'', ...NL^m]) [NIC73890, NOG73160, PEM73940]
 Comparación vs. S1 [NIC73890, NOG73160, PEM73940]=[NOG73160, PEM73940, NIC73890]

Fase 3

NL' [PEM73940]
 ([NL'', ..., NL^m]) [NOG73160, CEL73960]
 Respaldos de NL' [NOG73940]
 Respaldo S2 []
 (S2+[NL'', ...NL^m]) [NOG73160, CEL73960]
 Comparación vs. S1 [NOG73160, CEL73960]≠[NOG73160, PEM73940, NIC73890]

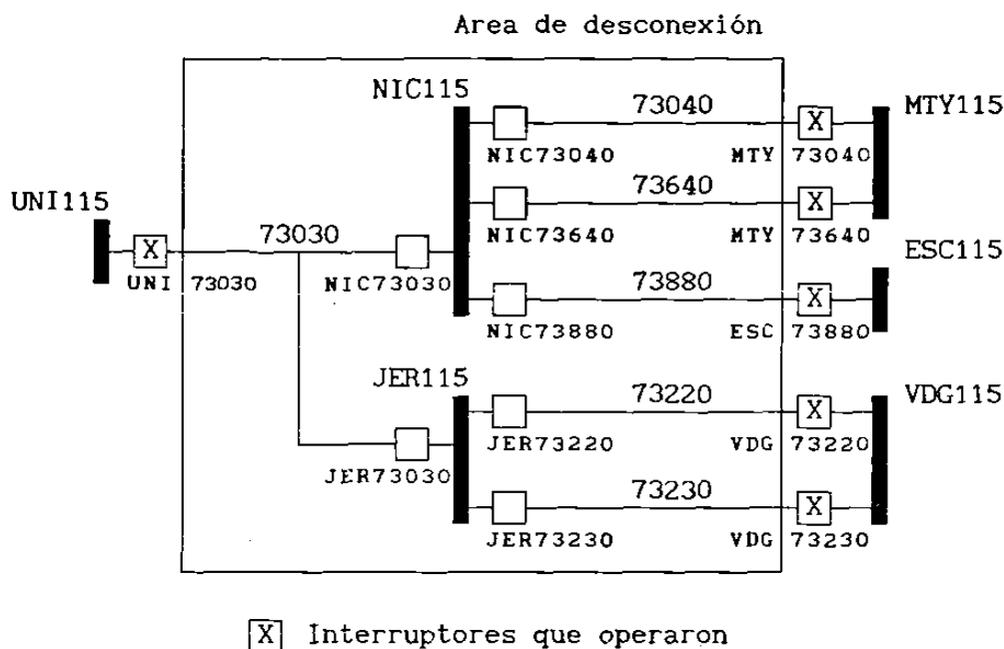
En este caso el análisis permite concluir que la falla en la barra NOG115 es justificada, cuando es liberada por los interruptores NOG73160, PEM73940 y NIC73890, donde NOG73160 es un interruptor de protección primaria, PEM73940 el interruptor de respaldo de NOG73940 y NIC73890 es el respaldo del respaldo del interruptor NOG73960.

Se puede observar que en la fase 1, el proceso trata de verificar la operación de un interruptor de respaldo detrás de NOG73160, pero al tratarse de un interruptor correspondiente a la protección primaria, sus interruptores de respaldo a través de líneas de transmisión se localizan en los extremos contrarios al elemento donde ocurrió la falla, la barra NOG115.

En el ejemplo del sistema de potencia de la figura 3.8, se presentó un resultado positivo del análisis comparativo, obteniéndose así la ratificación del lugar de falla y la justificación de la formación de área de desconexión; sin embargo, si no se presenta algún resultado positivo del análisis, la posibilidad del lugar de falla no se descarta, ya que puede ocurrir una operación incorrecta de interruptores o existir más de una falla, con lo que el número de interruptores que operaran sería mayor, obteniéndose una serie de respuestas negativas en el análisis comparativo. Por esta razón, se almacena la información referente a las nuevas listas formadas y los fallos de operación detectados.

Un aspecto importante de la consideración de la operación del respaldo de respaldo es que se incrementa el número de posibles soluciones para una

determinada operación de interruptores, tal y como se observa en la figura 3.10, donde se presentan 7 posibles lugares de falla adicionales considerando la operación del respaldo de respaldo, además de un caso con doble fallo de operación en interruptores de protección primaria.



LUGAR DE FALLA	FALLOS DE OPERACION	OPERACION DE RESPALDO	RESPALDO DE RESPALDO
LINEA 73030	NIC73030, JER73030	MTY73040, MTY73640 ESC73880, VDG73220 VDG73230	—
BARRA NIC115	NIC73030, NIC73040 NIC73640, NIC73880 JER73030	UNI73030, MTY73040 MTY73640, ESC73880	VDG73220, VDG73230
BARRA JER115	JER73030, JER73220 JER73230, NIC73030	UNI73030, VDG73220 VDG73230	MTY73040, MTY73640 ESC73880
LINEA 73040	NIC73040, JER73030	UNI73030, MTY73640 ESC73880	VDG73220, VDG73230
LINEA 73640	NIC73640, JER73030	UNI73030, MTY73040 ESC73880	VDG73220, VDG73230
LINEA 73880	NIC73880, JER73030	UNI73030, MTY73040 MTY73640	VDG73220, VDG73230
LINEA 73220	JER73220, NIC73030	UNI73030, VDG73230	MTY73040, MTY73640 ESC73880
LINEA 73230	JER73230, NIC73030	UNI73030, VDG73220	MTY73040, MTY73640 ESC73880

Figura 3.10 Incremento del número de alternativas de falla al considerar la operación del respaldo de respaldo

En el caso de una falla en la barra NIC115, el SIDUF considera que existe un fallo de operación en los interruptores NIC73030, NIC73040, NIC73640 y NIC73880, aunque lo más factible es una falla en la zona del relevador diferencial de la barra, ya que este controla el disparo de todos los interruptores. Sin embargo, para justificar el lugar de falla, el SIDUF infiere la forma en la que operaron los interruptores (formación de la zona de desconexión), sin importar las causas que la provocan.

3.3.4 OPERACION INCORRECTA

Al presentarse una falla en el sistema de potencia las protecciones operan para liberarla y aislar el lugar de falla del resto del sistema. Cuando ocurre un fallo en alguna protección, por lo general existe una protección de respaldo detrás de ella que, aunque provoca que el área de desconexión se incremente, cumple con el objetivo de liberar la falla. Sin embargo, si una protección opera cuando no debió hacerlo, además de aumentar el área de desconexión, provoca una pérdida de la lógica de operación de las protecciones, lo cual introduce un grado de dificultad al problema.

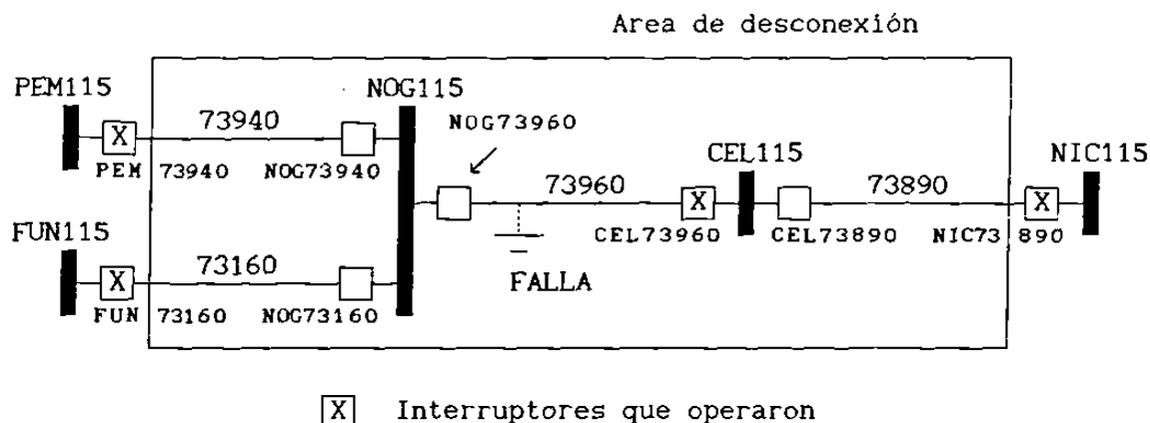


Figura 3.11 Liberación de una falla acompañada de una operación incorrecta

En el caso de la figura 3.11, se presenta una falla en la línea 73960, la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940, FUN73160 y CEL73960 al presentarse un fallo de operación en NOG73960, y además ocurre la operación del interruptor NIC73890 en forma incorrecta. Esto hace que el área de desconexión se extienda sobre la línea 73890. En esta situación el SIDUF infiere que la línea 73960 es un posible lugar de falla, a partir del cual

trata de justificar la operación de los interruptores. Así, el SIDUF justifica la operación de CEL73960 como un interruptor de protección primaria de la línea 73960 y de PEM73940 y FUN73160 como los respaldos del interruptor NOG73960, que falló. Sin embargo, no encuentra relación entre esta conclusión y la operación del interruptor NIC73890 ([PEM73940,FUN73160,CEL73960] ≠ [PEM73940,FUN73160,CEL73960,NIC73890]), por lo que se almacena la información.

Por tratarse de una situación imprevista y que resulta de una mala calibración de la protección, no se puede definir una lógica de operación para su identificación. Para poder identificar una posible operación incorrecta de interruptores durante la liberación de una falla se emplea el proceso de justificación parcial de la operación de interruptores. Este consiste en justificar la operación de una parte del total de interruptores que operaron, almacenar las conclusiones obtenidas, separar la información y buscar una justificación para el resto de los interruptores.

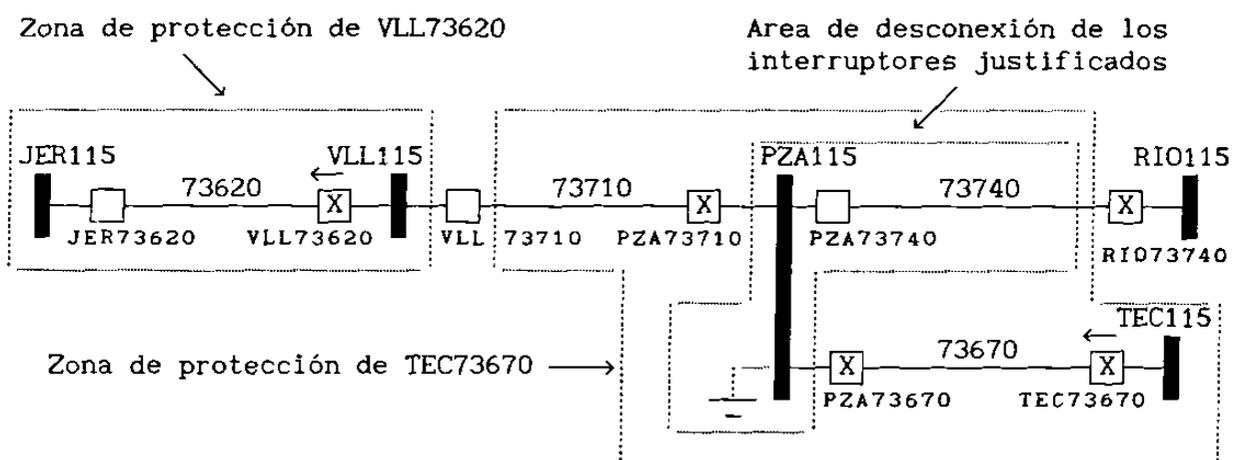
Para el caso de la figura 3.11, los interruptores PEM73940, FUN73160 y CEL73960 representan el subconjunto de interruptores que operaron y cuya operación ha sido justificada considerando la línea 73960 como lugar de falla; por el contrario, el subconjunto de los interruptores no justificados está formado solo por el interruptor NIC73890. Una vez separada la información acerca de los interruptores cuya operación no ha sido justificada, se procede a procesarla en un nuevo análisis. En este punto existen dos posibilidades para determinar si los interruptores no justificados corresponden a una operación incorrecta :

- Si el número de interruptores cuya operación no ha sido justificada es uno, se puede concluir que se trata de una operación incorrecta.
- Si el número de interruptores cuya operación no ha sido justificada es mayor de uno, se procede a determinar si existe un posible lugar de falla que justifique su operación; en caso de ser inexistente, se concluye que estos interruptores operaron incorrectamente.

La primera posibilidad se basa en el hecho de que la operación de un solo interruptor no genera una área de desconexión en sistemas con alimentación bilateral, de tal forma que no puede existir lugar de falla alguno. El caso de

la figura 3.11 corresponde a la primera posibilidad de identificación, ya que la operación aislada del interruptor NIC73890 no es justificada.

El segundo caso está relacionado con la existencia de más de una falla; en la sección de la Red Metropolitana que se muestra en la figura 3.12 han operado los interruptores VLL73620, PZA73710, RIO73740, PZA73670 y TEC73670 donde la barra PZA115 es un posible lugar de falla (conclusión obtenida en el proceso de estimación de los posibles lugares de falla). El SIDUF justifica la operación de PZA73710 y PZA73670 como protecciones primarias de la barra PZA115 y la de RIO73740 como respaldo del interruptor PZA73740; sin embargo, no puede justificar la operación de VLL73620 y TEC73670, considerando la barra PZA115 como lugar de falla.



Interruptores justificados : [PZA73710, RIO73740, PZA73670]

Interruptores sin justificar : [VLL73620, TEC73670]

Interruptores que operaron

Figura 3.12 *Inexistencia de un área de intersección entre interruptores cuya operación no es justificada*

Como los interruptores no justificados son más de uno, el SIDUF procede a determinar si existe un área de intersección entre sus zonas de protección; si existe, procede a determinar los posibles lugares de falla que justifiquen su operación; en caso contrario, concluye que los interruptores operaron incorrectamente, como es el caso de la figura 3.12, donde se observa que no existe un área de intersección entre las zonas de protección de los interruptores VLL73620 y TEC73670. Como se puede apreciar, el análisis de

operación incorrecta de interruptores proporciona la información para determinar la posibilidad de existencia de otra falla en el sistema de potencia; el proceso de inferencia empleado para esta situación se describe en la sección 3.3.5.

Para verificar la hipótesis de la existencia de una operación incorrecta de interruptores, el SIDUF analiza dos fuentes de información : la información no justificada de las hipótesis de fallos de operación en interruptores de protección primaria, y de la operación del respaldo de respaldo. El caso de la figura 3.12 corresponde a la hipótesis de fallos de operación. El proceso de justificación parcial de la operación de interruptores se puede resumir en las siguientes reglas :

$$\begin{aligned} \text{falla}(S1,E) :- S1=[I1, I2, I3, I4, \dots, In], & \quad (3.4) \\ & \text{justifica}(E, [I1, I2, I3]), \\ & [I1, I2, I3] \subset S1, \\ & \text{conteo}([I4, \dots, In], 1), \\ & \text{operación incorrecta} : [I4, \dots, In]. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{falla}(S1,E) :- S1=[I1, I2, I3, I4, \dots, In], & \quad (3.5) \\ & \text{justifica}(E, [I1, I2, I3]), \\ & [I1, I2, I3] \subset S1, \\ & \text{not}(\text{conteo}([I4, \dots, In], 1)), \\ & \text{not}(\text{intersección}([I4, \dots, In])), \\ & \text{operación incorrecta} : [I4, \dots, In]. \end{aligned}$$

La primera indica que si los interruptores [I1, I2, I3], que justifican el lugar de falla E, forman parte de S1 y el subconjunto de interruptores justificados [I4, ..., In] contiene solo un elemento, se concluye que éste operó en forma incorrecta. Por otra parte, la regla (3.5) especifica que si el número de interruptores no justificados es distinto de uno (por conclusión tiene que ser más de uno) y además no existe una área de intersección entre sus zonas de protección, estos interruptores operaron en forma incorrecta.

A modo de ejemplo, se muestra el proceso de inferencia para identificar la operación incorrecta de interruptores aplicado a la situación de la figura 3.12, donde la barra PZA115 es un posible lugar de falla.

a) Información de entrada

S1 = [VLL73620,PZA73710,RI073740,PZA73670,TEC73670]

lugar de falla : PZA115

b) Prueba de hipótesis de fallos de operación

pri(PZA115, [PZA73710,PZA73740,PZA73670])

operación normal : [PZA73710,PZA73670]

fallo de operación : [PZA73740]

res(PZA73740,PZA115, [RI073740])

respaldo : [RI073740]

Nueva lista : [PZA73710,PZA73670,RI073740]

[PZA73710,PZA73670,RI073740] ≠ [VLL73620,PZA73710,RI073740,PZA73670,TEC73670]

c) Prueba de hipótesis de operación incorrecta

[PZA73710,PZA73670,RI073740] c [VLL73620,PZA73710,RI073740,PZA73670,TEC73670]

operación no justificada : [VLL73620,TEC73670]

Número de operaciones no justificadas ≠ 1

Zona de protección de VLL73620 : [VLL115,73620,JER115]

Zona de protección de TEC73670 : [TEC115,73670,PZA115,73740,73710]

Determinación de posibles lugares de falla

Lista	Memoria de almacenamiento	Memoria acumulativa
[VLL115,73620,JER115]	[VLL115,73620,JER115]	[]
[TEC115,73670,PZA115, 73740,73710]	[VLL115,73620,JER115, TEC115,73670,PZA115, 73740,73710]	[]

Area de intersección : []

operación incorrecta : [VLL73620,TEC73670]

Este ejemplo parte de la información no justificada al verificar la hipótesis de fallos de operación de interruptores de protección primaria, pero el análisis se realiza también con la información no justificada durante la prueba de la hipótesis de la operación del respaldo de respaldo.

3.3.5 FALLAS MÚLTIPLES

Hasta este punto, las hipótesis de operación normal, fallos de operación, operación del respaldo de respaldo y operación incorrecta probadas por el SIDUF están enfocadas a justificar la operación de la totalidad de los interruptores que operaron para una falla sencilla; sin embargo, existe la posibilidad de que haya otra falla. Como se describió en la sección 3.3.4, el análisis de la hipótesis de la operación incorrecta de interruptores da la pauta para probar la hipótesis de la existencia de más de una falla a fin de justificar la operación de los interruptores que operaron.

Para probar si la hipótesis de la existencia de una segunda falla es correcta, el SIDUF emplea el proceso de justificación parcial de la operación de protecciones para verificar la siguiente regla :

$$\begin{aligned}
 \text{falla}(S1,E) :- & S1=[I1, I2, I3, I4, \dots, In], & (3.6) \\
 & \text{justifica}(E, [I1, I2, I3]), \\
 & [I1, I2, I3] \subset S1, \\
 & \text{not}(\text{conteo}([I4, \dots, In], 1)), \\
 & \text{intersección}([I4, \dots, In]), \\
 & \text{análisis} : [I4, \dots, In].
 \end{aligned}$$

Esta regla es semejante a la regla (3.5) sobre la operación incorrecta de interruptores al eliminar los interruptores que justifican la falla en el elemento E; la diferencia consiste en que la operación no justificada de los interruptores $[I4, \dots, In]$ da lugar a un área de intersección entre sus zonas de protección correspondientes, justificando la posible existencia de una segunda falla.

Cuando se presenta esta situación, el SIDUF almacena la información justificada en un archivo de resultados, y procede a analizar la información no justificada. Este nuevo análisis sigue la misma secuencia del análisis previo; es decir, primero se determinan los posibles lugares de falla de la segunda área de desconexión y después se procede a su justificación a través de la prueba de las hipótesis de una posible operación correcta, fallos de operación de interruptores de protección primaria, operación del respaldo de respaldo y operación incorrecta de interruptores. Cuando este nuevo análisis no puede justificar la formación de la segunda área de desconexión

considerando un posible lugar de falla bajo los criterios anteriores, el SIDUF concluye que ésta fue generada por la operación incorrecta de los interruptores.

En la figura 3.13 se forman dos áreas de desconexión : la primera formada por la apertura de ESC73880 y NIC73880, y la segunda por la apertura de MTY73040, PEM73820, MTY72070 y MTY72080. Cuando el SIDUF justifica la operación de estos interruptores considerando como lugar de falla la barra MTY115, e identifica que la operación de ESC73880 y NIC73880 forma una segunda área de desconexión, procede a probar la existencia de otro lugar de falla que justifique la operación de estos dos interruptores.

