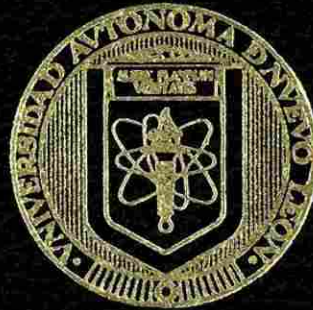


**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON**  
**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA**



**METODOLOGIA DE ANALISIS DE OPERACION DE**  
**PROTECCIONES PARA EL DIAGNOSTICO DE**  
**UBICACION DE FALLAS EN SISTEMAS**  
**ELECTRICOS DE POTENCIA**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE**  
**DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA**

**P R E S E N T A :**

**ERNESTO VAZQUEZ MARTINEZ**

**SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L., NOVIEMBRE DE 1994**

TD

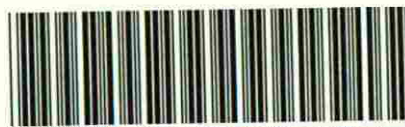
25853

.M2

FIME

1994

V3



1020112147



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

**METODOLOGIA DE ANALISIS DE OPERACION DE PROTECCIONES PARA  
EL DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS EN SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA**

Los miembros del comité aprueban la Tesis

Doctoral de Ernesto Vázquez Martínez

Oscar Leonel Chacón Mondragón

Asesor

Héctor Jorge Altuve Ferrer

Asesor

Florencio Aboytes García

Salvador Acha Daza

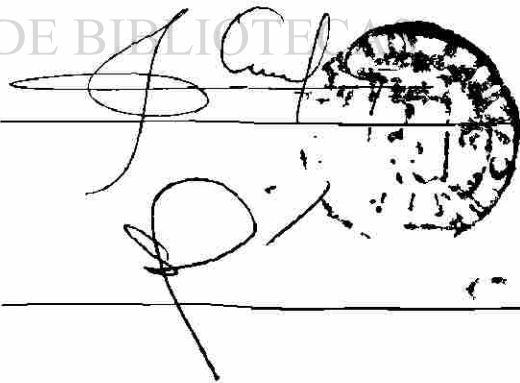
Héctor Francisco Ruiz Paredes



---



---



---

p.p. *José Antonio de la...*

---





# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

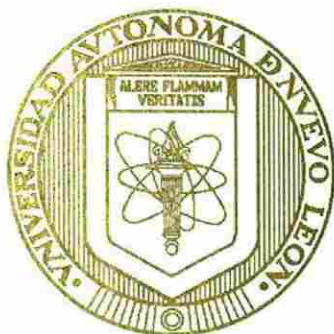
®



FONDO TESIS

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA**



**METODOLOGIA DE ANALISIS DE OPERACION DE PROTECCIONES PARA  
EL DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS EN SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA**

**UANL**

**TESIS**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE**  
**DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA**  
**DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS**  
**PRESENTA**

®

**ERNESTO VAZQUEZ MARTINEZ**



**AN NICOLAS DE LOS GARZA, N.L.**

**NOVIEMBRE 1994**

TD  
Z5853  
.M2  
F1M6  
1994  
V3

0117-13520

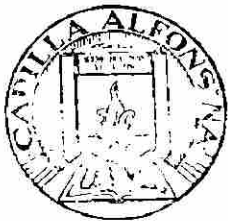


# UANL

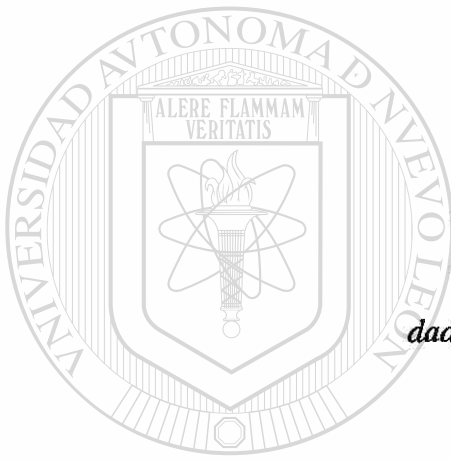
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



FONDO TESIS



*Para quien siempre ha estado  
conmigo y que siempre me ha  
dado la mano cuando me encuentro  
vencido, para quien no existe  
un horario para escucharme*

*cuando necesito.*

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

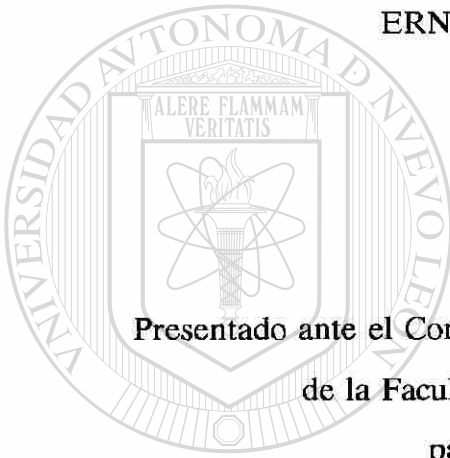


DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

**METODOLOGIA DE ANALISIS DE OPERACION DE PROTECCIONES PARA  
EL DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS EN SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA**

por

**ERNESTO VAZQUEZ MARTINEZ**



**Presentado ante el Comité del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica  
de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
para la obtención del Grado de**

---

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA**

**DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON**

**Noviembre de 1994**



## AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su apoyo y comprensión durante estos años de trabajo para la consecución de esta meta.

A Cristina por su sincera amistad y cariño, así como su constante exhortación que de alguna manera está presente en esta tesis.

A los profesores Dr. Oscar Leonel Chacón Mondragón y Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer por su confianza, amistad y asesoría en este trabajo, y muchos más.

A los profesores Dr. Florencio Aboytes García y Dr. Salvador Acha Daza por su continuo apoyo y confianza durante mis estudios de doctorado.

A todos y cada uno de mis maestros y compañeros del Programa Doctoral por la amistad que me han brindado y haberme aguantado todo este tiempo.

A la Universidad Autónoma de Nuevo León por su apoyo durante todo este tiempo para la realización de mis estudios de doctorado.

Finalmente agradezco al CONACYT el apoyo económico brindado para la realización de mis estudios de doctorado.

Noviembre 7, 1994

## RESUMEN

En este trabajo se aborda el problema del diagnóstico de ubicación de fallas eléctricas en sistemas de potencia, desde la perspectiva de los operadores de los centros de control de energía de una empresa eléctrica.

Se describe una metodología de análisis de operación de protecciones que se utiliza para el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas de potencia; ésta se divide en dos etapas: la determinación de posibles lugares de falla en la zona de desconexión y la estimación de los lugares de falla más factibles en base a árboles de clasificación.

La etapa de determinación de posibles lugares de falla utiliza la alternativa del análisis de las zonas de protección de los relevadores en combinación con un configurador de red; de esta manera, todo elemento que sea considerado como lugar de falla debe estar ubicado en una isla eléctrica inactiva.

En la estimación de los lugares de fallas más factibles, el análisis de la operación de protecciones se realiza en base a la formación de árboles de clasificación para cada posible lugar de falla, utilizando la información reportada al centro de control de relevadores e interruptores operados; en el caso de los relevadores la información sobre la operación de protecciones es clasificada como: operación de protección primaria, operación de protección de respaldo, operación de respaldo de respaldo, operación incorrecta y fallo de operación. Para los interruptores, la clasificación consta de: operación correcta, fallo de operación y no operación. Para ello se utilizan los criterios de coordinación utilizados para el cálculo de parámetros de ajuste de protecciones en sistemas de potencia.

A partir de la formación de los árboles de clasificación, se calcula en forma heurística un índice de factibilidad en base a los fallos de funcionamiento detectados para cada alternativa de falla; el elemento considerado con mayor probabilidad de haber fallado es aquel con el índice de factibilidad de menor valor.

Dentro de la metodología se incluye un detector de errores de información, cuya

función es filtrar la información proveniente de los sistemas de adquisición de datos, así como un conjunto de criterios para descartar información errónea de operación de protecciones debido a oscilaciones de potencia en la red eléctrica en base al análisis de la operación de relevadores de bloqueo.

Las ventajas principales de la metodología propuesta son: su independencia de los esquemas de protección instalados en el sistema de potencia y de la configuración de la red eléctrica, y su fácil implementación computacional.

Se describe también una propuesta de implementación del sistema SIDUF-TR (Sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Tiempo Real), desarrollado utilizando la metodología propuesta, como una herramienta de apoyo en la toma de decisiones para los operadores de los centros de control de energía de la Comisión Federal de Electricidad, en casos de disturbios.

Finalmente, se presenta la validación de la metodología y del sistema SIDUF-TR, mediante el análisis de un conjunto de casos reales de operación de protecciones, reportados en el Área de Control Noreste de la C.F.E. Esta evaluación pone de manifiesto la validez de la metodología propuesta en el trabajo de investigación, y los beneficios que el sistema SIDUF-TR representa para los operadores de los centros de control de energía.

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## INDICE

<i>Agradecimientos</i>	iv
<i>Resumen</i>	v
<i>Indice de figuras</i>	x
<i>Indice de tablas</i>	xiii

### Capítulo 1. Introducción

1.1	Antecedentes .....	1
1.2	Sistemas basados en conocimiento .....	4
1.3	Problemática del diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia .....	8
1.4	Clasificación de los sistemas para diagnóstico de ubicación de fallas .....	11
1.5	Desarrollo histórico de los sistemas basados en conocimiento para el diagnóstico de ubicación de fallas .....	12
1.6	Objetivo de la tesis .....	19
1.7	Alternativa de solución al problema de diagnóstico de ubicación de fallas propuesta en este trabajo .....	21
1.7.1	Metodología de análisis .....	21
1.7.2	Estructura del sistema de diagnóstico SIDUF-TR .....	24
1.8	Estructura de la tesis .....	25
1.9	Conclusiones del capítulo .....	27

### Capítulo 2. Determinación de posibles lugares de falla eléctrica

2.1	Introducción .....	29
2.2	Esquemas de protección .....	29
2.3	Criterios para la determinación de las zonas de protección .....	33
2.4	Cálculo del índice acumulativo en la zona de desconexión .....	39
2.5	Detector de errores de información .....	42

## INDICE (continuación)

2.6	Configurador de redes eléctricas .....	46
2.7	Discriminación entre protecciones operadas por cortocircuitos y por oscilaciones de potencia .....	50
2.8	Conclusiones del capítulo .....	56

### Capítulo 3. Índices de factibilidad para la discriminación de lugares de falla

3.1	Introducción .....	58
3.2	Formación de árboles de clasificación de la operación de protecciones ...	58
3.3	Clasificación de la operación de relevadores .....	61
3.4	Clasificación de la operación de interruptores .....	68
3.5	Cálculo de los índices de factibilidad .....	70
3.5.1	Alternativa 1 .....	71
3.5.2	Alternativa 2 .....	72
3.5.3	Alternativa 3 .....	73
3.5.4	Alternativa 4 .....	74
3.5.5	Alternativa 5 .....	74
3.6	Análisis comparativo de alternativas de cálculo del índice de factibilidad ...	74
3.7	Conclusiones del capítulo .....	80

### Capítulo 4. Sistema de diagnóstico de ubicación de fallas SIDUF-TR

4.1	Introducción .....	83
4.2	Descripción del sistema de información y control en tiempo real - SICTRE	83
4.3	Lógica de operación en tiempo real .....	86
4.4	Esquema computacional .....	91
4.4.1	Programas de ejecución .....	92
4.4.2	Archivos de bases de datos .....	94
4.4.3	Archivos para transferencia de información .....	96



## INDICE (continuación)

4.4.4	Nomenclatura para la identificación de relevadores .....	96
4.5	Conclusiones del capítulo .....	98

### Capítulo 5. Validación de la metodología de diagnóstico de ubicación de fallas

5.1	Introducción .....	100
5.2	Metodología de validación .....	100
5.3	Caso de prueba 1 .....	102
5.4	Caso de prueba 2 .....	104
5.5	Caso de prueba 3 .....	107
5.6	Caso de prueba 4 .....	110
5.7	Caso de prueba 5 .....	113
5.8	Caso de prueba 6 .....	116
5.9	Análisis de resultados .....	123
5.10	Conclusiones del capítulo .....	125

### Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones

6.1	Introducción .....	127
6.2	Conclusiones .....	127
6.2.1	Conclusiones generales .....	128
6.2.2	Conclusiones sobre la determinación de posibles lugares de falla .....	128
6.2.3	Conclusiones sobre la formación de árboles de clasificación .....	129
6.2.4	Conclusiones sobre la aplicación de índices de factibilidad .....	129
6.2.5	Conclusiones sobre el prototipo de SIDUF-TR y su validación .....	130
6.3	Aportaciones .....	131
6.4	Recomendaciones para trabajos futuros .....	132

REFERENCIAS .....	134
-------------------	-----

## INDICE DE FIGURAS

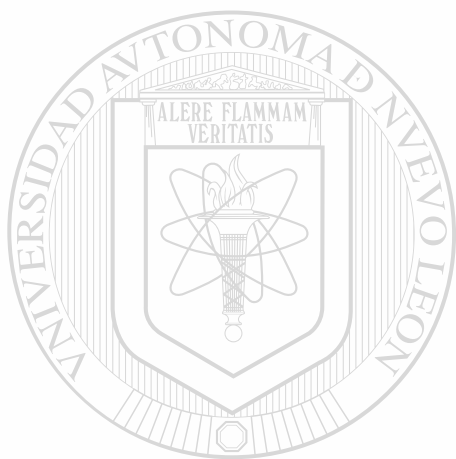
1.1	Estructura general de un centro de control de energía (CCE) . . . . .	2
1.2	Estructura general de un sistema basado en conocimiento (SBC) . . . . .	5
1.3	Vista simplificada del estado del arte de los SBC aplicados en sistemas eléctricos de potencia . . . . .	7
1.4	Ejemplo ilustrativo del diagnóstico de ubicación de fallas . . . . .	10
1.5	Metodología de análisis de la operación de protecciones . . . . .	20
1.6	Estructura general del sistema SIDUF-TR, incluyendo la interfase con el sistema de adquisición de datos SICTRE y el configurador de red . . . . .	24
2.1	Diagrama unifilar de un sistema de potencia que muestra las zonas de protección primaria . . . . .	31
2.2	Ejemplo de protección con selectividad absoluta . . . . .	32
2.3	Variación del alcance de las protecciones con selectividad relativa . . . . .	33
2.4	Extensión de las zonas de protección a través de subestaciones con arreglos de barra de doble interruptor e interruptor y medio . . . . .	34
2.5	Escalonamiento de las zonas de protección de relevadores . . . . .	36
2.6	Operación de esquemas de respaldo remoto a través de barras con arreglos de interruptor y medio, y doble interruptor . . . . .	38
2.7	Proceso de determinación de posibles lugares de falla en base al índice acumulativo . . . . .	40
2.8	Diagrama unifilar de la subárea Coahuila en el Area de Control Noreste de C.F.E.; condición de la falla ocurrida el 19/Febrero/1993 . . . . .	41
2.9	Situación de un interruptor cuya operación no está justificada . . . . .	44
2.10	Flujo de información en el detector de errores de información . . . . .	46
2.11	Aplicación del configurador de red a un caso de operación de protecciones para la identificación de islas eléctricas inactivas . . . . .	48
2.12	Identificación errónea de lugares de falla mediante la aplicación del configurador de red . . . . .	49

## INDICE DE FIGURAS (continuación)

2.13	Efecto de las oscilaciones de potencia sobre los relevadores de distancia . .	51
2.14	Trayectoria de impedancia aparente durante un disturbio real, con centro eléctrico en el enlace de 400 kV Güemez-Altamira del Sistema Interconectado Nacional . . . . .	53
2.15	Lógica de discriminación para descartar información de la operación de relevadores ante condiciones de oscilaciones de potencia . . .	55
3.1	Estructura del árbol de clasificación . . . . .	60
3.2	Procedimiento de clasificación de relevadores . . . . .	62
3.3	Criterios para la clasificación de la operación de un relevador como operación de respaldo de respaldo . . . . .	63
3.4	Ejemplificación de los criterios de clasificación para relevadores de respaldo y respaldo de respaldo en base a islas eléctricas . . . . .	65
3.5	Dependencia de la clasificación de relevadores con respecto al lugar de falla . . . . .	66
3.6	Procedimiento de clasificación de interruptores . . . . .	68
3.7	Ejemplo de la clasificación de relevadores e interruptores para el diagnóstico de ubicación de fallas . . . . .	76
4.1	Estructura del sistema SICTRE a nivel de Centro de Control de Area . . .	84
4.2	Arquitectura de operación de SIDUF-TR en tiempo real . . . . .	87
4.3	Esquema de procesamiento de la información de entrada a SIDUF-TR . . .	88
4.4	Secuencia de operación en tiempo real de SIDUF-TR . . . . .	89
4.5	Consideraciones sobre el comportamiento de SIDUF-TR ante dos disturbios muy cercanos en tiempo . . . . .	91
4.6	Arquitectura computacional de SIDUF-TR . . . . .	92
5.1	Caso 1 de operación de protecciones . . . . .	102
5.2	Caso 2 de operación de protecciones . . . . .	105
5.3	Caso 3 de operación de protecciones . . . . .	107

## INDICE DE FIGURAS (continuación)

5.4	Caso 4 de operación de protecciones .....	110
5.5	Caso 5 de operación de protecciones .....	114
5.6	Caso 6 de operación de protecciones .....	116



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## INDICE DE TABLAS

1.1	Funciones de los SBC en sistemas eléctricos de potencia . . . . .	7
3.1	Factores de ponderación de relevadores, alternativa 1 . . . . .	72
3.2	Factores de ponderación de relevadores e interruptores, alternativa 2 . . . . .	73
3.3	Factores de ponderación de relevadores e interruptores, alternativa 3 . . . . .	73
3.4	Clasificación de relevadores, caso 1 . . . . .	77
3.5	Clasificación de interruptores, caso 1 . . . . .	77
3.6	Clasificación de relevadores, caso 2 . . . . .	78
3.7	Clasificación de interruptores, caso 2 . . . . .	78
3.8	Clasificación de relevadores, caso 3 . . . . .	79
3.9	Clasificación de interruptores, caso 3 . . . . .	79
5.1	Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 1 . . . . .	103
5.2	Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 1 . . . . .	103
5.3	Clasificación de la operación de interruptores, caso de prueba 1 . . . . .	104
5.4	Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 2 . . . . .	105
5.5	Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 2 . . . . .	106
5.6	Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 3 . . . . .	108
5.7	Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 3 . . . . .	109
5.8	Operación de relevadores e interruptores, primera falla, caso de prueba 4 . . . . .	111
5.9	Clasificación de la operación de relevadores, primera falla, caso de prueba 4 . . . . .	111
5.10	Operación de relevadores e interruptores, segunda falla, caso de prueba 4 . . . . .	112
5.11	Clasificación de la operación de relevadores, segunda falla, caso de prueba 4 . . . . .	112
5.12	Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 5 . . . . .	115
5.13	Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 5 . . . . .	115
5.14	Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 6 . . . . .	117



# CAPITULO 1

## INTRODUCCION

### 1.1 ANTECEDENTES

En las últimas décadas, el incremento en la demanda de electricidad ha provocado una expansión en la magnitud y complejidad de los sistemas de potencia. Al mismo tiempo, las condiciones sociales y económicas han obligado a las empresas eléctricas a nivel mundial a operar los sistemas con márgenes de generación reducidos, y en condiciones cercanas a los límites de seguridad. Estos factores han elevado considerablemente la complejidad de la tarea de controlar y operar los sistemas de potencia, para lo que se requieren herramientas computacionales avanzadas en los centros de control de energía (CCE). En la Figura 1.1 se muestra un diagrama de bloques de la estructura de un centro de control moderno.

El sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA) tiene la función de operar como interfase entre el centro de control y el sistema de potencia, reportando información sobre el estado de los equipos y los parámetros del sistema, e implementando acciones de control ordenadas por los operadores. El operador en el centro de control cuenta con una interfase, a través de la cual interactúa con el sistema SCADA, que le presenta la condición actual del sistema de potencia mediante desplegados tabulares y diagramas unifilares. A partir de esta información el operador puede llevar a cabo acciones de control, utilizando distintas herramientas computacionales de análisis que lo apoyan en la toma de decisiones. Un CCE moderno cuenta con distintas herramientas de análisis, entre las que se encuentran:

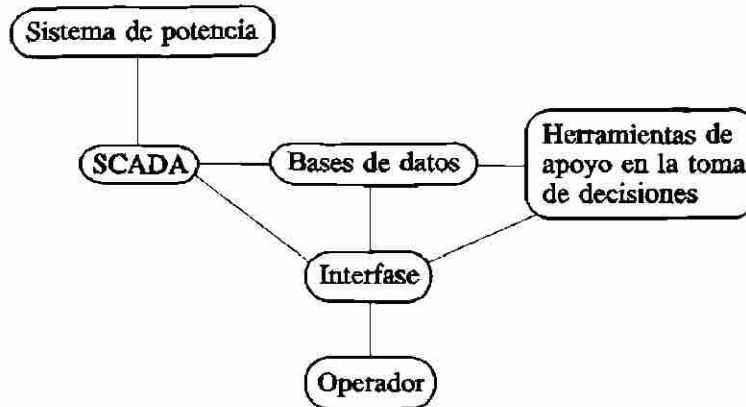


Fig. 1.1. Estructura general de un centro de control de energía (CCE)

- Un programa de estimación de estado, que utiliza las mediciones de tiempo real en el sistema de potencia para estimar los valores de los voltajes y ángulos en las barras y de los flujos en las líneas de transmisión.
- Un programa de análisis de seguridad operativa, que determina si la ocurrencia de una falla en algún punto del sistema de potencia puede ocasionar la violación de las restricciones de operación de estado estable, llevándolo a un estado de emergencia o de colapso.
- Un programa de flujos, que permite al operador estudiar los efectos sobre el estado de la red debidos a los cambios en las condiciones de operación del sistema de potencia.
- Un programa de flujos óptimos, que calcula los ajustes necesarios de las variables de control para minimizar los costos de generación o pérdidas y satisfacer las restricciones de operación de la red.
- Un programa de despacho económico, que determina la secuencia de operación de las unidades generadoras en base a estudios de pronóstico de carga, para minimizar costos de combustible.

Todas estas funciones utilizan información de una base de datos en tiempo real que almacena las características de los elementos que conforman el sistema de potencia.

Esta estructura de los CCE se ha generalizado a nivel mundial, pero aún presenta limitaciones, fundamentalmente por el hecho de que la mayoría de las herramientas para la toma de decisiones han sido desarrolladas para usarse en los departamentos de análisis y planeación de las empresas eléctricas y no en un ambiente de control en tiempo real. En un departamento de planeación se trabaja con situaciones futuras y con el tiempo suficiente para resolver problemas complejos y determinar la solución óptima bajo un conjunto de restricciones. Además, las decisiones tomadas pueden afectar la operación del sistema al día siguiente o el próximo año. Por el contrario, los operadores de los CCE trabajan con el sistema de potencia en forma directa. Un error puede causar daños considerables a los equipos o provocar pérdidas del suministro eléctrico en determinadas regiones, con afectaciones económicas considerables. Generalmente las decisiones de los operadores se toman en segundos y los efectos de sus acciones de control se aprecian en cuestión de minutos. Es claro que no existe el tiempo suficiente para analizar grandes columnas de resultados o cambiar parámetros para obtener una rápida solución en un programa de estabilidad transitoria, por ejemplo. Por el contrario, la experiencia de los operadores ha evitado en muchas ocasiones que los sistemas de potencia actuales se colapsen ante un disturbio.

Otra limitación en la arquitectura de los actuales CCE es la dificultad de obtener soluciones prácticas para algunos problemas de control a partir del modelado matemático convencional. Se han desarrollado métodos efectivos para analizar y optimizar la operación de sistemas de potencia en régimen normal de operación. Sin embargo, no se han desarrollado métodos prácticos para operar y controlar los sistemas durante situaciones de emergencia. No obstante, diversas áreas de aplicación, entre las que se encuentran el diagnóstico de ubicación de fallas, la restauración de sistemas después de un disturbio y el análisis de seguridad en estado estable, han sido objeto de un intenso trabajo de investigación; sin embargo, la mayoría de los métodos se encuentra aún en la etapa de prototipo, siendo muy pocos los que actualmente operan en tiempo real en los centros de control [12,29,39].

Un aspecto importante de estas situaciones extremas en el sistema de potencia es que se presentan con poca frecuencia; sin embargo, cuando se presentan, una alternativa

de apoyo a los operadores es un sistema experto (SE) o sistema basado en conocimiento (SBC), tecnología que puede ayudar a los operadores a expandir sus recursos para la solución de estos problemas complejos, especialmente en condiciones anormales de operación, con la particularidad de que la ayuda se proporciona en tiempo real.

## 1.2 SISTEMAS BASADOS EN CONOCIMIENTO

Los SBC son una rama de la Inteligencia Artificial, cuyas investigaciones datan de la década de 1950-60. Durante la última década, el interés por los SBC ha ido en aumento, mostrando una gran actividad de investigación y desarrollo en relación con este tipo de sistemas en muchas áreas, incluyendo los sistemas eléctricos de potencia [23].

Un SBC puede definirse de la siguiente forma [5]: "Los SBC son programas de computadora que manipulan conocimiento para la solución de problemas en un área particular. Al igual que los expertos humanos, estos sistemas utilizan lógica simbólica y heurística (información a priori) para establecer soluciones".

Los dos componentes fundamentales de un SBC son el conocimiento almacenado (base de conocimientos) y el mecanismo de razonamiento (máquina de inferencia), encargado de manipular el conocimiento para encontrar una solución al problema propuesto. El concepto de programación convencional establece:

$$\text{Datos} + \text{Algoritmo} = \text{Programa}$$

La estructura de un SBC consta de la base de conocimientos y la máquina de inferencia, de acuerdo con:

$$\text{Conocimiento} + \text{Razonamiento} = \text{Sistema}$$

La estructura básica de un SBC se describe en la Figura 1.2. La base de conocimientos contiene información acerca del problema a solucionar y la máquina de inferencia realiza el proceso de razonamiento, utilizando la información almacenada en

la base de conocimientos, para establecer una solución al problema para el cual fue diseñado el SBC. En una arquitectura más avanzada, se incluyen facilidades de mantenimiento en la base de conocimientos, un módulo de adquisición de conocimiento y una interfase de lenguaje natural, entre otras.

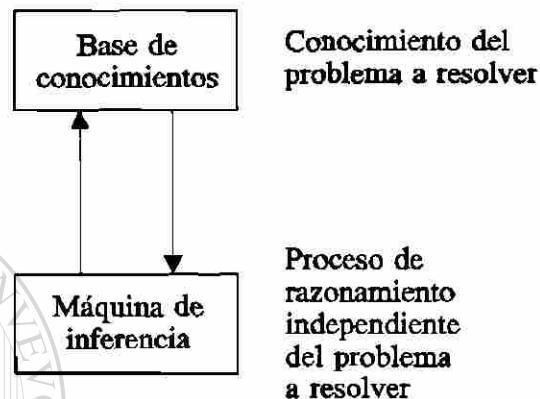


Fig. 1.2. Estructura general de un sistema basado en conocimiento (SBC)

La base de conocimientos es la parte principal del SBC, ya que contiene la información para la solución del problema. Esta información puede ser almacenada bajo distintos esquemas de representación [10], siendo la más utilizada la representación basada en hechos y reglas. Los hechos representan aspectos conocidos del problema y las reglas representan el conocimiento del experto en la solución del problema. Una regla está conformada por dos partes: el antecedente y el consecuente, y se escribe como una expresión de lógica de predicados. Las reglas pueden estar basadas en concepciones teóricas o en la experiencia, en cuyo caso se trata de información heurística [24].

Desde el punto de vista de los sistemas eléctricos de potencia, la tecnología de los SBC proporciona tres alternativas de desarrollo. La primera es la automatización de la toma de decisiones por parte de los operadores. Durante un disturbio, los sistemas de adquisición de información generan una gran cantidad de datos relacionados con la operación de interruptores y relevadores de protección. En estos casos los operadores deben interpretar esta información y diagnosticar la falla ocurrida para restablecer el



servicio en el menor tiempo posible. La automatización de este tipo de acciones constituye un excelente apoyo en la operación de los sistemas de potencia.

Una segunda alternativa de desarrollo de los SBC es la aplicación de nuevas técnicas de Inteligencia Artificial, a través de la solución de problemas mediante razonamiento lógico, búsquedas heurísticas, etc., que en combinación con los métodos algorítmicos previamente desarrollados, darán una nueva dimensión a la investigación y desarrollo de herramientas para la operación y el control de los sistemas de potencia. Una tercera oportunidad de desarrollo es el uso de bases de conocimientos para almacenar el conocimiento humano. Este aspecto es sumamente atractivo en la industria eléctrica, ya que podría extraer la experiencia de los ingenieros. Una vez almacenado este conocimiento, puede ser utilizado como fuente de entrenamiento para otros ingenieros.

Desde la publicación de Pao y Young en 1981 [4], numerosas aplicaciones de sistemas basados en conocimiento en sistemas eléctricos de potencia han sido reportadas en la literatura técnica. A fin de darse una idea de la importancia de esta nueva tecnología, en publicaciones del IEEE, se presentaron en 1993 dos artículos al respecto, uno en 1985, siete en 1986, cuatro en 1987, doce en 1988, veinte en 1989, diez y ocho en 1990 y treinta y ocho en 1991 [39]. A partir de ese año se comenzó a realizar bianualmente un Simposium de aplicaciones de SBC en sistemas de potencia, con más de 300 artículos presentados en cada uno de los realizados hasta el momento. En la Tabla 1.1 se indican las funciones de los SBC desarrollados hasta la fecha en el área de operación y control de sistemas de potencia y el porcentaje que representan sobre el total de las aplicaciones reportadas en la literatura [23,29].

El estado del arte en esta área también puede describirse en base a la Figura 1.3 [39], donde se visualiza el nivel de desarrollo en los SBC en las áreas de aplicación más comunes, tales como procesamiento de alarmas, diagnóstico, restauración, seguridad, operación y control, seguridad y planeación. Sin embargo, existen otras muchas áreas, como se indica en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Funciones de los SBC en sistemas eléctricos de potencia

Función de los SBC	Porcentaje
Dirección	15.98%
Diagnóstico	15.38%
Planeación	14.89%
Monitoreo	12.59%
Control	9.09%
Interpretación	8.59%
Predicción	7.39%
Educación	6.89%
Diseño	6.89%
Otros	2.3%

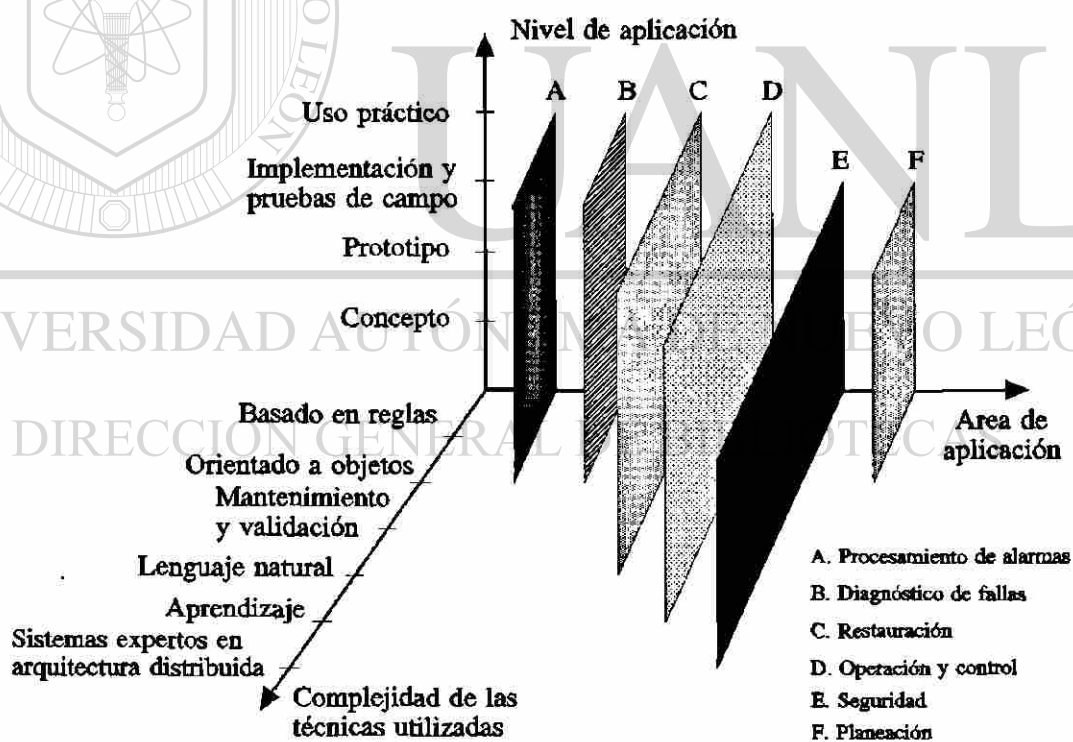


Fig. 1.3. Vista simplificada del estado del arte de los SBC aplicados en sistemas eléctricos de potencia

### **1.3 PROBLEMATICA DEL DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

El propósito principal de los sistemas eléctricos de potencia es generar y transmitir la energía eléctrica desde los centros de generación a los consumidores, lo que trae como consecuencia que tales sistemas se encuentran distribuidos sobre grandes áreas geográficas. Para lograr un suministro estable de energía eléctrica, el sistema de potencia debe ser extremadamente confiable. Es inevitable, sin embargo, que ocurran fallas y otros regímenes anormales de operación, que pueden provocar interrupciones del suministro eléctrico a determinadas regiones. En estos casos es necesario disminuir al mínimo el tiempo de desconexión y restaurar el servicio tan pronto como sea posible, lo cual requiere que la ubicación y la naturaleza de la falla sean identificadas rápidamente. Esta función de identificación es conocida como diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas de potencia. Por lo tanto, esta función de diagnóstico es la primera tarea a llevarse a cabo por parte de los operadores de los centros de control al ocurrir una falla.

La función de diagnóstico de ubicación de fallas puede realizarse en dos formas, a) local o b) centralizada. En forma local, el proceso se efectúa dentro de las plantas de generación y subestaciones. En el caso centralizado, el diagnóstico se lleva a cabo en los centros de control, utilizando la información transmitida por los sistemas de adquisición de datos.

Desde el punto de vista del operador, una falla en el sistema de potencia se manifiesta mediante un conjunto de mensajes de alarma señalizando la apertura de interruptores y la operación de relevadores. Sobre la base de esta información, el operador debe deducir el lugar preciso de la falla, identificar el elemento dañado y determinar los elementos que pueden ser restaurados en forma inmediata. Para casos simples, en que la presencia de una única falla provoca la operación de protecciones, se requiere de razonamientos simples y directos. En cambio, si dos o más fallas ocurren en

un intervalo de tiempo muy corto, puede ser complicado separar la información correspondiente a cada evento, y no reconocer así la existencia de fallas diferentes.

La situación extrema para el operador se presenta cuando ocurren fallos de funcionamiento (fallos de operación u operaciones incorrectas) de los esquemas de protección, ocasionando que el número de posibles ubicaciones de la falla se incremente notablemente. El operador debe seleccionar las localizaciones de falla más razonables de entre un conjunto de hipótesis, en base a su experiencia principalmente. Sin embargo, la práctica ha demostrado que no siempre el operador puede cumplir esta tarea con la precisión y rapidez requeridas, dada la complejidad del problema y la tensión emocional a que está sometido durante un disturbio [6,12,19].

De lo anterior resulta que la información disponible en los centros de control no se aprovecha plenamente; generalmente los operadores confían en su experiencia y evitan analizar la información a su disposición, principalmente por el tiempo que esto requiere. Esto se justifica parcialmente en el caso de los operadores con años de experiencia, que conocen las características de operación de su sistema, no así para los operadores inexpertos. Resulta paradójico el hecho de que para que un operador adquiera experiencia, debe enfrentar condiciones de disturbios complejos en el sistema de potencia, situaciones que se tratan de evitar al máximo.

Otro aspecto que influye en el diagnóstico de ubicación de fallas por parte de los operadores en los centros de control es el tiempo de disponibilidad de la información a través de los sistemas de adquisición de datos. Los sistemas de adquisición realizan un barrido por los canales de comunicación de las distintas subestaciones que componen la red eléctrica, situación por la cual la información llega al centro de control en forma secuencial, que no refleja la secuencia real de operación de protecciones en el sistema de potencia. Esto trae consigo un problema importante: existen alternativas de falla con iguales posibilidades aparentes de ocurrencia. El problema se complica cuando ocurren fallos en las estaciones remotas del sistema de adquisición de datos, que limitan aún más

la información disponible. En la Figura 1.4 se muestra a modo de ejemplo una sección de un sistema de potencia, donde se ha reportado la operación de los interruptores 1 y 4 y de los relevadores de distancia D1, D2 y D4. Sin conocer la secuencia de operación de relevadores e interruptores pueden descartarse fallas en la barra B y en la línea BC, quedando como única opción una falla en la línea AB, donde D4 opera como respaldo para el fallo de operación del interruptor 2.

Otro caso posible para el sistema de la Figura 1.4 es aquel en que se reporta la operación de los interruptores 1 y 4 y de los relevadores D1 y D4. Al no conocerse la secuencia de su operación, surgen tres alternativas de falla:

- Falla en la barra B, con fallo de operación del relevador diferencial
- Falla en la línea AB, con fallo de operación del relevador D2
- Falla en la línea BC, con fallo de operación del relevador D3

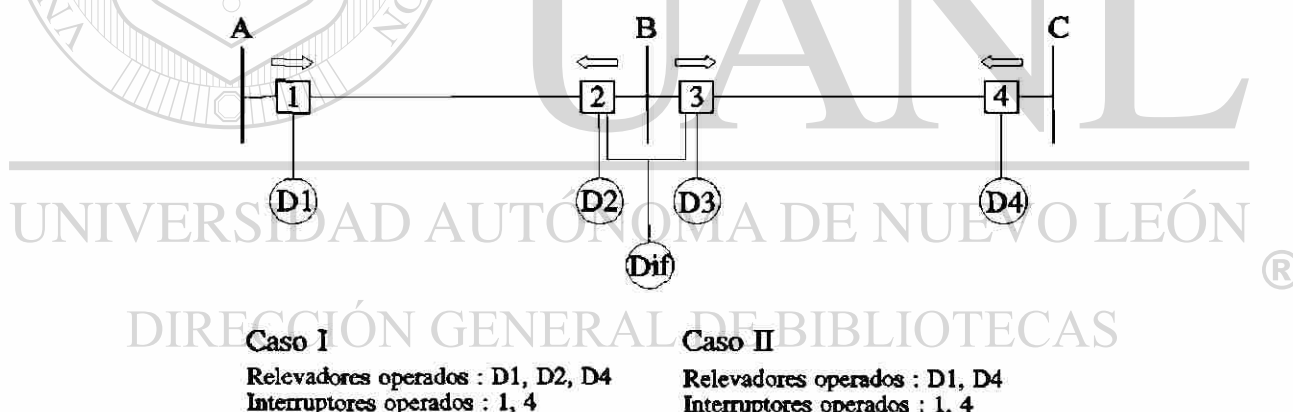


Fig. 1.4. *Ejemplo ilustrativo del diagnóstico de ubicación de fallas*

Debido a la falta de información, cualquiera de estas tres opciones puede ser la correcta. El ejemplo es sumamente sencillo, pero ilustra lo que puede suceder en condiciones más complejas, donde intervienen más elementos y la configuración de la red es mallada y no de tipo radial.

Otro problema es la señalización de protecciones en los centros de control. Es común que solamente las protecciones de los elementos más importantes del sistema de potencia sea recopilada por los sistemas de adquisición de datos, debido principalmente a la saturación de los canales de comunicación. Una solución ha sido combinar señales de protección, como por ejemplo: en una barra principal del sistema que cuenta con protección de respaldo de fallo de interruptor, solo existe una señalización de interruptor, independientemente del número de interruptores que tenga la barra; adicionalmente, esa señalización es en ocasiones de discrepancia de polos, lo que puede dar lugar a confusiones. Algo similar ocurre en líneas con protección piloto, donde se señala exclusivamente la operación de la protección primaria (piloto) o la protección de respaldo (distancia o direccional de sobrecorriente) y, en el caso de la segunda, sin incluir la zona. Esto provoca que la información para diagnóstico sea reducida, causando problemas a los operadores.

En estas condiciones es sumamente ventajoso utilizar un sistema basado en conocimiento para el diagnóstico de ubicación de fallas, dado que el conocimiento basado en la experiencia es esencial para discriminar entre distintas alternativas de falla.

---

#### **1.4 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS PARA DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS**

De acuerdo con la forma de estimar los lugares de falla, los sistemas de diagnóstico basados en conocimiento se pueden clasificar en dos categorías [39]: a) monitoreo de información y b) modelación y simulación.

Los sistemas de la primera categoría organizan la información proporcionada por los sistemas de adquisición de datos en base a la operación de relevadores e interruptores ocurrida durante una falla. Esta información es estructurada en forma tabular o de árbol para relacionar las condiciones de prefalla y postfalla en el sistema

de potencia y determinar el elemento donde ocurrió la falla. Por el contrario, en los sistemas de la segunda categoría, se crean modelos de la estructura y lógica de operación de los relevadores de protección, con los cuales se realizan simulaciones para distintas hipótesis de fallas; comparando los resultados de las simulaciones con la condiciones reales del sistema de potencia se determina el lugar de falla más probable.

En la siguiente sección se describen los trabajos que han establecido las directrices en el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia, y se exponen algunos aspectos de su implementación.

### **1.5 DESARROLLO HISTORICO DE LOS SISTEMAS BASADOS EN CONOCIMIENTO PARA EL DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS**

La bases del análisis de operación de protecciones con fines de diagnóstico fueron desarrolladas por Dy Liacco y Kraynak [2], que en 1969 presentaron un sistema denominado ASTA (Automatic System Trouble Analysis) para el procesamiento de información de interruptores y relevadores, 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 dar información precisa sobre la operación de protecciones para facilitar la toma de decisiones de los operadores en situaciones difíciles, permitiendo discriminar entre fallos de operación y operaciones incorrectas de relevadores e interruptores. El diagnóstico estaba fundamentado en un conjunto de ecuaciones lógicas generadas a partir de los criterios de operación de protecciones; estas ecuaciones eran aplicadas a los elementos y protecciones involucradas identificando su forma de operación.

Más recientemente, en 1986, Fukui y Kawakami [9] desarrollaron un sistema utilizando la información de relevadores e interruptores. La base del diagnóstico también consiste en un conjunto de reglas generadas a partir de los criterios de operación de



protecciones, las cuales están almacenadas en la base de conocimiento del sistema. La característica más importante de este sistema es la posibilidad de inferir la secuencia de operación de los relevadores, lo que puede explicar cómo se desarrolló la falla. 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 adquisición de datos.

Un inconveniente de estos primeros sistemas es que el conocimiento almacenado para el diagnóstico es dependiente de las características del sistema de potencia y de su configuración. Esto constituye una limitación para los sistemas de potencia actuales, debido a los constantes cambios de topología generados durante su operación.

Posteriormente Talukdar, Cardozo y Perry [8] propusieron un sistema inteligente de apoyo a los operadores utilizando una estructura de pizarrón donde pudieran conectarse distintas herramientas de análisis. Dos de estas herramientas son un simulador de eventos y un diagnosticador. El propósito del simulador es predecir la respuesta del sistema ante disturbios, a partir de una condición inicial y un conjunto de fallos de funcionamiento de relevadores. Por otra parte, el diagnosticador tiene el objetivo de identificar el origen de un disturbio y cualquier fallo de funcionamiento de los esquemas de protección para un cambio en la topología de la red. El conocimiento estaba organizado en base a hipótesis que explican los cambios de topología, algunas de las cuales son: una falla simple, una falla simple acompañada de un fallo de operación de un relevador, una falla simple combinada con un fallo de operación de un interruptor, y la combinación de una falla sencilla, un fallo de operación de un interruptor y múltiples fallos de operación de relevadores, entre otras. Dadas las condiciones inicial y final de la red, el diagnosticador identifica la hipótesis que justifica el cambio en el sistema, especificando la ubicación de la falla y los fallos de funcionamiento de relevadores e interruptores.

En el caso de que el resultado no sea satisfactorio, se recurre al simulador de



eventos para verificar las hipótesis propuestas. Una comparación entre los resultados de simulación de la hipótesis y la condición observada del sistema de potencia pone de manifiesto la veracidad de la hipótesis. En este caso, el simulador utiliza los resultados del diagnosticador solo como medio de verificación.

Un inconveniente de este sistema es que el simulador de eventos está estructurado en base a reglas lógicas para predecir la respuesta de la red eléctrica ante un disturbio, teniendo como información el estado inicial de la red y un conjunto de fallos de funcionamiento de los esquemas de protección. Esto hace difícil considerar los diferentes tipos de configuraciones del sistema de potencia, lo que representa una fuerte limitación para su implementación en tiempo real. Los autores indican que el problema principal es aumentar las capacidades del sistema (procesamiento paralelo) sin incrementar el tiempo de procesamiento.

Otra alternativa de análisis, exclusiva de los sistemas basados en monitoreo de información, es utilizar las áreas de intersección de las zonas de protección de los relevadores. De esta forma, cuando un único elemento conforma el área de intersección, se determina que éste es el elemento donde ocurrió la falla. Si el número de elementos dentro del área de intersección es mayor, la identificación se basa en el conjunto de las alternativas más probables, que dependen de la justificación de los fallos de operación y operaciones incorrectas de los elementos de protección. Con este tipo de análisis existe la posibilidad de más de un área de intersección, requiriéndose entonces reglas basadas en experiencia para llevar a cabo el diagnóstico. Esta alternativa ha sido aplicada por distintos autores [9,22,27,45,52]; por ejemplo, en [45] se expone un sistema para la estimación del lugar de falla que actualmente está en uso en los centros de control de la Shikoku Electric Power Co., Japón.

Una ventaja de considerar las zonas de protección de los relevadores como un conjunto de elementos, es que no es necesario tomar en cuenta todas las funciones de los relevadores, lo que reduce el volumen de información y evita la saturación de los

canales de comunicación de los sistemas de adquisición de datos, y genera algoritmos simples, rápidos y confiables. Un problema de esta alternativa consiste en que no se cuenta con un método de verificación de los resultados del diagnóstico, por lo que algunos autores [14,15] han propuesto incorporar simuladores de eventos como medio de verificación.

Por su parte, Yang, Okamoto, Yokoyama y Sekine [35] propusieron incorporar la información de la secuencia de operación en lugar de los simuladores de eventos mediante el uso de redes de causa-efecto. Esta red simboliza las funciones de los relevadores e interruptores, y gráficamente consiste en un conjunto de nodos que representan eventos, unidos por arcos que describen las relaciones entre ellos. La red consta de tres tipos de nodos (nodo elemento, nodo relevador y nodo interruptor) y tres tipos de arcos (protegido\_por, provoca\_que y respaldado\_por). Los autores proponen un esquema de razonamiento dividido en dos etapas: 1) Se generan los elementos candidatos utilizando la información de la secuencia de operación de relevadores sobre la red causa-efecto y 2) Se selecciona el lugar de falla como aquel elemento candidato con un menor número de fallos de funcionamiento de relevadores e interruptores asociados a él en la red causa-efecto. Una limitación del método es la dificultad para adquirir la información de secuencia de operación; aún en el caso de los relevadores digitales, el problema radica en los tiempos de barrido excesivos de los sistemas de adquisición de datos.

En [34] se discuten también las ventajas de un sistema que incorpora la información de secuencia de operación, incluyendo la correspondiente a la de recierre de interruptores en situaciones complejas de operación de protecciones.

Históricamente, la forma más reciente de análisis en el área de diagnóstico ha sido a través de redes de neuronas artificiales [36,37]. En este método, los tipos de fallas posibles en un sistema de potencia son transformados en patrones de entrada-salida y utilizados para entrenar una red de neuronas artificiales. La red puede diagnosticar la

ubicación de fallas a partir de un patrón de operación de protecciones dado. El uso de redes de neuronas para el diagnóstico de ubicación de fallas presenta las ventajas de que el procesamiento de información se efectúa en paralelo y que es posible diagnosticar fallas para las cuales la red no fue entrenada. Sin embargo, como el número de elementos de un sistema de potencia es grande, el número de patrones de entrada-salida es elevado, por lo que la memoria necesaria para almacenar los estados de la red y el tiempo de aprendizaje pueden ser excesivos. Hasta la fecha esto explica la ausencia de aplicaciones de este método a sistemas reales.

Recientemente Kim y Park [33] propusieron una red de neuronas para el diagnóstico de fallas, que está compuesta por tres redes independientes. Una red clase I clasifica todas las secciones del sistema de potencia en elementos conocidos, tales como líneas, transformadores, etc. A partir de la información de la operación de relevadores e interruptores, el sistema de potencia se subdivide en islas eléctricas o subsistemas, y una red clase II se encarga del diagnóstico de ubicación de fallas en cada subsistema. En caso de no obtenerse resultados concluyentes, una red clase III analiza las alternativas de falla para el sistema completo. Utilizando las salidas de una red como entradas de la siguiente en forma jerárquica, el diagnóstico puede ser emitido por cualquiera de los tres tipos de redes de neuronas, donde los casos simples pueden ser resueltos en las redes tipo II y los complicados, que abarcan gran parte del sistema, en las redes tipo III.

La utilización de esta técnica da una solución a los problemas que se confrontan en la determinación de reglas heurísticas; sin embargo, el problema principal está en el enorme número de condiciones de falla que pueden presentarse en un sistema de potencia, y la gran variedad de esquemas de protección existentes, situación que dificulta la determinación de los patrones de entrada-salida para entrenamiento y eleva considerablemente el tiempo de aprendizaje.

En los sistemas basados en modelación y simulación, existen diferentes alternativas para construir los modelos de los relevadores. Una de ellas consiste en expresar la lógica

de operación mediante circuitos lógicos AND-OR, y llevar a cabo el diagnóstico mediante reglas lógicas [39]. El problema radica en que no todas las funciones de los esquemas de protección actuales pueden ser representados por reglas lógicas. Algunos de los sistemas propuestos en esta categoría utilizan simuladores que contienen modelos de los esquemas de protección instalados en el sistema de potencia.

En los sistemas basados en este método, se prepara una hipótesis acerca de las condiciones de falla a partir de la información de operación de relevadores e interruptores, la que debe verificarse por simulación. Si los resultados de esta coinciden con el estado real del sistema de potencia, la hipótesis es considerada como la solución del diagnóstico. Si los resultados de la simulación no coinciden, se genera una nueva hipótesis. En este método se requiere conocimiento especializado para la generación de las hipótesis a partir de las condiciones de falla.

Una desventaja de los sistemas basados en el monitoreo de información, es la dificultad en el manejo de situaciones en las cuales la información recibida de los sistemas de adquisición de datos es resumida o parcialmente incompleta. Se requiere que la correspondencia entre la información recibida y los datos del sistema sea ampliamente verificada, mientras que, en el caso de la utilización de modelos de los esquemas de protección, sólo se deben actualizar los datos contenidos dentro del simulador.

Wang y Dillon propusieron la modelación del comportamiento del sistema de potencia y de los esquemas de protección mediante redes de Petri [38]. Estas redes constan de nodos de lugar y nodos de transición, unidos mediante arcos de interconexión, en forma semejante a las redes de causa-efecto. El análisis se inicia a partir de un conjunto de muestras que representan la información disponible. Al ocurrir una falla en el sistema de potencia, se desencadena una secuencia de eventos (operación de relevadores, apertura de interruptores, etc.), que dependen del estado de los elementos del sistema. En este caso, los nodos de lugar representan los elementos y equipos del sistema de potencia (líneas, transformadores, relevadores, interruptores, etc.),

y los nodos de transición representan los eventos que pueden ocurrir. La presencia o ausencia de información en los nodos de lugar de la red de Petri identifica la condición del sistema de potencia. La información se propaga a través de los nodos de transición hasta que se llega a un punto donde no existe transición alguna, el cual representa el estado estable en el sistema de potencia.

La inclusión del parámetro tiempo permite elaborar un simulador cualitativo de eventos, sin llegar a la complejidad de los simuladores convencionales. El sistema de diagnóstico propuesto por Wang y Dillon establece en primera instancia los elementos candidatos, a partir de la información reportada por los sistemas de adquisición de datos; de no ser posible, estos se generan a partir de un modelo de sistema de potencia en redes de Petri, para posteriormente realizar la simulación cualitativa, también con redes de Petri. El diagnóstico se obtiene de la comparación de los resultados de la simulación con la condición real del sistema de potencia.

En general, todos los trabajos en el área de diagnóstico están encaminados a resolver ciertos problemas, algunos de carácter general y otros de índole particular, como la inclusión de la secuencia de operación, disponible sólo en sistemas altamente automatizados. Sin embargo, aún existen problemas sin resolver o parcialmente resueltos, como la generación de reglas heurísticas o la validación de resultados bajo condiciones de información incompleta o incorrecta.

Un elemento común a todo tipo de sistemas (tanto los basados en monitoreo de información, como los que se sustentan en la modelación y simulación de los esquemas de protección) es que su exactitud depende en gran medida de la información reportada en tiempo real a los centros de control, ya que representa la condición inicial de análisis o la condición contra la cual se verifican los resultados de las simulaciones realizadas. Esto conduce a la conclusión de que es sumamente importante disponer de sistemas de comunicación altamente confiables; de poco sirve tener el mejor sistema de diagnóstico si la calidad de la información es deficiente.

## 1.6 OBJETIVO DE LA TESIS

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: a) análisis en línea por los operadores en el centro de control al momento de ocurrir el disturbio, a fin de interpretar la situación y b) análisis fuera de línea, ya sea por los mismos operadores o por personal del área de protecciones, para evaluar el funcionamiento de las mismas durante el disturbio con el objetivo de detectar posibles problemas, verificar ajustes y recalibrar en caso necesario. En otras palabras, el análisis de la operación de protecciones requiere un conocimiento profundo de los esquemas de protección y de las características de operación de los distintos elementos que conforman un sistema de potencia, conocimiento reunido solo por unas cuantas personas con años de experiencia.

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. Como se indicó en la sección anterior, las técnicas de Inteligencia Artificial son adecuadas para este tipo de sistemas, por lo que su aplicación es altamente recomendable. Un sistema de esta naturaleza puede realizar dos funciones específicas:

1. Entrenamiento de operadores
2. Análisis de operación de protecciones
  - o Fuera de línea
  - o En tiempo real

En el presente trabajo de investigación se aborda un sistema de esta índole enfocado al análisis de la operación de protecciones en tiempo real.

El objetivo de esta tesis es proponer una metodología de análisis de la operación



de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas de potencia; asimismo, se establece una estructura para operación en tiempo real como una herramienta de apoyo a los operadores de los centros de control en la toma de decisiones.



Fig. 1.5. Metodología de análisis de la operación de protecciones

La metodología propuesta se describe en la Figura 1.5; esta se divide en dos fases principalmente: a) la determinación de los posibles lugares de falla, que establece un primer conjunto de elementos del sistema de potencia donde pudo haber ocurrido la falla, considerando el total de elementos en el área de desconexión y b) la aplicación de índices de factibilidad para la discriminación de los lugares de falla, etapa que identifica aquellos elementos que son los más factibles de haber fallado, a partir de la información generada en la etapa anterior. Esta metodología trata de obtener las siguientes ventajas:

- a) Es independiente de los esquemas de protección instalados en el sistema de potencia y de la configuración de la red eléctrica.
- b) Los índices de factibilidad permiten establecer en forma precisa el lugar de falla,

incluyendo la posibilidad de falla en los traslapes de las zonas de protección de los relevadores.

c) Es fácil de implementar computacionalmente.

El prototipo desarrollado se ha denominado **Sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Tiempo Real**, y que en lo sucesivo se cita por sus siglas **SIDUF-TR**. Para su implementación se ha recurrido a la programación lógica, a través del lenguaje PROLOG [20].

## **1.7 ALTERNATIVA DE SOLUCION AL PROBLEMA DE DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS PROPUESTA EN ESTE TRABAJO**

### **1.7.1 Metodología de análisis**

La metodología de análisis de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas propuesta en este trabajo, a diferencia de las metodologías propuestas por otros autores, es aplicable a cualquier sistema eléctrico de potencia, independientemente de su configuración y de los esquemas de protección asociados a cada uno de sus elementos. Además, tiene la característica de manipular distintos niveles de información, como puede ser información de operación de interruptores solamente, o información de operación de relevadores e interruptores, incluyendo en este último caso la información de zonas de protección de los relevadores operados [1,44]. Esto proporciona una gran flexibilidad para su utilización en centros de control con diferentes restricciones de información en sus sistemas de adquisición de datos, tal y como sucede en los centros de control de la Comisión Federal de Electricidad.

La metodología propuesta en este trabajo constituye la base del sistema computacional SIDUF-TR, que es un sistema de diagnóstico centralizado, basado en el



monitoreo de información, como apoyo a los operadores en caso de disturbios. La metodología se divide en dos fases principales:

- 1) Determinación del conjunto de posibles lugares de falla. En esta primera etapa se lleva a cabo un análisis de la información de protecciones, para identificar el total de elementos del sistema de potencia involucrados en la zona de desconexión, a partir de los cuales se determina el conjunto de elementos donde pudo haber ocurrido la falla. Para esto se utilizan dos criterios de discriminación; un criterio se basa en la comparación de índices acumulativos generados a partir de la información de zonas de protección de relevadores operados; un segundo criterio utiliza la información de islas eléctricas, generada por un configurador de red.
- 2) Aplicación de índices de factibilidad para discriminar lugares de falla. En esta fase de la metodología se lleva a cabo la clasificación de la operación de relevadores e interruptores, que da lugar a la formación de un árbol de clasificación para cada uno de los elementos considerados como posibles lugares de falla en la fase anterior. La característica de esta clasificación es que la estructura de los árboles formados depende de la ubicación de la falla considerada. Para determinar el elemento que con mayor seguridad es el elemento fallado, se determina un índice de factibilidad, que cuantifica el efecto de los fallos de funcionamiento de relevadores e interruptores en la formación del área de desconexión para cada una de las hipótesis de falla consideradas. Para esto, se utilizan factores de penalización de relevadores e interruptores, que varían en función de la periodicidad con que estos relevadores han operado en el sistema de potencia.

Las ventajas obtenidas con este tipo de análisis son la facilidad para su implementación computacional y el nivel de independencia de los esquemas de protección presentes en el sistema de potencia. Esto significa que un sistema de

diagnóstico desarrollado en base a esta metodología puede operar con las restricciones de información existentes en los centros de control actuales; el sistema en este caso da como respuesta un número relativamente elevado de alternativas de falla estimadas. Sin embargo, si en un momento dado se recibe un mayor volumen de información sobre la operación de protecciones, como resultado de un aumento en la capacidad de los sistemas de adquisición de datos, el sistema sigue trabajando sin modificación alguna, mejorando su desempeño y disminuyendo el número de alternativas presentadas al operador. La única modificación requerida es la referente a las bases de datos.

Con la idea de generar un sistema de diagnóstico eficiente y confiable, la primera fase de la metodología incluye dos procesos de evaluación adicionales:

*Detección de errores de información.* Esta etapa tiene por objetivo filtrar la información proveniente de los sistemas de adquisición de datos, e identificar interruptores cuya operación no se justifica, por no haber operado ninguno de sus relevadores asociados. Con esta información, se supone la operación de un conjunto de relevadores, originalmente no reportados como operados. Esto aumenta la

confianza en los resultados, en situaciones donde las restricciones de información son considerables.

*Identificación de oscilaciones de potencia.* En esta etapa se busca establecer si un conjunto de operaciones de protecciones fue debido a una falla o a una oscilación de potencia, ya que, en el segundo caso, el proceso de restauración puede ser llevado a cabo sin demora alguna.

En la siguiente sección se describe la estructura del sistema SIFUF-TR, donde se describe en forma general la interacción entre las distintas fases de análisis de la metodología. En el capítulo 4 se detallan aspectos de la estructura computacional y lógica de operación de SIDUF-TR en un ambiente de tiempo real.

### 1.7.2 Estructura del sistema de diagnóstico SIDUF-TR

La estructura general del sistema SIDUF-TR es la indicada en la Figura 1.6. La inclusión de un configurador de red en la etapa de estimación tiene el objetivo de identificar las islas eléctricas inactivas formadas por la operación de protecciones. Esto permite discriminar con mayor eficiencia los lugares de falla más factibles, disminuyendo los requerimientos de memoria y el tiempo de ejecución. La estructura incluye una base de conocimientos, donde están almacenados los criterios de clasificación de la operación de relevadores e interruptores para la formación de los árboles de clasificación [58].

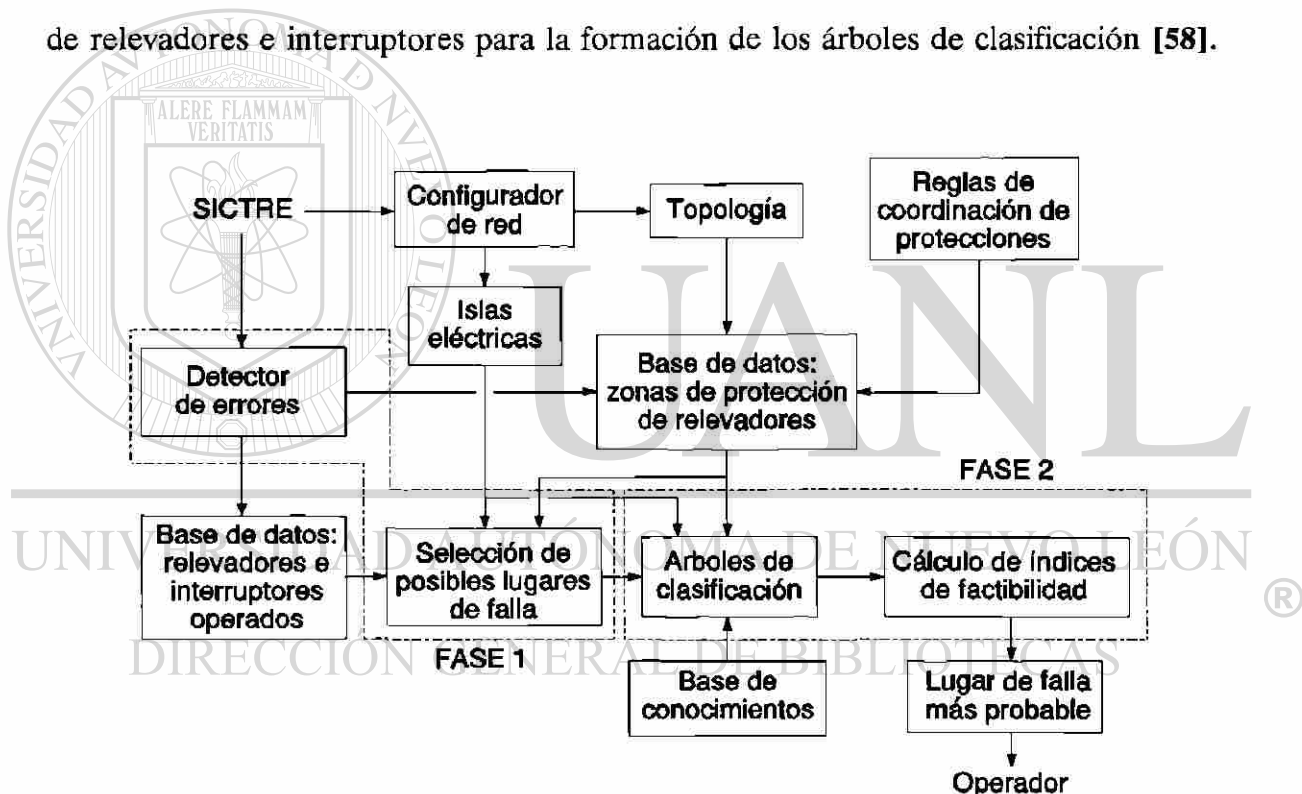


Fig. 1.6. Estructura general del sistema SIDUF-TR, incluyendo la interfase con el sistema de adquisición de datos SICTRE y el configurador de red

Las etapas de análisis de cada fase de la metodología propuesta se indican mediante los rectángulos punteados. En la primera fase se incluyen el detector de errores de información y los criterios de discriminación de posibles lugares de falla, uno en base a

los índices acumulativos determinados por el análisis de zonas de protección de relevadores operados, y el segundo en base a la identificación de islas eléctricas proporcionada por el configurador de red. En la segunda fase está la formación de los árboles de clasificación para cada posible lugar de falla determinado en la etapa anterior, y el análisis de los índices de factibilidad para estimar el lugar de falla más factible.

Se puede apreciar también la existencia de dos bases de datos; una de ellas almacena la información de relevadores e interruptores en el sistema de potencia, reportada por el sistema de adquisición de información durante un disturbio. La segunda base de datos almacena las zonas de protección de todos los relevadores instalados en la red. Esta base de datos es construida automáticamente a partir de la configuración de la red eléctrica y en base a criterios de lógica de operación de protecciones.

La implementación del sistema se llevó a cabo en lenguaje PROLOG, sobre una computadora 486 compatible y 33 MHz de velocidad. Actualmente se encuentra en proceso de instalación en una estación de trabajo DIGITAL en el Area de Control Noreste de la Comisión Federal de Electricidad.

---

## 1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis está estructurada en seis capítulos y referencias bibliográficas; los contenidos de los capítulos se describen brevemente a continuación:

En el capítulo 1 se presentan los antecedentes y la necesidad de contar con herramientas prácticas para el apoyo en la toma de decisiones por parte de los operadores en los actuales CCE. También se describe la importancia de implementar sistemas basados en conocimiento para la operación y el control de los sistemas eléctricos de potencia. Asimismo, se establece la problemática del diagnóstico de ubicación de fallas en los sistemas de potencia, tomando como modelo la situación actual de los centros de control de la Comisión Federal de Electricidad de México. El problema

se describe desde el punto de vista de los operadores y de las señales enviadas por el Sistema de Información y Control en Tiempo Real (SICTRE) para este propósito. Por otra parte, se presentan los antecedentes históricos del problema mediante la discusión de trabajos previos en el área. Finalmente se plantea el objetivo de la tesis, y se describe brevemente la metodología de análisis propuesta y la estructura del sistema de diagnóstico SIDUF-TR.

En el capítulo 2 se describe la primera etapa de la metodología de análisis de operación de protecciones, que consiste en la determinación del conjunto de posibles lugares de falla. En esta etapa se genera un conjunto de elementos considerados como posibles lugares de falla dentro del total de elementos que abarca la zona de desconexión; se incluye además un detector de errores de la información proporcionada por el sistema SICTRE de adquisición de datos. Se describe la utilización de un configurador de red para este propósito y las características del método de estimación propuesto, como primera etapa del sistema de diagnóstico de ubicación de fallas en tiempo real. También se exponen las razones por las cuales es importante identificar entre una falla y una oscilación de potencia en el proceso de diagnóstico de ubicación de fallas.

En el capítulo 3 se describe la utilización de índices de factibilidad para la discriminación de lugares de falla. Se introduce el concepto de árbol de clasificación y se establecen los criterios de clasificación. Asimismo, se describe el procedimiento para el cálculo del índice de factibilidad, que determina cuál de los elementos estimados como posibles lugares de falla es aquel donde realmente ocurrió la avería, y se presenta un análisis de la información generada por la comparación de estos índices de factibilidad.

En el capítulo 4 se describen las características principales del sistema computacional de diagnóstico de ubicación de fallas en tiempo real SIDUF-TR, desarrollado en base a la metodología descrita en los capítulos anteriores. También, se plantea la estructura de operación del sistema en un ambiente en tiempo real y se

presenta la problemática de la señalización de la operación de protecciones y los requerimientos de interfase correspondientes.

En el capítulo 5 se presentan los resultados de casos de prueba utilizados para la validación de la metodología de análisis de la operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas, utilizando el sistema SIDUF-TR. Se presentan casos hipotéticos y casos reales de operación de relevadores e interruptores ocurridos durante disturbios en el sistema de potencia del Area de Control Noreste de la Comisión Federal de Electricidad.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones obtenidas en el desarrollo de la metodología e implementación del sistema de diagnóstico. Se presentan las aportaciones al conocimiento generadas con este trabajo y se analizan las recomendaciones para trabajos futuros de investigación en esta área del conocimiento.

## **1.9 CONCLUSIONES DEL CAPITULO**

1. Una opción para el desarrollo de herramientas de apoyo en tiempo real para los operadores de los centros de control consiste en la utilización de técnicas de análisis alternas a las basadas en modelos matemáticos, principalmente cuando los problemas a resolver involucran un conocimiento heurístico basado en la experiencia.
2. Los sistemas basados en conocimiento han demostrado obtener soluciones prácticas para problemas que requieren un conocimiento basado en experiencia. En sistemas eléctricos de potencia, el diagnóstico de ubicación de fallas y la restauración después de un disturbio, entre otros problemas, requieren de una amplia experiencia por parte de los operadores de los centros de control.
3. Es importante desarrollar una metodología de análisis de operación de protecciones basada en conocimiento, que pueda implementarse en un sistema computacional de

tiempo real y que dé apoyo a los operadores de los centros de control.