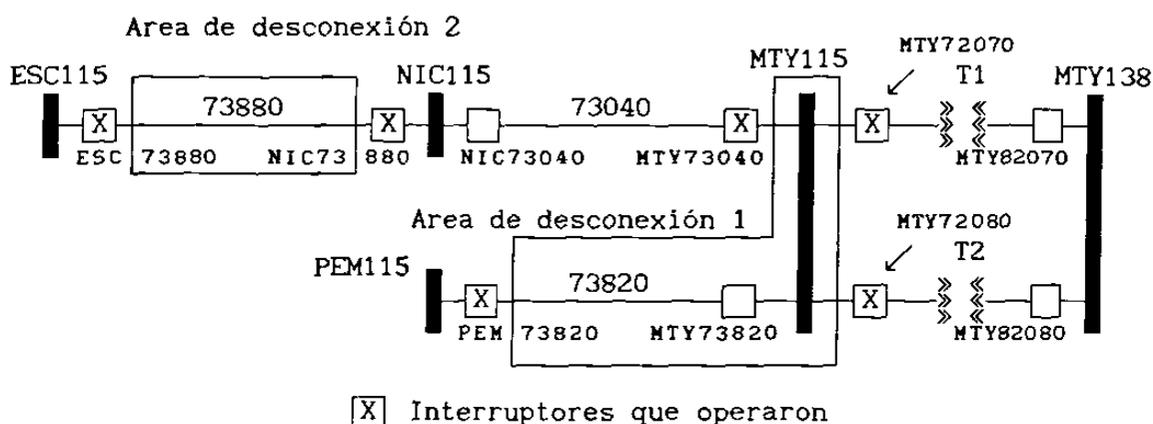


Figura 3.13 Posibilidad de existencia de más de una falla

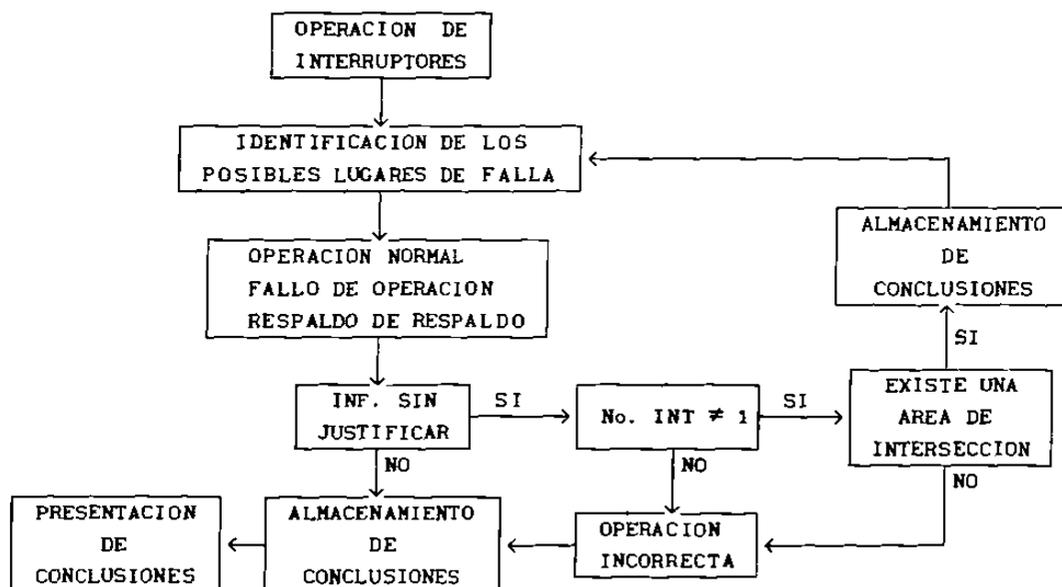


Figura 3.14 Proceso de inferencia de SIDUF

La aplicación de esta hipótesis se limita a la consideración de la existencia de una doble falla, ya que las probabilidades de que se presenten tres fallas en forma simultánea en un sistema de potencia son reducidas. Esta hipótesis es la última posibilidad considerada por el SIDUF para justificar una operación de interruptores. En la figura 3.14 se muestra gráficamente el proceso de inferencia para la verificación de hipótesis.

Como solo se considera la posibilidad de que existan dos fallas al mismo tiempo, el ciclo de información de la figura 3.14 solo se realiza una vez para el análisis de un posible lugar de falla. Sin embargo, si el primer análisis obtiene como resultado dos posibles lugares de falla (existen interruptores cuya operación no fue justificada), el ciclo se realizará dos veces, una por cada lugar de falla. Para comprender esta situación, considérese el sistema de potencia de la figura 3.15, donde han operado los interruptores VDG73230, LEO73220, NIC73630, NIC73040, NIC73640 y MTY73000. El primer análisis realizado por el SIDUF está enfocado a estimar un lugar de falla que justifique la totalidad de los interruptores que operaron, obteniéndose las siguientes posibilidades :

Falla	Int. Justificados	Int. no Justificados	Criterio
73230	VDG73230, LEO73220, NIC73630	NIC73040, NIC73640, MTY73000	Fallo de op.
JER115	VDG73230, LEO73220, NIC73630	NIC73040, NIC73640, MTY73000	Fallo de op.
73220	VDG73230, LEO73220, NIC73630	NIC73040, NIC73640, MTY73000	Fallo de op.
73630	VDG73230, LEO73220, NIC73630	NIC73040, NIC73640, MTY73000	Fallo de op.
NIC115	NIC73630, NIC73040, NIC73640	VDG73230, LEO73220, MTY73000	Op. normal
MTY115	NIC73040, NIC73640, MTY73000	VDG73230, LEO73220, NIC73630	Fallo de op.

Así, aunque resultaron seis posibles soluciones donde existen interruptores cuya operación no fue justificada en el primer análisis realizado por el SIDUF, cada uno relacionado con un posible lugar de falla, solo existen tres conjuntos de interruptores no justificados, ya que un mismo conjunto se relaciona con cuatro distintos lugares de falla. Por lo tanto, el ciclo de información de la figura 3.14 se repetirá tres ocasiones; esto no quiere decir que se considere la posibilidad de una triple falla, solo que cada ciclo corresponde a la verificación de la hipótesis de la existencia de una falla doble para cada uno de los conjuntos de interruptores no justificados.

En el Capítulo 5 se presenta el proceso de inferencia en forma global mediante una serie de ejemplos, empleando como base la Red Metropolitana de Monterrey.

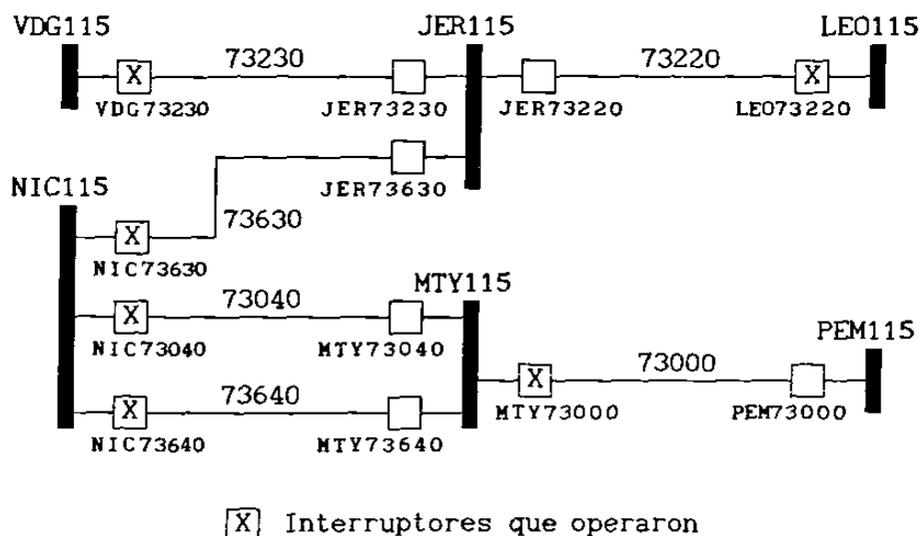


Figura 3.15 Situación donde se presenta un ciclo múltiple de información

3.4 PONDERACIÓN Y PRESENTACION DE RESULTADOS

Una vez que el SIDUF ha justificado la totalidad de las operaciones de los interruptores considerando uno o más lugares de falla, procede a presentar al usuario los resultados obtenidos, los cuales contienen la siguiente información :

- Lugar de falla.
- Interruptores que liberan la falla.
- Interruptores que sufren un fallo de operación.
- Interruptores que operan incorrectamente.

Dependiendo de la situación, esta información puede estar presente total o parcialmente. El SIDUF clasifica la operación de interruptores en :

- Operación de una protección primaria.
- Fallo de operación en una protección primaria.
- Operación de una protección primaria acompañada de una operación incorrecta.
- Fallas dobles con fallos de operación y sin operación incorrecta.

- Fallas dobles con fallos de operación y operación incorrecta.
- Fallas dobles donde una operación es de una protección primaria.

Cuando la justificación se realiza en base a un solo lugar de falla, el proceso de presentación consiste en indicar el lugar de falla y la forma en que 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 una secuencia de presentación de resultados que refleje las probabilidades de existencia de tales situaciones; para ello, se lleva a cabo una serie de ponderaciones de la operación de las protecciones, basadas en dos factores de certeza :

- a) El número de fallos de funcionamiento (fallos de operación y operaciones incorrectas) que deben presentarse para justificar una determinada operación de interruptores.
- b) El carácter incidental de la operación del respaldo de respaldo.

La primera ponderación se realiza en base a un conteo de los fallos de operación y operaciones incorrectas que el SIDUF determina que deben presentarse para justificar una operación de protecciones; aquella alternativa de falla en que el número de fallos de funcionamiento es menor, será la de mayor probabilidad de ser correcta. Para determinar este factor, el SIDUF relaciona los fallos de funcionamiento de los interruptores con los cuales justifica la formación del área de desconexión para un determinado lugar de falla, con la información de la base de datos 5, que almacena los interruptores que son controlados por un mismo relevador, y por cada asociación de información, el factor se incrementa una unidad. De esta forma, mientras menor sea el factor de ponderación, existen más posibilidades de que la alternativa de falla sea correcta. Este factor de ponderación se puede interpretar como una representación de las protecciones en un sistema de potencia, ya que mientras menor sea el número de fallos de funcionamiento que se presenten, la operación de las protecciones será más confiable, y como resultado, el lugar de falla es más factible de ser correcto.

El segundo factor de ponderación se refiere a las posibilidades de ocurrencia de la operación del respaldo de respaldo en el proceso de liberar una falla. Estas posibilidades son establecidas en base a dos consideraciones :

1. El alcance de la protección debe asegurar el cubrir la barra en el extremo de una línea adyacente.
2. Bajo ciertas condiciones del sistema, la protección presenta un sobrealcance, cubriendo algo más allá de la barra del extremo opuesto de una línea adyacente.

Estas consideraciones se analizan utilizando una sección de la Red Metropolitana, tal y como muestra en la figura 3.16. Como se estableció en el modelo de protecciones, los interruptores conectados en líneas de transmisión son controlados por protecciones de distancia o direccionales de sobrecorriente. En el caso de las protecciones de distancia, su alcance se encuentra dividido en zonas de protección bajo el siguiente criterio :

- 1ª Zona : Cubre aproximadamente el 80% de la línea donde está la protección.
- 2ª Zona : Cubre aproximadamente hasta el 50% de la más corta de las líneas adyacentes en la dirección de disparo de la protección.
- 3ª Zona : Cubre como mínimo hasta la barra conectada al extremo opuesto de la más larga de las líneas adyacentes.

En la figura 3.16 las dos primeras zonas se encuentran marcadas para el interruptor FUN73160. En el caso de la tercera zona se muestra una zona de incertidumbre en que varía su alcance dependiendo de las condiciones del sistema. En realidad el alcance de las tres zonas se ve afectado, pero el caso de la tercera zona es crítico por ser el extremo final de la protección.

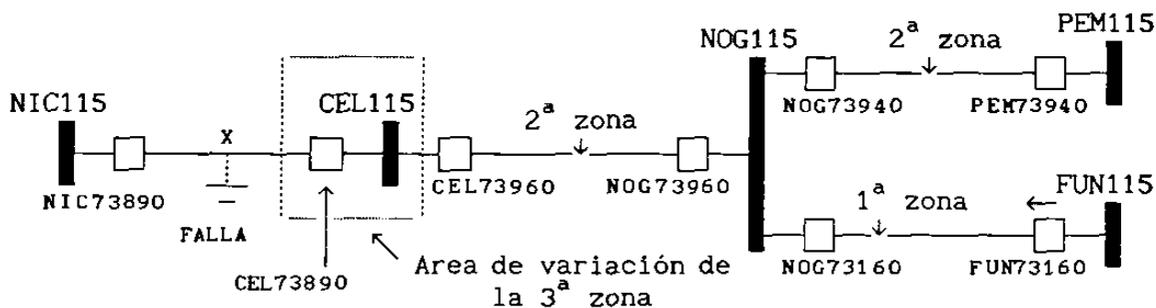


Figura 3.16 *Carácter incidental de la operación del respaldo de respaldo*

Al presentarse una falla en el punto X, esta debe ser liberada por los interruptores extremos de la línea NIC73890 y CEL73890, que constituyen la

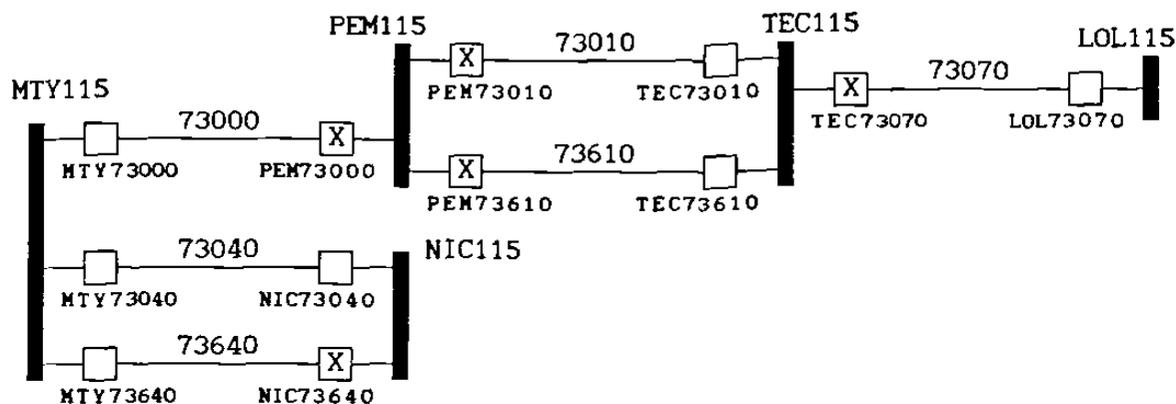
protección primaria. Si la falla ocurre en la misma línea, pero las condiciones del sistema son tales que el alcance de la tercera zona del interruptor FUN73160 se extiende hasta el punto de falla, este puede operar como respaldo de NOG73960, que a su vez es respaldo de CEL73890. Sin embargo, si la falla ocurre en la barra CEL115, el interruptor FUN73160 puede operar por tercera zona como respaldo de NOG73960, que en esta situación es respaldo de CEL73960. La diferencia entre ambos casos es que para una falla en la barra, es más probable que opere el interruptor FUN73160, ya que el criterio de tercera zona establece que la barra debe estar dentro del alcance de la protección, mientras que para una falla en la línea, solo operará como respaldo de respaldo si la falla está próxima a la barra CEL115, y las condiciones del sistema en el momento de la falla son tales que el punto de falla cae dentro de la tercera zona del interruptor. Por lo anterior, cuando el SIDUF justifica una determinada operación de protecciones bajo el criterio de la operación del respaldo de respaldo, asigna un factor de ponderación alto a los lugares de falla que sean barra y bajo a los lugares de falla que sean líneas de transmisión.

Si la protección es direccional de sobrecorriente, en lugar de tres zonas hay solamente dos (una instantánea y otra de tiempo inverso), pero en general se tiene la misma situación en cuanto al carácter incidental del respaldo de respaldo que en la protección de distancia.

Considerando ambos factores de ponderación, el SIDUF presenta las alternativas de falla en orden descendente de probabilidad. Para esto se presenta un compromiso entre ambos factores; así, aquellas soluciones que tengan un factor de ponderación de fallos de funcionamiento menor y un factor de ponderación por el carácter incidental de la operación del respaldo de respaldo alto, serán las más probables de ser las correctas.

Considerando la operación de interruptores de la figura 3.17, existen dos posibles lugares de falla :

- 1) Falla en PEM115 : opera la protección primaria y operan incorrectamente NIC73640 y TEC73070.
- 2) Falla en TEC115 : fallo de operación de TEC73010 y TEC73610; operan incorrectamente NIC73640 y PEM73000.



Interruptores que operaron

Figura 3.17 Estimación del lugar de falla más probable

La asociación de los fallos de operación y las operaciones incorrectas con la información almacenada en la base de datos 5 queda como :

Lugar de falla	Fallos de operación	Operaciones incorrectas	Factor
PEM115	-	rly(73640, [NIC73640])	1
		rly(73070, [TEC73070])	2
TEC115	rly(73010, [TEC73010]) rly(73610, [TEC73610])	rly(73640, [NIC73640])	3
		rly(73000, [PEM73000])	4

De esta forma el SIDUF concluye que la falla más probable es la que ocurre en la barra PEM115, la cual es liberada por la protección diferencial (protección primaria), presentándose la operación incorrecta de los interruptores NIC73640 y TEC73070. Como ninguna falla se justifica por la operación de algún respaldo de respaldo, el factor de ponderación correspondiente no se considera; sin embargo, si fuera considerado, tendría un valor alto, ya que los lugares de falla son barras.

Cuando la asociación se realiza con una protección diferencial, esta se considera como una falla única, ya que es más lógico suponer que falló el relevador que controla la protección diferencial que aceptar que fallaron todos los interruptores de la barra, lo cual es poco probable. Una situación

especial se presenta cuando la hipótesis de la existencia de una doble falla se comprueba, ya que los lugares de falla obtenidos en el segundo análisis deben relacionarse con los lugares de falla resultantes del primer análisis, con el fin de agrupar la información sobre sus factores de ponderación para establecer una secuencia de presentación de conclusiones en orden descendente de probabilidad de ocurrencia.

Considérese que se tienen tres posibles soluciones a una operación de interruptores, cada una de las cuales contempla la existencia de una doble falla, tal y como se muestra a continuación :

	Factores de ponderación	
	Fallos de funcionamiento	Operación del respaldo de respaldo
Solución 1		
F1	2	5
F2	1	8
Solución 2		
F1	1	8
F2	3	5
Solución 3		
F1	2	5
F2	0	5

El primer paso es agrupar la información de las dobles fallas, sumando sus respectivos factores de ponderación por fallos de funcionamiento y agrupándolos en orden descendente, quedando de la siguiente forma :

Solución 3	(F1, F2, 2, 5, 5)
Solución 1	(F1, F2, 3, 5, 8)
Solución 2	(F1, F2, 4, 8, 5)

De esta forma se obtiene un orden descendente de probabilidad parcial con respecto al factor de ponderación de los fallos de funcionamiento. En este caso no existe una coincidencia en valor numérico, pero en caso de existir, el empate se rompe con los factores de ponderación de la operación del respaldo de respaldo, donde los de mayor probabilidad de ocurrencia son los que tienen los mayores valores.

CAPITULO 4

ESTRUCTURA GENERAL DEL SISTEMA BASADO EN CONOCIMIENTO SIDUF

4.1 PROGRAMA DE CONTROL DE FLUJO DE INFORMACION

En la figura 4.1 se muestra la estructura del sistema SIDUF representada en un diagrama de bloques. El programa de control de flujo de información tiene por objeto verificar el flujo de información entre las distintas partes del SIDUF, interactuar con el usuario para ejecutar distintas opciones y realizar un procesamiento previo de información antes de transferirla al módulo respectivo. Las opciones que presenta el menú del programa de control son :

- a) Realizar un análisis con el S.E.P. en memoria operativa.
- b) Modificar el S.E.P. en memoria operativa.
- c) Cargar un S.E.P. almacenado en disco.
- d) Crear la configuración de un S.E.P.

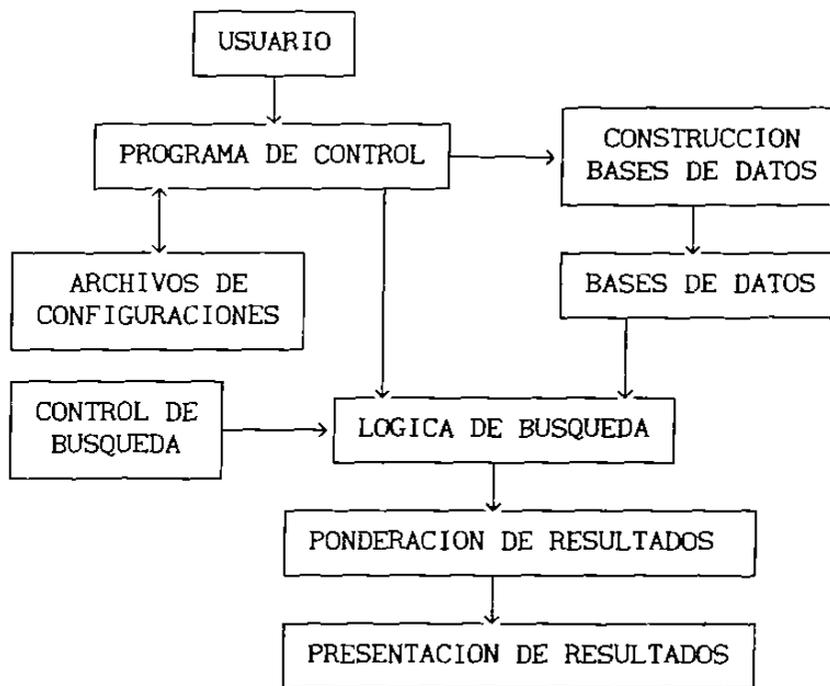


Figura 4.1 Estructura del Sistema Basado en Conocimiento SIDUF

La primera opción prepara el SIDUF para realizar un nuevo análisis para estimar los posible lugares de falla a partir de una determinada operación de interruptores. La preparación del SIDUF es el proceso de eliminación de los archivos de datos de la información referente a un análisis anterior que puede interferir con el nuevo análisis. Una vez preparado el SIDUF, el programa de control recibe del usuario los interruptores que operaron y dirige esta información al módulo de lógica de búsqueda para el análisis respectivo. Una vez terminado el análisis, el SIDUF retorna al menú del programa de control.

La opción de modificar el S.E.P. en memoria se refiere a la posibilidad de realizar cambios en la configuración del S.E.P. que se está analizando (las bases de datos correspondientes están disponibles en memoria). Estos cambios pueden ser de adición de nuevos elementos o de eliminación de elementos presentes en ese momento. Cuando se trata de eliminar algún elemento, se debe declarar de qué elemento se trata y el SIDUF infiere que los interruptores adyacentes a ese elemento deben estar abiertos; en el caso de la adición de nuevos elementos, se debe especificar el nombre del nuevo elemento y los interruptores que lo conectan con el resto del sistema de potencia.

El SIDUF permite la desconexión de los siguientes elementos :

- a) Barra colectora.
- b) Línea de transmisión.
- c) Transformador de potencia.
- d) Extremo de una línea con derivación (tap).

Las opciones para la adición de nuevos elementos son :

- e) Conectar una línea de transmisión.
- f) Conectar una derivación (tap) a una línea de transmisión.
- g) Seccionar una línea de transmisión para intercalar una barra.
- h) Conectar un bloque generador-transformador.

En todos los casos el programa de control recibe la información del usuario para realizar las modificaciones correspondientes a la configuración del sistema de potencia. Como el proceso de inferencia del SIDUF se basa en la información almacenada en las bases de datos, al momento de realizar un cambio en la configuración se procede a elaborar las nuevas bases de datos que

contengan información sobre el cambio realizado en el sistema de potencia. Los procedimientos de almacenamiento y eliminación se expondrán en la sección 4.3.1, después de explicar la estructura para almacenar la configuración de un sistema de potencia.

La opción de cargar un S.E.P. almacenado en disco se refiere a seleccionar un nuevo sistema de potencia, cuya configuración se encuentra almacenada en un archivo en disco, y transferirlo a la memoria operativa. Para esto, el programa de control borra sistemáticamente la información de las bases de datos que contienen información sobre el sistema de potencia anterior; una vez hecho lo anterior, se transfiere la configuración del nuevo sistema de potencia del archivo en disco original a la base de datos que almacena la configuración, y a partir de ésta se procede a elaborar el resto de las bases de datos. Con esto el SIDUF está en disponibilidad de realizar un nuevo análisis de la operación de protecciones.

Mediante este proceso se puede almacenar un número indeterminado de configuraciones de sistemas de potencia, incluyendo variantes de los mismos. Como el programa de control transfiere la información de la configuración del archivo en disco a la base de datos, cuando esta última es borrada para dar paso a una nueva configuración, la configuración del sistema anterior sigue disponible en el archivo original en disco.

La última opción que presenta el programa de control es la creación de un nuevo sistema de potencia. Esta opción es distinta de la de modificaciones, ya que en esta última se realizan pequeños cambios a una configuración ya existente, mientras que en la creación de un nuevo sistema de potencia se parte prácticamente de cero. Esta opción presenta dos variantes; la primera consiste en la creación de un sistema de potencia desde cero, y la segunda permite continuar conformando un sistema de potencia que por ciertas circunstancias se dejó inconcluso. En ambos casos, antes de abandonar el procedimiento de construcción, el programa de control pregunta el nombre del archivo en disco que almacenará la nueva configuración y el nombre que lo identifica. Este último puede ser una frase de cualquier extensión, que explique las características del sistema de potencia. Este nombre identificador aparecerá siempre en la parte inferior de todos los menús de opciones que presente el programa de control a fin de señalarle al usuario el sistema de potencia que está analizando. Por ejemplo, el nombre del archivo en

disco puede ser REDMTY y el nombre identificador RED METROPOLITANA DE MONTERREY. Esto también evita confusión con los nombres de los archivos en discos, restringidos a 8 dígitos como máximo, al momento de cargar un nuevo S.E.P. en memoria.

De esta forma, se observa que la única información externa que requiere el SIDUF es la referente a la configuración del sistema de potencia, de la cual el SIDUF parte para elaborar el resto de las bases de datos, utilizando el modelo de operación de protecciones almacenado en el módulo de construcción de bases de datos.

4.2 MODELO DE PROTECCIONES

Como se observa en la figura 4.1, el módulo de construcción de bases de datos recibe del programa de control la información referente a la configuración del sistema de potencia. Con esta información se procede a elaborar las bases de datos necesarias para realizar el proceso de estimación de los lugares de falla.

Este módulo está constituido por un conjunto de reglas y hechos que representan el modelo de operación de protecciones considerado por el SIDUF, el cual establece los criterios de operación de las distintas protecciones de un sistema de potencia. Sin embargo, como las protecciones de los sistemas de potencia actuales varían de uno a otro, se permite realizar modificaciones al modelo a fin de adaptarlo a los requerimientos de un nuevo sistema de potencia. Estos cambios son realizados por el usuario durante la construcción de la configuración del sistema de potencia y transferidos por el programa de control para que el proceso de construcción de las bases de datos considere dichas modificaciones.

Es conveniente analizar en primer término el modelo de operación de protecciones, que constituye el punto de partida del proceso de formación de bases de datos del SIDUF.

Para llevar a cabo la estimación de los lugares de falla y la justificación del área de desconexión generada, es necesario tener acceso a información sobre la configuración de la red y de los distintos esquemas de

protección con que cuenta. Sin embargo, debido a la complejidad de los sistemas modernos de potencia, existe una gran diversidad en los esquemas de protección de sus distintos elementos.

En lo que respecta al primer requerimiento, la configuración de la red, es necesario conocer qué elementos la conforman y las interconexiones entre los mismos, por lo que es conveniente elaborar una estructura de almacenamiento apropiada. En cambio, la información sobre los esquemas de protección abarca aspectos tales como la protección primaria de los elementos y las protecciones de respaldo, cuyas características varían dependiendo del elemento de que se trate. Así, la información referente a los esquemas de protección debe reflejar su lógica de operación y su relación con los elementos del sistema de potencia que protegen.

Este modelo establece cinco criterios básicos a fin de generalizar la lógica de operación de las protecciones en un sistema de potencia, los cuales son :

- Las protecciones de las líneas de transmisión tienen direccionalidad.
- La protección de barras y transformadores es diferencial.
- No existe protección tipo piloto en líneas de transmisión.
- No existe respaldo local en barras.
- Los interruptores de la red tienen arreglo sencillo.

Estos criterios establecen un modelo para representar la operación de las protecciones en un sistema de potencia. Sin embargo, como se mencionó en la sección 4.2, el usuario tiene acceso a modificar algunos de estos criterios a fin de adaptar el modelo a las características del sistema. Los criterios que pueden ser modificados son la protección diferencial en barras y transformadores y las protección tipo piloto en líneas de transmisión.

Direccionalidad de las protecciones de las líneas de transmisión. En los actuales sistemas de potencia existen distintos tipos de protecciones para líneas de transmisión, que se pueden agrupar, de acuerdo con el principio de detección que utilizan, en direccionales de sobrecorriente, de distancia y tipo piloto. Las dos primeras tienen selectividad relativa, y realizan las funciones de protección primaria y de respaldo; tienen como característica en común la direccionalidad, que implica que solo operan para un determinado

sentido de circulación de la corriente de cortocircuito. Por ejemplo, en la figura 4.2 se observa que las protecciones de la línea de transmisión están dirigidas hacia la propia línea (sentidos de las flechas), de tal forma que ambas operan y mandan a disparar los interruptores cuando existe una falla en la línea. Sin embargo, si la falla ocurre fuera de la línea, solo una de las protecciones la detectará, debido a los sentidos opuestos de dirección de operación de ambas protecciones.

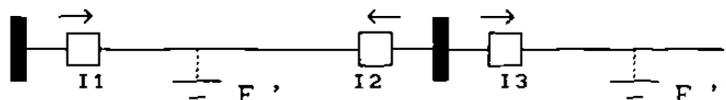


Figura 4.2 Direccionalidad en las protecciones de líneas de transmisión

Al considerar la direccionalidad de las protecciones en las líneas de transmisión, se eliminan las diferencias entre ambos tipos de protecciones dadas por el principio de detección del cortocircuito. En ese caso el criterio de operación de las protecciones de las líneas de transmisión implica que la falla esté ubicada en su sentido de operación y dentro de su zona de operación, que puede ser la línea propia o las adyacentes, pues este concepto es válido para protecciones primaria y de respaldo. En el caso de la figura 4.2, el interruptor I1 debe operar para una falla en F'' en el caso de que el interruptor I3 no operara.

Protección diferencial de barras y transformadores. A diferencia de las líneas de transmisión, que son elementos distribuidos en determinado territorio, las barras y transformadores son elementos concentrados, lo que facilita la utilización de la protección diferencial. Este tipo de protección verifica que la suma vectorial de las corrientes en un elemento es cero, ya que de presentarse una diferencia, significaría la presencia de una falla.

Debido a que las barras representan los nodos del sistema de potencia, la falla en alguna de ellas afecta seriamente la operación del sistema. Por esta causa, el modelo establece que todas las barras que componen la red están protegidas diferencialmente. Sin embargo, en determinados casos, cuando alguna barra no representa una importancia vital para el sistema, se prescinde de la protección diferencial, quedando protegida por los interruptores de los extremos opuestos de las líneas adyacentes, tal y como se presenta en la figura 4.3.

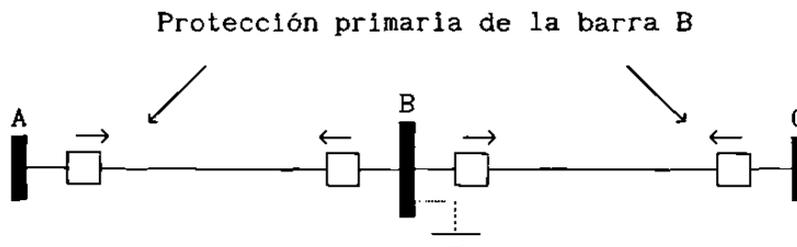


Figura 4.3 *Protección primaria de una barra que no tiene protección diferencial*

Por esta razón, el usuario tiene la opción de especificar que dentro de la configuración del sistema de potencia existe una barra que no tiene protección diferencial. Generalmente esto se presenta cuando la barra sirve como un punto intermedio en una línea de transmisión, para la conexión de cargas. Una característica importante de esta protección es que es protección primaria, y no realiza funciones de respaldo como las protecciones de las líneas de transmisión con direccionalidad.

Protección tipo piloto de líneas de transmisión. La protección tipo piloto de líneas de transmisión es en concepto una protección con selectividad absoluta y presenta algunas variantes dependiendo del principio de detección que utilice. Su función primordial es provocar la apertura instantánea de los interruptores extremos de la línea de transmisión. Este tipo de protección, al igual que la diferencial de barra y transformador, es primaria, ya que debido a sus características no realiza funciones de respaldo.

Cuando se utiliza protección tipo piloto para protección primaria de una línea, se colocan protecciones direccionales de sobrecorriente o de distancia, tanto para duplicar la protección primaria, como para tener un medio de proporcionar respaldo a los elementos adyacentes a la línea. Debido a esto, aún y cuando exista protección piloto en alguna línea de transmisión, permanece la protección con direccionalidad de la misma línea.

El modelo establece que no existen protecciones piloto en las líneas de la red, situación que puede ser modificada por el usuario en caso de ser necesario. Así, cuando se declara que una línea posee protección tipo piloto, el SIDUF deduce que se trata de una protección primaria, que no realiza funciones de respaldo, y que por lo tanto no entra en operación si la falla se

presenta fuera de su zona de protección. Este aspecto es importante en la construcción de las bases de datos.

Respaldo local en barras. La protección de respaldo local en barras realiza la apertura de todos los interruptores de la barra cuando se presenta un fallo en alguno de los interruptores. En el caso de la figura 4.4, al presentarse una falla en la línea BD, la protección primaria (ya sea tipo piloto, direccional de sobrecorriente o de distancia) debe provocar el disparo de los interruptores I9 e I10. En el caso de que el interruptor I9 sufra un fallo y no opere, deben operar los respectivos interruptores de respaldo que en el caso normal serían los interruptores I1, I3, I6 e I8, ya que los interruptores I2, I4, I5 e I7 no pueden abrir debido al sentido de operación de sus protecciones. En el caso de que la barra B cuente con respaldo local, los interruptores de respaldo son I2, I4, I5 e I7, con lo que se aumenta la sensibilidad y se reduce el tiempo de operación de la protección de respaldo.

Como se puede apreciar, la protección de respaldo local tiene la función de liberar la falla cuando la protección primaria no funciona adecuadamente, reduciendo así el área de desconexión con respecto al caso del respaldo remoto. Aunque esta protección es importante, su utilización no es en la totalidad de las barras de un sistema de potencia, restringiéndose a las barras más importantes. Debido a esta falta de generalidad en su utilización, el modelo no contempla la existencia de respaldo local en barras.

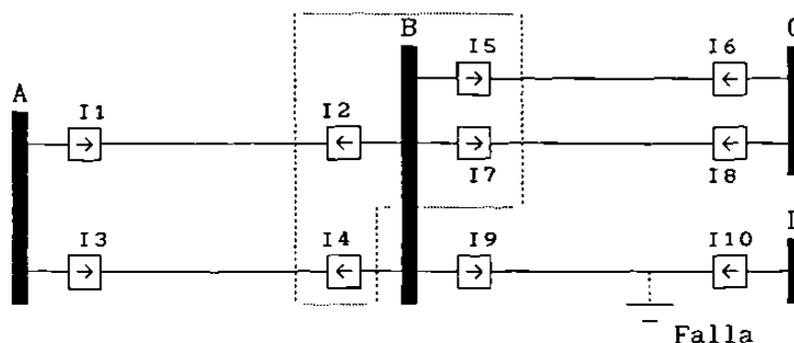


Figura 4.4 Respaldo local en barras

Arreglo sencillo de los interruptores de la red. El arreglo de los interruptores, aunque no es un aspecto específico de las protecciones en un sistema de potencia, sí influye en la lógica de operación de las mismas. Por esta razón el modelo debe tener en cuenta el tipo de arreglo de interruptores,

y considera que todas las interconexiones entre los elementos del sistema de potencia se hace por un arreglo sencillo de interruptores. Esta consideración se debe al hecho de que la utilización de arreglos de interruptores más complejos (interruptor y medio o doble interruptor) no puede ser generalizada, debido fundamentalmente a su elevado costo.

Los cinco criterios anteriores permiten que el modelo pueda ser empleado en cualquier sistema de potencia a fin de generalizar la lógica de operación de las protecciones; al mismo tiempo, establece un límite en el desarrollo del SIDUF, reduciendo los esfuerzos computacionales.

4.3 ALMACENAMIENTO DE INFORMACION EN BASES DE DATOS

Partiendo del modelo que establece las bases de los criterios de funcionamiento de las protecciones, la información acerca de su operación en el sistema de potencia debe ser generada y almacenada en bases de datos para realizar los análisis respectivos. Como existen distintos conceptos en su operación, la información se almacena en cuatro bases de datos, que en conjunto, representan la lógica de operación del sistema de protecciones, tomando como base el modelo anteriormente descrito.

Estas bases de datos almacenan la siguiente información :

- La protección primaria de cada uno de los elementos del sistema de potencia.
- Los interruptores que deben operar como respaldo para liberar una falla cuando la respectiva protección primaria no opera adecuadamente.
- Los elementos del sistema de potencia que son protegidos en conjunto por un determinado interruptor, ya sea como protección primaria o como respaldo.
- Los conjuntos de interruptores que son controlados por un mismo relevador, sin importar el tipo de relevador de que se trate.

Se exponen a continuación las principales características de cada una de las bases de datos, incluyendo la que almacena la configuración del sistema de potencia, así como los procesos de inferencia utilizados para su elaboración.

4.3.1 BASE DE DATOS 1: CONFIGURACION DEL SISTEMA DE POTENCIA

Como se indicó en la sección 4.2, la información referente a la configuración del sistema de potencia debe ser brindada en forma externa por el usuario. Los requerimientos para el usuario que presenta esta operación son mínimos, ya que el programa de control procesa la información y automáticamente la almacena en un formato especial. Además de lo anterior, la configuración del sistema de potencia es la base para elaborar el resto de las bases de datos, acción realizada por el SIDUF a través del modelo de protecciones. Por esta razón, las modificaciones del sistema de potencia y las declaraciones sobre cambios al modelo de protecciones inciden en la información de esta base de datos.

La configuración de un sistema de potencia está dada por los elementos que lo integran y las interconexiones que existen entre ellos; en primera instancia es una gran cantidad de información, lo que dificultaría el trabajo del usuario; sin embargo, la Comisión Federal de Electricidad tiene implantada una nomenclatura para identificar los distintos elementos que integran un sistema de potencia, la que se detalla en el apéndice A. Esta nomenclatura permite la identificación de los elementos del sistema y sus características, tales como su nivel de voltaje y la subestación donde se encuentran. Así, el nombre de cualquier elemento de una subestación se encuentra compuesto de 8 dígitos; los primeros tres son las siglas que representan el nombre de la subestación y los restantes cinco señalan de qué elemento se trata y sus características. En el caso de las líneas de transmisión, que no pertenecen físicamente a ninguna subestación, su identificación es el número correspondiente del interruptor a través del cual se conectan a la subestación, tal y como se muestra en la figura 4.5. Los nombres de generadores y transformadores no se rigen por esta nomenclatura, debido a que la cantidad existente en una subestación no lo justifica.

Por ejemplo, la información HUI93070 interpretada por esta nomenclatura significa que se trata de un interruptor con número de equipo 07 que se encuentra conectando la barra HUI y la línea 93070 en un nivel de voltaje de 230 KV. Generalmente las siglas de las barras se acompañan por su nivel de voltaje, ya que en una subestación pueden existir distintas barras, las cuales llevan las siglas de la subestación, pero que se encuentran en distintos niveles de voltaje, tal y como se muestra en la figura 4.6.

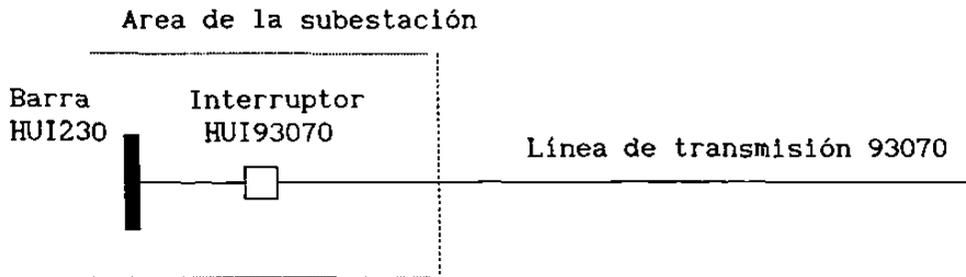


Figura 4.5 Asignación numérica de una línea de transmisión de acuerdo con la nomenclatura de la Comisión Federal de Electricidad

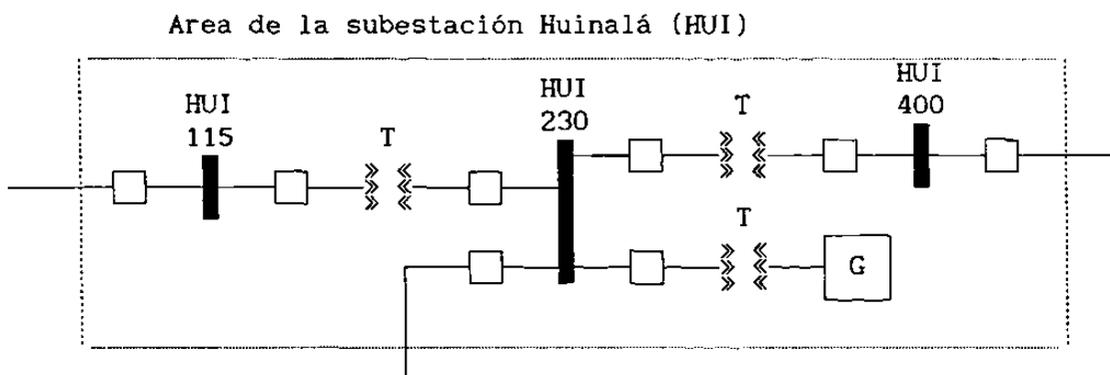


Figura 4.6 Asignación de los nombres de barras en una subestación con distintos niveles de voltaje

Como se puede observar, la nomenclatura permite además determinar las interconexiones entre los elementos del sistema de potencia. De esta forma, a partir de los nombres de todos los interruptores (principales elementos de interconexión) que componen un sistema de potencia, se puede analizar esta información tomando como base las reglas establecidas por esta nomenclatura e identificar los elementos que lo componen y las conexiones entre los mismos.