4. El problema del diagnóstico de ubicación de fallas requiere que los operadores de los centros de control tengan un conocimiento profundo del sistema de potencia y de los diferentes esquemas de protección; la función del operador es determinar el lugar donde ocurrió la falla antes de iniciar el proceso de restauración.
5. El diagnóstico de ubicación de fallas requiere información de la operación de los esquemas de protección en el momento de ocurrir un disturbio en el sistema de potencia; esto significa que el operador tiene ante sí un gran volumen de información, que puede sobrepasar su capacidad de análisis, si no se dispone de una herramienta de apoyo en tiempo real.
6. Los sistemas basados en conocimiento representan una buena alternativa para la solución del diagnóstico de ubicación de fallas en tiempo en real en un centro de control de energía, principalmente por la posibilidad de tener disponible en todo momento un conocimiento equivalente al de un operador experimentado.
7. Los sistemas basados en conocimiento desarrollados hasta la fecha para el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia, se han clasificado en base a sus características como: sistemas basados en monitoreo de información y sistemas basados en la modelación y simulación de esquemas de protección. Algunas técnicas alternas utilizadas para el desarrollo de sistemas de diagnóstico de ubicación de fallas son las redes de neuronas artificiales, las redes de Petri y los árboles de causa-efecto, entre otras.
8. La principal restricción de gran parte de estos sistemas es que son dependientes de características del sistema de potencia, tales como la configuración de la red eléctrica, los tipos de esquemas de protección y las capacidades de los sistemas de adquisición de información. Es necesario desarrollar una metodología que esté libre de estas restricciones.



## CAPITULO 2

### DETERMINACION DE POSIBLES LUGARES DE FALLA ELECTRICA

#### 2.1 INTRODUCCION

Cuando ocurre una falla en el sistema eléctrico de potencia (más específicamente un cortocircuito), ésta se manifiesta a los operadores mediante un conjunto de mensajes de alarma señalizando la apertura de interruptores y la operación de relevadores. Esto significa que por lo general una parte del sistema de potencia ha quedado desenergizada. El tamaño de esta área de desconexión varía en dependencia de la forma en que operaron las protecciones para liberar la falla, y puede comprender desde un solo elemento hasta regiones completas del sistema de potencia. Por tanto, es necesario determinar en primera instancia aquellos elementos dentro de esta área de desconexión que presenten la mayor factibilidad de haber sufrido la falla; este es el objetivo de la fase de determinación del conjunto de posibles lugares de falla en la metodología propuesta.

El proceso de determinación de posibles lugares de falla incluye un detector de errores de información acerca de la operación de relevadores e interruptores y un configurador de red, que determina las islas eléctricas, a fin de establecer en primera instancia el conjunto de elementos del sistema de potencia donde puede haber ocurrido la falla.

#### 2.2 ESQUEMAS DE PROTECCION

La función primordial de un esquema de protección es provocar la salida rápida de servicio de cualquier elemento del sistema de potencia, cuando éste sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en forma anormal, con posibilidad de que



pueda originar daño o altere el funcionamiento normal del resto del sistema. Una segunda función de la protección es brindar una señalización que permita determinar aproximadamente el tipo y la localización de la falla.

Los elementos principales en la protección de sistemas eléctricos de potencia 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. No obstante, el relevador necesita de otros elementos para llevar a cabo su función correctamente, entre los cuales se encuentran los transformadores de potencial y corriente, los interruptores, los canales de comunicación y las fuentes de alimentación de corriente directa. Estos elementos en conjunto conforman un esquema de protección.

Los relevadores utilizados para protección contra cortocircuitos funcionan en virtud de la corriente y/o voltaje proporcionados a éstos por los transformadores de corriente y de potencial, conectados al elemento del sistema de potencia 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. Cada tipo de falla provoca un comportamiento característico de ambas señales, por lo que existen distintos tipos de relevadores de protección.

Existen dos tipos de protecciones contra cortocircuitos [1]: la protección primaria y la protección de respaldo. En la Figura 2.1 se muestra la protección primaria de un sistema de potencia, donde los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento con los adyacentes. Esta disposición hace posible desconectar solo el elemento donde ocurre la falla. Un aspecto importante es el establecimiento de zonas de protección alrededor de cada elemento; al ocurrir una falla dentro de una zona de protección tiene lugar la apertura de todos los interruptores de esa zona. Es evidente que en caso de fallas en la región donde se sobreponen dos zonas adyacentes de protección, el número de interruptores operados será mayor que el mínimo necesario para desconectar el elemento fallado.

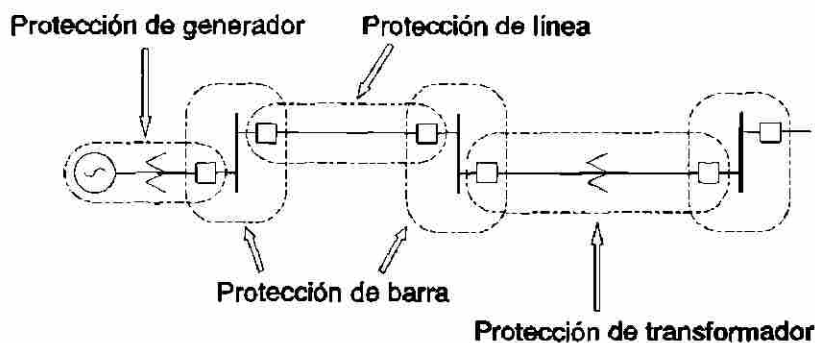


Fig. 2.1. Diagrama unifilar de un sistema de potencia que muestra las zonas de protección primaria

Por otra parte, la protección de respaldo debe operar cuando ocurre un fallo de operación en la protección primaria. Este fallo de operación puede ocurrir por un mal funcionamiento en alguno de los elementos del esquema de protección, por lo que se debe diseñar la protección de respaldo de tal manera que un fallo de operación de la protección primaria no origine un fallo de operación en la protección de respaldo. En la práctica, esto se realiza localizando la protección de respaldo en una subestación diferente (respaldo remoto), o duplicando localmente determinados elementos del esquema y respaldando las funciones del interruptor (respaldo local). Es evidente que cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria, por lo que la protección de respaldo debe funcionar con retardo de tiempo para dar a la protección primaria el tiempo suficiente para operar. La operación correcta consiste en que, cuando ocurre un cortocircuito, ambas protecciones inician su operación, y es la protección primaria la que manda la apertura de los interruptores necesarios para aislar el elemento donde ocurrió la falla, con lo cual la protección de respaldo se reposiciona sin haber tenido tiempo de completar su operación.

El concepto de zona de protección es aplicable a las protecciones primarias y de respaldo [44]. Existen dos tipos de zonas de protección: abiertas y cerradas. Una zona de protección es cerrada, cuando sus relevadores reciben información desde todos los puntos limítrofes de la zona; la información determinante en este caso es de corriente,

por lo que debe disponerse de transformadores de corriente en todos esos puntos (Figura 2.2). Los esquemas de protección que tienen zonas de protección cerradas se denominan también protecciones con selectividad absoluta.

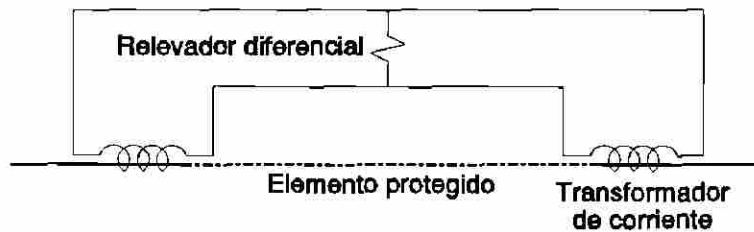


Fig. 2.2. Ejemplo de protección con selectividad absoluta

Una zona de protección abierta es aquella cuyo alcance varía con la corriente de falla, es decir, existe incertidumbre en la ubicación del límite de la zona de protección. Esto se debe a que sólo se monitorea la información en un extremo del elemento protegido (no existen transformadores de corriente en todas sus interconexiones). La longitud eléctrica de una zona de protección abierta se denomina alcance de la protección, y depende de sus parámetros de ajuste y del régimen de operación del sistema. Estas protecciones con zonas abiertas se denominan protecciones con selectividad relativa.

Debido a lo anterior, un relevador perteneciente a una protección con selectividad relativa está ajustado para proteger una sección de la red (Figura 2.3) para determinadas condiciones de operación, pero para otras condiciones puede dejar de proteger parcial o totalmente algún elemento, o proteger más elementos de los considerados en el cálculo de su alcance. En otras palabras, el valor de alcance proporcionado por el cálculo de los parámetros de ajuste para proteger un conjunto de elementos con un determinado relevador, sólo se cumple para las condiciones de operación en que se realizó el cálculo; esto significa que los alcances de las protecciones en un sistema de potencia se modifican en forma dinámica, aumentando y disminuyendo alrededor del valor fijado inicialmente.

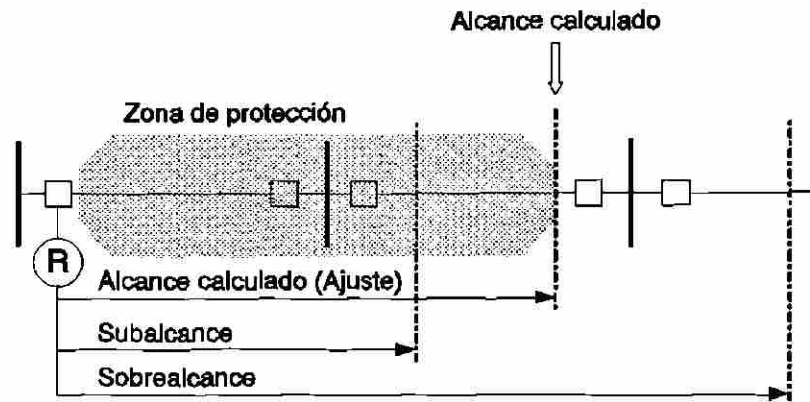


Fig. 2.3. *Variación del alcance de las protecciones con selectividad relativa*

Esta característica de los alcances de las protecciones con selectividad relativa genera el concepto de zonas de protección dinámicas, donde la sección del sistema de potencia a proteger por un determinado relevador varía de acuerdo con la condición de operación del sistema. Esto hace que la información de las zonas de protección de los relevadores deba actualizarse frecuentemente, para que el diagnóstico de ubicación de fallas considere estos cambios y se obtengan resultados más precisos. Para esto se requiere modelar los alcances de las protecciones, a fin de establecer los criterios necesarios para realizar las modificaciones en las zonas de protección de los relevadores de acuerdo con las condiciones de operación del sistema de potencia.

### 2.3 CRITERIOS PARA LA DETERMINACION DE LAS ZONAS DE PROTECCION <sup>®</sup> DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En la sección anterior se definió el concepto de zona de protección como la sección del sistema de potencia protegida por un esquema de protección con selectividad absoluta o selectividad relativa. No obstante, en el diagnóstico de ubicación de fallas, la información requerida consiste en determinar los elementos protegidos por cada esquema de protección, con independencia de si son protegidos total o parcialmente. Esto quiere decir que si una línea de transmisión es protegida sólo en un 30% por un relevador, significa que el relevador puede operar para una falla en esa línea, dependiendo de la sección de línea en que ocurra la falla. Debido a esto, el concepto de

zona de protección utilizado en el contexto de esta tesis se refiere al conjunto de elementos protegidos por cada relevador, independientemente de las variaciones en los alcances debidos a las condiciones de operación del sistema de potencia.

Para el desarrollo de la metodología de análisis de operación de protecciones, los alcances se modelan de acuerdo con criterios fijos, definiendo las zonas de protección en forma independiente de las condiciones de operación del sistema de potencia. De acuerdo con esto, las zonas de protección se definen de la siguiente forma:

#### o Protecciones diferenciales y tipo piloto

Son protecciones con selectividad absoluta, que operan como protección primaria contra cortocircuitos internos en generadores, transformadores y barras en el caso de las protecciones diferenciales, y en líneas de transmisión, en el caso de las protecciones tipo piloto; su zona de protección incluye solamente el elemento protegido en forma primaria.

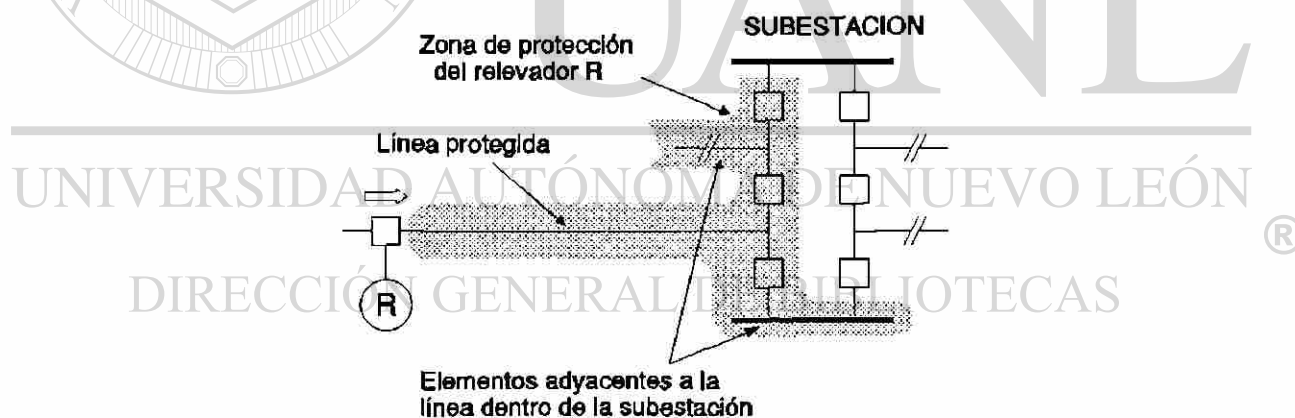


Fig. 2.4. *Extensión de las zonas de protección a través de subestaciones con arreglos de barra de doble interruptor e interruptor y medio*

#### o Protección de distancia de fase y de tierra

Es una protección con selectividad relativa, que realiza funciones de protección primaria y de respaldo de fase y de tierra en líneas de transmisión y de respaldo contra cortocircuitos externos en algunos generadores y transformadores. Protege

en forma primaria la línea propia, y respalda la barra de la subestación situada al final de la línea y la totalidad de los elementos conectados a dicha barra, si su arreglo es de interruptor sencillo. En el caso de que la subestación tenga una configuración de barras con doble interruptor o interruptor y medio, la zona de protección de distancia abarca solamente la línea propia y los elementos adyacentes a esta en la subestación (Figura 2.4), puesto que el respaldo de las líneas adyacentes es generalmente de tipo local (respaldo de fallo de interruptor). La protección de distancia cuenta con tres zonas de protección, una instantánea y dos con retardo de tiempo; al operar los relevadores, estos señalizan la zona en la cual detectaron la falla. Estas zonas de protección se definen de la siguiente forma (Figura 2.5a):

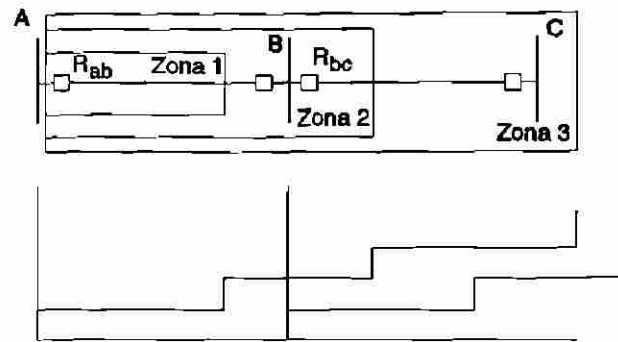
- a) La primera zona opera para una falla en la propia línea donde se encuentra instalado el relevador.
- b) La segunda zona puede operar para una falla en la línea propia, en las barras, en los transformadores y en las líneas de salida de la subestación adyacente.
- c) La tercera zona puede operar para una falla en las barras, en los transformadores y en las líneas de salida de la subestación adyacente.

#### ○ Protección direccional de sobrecorriente de fase y de tierra

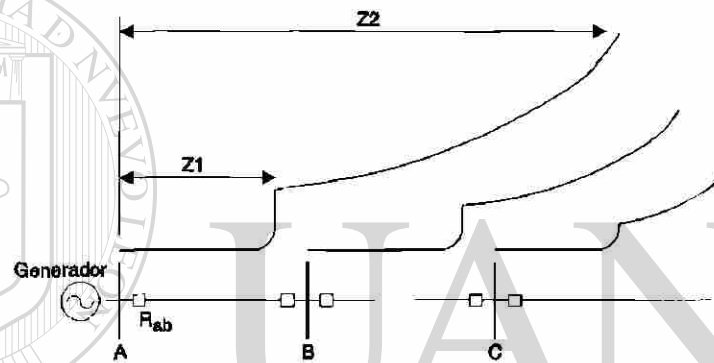
Es una protección con selectividad relativa, que realiza funciones de protección primaria y de respaldo de fase y de tierra de redes con varias fuentes de generación, de redes anilladas y de líneas paralelas. Su alcance total puede considerarse dividido en dos zonas: una instantánea y otra con retardo de tiempo (representadas por Z1 y Z2 respectivamente en la Figura 2.5b). Estas zonas de protección se definen de la siguiente forma:

- a) La primera zona opera para fallas en la línea propia.
- b) La segunda zona puede operar para una falla en la línea propia, en las barras, en los transformadores y en las líneas de salida de la subestación

adyacente.



(a)



(b)

Fig. 2.5. Escalonamiento de las zonas de protección de relevadores

#### o Protección de sobrecorriente de secuencia negativa

Es una protección con selectividad relativa, que protege en forma primaria al generador contra el sobrecalentamiento del rotor por corrientes desbalanceadas en el estator, generalmente provocadas por fallas asimétricas o fases abiertas externas al generador. Incidentalmente, esta protección constituye un respaldo contra fallas asimétricas en las líneas de salida de la planta generadora. En el caso de que el generador esté conectado en un arreglo de interruptor sencillo, la zona de protección abarca la barra de la subestación propia y la totalidad de los elementos que salen de ella. Si, por el contrario, el generador está conectado en un arreglo de doble interruptor o interruptor y medio, la zona de protección se compone



solamente de los elementos adyacentes a los dos interruptores en cuyo punto de unión está conectado el generador en la subestación (como en el caso de la protección de distancia).

o Protección de sobrecorriente contra fallas externas a tierra en transformadores

Es una protección con selectividad relativa, que brinda respaldo contra fallas externas al transformador a tierra en caso de no haber operado la protección primaria de la línea fallada; en el caso de una unidad generador-transformador, se protege indirectamente al generador contra corrientes de secuencia negativa. Para la definición de la zona de esta protección se siguen los mismos criterios aplicados a la protección de secuencia negativa en generadores.

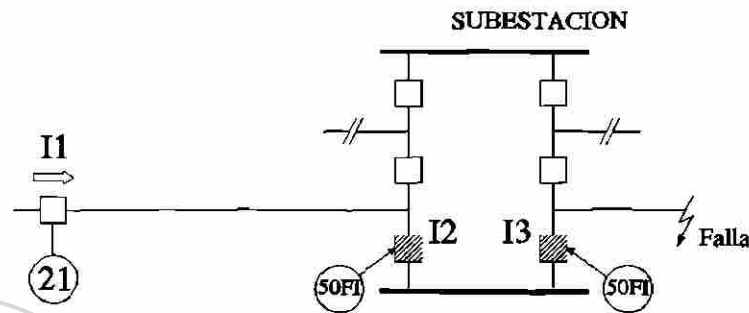
o Protección de respaldo contra fallo de interruptor

Es una protección con selectividad relativa, que brinda respaldo a las protecciones primarias asociadas a un interruptor con fallo al operar. Esta protección identifica un fallo de operación del interruptor mediante la información de que sus relevadores primarios operan, y de que aún hay circulación de corriente por el interruptor. Cuando se cumplen estas dos condiciones, se activa un elemento de tiempo que, al operar, manda a través de un relevador auxiliar el disparo de todos los interruptores adyacentes al interruptor que falló de operar en la misma subestación. En caso necesario, también se ordena el disparo transferido de otro conjunto de interruptores localizados en subestaciones adyacentes, para liberar completamente la falla. Para este caso, la zona de protección abarca los dos elementos de la subestación que son adyacentes al interruptor y que cuenta con este tipo de protección. Por lo general esta protección se dispone en subestaciones con arreglo de doble interruptor e interruptor y medio.

Como puede apreciarse, el tipo de arreglo de barra utilizado en la subestación influye sobre las zonas de las protecciones de respaldo. Ello se debe a que los arreglos de doble interruptor e interruptor y medio cuentan en su totalidad con protecciones de



respaldo local contra fallo de interruptor, situación que hace muy poco probable la liberación de la falla mediante respaldos remotos, ya que debe ocurrir un doble fallo de operación de esquemas de respaldo local (Figura 2.6).



Condición de operación del respaldo remoto en I1:

- Fallos de operación de I2 e I3
- Doble fallo de operación de esquemas de 50FI

Fig. 2.6. Operación de esquemas de respaldo remoto a través de barras con arreglos de interruptor y medio, y doble interruptor

En el caso de las protecciones direccionales de sobrecorriente y de distancia, la división de su alcance total en varias zonas de protección tiene la ventaja de indicar en forma más precisa la ubicación de una falla. Esto es válido siempre y cuando los criterios de coordinación de estas protecciones se cumplan adecuadamente.

A partir de la definición de las zonas de protección, se desarrolló un módulo computacional que determina las zonas de protección de todos los relevadores en el sistema de potencia, tomando sólo en consideración la configuración de la red eléctrica. Al automatizar este proceso, se logra la plataforma inicial para desarrollar posteriormente el concepto de zonas de protección dinámicas, donde se tienen en cuenta las condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia.

Cabe mencionar que la inclusión futura de cualquier otro tipo de protección implica solamente la definición de un criterio para el establecimiento de su correspondiente zona de protección, haciendo factible su automatización y, por tanto, su inclusión en el módulo computacional.

## 2.4 CALCULO DEL INDICE ACUMULATIVO EN LA ZONA DE DESCONEXION

El objetivo de esta etapa es establecer cuáles de los elementos del sistema de potencia involucrados en el área de desconexión son los que más razonablemente pueden haber sufrido una falla. Para esto, es necesario establecer previamente las zonas de cada una de las protecciones involucradas. Una vez conocidos los nombres de los relevadores operados, se determina el área de intersección formada por sus correspondientes zonas de protección. Si dentro de esta área se identifica un único elemento, se considera que éste es el elemento donde ocurrió la falla. Si existen dos o más elementos en el área de intersección, éstos se ponderan de acuerdo con el número de veces que se repiten dentro de las zonas de protección de los relevadores operados [9,39].

La ponderación implica la creación de un índice acumulativo, que permite separar los elementos con mayores posibilidades de ser el lugar de falla. Esto es particularmente importante en disturbios de gran magnitud, donde es difícil estimar con exactitud el lugar de falla, debido a la extensión del área de desconexión resultante. Esta separación se logra definiendo un límite mínimo en el índice acumulativo, de manera que un elemento se considera como lugar posible de falla si el número de veces que aparece en las zonas de protección de los relevadores operados excede este valor límite [58]. Este límite se establece mediante las siguientes reglas heurísticas:

- Si el número total de elementos dentro del área de desconexión no excede de 5 elementos, se toma como límite mínimo del índice acumulativo el valor de 2.
- Si el número de elementos involucrados dentro del área de desconexión es mayor de 5 elementos, se toma el valor de 3 como el límite mínimo permitido.

En la Figura 2.7a se muestra un ejemplo de uso del límite mínimo del índice acumulativo. Como el número de elementos del área de desconexión es mayor de 5, se seleccionan como lugares posibles de falla aquellos elementos que tengan asociados índices acumulativos de valor 3 o mayores, dando como resultado la eliminación de dos elementos de la zona de desconexión. El resto de los elementos se consideran lugares

posibles de falla, y son las opciones a analizar en los pasos subsiguientes de la metodología.

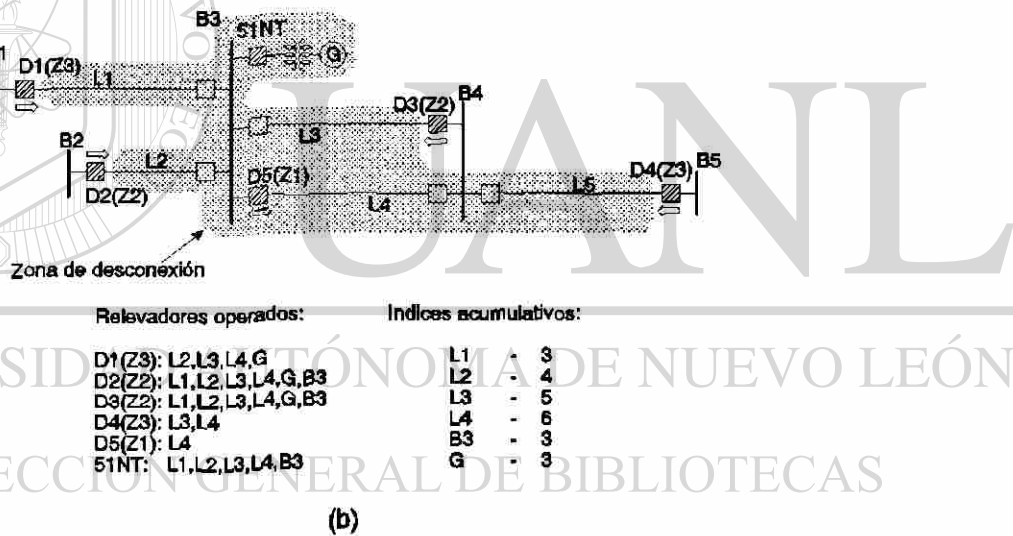
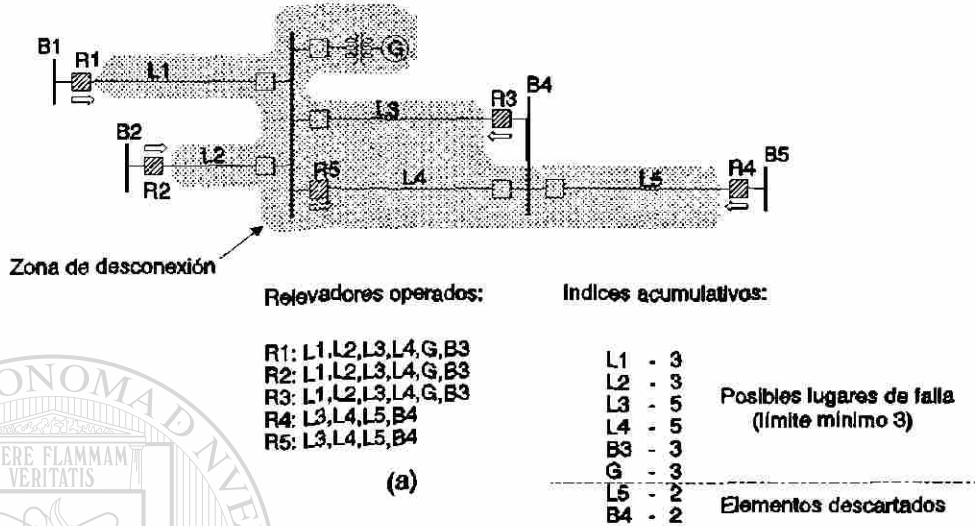


Fig. 2.7. Proceso de determinación de posibles lugares de falla en base al índice acumulativo

En el caso de que la información de la operación de las zonas de protección de los relevadores direccionales de sobrecorriente y de distancia se encuentre disponible, el número de elementos identificados como posibles lugares de falla disminuye, debido a que esta información permite descartar ciertos elementos como lugares de falla. Este caso se muestra en la Figura 2.7b; la indicación de que el relevador de distancia D5

operó en primera zona es una fuerte evidencia de que la falla se encuentra en la línea L4, y no en cualquier otro elemento en la zona de desconexión. Con esto se concluye que la efectividad de la determinación de los posibles lugares de falla se incrementa cuando se cuenta con la información de la operación de zonas de protección; sin embargo, dicha información raramente está disponible en los centros de control, debido principalmente a la saturación de los canales de comunicación. En el caso de la Comisión Federal de Electricidad, no todas las Areas de Control cuentan con esta información.

FALLAS EN LAS LINEAS FRO A34(50,60) VDG

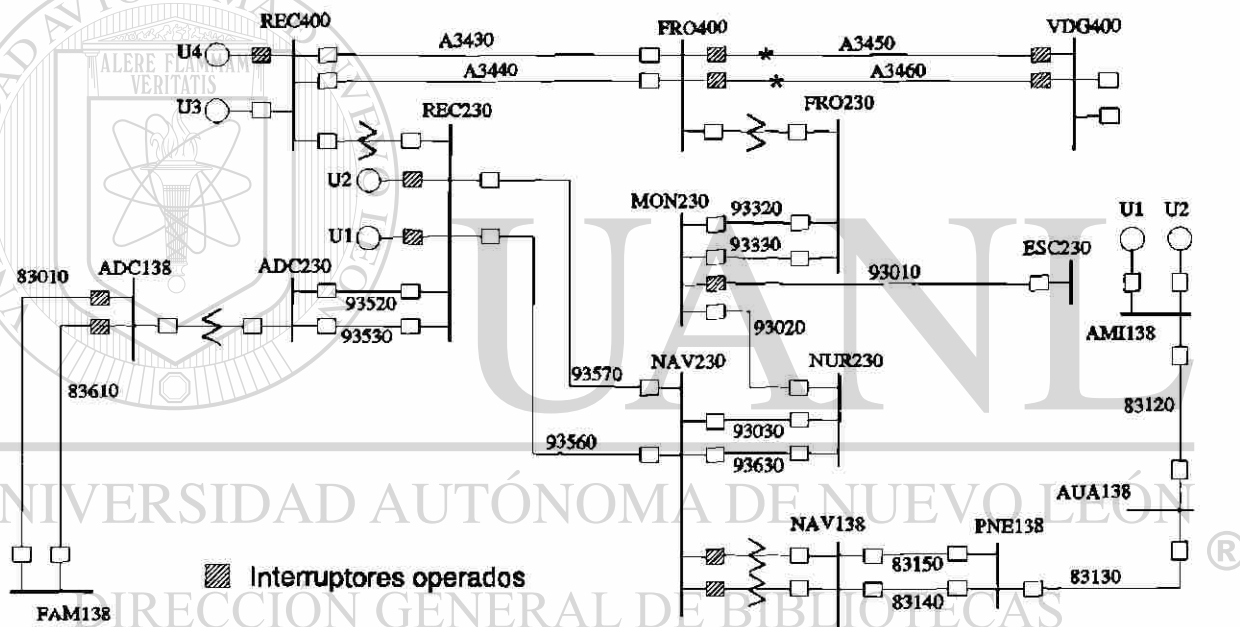


Fig. 2.8. Diagrama unifilar de la subárea Coahuila en el Area de Control Noreste de C.F.E.; condición de la falla ocurrida el 19/Febrero/1993

El uso del índice acumulativo refleja las características del área de desconexión como resultado de la operación de relevadores e interruptores; esto es, cuando el área de desconexión abarca pocos elementos, el lugar de falla generalmente se repite en la mayor parte de las zonas de protección de los relevadores operados, mientras que, en áreas de desconexión de gran extensión, la tendencia es que el lugar de falla se

encuentra ubicado en la región de mayor concentración de relevadores operados. Un ejemplo de ello se presenta en la Figura 2.8, correspondiente a un caso real de operación de protecciones, de la subárea Coahuila del Area de Control Noreste de C.F.E.; en la figura se aprecia una mayor concentración de protecciones operadas alrededor de los elementos fallados. El resto de las protecciones no relacionadas con la falla pudieron haber operado por diferentes razones, tales como sobrecargas por la desconexión de elementos, problemas de alcance en las protecciones u oscilaciones de potencia.

Con la utilización del índice acumulativo se logra una reducción en el número de elementos a analizar, ya que sólo algunos de los elementos del área de desconexión se toman en cuenta como posibles lugares de falla.

## **2.5 DETECTOR DE ERRORES DE INFORMACION**

La recolección de información de las distintas subestaciones de un sistema de potencia y su envío al centro de control la realiza el sistema SCADA (sistema de adquisición de datos y control supervisorio). Se utilizan distintos canales de comunicación, principalmente de microondas, que no están exentos de interferencias o problemas de comunicación, por lo que la información reportada al centro de control puede ser incorrecta o incompleta. En el caso de información incorrecta pueden presentarse situaciones de que un interruptor o relevador que no ha operado se reporte como operado al centro de control y viceversa. Asimismo, si algunos de los canales de comunicación quedan fuera de servicio, existe la posibilidad de que no se reciba información de alguna de las subestaciones involucradas en el área de desconexión.

En ambos casos se tiene una gran incertidumbre en la información recibida, la que afecta directamente los resultados de la determinación de los posibles lugares de falla. Por tanto, es necesario contar con un detector de errores que identifique estos problemas de información, para evitar su efecto negativo en el resultado del diagnóstico de ubicación de fallas.

La confianza sobre la información de relevadores e interruptores recibida en los centros de control, es más alta para los interruptores que para los relevadores. Lo

anterior obedece a que la información de interruptores es continuamente supervisada por parte de los operadores en su trabajo cotidiano, y a que es básica en la identificación topológica de la red eléctrica, como información prioritaria para aplicaciones fuera de línea, tales como flujos de carga, despacho económico, estimación de estado, etc. Su importancia es tal que cualquier problema detectado en los canales de comunicación referente al estado de interruptores se soluciona inmediatamente. En el caso de los relevadores, la información de su estado no es vital para la operación y control del sistema de potencia, por lo que no se supervisa frecuentemente. Sin embargo, en el caso del diagnóstico de ubicación de fallas, es imprescindible para obtener resultados satisfactorios.

Esta diferencia en la calidad de la información de relevadores e interruptores puede ocasionar el problema de que se reporte un interruptor con cambio en su estado, sin que ninguno de los relevadores asociados a él haya operado. Es obvio que esto no puede suceder, ya que la apertura de un interruptor sólo es posible como consecuencia de la operación de un relevador o de un disparo manual por parte de los operadores. Esta situación es crítica, ya que existe un problema de comunicación, en que no se está reportando la operación de uno o más relevadores. La función del detector de errores es identificar y resolver este tipo de problemas.

En la Figura 2.9a se presenta la operación de un interruptor controlado por dos relevadores, el diferencial de barra (87B), y el de protección de distancia de la línea (21), ninguno de los cuales operó. Para este ejemplo, sin considerar la alternativa de disparo manual del interruptor, existen dos posibles situaciones:

- a) El interruptor y algún relevador realmente operaron, pero existe un error en la señalización del estado del relevador.
- b) El interruptor y los relevadores realmente no operaron, pero existe un error en la señalización del estado del interruptor.

La segunda situación es poco probable, debido a la constante supervisión de los canales de comunicación para la señalización de interruptores, como se indicó

anteriormente. El caso más frecuente es que ocurra la primera situación; se tienen dos justificaciones posibles:

- Falla en la línea, con operación del relevador de distancia.
- Falla en la barra, con operación del relevador diferencial.