Considérese la siguiente información de interruptores :

PEM71040, PEM73940, PEM73810, PEM73610, NOG73940, TEC73810, TEC73610,
NOG73160, TEC73060, TEC72150, FUN73160, FUN73060, MTN92170

Siguiendo los criterios establecidos en la tabla A.1 del apéndice A, tenemos las siguientes interpretaciones :

PEM71040 – Un bloque generador-transformador conectado en la barra PEM115.
 PEM73940 – La barra PEM115 está conectada con la línea 73940.
 PEM73810 – La barra PEM115 está conectada con la línea 73810.
 PEM73610 – La barra PEM115 está conectada con la línea 73610.
 NOG73940 – La barra NOG115 está conectada con la línea 73940.
 TEC73810 – La barra TEC115 está conectada con la línea 73810.
 TEC73610 – La barra TEC115 está conectada con la línea 73610.
 NOG73160 – La barra NOG115 está conectada con la línea 73160.
 TEC73060 – La barra TEC115 está conectada con la línea 73060.
 TEC72150 – La barra TEC115 está conectada con un transformador.
 FUN73160 – La barra FUN115 está conectada con la línea 73160.
 FUN73060 – La barra FUN115 está conectada con la línea 73060.
 MTN92170 – La barra MTN230 está conectada con un transformador.

Con estas interpretaciones se puede construir el sistema mostrado en la figura 4.7, que es parte de la Red Metropolitana de Monterrey, que se muestra en el apéndice B. De esta forma se obtiene la configuración del sistema de potencia correspondiente. Sin embargo, las interpretaciones resultantes del análisis de la nomenclatura de los interruptores deben ser estructuradas de tal forma que el SIDUF tenga acceso directo a esta información. Además de lo anterior, la estructura debe ser capaz de soportar las modificaciones que el usuario realice a la configuración del sistema de potencia a través del programa de control.

Básicamente, un sistema de potencia está constituido por todos los elementos que lo conforman, entre los cuales existen puntos de conexión representados por los interruptores; desde esta perspectiva, el sistema de potencia anterior puede ser representado tal y como se muestra en la figura 4.8. En esta representación, los nodos de la gráfica representan los distintos elementos que componen el sistema de potencia, mientras que las líneas entre ellos representan las uniones entre los mismos, que en este caso son los interruptores. Se puede observar en este tipo de representación que la configuración de cualquier sistema de potencia está dada por las interconexiones entre sus elementos, más que por los elementos mismos. De esta forma surge el siguiente formato para almacenar la configuración de la red de un sistema de potencia :

red (E1 , I , E2 , Te)

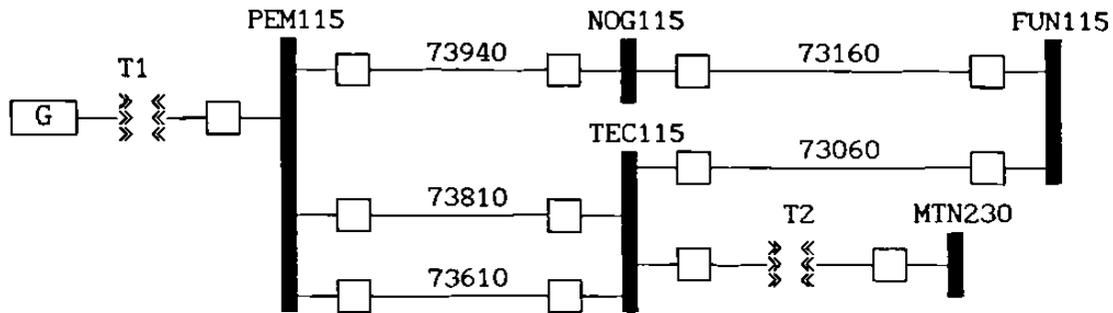


Figura 4.7 Diagrama unifilar resultante de la interpretación de la información de los nombres de los interruptores

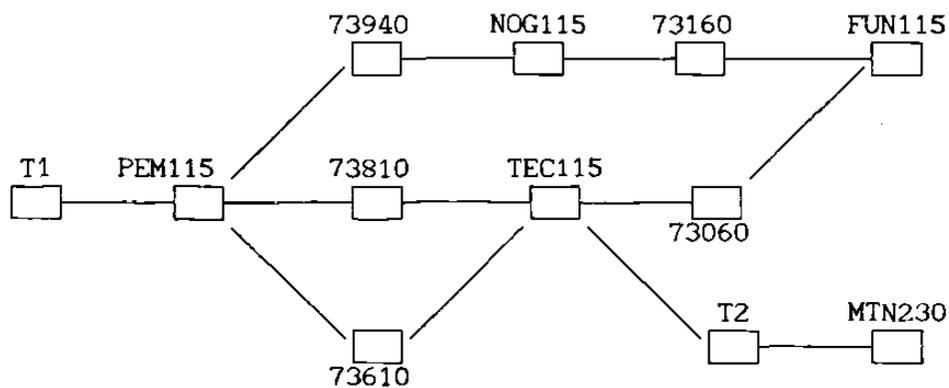


Figura 4.8 Representación gráfica del diagrama unifilar del sistema de potencia de la figura 4.7

A través de este formato, se indica que los elementos del sistema de potencia **E1** y **E2** están conectados por el interruptor **I**. En este caso "red" representa un apuntador empleado por Turbo Prolog para el almacenamiento de información en una base de datos. De esta forma, se tiene información sobre los elementos que componen el sistema de potencia y las conexiones entre los mismos, que a fin de cuentas es lo que define la configuración. El formato incluye además un identificador señalado como **Te**, el cual tiene la función de informar al SIDUF el tipo de elemento de **E2**. La razón de este señalamiento está relacionada con el criterio del modelo de protecciones que establece que todos los interruptores están conectados en arreglo sencillo, es decir, la interconexión entre dos elementos se lleva a cabo a través de un único interruptor. Así, analizando este concepto se llega a la conclusión de que en este tipo de arreglo, cualquier interruptor interconecta una barra con algún

otro elemento que puede ser un transformador, una línea o inclusive otra barra. Por lo tanto, el formato impone que el elemento E1 sea una barra, sin importar el elemento E2, que es identificado por el SIDUF a través de Te.

Considérese la siguiente información del sistema de la figura 4.7 :

```
red ( PEM115 , PEM73610 , 73610 , L )
red ( TEC115 , TEC73060 , 73060 , L )
red ( TEC115 , TEC72150 , T2 , T )
red ( MTN230 , MTN92170 , T2 , T )
```

Se puede observar que el primer elemento siempre es una barra, mientras que el segundo elemento se determina a través del identificador, que en este caso es "L" para una línea y "T" para un transformador.

Ahora bien, la base de datos que almacena la configuración del sistema de potencia es empleada por el SIDUF para construir las cuatro bases de datos restantes; debido a esto, el formato debe soportar las modificaciones que señale el usuario. En la sección 4.1 se enumeraron las distintas opciones de adicionar o eliminar elementos para modificar la configuración del sistema de potencia.

Eliminación de un elemento. Para eliminar cualquier elemento de la configuración de un sistema de potencia se deben declarar abiertos los interruptores que tienen conexión con el elemento a eliminar. Este proceso es el empleado en la operación de cualquier sistema de potencia, ya que para poner fuera de servicio algún elemento, éste es aislado del resto del sistema al abrir sus respectivos interruptores. En el caso del sistema de la figura 4.7, supóngase que la línea 73810 está fuera de servicio; en este caso el usuario, a través del Programa de Control, indica que los interruptores PEM73810 y TEC73810 están abiertos, y automáticamente el SIDUF elimina esa información de la base de datos y conforma la nueva configuración.

Adición de un nuevo elemento. En el proceso de agregar un nuevo elemento a la configuración de un sistema de potencia, algunos interruptores pueden cambiar de nombre, además de la adición de nuevos interruptores y el respectivo elemento. En este caso, la información de la base de datos debe ser modificada a fin de que represente en forma correcta la nueva configuración.

En el caso de la opción de conectar una nueva línea de transmisión, el usuario debe dar el número que identifica la nueva línea y el nombre de las barras colectoras donde será conectada. Con esta información, el SIDUF infiere el nombre de los interruptores que realizarán las interconexiones (tomando como base la nomenclatura de 8 dígitos de la C.F.E.). Tomando como ejemplo el sistema de potencia de la figura 4.7, supóngase que se desea conectar una nueva línea entre las barras NOG115 y FUN115, cuyo número de identificación será 73830; el SIDUF anexa la siguiente información a la base de datos :

```
red ( NOG115 , NOG73830 , 73830 , L )
red ( FUN115 , FUN73830 , 73830 , L )
```

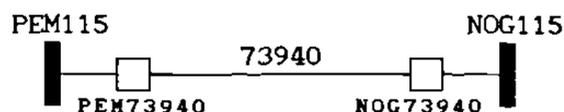
Sin embargo, aquí no se presenta el cambio de nombre en interruptores, sino solo la adición de nuevos interruptores. El seccionar una línea de transmisión para conectar una barra colectora implica este proceso; considérese nuevamente el sistema de potencia de la figura 4.7, en el cual se desea seccionar la línea de transmisión 73940 para conectar una barra colectora denominada NUB115 que alimente una nueva carga. En la figura 4.9 se muestra este proceso gráficamente.

Como se aprecia en la nueva configuración, al conectar una nueva barra surge en forma incidental una nueva línea de transmisión. Generalmente una de las líneas que conecta con la nueva barra conserva su número de identificación, mientras que a la otra se le asigna un nuevo número. De esta forma, la información sobre la línea que se va a seccionar, los nombres de las barras donde ésta se encuentra conectada, los número de las nuevas líneas y el nombre de la nueva barra es la información que debe dar el usuario para llevar a cabo este tipo de modificación. Nuevamente, con esta información el SIDUF infiere los nombres de los nuevos interruptores y de los que sufren cambio de nombre, como el caso del interruptor NOG73940 que cambia a NOG73790.

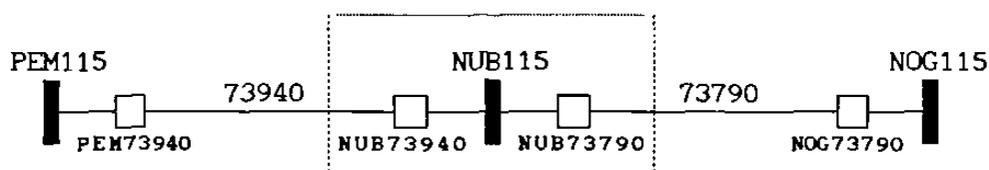
Así, la información de la configuración inicial era :

```
red ( PEM115 , PEM73940 , 73940 , L )
red ( NOG115 , NOG73940 , 73940 , L )
```

después de las modificaciones realizadas la información es :



a) Configuración inicial.



b) Conexión de la barra NUB115.

Figura 4.9 *Proceso de modificación consistente en seccionar una línea de transmisión para la conexión de una nueva barra*

```
red ( PEM115 , PEM73940 , 73940 , L )
red ( NUB115 , NUB73940 , 73940 , L )
red ( NUB115 , NUB73790 , 73790 , L )
red ( NOG115 , NOG73790 , 73790 , L )
```

En lo que respecta a las otras opciones el procedimiento es similar; el SIDUF solicita del usuario la información necesaria y automáticamente realiza las modificaciones para reconfigurar la red del sistema de potencia. Sin embargo, cuando se reconfigura la red, la información de las otras cuatro bases de datos sobre la forma de operar de las protecciones se altera, por lo cual estas se deben elaborar nuevamente a fin de considerar el cambio en la configuración del sistema de potencia.

4.3.2 BASE DE DATOS 2: PROTECCION PRIMARIA

La primera información sobre la operación de las protecciones se refiere a las protecciones primarias de cada uno de los elementos del sistema de potencia, entendiéndose como protección primaria el conjunto mínimo de interruptores que deben operar para liberar una falla en un determinado elemento del sistema de potencia, sin que falle de operar ningún interruptor.

La operación de la protección primaria implica la desconexión del elemento que haya sufrido la falla del resto del sistema de potencia, lo cual se lleva a cabo mediante la apertura de los interruptores adyacentes al elemento en cuestión. Por ejemplo, la protección primaria de una barra provoca el disparo de todos los interruptores conectados a la misma. Considerando la representación gráfica de un sistema de potencia, como la mostrada en la figura 4.8, los interruptores de la protección primaria de cualquier elemento son las líneas que llegan al nodo que representa al elemento. De esta forma, la información referente a la protección primaria de un elemento del sistema de potencia se determina a través de un análisis de la configuración de la red del sistema, que identifica sus interruptores adyacentes.

En el caso general, el SIDUF identifica el elemento del cual se desea conocer su protección primaria, en las columnas 1 o 3 del formato de almacenamiento de la configuración de la red, dependiendo del elemento de que se trate. Identificado el elemento, éste se relaciona con el interruptor correspondiente en la segunda columna a través del concepto de protección primaria (interruptores adyacentes al elemento), ya que éste constituye uno de los interruptores de protección primaria. El proceso se repite para cada una de las identificaciones que realice el SIDUF del elemento correspondiente.

Considérese que se desea determinar la protección primaria de la línea 73940 del sistema mostrado en la figura 4.7. La información completa sobre la configuración de este sistema es la siguiente :

```
red ( PEM115 , PEM71040 , T1 , T )
red ( PEM115 , PEM73940 , 73940 , L )
red ( PEM115 , PEM73810 , 73810 , L )
red ( PEM115 , PEM73610 , 73610 , L )
red ( NOG115 , NOG73940 , 73940 , L )
red ( TEC115 , TEC73810 , 73810 , L )
red ( TEC115 , TEC73610 , 73610 , L )
red ( NOG115 , NOG73160 , 73160 , L )
red ( TEC115 , TEC73060 , 73060 , L )
red ( TEC115 , TEC72150 , T2 , T )
red ( FUN115 , FUN73160 , 73160 , L )
red ( FUN115 , FUN73060 , 73060 , L )
red ( MTN230 , MTN92170 , T2 , T )
```

Para el caso de la línea 73940, la identificación se realiza a partir de la información de la tercera columna del formato de almacenamiento de la configuración de la red. Como se trata de una línea de transmisión, el número de identificaciones en el formato de almacenamiento es 2, ya que cada extremo de la misma se encuentra conectado a un interruptor. Al realizarse estas identificaciones, el SIDUF reconoce los interruptores correspondientes en la segunda columna del formato como interruptores de protección primaria, que en este ejemplo son los interruptores PEM73940 y NOG73940.

El proceso es similar para cualquier elemento del sistema de potencia, pero en el caso de una barra, el número de identificaciones que realiza el SIDUF en el formato de almacenamiento de la configuración de la red depende del número de conexiones que tenga la barra, ya que cada conexión implica un interruptor.

Esta información sobre las protecciones primarias de los elementos del sistema de potencia es almacenada en una base de datos con el siguiente formato de almacenamiento :

```
pri ( E , < I1 , I2 , . . . , In > )
```

donde < I1 , I2 , . . . , In > representa los interruptores de protección primaria del elemento E. Para el ejemplo de la línea 73940, la información sobre su protección primaria se almacena como

```
pri ( 73940 , < PEM73940 , NOG73940 > )
```

El SIDUF interpreta esta información como que los interruptores PEM73940 y NOG73940 deben operar como protección primaria al presentarse una falla en el elemento 73940. Nuevamente, "pri" es un apuntador de Turbo Prolog para el almacenamiento de información en bases de datos.

Sin embargo, pueden presentarse situaciones en las cuales algún elemento del sistema de potencia carezca de protección primaria, quedando protegido por sus respectivas protecciones de respaldo. En estos casos, el formato de almacenamiento de la protección primaria queda como

```
pri ( E , < [] > )
```

donde la notación "[]" significa que no existe protección primaria en el elemento E. Esta opción facilita el almacenar información cuando el usuario declara la ausencia de una protección diferencial (protección primaria) en una barra en el modelo de protecciones.

Un aspecto importante de esta representación de la protección primaria es que proporciona información sobre los interruptores que deben operar como protección primaria cuando se presenta la falla en un elemento sin indicar el tipo de protección que realiza esta función. Este es el caso de las líneas de transmisión, donde su protección primaria provoca la apertura de los interruptores extremos, ya sea direccional de sobrecorriente, de distancia o protección piloto. Así, si el usuario declara un cambio en el modelo de protecciones indicando que una línea cuenta con protección tipo piloto, la información sobre su protección primaria no sufre cambio alguno.

4.3.3 BASE DE DATOS 3: INTERRUPTORES DE RESPALDO

Cuando se presenta una falla en algún elemento del sistema de potencia, esta debe ser liberada por la operación de los interruptores de la protección primaria correspondiente. Sin embargo, cuando alguno de los interruptores sufre una fallo y no interrumpe el paso de corriente hacia la falla, uno o más interruptores de respaldo, dependiendo de la configuración de la red, deben operar para interrumpirlo. Prácticamente todos los interruptores de un sistema de potencia tienen interruptores de respaldo que operan para liberar la falla en caso de fallo de operación.

Estos interruptores de respaldo se encuentran agrupados en dos conjuntos, dependiendo de la ubicación de la falla. En la figura 4.10 se muestra una sección de la Red Metropolitana; al presentarse una falla en la línea 73160, por ejemplo, ésta debe ser liberada por la protección primaria, que está constituida por los interruptores FUN73160 y NOG73160. En caso de que el interruptor FUN73160 no opere, éste debe ser respaldado por los interruptores TEC73060 y FUN71010. Si por el contrario la falla ocurriera en la barra FUN115, el fallo de operación del interruptor FUN73160 es respaldado por la apertura del interruptor NOG73160. De esta manera, al ocurrir un fallo de operación en un interruptor se pueden presentar dos formas de respaldo, dependiendo del elemento adyacente al interruptor en que ocurrió la falla.