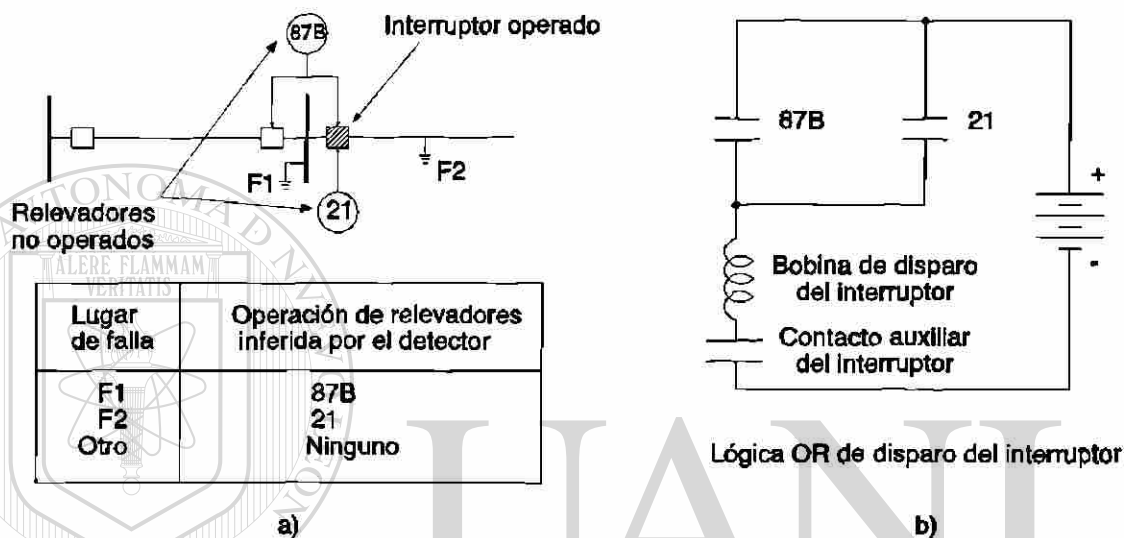


Fig. 2.9. Situación de un interruptor cuya operación no está justificada

Los interruptores de un sistema de potencia operan bajo el control de los relevadores de acuerdo con una lógica OR, definida con la configuración de contactos (Figura 2.9b), por lo que el interruptor opera si y sólo si alguno de los relevadores también opera. Si la señalización no coincide con esta lógica, existe un problema en los canales de comunicación.

Por tanto, considerando la información de interruptores como altamente confiable, puede suponerse que existen problemas en los canales de comunicación en aquellos casos en que se tiene información de interruptores operados y no se reporta la operación de los relevadores correspondientes. La solución de este problema de información incompleta implica la necesidad de identificar los relevadores que realmente operaron. Por lo anterior, las funciones del detector de errores de información son:



- a) Detectar aquellos interruptores cuya operación no se justifica por ninguno de los relevadores operados.
- b) Inferir los relevadores que debieron operar en esos casos.

El primer objetivo se cumple mediante una discriminación por comparación de la información de relevadores e interruptores operados. Sin embargo, el segundo objetivo requiere inferir la operación de algunos relevadores. Como no existe la información necesaria para definir los relevadores que realmente operaron, se aplica el siguiente criterio heurístico:

*Se supone la operación de todos los relevadores asociados al interruptor cuya operación no es justificable.*

En el caso de la Figura 2.9a, por ejemplo, se supone que operaron ambos relevadores (87B y 21). Esta suposición hace que el número de relevadores que intervienen en el proceso de determinación de los posibles lugares de falla se incremente, aumentando el número de elementos donde pudo haber ocurrido la falla. La consecuencia de esto es un aumento en el volumen de información a manipular, además de un mayor número de alternativas de falla posibles; sin embargo, con ello se tiene la seguridad de que no se está descartando ningún elemento con posibilidades de ser el lugar de falla.

En la Figura 2.10 se presenta el diagrama de operación del detector de errores de información, el cual constituye una etapa previa a la determinación de los posibles lugares de falla. Los nombres de los relevadores cuya operación se asume por el detector de errores, se almacenan en una base de datos para su utilización posterior en la formación de los árboles de clasificación. En el caso de que todas las operaciones de interruptores son justificables por alguna operación de relevadores, esta etapa no tiene efecto alguno en la determinación de los posibles lugares de falla.

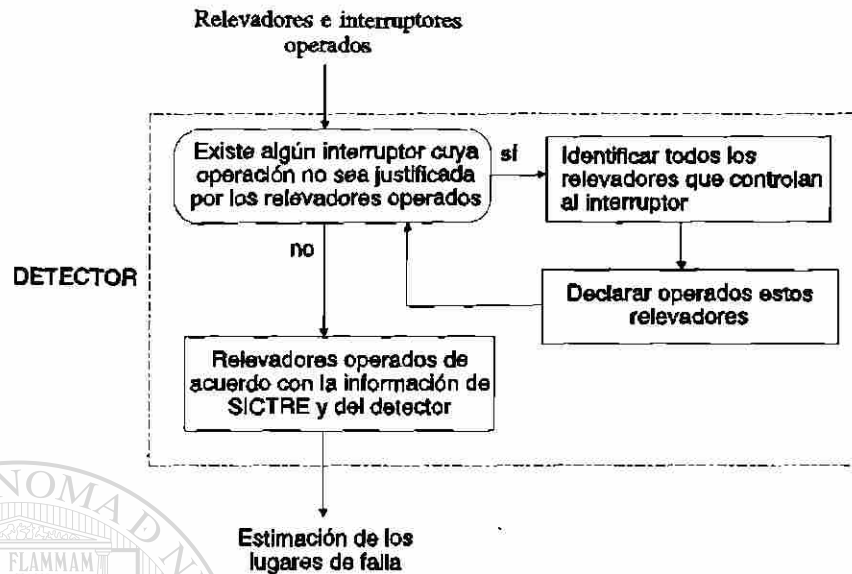


Fig. 2.10. Flujo de información en el detector de errores de información

## 2.6 CONFIGURADOR DE REDES ELECTRICAS

En un sistema eléctrico de potencia ocurren cambios frecuentes en el estado de los interruptores (abierto/cerrado) en las subestaciones, por razones propias de la operación del sistema (maniobras, licencias), así como por la operación de protecciones durante fallas. Es importante conocer en todo momento la configuración real de la red eléctrica, ya que los diferentes estudios de sistemas eléctricos, como son flujos de carga, estabilidad dinámica o transitoria, estimación de estado, e incluso el diagnóstico de ubicación de fallas, requieren información sobre la conectividad eléctrica de los elementos del sistema. En casos de disturbios el sistema puede dividirse en dos o más islas eléctricas, y se hace necesario conocer la estructura de cada isla para hacer el diagnóstico de ubicación de fallas y para evaluar sus condiciones de operación.

El estado de la conectividad eléctrica de los elementos del sistema de potencia se realiza mediante un *Configurador de Red* [16,31]. Este programa tiene la función de identificar la configuración de la red eléctrica, tomando en cuenta los cambios en los estados de los interruptores y cuchillas de enlace en las subestaciones. Para esto, el configurador utiliza la información reportada por el sistema de adquisición de

información, consistente en:

- o Estado (abierto/cerrado) de los interruptores.
- o Estado (abierto/cerrado) de las cuchillas de enlace.
- o Estado (conectado/desconectado) de los elementos del sistema de potencia.

La información generada por el configurador de red es la siguiente [58]:

- o Número de islas en que se divide el sistema debido a la operación de interruptores.
- o Topología de cada isla.

En el caso del problema de diagnóstico de ubicación de fallas, el configurador de red tienen una función adicional a la de establecer en forma confiable la configuración del sistema de potencia. Esta función consiste en confirmar o rechazar los resultados de la determinación de los posibles lugares de fallas. Es decir, un elemento sólo puede ser considerado como lugar posible de falla, cuando cumple las siguientes condiciones:

1. Índice acumulativo mayor al límite mínimo.
2. Formar parte de una isla eléctrica inactiva.

### DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La segunda condición es la que permite alcanzar un mayor grado de veracidad en los resultados de la determinación de los posibles lugares de falla, ya que un elemento ubicado en una isla eléctrica activa (donde existen fuentes de generación) no puede ser considerado como tal. Esto es necesario debido a que el análisis de las zonas de protección de los relevadores operados para el cálculo de los índices acumulativos es un proceso que no toma en cuenta si los elementos se encuentran o no activos. Considérese a modo de ejemplo el caso de operación de protecciones indicado en la Figura 2.11; en base a las zonas de protección de cada relevador, se determina que la línea 73010 es un posible lugar de falla. Sin embargo, el resultado del análisis del configurador de red

establece que esta línea forma parte de una isla eléctrica activa (existe generación en el extremo de TEC115), por lo que no existe realmente falla en ella. La misma situación se repite para otros elementos del sistema.

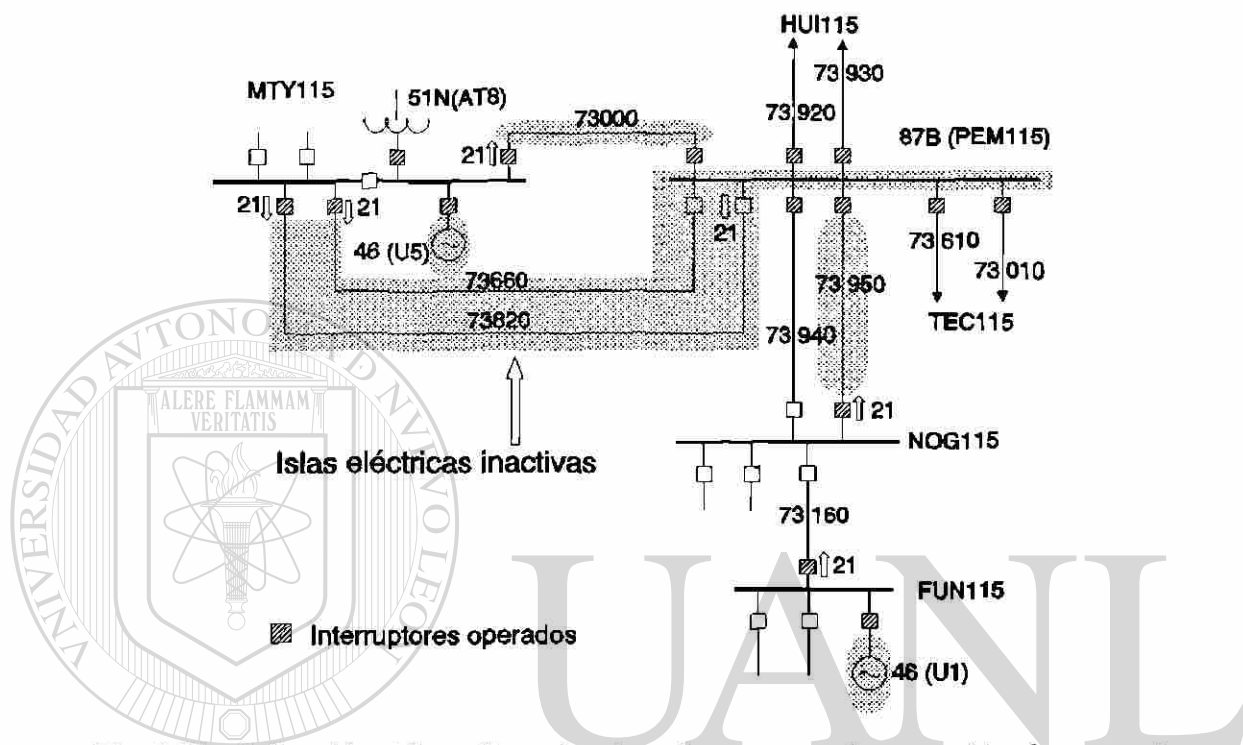


Fig. 2.11. Aplicación del configurador de red a un caso de operación de protecciones para la identificación de islas eléctricas inactivas

Por el contrario, la línea 73000, por ejemplo, cumple con las condiciones necesarias para ser considerada como un posible lugar de falla, ya que cumple con el índice acumulativo y forma parte de una isla eléctrica inactiva, como lo establece el configurador de red. Lo mismo sucede con las líneas 73660, 73820 y 73950, así como con la barra de la subestación PEM115.

No obstante, el configurador de red no puede sustituir el proceso de determinación de posibles lugares de falla basado en el análisis de las zonas de protección de los relevadores operados. Así por ejemplo, en el caso de los generadores U5 y U1 en MTY115 y FUN115 se tiene la situación de que constituyen elementos de islas eléctricas inactivas, pero no cumplen con el límite mínimo del índice acumulativo. En este tipo de

situaciones, los elementos del sistema de potencia forman parte de una isla eléctrica inactiva, debido a que sus protecciones, al operar como respaldos, aíslan los elementos del resto del sistema. Otro ejemplo de lo anterior se presenta en la Figura 2.12, donde se tiene la operación de dos interruptores para liberar una determinada falla en el sistema de potencia; en este caso, la identificación de dos islas eléctricas no proporciona información alguna acerca de la ubicación real de la falla, además de que no se pueden considerar todos los elementos incluidos en ambas islas eléctricas inactivas como lugares posibles de falla.

En realidad, ambos procedimientos se complementan mutuamente: las zonas de protección indican en qué elementos puede estar la falla, independientemente de la formación de islas eléctricas, y la identificación de islas eléctricas inactivas permite establecer cuáles elementos pueden haber sufrido la falla, independientemente de los relevadores operados. La combinación de ambos métodos proporciona los mejores resultados. Esto tiene otras ventajas, ya que, al identificarse previamente las islas eléctricas inactivas y descartarse ciertos elementos como posibles lugares de falla, se elimina información innecesaria y se reduce como consecuencia el tiempo de procesamiento, parámetro crítico en un ambiente de tiempo real.

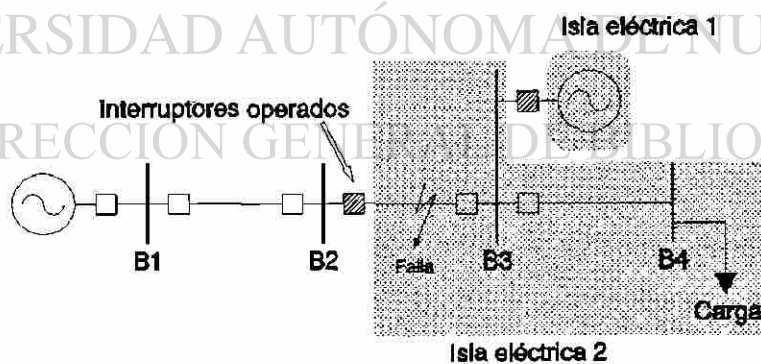


Fig. 2.12. Identificación errónea de lugares de falla mediante la aplicación del configurador de red

De lo anterior puede concluirse que la utilización de la información aportada por un configurador de red como complemento de la determinación de posibles lugares de

falla en base a las zonas de protección, permite obtener mejores resultados que los basados solamente en el análisis de zonas de protección de los relevadores operados. En el caso de que el configurador de red tuviera problemas en la identificación de la topología de las islas eléctricas inactivas (como puede ocurrir cuando existe información incompleta de ciertas subestaciones), la determinación de posibles lugares de falla en base a zonas de protección puede incluir elementos activos del sistema de potencia. Esta es la razón por la cual todas las metodologías para el diagnóstico de ubicación de fallas incluyen etapas de análisis posteriores a la identificación de los posibles lugares de falla [8,9,48,54], tanto para eliminar del análisis los elementos activos, como para ubicar en forma más precisa el elemento donde ocurrió la falla.

## **2.7 DISCRIMINACION ENTRE PROTECCIONES OPERADAS POR CORTOCIRCUITOS Y POR OSCILACIONES DE POTENCIA**

Las oscilaciones de potencia de un sistema eléctrico son de naturaleza electromecánica y se originan por alteraciones súbitas del balance entre las potencias eléctricas y mecánicas de las máquinas rotatorias del sistema. Los cortocircuitos y las desconexiones de líneas y de unidades generadoras están entre las causas más frecuentes de oscilaciones de potencia, que pueden amortiguarse y llegar el sistema a un nuevo estado de equilibrio (el sistema conserva el sincronismo) o ser de amplitud creciente con la consecuente pérdida de sincronismo.

Las oscilaciones de potencia se manifiestan como variaciones con el tiempo de los ángulos de potencia o ángulos de defasaje entre las FEM de las máquinas rotatorias del sistema; esto provoca un comportamiento oscilatorio de las potencias activa y reactiva, así como de las corrientes y voltajes nodales. El fenómeno puede considerarse prácticamente simétrico, por lo que se requiere la secuencia positiva de las potencias, voltajes y corrientes.

Durante una oscilación de potencia pueden tener tendencia a la operación los siguientes tipos de protecciones: a) Protecciones de sobrecorriente de fase (con y sin direccionalidad); b) Protecciones de distancia de fase y de tierra ; c) Protección de

generadores contra pérdida de excitación; d) Protección de generadores contra inversión de potencia; e) Protección de generadores contra sobreexcitación (responden al cociente voltaje/frecuencia). En principio son insensibles a las oscilaciones de potencia las protecciones que responden a magnitudes de secuencia cero, o de secuencia negativa. La protección de distancia de tierra es un caso especial, pues tiene capacidad de operar por oscilaciones, pero generalmente cuenta con un dispositivo de arranque por corriente de secuencia cero, que inhibe su operación en regímenes simétricos.

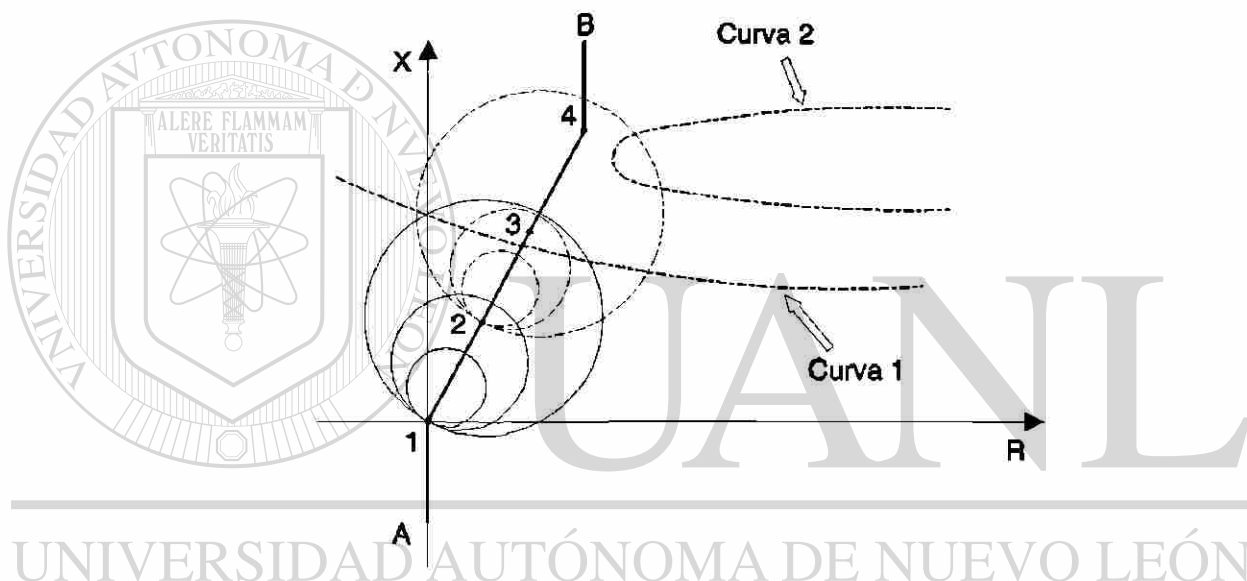


Fig. 2.13. Efecto de las oscilaciones de potencia sobre los relevadores de distancia

## DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La protección de distancia es la más afectada por las oscilaciones de potencia. Puede demostrarse [3] que la impedancia aparente en estas condiciones es variable con el tiempo, y describe una cierta trayectoria en el plano complejo de impedancia. En la Figura 2.13 se presentan trayectorias correspondientes a los siguientes casos: a) Una oscilación inestable o pérdida de sincronismo (curva 1); b) Una oscilación estable (curva 2). En la propia Figura 2.13 se representan las características de operación de dos relevadores de distancia; puede apreciarse que en ambos casos las trayectorias de impedancia penetran en las características, y provocan tendencia a la operación de determinadas zonas de los relevadores.



La filosofía de diseño de protecciones considerando el efecto de las oscilaciones de potencia implica [25]:

- 1) Impedir el disparo de las protecciones del sistema durante oscilaciones de potencia.
- 2) Provocar la separación del sistema en caso de pérdidas de sincronismo, garantizando la formación de islas eléctricas que tengan un balance adecuado de carga y generación. Esto implica impedir el disparo de las protecciones del sistema, y disponer de protecciones separadoras en puntos apropiados.

Para cumplir estas funciones de bloqueo y de disparo intencional es necesario discriminar entre cortocircuitos y oscilaciones de potencia, y entre oscilaciones de potencia estables y pérdida de sincronismo. El método más usado para la primera discriminación se basa en la existencia de cambios abruptos con el tiempo de las magnitudes eléctricas en el momento de ocurrir un cortocircuito, y de cambios lentos de estas magnitudes durante oscilaciones de potencia; en el caso de las protecciones de distancia este método implica evaluar la razón de cambio con el tiempo de la impedancia aparente, y es la base de la mayoría de los esquemas de bloqueo de la operación de relevadores de distancia por oscilaciones de potencia (esquema 68). La discriminación entre oscilaciones estables y pérdidas de sincronismo, por el contrario, se basa generalmente en estimar las regiones del plano complejo de impedancia por las que atraviesa la trayectoria de impedancia correspondiente a la oscilación. Esta es la base de los esquemas de disparo intencional por pérdida de sincronismo (esquema 78).

Los esquemas de bloqueo de disparo son muy utilizados, no así los de disparo intencional, debido fundamentalmente a las dificultades existentes para determinar los puntos adecuados para la división del sistema en islas eléctricas, y al hecho de que estos puntos son dinámicos, por su dependencia de la topología y del régimen de operación del sistema de potencia. La solución de este problema requiere de una lógica generalizada y flexible a nivel de sistema, implementada en una computadora central, para lo que es necesario disponer de suficiente capacidad de transmisión de información en las redes de comunicación.

**AJUSTES PARA LOS 21's DE FASE DE  
LA LINEA GUEMEZ-ALTAMIRA DE 400 KV**

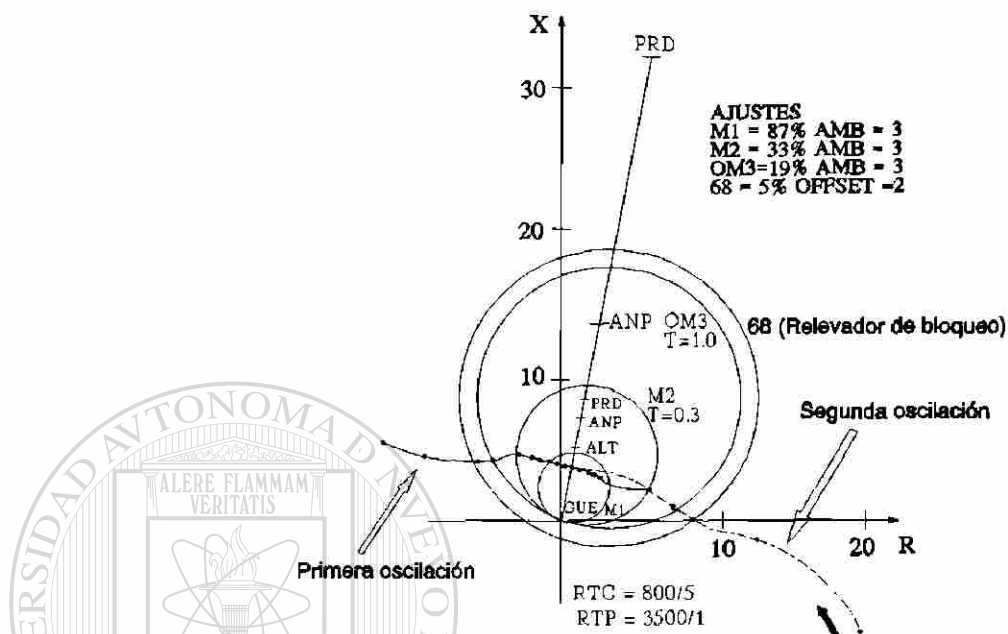


Fig. 2.14. Trayectoria de impedancia aparente durante un disturbio real, con centro eléctrico en el enlace de 400 kV Güemez-Altamira del Sistema Interconectado Nacional

El esquema de bloqueo de disparo utilizado en México se basa en un relevador de bloqueo que mide impedancia, y cuya característica es de la misma forma que la del relevador a bloquear, y exterior a ella (ver Figura 2.14). El esquema determina el tiempo durante el cual la impedancia aparente permanece entre las dos características, y lo compara con un valor fijo (típicamente del orden de 85 ms); si ese tiempo es menor que el ajuste (indicando un posible cortocircuito), se permite el disparo del relevador de distancia; en caso contrario (posible oscilación de potencia), se bloquea el disparo. Este método de bloqueo puede fallar para oscilaciones muy rápidas, típicas de los sistemas débiles, pero aún en estos sistemas los primeros ciclos de la oscilación son de frecuencia lo suficientemente baja para que haya bloqueo. En la Figura 2.14 se representan las trayectorias correspondientes a dos ciclos de un mismo proceso oscilatorio durante un disturbio real [30]; los puntos sobre las trayectorias corresponden a instantes separados 50 ms entre sí. Puede observarse que la lentitud de la primera oscilación hizo posible el

bloqueo, mientras que, en la oscilación siguiente, la elevada razón de cambio de la impedancia inhibió el bloqueo, y se permitió un disparo incorrecto.

La operación incorrecta de protecciones por oscilaciones de potencia afecta directamente el diagnóstico de ubicación de fallas, pues en el proceso se consideran zonas de protección de relevadores cuyos elementos no son realmente lugares de falla. Esto aumenta el volumen de información y el tiempo de procesamiento, pero el problema más grave es la distorsión en el resultado del diagnóstico, ya que se puede considerar como lugar de falla un elemento correspondiente a la zona de protección de un relevador de distancia que operó incorrectamente. Esto hace necesario disponer de información adicional acerca del disturbio, para identificar los relevadores que pueden operar incorrectamente por efecto de una oscilación de potencia y descartar su información en la etapa de determinación de los posibles lugares de falla.

La información adicional para discriminar entre relevadores operados por cortocircuitos y por oscilaciones de potencia en el proceso de determinación de los posibles lugares de falla, puede obtenerse de la operación de los relevadores de bloqueo por oscilaciones de potencia. Como se demostró anteriormente, la operación de estos relevadores es evidencia de una oscilación de potencia, aún en los casos en que los relevadores de distancia asociados hayan operado incorrectamente en algún ciclo posterior del propio proceso oscilatorio. Considérese el caso hipotético de la Figura 2.15, en el que se tiene la operación de los relevadores de distancia RD1, RD2 y RD3, así como la operación del relevador de bloqueo por oscilaciones de potencia asociado al relevador RD2 (B-RD2). En el caso de no estar disponible la información acerca de la operación del relevador de bloqueo, el lugar de falla sería ubicado en la línea L2; esto es porque se está utilizando información de la zona de protección del relevador RD2.

Por el contrario, al tener conocimiento de la operación del relevador de bloqueo asociado al relevador de distancia RD2, se puede concluir la presencia de una oscilación de potencia, que puede ser consecuencia de un cortocircuito en el sistema de potencia, o tener otra causa. En esta situación, debe descartarse la información acerca de la operación del relevador de distancia asociado al relevador de bloqueo operado, en este caso el relevador RD2, a fin de evitar que se consideren elementos con bajas

posibilidades de ser lugares de falla durante el cálculo de los índices acumulativos. De esta forma, la determinación de los posibles lugares de falla se lleva a cabo utilizando únicamente la información de zonas de protección de los relevadores RD1 y RD3. La situación anterior está ejemplificada por el caso real presentado en la Figura 2.14, donde el relevador de bloqueo opera adecuadamente para una primera oscilación, pero falla de operar en un segundo ciclo de la oscilación.

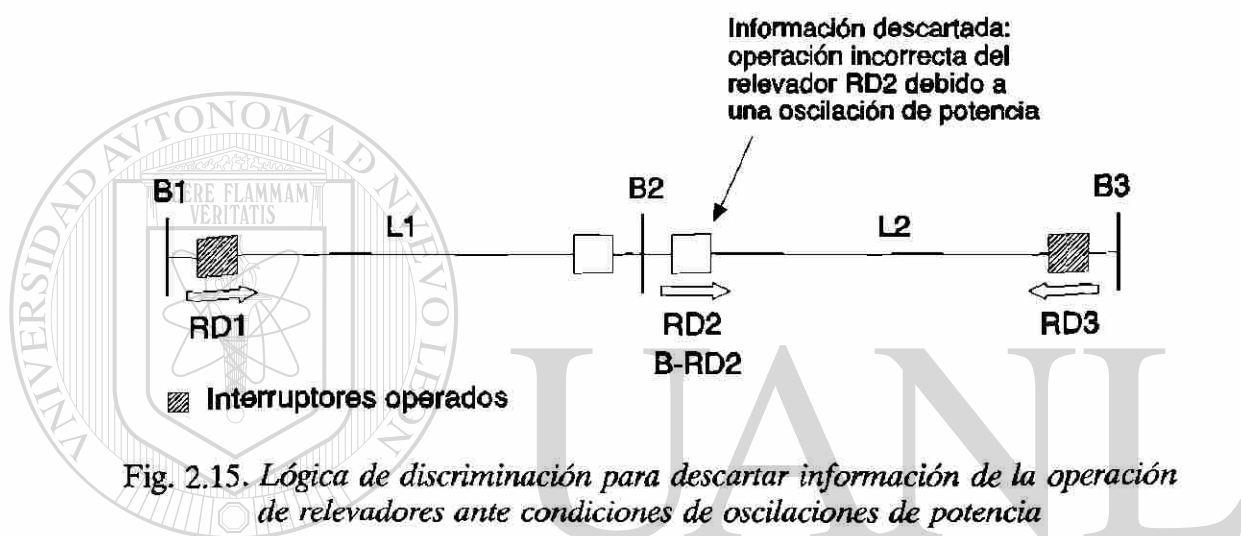


Fig. 2.15. Lógica de discriminación para descartar información de la operación de relevadores ante condiciones de oscilaciones de potencia

Otra situación que puede presentarse es cuando el relevador de bloqueo opera en forma apropiada durante todo el proceso oscilatorio (oscilaciones de baja frecuencia con una baja razón de cambio de la impedancia) y evita el disparo incorrecto de la protección de distancia; en estas condiciones no existe problema para la determinación de los posibles lugares de falla, ya que al no operar el relevador correspondiente, la información acerca de su zona de protección no es considerada en el cálculo del índice acumulativo.

Por lo anterior se concluye la importancia de contar con la información de la operación de los relevadores de bloqueo por oscilaciones de potencia, ya que esto permite descartar ciertos elementos como posibles lugares de falla. Ello es de vital importancia cuando se trata de disturbios de gran magnitud, donde se presentan oscilaciones ocasionadas por la falla, que causan la operación incorrecta de determinadas

protecciones, y que no proporcionan información relevante para el diagnóstico de la ubicación de la falla en el sistema de potencia.

## 2.8 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

1. Se establece el concepto de zona de protección de un relevador como el conjunto de elementos del sistema de potencia protegidos por el relevador en forma primaria o de respaldo, independientemente de si son protegidos total o parcialmente. Los criterios para la determinación de zonas de protección son generales e independientes de la base constructiva de los relevadores de protección.
2. La determinación de los posibles lugares de falla dentro de la zona de desconexión se realiza en base al análisis de las zonas de protección de relevadores operados y la información de islas eléctricas inactivas proporcionada por un configurador de red. Los elementos considerados como posibles lugares de falla deben cumplir con dos condiciones: tener un índice acumulativo asociado de valor mayor que un límite preestablecido, y formar parte de una isla eléctrica inactiva.
3. La utilización del configurador de red para la identificación de islas eléctricas inactivas disminuye el nivel de información a procesar, reduciendo así el tiempo total de procesamiento de SIDUF-TR.
4. La función del detector de errores de información es inferir la operación de relevadores no reportada por el sistema SICTRE, cuando se tiene la situación de interruptores cuya operación no es justificada por la operación de ningún relevador asociado al interruptor. Una ventaja de la utilización del detector de errores es la posibilidad de admitir restricciones de información en casos de operación de protecciones, de tal forma que el límite mínimo es la disponibilidad de solamente la información de operación de interruptores.
5. Las oscilaciones de potencia complican el diagnóstico de ubicación de fallas, debido a que provocan la operación incorrecta de relevadores de distancia, y generan información que puede distorsionar el análisis de la operación de protecciones. La inclusión de información de la operación de relevadores de bloqueo por oscilaciones

de relevadores de distancia es una alternativa adecuada para identificar información errónea por este concepto y descartarla del diagnóstico de ubicación de fallas.



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## **CAPITULO 3**

### **INDICES DE FACTIBILIDAD PARA LA DISCRIMINACION DE LUGARES DE FALLA**

#### **3.1 INTRODUCCION**

Una vez determinado el conjunto de elementos en que puede estar ubicada la falla, se procede a evaluar la forma en que operaron los relevadores e interruptores, con el objetivo de determinar el subconjunto de elementos con mayores posibilidades de haber fallado. El proceso está orientado a justificar la totalidad de operaciones de relevadores e interruptores considerando cada una de las alternativas de falla determinadas en la fase anterior. Una vez concluida esta etapa, se cuantifica la información no justificada y se crea un índice de factibilidad, que se asocia a cada posible lugar de falla. Con este índice se obtiene una reducción en el número de alternativas de falla, ya que entre las resultantes está con toda seguridad el elemento fallado dentro del área de desconexión, y son las que además justifican en mayor medida la operación de relevadores e interruptores. En el presente capítulo se describe detalladamente la aplicación de los índices de factibilidad para discriminar los lugares de falla más factibles.

#### **3.2 FORMACION DE ARBOLES DE CLASIFICACION DE LA OPERACION DE PROTECCIONES**

Al ocurrir una falla en un elemento del sistema de potencia, las protecciones operan de acuerdo con la ubicación de la falla en relación con las zonas de protección de los relevadores. Este concepto es fundamental para el cálculo de parámetros de ajuste de los relevadores, proceso en el cual se determina la zona de protección de cada uno,



y es también de gran importancia en el diagnóstico de ubicación de fallas, ya que en este caso se tiene la información de relevadores operados, pero no la ubicación de la falla.

De lo anteriormente expuesto se deduce que, para una misma condición de operación de protecciones en un sistema de potencia, donde se tienen distintas opciones de ubicación de la falla, la operación de las protecciones puede ser evaluada de distinta manera dependiendo del lugar de falla. Por lo tanto, se propone un método de análisis de operación de protecciones consistente en la formación de árboles de clasificación, en los cuales se ordenan los relevadores e interruptores de acuerdo con la forma en que operaron para liberar una falla en un determinado elemento del sistema de potencia. Esto significa que debe construirse un árbol de clasificación para cada uno de los elementos estimados como posibles lugares de falla.

La estructura del árbol de clasificación se indica en la Figura 3.1. La raíz del árbol representa el lugar de falla que se está analizando, de ella salen distintas ramificaciones, formando el primer nivel del árbol, que representan los tipos posibles de operación de relevadores. A partir de estas últimas se genera otro conjunto de ramas, que representan los tipos de operación de interruptores. La estructura propuesta del árbol de clasificación obedece a que la operación automática de un interruptor siempre está asociada a la operación de alguno de los relevadores de protección conectados a su circuito de disparo. El árbol puede conformarse completamente cuando se cuenta con toda la información disponible de la operación de relevadores e interruptores reportada por los sistemas de adquisición de información a los centros de control.