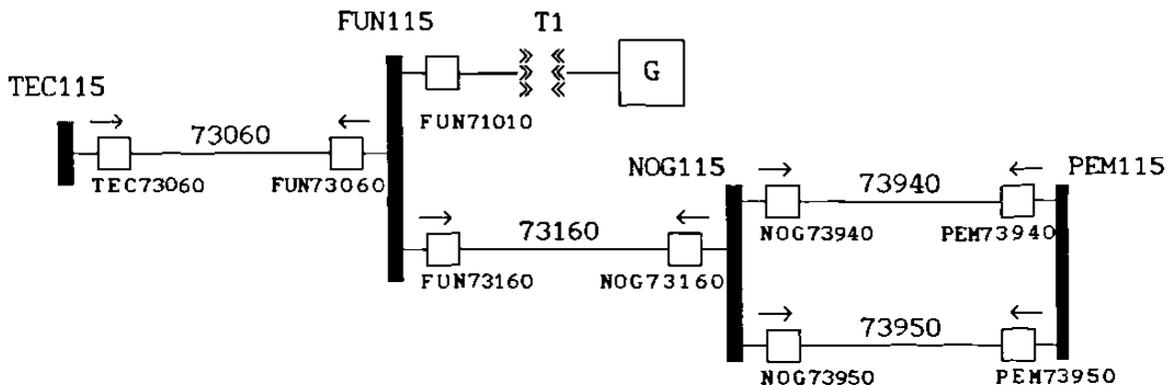


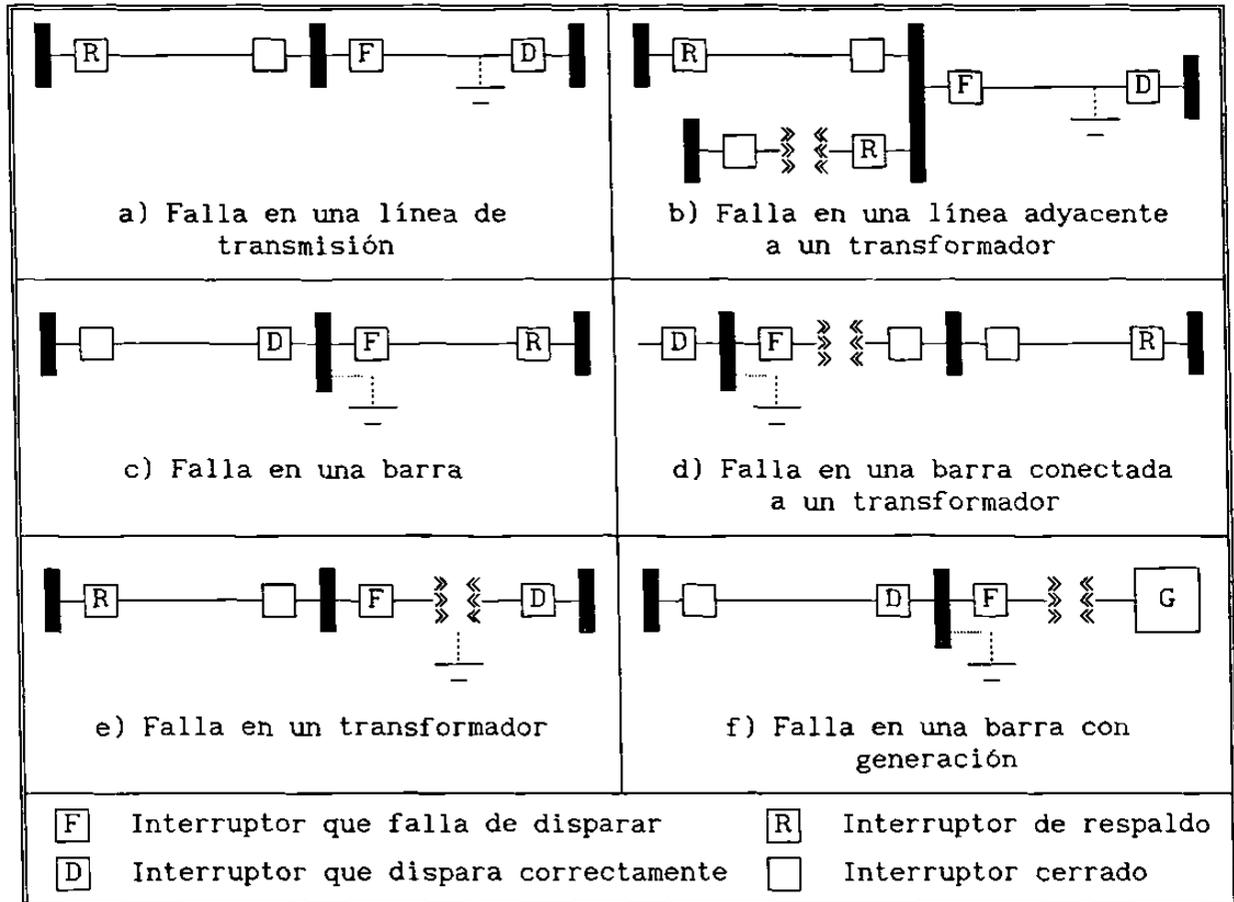
Figura 4.10 Interruptores de respaldo

El proceso de inferencia que sigue el SIDUF para determinar esta información es el siguiente :

1. A partir de la configuración de la red, se determinan los elementos adyacentes al interruptor del cual se desea identificar sus interruptores de respaldo.
2. Se plantea una falla en cada uno de los elementos adyacentes al interruptor suponiendo que éste sufrió un fallo de operación.
3. Se realiza un análisis de la configuración de la red para determinar los interruptores de respaldo, empleando los siguientes criterios basados en el modelo de protecciones, y cuyos diagramas esquemáticos se muestran en la tabla 4.1 :
 - 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 de respaldo contra fallas externas del transformador).
 - Si la falla se plantea en una barra, el respaldo debe venir del lado opuesto de la línea donde está el interruptor del cual se desea determinar sus interruptores de respaldo.
 - 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 fallo.
- Si la falla se plantea en una barra, donde el interruptor conecta con un bloque generador-transformador, el respaldo consiste en la parada del primotor del generador a fin de que no siga alimentando la falla.

Tabla 4.1 Criterios para determinar los interruptores de respaldo



Estos criterios están basados en el modelo de protecciones presentado en la sección 4.2, el cual establece que las protecciones de las líneas de transmisión tienen direccionalidad (direccionales de sobrecorriente o de distancia), que las protecciones de barras y transformadores son diferenciales (por lo que no realizan funciones de respaldo) y que no existe respaldo local en barras.

Una vez determinada la información acerca de la operación de las protecciones de respaldo, ésta es almacenada en la base de datos correspondiente empleando el siguiente formato :

```
res ( I , E , < I1 , I2 , . . . , In > )
```

donde I es el interruptor que sufre un fallo de funcionamiento y del cual se almacenan sus interruptores de respaldo, E es el elemento donde ocurre la falla y es adyacente al interruptor I, mientras que < I1 , I2 , . . . , In > representa el conjunto de interruptores de respaldo de I. Como en el caso de los formatos de almacenamiento de la configuración de la red y de la protección primaria, la asignación "res" es un apuntador de Turbo Prolog para almacenar información en una base de datos.

En el caso del interruptor FUN73160 de la figura 4.10 descrito anteriormente, el resultado del análisis para determinar las dos formas de respaldo con las que cuenta, es almacenado de la siguiente forma :

```
res ( FUN73160 , FUN115 , < NOG73160 > )
res ( FUN73160 , 73160 , < TEC73060 , FUN71010 > )
```

Existen casos en los cuales no existen interruptores que respalden el fallo de un interruptor para liberar una falla; tal es el caso del último criterio de la tabla 4.1, que es el respaldo de un interruptor para una falla en la barra adyacente y que se encuentra conectado a un bloque generador-transformador. Esta situación se presenta en el sistema de la figura 4.7 cuando ocurre una falla en la barra PEM115 y el interruptor PEM71040 no opera por alguna razón. En estos casos la información en la base de datos queda almacenada como

```
res ( I , E , < [] > )
```

donde el símbolo "[]" indica la no existencia de interruptores de respaldo. El no tener información sobre los interruptores de respaldo de cierto interruptor ocasiona problemas en la lógica para la justificación de la formación de las áreas de desconexión, la cual se presentó en detalle en el Capítulo 3. Para evitar estos problemas de lógica y para que el SIDUF obtenga conclusiones razonables, todas las informaciones que indiquen la inexistencia de interruptores de respaldo son substituidas por el siguiente formato :

```
res ( I , E , < "REK" > )
```

donde REK es el nombre de un interruptor que no existe en la configuración del sistema de potencia, el cual substituye al símbolo "[]". Sin embargo, como en el caso de cualquier interruptor, se deben especificar dentro de la misma base de datos sus respectivos interruptores de respaldo; como este interruptor REK no existe en la configuración, la base de datos se incrementa con la siguiente información :

```
res ( "REK" , "13" , < "INT" > )
```

donde se señala que el interruptor INT opera como respaldo del interruptor REK al ocurrir una falla en la línea 13, la cual tampoco existe en la configuración. La razón de agregar esta información ficticia a la base de datos es que la lógica de búsqueda del SIDUF exige que todo interruptor del sistema de potencia tenga interruptores de respaldo. Este proceso de substitución y adición se lleva a cabo automáticamente una vez que se han determinado los interruptores de respaldo de cada uno de los interruptores.

4.3.4 BASE DE DATOS 4: ELEMENTOS PROTEGIDOS POR UN INTERRUPTOR

La siguiente información que emplea el SIDUF para estimar los posibles lugares de falla es la referente a los elementos que son protegidos en forma primaria o de respaldo por un mismo interruptor. Observando la representación gráfica de la figura 4.8, se concluye que un interruptor opera como protección primaria al ocurrir una falla en alguno de los elementos adyacentes; sin embargo, para que un interruptor opere como respaldo para liberar la falla en un elemento cuya protección primaria falló de operar, tienen que cumplirse las siguientes condiciones :

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

Estas condiciones de operación de la protección de respaldo son específicas para las protecciones de distancia y direccionales de sobrecorriente, ya que las protecciones piloto y diferenciales no realizan funciones de respaldo.

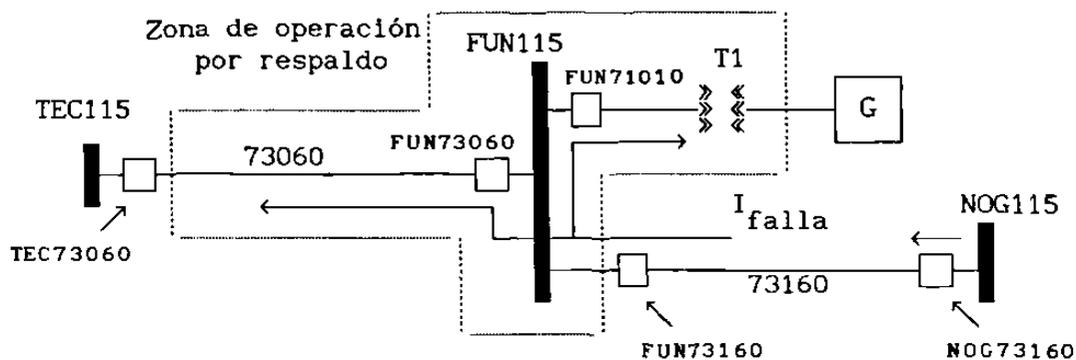


Figura 4.11 Elementos protegidos por un interruptor en forma de respaldo

Considerando el caso del interruptor NOG73160 del sistema de la figura 4.11, se observa que los elementos a los cuales protege en forma primaria son sus elementos adyacentes, la barra NOG115 y la línea 73160; esta información es obtenida en forma directa de la configuración del sistema, ya que estos elementos corresponden a la primera y tercera columnas del formato de almacenamiento. Para determinar qué elementos del sistema son respaldados por el interruptor NOG73160, hay que tener en cuenta que la corriente de falla debe coincidir con el sentido de disparo de la protección direccional del interruptor NOG73160, lo cual solo es posible si la falla ocurre en algún elemento situado a la izquierda del interruptor (norma 1); sin embargo, el alcance de la protección del interruptor NOG73160 es limitado. Por norma, las protecciones de distancia y direccionales de sobrecorriente son calibradas para asegurar el alcance hasta el extremo opuesto de las líneas adyacentes. De esta forma, el alcance del interruptor NOG73160 no va más allá de la barra TEC115 (norma 2); en el caso del bloque generador-transformador conectado en la barra FUN115 no existe este problema, por tratarse de un equipo concentrado en un solo punto del sistema.

De esta forma se delimita un área de protección, cuyos elementos son protegidos en forma de respaldo por el interruptor NOG73160 en caso de que sus correspondientes protecciones primarias fallen de operar. En el caso analizado estos elementos son la línea 73060, la barra FUN115 y el transformador T1. No se considera la barra TEC115, por estar en el límite del alcance de la protección; este respaldo sería incidental.

Los resultados del análisis de la figura 4.11 para la operación de interruptores de respaldo se presenta en la tabla 4.2. La aplicación de la

norma 2 implica que para que un interruptor respalde el fallo de otro, la falla debe estar dentro de su alcance; así, la primera línea de la tabla 4.2 indica que la protección del interruptor FUN73060 alcanza hasta la barra TEC115. Al cumplirse la norma 2, la norma 1 se cumple automáticamente, ya que para que un elemento esté dentro del alcance de la protección, el sentido de la corriente de falla debe coincidir con el sentido de disparo de la protección de respaldo.

Tabla 4.2 *Interruptores de respaldo del sistema de la figura 4.11*

res(TEC73060,TEC115,<FUN73060>)
res(TEC73060,73060,<[]>)
res(FUN73060,FUN115,<TEC73060>)
res(FUN73060,73060,<FUN71010,NOG73160>)
res(FUN71010,FUN115,<[]>)
res(FUN71010,T1,<TEC73060,NOG73160>)
res(FUN73160,FUN115,<NOG73160>)
res(FUN73160,73160,<TEC73060,FUN71010>)
res(NOG73160,NOG115,<FUN73160>)
res(NOG73160,73160,<[]>)

De esta forma, para determinar los elementos que son protegidos en forma de respaldo por un interruptor, se debe identificar el interruptor correspondiente en el conjunto $\langle I_1, I_2, \dots, I_n \rangle$ del formato de almacenamiento de la base de datos 3 que contiene la información sobre los interruptores de respaldo, y el elemento relacionado con el conjunto es uno de los elementos dentro del área de protección de respaldo del interruptor. En la tabla 4.2 se muestra la identificación del interruptor NOG73160 dentro de la base de datos, y los elementos relacionados con estas identificaciones son la línea 73060, el transformador T1 y la barra FUN115.

Obtenida la información, ésta es almacenada en la base de datos con el siguiente formato :

ele (I , < E1 , E2 > , < E1 , E2 , . . . , En >)

donde $\langle E_1, E_2 \rangle$ son los elementos protegidos por el interruptor I en forma primaria y que en un arreglo de interruptor sencillo, considerado por el modelo de protecciones, son siempre dos; en cambio el conjunto $\langle E_1, E_2, \dots, E_n \rangle$ representa los elementos protegidos en forma de respaldo por el interruptor I y pueden ser varios, o ninguno, dependiendo de la configuración

de la red. Para el caso del interruptor NOG73160 de la figura 4.11 presentado anteriormente, la información resultante del análisis es almacenada en la base de datos de la siguiente forma :

```
ele ( NOG73160 , < NOG115 , 73160 > , < 73060 , FUN115 , T1 > )
```

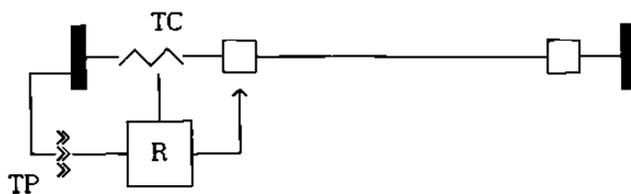
4.3.5 BASE DE DATOS 5: INTERRUPTORES CONTROLADOS POR UN RELEVADOR

La última información que requiere el SIDUF para llevar a cabo la estimación de los posibles lugares de falla es la referente a los conjuntos de interruptores que son controlados por un mismo relevador, sin considerar el tipo de relevador de que se trata. Esto se debe al hecho de que el SIDUF estima los posibles lugares de falla a partir de información de interruptores y no de relevadores.

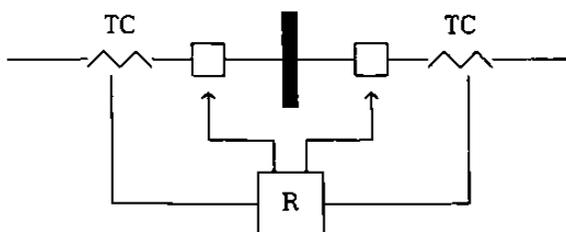
Para esto, se identifican los tipos de protecciones que están presentes en el sistema de potencia, que de acuerdo con el modelo de protecciones son principalmente las de distancia, direccionales de sobrecorriente, diferenciales y piloto, cuya lógica de operación se describió en la sección 2.5; los diagramas esquemáticos de estas protecciones se presentan en la figura 4.12.

El SIDUF elabora esta base de datos mediante 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 de distancia o direccionales de sobrecorriente, 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.

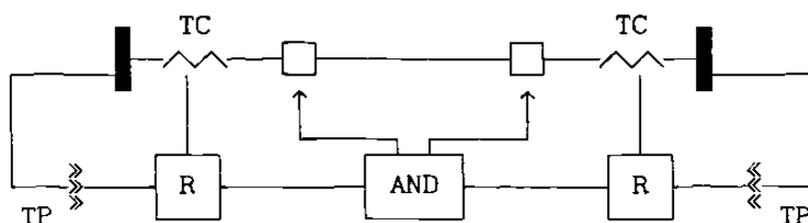
Para obtener esta información, el SIDUF realiza una transferencia de información de la base de datos que almacena la protección primaria de los elementos del sistema de potencia. Así, durante la transferencia, la protección primaria de las barras y transformadores queda inalterable, ya que una protección diferencial controla todos los interruptores de la barra; en el



a) Protección de distancia o direccional de sobrecorriente



b) Protección diferencial (barra y transformador)



c) Protección tipo piloto

Figura 4.12 Esquemas conceptuales de protecciones

caso de las líneas de transmisión, cuando ésta cuenta con protección tipo piloto, la información no se altera, ya que como se observa en la figura 4.12c, los interruptores extremos de la línea son controlados, si no por el mismo relevador, sí por la misma protección. Si, por el contrario, la línea no cuenta con protección tipo piloto, la información sobre la protección primaria es dividida dependiendo del número de extremos que tenga la línea, ya que los interruptores en cada extremo de la línea son controlados por protecciones de distancia o direccionales de sobrecorriente independientes, como se muestra en la figura 4.12a.

Para almacenar esta información se utiliza el formato :

$rly (E , < I1 , I2 , . . . , In >)$

donde $< I1 , I2 , . . . , In >$ son los interruptores que son controlados por un relevador y que en conjunto protegen en forma primaria al elemento E.

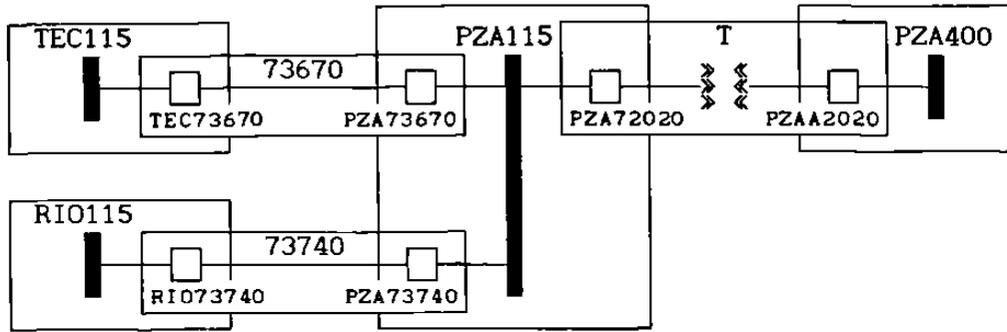


Figura 4.13 Utilización de las zonas de protección para determinar qué interruptores son controlados por un relevador

Considérese el sistema de potencia de la figura 4.13, donde la línea 73670 cuenta con protección tipo piloto. En este caso la información de la protección primaria es :

```

pri( TEC115 , <TEC73670> )
pri( 73670 , <TEC73670,PZA73670> )
pri( RIO115 , <RIO73740> )
pri( 73740 , <RIO73740,PZA73740> )
pri( PZA115 , <PZA73670,PZA73740,PZA72020> )
pri( T , <PZA72020,PZAA2020> )
pri( PZA400 , <PZAA2020> )

```

Con esta información el SIDUF elabora la base de datos de los interruptores controlados por un relevador; para el caso del sistema de la figura 4.13, la información resultante es

```

rly( TEC115 , <TEC73670> )
rly( 73670 , <TEC73670> )
rly( 73670 , <PZA73670> )
rly( 73670 , <TEC73670,PZA73670> )
rly( RIO115 , <RIO73740> )
rly( 73740 , <RIO73740> )
rly( 73740 , <PZA73740> )
rly( PZA115 , <PZA73670,PZA73740,PZA72020> )
rly( T , <PZA72020,PZAA2020> )
rly( PZA400 , <PZAA2020> )

```

En el caso de la línea 73670, esta se encuentra protegida por los interruptores de protección primaria TEC73670 y PZA73670, los cuales están controlados en forma independiente por protecciones con direccionalidad, y además controlados en conjunto por la protección tipo piloto de la línea. Además, en el caso de que la barra PZA115 no tuviera protección diferencial, la información acerca de su protección primaria sería :

```
pri( PZA115 , < [] > )
```

lo cual es interpretado por el SIDUF en términos de que los interruptores adyacentes a la barra no se encuentran controlados por un mismo relevador (o protección). En cualquier caso, se puede observar que el formato de almacenamiento no proporciona información alguna sobre el tipo de protección que controla los interruptores.

4.4 LOGICA DE BUSQUEDA

El módulo de lógica de búsqueda es el encargado de llevar a cabo el proceso de estimación del lugar de falla y la justificación de la formación del área de desconexión para una determinada operación de interruptores. Este módulo se encuentra dividido en seis submódulos, encadenados a través del módulo de control de búsqueda, el cual se encarga de controlar el flujo de información durante el proceso de inferencia. Estos seis submódulos llevan a cabo las siguientes funciones, que en conjunto representan el proceso de inferencia empleado por el SIDUF :

Módulo 1. Estimación de los posible lugares de falla.

Módulo 2. Fallos de operación.

Módulo 3. Operación del respaldo de respaldo.