Los tipos de operación de relevadores se subdividen en:

- Operación como protección primaria del elemento analizado
- Operación como protección de respaldo
- Operación como respaldo de respaldo
- Operación incorrecta
- Fallo de operación como protección primaria del elemento analizado

Por otra parte, las operaciones de interruptores se clasifican en:

- o Operación correcta
- o Fallo de operación
- o No-operación debida a un fallo en el canal de comunicación

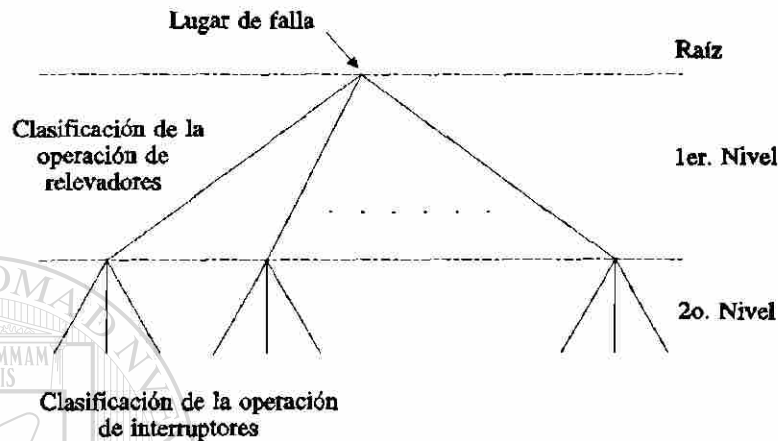


Fig. 3.1. Estructura del árbol de clasificación

Para la operación de interruptores, las dos primeras opciones de clasificación se aplican cuando el relevador e interruptor asociado se encuentran físicamente en la misma subestación. El tercer caso de clasificación, definido como una no-operación debida a un fallo en el canal de comunicación, se refiere a los interruptores que reciben la orden de disparo a través de un esquema de disparo transferido; este esquema se utiliza en protecciones tipo piloto de disparo, protecciones de respaldo de fallo de interruptor y protecciones de reactores en derivación y transformadores que carecen de interruptor.

El objetivo de formar el árbol es clasificar la operación de relevadores e interruptores para cada elemento considerado como posible lugar de falla; esto permite inferir información acerca de posibles fallos en operación de relevadores que forman parte de la protección primaria de este elemento.

El proceso de análisis que se realiza en esta segunda etapa de la metodología consta de los siguientes pasos:

1. Clasificar la operación de relevadores

2. Clasificar la operación de interruptores
3. Calcular el índice de factibilidad de cada alternativa de falla

El proceso se repite para cada uno de los elementos considerados como posibles lugares de falla; en las siguientes secciones se describen en detalle cada uno de estos pasos.

### 3.3 CLASIFICACION DE LA OPERACION DE RELEVADORES

La primera etapa en la aplicación de índices de factibilidad para discriminar los lugares de falla más factibles consiste en clasificar la operación de los relevadores en alguna de las categorías indicadas en la sección 3.2, para cada uno de los elementos considerados como posibles lugares de falla. Es necesario clasificar la operación de relevadores reportada por el sistema de adquisición de información al centro de control, y la operación de relevadores inferida por el detector de errores de información.

La secuencia de pasos para realizar la clasificación de los relevadores se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 3.2. Los criterios utilizados para asociar cada uno de los relevadores reportados como operados con su correspondiente tipo de clasificación, están basados en las zonas de protección de los diferentes esquemas. Estos criterios son los siguientes:

1. Operación primaria. Un relevador operado se clasifica como protección primaria del elemento analizado, si el relevador forma parte de alguno de sus esquemas de protección primaria.
2. Operación de respaldo. Un relevador operado se asocia con una protección de respaldo, cuando el elemento considerado como posible lugar de falla se encuentra dentro de su zona de protección, y el relevador no forma parte de alguno de sus esquemas de protección primaria.
3. Operación de respaldo de respaldo. Para establecer la asociación entre un relevador operado y una operación como respaldo de respaldo, es necesario que el lugar de

falla no se encuentre dentro de la zona de protección del relevador, pero sea adyacente a alguno de los elementos contenidos en la zona de protección. Esto significa que el elemento donde ocurre la falla debe tener conexión eléctrica con alguno de los elementos protegidos por el relevador a través de un interruptor, tal como se muestra en la Figura 3.3a. Este criterio se aplica con la restricción de que el relevador a clasificar como de operación de respaldo de respaldo debe estar ubicado físicamente en una subestación no adyacente al elemento considerado como posible lugar de falla, excepto en los casos donde se tiene un circuito paralelo al elemento, en una configuración de arreglo sencillo de interruptores (Figura 3.3b).

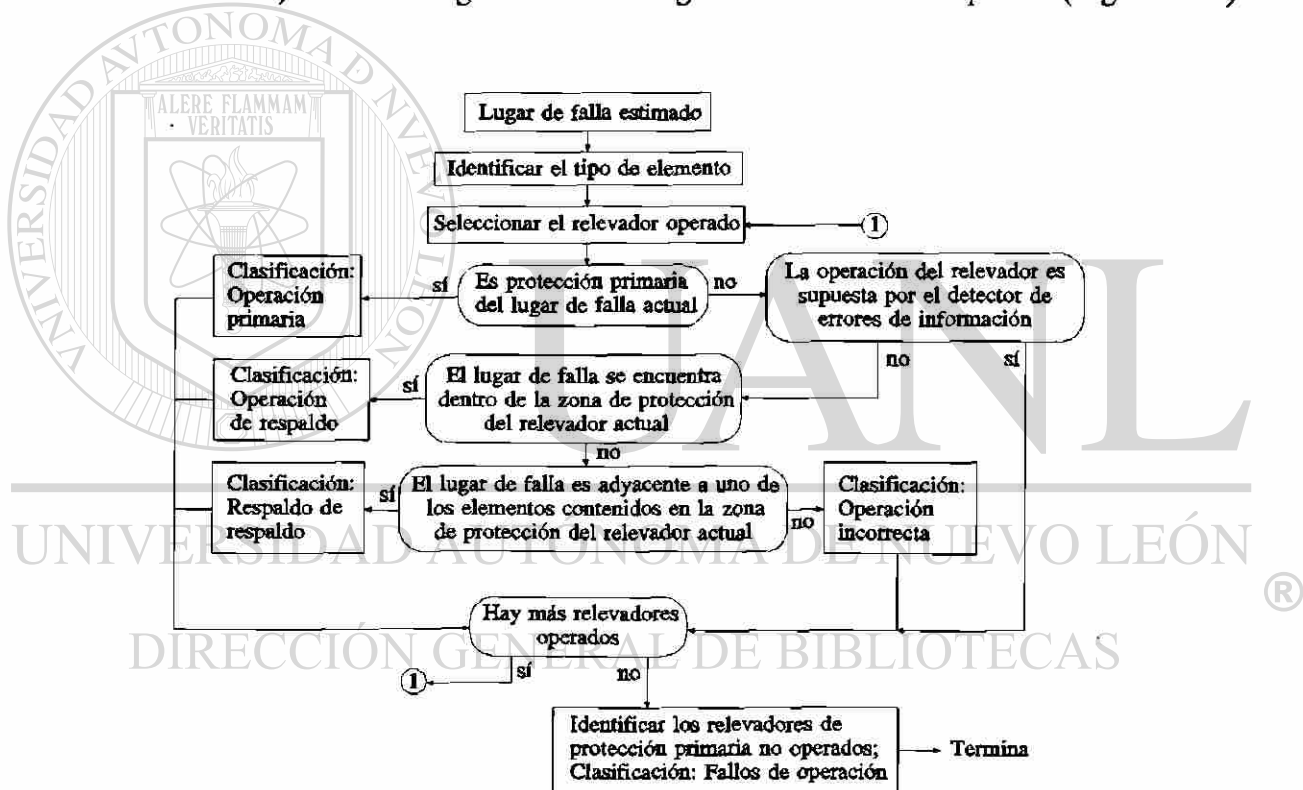


Fig. 3.2. Procedimiento de clasificación de relevadores

4. Operación incorrecta. Cuando el relevador no cumple con ninguno de los tres criterios anteriores, la razón de su operación para liberar una falla en el elemento bajo análisis no es justificada, por lo que se clasifica su operación como incorrecta.

5. Fallo de operación de protección primaria. Cuando un relevador no reportado como operado forma parte del esquema primario del elemento considerado como posible lugar de falla, éste se clasifica como un fallo de operación.

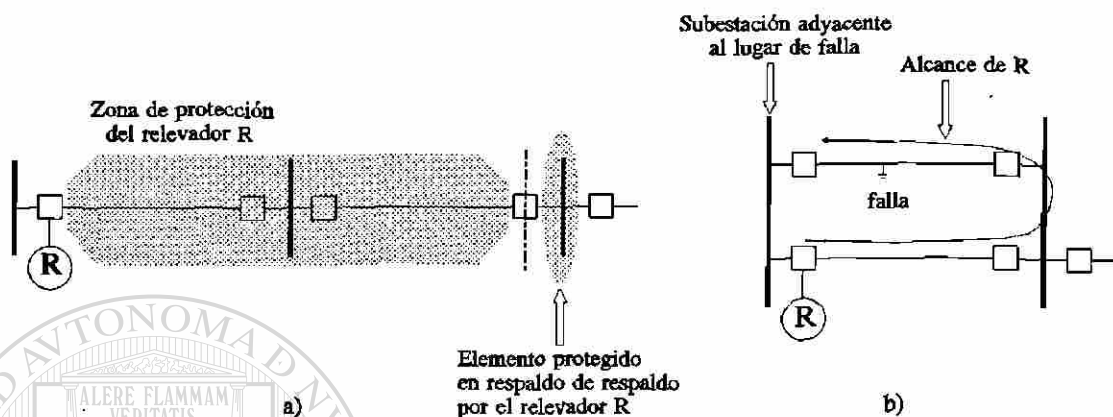


Fig. 3.3. Criterios para la clasificación de la operación de un relevador como operación de respaldo de respaldo

Con estos criterios se establece el tipo de operación de cada relevador, en base a la información de las zonas de protección de cada uno de ellos y del lugar de falla analizado para cada árbol de clasificación. En el caso de los criterios de clasificación de relevadores de respaldo y respaldo de respaldo, estos son dependientes de la topología del sistema de potencia; es decir, debe existir una trayectoria a través de interruptores cerrados desde el punto donde se está considerando que ocurrió la falla hasta la ubicación del relevador a clasificar. Esta información es difícil de analizar utilizando solamente las zonas de protección de los relevadores; por ello, con el fin de mantener la independencia del proceso de clasificación con respecto a la topología de la red eléctrica, se utiliza adicionalmente en este caso la información que proporciona el configurador de red.

Las islas eléctricas inactivas identificadas por el configurador de red, incluyen un conjunto de elementos del sistema de potencia, los cuales en principio se utilizan en la etapa de determinación de los posibles lugares de falla, descrita en el capítulo anterior. Mediante una asociación de los esquemas primarios de cada uno de estos elementos con el conjunto de relevadores operados, se identifica la ubicación de cada relevador con

respecto a las islas eléctricas. Con esta información disponible, los criterios de clasificación de operación de relevadores como respaldo y respaldo de respaldo en base a zonas de protección, se complementan con el siguiente criterio:

*Para que la operación de un relevador reportado como operado sea clasificada como una operación de respaldo o respaldo de respaldo, éste debe estar ubicado en la misma isla eléctrica que el elemento del sistema de potencia que está siendo considerado como lugar de falla.*

Con el cumplimiento de este criterio se asegura que existe una trayectoria a través de interruptores cerrados entre el lugar de falla y la ubicación del relevador. Si esta trayectoria no existe, significa que otro relevador, con un tiempo de operación menor, mandó la apertura de un interruptor que elimina esta trayectoria; en estas circunstancias, la operación del relevador bajo análisis debe ser clasificada como una operación incorrecta, ya que no se justifica su operación. En la Figura 3.4 se muestra un ejemplo de ello; para una falla en la línea 73000, no es posible considerar la operación del relevador de distancia de la línea 73950 como respaldo, a pesar de que el lugar de falla forma parte de su zona de protección. En este caso el criterio de islas eléctricas es el determinante en la clasificación de la operación de este relevador como una operación incorrecta.

Casos como el anterior, donde las protecciones operan incorrectamente sin justificación alguna, pueden deberse a dos causas: a) una pérdida de coordinación, posiblemente debida a la falta de actualización de los parámetros de ajuste de las protecciones o b) una condición anormal de operación en el sistema de potencia, que haya ocasionado la operación del relevador. Cualquiera que sea el caso, la clasificación apropiada para este tipo de operación de relevadores es de operación incorrecta.

Los cinco criterios de clasificación previamente descritos sólo son de aplicación para protecciones con selectividad relativa (protecciones de distancia y direccionales de sobrecorriente); para el caso de las protecciones con selectividad absoluta, como las protecciones piloto y diferenciales, se tienen los siguientes criterios de clasificación:

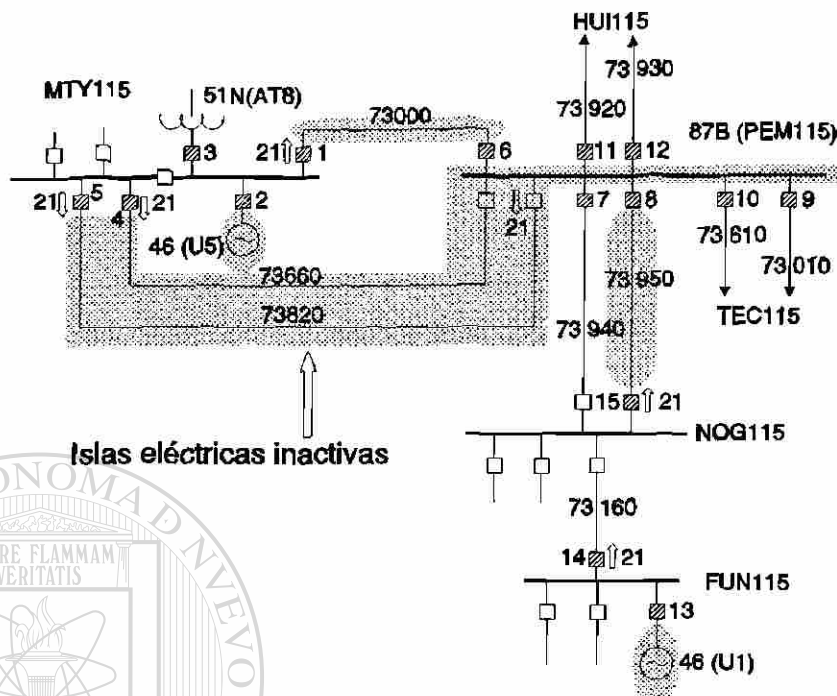


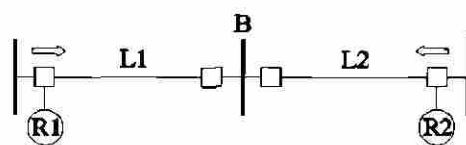
Fig. 3.4. Ejemplificación de los criterios de clasificación para relevadores de respaldo y respaldo de respaldo en base a islas eléctricas

6. Una protección tipo piloto es únicamente de tipo primario; por tanto, si el lugar de falla no es la línea asociada a la protección, su operación debe clasificarse como operación incorrecta.
7. Una protección diferencial (independientemente del tipo de elemento protegido), al igual que la protección piloto, es de tipo primario, por lo que su operación se clasifica como incorrecta si el lugar de falla no es el elemento protegido.
8. El reporte de la operación de un esquema de disparo transferido no se agrupa en ninguna de las ramas del primer nivel del árbol de clasificación. Este esquema no realiza una función directa de protección, sino participa en la liberación de la falla mediante la apertura de interruptores por orden de otra protección.

Como el proceso de clasificación de relevadores se realiza considerando un lugar de falla en particular, un mismo relevador puede ser clasificado de distintas maneras al



considerar distintas hipótesis de ubicación de la falla. Esta situación se presenta con los relevadores R1 y R2 en el esquema mostrado en la Figura 3.5.



	Lugar de falla		
	L1	B	L2
Operación correcta	R1	—	R2
Operación de respaldo	R2	R1,R2	R1

Fig. 3.5. Dependencia de la clasificación de relevadores con respecto al lugar de falla

En el diagrama de flujo del proceso de clasificación de relevadores se aprecia una condición adicional para los relevadores que el detector de errores de información supone como operados. Esta condición establece que estos relevadores sólo pueden ser clasificados como de protección primaria del elemento y, de no ser así, se eliminan de la clasificación (no aparecen en el árbol de clasificación del elemento analizado).

Los criterios utilizados para establecer los relevadores a considerar y los que se deben eliminar para un posible lugar de falla determinado, son los siguientes:

- a) Si un relevador supuesto de operar forma parte de la protección primaria del elemento considerado como lugar de falla, este relevador se clasifica como protección primaria, suponiendo que realmente operó.
- b) Un relevador supuesto de operar que no forma parte de la protección primaria del elemento se elimina, suponiendo que realmente no operó.

Estos dos criterios se basan en el siguiente concepto: se supone la operación de un relevador para un elemento determinado, cuando este elemento tiene asociado un

interruptor que inicialmente no tiene justificada su operación, y la única forma de justificar su operación para una falla en ese elemento es considerar que operó alguno de los relevadores de su protección primaria. Por el contrario, un relevador supuesto de operar debe ser descartado cuando el interruptor operado no está asociado con ninguna de las protecciones primarias del elemento, ya que no existe una justificación lógica de la operación del interruptor para una falla en el elemento analizado.

Lo anterior significa que, para un lugar de falla en que ninguno de los relevadores supuestos de operar forma parte de la protección primaria, todos estos relevadores se descartan del árbol de clasificación correspondiente a esa alternativa de falla; así, las suposiciones acerca de la operación de relevadores dependen del lugar de falla analizado.

Por tanto, cuando se analiza un elemento considerado como posible lugar de falla, y uno de sus interruptores adyacentes ha operado, sin tenerse confirmación de la operación de ninguno de sus relevadores asociados, se infiere que la apertura del interruptor es debida a la operación de uno de sus relevadores asociados. Para determinar cuál de estos relevadores realmente operó, se recurre al hecho de que los actuales esquemas de protección tienen un alto índice de confiabilidad; en base a esto, se supone la operación de aquellos relevadores asociados al interruptor que forman parte del esquema primario de protección del elemento analizado.

En la sección 3.6 se presenta un ejemplo de clasificación de relevadores que incluye suposiciones de operación por parte del detector de errores, donde la información de los relevadores supuestos de operar es eliminada parcialmente, dependiendo de la alternativa de falla considerada.

La función del detector de errores de información es de gran importancia en el diagnóstico de ubicación de fallas, ya que, al suponer la operación de ciertos relevadores, permite considerar todos los posibles elementos del sistema de potencia donde pudo haber ocurrido una falla. Cuando estos relevadores son eliminados de la estructura del árbol de clasificación (para un lugar de falla), significa que la información es falsa; no obstante, los elementos incluidos en sus zonas de protección fueron tomados en cuenta en la determinación de los posibles lugares de falla. Este procedimiento aumenta la confianza sobre los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología propuesta.

### 3.4 CLASIFICACION DE LA OPERACION DE INTERRUPTORES

Una vez clasificados los relevadores dependiendo del lugar de falla, el siguiente paso es clasificar la operación de sus interruptores asociados; esta clasificación es independiente del lugar de falla, ya que la operación de los interruptores depende exclusivamente del tipo de operación de los relevadores. En otras palabras, el tercer nivel de los árboles de clasificación para cada lugar de falla es el mismo.

En la Figura 3.6 se muestra el diagrama de flujo para el proceso de clasificación de la operación de interruptores. Se clasifica la operación de los interruptores asociados a los relevadores reportados como operados, así como los asociados a los relevadores clasificados como fallos de operación de protección primaria.

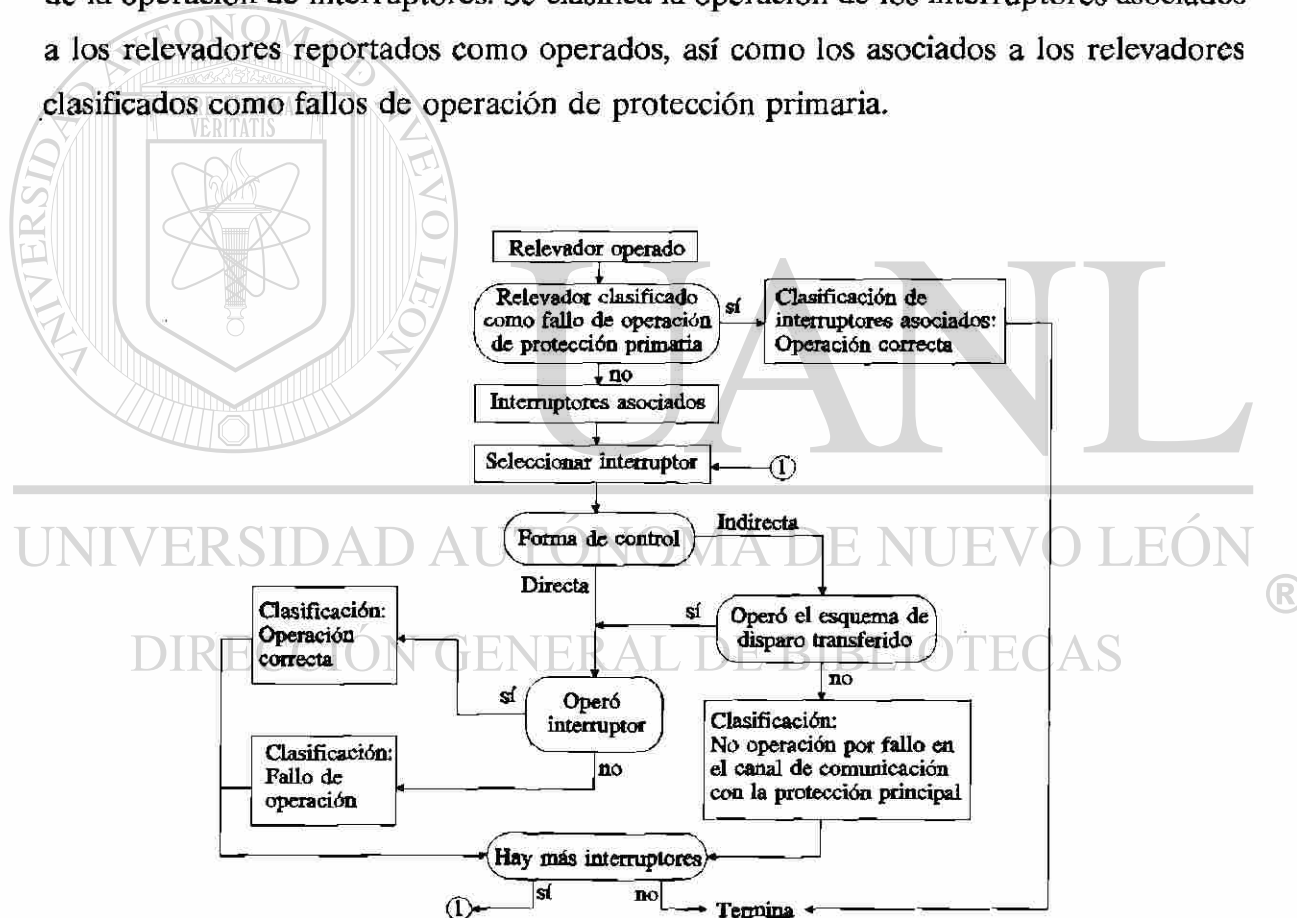


Fig. 3.6. Procedimiento de clasificación de interruptores

Como se aprecia en la Figura 3.6, se definen dos formas de control de disparo de interruptores por parte de los relevadores: el control directo y el control indirecto. El

control directo del disparo de un interruptor es aquel en el que un relevador está en la misma subestación que el interruptor y envía su orden de disparo directamente o mediante un relevador auxiliar. En el control indirecto del disparo de un interruptor, este recibe la señal de disparo a través de un esquema de disparo transferido [44]; este esquema consta de un canal de comunicación (onda portadora, microonda, hilo piloto o fibra óptica), a través del cual el relevador que detecta la presencia de una falla manda la orden de disparo a un interruptor ubicado en una subestación distinta. Esto da la posibilidad de que un interruptor no opere por ausencia de la señal de disparo, debido a problemas en el canal de comunicación.

Las protecciones que tienen este tipo de control indirecto son: protección piloto con lógica de disparo, protección de respaldo de fallo de interruptor y protecciones de reactores y transformadores que carecen de interruptor. La lógica de operación de estas protecciones es la siguiente: si la protección opera, manda la orden de disparo a un conjunto de interruptores ubicados en una subestación distinta mediante un disparo transferido. Si el esquema se reporta como operado y el interruptor también, esto corresponde a una operación correcta; si no se reporta el interruptor como operado, se trata de un fallo de operación del interruptor; sin embargo, si el esquema no se reporta como operado, sin importar si el interruptor operó o no, se clasifica la situación como una no-operación por un mal funcionamiento en el canal de comunicación (no hay evidencia de que el esquema de disparo transferido haya recibido la señal de disparo de la protección principal), como se muestra en el diagrama de la Figura 3.6. De todas estas protecciones, en el presente trabajo se han considerado solamente la protección piloto con lógica de disparo y la de respaldo de fallo de interruptor.

La razón por la cual el estado del interruptor es irrelevante en esta situación es que, por lo general, cada interruptor se encuentra controlado por más de un relevador, alguno de los cuales también pudo haber operado y haber mandado la apertura del mismo interruptor. En otras palabras, el interruptor pudo haber operado, pero, si no se tiene la información de que fue a través del esquema de disparo transferido, no se puede afirmar que la orden de disparo haya provenido de una protección ubicada en otra subestación. Es por esta razón que este esquema no es considerado en la clasificación

de relevadores (criterio 8), por lo que sólo se utiliza como una confirmación de la operación de protecciones piloto y de respaldo de fallo de interruptor a través de la orden de disparo de sus interruptores.

En el caso de un relevador clasificado como fallo de operación de protección primaria (Figura 3.6), todos los interruptores asociados se clasifican como casos de operación correcta, ya que no deben operar sin la acción del relevador. En el caso de que uno de esos interruptores esté reportado como operado, lo más seguro es que lo hizo por la acción de otro relevador (reportado como operado o supuesto de operar); por tanto, la clasificación de interruptores para estos relevadores es independiente del estado (abierto/cerrado) de los mismos, ya que debido al detector de errores de información se tiene la seguridad de que no existen interruptores sin operación justificada.

La ventaja del proceso de clasificación de interruptores es su independencia del lugar de falla que se está analizando, ya que los interruptores dependen únicamente de los relevadores que los controlan, sin importar donde ocurrió la falla. Por tanto, sólo es necesario realizar el proceso de clasificación una única vez, incluyendo los interruptores asociados a los relevadores supuestos de operar. Una característica importante de la estructura de clasificación propuesta es que cada interruptor hereda el tipo de operación de su correspondiente relevador; de esta forma, por ejemplo, se pueden tener interruptores que operaron en forma correcta como protección de respaldo, e interruptores que fallan en su operación como protección primaria, entre otros. Esto es importante para el cálculo del índice de factibilidad correspondiente a cada árbol de clasificación.

### 3.5 CALCULO DE LOS INDICES DE FACTIBILIDAD

Una vez terminado el proceso de clasificación, se calcula un índice de factibilidad para cada uno de los árboles de clasificación correspondientes a las distintas alternativas de falla estimadas. Este índice representa una medida de la factibilidad de que un elemento del sistema de potencia sea un lugar de falla, y se basa en el número de fallos

de funcionamiento de los esquemas de protección, información disponible en los árboles de clasificación de cada lugar de falla. El cálculo de este índice de factibilidad es totalmente heurístico y consiste en penalizar la operación de los relevadores e interruptores asociados, en función del tipo de clasificación asignada.

A continuación se presentan cinco alternativas para el cálculo del índice de factibilidad; en cada una de ellas se establece una dependencia entre el índice de factibilidad y dos factores de ponderación, denominados *Factor de ponderación de relevador* y *Factor de ponderación de interruptor*. Estos factores representan el nivel de ponderación que recibe cada relevador o interruptor de acuerdo con la forma en que fue clasificado para un lugar de falla en particular. Esta separación en la ponderación de relevadores e interruptores se debe a que la clasificación de relevadores depende del elemento considerado como lugar de falla, mientras que la clasificación de interruptores depende exclusivamente de los relevadores asociados.

### 3.5.1 Alternativa 1

Una primera alternativa de ponderación es la descrita por la siguiente ecuación:

$$I_r = \sum_{i=1}^{r-n} Fp_i * \left( \#IFO + \#INO \right) + \sum_{i=1}^n Fp_i * \left( \#ICO \right) \quad (3.1)$$

donde  $Fp_i$  es el factor de ponderación del relevador  $i$ ,  $\#ICO$  es el número de interruptores asociados al relevador  $i$  que operan correctamente,  $\#IFO$  es el número de interruptores asociados al relevador  $i$  que fallan de operar,  $\#INO$  es el número de interruptores asociados al relevador  $i$  que no operan,  $r$  es el número total de relevadores operados, y  $n$  es el número de relevadores que operan incorrectamente.

En la Tabla 3.1 se presentan los valores recomendados de  $Fp_i$  para esta alternativa. Se puede apreciar que los relevadores clasificados como operaciones de respaldo y respaldo de respaldo no contribuyen en absoluto al índice de factibilidad cuando sus interruptores asociados operan correctamente; lo mismo sucede con las protecciones primarias. En este caso, no se consideran los relevadores clasificados como fallos de



operación, ya que esta información es inferida en la formación de los árboles de clasificación y no tiene posibilidad alguna de ser confirmada por parte de los operadores.

Tabla 3.1. Factores de ponderación de relevadores, alternativa 1

Relevadores	
Protección de respaldo	1
Respaldo de respaldo	3
Operación incorrecta	2

### 3.5.2 Alternativa 2

Una segunda opción para ponderar la operación de relevadores e interruptores en los árboles de clasificación consiste en modificar los factores de ponderación como se muestra en la Tabla 3.2, y utilizar la siguiente ecuación:

$$I_r = \sum_{i=1}^r \left[ Fp_i + Fp_{ICO} * (\#ICO) + Fp_{IFO} * (\#IFO) + Fp_{INO} * (\#INO) \right] \quad (3.2)$$

donde  $Fp_{ICO}$  es el factor de ponderación de interruptores clasificados como operación correcta,  $Fp_{IFO}$  es el factor de ponderación de interruptores clasificados como fallos de operación y  $Fp_{INO}$  es el factor de ponderación de interruptores clasificados como no-operación.

En esta alternativa no se considera la información de los relevadores clasificados como fallos de operación, por lo que el factor de ponderación correspondiente es cero. Por otra parte, la inclusión del factor de ponderación de interruptores permite considerar un mayor número de combinaciones de operación de relevadores e interruptores en la liberación de una falla en el sistema de potencia. Se puede observar que en este caso la operación de protecciones primarias impacta en el cálculo del índice de factibilidad.



Tabla 3.2. Factores de ponderación de relevadores e interruptores, alternativa 2

Relevadores		Interruptores	
Protección primaria	1	Operación correcta	1
Protección de respaldo	2	Fallo de operación	2
Respaldo de respaldo	4	No operación (falla en el canal de comunicación)	2
Operación incorrecta	3		
Fallo de operación	0		

### 3.5.3 Alternativa 3

La tercera alternativa para el cálculo de los índices de factibilidad es similar a la anterior; se utiliza la misma ecuación, pero en este caso se considera la información de los relevadores clasificados como fallos de operación. En la Tabla 3.3 se indican los factores de ponderación correspondientes, que son los mismos utilizados en la alternativa 2, excepto el correspondiente a la ponderación de los relevadores clasificados como fallos de operación.

Tabla 3.3. Factores de ponderación de relevadores e interruptores, alternativa 3

Relevadores		Interruptores	
Protección primaria	1	Operación correcta	1
Protección de respaldo	2	Fallo de operación	2
Respaldo de respaldo	4	No operación (falla en el canal de comunicación)	2
Operación incorrecta	3		
Fallo de operación	2		

### 3.5.4 Alternativa 4

Utilizando los mismos factores de ponderación de relevadores e interruptores de la alternativa 2 (Tabla 3.2), el cálculo de los índices de factibilidad puede llevarse a cabo mediante la siguiente expresión:

$$I_f = \sum_{i=1}^r Fp_i * \left[ Fp_{ICO}(\#ICO) + Fp_{IFO}(\#IFO) + Fp_{INO}(\#INO) \right] \quad (3.3)$$

Al igual que en la alternativa 2, la información de relevadores clasificados como fallos de operación no es considerada ( $Fp_i=0$ ). Una ventaja en el cálculo del índice de factibilidad en esta alternativa es la de incrementar la diferencia entre los índices de factibilidad de los posibles lugares de falla, a fin de evitar conflictos en la selección del elemento más factible donde ocurrió la falla.

### 3.5.5 Alternativa 5

La última alternativa para el cálculo del factor de ponderación en los árboles de clasificación utiliza la expresión de la alternativa 4, y los factores de ponderación de la alternativa 3 (Tabla 3.3), por lo que se considera la información de los relevadores clasificados como fallos de operación. Los relevadores clasificados como fallos de operación de protección primaria sólo contribuyen al cálculo del índice de factibilidad en dependencia de sus interruptores asociados, todos ponderados con un factor de 1, al ser clasificados como casos de operación correcta.

## 3.6 ANALISIS COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS DE CALCULO DEL INDICE DE FACTIBILIDAD

Una vez calculado el índice de factibilidad de cada árbol de clasificación, se debe determinar cuál de las alternativas de falla es la más segura de haber ocurrido. Es

evidente que el cálculo debe realizarse seleccionando sólo una de las alternativas de ponderación descritas anteriormente. Observando las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se aprecia que no existe un factor de ponderación adicional para los relevadores clasificados como protección primaria por el detector de errores de información; esto se debe a que la suposición de su operación es válida sólo para el lugar de falla que se está considerando y se descarta para el resto de los elementos considerados como posibles lugares de falla.

A partir de la estructura de (3.1), (3.2) y (3.3) se puede concluir que cuanto menor sea el número de fallos de funcionamiento de relevadores e interruptores que se tenga que inferir, el índice de factibilidad correspondiente al lugar de falla será de menor valor. Por tanto, una vez calculados los índices de factibilidad para cada uno de los lugares de falla, la alternativa de falla más segura de haber ocurrido es aquella que tenga asociado el menor índice de factibilidad; esto significa que este es el elemento del sistema de potencia para el cual las protecciones operaron de la forma más cercana a la correcta, considerando los criterios de ajuste y coordinación de protecciones para una falla en ese mismo elemento, y teniendo el mínimo número de fallos de funcionamiento.

Para determinar la alternativa que establece el índice de factibilidad más representativo, independientemente de la distribución de la operación de protecciones en el sistema de potencia, se llevó a cabo un estudio comparativo utilizando casos de operación de protecciones en que se conocía el elemento donde realmente había ocurrido la falla. El estudio consistió en aplicar la metodología para formar los árboles de clasificación para cada alternativa de falla, y calcular el índice de factibilidad con las cinco alternativas descritas. Comparando los resultados de los índices de factibilidad que indican el lugar de falla más seguro con la información del lugar real de falla, se concluyó que la alternativa de ponderación que identifica el lugar de falla de manera más precisa es la alternativa número 5. Esto se debe a que la inclusión de los fallos de operación permite considerar un escenario más cercano a la realidad en casos de disturbios reales, donde las operaciones de respaldo surgen como consecuencia de fallos de operación de relevadores e interruptores. Otra característica a favor de la alternativa 5 es que la multiplicación de los factores de ponderación evita posibles confusiones entre alternativas de falla con índices de factibilidad numéricamente cercanos entre sí.

Hay que recalcar que la estructura de ponderación propuesta en (3.3) es una medida heurística de la posibilidad de que una falla haya ocurrido en determinado elemento, tomando como base las características y la frecuencia de operación de las protecciones en un sistema de potencia, y que las conclusiones obtenidas han sido extraídas del análisis de resultados de un gran número de casos de operación de protecciones, tanto hipotéticos como reales. Asimismo, se concluye que la metodología de análisis basada en la clasificación de la operación de relevadores e interruptores confiere gran importancia a aquellos elementos alrededor de los cuales existe mayor cantidad de protecciones operadas, ya que ello es una evidencia de la ubicación del lugar de falla más factible; la misma situación se repite en disturbios de gran magnitud, ya que muchas de las protecciones operan como consecuencia de una falla única y en forma aislada.

A modo de ejemplo, en la Figura 3.7 se muestra una sección de un sistema de potencia con configuración longitudinal, con tres casos de operación de protecciones. Para el caso 1, los árboles de clasificación de la operación de relevadores e interruptores se muestran esquemáticamente en las Tablas 3.4 y 3.5, conjuntamente con el índice de factibilidad calculado con las cinco alternativas descritas previamente.

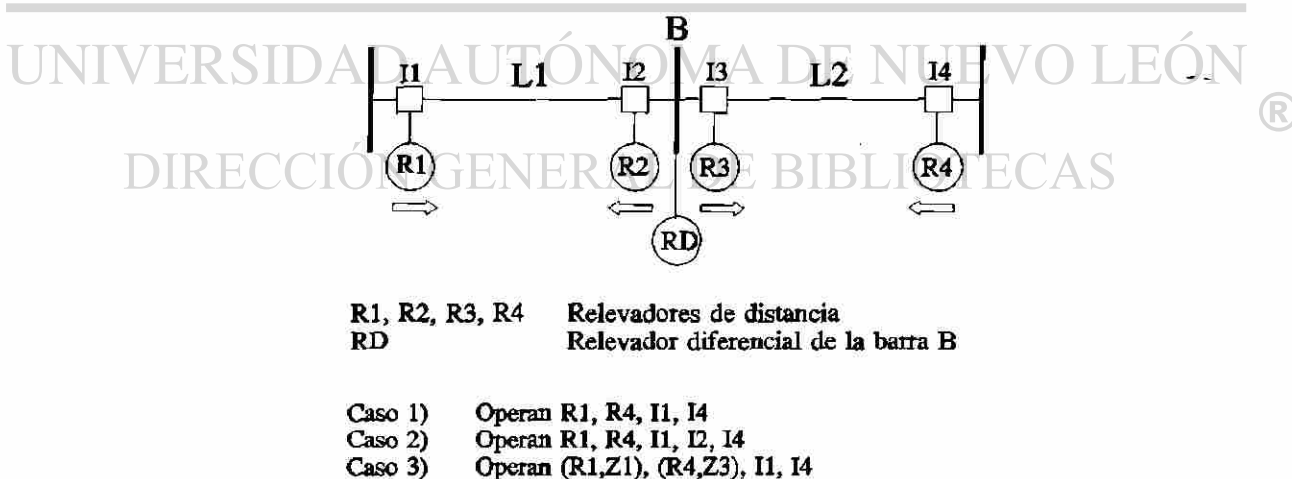


Fig. 3.7. Ejemplo de la clasificación de relevadores e interruptores para el diagnóstico de ubicación de fallas

Se puede apreciar que la inferencia acerca de los fallos de operación de relevadores de protección primaria depende del lugar de falla que se está considerando. En el cálculo de los índices de factibilidad se puede apreciar que sólo la alternativa 1 no proporciona información relevante sobre la posible ubicación de la falla. En los otros casos, por el contrario, el índice de factibilidad apunta hacia una falla en cualquiera de las líneas de transmisión adyacentes a la barra B. En este caso, la evaluación del índice de factibilidad establece un empate en la posibilidad de que la falla esté ubicada en alguna de las líneas de transmisión; si se contara con más información, se podría establecer el lugar de falla en forma más precisa. Este es un caso crítico, ya que dada la simetría del sistema de potencia y con el nivel de información establecido, no es posible llegar a otra conclusión, independientemente de la forma de ponderación utilizada.

Tabla 3.4. Clasificación de relevadores, caso 1

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	$I_r$				
						Alternativas				
						1	2	3	4	5
L1	R1	R4	-	-	R2	0	5	8	3	5
B	-	R1,R4	-	-	RD	0	6	10	4	8
L2	R4	R1	-	-	R3	0	5	8	3	5

Tabla 3.5. Clasificación de interruptores, caso 1

Relevador	Operación correcta	Fallo de operación	No operación
R1	I1	-	-
R2	I2	-	-
R3	I3	-	-
R4	I4	-	-
RD	I2,I3	-	-

Por otra parte, en el caso 2 de la Figura 3.7 se tiene una situación semejante a la anterior, pero con la diferencia de que se tiene la confirmación de la operación del interruptor I2. Para este caso, los árboles de decisión se muestran en las Tablas 3.6 y 3.7.

Tabla 3.6. Clasificación de relevadores, caso 2

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	$I_r$ Alternativas				
						1	2	3	4	5
L1	R1,R2	R4	-	-	-	0	7	7	4	4
B	RD	R1,R4	-	-	-	0	10	10	7	7
L2	R4	R1	-	-	R3	0	5	8	3	5

Tabla 3.7. Clasificación de interruptores, caso 2

Relevador	Operación correcta	Fallo de operación	No operación
R1	I1	-	-
R2	I2	-	-
R3	I3	-	-
R4	I4	-	-
RD	I2	I3	-

En esta nueva situación puede apreciarse la función del detector de errores de información, al no justificar la operación del interruptor I2: considerando que la falla ocurre en la línea L1 se supone la operación del relevador R2 y, si la falla es en la barra B, se supone la operación del relevador diferencial RD. Con esta información adicional, el comportamiento de los índices de factibilidad calculados es diferente al caso anterior, ya que, dependiendo del tipo de ponderación, el lugar de falla más factible fluctúa entre las líneas L1 (alternativas 3 y 5) y L2 (alternativas 2 y 4). Nuevamente la alternativa 1

no proporciona información relevante. Analizando la situación, es más lógico que el elemento donde seguramente ocurrió la falla es la línea L1, ya que se tiene información de la operación de los relevadores primarios de la propia línea.

En el caso 3 de la misma Figura 3.7, se repite el caso 1, pero incluyendo la información de las zonas de protección de los relevadores R1 y R4. En esta situación, el análisis arroja una única alternativa de falla, la línea L1; en las Tablas 3.8 y 3.9 se muestran los resultados de este caso, donde el índice de factibilidad carece de significación. Con esto se puede apreciar la importancia de contar con el mayor nivel de información posible por parte de los sistemas de adquisición de información, ya que se elimina la incertidumbre en los resultados del diagnóstico, lo que representa una ventaja para el operador en el centro de control.

Tabla 3.8. Clasificación de relevadores, caso 3

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	$I_f$ Alternativas				
						1	2	3	4	5
L1	R1	R4	-	-	R2	5	0	5	8	3

Tabla 3.9. Clasificación de interruptores, caso 3

Relevador	Operación correcta	Fallo de operación	No operación
R1	I1	-	-
R2	I2	-	-
R4	I4	-	-

Para disminuir el número de alternativas de falla presentadas al operador es necesario seleccionar un límite mínimo del índice de factibilidad (igual que para el índice acumulativo en la etapa de determinación de posibles lugares de falla), de tal forma que no se le sature de información. Un sistema de esta índole, que indique un número



elevado de posibles lugares de falla al operador, no cumple con los requisitos básicos de una herramienta de apoyo, ya que el número de alternativas tiende a confundir al operador, en lugar de ayudarlo.

Así, el resultado final del diagnóstico de ubicación de fallas que se presenta al operador en el centro de control se compone del conjunto de alternativas de falla clasificadas como las más seguras de haber ocurrido entre todas las posibles, indicando si se consideró la operación de relevadores originalmente reportados como no operados por el sistema de adquisición de información SICTRE.

### 3.7 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

1. El análisis de la operación de protecciones se realiza mediante la formación de árboles de clasificación para cada uno de los elementos del sistema de potencia determinados como posibles lugares de falla en el área de desconexión. En la estructura del árbol de clasificación, la operación de relevadores se clasifica en: operación como protección primaria, operación como protección de respaldo, operación como respaldo de respaldo, operación incorrecta y fallo de operación. La operación de interruptores se clasifica en: operación correcta, fallo de operación y no-operación.
2. La clasificación de la operación de relevadores depende del lugar de falla y se basa en los criterios de zonas de protección de los distintos tipos de relevadores, así como en la información de islas eléctricas inactivas proporcionada por el configurador de red.
3. Los relevadores supuestos de operar por parte del detector de errores de información sólo pueden ser clasificados como casos de operación de protección primaria cuando forman parte del esquema de protección del elemento considerado como lugar de falla; en caso contrario son descartados, lo que significa que se trata de información errónea.

4. Un criterio básico en el proceso de clasificación de relevadores es que todos los relevadores clasificados como casos de operación como protección primaria, operación como respaldo y operación como respaldo de respaldo, deben estar ubicados dentro de la misma isla inactiva en la que se encuentra el lugar de falla analizado; los relevadores que no cumplen este criterio son clasificados como operaciones incorrectas.
5. La clasificación de la operación de interruptores depende exclusivamente de los relevadores asociados, por lo que este análisis es el mismo para cada una de las alternativas de falla. Los interruptores asociados a un relevador clasificado como fallo de operación son considerados como casos de operación correcta, independientemente del estado del interruptor, debido a que un mismo interruptor es controlado por más de un relevador.
6. Con la inclusión del configurador de red, los procesos de clasificación de la operación de relevadores e interruptores son independientes de la configuración del sistema de potencia, así como de sus esquemas de protección.
7. Los esquemas de disparo transferido no son considerados en los procesos de clasificación y su información se utiliza para confirmar la operación de interruptores controlados por esquemas de protecciones piloto y de respaldo de fallo de interruptores.
8. El cálculo del índice de factibilidad se basa en factores de ponderación de la operación de relevadores e interruptores, asignados heurísticamente de acuerdo con la frecuencia de operación de protecciones en un sistema de potencia.
9. La estructura del árbol de clasificación influye en la determinación del índice de factibilidad asociado a cada lugar de falla, donde el lugar de falla más factible es aquel que tiene asociado el índice de factibilidad de menor valor. El significado del índice de factibilidad es que para un determinado lugar de falla las protecciones que operaron de la forma más cercana a la correcta tienen el índice más bajo, que corresponde a la operación con un mínimo número de fallos de funcionamiento.

10. La utilización de la información de relevadores clasificados como fallos de operación en el cálculo del índice de factibilidad permite considerar un escenario más cercano a la realidad en casos de disturbios de gran magnitud, donde las operaciones de respaldo surgen como consecuencia de fallos de operación de relevadores.



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## **CAPITULO 4**

### **SISTEMA DE DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS SIDUF-TR**

#### **4.1 INTRODUCCION**

Los resultados de las pruebas realizadas al sistema de diagnóstico de ubicación de fallas han confirmado la validez de la metodología, y hacen recomendable su implementación en tiempo real en un centro de control. Ya se han mencionado las ventajas que esto representa para los operadores con poca experiencia, así como la posibilidad de reducir los tiempos de restauración después de ocurrida una falla en el sistema eléctrico de potencia.

No obstante, esta implementación representa un reto muy importante, debido principalmente a que los centros de control actuales no cuentan aún con la infraestructura necesaria para la aplicación de herramientas de apoyo en tiempo real. Este capítulo describe la estructura computacional de SIDUF-TR, y algunos aspectos de su implementación en un centro de control de la Comisión Federal de Electricidad.

#### **4.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE INFORMACION Y CONTROL EN TIEMPO REAL - SICTRE**

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la Comisión Federal de Electricidad de México tiene una estructura jerárquica de centros de control conformada por un Centro Nacional de Control (CENAL), y por Centros de Control de Areas y Subáreas. El CENAL atiende la problemática general de operación del Sistema Interconectado Nacional (SINAL), siendo los Centros de Control de Area los encargados

de la operación de regiones del SINAL que abarcan varios estados del país, y finalmente los Centros de Control de las Subáreas atienden la operación del sistema a nivel local.

Las tareas de control supervisorio y adquisición de datos se realizan en el SINAL mediante el sistema SICTRE (Sistema de Información y Control en Tiempo Real). La estructura de este sistema para cada uno de los Centros de Control de Area se representa esquemáticamente en la Figura 4.1.

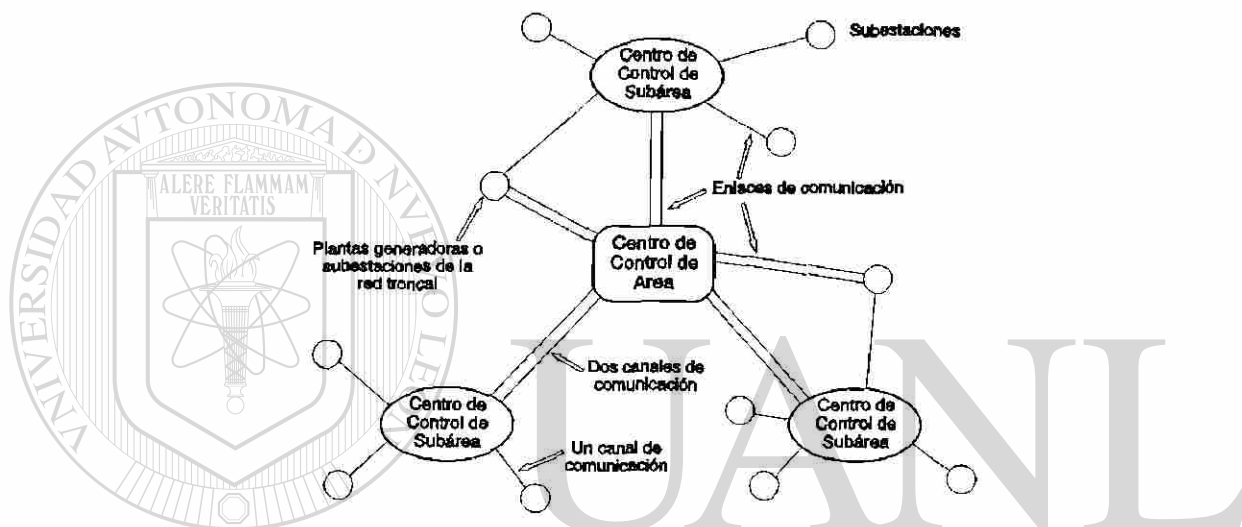


Fig. 4.1. Estructura del sistema SICTRE a nivel de Centro de Control de Area

En cada subestación se dispone de una unidad terminal remota (UTR), que recolecta y concentra la información de campo, compuesta por variables analógicas como voltajes, corrientes y potencias, y variables discretas, tales como posición de interruptores y estado de relevadores. Esta información se envía por un canal de comunicación al Centro de Control de la Subárea correspondiente, donde se transmite al Centro de Control de Area. En el caso de las UTR ubicadas en plantas generadoras o en subestaciones importantes de la red eléctrica, la información se envía tanto al Centro de Control de la Subárea como al Centro de Control de Area. En general, los canales de comunicación utilizados en el sistema SICTRE incluyen enlaces de radio en las bandas VHF/UHF y microondas, líneas telefónicas y canales privados.

En el caso concreto del Area de Control Noreste de Comisión Federal de

Electricidad, donde se implementará el sistema SIDUF-TR en tiempo real, la estructura del sistema SICTRE incluye tres subáreas: Frontera, Coahuila y Huasteca, y se tiene programada una cuarta subárea en la red metropolitana de la ciudad de Monterrey. En general, se dispone de un solo canal de comunicación en cada enlace entre las UTR y los Centros de Control de las Subáreas, y de dos canales en los enlaces entre los Centros de Control de Area y Subáreas, y entre las UTR de plantas generadoras y subestaciones importantes y el Centro de Control de Area. Los tiempos de barrido de información en la unidad maestra del Centro de Control de Area son: 4 segundos para las UTR ubicadas en plantas de generación, 2 segundos para las UTR de subestaciones de la red troncal de 400 kV, 12 segundos para la actualización de señales analógicas y 60 segundos para la actualización de señales discretas. Actualmente se está modificando la estructura de comunicación de SICTRE con la inclusión de nuevos equipos y protocolos modernos de comunicación, de tal forma que en el futuro se dispondrá de información de la secuencia de eventos, que es de gran utilidad para el diagnóstico de ubicación de fallas.

Otra restricción del sistema SICTRE, es la falta de capacidad de canales de comunicación para transferir toda la información disponible en las subestaciones. Esto ocasiona una carencia de información que afecta, entre otras funciones, el diagnóstico de ubicación de fallas. Así por ejemplo, no siempre se recibe la información de la operación de relevadores de protección o de esquemas de recierre automático o de bloqueo de relevadores de distancia contra oscilaciones de potencia. Cada centro de control tiene sus particularidades en cuanto a las limitaciones de canales de comunicación, lo que confiere un carácter específico a este problema.

En el caso particular del Area de Control Noreste, con sede en la ciudad de Monterrey, se tiene el siguiente reporte de información de protecciones:

### 1. Interruptores

- Estado de los interruptores de la red (abierto, cerrado)

### 2. Relevadores

#### o Generadores

- Protección diferencial de unidad generador-transformador (87U)

- Protección contra fallas a tierra en el estator (59GN)
- Protección contra pérdida de excitación (40)
- Protección contra inversión de potencia (32)
- Protección de respaldo contra fallas externas a tierra en el transformador elevador (51NT)
- o Transformadores
  - Protección diferencial de transformador (87T)
  - Protección de presión de gas - Buchholz (63)
  - Protección térmica (49)
- o Barras
  - Protección diferencial de barra (87B)
- o Líneas de transmisión
  - Protección piloto en líneas de 400 kV
  - Protección piloto (aceleración de segunda zona) en líneas de 230 kV
  - Protección de distancia de fase (21)
  - Protección de distancia de tierra (21N)

Se puede apreciar que la cantidad de información disponible para llevar a cabo el diagnóstico de ubicación de fallas es reducida. Sin embargo, la metodología de análisis de operación propuesta en este trabajo e implementada en el sistema computacional SIDUF-TR, permite obtener buenos resultados. Si el nivel de información disponible en el Area de Control se incrementa, se asegura un mejor desempeño de SIDUF-TR, al reducirse la incertidumbre en algunos casos para los lugares de falla estimados.

### 4.3 LOGICA DE OPERACION EN TIEMPO REAL

En la Figura 4.2 se muestra en forma esquemática la arquitectura propuesta para la operación de SIDUF-TR en tiempo real en un centro de control de la Comisión Federal de Electricidad. La información proporcionada por el sistema de adquisición SICTRE es procesada para formar una base de datos en tiempo real, que mantiene



información actualizada de la configuración de la red y del estado de relevadores e interruptores. Se incluye una interfase para adecuar el manejo de archivos de las correspondientes bases de datos.

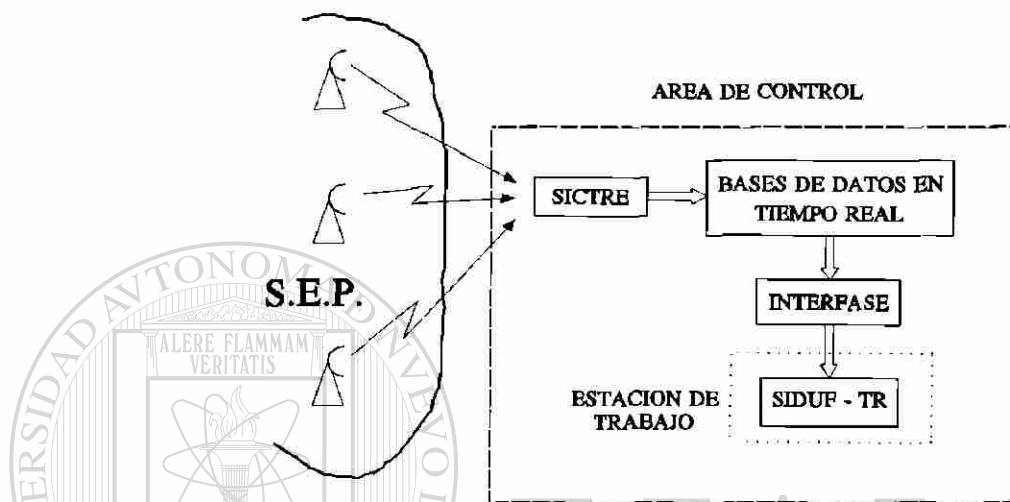


Fig. 4.2. Arquitectura de operación de SIDUF-TR en tiempo real

En la Figura 4.3 se indica el procesamiento de información de entrada a SIDUF-TR, que parte de las dos bases de datos actualizadas por SICTRE. Asimismo, se observa que el proceso de estimación de lugares de falla se basa en el análisis de la intersección de las zonas de protección de relevadores operados y en los resultados de la identificación de islas eléctricas inactivas por parte del configurador de red. Como se indicó en el Capítulo 2, el uso del configurador de red tiene la ventaja de disminuir la cantidad de información a manipular en un caso de diagnóstico de ubicación de fallas y, por ende, el tiempo de análisis requerido.

De acuerdo con lo anterior, se estableció una secuencia de operación en tiempo real, que se muestra en detalle en la Figura 4.4. Esto tiene como objetivo reducir los requerimientos de memoria y disminuir en lo posible el tiempo de análisis. A continuación se describen los pasos que componen la secuencia de operación en tiempo real de SIDUF-TR, al momento de ocurrir una falla en el sistema eléctrico de potencia:

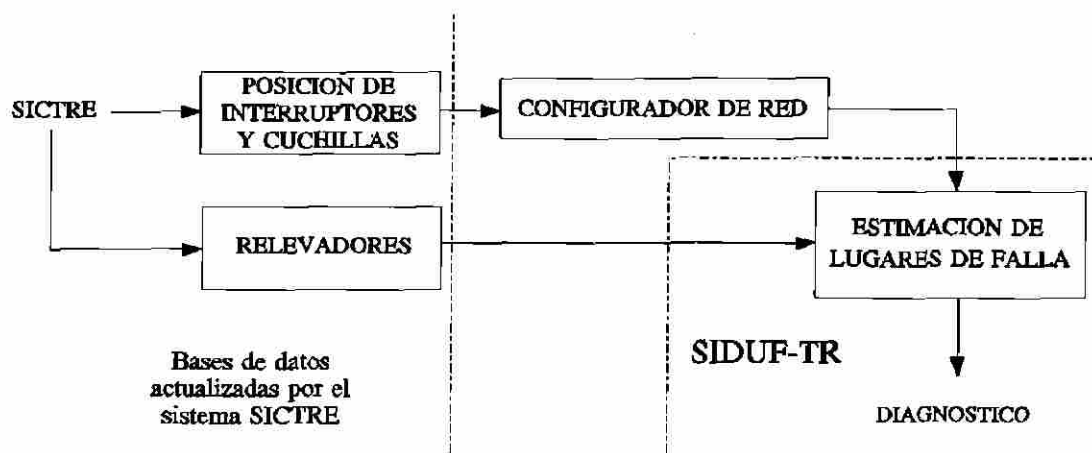


Fig. 4.3. Esquema de procesamiento de la información de entrada a SIDUF-TR

- 1) Liberada la falla, el configurador de red determina la topología de la red, utilizando la información de interruptores y cuchillas reportada por el sistema SICTRE.
- 2) Se realiza la identificación de islas eléctricas inactivas; se descartan las islas eléctricas en que operaron esquemas de bloqueo de protecciones de distancia por oscilaciones de potencia. En caso de haber una única isla eléctrica, se elimina la información de operación de relevadores que tengan asociada la señalización de operación de un bloqueo por oscilaciones de potencia.
- 3) El detector de errores de información identifica los relevadores operados, incluyendo aquellos supuestos de operar, por haber operado su interruptor asociado sin causa aparente.
- 4) Se conforman las zonas de protección de los relevadores operados (determinados en el paso anterior).
- 5) Se realiza la determinación de los posibles lugares de falla en la zona de desconexión, utilizando la información de las zonas de protección de relevadores y la información de islas eléctricas inactivas.
- 6) Se construye un árbol de clasificación para cada posible lugar de falla estimado en el paso anterior, y se calcula su correspondiente índice de factibilidad.
- 7) Se determinan las alternativas de lugares de falla por comparación de los índices de factibilidad asociados a cada árbol de clasificación.

- 8) Se agrupan las alternativas de falla de acuerdo con la información de islas eléctricas; esta agrupación permite considerar la hipótesis de fallas múltiples, cada una de las cuales provoca la formación de una isla eléctrica.
- 9) Se presentan los resultados al operador en el centro de control.

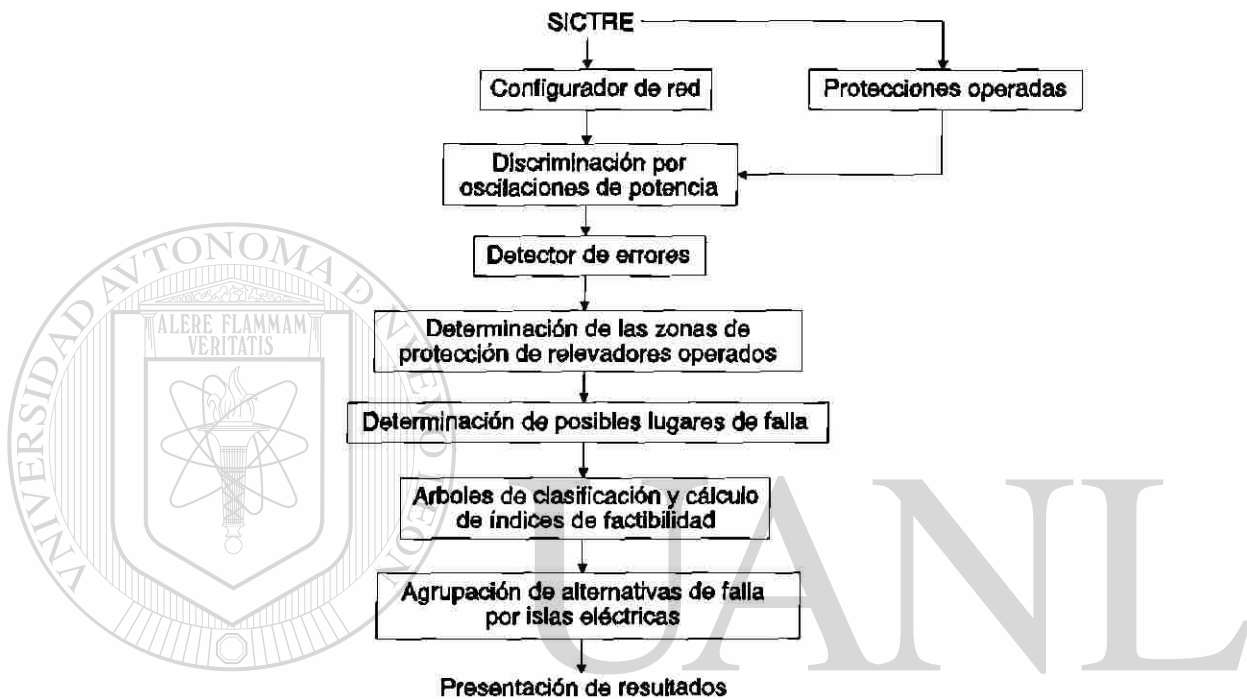


Fig. 4.4. Secuencia de operación en tiempo real de SIDUF-TR

El hecho de establecer las zonas de protección de relevadores una vez identificadas las islas eléctricas inactivas, evita la necesidad de tener disponible en cada momento un registro de todas las protecciones de la red eléctrica, reduciéndose así los requerimientos de memoria. Además, de esta forma sólo se analiza la información mínima necesaria para el diagnóstico. Esto significa que la metodología de análisis implementada en SIDUF-TR es independiente del número de islas eléctricas formadas en un disturbio por la operación de protecciones en el sistema eléctrico de potencia.

Otra ventaja de determinar las zonas de protección de los relevadores operados una vez identificadas las islas eléctricas inactivas, es la posibilidad de incluir en el futuro la modelación de los alcances de protecciones para la formación de zonas de protección

dinámicas, como se mencionó en el Capítulo 2.

Un aspecto de gran importancia en la implementación de tiempo real de un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas, como SIDUF-TR, es el criterio de arranque. El problema en este caso consiste en determinar el momento en el cual se debe iniciar el proceso de análisis de operación de protecciones. Esto no puede ocurrir mientras está desarrollándose el disturbio, ya que la información proporcionada a SIDUF-TR no es representativa del estado final de la red eléctrica, ni tampoco debe esperarse un tiempo excesivo, ya que se perdería la ventaja de un tiempo de procesamiento reducido. Esto significa que la opción de un arranque manual por parte del operador no es aconsejable.

Para el arranque automático de SIDUF-TR, es necesario identificar dos momentos:

- a) El momento en el cual se inicia el disturbio, para almacenar la información de las bases de datos de predisturbio.
- b) El momento en el cual se considera que el disturbio ha terminado, para tomar la información de estas nuevas bases de datos como punto de partida del diagnóstico de ubicación de fallas.

Como indicación del inicio de un disturbio puede tomarse el disparo automático de al menos un interruptor. Para esto se requiere que las operaciones manuales de interruptores por maniobras sean especificadas a través de una base de datos, que inhiba el arranque del sistema. Sólo cuando el interruptor recién operado no está reportado en esta base de datos, se inicia la secuencia de almacenamiento de información del estado de predisturbio.

Para identificar la terminación del disturbio, la solución propuesta es comparar la información proporcionada por SICTRE en dos barridos de información consecutivos. Como los tiempos de barrido son mayores de 4 segundos, puede afirmarse que el disturbio ha terminado, si la información de operación de relevadores e interruptores no se modifica de un reporte a otro. En ese momento se inicia la secuencia de almacenamiento de información del estado de post-disturbio, necesaria para realizar el diagnóstico de ubicación de fallas.

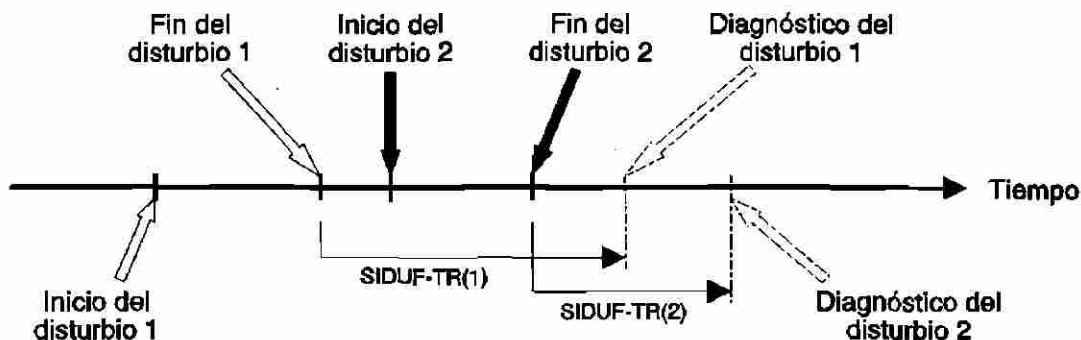


Fig. 4.5. Consideraciones sobre el comportamiento de SIDUF-TR ante dos disturbios muy cercanos en tiempo

Una situación interesante desde el punto de vista de la lógica de arranque es aquella en que ocurre un disturbio en un momento en que SIDUF-TR está aún realizando la tarea de diagnóstico de un disturbio inmediato anterior (ver Figura 4.5). La solución propuesta para este problema consiste en hacer un almacenamiento temporal de la información del segundo disturbio sin detener la ejecución en proceso, y posteriormente ejecutar el diagnóstico del segundo disturbio. Las salidas de resultados para ambos disturbios pueden ser independientes.

#### 4.4 ESQUEMA COMPUTACIONAL

En la Figura 4.6 se presenta el esquema computacional utilizado para la implementación de SIDUF-TR. Esta incluye programas de ejecución, archivos de bases de datos y archivos de transferencia de información. Todo el flujo de información es controlado a través de un programa independiente que sirve como interfase con el usuario. En la misma figura se pueden apreciar los tres bloques principales del sistema SIDUF-TR: a) determinación del conjunto de posibles lugares de falla; b) discriminación de lugares de falla en base a índices de factibilidad; c) configurador de red. El detector de errores de información se encuentra dentro del primer bloque, referente a la determinación del conjunto de posibles lugares de falla. A continuación se describen las

características y funciones de los distintos programas y archivos que forman SIDUF-TR.