Módulo 4. Operación incorrecta de interruptores.

Módulo 5. Cambio de parámetros.

Módulo 6. Fallas múltiples.

El módulo 1 lleva a cabo el proceso de estimación de los posibles lugares de falla dentro del área de desconexión formada por la operación de interruptores. Una función adicional de este módulo es determinar si la operación de interruptores corresponde a la operación primaria de un

determinado elemento, con lo cual el proceso de inferencia termina, ya que se justifica la operación de los interruptores.

Los módulos 2, 3 y 4 realizan inferencias para determinar si existe una operación de interruptores, para un determinado lugar de falla, que justifique la formación del área de desconexión en el sistema de potencia. El módulo 5 realiza una transferencia de información entre archivos de datos para preparar la presentación de los resultados obtenidos. Sin embargo, si los lugares de falla no son justificados por la hipótesis de los módulos 2, 3 y 4, se procede a comprobar la existencia de una doble falla que justifique la operación de los interruptores para la formación del área de desconexión. La función del módulo 6 es discriminar aquellos interruptores cuya operación no fue justificada conjuntamente con el resto de los interruptores por las hipótesis anteriores. Con esta discriminación, el control de búsqueda procede a repetir el proceso de inferencia con esta nueva información.

Adicionalmente, el control de búsqueda es el encargado de monitorear el flujo de información entre los seis submódulos a fin de optimizar el tiempo de búsqueda por parte del proceso de inferencia. Esta función la realiza al verificar la información resultante del análisis realizado por los submódulos y en caso de no ser satisfactoria, procede a enviar esa información a otro submódulo para continuar con el proceso de análisis.

Aunque el proceso se asemeja a un algoritmo, los criterios que se siguen durante el proceso son los que utilizaría un experto o un operador en un centro de control para llevar a cabo la misma tarea. Por ejemplo, un operador verifica si la operación de protecciones corresponde a un fallo de operación, con la consecuente operación de su respaldo, antes de examinar si se trata de una falla doble. De esta forma, el SIDUF realiza las mismas inferencias que haría un operador en una situación semejante.

Una vez que se han estimado los lugares de falla y justificado la formación del área de desconexión, el SIDUF procede a presentarlos al usuario. Para esto, el módulo 5 realiza la transferencia de información a un archivo de resultados, para su procesamiento por el módulo de presentación de resultados.

4.5 PRESENTACION DE RESULTADOS

Este módulo incluye la ponderación y la presentación de resultados, que se representan por bloques separados en la figura 4.1. Esta representación se debe a que la ponderación de resultados constituye una parte importante dentro del proceso de inferencia, ya que en el caso de que se obtengan distintas soluciones, determina qué solución es más probable de acuerdo con criterios basados en la experiencia de la operación de un sistema de potencia.

Una vez terminado el proceso de inferencia el módulo 5 realiza una transferencia de información a un archivo de resultados, de donde estos pasan al módulo de presentación de resultados para procesarlos y presentarlos al usuario en una forma adecuada. Dependiendo de las características de las soluciones obtenidas, el SIDUF las clasifica en 6 niveles para adaptarlas a los distintos textos explicativos que presenta este módulo. Estos niveles son los siguientes :

- Operación de una protección primaria.
- Fallo de operación en una protección primaria.
- Operación de una protección primaria acompañada de una operación incorrecta.
- Fallas dobles con fallos de operación y sin operación incorrecta.
- Fallas dobles con fallos de operación y operación incorrecta.
- Fallas dobles donde una es la operación de una protección primaria.

En el caso de la operación del respaldo de respaldo, el SIDUF la interpreta como un doble fallo de operación, tanto en el interruptor de protección primaria como en su respaldo inmediato.

Cuando la solución obtenida por el proceso de inferencia es única, la ponderación de resultados es innecesaria; sin embargo, cuando el número de posibles soluciones es más de uno, es necesario determinar cuál de ellas es la más factible de suceder. Para esto se toman en cuenta dos criterios :

- El número de fallos de funcionamiento (fallos de operación y operaciones incorrectas).
- El carácter incidental de la operación del respaldo de respaldo.

En el caso del primer criterio se realiza un conteo de los fallos de funcionamiento necesarios para justificar la formación del área de desconexión; aquella solución que presente el menor número de fallos de funcionamiento será la más factible. Este criterio se basa en los conceptos de fiabilidad de la operación de las protecciones de un sistema de potencia.

El otro criterio se aplica exclusivamente a las situaciones donde se presente la operación del respaldo de respaldo y tiene en cuenta el hecho de que las posibilidades de que se presente esta situación son reducidas. Ello se debe a que en el cálculo de parámetros de operación de las protecciones no se contempla que falle un interruptor de respaldo, por lo que la operación de un segundo respaldo tiene carácter incidental. Así, aquellas soluciones que se justifiquen con la operación del respaldo de respaldo serán consideradas como menos factibles.

Empleando ambos criterios, el SIDUF estima las posibilidades de ocurrencia de cada una de las soluciones obtenidas por el proceso de inferencia; con esto, el módulo de presentación de resultados ofrece al usuario los posibles lugares de falla y sus justificaciones en orden descendente de probabilidad. Cabe mencionar que el SIDUF no proporciona información alguna al usuario sobre estos criterios y solamente expone los resultado del análisis.

CAPITULO 5

APLICACION DE SIDUF EN LA RED METROPOLITANA DE MONTERREY

5.1 COMENTARIOS PRELIMINARES

Con el objetivo de evaluar el comportamiento del sistema SIDUF ante situaciones reales, se llevaron a cabo distintas pruebas de casos de operación de protecciones en la Red Metropolitana de la Ciudad de Monterrey, cuyo diagrama unifilar se presenta en el apéndice B. La finalidad de estas pruebas es determinar la capacidad de deducción del sistema ante diversas situaciones en un sistema de potencia real. Los aspectos más importantes a considerar en la evaluación de SIDUF, son la exactitud de la solución propuesta y el tiempo de ejecución. Este último es un parámetro clave, ya que indica el nivel de eficiencia de SIDUF ante situaciones críticas en un sistema de potencia complejo.

Los casos que se presentan a continuación contemplan en forma combinada las distintas formas de operación de protecciones que puede analizar el sistema, tal y como se describió en el Capítulo 3. Los tiempo de ejecución que se indican en cada caso son en base a una computadora PC/AT 286 de 22MHz.

5.2 CASO 1: FALLA SENCILLA CON OPERACION INCORRECTA DE INTERRUPTORES

En la figura 5.1 se presenta el disparo de los interruptores PZA73670, LOL73670, TEC73670, FUN73060 y PEM73610 en un área de la Red Metropolitana de Monterrey. En esta situación solo existe una posible falla que justifica la operación de los interruptores indicados, localizada en la línea 73670, que conecta las barras PZA115 y TEC115 y que tiene una derivación hacia la barra LOL115. La protección primaria de la línea, constituida por los interruptores PZA73670, LOL73670 y TEC73670, operó en forma correcta debido a las protecciones de distancia (o direccionales de sobrecorriente). Una operación incorrecta se presenta en los interruptores FUN73060 y PEM73610, que puede deberse a una mala calibración de sus correspondientes protecciones. En la

figura 5.2 se muestra el resultado obtenido por el sistema durante el análisis; el tiempo de ejecución fue de 15 s.

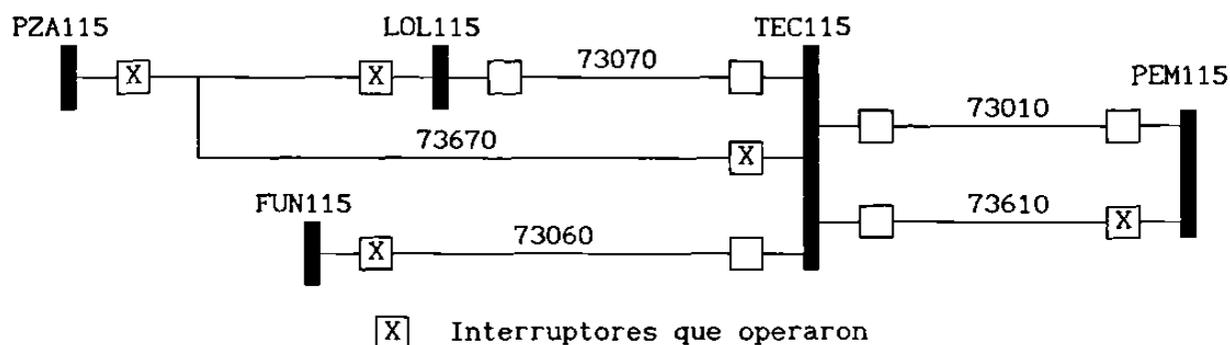


Figura 5.1 Operación de interruptores del caso 1

Interruptores : (PZA73670, LOL73670, TEC73670, FUN73060, PEM73610)

? La falla ocurre en la línea 73670 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 LOL73670 TEC73670 y presentandose la operación incorrecta de los interruptores FUN73060 PEM73610.

Figura 5.2 Resultado del análisis del caso 1

5.3 CASO 2: FALLA SENCILLA CON FALLO DE OPERACION DE INTERRUPTORES

En la figura 5.3 se muestra otra sección de la Red Metropolitana, donde se presenta el disparo de los interruptores VDG73220, VDG73230, LEO73220, JER73620, RIO73020, JER73030 y JER73630.

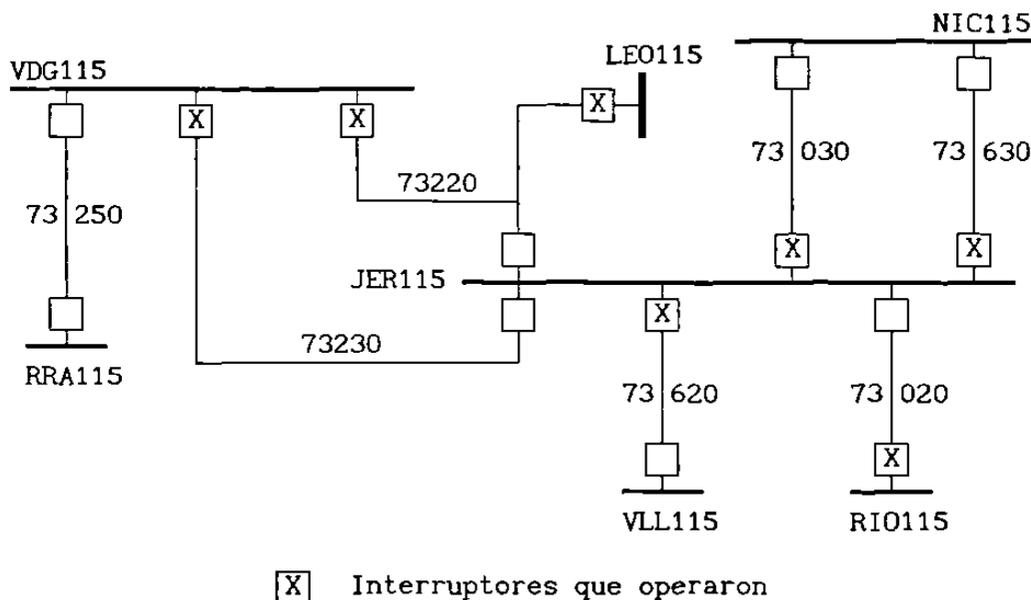


Figura 5.3 Operación de interruptores del caso 2

En la situación mostrada en la figura 5.3, la apertura de los interruptores es provocada por una falla en la barra JER115, en la que los interruptores JER73220, JER73230 y JER73020 sufren un fallo de operación, provocando que la falla sea liberada por el respaldo remoto de los interruptores VDG73220, LEO73220, VDG73230 y RIO73020 y la apertura de los interruptores de protección primaria JER73030, JER73630 y JER73620. En la figura 5.4 se muestra el resultado obtenido por el sistema; el tiempo de ejecución fue de 13 s.

Interruptores : (VDG73220, VDG73230, LEO73220, JER73030, JER73630, JER73620, RIO73020)

? La falla ocurre en la barra JER115 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.

Figura 5.4 Resultado del análisis del caso 2

5.4 CASO 3: DOBLE FALLA CON OPERACION INCORRECTA DE INTERRUPTORES

En la figura 5.5 se muestra una sección de la Red Metropolitana, donde se presenta el disparo de los interruptores LEO73220, NIC73030, CEL73890, NIC73640, NOG73940, NOG73950, PEM73000 y MTY73040.

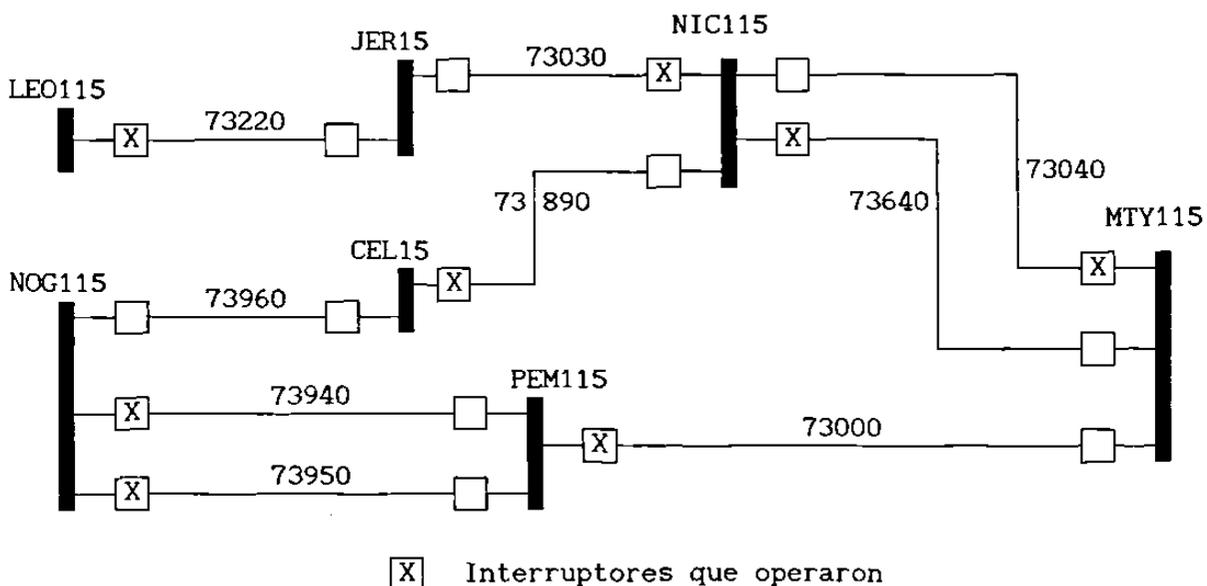


Figura 5.5 Operación de interruptores del caso 3

En esta situación se presentan dos fallas, que se pueden considerar simultáneas, pero que pueden ser consecuencia una de la otra. Estas fallas se localizan en las barras NIC115 y PEM115. En ambos casos la protección diferencial respectiva opera adecuadamente; sin embargo, en el caso de la barra NIC115, los interruptores NIC73040 y NIC73890 tienen un fallo de operación, al igual que los interruptores PEM73940 y PEM73950 del caso de la falla de la barra PEM115. Se aprecia también que el interruptor LE073220 opera en forma incorrecta, ya que al disparar el interruptor NIC73030, el flujo de corriente hacia la falla de la barra NIC115 sobre la línea 73220 se elimina. En la figura 5.6 se muestra el resultado obtenido por el sistema; el tiempo de ejecución fue de 40 s.

Interruptores : (LE073220, NIC73030, CEL73890, NIC73640, NOG73940, NOG73950, PEM73000, MTY73040)

? Existe una doble falla; una falla en la barra NIC115 que se libera por la apertura de los interruptores NIC73030 CEL73890 NIC73640 MTY73040 debido a la falla de los interruptores NIC73890 NIC73040 y otra falla en la barra PEM115 liberada por la apertura de los interruptores NOG74940 NOG73950 PEM73000 debido a la falla de los interruptores PEM73940 PEM73950. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores LE073220.

Figura 5.6 Resultado del análisis del caso 3

Como solo se trata de una solución, compuesta en este caso por dos fallas, los factores de ponderación no se consideran. Se puede observar que los textos explicativos están generalizados, ya que en el caso de la operación incorrecta se hace mención a "interruptores" en general, a pesar de que solo se trata de uno, específicamente el LE073220.

5.5 CASO 4: DOBLE FALLA CON OPERACION DE UNA PROTECCION PRIMARIA

En la figura 5.7 se presenta la apertura de los interruptores NIC73040, NIC73640, NIC73890, NIC73030, NIC73630, JER73020 y PZA73740. Esta operación de interruptores es provocada por una falla en la barra NIC115 que es liberada correctamente por la protección diferencial que manda a disparar los interruptores NIC73040, NIC73640, NIC73890, NIC73030 y NIC73630 y, además, se tiene la operación de los interruptores JER73020 y PZA73740, que puede deberse a tres posibles causas : una falla en la línea 73020 con un fallo de operación

del interruptor RIO73020, una falla en la barra RIO115 con el fallo de operación de la protección diferencial y una falla en la línea 73740 con un fallo de operación del interruptor RIO73740.

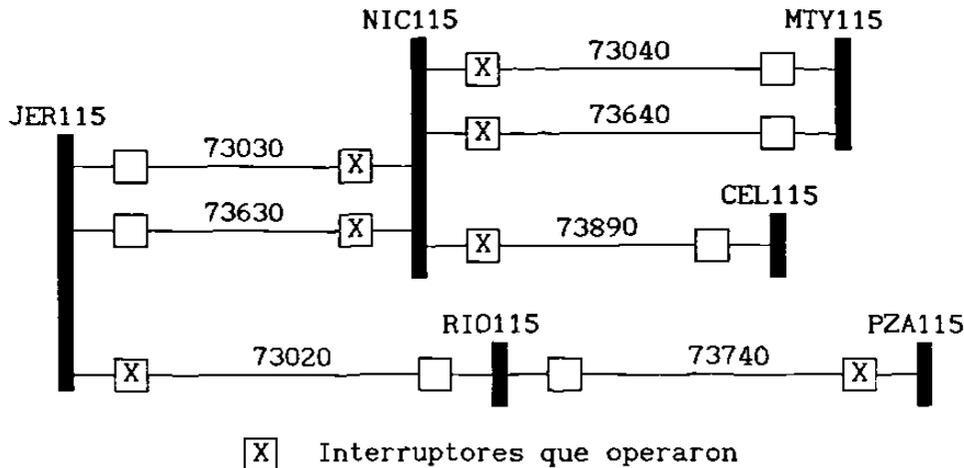


Figura 5.7 Operación de interruptores del caso 4

Interruptores : (NIC73040, NIC73640, NIC73890, NIC73030, NIC73630, JER73020, PZA73740)

? Existe una doble falla; una falla en la barra NIC115 que se libera por la apertura de los interruptores NIC73040 NIC73640 NIC73890 NIC73030 NIC73630 y otra falla en la línea 73020 liberada por la apertura de los interruptores JER73020 PZA73740 debido a la falla de los interruptores RIO73020.

? Existe una doble falla; una falla en la barra NIC115 que se libera por la apertura de los interruptores NIC73040 NIC73640 NIC73890 NIC73030 NIC73630 y otra falla en la línea 73740 liberada por la apertura de los interruptores JER73020 PZA73740 debido a la falla de los interruptores RIO73740.

? Existe una doble falla; una falla en la barra NIC115 que se libera por la apertura de los interruptores NIC73040 NIC73640 NIC73890 NIC73030 NIC73630 y otra falla en la barra RIO115 liberada por la apertura de los interruptores JER73020 PZA73740 debido a la falla de los interruptores RIO73740 RIO73020.

Figura 5.8 Resultado del análisis del caso 4

En la figura 5.8 se muestran las conclusiones a que llega el sistema para la operación de interruptores mostrada en la figura 5.7, obtenidas en 14 s. Se puede observar en la figura 5.8 que en las tres posibilidades está presente la falla en la barra NIC115 combinada con las tres posibles justificaciones a la

operación de los interruptores JER73020 y PZA73740. En lo que respecta a los factores de ponderación, el número de fallos de operación para cada caso tiene un valor de 1, considerando que la falla de los interruptores RIO73740 y JER73020 está relacionada con la falla de la protección diferencial, por lo que no tiene efecto significativo sobre la presentación de resultados. El factor de ponderación correspondiente a la operación del respaldo de respaldo no es considerado, ya que esta situación no se presenta.