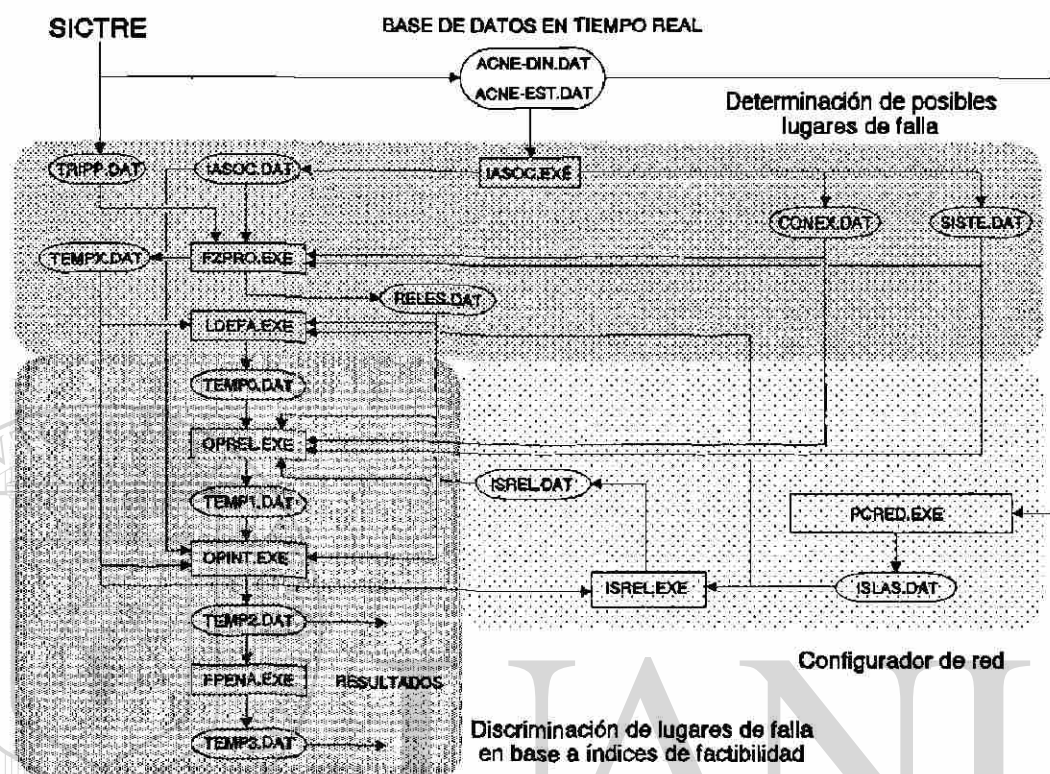


Fig. 4.6. Arquitectura computacional de SIDUF-TR

#### 4.4.1 Programas de ejecución

Los programas implementados llevan a cabo la aplicación de la metodología de análisis de operación de protecciones; esta se realiza por etapas, lo que le confiere una gran flexibilidad de control y facilidad para futuras modificaciones. Todos están elaborados en lenguaje PROLOG y sus funciones se describen a continuación:

**IASOC** tiene la función de establecer el conjunto de interruptores asociados a cada relevador de protección en el sistema de potencia, controlados directa o indirectamente. Esta información es la base del proceso de inferencia que lleva a cabo el detector de errores de información. Para esto se utiliza la información disponible en las bases de datos de tiempo real del sistema de potencia.



**FZPRO** tiene dos funciones, a) implementar la lógica del detector de errores de información y b) aplicar los criterios de operación de protecciones para determinar los elementos involucrados en las zonas de protección de los relevadores operados. Utiliza la información de operación de relevadores e interruptores proporcionada por el sistema SICTRE. En lo que respecta a la determinación de zonas de protección, el proceso incluye los relevadores reportados como operados por SICTRE y los relevadores supuestos de haber operado, reportados por el detector de errores.

**LDEFA** tiene la función de identificar los elementos del sistema de potencia considerados como posibles lugares de falla. Para esto, calcula los índices acumulativos en base a la información de zonas de protección de relevadores, y analiza la información de islas eléctricas proporcionada por el configurador de red.

**OPREL** implementa los criterios de clasificación de operación de relevadores en la formación del segundo nivel de los árboles de clasificación para cada elemento considerado como posible lugar de falla. Los criterios están basados en el concepto de zonas de protección de relevadores; en el caso de la clasificación como respaldo y respaldo de respaldo, se complementan con el criterio de islas eléctricas.

**OPINT** implementa los criterios de clasificación de operación de interruptores para la formación del tercer nivel en los árboles de clasificación. Como esta tarea es independiente del lugar de falla analizado, se utiliza la información formada por el programa IASOC acerca del conjunto de interruptores asociados a cada relevador, para clasificar los interruptores asociados a los relevadores que fueron catalogados como casos de fallos de operación.

**FPENA** lleva a cabo el proceso de ponderación de la operación de relevadores e interruptores para el cálculo del índice de factibilidad de cada árbol de clasificación, utilizando la estructura determinada por los programas anteriores.

**ISREL** utiliza la información de islas eléctricas para ubicar la posición de todos los relevadores (reportados por SICTRE y supuestos de haber operado por el detector de errores) en cada isla eléctrica. Esta agrupación de la operación de relevadores se utiliza como criterio de clasificación en el programa OPREL.



**PCRED** es el configurador de red, que tiene como función establecer las islas eléctricas formadas por la operación de interruptores; utiliza la información de las bases de datos en tiempo real del sistema de potencia.

#### 4.4.2 Archivos de bases de datos

Estos archivos almacenan información acerca de las características del sistema eléctrico de potencia y de los esquemas de protección, y son los siguientes:

**ACNE-DIN** Información base de la configuración del sistema de potencia.

**ACNE-EST** Información base de las características de los elementos del sistema de potencia.

**CONEX** Información del archivo ACNE-DIN utilizada por SIDUF-TR.

**SISTE** Información del archivo ACNE-EST utilizada por SIDUF-TR.

Los archivos **CONEX** y **SISTE** son los utilizados directamente por los programas de ejecución, y en ellos se llevan a cabo las modificaciones debidas a cambios de topología o de características de los elementos. La estructura de almacenamiento de información en los archivos de bases de datos **CONEX** y **SISTE** es la misma que la utilizada para los correspondientes archivos **ACNE-DIN** y **ACNE-EST**. Estos archivos son también utilizados como información de entrada al configurador de red. La estructura de almacenamiento es la siguiente:

**CONEX** Almacena la información de la configuración del sistema de potencia en base a la información de los interruptores de la red. Su formato es el siguiente:

`cnx(INT,SB1,SB2,SUB,EDO,PFI)`

donde **INT** es el nombre del interruptor, **SB1** y **SB2** son las secciones de barra a las que se conecta el interruptor, **SUB** es el nombre de la subestación donde

se encuentra el interruptor, EDO especifica el estado (abierto/cerrado) del interruptor y PFI indica si el interruptor tiene asociada una protección de respaldo de fallo de interruptor.

**SISTE** Almacena la información de los elementos del sistema de potencia. De acuerdo al tipo de elemento de que se trate, se tienen las siguientes estructuras de almacenamiento:

lin(NOM,SUB1,SB1,SUB2,SB2,DIS,PRO)

tra(NOM,SUB1,SB1,SUB2,SB2,DIS,PRO)

gen(NOM,SUB1,SB1,DIS,PRO)

rea(NOM,SUB1,SB1,DIS,PRO)

bar(NOM,SUB1,SB1,PRO)

donde NOM es el nombre del elemento (línea, transformador, generador, reactor o barra), SUB1, SUB2, y SB1, SB2 son los nombres de las subestaciones y secciones de barra respectivamente a las que se conecta cada elemento, DIS representa la disponibilidad del elemento (conectado/desconectado) y PRO es el conjunto de protecciones primarias asociadas a cada elemento. En el caso de las líneas y transformadores, se especifican ambos terminales del elemento mediante los nombres de las subestaciones y secciones de barra a los que se conectan. Como las barras del sistema son a su vez secciones de barra, sólo se indica su nombre y la subestación donde se encuentran.

La información es actualizada por el sistema de adquisición de datos SICTRE, excepto la referente a PFI en CONEX y PRO en SISTE, que representan características de los esquemas de protección.

#### 4.4.3 Archivos para transferencia de información

Estos archivos transfieren información entre los distintos programas de ejecución. Los archivos y sus funciones se describen a continuación:

**IASOC** Información de los interruptores asociados a cada relevador instalado en el sistema de potencia (controlado en forma directa e indirecta).

**TRIPP** Información de la operación de relevadores e interruptores reportada por el sistema SICTRE.

**TEMPX** Información de salida del detector de errores de información; incluye el conjunto de relevadores reportados por SICTRE como operados y los supuestos de haber operado reportados por el detector de errores.

**RELES** Información de las zonas de protección de los relevadores reportados por SICTRE como operados, así como de los relevadores supuestos de haber operado reportados por el detector de errores.

**TEMP0** Elementos del sistema de potencia considerados como posibles lugares de falla.

~~TEMP1~~ Resultado de la clasificación de la operación de relevadores.

~~TEMP2~~ Resultado de la clasificación de la operación de interruptores.

~~TEMP3~~ Resultado del cálculo de los índices de factibilidad.

~~ISREL~~ Información de la ubicación de los relevadores del archivo RELES con respecto a las islas eléctricas identificadas por el configurador de red.

~~ISLAS~~ Información de las islas eléctricas identificadas por el configurador de red.

#### 4.4.4 Nomenclatura para la identificación de relevadores

Para el desarrollo de los distintos programas de ejecución que implementan la metodología de análisis de operación de protecciones de SIDUF-TR, se definieron claves de identificación para cada esquema de protección. Estas claves se estructuran de la siguiente forma:

1) Dos caracteres que especifican el tipo de protección; las secuencias utilizadas se presentan a continuación:

o Generadores

- 87 - Protección diferencial de unidad generador-transformador
- 59 - Protección contra fallas a tierra en el estator
- 40 - Protección contra pérdida de excitación
- 32 - Protección contra inversión de potencia
- 5T - Protección de respaldo contra fallas externas a tierra en el transformador elevador

o Transformadores

- 87 - Protección diferencial de transformador
- 63 - Protección de presión de gas - Buchholz
- 49 - Protección térmica

o Barras

- 87 - Protección diferencial de barra

o Líneas de transmisión

- 85 - Protección piloto en líneas de 400 kV
- 85 - Protección piloto (aceleración de segunda zona) en líneas de 230 kV
- 2F - Protección de distancia de fase
- 2N - Protección de distancia de tierra

2) Nombre del elemento al que pertenecen. En el caso de las protecciones de líneas de transmisión, además de indicar el número de la línea, se incluyen las siglas de la subestación donde se encuentra ubicada la protección.

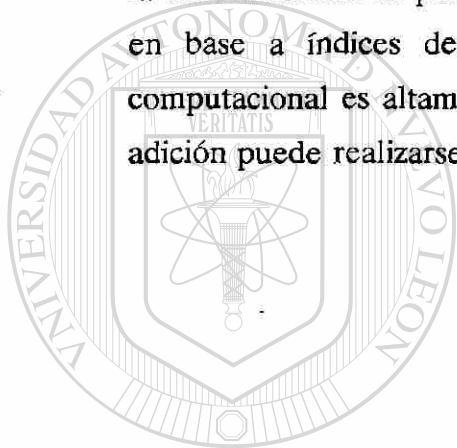
En el caso de las protecciones diferenciales que tienen la misma clave (87), se diferencian por el nombre del elemento al cual protegen en forma primaria. Esta es la forma de la información almacenada en la lista PRO en el archivo SISTE, descrito en la sección anterior. En el caso de agregar más protecciones, sólo se debe definir su clave correspondiente para una manipulación apropiada de información. Por ejemplo:

- 67 - Protección direccional de sobrecorriente de tierra
- 50 - Protección de respaldo contra fallo de interruptor
- 94 - Señalización de la operación de un esquema de disparo transferido

#### 4.5 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

1. Se dispone del sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas (SIDUF-TR), desarrollado en base a la metodología propuesta en esta tesis. Su implementación en tiempo real se llevará a cabo en el Centro de Control del Area de Control Noreste de la Comisión Federal de Electricidad de México.
2. El Sistema de Control e Información en Tiempo Real (SICTRE) de la Comisión Federal de Electricidad consta de un conjunto de unidades terminales remotas (UTR) ubicadas en las subestaciones del sistema de potencia, que envían información a los Centros de Control de Area y Subárea de acuerdo con su importancia.
3. Actualmente existen restricciones en la disponibilidad de canales de comunicación en el sistema SICTRE, lo que impide transferir toda la información disponible sobre operación de protecciones, y afecta el diagnóstico de ubicación de fallas. Una ventaja de SIDUF-TR es la de proporcionar buenos resultados con las restricciones actuales de información en los Centros de Control de Area, y de potencialmente dar aún mejores resultados en caso de disponer de más información.
4. La lógica de operación en tiempo real de SIDUF-TR contempla la eliminación de información de operación de protecciones por oscilaciones de potencia, como una medida para aumentar la confianza en los resultados.
5. Se contempla la formación de zonas de protección sólo para los relevadores operados, a fin de reducir los requerimientos de memoria y el tiempo de procesamiento. Existe la posibilidad de incluir en el futuro la representación de zonas de protección dinámicas de los relevadores.

6. En la operación de tiempo real de SIDUF-TR se propone un arranque automático del sistema por la operación de cualquier interruptor no reportada como manual. En este momento se almacena la información de predisturbio del sistema de potencia; al terminar el disturbio se almacena la información de postdisturbio y se inicia la ejecución de SIDUF-TR. Esta lógica de operación permite analizar disturbios consecutivos, independientemente del tiempo de separación entre ellos.
7. La arquitectura computacional de SIDUF-TR consta de ocho programas principales desarrollados en PROLOG, que en conjunto conforman tres bloques principales: la determinación de posibles lugares de falla, la discriminación de lugares de falla en base a índices de factibilidad y el configurador de red. La estructura computacional es altamente modular, de tal forma que cualquier modificación o adición puede realizarse en forma rápida y eficiente.



# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## **CAPITULO 5**

### **VALIDACION DE LA METODOLOGIA DE DIAGNOSTICO DE UBICACION DE FALLAS**

#### **5.1 INTRODUCCION**

A fin de validar la metodología de diagnóstico de ubicación de fallas, en base a la cual se implementó el sistema SIDUF-TR, se realizó un conjunto de pruebas utilizando casos hipotéticos y casos reales de operación de protecciones de la red eléctrica del Area de Control Noreste de C.F.E., que abarca los estados de Nuevo León, Coahuila y Tamaulipas. El objetivo de las pruebas es validar los resultados del diagnóstico de ubicación de fallas, tomando en consideración las restricciones de información que se tienen actualmente en las Areas de Control.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en algunas de las pruebas realizadas. Tres de los casos de operación de protecciones que se describen son situaciones reales, a las cuales se enfrentaron los operadores del Area de Control Noreste; para estos casos se cuenta con los reportes generados por la C.F.E. acerca de estos eventos, en los que se especifica el o los elementos donde realmente ocurrió la falla.

#### **5.2 METODOLOGIA DE VALIDACION**

El sistema SIDUF-TR, soporte computacional de la metodología de diagnóstico de ubicación de fallas, ha sido objeto de un proceso continuo de validación durante las diferentes fases de su desarrollo.



En la primera fase el sistema de diagnóstico estaba orientado a su utilización fuera de línea para el entrenamiento de operadores. La validación en esa etapa se realizó fundamentalmente a partir de casos hipotéticos de fallas en sistemas de prueba simplificados y, posteriormente, en sistemas reales de configuración limitada a arreglos sencillos de barras, que eran los únicos que admitía esa versión.

En todos los casos se confrontaban los resultados de diagnóstico arrojados por el sistema con los criterios de los operadores bajo entrenamiento, y con las respuestas correctas. Estas respuestas eran los lugares de falla supuestos para determinar las protecciones operadas, que fueron dadas como información de entrada al sistema. De estas pruebas se obtuvo la confirmación de la validez de la metodología en la primera fase de su desarrollo, y se obtuvieron ideas para su desarrollo futuro.

La segunda fase del sistema de diagnóstico está orientada para operar en un ambiente de tiempo real, y actualmente se trabaja en su implementación en el Área de Control Noreste del Centro Nacional de Control de Energía, CFE. Esta nueva versión ha sido extensamente probada utilizando casos hipotéticos y casos reales para la sección del Sistema Interconectado Nacional que comprende el Noreste de México. En estas pruebas el ambiente de tiempo real se simuló dando a SIDUF-TR la siguiente información de entrada: a) los archivos generados a partir de los datos recolectados por el sistema de información y control de tiempo real (SICTRE), y b) los resultados arrojados por el configurador de red para esa propia información de entrada.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en seis de las pruebas realizadas, todas basadas en la región Noreste del Sistema Interconectado Nacional. Tres de las pruebas se refieren a casos hipotéticos, y los restantes son casos de operación de protecciones durante disturbios reales. En todos ellos se utiliza la nomenclatura de identificación de relevadores e interruptores residente en SIDUF-TR, que se describió en el capítulo 4.

### 5.3 CASO DE PRUEBA 1

En la Figura 5.1 se presenta el diagrama unifilar de una sección de la red eléctrica de la subárea Coahuila, que incluye las subestaciones Río Escondido (REC) en 230 y 400 kV, y NAVA (NAV) en 230 kV. Se pueden apreciar los arreglos de barra de doble interruptor e interruptor y medio utilizados en las subestaciones de Río Escondido, que proporcionan una mayor flexibilidad en su operación. El análisis se realiza considerando que las líneas de interconexión hacia Arroyo del Coyote (ADC), Frontera (FRO) y Nueva Rosita (NUR) están fuera de servicio. Para este caso de prueba hipotético, la operación de relevadores e interruptores correspondiente a una falla en la línea 93570 se describe en la Tabla 5.1.

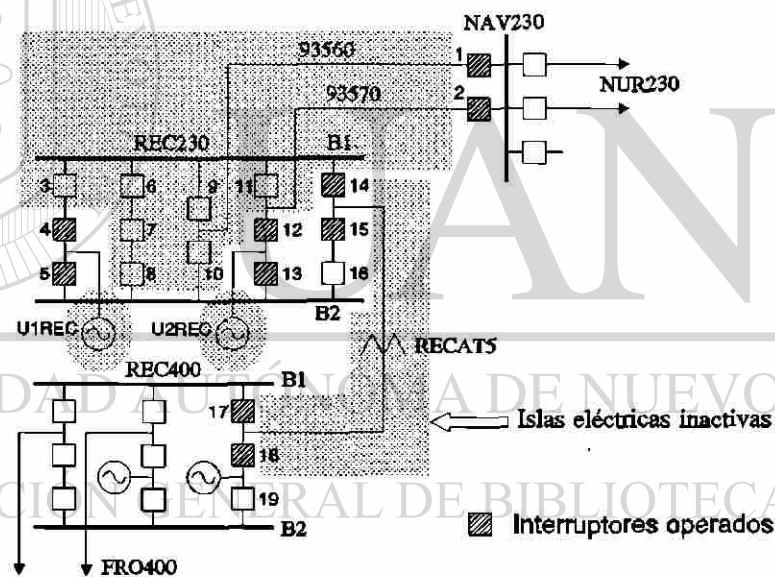


Fig. 5.1. Caso 1 de operación de protecciones

Los resultados de la clasificación de relevadores e interruptores se muestran en la Tablas 5.2 y 5.3 De acuerdo con los índices de factibilidad asociados, se determina que la falla puede haber ocurrido en la línea 93570 ( $I_r=45$ ), resultado que coincide con el elemento donde se planteó la falla en este caso de prueba. Se puede apreciar que la clasificación de interruptores es requerida sólo una vez en el análisis y es independiente del lugar de falla. Es interesante apreciar cómo la operación de la totalidad de los

interruptores adyacentes al autotransformador AT5 se descarta totalmente como alternativa de falla; esto se debe a que la operación de la protección de sobrecorriente de tierra de AT5 manda a operar todos los interruptores, al igual que lo haría su protección diferencial.

Tabla 5.1. Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 1

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Distancia	93570	NAV	2F-93570NAV
Distancia	93560	NAV	2F-93560NAV
Piloto	93570	REC	85-93570REC
Piloto	93570	NAV	85-93570NAV
Secuencia negativa	U1-REC	REC	46-U1-REC
Secuencia negativa	U2-REC	REC	46-U2-REC
Sobrecorriente	REC-AT5	REC	5N-REC-AT5
Interruptores			
NAV93570 <sup>(2)</sup> , REC98270 <sup>(12)</sup> , REC91020 <sup>(13)</sup> , NAV93560 <sup>(1)</sup> , REC98120 <sup>(4)</sup> , REC91010 <sup>(5)</sup> , REC92050 <sup>(14)</sup> , REC98650 <sup>(15)</sup> , RECA2050 <sup>(17)</sup> , RECA8350 <sup>(18)</sup>			

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Tabla 5.2. Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 1

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	I <sub>r</sub>
93570	2F-93570NAV 85-93570NAV 85-93570REC	46-U2REC	2F-93560NAV 5N-RECAT5	46-U1REC	2F-93570REC	45
REC-230-B1	--	2F-93570NAV 2F-93560NAV 5N-RECAT5	46-U2REC 46-U1REC	85-93570NAV 85-93570REC	87-REC230-B1	68
REC-230-B2	--	2F-93560NAV 46-U2REC 46-U1REC	2F-93570NAV 5N-RECAT5	85-93570REC 85-93570NAV	87-REC230-B2	70

Tabla 5.3. Clasificación de la operación de interruptores, caso de prueba 1

Relevador	Operación correcta	Fallo de operación	No operación
2F-93570NAV	NAV93570	--	--
85-93570REC	REC98270	REC93570	NAV93570
85-93570NAV	NAV93570	--	REC93570, REC98270
46-U2REC	REC91020, REC98270	--	--
2F-93560NAV	NAV93560	--	--
5N-RECAT5	REC92050, REC98650 RECA2050, RECA8350	--	--
46-U1REC	REC91010, REC98120	--	--
2F-93570REC	REC98270, REC93570	--	--
87-REC230-B1	REC93520, REC93530 REC93560, REC93570 REC92050	--	--
87-REC230-B2	REC90560, REC92060 REC92070, REC91010 REC91020	--	--

#### 5.4 CASO DE PRUEBA 2

En la Figura 5.2 se describe un caso hipotético de operación de relevadores e interruptores en una parte de la red eléctrica de la subárea Frontera, en el Área de Control Noreste de C.F.E. En la Tabla 5.4 se resume la información de operación de protecciones correspondiente a una falla en la línea 93820. Los resultados obtenidos en este caso se describen en la Tabla 5.5. Se omiten los resultados de la clasificación de interruptores.

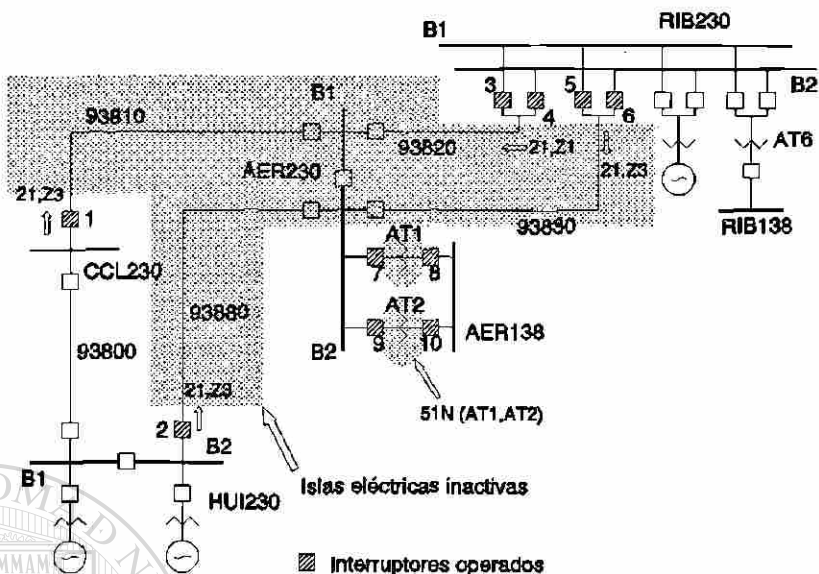


Fig. 5.2. Caso 2 de operación de protecciones

Tabla 5.4. Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 2

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Distancia (Z1)	93820	RIB	2F-93820RIB, Z1
Distancia (Z3)	93830	RIB	2F-93830RIB, Z3
Distancia (Z3)	93880	HUI	2F-93880HUI, Z3
Distancia (Z3)	93810	CCL	2F-93810CCL, Z3
Sobrecorriente	AER-AT1	AER	5N-AER-AT1
Sobrecorriente	AER-AT2	AER	5N-AER-AT2
Interruptores			
RIB93820 <sup>(3)</sup> , RIB90820 <sup>(4)</sup> , RIB93830 <sup>(5)</sup> , RIB90830 <sup>(6)</sup> , HUI93880 <sup>(2)</sup> , CCL93810 <sup>(1)</sup> , AER92010 <sup>(7)</sup> , AER82010 <sup>(8)</sup> , AER92020 <sup>(9)</sup> , AER82020 <sup>(10)</sup>			

Se puede apreciar que la línea 93820, elemento estimado como el lugar de falla más factible, corresponde al elemento donde se planteó la falla originalmente. En este caso particular, se puede observar el efecto de contar no sólo con la información de los relevadores operados, sino también de sus zonas de protección, en el caso de los

relevadores con selectividad relativa. Es claro que la falla seguramente debe corresponder al elemento cuya protección opera por primera zona, en este caso la línea 93820 entre las subestaciones Río Bravo (RIB) y Aeropuerto (AER).

Tabla 5.5. Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 2

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	I <sub>r</sub>
93820	2F-93820RIB	2F-93830RIB 2F-93880HUI 2F-93810CCL	--	5N-AER-AT1 5N-AER-AT2	2F-93820AER	24
93830	2F-93830RIB	2F-93880HUI 2F-93810CCL	--	2F-93820RIB 5N-AER-AT1 5N-AER-AT2	2F-93830AER	26
93810	2F-93810CCL	2F-93830RIB 2F-93880HUI	--	2F-93820RIB 5N-AER-AT1 5N-AER-AT2	2F-93810AER	27
93880	2F-93880HUI	2F-93830RIB 2F-93810CCL	--	2F-93820RIB 5N-AER-AT1 5N-AER-AT2	2F-93880AER	27
AER-AT1	5N-AER-AT1	--	--	2F-93820RIB 2F-93830RIB 2F-93880HUI 2F-93810CCL 5N-AER-AT2	87-AER-AT1	30
AER-AT2	5N-AER-AT2	--	--	2F-93820RIB 2F-93830RIB 2F-93880HUI 2F-93810CCL 5N-AER-AT1	87-AER-AT2	30

## DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Se observa que todos los elementos forman parte de islas inactivas identificadas por el configurador de red. Los autotransformadores AT1 y AT2 de la subestación Aeropuerto (AER), que forman islas eléctricas inactivas, cumplen con los criterios del análisis de zonas de protección de relevadores y la condición de estar ubicados dentro de una isla inactiva, pero son estimados como lugares de falla poco factibles.

### 5.5 CASO DE PRUEBA 3

En la Figura 5.3 se presenta el diagrama unifilar de una sección de la Red Metropolitana de la ciudad de Monterrey (115 kV), en el cual se indica la operación de un conjunto de relevadores e interruptores. Todas las subestaciones mostradas cuentan con arreglo de interruptor sencillo. La operación hipotética de relevadores e interruptores se describe en la Tabla 5.6.

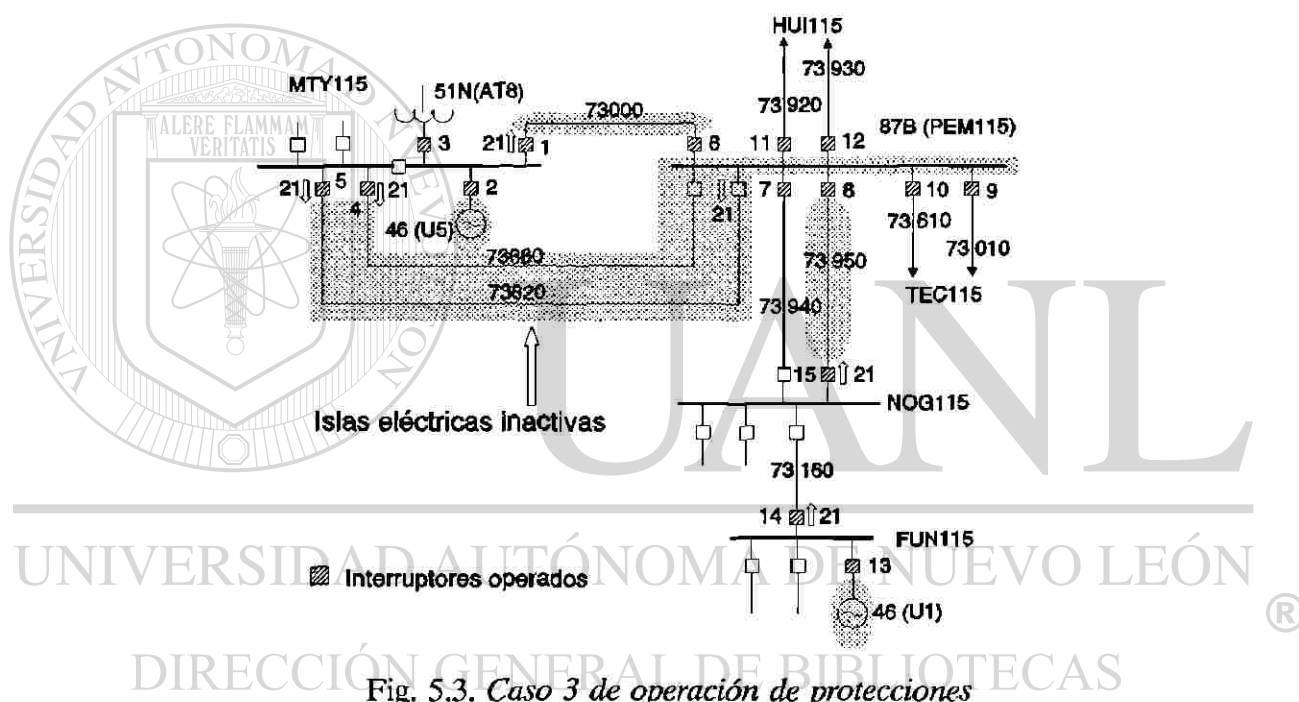


Fig. 5.3. Caso 3 de operación de protecciones

Para este caso se utilizó directamente la información de islas eléctricas inactivas proporcionadas por el configurador de red; los resultados obtenidos para la clasificación de relevadores se describen en la Tabla 5.7. A fin de simplificar los resultados, no se presenta la clasificación de la operación de interruptores.

Se puede apreciar que una falla en la barra PEM-115-B1 es la que justifica en mayor medida la operación de protecciones, ya que su índice de factibilidad es el de menor valor, siendo su árbol de decisión el que presenta el menor número de fallos de



funcionamiento de los esquemas de protección. Se puede observar también que los relevadores ubicados en islas eléctricas distintas con respecto a la ubicación del lugar de falla analizado son clasificados como operaciones incorrectas. Esta situación se ve reflejada en los valores de índice acumulativo calculados para cada alternativa de falla.

Tabla 5.6. Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 3

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Distancia	73000	MTY	2F-73000MTY
Distancia	73660	MTY	2F-73660MTY
Distancia	73820	MTY	2F-73820MTY
Distancia	73160	FUN	2F-73160FUN
Distancia	73950	NOG	2F-73950NOG
Distancia	73820	PEM	2F-73820PEM
Diferencial	PEM-115-B1	PEM	87-PEM-115-B1
Secuencia negativa	U5-MTY	MTY	46-U5-MTY
Secuencia negativa	U1-FUN	FUN	46-U1-FUN
Sobrecorriente	MTY-AT8	MTY	5N-MTY-AT8
Interruptores			
MTY73000 <sup>(1)</sup> , MTY71050 <sup>(2)</sup> , MTY72080 <sup>(3)</sup> , MTY73660 <sup>(4)</sup> , MTY73820 <sup>(5)</sup> , PEM73000 <sup>(6)</sup> , PEM73940 <sup>(7)</sup> , PEM73950 <sup>(8)</sup> , PEM73010 <sup>(9)</sup> , PEM73610 <sup>(10)</sup> , PEM73920 <sup>(11)</sup> , PEM73930 <sup>(12)</sup> , FUN71010 <sup>(13)</sup> , FUN73160 <sup>(14)</sup> , NOG73950 <sup>(15)</sup>			

Por otra parte, observando la operación de interruptores de la Figura 5.3, se aprecia la formación de cinco islas inactivas, constituidas de la forma siguiente:

<u>Isla</u>	<u>Elementos</u>
1	PEM-115-B1, 73820, 73660
2	73000
3	73950
4	U5-MTY
5	U1-FUN

Tabla 5.7. Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 3

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	I <sub>r</sub>
PEM-115-B1	87-PEM-115-B1	2F-73660MTY 2F-73820MTY	--	2F-73000MTY 2F-73160FUN 2F-73950NOG 2F-73820PEM 46-U5-MTY 46-U1-FUN 5N-MTY-AT8	--	45
73820	2F-73820MTY 2F-73820PEM	2F-73660MTY	--	2F-73000MTY 2F-73160FUN 2F-73950NOG 46-U5-MTY 46-U1-FUN 5N-MTY-AT8 87-PEM-115-B1	--	62
73660	2F-73660MTY	2F-73820MTY 2F-73820PEM	--	2F-73000MTY 2F-73160FUN 2F-73950NOG 46-U5-MTY 46-U1-FUN 5N-MTY-AT8 87-PEM-115-B1	2F-73660PEM	66
73000	2F-73000MTY	--	--	2F-73660MTY 2F-73820MTY 2F-73820PEM 2F-73160FUN 2F-73950NOG 46-U5-MTY 46-U1-FUN 5N-MTY-AT8 87-PEM-115-B1	2F-73000PEM	69
73950	2F-73950	--	--	2F-73660MTY 2F-73820MTY 2F-73820PEM 2F-73160FUN 2F-73000MTY 46-U5-MTY 46-U1-FUN 5N-MTY-AT8 87-PEM-115-B1	2F-73950PEM	69

Al analizar los resultados, se aprecia que las alternativas de falla se ubican dentro de las zonas de desconexión. En el caso de los generadores U5-MTY y U1-FUN, estos elementos del sistema de potencia cumplen con la condición de estar ubicados dentro de una zona de desconexión; sin embargo, no se consideran como alternativas de falla

por no cumplir con la condición del índice acumulativo generado en el análisis de las zonas de protección de los relevadores operados.

Para este caso hipotético se consideró como lugar de falla la barra de la subestación Pemex; el caso se complicó incluyendo información de operación de protecciones de respaldo y la operación incorrecta de las protecciones de los generadores U5-MTY y U1-FUN, así como del transformador MTY-AT8. A pesar de esto, la metodología estableció en forma correcta el lugar más seguro de falla, que corresponde en la barra PEM-115-B1.

## 5.6 CASO DE PRUEBA 4

En este caso real se analiza una situación especial, que es la ocurrencia de una segunda falla en el momento de restablecer el sistema de potencia, después de haber ocurrido una falla previa. Este disturbio ocurrió el 24 de Diciembre de 1993 en la Zona Laredo del Area de Control Noreste de CFE. En la Figura 5.4 se presentan los interruptores operados en ambos eventos; en la Tabla 5.8 se amplía esa información.