5.6 CASO 5: OPERACION DE UN RESPALDO DE RESPALDO

En la figura 5.9 se presenta la operación de los interruptores PEM73940, PEM73950, PEM73010, FUN71010 y TEC73060. Se puede observar que la operación de los interruptores PEM73940, PEM73950, TEC73060 y FUN71010 forma un área de desconexión que involucra las líneas de transmisión 73940, 73950, 73160 y 73060, así como las barras NOG115 y FUN115. El número de elementos involucrados es apreciable, como podría esperarse al presentarse una operación de respaldo de respaldo. La operación del interruptor FUN71010 presenta una situación especial, ya que representa la protección primaria del bloque generador-transformador conectado en la barra FUN115, lo que es interpretado por el sistema como otra posible falla. Finalmente, la apertura del interruptor PEM73010 constituye una operación incorrecta al no tener relación con el área de desconexión.

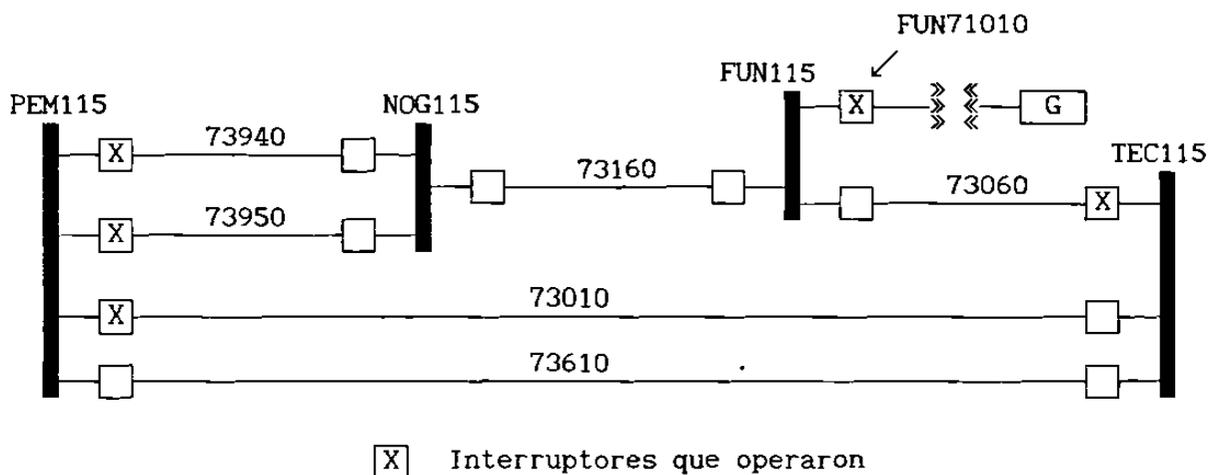


Figura 5.9 Operación de interruptores del caso 5

Existen, por consiguiente, siete posibles lugares de falla que justifican la operación de interruptores que se muestra en la figura 5.9. Estas fallas

son en cada uno de los elementos que componen el área de desconexión, más una falla en el bloque generador-transformador conectado a la barra FUN115. En la figura 5.10 se muestra el resultado del análisis realizado por el sistema. Se puede observar que la falla en la línea 73160 es la más probable de ocurrir (primera que señala el sistema) ya que si bien tiene un factor de numérico de ponderación de 3, igual que las fallas en las líneas 73940, 73950, 73060 y la barra NOG115, no considera la operación de respaldo de respaldo como las otras fallas. En el caso de la falla en el bloque generador-transformador, el sistema hace referencia solo al transformador T-FUN ya que es el elemento conectado con el interruptor FUN71010.

Interruptores : (PEM73940, PEM73950, PEM73010, FUN71010, TEC73060)

? La falla ocurre en la línea 73160 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940 PEM73950 FUN71010 TEC73060 debido a la falla de los interruptores NOG73160 FUN73160. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73010.

? La falla ocurre en la barra NOG115 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940 PEM73950 FUN71010 TEC73060 debido a la falla de los interruptores NOG73940 NOG73950 NOG73160 FUN73160. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73010.

? La falla ocurre en la barra FUN115 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940 PEM73950 FUN71010 TEC73060 debido a la falla de los interruptores FUN73160 FUN73060 NOG73160. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73010.

? La falla ocurre en la línea 73940 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940 PEM73950 FUN71010 TEC73060 debido a la falla de los interruptores NOG73940 FUN73160. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73010.

? La falla ocurre en la línea 73950 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940 PEM73950 FUN71010 TEC73060 debido a la falla de los interruptores NOG73950 FUN73160. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73010.

? La falla ocurre en la línea 73060 la cual es liberada por la apertura de los interruptores PEM73940 PEM73950 FUN71010 TEC73060 debido a la falla de los interruptores FUN73060 NOG73160. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73010.

? La falla ocurre en el transformador T-FUN la cual es liberada por la apertura de los interruptores FUN71010. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PEM73940 PEM73950 PEM73010 TEC73060.

Figura 5.10 Resultado del análisis del caso 5

Se debe especificar que el sistema maneja la información de operaciones de respaldo de respaldo como fallos de operación, como es el caso de la falla en la línea 73940 presentada en la figura 5.10, donde la operación de los interruptores TEC73060 y FUN71010 constituyen el respaldo del interruptor FUN73160 que a su vez es el respaldo del interruptor NOG73940. El tiempo de ejecución empleado en la solución de este caso fue de 21 s.

5.7 CASO 6: EXISTENCIA DE MAS DE DOS FALLAS SIMULTANEAS

Aunque la existencia de tres fallas simultáneas no se considera debido a la baja probabilidad de que ocurra, la información generada bajo esta situación puede ser manipulada por el sistema. En la figura 5.11 se presenta la apertura de los interruptores JER73020, RIO73020, VLL73620, PZA73710, PZA73670, TEC73670 y TEC73070 en una sección de la Red Metropolitana.

Esta operación de interruptores presenta siete combinaciones de posibles lugares de falla, que involucran a las líneas de transmisión 73020, 73670 y 73070 y a las barras VLL115 y LOL115. En el caso de la falla en la línea 73020 ocurre la operación de una protección primaria, ya que operaron los interruptores extremos de la línea, mientras que en la falla de la barra VLL115 se presenta un fallo de operación del interruptor VLL73710 que forma parte de la protección primaria de la barra, y que es respaldado por la operación del interruptor PZA73710.

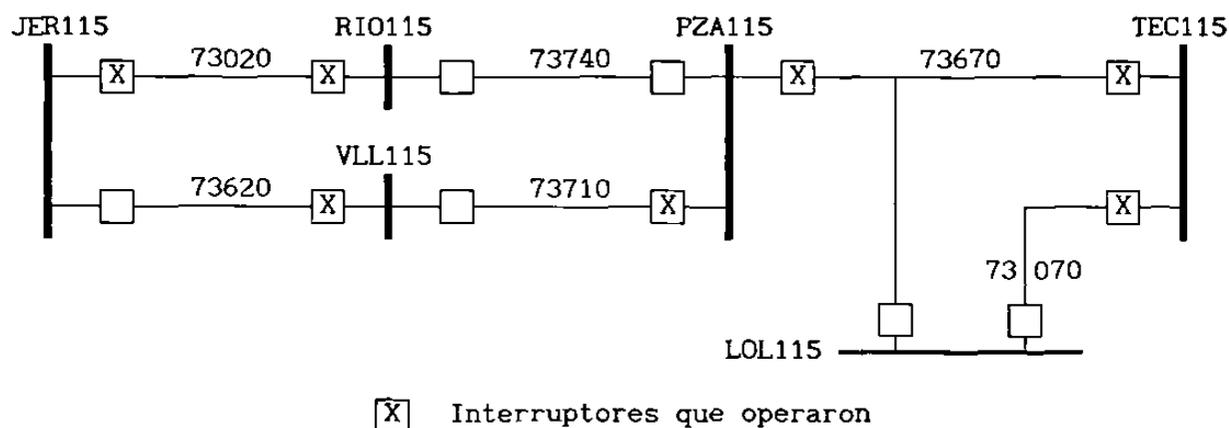


Figura 5.11 Operación de interruptores del caso 6

Por otra parte, la operación de los interruptores PZA73670, TEC73670 y TEC73070 genera un área de desconexión independiente que puede ser justificada

por una falla en la línea 73670 al fallar la operación del interruptor LOL73670, una falla en la línea 73070 al fallar la operación del interruptor LOL73070 o una falla en la barra LOL115 al fallar la protección diferencial (LOL73670 y LOL73070). De esta forma, existen tres fallas que justifican la operación de interruptores que se muestra en la figura 5.11, cada una de las cuales, a su vez, consta de tres posibles lugares de falla. Como solo se considera la existencia de dos fallas simultáneas como máximo, el sistema verifica todas las combinaciones posibles en grupos de dos fallas, considerando la operación del resto de los interruptores como operación incorrecta.

En la figura 5.12 se muestra el resultado del análisis, obtenido en 85 s de tiempo de ejecución. Se puede apreciar que la tercera falla en cada caso presentado se considera como una operación incorrecta, mientras que en los otros dos casos es considerada como una posible falla. Cabe mencionar que estas situaciones pueden ocurrir cuando la presencia de una falla en un sistema de potencia ocasiona un disturbio que provoca que ciertas protecciones operen incorrectamente, semejando que existe otra falla.

<p>Interruptores : (JER73020, RIO73020, VLL73620, PZA73710, PZA73670, TEC73670, TEC73070)</p> <p>? Existe una doble falla; una falla en la línea 73020 que es liberada por la apertura de los interruptores JER73020 RIO73020 y otra falla en la línea 73670 liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070 debido a la falla de los interruptores LOL73670. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores VLL73620 PZA73710.</p> <p>? Existe una doble falla; una falla en la línea 73020 que es liberada por la apertura de los interruptores JER73020 RIO73020 y otra falla en la línea 73070 liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070 debido a la falla de los interruptores LOL73070. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores VLL73620 PZA73710.</p> <p>? Existe una doble falla; una falla en la línea 73020 que es liberada por la apertura de los interruptores JER73020 RIO73020 y otra falla en la barra LOL115 liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070 debido a la falla de los interruptores LOL73070 LOL73670. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores VLL73620 PZA73710.</p>

Figura 5.12 Resultado del análisis del caso 6

- ? Existe una doble falla; una falla en la línea 73020 que es liberada por la apertura de los interruptores JER73020 RIO73020 y otra falla en la barra VLL115 liberada por la apertura de los interruptores VLL73620 PZA73710 debido a la falla de los interruptores VLL73710. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070.
- ? Existe una doble falla; una falla en la barra VLL115 que se libera por la apertura de los interruptores VLL73620 PZA73710 debido a la falla de los interruptores VLL73710 y otra falla en la línea 73670 liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070 debido a la falla de los interruptores LOL73670. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores JER73020 RIO73020.
- ? Existe una doble falla; una falla en la barra VLL115 que se libera por la apertura de los interruptores VLL73620 PZA73710 debido a la falla de los interruptores VLL73710 y otra falla en la línea 73070 liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070 debido a la falla de los interruptores LOL73070. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores JER73020 RIO73020.
- ? Existe una doble falla; una falla en la barra VLL115 que se libera por la apertura de los interruptores VLL73620 PZA73710 debido a la falla de los interruptores VLL73710 y otra falla en la barra LOL115 liberada por la apertura de los interruptores PZA73670 TEC73670 TEC73070 debido a la falla de los interruptores LOL73070 LOL73670. Además se presenta la operación incorrecta de los interruptores JER73020 RIO73020.

Figura 5.12 Resultado del análisis del caso 6 (continuación)

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- o El sistema basado en conocimiento SIDUF constituye una herramienta importante para el entrenamiento de operadores y para el análisis de operación de protecciones por parte del personal de protecciones.
- o La estructura de SIDUF permite que el proceso de inferencia, constituido por la estimación de los lugares de falla y la justificación de las áreas de desconexión, sea independiente de la configuración del sistema de potencia que se está analizando.
- o El modelo de protecciones refleja los principios básicos de la operación de protecciones, de tal forma que generaliza sus criterios de operación y permite que SIDUF pueda aplicarse a cualquier sistema de potencia con esquemas de interruptor sencillo y con protecciones de distancia, direccionales de sobrecorriente, diferenciales y piloto. Este modelo simula el comportamiento de las protecciones ante la existencia de una falla en el sistema de potencia, y construye las bases de datos a partir de la información generada en la simulación.
- o La base de datos que almacena la configuración del sistema de potencia debe ser accesada en forma externa, y de ella parte el modelo de protecciones para construir las otras bases de datos; la estructura de almacenamiento está diseñada en base a la nomenclatura utilizada en la Comisión Federal de Electricidad para la denominación de interruptores.
- o SIDUF presenta opciones para realizar la modificación del sistema de potencia con el cual se está trabajando, consistentes en la puesta en servicio de nuevos elementos y la eliminación de elementos conectados a la red eléctrica.

- El proceso de estimación determina aquellos elementos del sistema de potencia donde pudo haber ocurrido la falla que provocó la operación de protecciones; para esto se determinan las áreas de intersección entre las zonas de protección de los interruptores que realizaron su apertura.
- El proceso de justificación verifica las hipótesis de operación de protecciones para un posible lugar de falla (resultado del proceso de estimación), a fin de establecer la forma en la cual operaron las protecciones y proporcionar así una explicación de cómo se formó el área de desconexión final.
- Las hipótesis de operación de protecciones utilizadas en el proceso de justificación contemplan los casos siguientes : operación normal de interruptores, fallos de operación de interruptores de protección primaria, operación del respaldo de respaldo, operación incorrecta de protecciones y fallas múltiples en el sistema de potencia.
- La presentación de resultados se lleva a cabo mediante un proceso de ponderación, que determina las posibilidades de ocurrencia de las alternativas de falla estimadas por SIDUF. De esta forma, el SIDUF presenta las alternativas de falla encontradas en orden descendente de probabilidad. Esta ponderación se basa en el número de fallos de funcionamiento que el sistema concluye que deben presentarse para justificar una falla, y las posibilidades de operación del respaldo de respaldo.
- Con la inclusión de la hipótesis de la operación del respaldo de respaldo se asegura que el sistema llegue a una solución bajo cualquier situación, ya que el área de un sistema de potencia involucrada en la operación de un respaldo de respaldo es de un tamaño considerable.
- En sistemas de potencia con múltiples mallas se puede llegar a tener problemas en la identificación de las alternativas de fallas, esto debido a que las zonas de protección de los interruptores se pueden volver sobre sí, sobre todo al verificar la hipótesis de la operación de respaldo de respaldo.

- El tiempo de ejecución de SIDUF para estimar los lugares de falla en una operación de interruptores está directamente relacionado con la complejidad de la situación analizada, por lo que no es fácil establecer un tiempo promedio de ejecución. No obstante, los resultados de las pruebas realizadas permiten concluir que el tiempo de ejecución es menor que el que consume un operador ante un disturbio, sobre todo en los casos de mayor complejidad.
- Debido al almacenamiento de información realizado por SIDUF, existe un límite en las dimensiones del sistema de potencia que se puede analizar. Las dimensiones máximas admisibles de un sistema de potencia son del orden de entre 20 y 25 nodos dependiendo de su configuración, en una computadora PC de 640K de memoria.
- SIDUF puede servir como punto de partida para un futuro sistema de tiempo real, que sirva como auxiliar del operador. Sus ventajas en este caso se pueden resumir en los siguientes aspectos :
 - a) El tiempo de ejecución es comparablemente menor al utilizado por un operador en un Centro de Control para las fallas de mayor complejidad, que son las más críticas.
 - b) El sistema está libre de la presión psicológica a la cual está sometido el operador, que en ocasiones puede provocar la toma de decisiones erróneas que afecten al sistema de potencia.
 - c) Por tratarse de un sistema computacional, está en capacidad de funcionar en todo momento con toda su potencialidad, sin el agotamiento físico o mental inherente a un ser humano.
 - d) El operador cuenta con un apoyo continuo para la toma de decisiones; esto es importante cuando carece de experiencia.
- La metodología establecida para el desarrollo de SIDUF puede extenderse a otros casos en que son aplicables los sistemas basados en conocimiento. Entre estas posibles aplicaciones se encuentran el cálculo automatizado de los parámetros de ajuste de protecciones, procesamiento de alarmas y la restauración de sistemas de potencia ante disturbios.

6.2 RECOMENDACIONES

El sistema basado en conocimiento SIDUF es un paquete computacional terminado, y está disponible para ser utilizado en el entrenamiento de operadores y en el análisis de operación de protecciones. Ofrece, además, posibilidades de desarrollo prospectivo, que pueden resumirse en los aspectos que se relacionan a continuación :

Consideración de arreglos de interruptores más complejos. Es conveniente ampliar el modelo de protecciones a fin de simular la operación de protecciones en esquemas complejos, como los de doble barra con configuraciones de interruptor de amarre, interruptor y medio y doble interruptor.

Consideración de la existencia de respaldo local en las barras. Este tipo de protección permite reducir el área de desconexión cuando se presenta el fallo de un interruptor conectado a una barra, además de reducir el tiempo de liberación de la falla. Su inclusión en el sistema debe hacerse de tal forma que se presente como una opción al usuario, tal y como sucede con las protecciones diferenciales y tipo piloto.

Procesamiento de información sobre la operación de relevadores y su secuencia de operación en tiempo. La inclusión de información referente al estado de los relevadores de protección debe implicar una reducción en el número de posibles lugares de falla. Para esto se debe establecer una nomenclatura adecuada para la información sobre la localización del relevador, el o los interruptores sobre los que opera y si es un relevador de fase o de tierra. Actualmente no existe en la C.F.E. una unificación en la nomenclatura de la operación de relevadores que llega a los Centros de Control.

Otras opciones de presentación de resultados. Es conveniente incluir opciones de presentación de resultados, en que se expliquen aspectos específicos de la operación de protecciones, los cuales puedan ser accedidos a solicitud del usuario como variantes complementarias.

Zonas de protección de los relevadores. Es conveniente determinar un conjunto de criterios que permitan establecer en forma concisa el alcance de cada una de las zonas de protección de los relevadores direccionales y de

distancia; la disponibilidad en el sistema de esta información disminuiría el número de alternativas de fallas, aumentando por consiguiente su eficiencia.

Actualización de las bases de datos. Cuando se presenta una modificación del sistema de potencia, la información almacenada en las bases de datos debe actualizarse a fin de que el análisis se realice adecuadamente. Para esto, el SIDUF reconfigura por completo la información de las bases de datos sin importar el tipo de modificación y la cantidad de información que se puede haber alterado. Por esta razón, una alternativa eficiente para llevar a cabo esta función de actualización es realizar una identificación previa de la información almacenada en las bases de datos para determinar aquella que se vio alterada y realizar la actualización sobre ella, evitando la reconfiguración completa de las bases de datos.

Desarrollo de la versión de tiempo real del sistema. Es necesario continuar trabajando en la disminución del tiempo de ejecución y de la capacidad de memoria requerida por el sistema para su futura operación en tiempo real como auxiliar del operador. Se requiere también el desarrollo de la interfase para la captación de la información disponible en el Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE).

APENDICE A
NOMENCLATURA UTILIZADA EN LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
PARA LA DENOMINACION DE ELEMENTOS DEL S.E.P. Y EQUIPOS

Debido a la gran cantidad de elementos que componen un sistema eléctrico de potencia, es necesario disponer de un sistema de denominación a fin de que su identificación se realice sin problema alguno. Actualmente la Comisión Federal de Electricidad trabaja con una nomenclatura compuesta de 5 dígitos, la cual proporciona información sobre el tipo de elemento y la función que desempeña. Las reglas para la asignación de los dígitos se muestran en la tabla A.1.

Así, el primer dígito indica el nivel de voltaje donde se encuentra el elemento, el segundo indica el tipo de equipo de que se trata; el tercero y cuarto dígitos se utilizan para indicar el número del equipo, asignado a través de un inventario. Por último, el quinto dígito señala el tipo de elemento de que se trata. La diferencia entre la información proporcionada por los dígitos 2 y 5, es que el segundo dígito indica el equipo que conecta con el elemento, mientras el quinto proporciona información sobre el elemento en sí. Además, el código del elemento es antecedido por las siglas de la subestación, para determinar su ubicación. De esta forma, la combinación de dígitos VDG73220 señala que se trata de un interruptor con número económico 22, en la subestación Villa de García, con un voltaje de 115KV, y conectado a una línea de transmisión denominada 73220. El desglose se realiza de la siguiente forma :

VDG73220

VDG - Subestación Villa de García

7 - Voltaje nominal de 115 KV

3 - Línea de transmisión

22 - Número económico

0 - interruptor

En este caso, donde un interruptor está conectado con una línea de transmisión, el nombre asignado a la línea corresponde a la combinación de dígitos del interruptor, tal como se explica en la sección 4.3.1.

Tabla A.1 Reglas para la denominación de equipo de C.F.E.

NOMENCLATURA (NORMAS PARA DETERMINAR COMBINACION ALFANUMERICA)					
IDENTIFICACION DE LA ESTACION (3 DIGITOS)	IDENTIFICACION DE EQUIPO EN UNA INSTALACION (5 DIGITOS)				
	No.	1	2	3 y 4	5
1. NOMBRES DE UNA PALABRA, LAS TRES PRIMERAS LETRAS. REY=REYNOSA 2. INICIALES DE LAS TRES PRIMERAS SILABAS. MTM=MATAMOROS 3. NOMBRES DE DOS PALABRAS, COMBINACIONES DE LAS PRIMERAS DOS LETRAS DE UNA, Y LA PRIMERA DE OTRA. FAM=FALCON MEXICO 4. NOMBRES DE TRES PALABRAS, LAS INICIALES DE CADA UNA. ADC=ARROYO DEL COYOTE SI AUN PERSISTE COINCIDENCIA EN LAS ABREVIATURAS, PUEDEN TOMARSE OTRAS LETRAS. MNZ=MANZANILLO		TENSION DE OPERACION (KV)	TIPO DE EQUIPO	NUM. ASIGNADO AL EQUIPO	TIPO DE DISPOSITIVO
	0		ESQUEMA DE DOBLE INT. LADO BARRA.		INTERRUPTOR.
	1	0.00 2.40	GRUPO GENERADOR-TRANSFORMADOR.		CUCHILLA A BARRA UNO.
	2	2.41 4.16	TRANSFORMADOR.		CUCHILLA A BARRA DOS.
	3	4.17 6.99	LINEAS.		CUCHILLAS ADICIONALES.
	4	7.00 16.50	REACTORES.		CUCHILLAS FUSIBLES.
	5	16.60 44.00	CAPACITORES.		INT. EN GAB. BLINDADO.
	6	44.10 70.00	EQUIPO ESPECIAL.		CUCHILLAS DE ENLACE.
	7	70.10 115.00	INTERRUPTOR COMODIN.		CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA.
	8	115.10 161.00	ESQUEMA DE INTERRUPTOR Y MEDIO.		CUCHILLA DE TRANSFERENCIA.
	9	161.10 230.00	INTERRUPTOR DE AMARRE DE BARRAS.		CUCHILLA LADO EQUIPO.
	A	230.10 500.00			
	B	500.10 700.00			

APENDICE B

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED METROPOLITANA DE MONTERREY

En este apéndice se muestra el diagrama unifilar de la Red Metropolitana de la Ciudad de Monterrey, con un voltaje nominal de 115KV. Las líneas de transmisión se identifican con el número 73, que indica un voltaje de 115KV, y las barras colectoras se representan por siglas que indican el nombre de la barra. Por ejemplo, las siglas NIC delante del código de la barra indican que se trata de la barra de 115KV de la subestación San Nicolás. Las líneas marcadas con doble numeración significan que existen dos líneas de transmisión paralelas en ese lugar. A continuación se presenta la nomenclatura de las barras colectoras.

VDG	Subestación	Villa de García
CAT	"	Santa Catarina
LEO	"	Leona
JER	"	San Jerónimo
RRA	"	Ramos Arispe
ESC	"	Escobedo
NIC	"	San Nicolás
CEL	"	Celulosa
MTY	"	Monterrey
PEM	"	Pemex
NOG	"	Nogalar
UNI	"	Universidad
FUN	"	Fundidora
HUI	"	Huinalá
TEC	"	Tecnológico
LOL	"	Loma Larga
PZA	"	Plaza
VLL	"	Valle
RIO	"	Río

APENDICE C

TURBO PROLOG (PROGRAMMING IN LOGIC)

Prolog es la mejor selección para aplicaciones que requieren computación simbólica. La programación en Prolog puede resumirse de la forma siguiente :

- Especificar algunos hechos y las reglas sobre los objetos y sus relaciones.
- Realizar preguntas sobre los objetos y sus relaciones.

El programa que se le presenta al Sistema de Prolog consiste de una base de datos que contiene los hechos y reglas que son relevantes para el problema. El problema es entonces resuelto formulando una pregunta que será contestada por el sistema utilizando la información en la base de datos. Por esta razón, Prolog puede considerarse como un sistema convencional : se introducen hechos y reglas, se realizan preguntas, y el sistema contesta.

Estructura de un programa en Turbo Prolog

Los programas en Turbo Prolog (dialecto derivado del Prolog) están formados por hechos y reglas. Los hechos se utilizan para representar la existencia de relaciones entre los objetos. Por ejemplo, la afirmación "Ernesto es propietario de un automóvil" es un hecho que contiene dos objetos, "Ernesto" y "automóvil" y la relación entre ellos es llamada "propietario". La forma del Turbo Prolog de esta afirmación es

```
propietario ( ernesto , automóvil )
```

Aquí existen algunas reglas de notación y de sintaxis :

- Los nombres de objetos y relaciones deben comenzar con letras minúsculas.

- Las relaciones deben ser escritas en primer término, seguidas por los objetos encerrados en paréntesis, los cuales deben ser separados por comas dentro de los paréntesis. En Turbo Prolog, las relaciones son llamadas predicados, y los objetos, argumentos de los predicados.
- El final de cada hecho debe ser marcado por un punto.

El orden en el cual los objetos son presentados en los hechos es importante. Por ejemplo, el hecho "propietario(automóvil,ernesto)" es totalmente diferente de "propietario(ernesto,automóvil)". La traducción de la primera estructura es "automóvil es propietario de Ernesto", lo cual no es lo que se desea. En la figura C.1 se muestran algunos ejemplos de hechos en Turbo Prolog.

El número de argumentos que se pueden dar en un hecho no está limitado (como se muestra en el ejemplo 4 de la figura C.1). En Turbo Prolog, una colección de hechos es llamada una base de datos.

millonario(ricardo)	"Ricardo es millonario"
mayor_de_edad(marcos)	"Marcos es mayor de edad"
compadre_de(david,juan)	"David es compadre de Juan"
jugar(mario,fernando,tenis)	"Mario y Fernando juegan tenis"

Figura C.1 Ejemplos de hechos en Turbo Prolog y sus interpretaciones

Las reglas en Turbo Prolog tienen la forma F1 :- F2. El símbolo :- se lee "si", y F1 y F2 son hechos. F1 se denomina cabeza de la regla y describe el hecho que la regla está tratando de establecer. F2 se denomina cuerpo de la regla y representa el objetivo que debe ser satisfecho para que la cabeza sea verdad. Si se quiere establecer el hecho de que Fernando es hermano de Enrique se debe escribir la regla siguiente :

```
hermano(fernando,enrique) :-
    hombre(fernando),
    padres(fernando,P,M),
    padres(enrique,P,M).
```

La traducción de esta regla es :

```
Fernando es hermano de Enrique si
    Fernando es hombre y
```

los padres de Fernando son P y M y
 los padres de Enrique son P y M.

Turbo Prolog soporta varias estructuras de datos, incluyendo constantes, estructuras y listas. Hay dos tipos de constantes : numéricas e individuales, como son "Fernando" y "Enrique" en el ejemplo anterior.

Las estructuras son objetos que consisten de una colección de otros objetos llamados componentes. Un ejemplo de estructura es el siguiente :

```
propietario(ernesto,automóvil)
propietario(ernesto,automóvil(ford,topaz))
```

La traducción de esta estructura sería "Ernesto es propietario de un automóvil llamado Ford Topaz".

Una lista es una colección de elementos, tales como constantes o estructuras, que son colocados en cierto orden dentro de un par de paréntesis rectangulares. El primer elemento de una lista se denomina cabeza de la lista. Los elementos restantes constituyen la cola de la lista. Las listas pueden contener otras listas o variables. La figura C.2 muestra algunos ejemplos de listas en Turbo Prolog indicando los componentes de la cabeza y de la cola.

Lista	cabeza	cola
[X,Y,Z,W]	X	[Y,Z,W]
[X]	X	[]*
[[mío,carro],rojo]	[mío,carro]	[rojo]
[[X+Y],[Z-W]]	[X+Y]	[Z-W]

* EL SIMBOLO "[]" INDICA UNA LISTA SIN ELEMENTOS

Figura C.2 Ejemplos de listas en Turbo Prolog

Búsqueda de soluciones en Turbo Prolog.

El Turbo Prolog incorpora un conjunto amplio de facilidades, incluyendo un mecanismo de control, la construcción de predicados y una facilidad de seguimiento de lógica muy efectiva.

El "backtracking" (vuelta atrás) y el corte constituyen los mecanismos de control básicos. El "backtracking" es el proceso por el cual el Turbo Prolog avanza hacia una solución cuando maneja objetivos múltiples. El Turbo Prolog toma cada una de las partes de cada objetivo en forma secuencial y realiza una prueba de comparación ("match") de las partes con algunas otras en memoria. Si el Turbo Prolog no puede encontrar una comparación efectiva para cualquier parte, no continúa con la siguiente parte; en su lugar, vuelve atrás e investiga otras formas de comparación para las partes anteriores, que le permitan continuar con su búsqueda. Para ilustrar el "backtracking", considérese la siguiente base de datos :

```
estudiante(rogelio,25).
estudiante(manuel,27).
estudiante(marcos,25).
estudiante(david,25).
```

A partir de esta base de datos, que contiene los hechos sobre los nombres y edades de algunos estudiantes, se tratará de encontrar todos los posibles pares de estudiantes que tengan 25 años de edad. La traducción de este objetivo en Turbo Prolog es

```
estudiante(Persona1,25),
estudiante(Persona2,25),
Persona1<>Persona2.
```

Este objetivo le pregunta al Turbo Prolog por todos los pares de Persona1 y Persona2 donde Persona1 tiene 25 años, Persona2 tiene 25 años y Persona1 y Persona2 son distintas. Primero, Turbo Prolog trata de encontrar una solución al primer subobjetivo, estudiante(Persona1,25). Continuará con el siguiente subobjetivo solamente cuando el primer subobjetivo es satisfecho. Al iniciar la búsqueda, el primer subobjetivo es satisfecho con "Persona1=rogelio". Ahora, Turbo Prolog puede satisfacer estudiante(Persona2,25) tomando también "Persona2=rogelio". A continuación Turbo Prolog trata de verificar el último subobjetivo, Persona1<>Persona2. Ya que Persona1 y Persona2 son ambos "rogelio", este subobjetivo falla. Turbo Prolog vuelve atrás al subobjetivo previo, el cual es estudiante(Persona2,25) y busca alguna otra solución. Tomando "Persona2 =marcos", el segundo subobjetivo es alcanzado, y el tercer subobjetivo, Persona1<>Persona2, es también satisfecho, ya que "rogelio" y

"marcos" son diferentes. En este punto queda satisfecho el objetivo completo. Turbo Prolog entonces vuelve atrás en un nuevo intento de encontrar otra posible solución. Ya que el segundo subobjetivo, estudiante(Persona2,25), puede ser satisfecho tomando Persona2 como "david", ahora Turbo Prolog prueba el tercer subobjetivo nuevamente, el cual se cumple, ya que "rogelio" y "david" son diferentes. Se encuentra así otra solución al objetivo.

En otro intento de encontrar otras soluciones, Turbo Prolog vuelve nuevamente atrás al segundo subobjetivo, pero encuentra que todas las posibilidades han sido consideradas para este subobjetivo. Vuelve entonces atrás al primer subobjetivo. Encuentra que el primer subobjetivo puede ser satisfecho tomando Personal como "marcos". El segundo subobjetivo ahora se alcanza tomando Persona2 como "rogelio". Aquí nuevamente, el objetivo se satisface ya que "marcos" es diferente de "rogelio".

La solución final es con Personal y Persona2 como "david". Para este caso el tercer subobjetivo falla, y Turbo Prolog debe volver atrás al segundo subobjetivo, pero no hay nuevas posibilidades. Turbo Prolog vuelve atrás al primer subobjetivo y encuentra que todas las posibilidades han sido investigadas. En este punto termina la ejecución. A continuación se muestra una lista de todos los pares de estudiantes que fueron obtenidos :

Personal=rogelio	Persona2=marcos
Personal=rogelio	Persona2=david
Personal=marcos	Persona2=rogelio
Personal=marcos	Persona2=david
Personal=david	Persona2=rogelio
Personal=david	Persona2=marcos

En total se tienen 6 soluciones. Se debe especificar que Personal=rogelio y Persona2=marcos es una solución válida y Personal=marcos y Persona2=rogelio es otra solución válida. Si no se desea esta duplicidad de pares, debe especificarse un subobjetivo adicional para excluirla.

El mecanismo de control de corte sirve para evitar la vuelta atrás bajo ciertas circunstancias. Turbo Prolog no puede volver atrás al pasar por un corte. El símbolo utilizado para representar un corte es un signo de exclamación (!). El corte es utilizado por dos razones : -reducir el consumo de

memoria de almacenamiento y disminuir el consumo de tiempo de ejecución. Por ejemplo, cuando una posibilidad particular nunca será una solución satisfactoria, se puede utilizar el corte para evitar que Turbo Prolog vuelva atrás. Esto permite al programa operar más rápido y utilizar menos espacio de memoria, ya que el número de puntos de vuelta atrás a ser considerados es menor. Para ilustrar la aplicación del corte, se partirá de la base de datos conteniendo hechos sobre los nombres y edades de los estudiantes, junto con el siguiente objetivo :

```
estudiante(Persona1,25),!,
estudiante(Persona2,25),
Persona1<>Persona2.
```

Con el símbolo de corte a continuación del primer subobjetivo, solamente la primera solución de este subobjetivo será considerada; no habrá vuelta atrás a este subobjetivo para otras soluciones. El conjunto de soluciones para este objetivo será entonces :

```
Persona1=rogelio      Persona2=marcos
Persona1=rogelio      Persona2=david
```

Así, para el objetivo

```
estudiante(Persona1,25),
estudiante(Persona2,25),!,
Persona1<>Persona2.
```

la solución es un par único, "Persona1=rogelio" y "Persona2=marcos". En este objetivo, la posición del corte le indica al Turbo Prolog que el objetivo es satisfecho con la primera solución válida del subobjetivo1 y el subobjetivo2.

El Turbo Prolog tiene la capacidad de construcción de predicados que pueden ser utilizados directamente para llevar a cabo acciones, incluyendo el acceso de nuevas cláusulas en un programa, la clasificación de términos, la modificación de la vuelta atrás, la creación de objetivos complejos, el manejo de archivos, la evaluación de expresiones aritméticas, la lectura y escritura de caracteres y la posibilidad de observar la ejecución de un programa paso a paso.

REFERENCIAS

- [1] C. R. Mason. *The Art and Science of Protective Relaying*, New York: John Wiley & Sons., 1956.
- [2] T. E. Dy Liacco, and T. J. Kraynak, "Processing by Logic Programming of Circuit-Breaker and Protective-Relaying Information," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 2, pp. 171-175, February 1969.
- [3] C. A. Gross. *Análisis de Sistemas de Potencia*, México D. F.: Editorial Interamericana, 1982.
- [4] T. Sakaguchi, and K. Matsumoto, "Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 2, pp. 320-329, February 1983.
- [5] T. E. Dy Liacco, M. K. Enns, J. D. Schoeffler, J. J. Quada, D. L. Rosa, C. W. Jurkoshek, and M. D. Anderson, "Considerations in Developing and Utilizing Operator Training Simulators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 11, pp. 3672-3679, November 1983.
- [6] E. Rich. *Artificial Intelligence*, Singapore: McGraw-Hill, 1986.
- [7] C. Williams, "Expert Systems, Knowledge Engineering, and AI Tools - An Overview," *IEEE Expert*, pp. 66-70, Winter 1986.
- [8] B. F. Wollenberg, "Feasibility Study for an Energy Management System Intelligent Alarm Processor," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWR-1, no. 2, pp. 241-247, May 1986.

- [9] R. S. Freedman, and J. P. Rosenking, "Designing Computer-Based Training Systems : obie-1:knobe," *IEEE Expert*, pp. 31-38, Summer 1986.
- [10] S. Talukdar, E. Cardozo, and T. Perry, "The Operator's Assistant-- An Intelligent, Expandable Program For Power System Trouble Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWR-1, no. 3, pp. 182-187, August 1986.
- [11] H. Amelink, A. M. Forte, and R. P. Guberman, "Dispatcher Alarm and Message Processing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWR-1, no. 3, pp. 188-194, August 1986.
- [12] Chen-Ching Liu, and K. Tomsovic, "An Expert System Assisting Decision-Making of Reactive Power/Voltage Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWR-1, no. 3, pp. 195-201, August 1986.
- [13] C. Fukui, and J. Kawakami, "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, pp. 83-90, October 1986.
- [14] J. J. Jansen, and H. B. Püttgen, "ASDEP: An Expert System for Electric Power Plant Design," *IEEE Expert*, pp. 56-66, Spring 1987.
- [15] K. Tomsovic, Chen-Ching Liu, P. Ackerman, and S. Pope, "An Expert System as a Dispatchers' Aid for the Isolation of Line Section Faults," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PWRD-2, no. 3, pp. 736-743, July 1987.
- [16] R. P. Schulte, G. B. Sheble, S. L. Larsen, and J. N. Wrubel, "Artificial Intelligence Solutions to Power System Operating Problems," *IEEE Transactions on Power System*, vol. PWR-2, no. 4, pp. 920-926, November 1987.
- [17] B. F. Wollenberg, and T. Sakaguchi, "Artificial Intelligence in Power System Operation," *Proceedings of the IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1678-1685, December 1987.

- [18] J. Martin and S. Oxman. *Building Expert Systems, A Tutorial*, New York: Prentice Hall, 1988.
- [19] H. Shildt. *Turbo Prolog, Programación Avanzada*, Madrid: McGraw-Hill, 1988.
- [20] E. Cardozo, and S. N. Talukdar, "A Distributed Expert System for Fault Diagnosis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 641-646, May 1988.
- [21] H. Nordgard, O. Gjerde, L. Holten, A. Meland, E. Dehli, and P. Stoa, "Knowledge Based Systems for Power System Operation," *CIGRE Session, Paris, August/September 1988*, paper 39-07.
- [22] F. Hein, and G. Schellstede, "Use of Expert Systems in Energy Control Centers," *CIGRE Session, Paris, August/September 1988*, paper 39-15.
- [23] A. A. Girgis, and M. B. Johns, "A Hybrid Expert System for Faulted Section Identification, Fault Type Classification and Selection of Fault Location Algorithms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 978-985, April 1989.
- [24] J. J. Keronen, "An Expert System Prototype for Event Diagnosis and Real-Time Operation Planning in Power System Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 2, pp. 544-550, May 1989.
- [25] F. Rojas, U. Aguilar, G. Rivera, M. Mejía, y G. Rodríguez, "La Inteligencia Artificial en el Diseño de Transformadores Encapsulados en Resina Epoxica," *II Reunión de Verano de Potencia, Acapulco, Julio 1989, Tomo : Transformadores*, pp. 124-132.
- [26] C. J. Kim, and B. Don Russell, "Classification of Faults and Switching Events by Inductive Reasoning and Expert Systems Methodology," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 3, pp. 1631-1637, July 1989.
- [27] A. K. David, and Zhao Rong-da, "Integrating Expert Systems with Dynamic Programming in Generation Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 1095-1101, August 1989.

- [28] Y. Kojima, S. Warashina, M. Kato, and H. Watanabe, "The Development of Power System Restoration Method for a Bulk Power System by Applying Knowledge Engineering Techniques," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 1228-1235, August 1989.
- [29] Z. Z. Zhang, G. S. Hope, and O. P. Malik, "Expert Systems in Electric Power Systems - A Bibliographical Survey," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 4, pp. 1355-1362, October 1989.
- [30] C. S. Chang, and T. S. Chung, "An Expert System for on-line Security - Economic Load Allocation on Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 1, pp. 467-473, January 1990.
- [31] G. B. Sheble', "Knowledge Based System Support for Introductory Power System Network Analysis on Personal Computers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 261-267, February 1990.
- [32] H. J. Altuve F. *Protección de Redes Eléctricas*, Monterrey N. L.: C.F.E., UANL, Febrero 1990.
- [33] D. B. Tesch, David C. Yu, Li-Min Fu, and K. Vairavan, "A Knowledge-Based Alarm Processor for an Energy Management System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 268-275, February 1990.
- [34] H. W. Hong, Chuen-Tsai Sun, V. M. Mesa, and Steven Ng., "Protective Device Coordination Expert System," A paper recommended for presentation at the IEEE/PES 1990 Summer Meeting, Minneapolis, Minnesota, July 15-19, 1990, paper number 90 SM 324-4 PWRD.
- [35] Yuan-Yih Hsu, F. C. Lu, Y. Chien, J. P. Liu, T. J. Lin, H. S. Yu, and R. T. Kuo, "An Expert System for Locating Distribution System Faults," A paper recommended for presentation at the IEEE/PES 1990 Summer Meeting, Minneapolis, Minnesota, July 15-19, 1990, paper number 90 SM 326-9 PWRD.
- [36] R. D. Christie, S. N. Talukdar, and J. C. Nixon, "CQR : A Hybrid Expert System for Security Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1503-1509, November 1990.