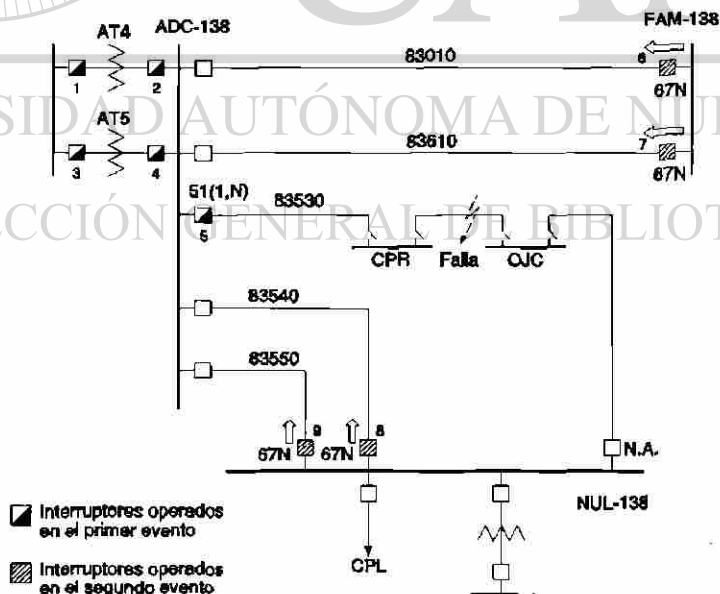


Fig. 5.4. Caso 4 de operación de protecciones

Los resultados correspondientes a esta primera falla se indican en la Tabla 5.9. Se puede apreciar que se infiere una única alternativa de falla, en este caso la línea 83530. Como se trata de una línea radial, no es posible fijar el punto exacto de ocurrencia de la falla, que en realidad está entre las subestaciones CPR y OJC; no obstante, la información generada es suficiente para que el operador del sistema inicie el proceso de restauración. Los autotransformadores de la subestación Arroyo del Coyote (ADC) forman por sí mismos islas eléctricas, que son identificadas por el configurador de red; sin embargo, estos elementos no se consideran alternativas de lugares de falla, por no cumplir con el criterio de las zonas de protección, donde se impone un límite en el índice acumulativo.

Tabla 5.8. Operación de relevadores e interruptores, primera falla, caso de prueba 4

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Diferencial	ADC-AT4	ADC	5N-ADC-AT4
Diferencial	ADC-AT5	ADC	5N-ADC-AT5
Sobrecorriente	83530	ADC	51-83530ADC
Interruptores			
ADC92040 <sup>(1)</sup> , ADC82040 <sup>(2)</sup> , ADC92050 <sup>(3)</sup> , ADC82050 <sup>(4)</sup> , ADC83530 <sup>(5)</sup>			

Tabla 5.9. Clasificación de la operación de relevadores, primera falla, caso de prueba 4

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	I <sub>r</sub>
83530	51-83530ADC	--	--	5N-ADC-AT4 5N-ADC-AT5	--	13

Una vez ocurrida esta primera falla, el operador cerró el interruptor 83530 en la subestación ADC, teniendo los autotransformadores AT4 y AT5 desconectados. En esta situación, la falla seguía presente, lo cual ocasionó la operación de los relevadores direccionales de sobrecorriente en las líneas adyacentes. En la Tabla 5.10 se describe la operación de protecciones para esta segunda falla; se puede observar que no operó el

relevador de sobrecorriente de la línea fallada, tal como ocurrió en la primera.

Con esta nueva condición de falla, el configurador sólo identifica una isla eléctrica, formada por las líneas 83010, 83610, 83540, 83550 y la barra de la subestación Arroyo del Coyote (ADC). Los resultados del diagnóstico se presentan en la Tabla 5.11.

Tabla 5.10. Operación de relevadores e interruptores, segunda falla, caso de prueba 4

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Direccional	83010	FAM	67-83010FAM
Direccional	83610	FAM	67-83610FAM
Direccional	83540	NUL	67-83540NUL
Direccional	83550	NUL	67-83550NUL
Interruptores			
FAM83010 <sup>(6)</sup> , FAM83610 <sup>(7)</sup> , NUL83540 <sup>(8)</sup> , NUL83550 <sup>(9)</sup>			

Tabla 5.11. Clasificación de la operación de relevadores, segunda falla, caso de prueba 4

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	I <sub>r</sub>
83610	67-83610FAM	67-83010FAM 67-83540NUL 67-83550NUL	--	--	67-83610ADC	9
83010	67-83010FAM	67-83610FAM 67-83540NUL 67-83550NUL	--	--	67-83010ADC	9
83540	67-83540NUL	67-83010FAM 67-83610FAM 67-83550NUL	--	--	67-83540ADC	9
83550	67-83550NUL	67-83010FAM 67-83610FAM 67-83540NUL	--	--	67-83550ADC	9
83530	--	67-83010FAM 67-83610FAM 67-83540NUL 67-83550NUL	--	--	51-83530ADC	10
ADC-138-B1	--	67-83010FAM 67-83610FAM 67-83540NUL 67-83550NUL	--	--	87-ADC-138-B1	24

Se puede apreciar que la simetría en la operación de protecciones es uno de los principales problemas en el diagnóstico de ubicación de fallas, cuando no se cuenta con información de las zonas de protección de los relevadores operados. En esta nueva situación, como todas las alternativas de falla están ubicadas dentro de la misma isla eléctrica, es difícil especificar con mayor exactitud el elemento donde ocurrió la falla. En este caso particular, la barra de la subestación ADC puede descartarse, por tener un índice de factibilidad mayor que las otras alternativas de falla.

De aquí se puede concluir la importancia de contar con información adicional sobre los esquemas de protección (recierres, alarmas en interruptores, etc.), de manera que, al incorporarla, se tenga una mayor exactitud en la definición del elemento fallado, especialmente en situaciones como la segunda falla de este caso de prueba. Sin embargo, para esto es necesario aumentar la capacidad de los sistemas de comunicación actualmente instalados en las Areas de Control de la C.F.E.

## 5.7 CASO DE PRUEBA 5

En la Figura 5.5 se muestra una sección de la Red Metropolitana de la ciudad de Monterrey, y la interconexión con una sección de la red de 400 kV a través de la subestación Plaza (PZA). En este caso real, ocurrido el 21 de Abril de 1994, se presentó casi simultáneamente una doble falla, consistente en una falla transitoria en la línea A3760, debida a una descarga atmosférica, y otra en la línea 73360, por un fallo en el aislamiento. En la Tabla 5.12 se desglosa la información de operación de relevadores e interruptores ocurrida en esta situación.

Para esta situación, la salida del configurador de red es la siguiente:

<u>Isla</u>	<u>Elementos</u>
1	A3760
2	PZA-T1
3	PZA-T2
4	73790, 73360, FUG-115-B1

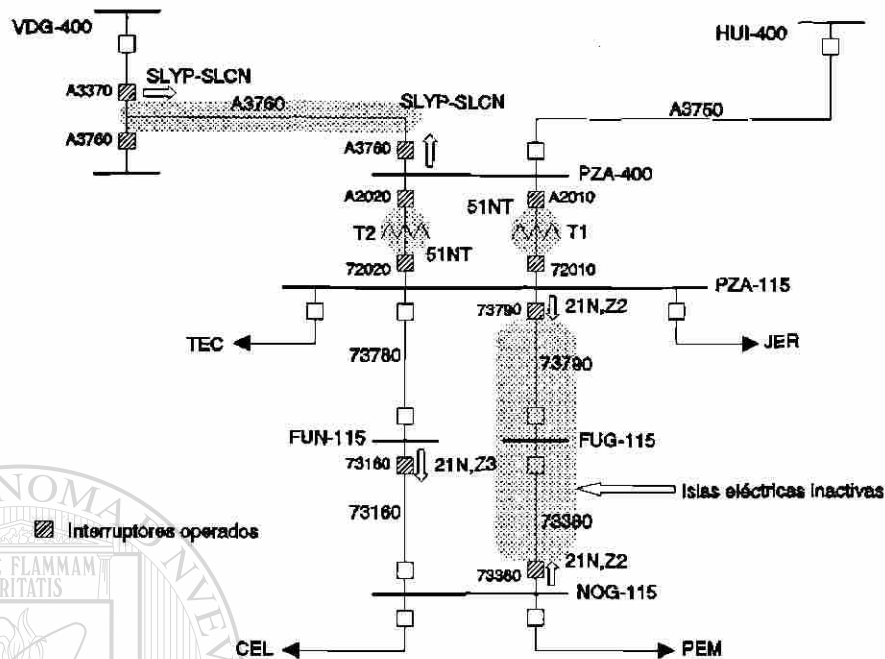


Fig. 5.5. Caso 5 de operación de protecciones

Utilizando esta información conjuntamente con la información de operación de protecciones, el diagnóstico de ubicación de fallas arroja los resultados descritos en la Tabla 5.13. Se puede apreciar que la falla estimada como más factible es la sucedida en la línea A3760; no obstante, la realidad es que ocurrió una doble falla. Esto es debido a que la lógica de ponderación confiere más importancia a la operación de protecciones primarias, que es el caso de la operación del esquema piloto de la línea A3760.

Esta situación se puede presentar siempre que se forme más de una isla eléctrica como consecuencia de la operación de interruptores. Una solución a este conflicto es estimar los lugares de falla más factibles para cada una de las islas eléctricas identificadas por el configurador de red. En base a esto, las tres alternativas de falla presentadas en la Tabla 5.13 pueden considerarse como factibles: la falla en la línea A3760 para la isla 1 y las fallas en las líneas 73360 y 73790 para la isla 4. Esto no significa que cada isla eléctrica es provocada por la existencia de una falla, ya que, en este caso, la operación de los relevadores de sobrecorriente de tierra de los transformadores de la subestación Plaza (PZA) operaron incorrectamente, dando lugar a dos islas eléctricas.



Tabla 5.12. Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 5

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Distancia (Z2)	73790	PZA	2T-73790PZA
Distancia (Z2)	73360	NOG	2T-73360NOG
Distancia (Z3)	73160	FUN	2T-73160FUN
Sobrecorriente	PZA-T1	PZA	5N-PZA-T1
Sobrecorriente	PZA-T2	PZA	5N-PZA-T2
Piloto	A3760	VDG	85-A3760VDG
Piloto	A3760	PZA	85-A3760PZA
Interruptores			
VDGA3370, VDGA3760, PZAA3760, PZAA2020, PZAA2010, PZA72020, PZA72010, PZA73790, NOG73360, FUN73160			

Tabla 5.13. Clasificación de la operación de relevadores, caso de prueba 5

Lugar de falla	Protección primaria	Protección de respaldo	Respaldo de respaldo	Operación incorrecta	Fallo de operación	I <sub>r</sub>
A3760	85-A3760VDG 85-A3760PZA	--	--	2T-73790PZA 2T-73360NOG 2T-73160FUN 5N-PZA-T1 5N-PZA-T2	--	30
73360	2T-73360NOG	2T-73790PZA	--	85-A3760VDG 85-A3760PZA 2T-73160FUN 5N-PZA-T1 5N-PZA-T2	2T-73360FUG	47
73790	2T-73790PZA	2T-73360NOG	--	85-A3760VDG 85-A3760PZA 2T-73160FUN 5N-PZA-T1 5N-PZA-T2	2T-73790FUG	47

Para estos casos, el criterio a seguir es que sólo los elementos que cumplen con la condición de ser un posible lugar de falla (resultante del análisis de zonas de protección y de formar parte de islas eléctricas inactivas) sean tomados en cuenta; si estos elementos están en islas eléctricas diferentes, se debe hacer la especificación de que existe la posibilidad de una doble falla, que pueden ser casi simultáneas y una ser consecuencia

de la otra. Es obvio que no se puede dar explicación de la causa de la doble falla, ya que no se cuenta con información para realizar el análisis correspondiente, además de que se considera que esa no es la función de un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas.

## 5.8 CASO DE PRUEBA 6

A continuación se presenta el caso de una falla de gran magnitud ocurrida el día 19 de Febrero de 1993. Esta consistió en una doble falla no simultánea en las líneas de transmisión entre las subestaciones FRO-400 y VDG-400; el diagrama de la Figura 5.6 muestra la red eléctrica afectada. La complejidad de los arreglos de barra es similar a la del Caso de Prueba 1, por lo que no se muestra en detalle la configuración de las subestaciones.

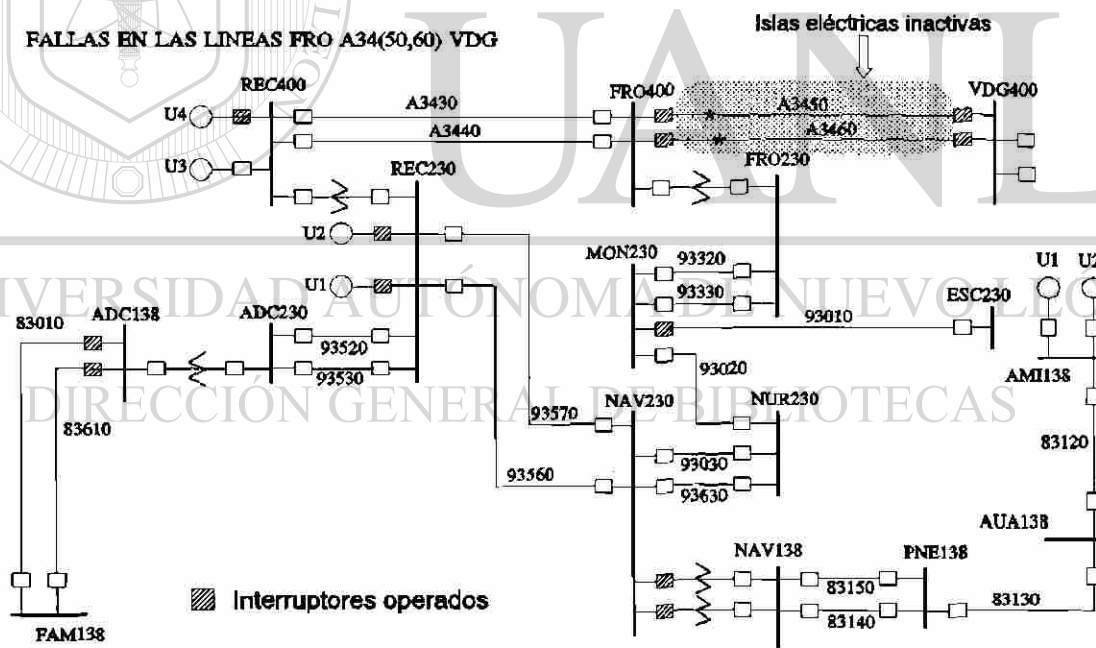


Fig. 5.6. Caso 6 de operación de protecciones

En el informe preliminar de la C.F.E. acerca de este disturbio se especifica la ocurrencia de dos fallas, provocadas por problemas de aislamiento debidos a una fuerte

niebla en la zona metropolitana de Monterrey. La primera falla ocurrió en la línea A3450 y la segunda en la línea paralela A3460, con una diferencia en tiempo de 30 minutos; la ocurrencia de esta segunda falla ocasionó la pérdida de la red de 400 kV entre las subestaciones Frontera (FRO) y Villa de García (VDG), produciéndose una sobrecarga en la red asociada de 230 kV y 138 kV, y ocasionando el disparo de las protecciones de las líneas 93010, 83010 y 83610, así como el disparo de las unidades 1, 2 y 4 de la subestación Río Escondido (REC), estando la unidad 3 fuera de servicio; esto generó una condición de baja frecuencia, que ocasionó la segregación de las subestaciones Nava (NAV), Piedras Negras (PNE), Acuña (AUA), Nueva Rosita (NUR) y Monclova (MON).

Tabla 5.14. Operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 6

Relevadores			
Tipo de relevador	Elemento protegido	Subestación	Código
Distancia	A3450	FRO	2F-A3450FRO
Distancia	A3450	VDG	2F-A3450VDG
Distancia	A3460	FRO	2F-A3460FRO
Distancia	A3460	VDG	2F-A3460VDG
Distancia	93010	MON	2F-93010MON
Distancia	83610	ADC	2F-83610ADC
Distancia	83610	FAM	2F-83610FAM
Distancia	83010	ADC	2F-83010ADC
Piloto	A3450	FRO	85-A3450FRO
Piloto	A3450	VDG	85-A3450VDG
Piloto	A3460	VDG	85-A3460VDG
Disparo transferido	A3450	VDG	94-A3450VDG
Disparo transferido	A3460	FRO	94-A3460FRO
Disparo transferido	A3460	VDG	94-A3460VDG
Disparo transferido	83610	ADC	94-83610ADC
Disparo transferido	83010	ADC	94-83010ADC
Secuencia negativa	U1-REC	REC	46-U1-REC
Secuencia negativa	U2-REC	REC	46-U2-REC
Secuencia negativa	U4-REC	REC	46-U4-REC
Interruptores			
RECA1040, RECA8440, REC91010, REC98120, REC91020, REC98270, ADC83010, ADC83610, MON93010, NAV92020, NAV92030, FROA3450, FROA8350, VDGA3450, VDGA2020, FROA3460, FROA8860, VDGA3460, VDGA8630			

A partir de la descripción anterior se aprecia que se trata de disturbios diferentes, ya que la segunda falla tuvo lugar cuando la línea A3450 estaba fuera de servicio. No obstante, como una prueba para la metodología de análisis de SIDUF-TR, se agrupó la información de protecciones de ambos disturbios en uno solo, eliminado la diferencia en tiempo entre ambos; así, la operación de relevadores e interruptores se presenta en la Tabla 5.14.

A continuación se presentan los resultados de clasificación de relevadores e interruptores para las diferentes alternativas de falla, sin considerar la información de islas eléctricas proporcionada por el configurador de red; la información en ambos casos se agrupa por listas entre corchetes con los mismos criterios utilizados en la Tablas 5.2 y 5.3 para la presentación de los resultados del Caso de Prueba 1. La indicación [] significa que se trata de una clasificación sin elementos.

<u>Elemento</u>	<u>Clasificación de relevadores</u>
NAVAT2	[87-NAVAT2, 5N-NAVAT2], [], [], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], []
93630	[], [], [], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [2F-93630NAV, 67-93630NAV, 2F-93630NUR, 67-93630NUR]
93030	[], [], [], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [2F-93030NAV, 67-93030NAV, 2F-93030NUR, 67-93030NUR]
93560	[], [], [46-U1REC, 46-U2REC], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U4REC], [2F-93560REC, 67-93560REC, 85-93560REC, 2F-93560NAV, 67-93560NAV, 85-93560NAV]

- 93570 [ ], [46-U2REC], [ ], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U4REC], [2F-93570REC, 67-93570REC, 85-93570REC, 2F-93570NAV, 67-93570NAV, 85-93570NAV]
- NAV-230-B1 [87-NAV-230-B1], [ ], [46-U2REC], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U4REC], [ ]
- NAVAT3 [87-NAVAT3, 5N-NAVAT3], [ ], [ ], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [ ]
- 83010 [2F-83010ADC], [2F-83610ADC, 2F-83610FAM], [ ], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [67-83010ADC, 2F-83010FAM, 67-83010FAM]
- 83610 [2F-83610ADC, 2F-83610FAM], [2F-83010ADC], [ ], [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG, 2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG, 2F-93010MON, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [67-83610ADC, 67-83610FAM]
- A3450 [2F-A3450FRO, 85-A3450FRO, 2F-A3450VDG, 85-A3450VDG], [ ], [2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG], [85-A3460VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [67-A3450FRO, 67-A3450VDG]
- A3460 [2F-A3460FRO, 2F-A3460VDG, 85-A3460VDG], [2F-A3450FRO], [2F-A3450VDG], [85-A3450FRO, 85-A3450VDG, 2F-93010MON, 2F-83610ADC, 2F-83610FAM, 2F-83010ADC, 46-U1REC, 46-U2REC, 46-U4REC], [67-A3460FRO, 85-A3460FRO, 67-A3460VDG]

Relevador      Clasificación de interruptores

- 2F-A3450FRO [FROA8350,FROA3450], [ ], [ ]
- 85-A3450FRO [FROA3450,FROA8350,VDGA3450,VDGA2020], [ ], [ ]
- 2F-A3450VDG [VDGA2020,VDGA3450], [ ], [ ]
- 85-A3450VDG [VDGA3450,VDGA2020], [ ], [FROA3450,FROA8350]
- 2F-A3460FRO [FROA8860,FROA3460], [ ], [ ]
- 2F-A3460VDG [VDGA3460,VDGA8630], [ ], [ ]
- 85-A3460VDG [VDGA3460,VDGA8630,FROA3460,FROA8860], [ ], [ ]

2F-93010MON [MON93010], [], []  
 2F-83610ADC [ADC83610], [], []  
 2F-83610FAM [], [FAM83610], []  
 2F-83010ADC [ADC83010], [], []  
 46-U1REC [REC98120,REC91010], [], []  
 46-U2REC [REC98270,REC91020], [], []  
 46-U4REC [RECA8440,RECA1040], [], []  
 67-A3450VDG [VDGA3450,VDGA2020], [], []  
 67-A3450FRO [FROA3450,FROA8350], [], []  
 67-A3460VDG [VDGA3460,VDGA8630], [], []  
 85-A3460FRO [VDGA3460,VDGA8630,FROA8860,FROA3460], [], []  
 67-A3460FRO [FROA8860,FROA3460], [], []  
 2F-83010FAM [FAM83010], [], []  
 67-83010FAM [FAM83010], [], []  
 67-83010ADC [ADC83010], [], []  
 67-83610FAM [FAM83610], [], []  
 67-83610ADC [ADC83610], [], []  
 85-93570REC [REC98270,REC93570,NAV93570], [], []  
 2F-93570REC [REC98270,REC93570], [], []  
 67-93570REC [REC98270,REC93570], [], []  
 85-93570NAV [REC98270,REC93570,NAV93570], [], []  
 2F-93570NAV [NAV93570], [], []  
 67-93570NAV [NAV93570], [], []  
 2F-93630NUR [NUR93630], [], []  
 67-93630NUR [NUR93630], [], []  
 2F-93630NAV [NAV93630], [], []  
 67-93630NAV [NAV93630], [], []  
 85-93560REC [REC90560,REC93560,NAV93560], [], []  
 2F-93560REC [REC90560,REC93560], [], []  
 67-93560REC [REC90560,REC93560], [], []  
 85-93560NAV [REC90560,REC93560,NAV93560], [], []  
 2F-93560NAV [NAV93560], [], []  
 67-93560NAV [NAV93560], [], []  
 2F-93030NUR [NUR93030], [], []

67-93030NUR [NUR93030], [], []  
 2F-93030NAV [NAV93030], [], []  
 67-93030NAV [NAV93030], [], []  
 50-NAV92020 [NAV92030], [NAV93030,NAV93560,NAV93630,NAV93570,NAV82020], []  
 5N-NAVAT3 [NAV92030], [NAV82030], []  
 87-NAVAT3 [NAV92030], [NAV82030], []  
 50-NAV93030 [NAV92020,NAV92030], [NAV93560,NAV93630,NAV93570], []  
 50-NAV93570 [NAV92030,NAV92020], [NAV93030,NAV93630,NAV93560], [REC93570,REC98270]  
 50-NAV93560 NAV92020,NAV92030], [NAV93630,NAV93030,NAV93570], [REC90560,REC93560]  
 50-NAV92030 [NAV92020], [NAV93570,NAV93560,NAV93030,NAV93630,NAV82030], []  
 50-NAV93630 [NAV92030,NAV92020], [NAV93030,NAV93560,NAV93570], []  
 5N-NAVAT2 [NAV92020], [NAV82020], []  
 87-NAVAT2 [NAV92020], [NAV82020], []  
 87-NAV-230-B1 [NAV92030,NAV92020], [NAV93630,NAV93030,NAV93560,NAV93570], []

En este caso se puede apreciar la función del detector de errores de información; analizando la información de interruptores operados no se encuentra una justificación de la operación de los interruptores NAV92030 y NAV92020; como no es posible la operación de un interruptor sin la acción de un relevador y no existe indicio de un disparo manual, el detector supone la operación de los siguientes relevadores:

50-NAV92020

5N-NAVAT3

87-NAVAT3

50-NAV92030

50-NAV93560

50-NAV93030

50-NAV93570

50-NAV93630

87-NAVAT2

5N-NAVAT2

87-NAV-230-B1



Analizando el resultado de la clasificación de relevadores, se puede apreciar que estos relevadores sólo son clasificados como protecciones primarias para aquellos elementos de los cuales los relevadores forman parte del esquema primario de protección. Una ventaja importante del detector de errores de información es la posibilidad de afrontar situaciones en las cuales no se cuenta con toda la información de operación de relevadores, ya sea por problemas en los canales de comunicación o por no estar disponible para ser enviada al centro de control. Esto es común en varias de las Areas de Control de C.F.E.

Los índices de factibilidad calculados por SIDUF-TR para cada una de las alternativas de falla son los siguientes:

A3450	83
83610	96
A3460	99
83010	100
NAVAT2	105
NAVAT3	105
93630	107
93030	107
NAV-230-B1	111
93570	121
93560	127

Se puede apreciar que la alternativa de falla identificada corresponde a la línea A3450, con un índice de factibilidad de 83, lo que coincide con la primera falla ocurrida durante el disturbio real; no obstante, en realidad se tiene la presencia de dos fallas. Analizando la información de los índices de factibilidad, se puede apreciar que es difícil considerar la posibilidad de una segunda falla, debido a la poca diferencia que existe en los índices de factibilidad de las alternativas de falla representadas por las líneas 83610, A3460 y 83010. Esto significa que es necesario tener en cuenta la información de islas

eléctricas para lograr resultados más precisos.

De acuerdo con lo anterior, el proceso de análisis se volvió a realizar, considerando ahora la información de islas eléctricas proporcionada por el configurador de red. Las alternativas de fallas obtenidas son las siguientes:

A3450	83
A3460	99

En ambos casos, las líneas de transmisión forman islas eléctricas inactivas, que son las únicas formadas por la operación de interruptores indicada en la Tabla 5.14. Con este resultado se concluye que los elementos considerados como posibles lugares de falla que estén fuera de la zona de desconexión son ponderados de una forma elevada, de manera que son descartados posteriormente. Esta es una ventaja muy importante, ya que en caso de que se presenten problemas en el configurador de red para conformar las islas eléctricas, se puede trabajar con una sección más grande de la red eléctrica. No obstante, el contar con la información del configurador disminuye el grado de incertidumbre en los resultados, además de mejorar el desempeño en cuanto a capacidad de memoria y tiempo de procesamiento.

Un aspecto importante a resaltar es que el proceso de clasificación de relevadores manipula información de relevadores de fase y de tierra; esto se debe a que no se cuenta con información precisa sobre el tipo de falla. No obstante, ello proporciona un factor de seguridad para la ubicación de la falla, independientemente de si incluye tierra o no; con esto se cubren situaciones en las cuales los relevadores de fase operen en forma incorrecta para fallas a tierra, o viceversa.

## 5.9 ANALISIS DE RESULTADOS

En los casos de prueba presentados se pone de manifiesto la validez de la metodología de diagnóstico de ubicación de fallas, implementada computacionalmente en el sistema SIDUF-TR. Asimismo, se concluye la importancia del detector de errores

de información y del configurador de red, que, al identificar las islas eléctricas, simplifica el proceso de análisis, restringiendo el número de alternativas de falla.

La única situación adversa, presentada en el Caso de Prueba 4, es cuando las alternativas de falla parecen las más lógicas y tienen índices de factibilidad muy similares; en estos casos el resultado no tiene el suficiente grado de certeza, pero se reduce el número de opciones presentadas al operador. No obstante, los índices de factibilidad proporcionan información para establecer otro tipo de respuesta al diagnóstico de ubicación de fallas.

Si los índices de factibilidad de dos lugares de falla son numéricamente muy cercanos, la situación se puede interpretar de las formas siguientes:

- o Posibilidad de que el lugar de falla sea cualquiera de los dos elementos
- o Posibilidad de una doble falla incluyendo ambos elementos
- o Posibilidad de falla en el área de traslape de las zonas de protección de ambos elementos, si son adyacentes

Esta última opción proporciona un nuevo conjunto de alternativas de falla, que deben ser analizadas. En el ejemplo estudiado, la cercanía de los índices de factibilidad pudiera interpretarse como una falla en la zona de traslape de las protecciones de ambos elementos, por ser estos adyacentes. En la metodología propuesta esta opción no está considerada, y debe incluirse en una etapa posterior de desarrollo del sistema SIDUF-TR; para esto es necesario establecer un criterio que determine los casos en que los índices de factibilidad indican la posibilidad de falla en el traslape de las zonas de protección de relevadores.

Por otra parte, si se observa la distribución de la operación de protecciones en el sistema de potencia para los casos estudiados, se concluye que el proceso de diagnóstico considera la aglomeración de protecciones operadas en un punto de la red eléctrica como una posible evidencia de la ubicación del lugar de falla más factible, suponiendo que el resto de las operaciones surgen como consecuencia de ésta; la situación se repite en disturbios de gran magnitud, ya que muchas de las protecciones operan como

consecuencia de una falla y en forma aislada, como ocurre en el Caso de Prueba 6.

Debido a todo lo anterior, se concluye que el diagnóstico de ubicación de fallas de SIDUF-TR cumple con los requisitos necesarios para ser una herramienta de apoyo de tiempo real en la toma de decisiones para los operadores en caso de disturbios, como son:

- o Resultados confiables
- o Mínimo número de alternativas de falla
- o Tiempo de análisis reducido

En este último aspecto, los resultados para cada uno de los casos de operación de protecciones presentados se obtuvieron en un tiempo inferior a los 30 segundos, en una computadora 486/33 MHz. Este tiempo es adecuado para una implementación en tiempo real, ya que el operador demora un tiempo aún mayor en reaccionar ante el disturbio, y sólo entonces necesita la información de salida de SIDUF-TR.

## 5.10 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

1. Las pruebas fuera de línea al sistema SIDUF-TR se realizaron en base a un gran número de casos hipotéticos de operación de protecciones, en los cuales se conoce de antemano el lugar de falla, y de casos reales de operación de protecciones, donde se cuenta con los reportes respectivos de la Comisión Federal de Electricidad.
2. En todos los casos de operación de protecciones, tanto hipotéticos como reales, los resultados de la estimación de lugares de falla arrojados por SIDUF-TR coinciden con los elementos donde se diseñó y realmente ocurrió la falla respectivamente.
3. El nivel de información disponible en los casos analizados de operación de protecciones es diferente para cada caso, lo que sirvió para verificar también la validez de la metodología en condiciones de restricciones de información, como las que existen actualmente en los centros de control de la Comisión Federal de Electricidad.

## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 INTRODUCCION

El desarrollo de sistemas de diagnóstico de ubicación de fallas eficientes y confiables es una de las prioridades a nivel mundial; estos sistemas tienen dos objetivos principales: a) proporcionar una herramienta de apoyo en la toma de decisiones a los operadores con poca experiencia, y b) disminuir los tiempos de restauración de sistemas de potencia ante disturbios. La metodología de análisis de la operación de protecciones propuesta en este trabajo cumple con ambos objetivos, considerando las restricciones de información actualmente existentes en los centros de control, y es computacionalmente fácil de implementar. La metodología fue implementada en el sistema SIDUF-TR, que tiene las características necesarias para ser utilizado como herramienta computacional de tiempo real por los operadores de los centros de control de la Comisión Federal de Electricidad, y cuenta con una estructura computacional eficiente y flexible para seguir creciendo.

#### 6.2 CONCLUSIONES

El objetivo principal de este trabajo fue desarrollar una nueva metodología de análisis de operación de protecciones que sirviera como base para la implementación de un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas. Para ello se tomó en cuenta la gran diversidad de protecciones existentes en los sistemas eléctricos de potencia actuales, su configuración y las restricciones de información existentes en los centros de control.

### 6.2.1 Conclusiones generales

- ◆ El problema del diagnóstico de ubicación de fallas requiere procesar una gran cantidad de información y tener un conocimiento profundo del sistema de potencia y de los diferentes esquemas de protección. Los sistemas basados en conocimiento representan una buena alternativa para esta tarea, por la posibilidad de tener disponible en todo momento un conocimiento equivalente al de un operador experimentado y la capacidad necesaria para procesar grandes volúmenes de información.

### 6.2.2 Conclusiones sobre la determinación de posibles lugares de falla

- ◆ La determinación de los posibles lugares de falla dentro de la zona de desconexión se realiza en base al análisis de las zonas de protección de relevadores operados y la información de islas eléctricas inactivas proporcionadas por un configurador de red. Los elementos considerados como posibles lugares de falla deben cumplir con dos condiciones: tener un índice acumulativo asociado de valor mayor que un límite establecido, y formar parte de una isla eléctrica inactiva.
- ◆ Es necesario incluir un detector de errores de información para inferir la operación de relevadores no reportada por el sistema SICTRE, cuando se tiene la situación de interruptores cuya operación no es justificada por la operación de ningún relevador asociado al interruptor. Una ventaja de la utilización del detector de errores es la posibilidad de admitir restricciones de información en casos de operación de protecciones, de tal forma que el límite mínimo es la disponibilidad de solamente la información de operación de interruptores.
- ◆ La inclusión de información de la operación de relevadores por parte del detector asegura que el proceso de análisis no descarte ningún elemento que tenga una alta posibilidad de ser el lugar de falla correcto.

### 6.2.3 Conclusiones sobre la formación de árboles de clasificación

- ◆ Se propone una estructura en forma de árbol de decisión para clasificar la operación de relevadores e interruptores en dependencia de los lugares de falla estimados; en esta estructura, la raíz del árbol representa el elemento considerado como lugar de falla; en el segundo nivel se clasifica la operación de relevadores y en el tercer nivel se clasifica la operación de interruptores.
- ◆ Los procesos de clasificación de relevadores e interruptores son independientes de la configuración del sistema de potencia; la formación de los árboles de clasificación se realiza de modo que la estructura de clasificación de los relevadores depende del lugar de falla considerado. Por el contrario, la clasificación de los interruptores depende exclusivamente del relevador, sin importar como haya sido clasificado éste.
- ◆ Los criterios de clasificación se establecen en base al concepto de zonas de protección de relevadores, bajo la consideración de que los alcances de las protecciones no varían en dependencia de las condiciones operativas de la red.

### 6.2.4 Conclusiones sobre la aplicación de índices de factibilidad

- ◆ A partir de los árboles de clasificación formados para cada una de las alternativas de falla, se calcula un índice de factibilidad. Este índice es una medida de la posibilidad de que un elemento del sistema de potencia sea un lugar de falla, en base al número de fallos de funcionamiento de los esquemas de protección, información disponible en los árboles de clasificación para cada lugar de falla. Por tanto, el índice de factibilidad de menor valor corresponde al elemento donde seguramente ocurrió la falla.
- ◆ En el cálculo de los índices de factibilidad se utilizan factores de ponderación de relevadores e interruptores; estos factores son heurísticos y están basados en la frecuencia con que operan los relevadores e interruptores en un sistema eléctrico de potencia, de tal forma que, mientras mayor es el factor de ponderación, la frecuencia de operación es menor.



### 6.2.5 Conclusiones sobre el prototipo de SIDUF-TR y su validación

- ◆ Se desarrolló un prototipo del sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas (SIDUF-TR), en base a la metodología propuesta en este trabajo de investigación. Su implementación en tiempo real se llevará a cabo en el Centro de Control del Area de Control Noreste de la Comisión Federal de Electricidad de México. Una ventaja de SIDUF-TR es proporcionar buenos resultados con las restricciones actuales de información en los Centros de Control de Area, y de potencialmente dar aún mejores resultados si se disponible de mayor información.
- ◆ La secuencia de operación en tiempo real de SIDUF-TR, encaminada a realizar un análisis más eficiente de la información, incluye criterios para descartar información errónea de operación de protecciones debido a oscilaciones de potencia, considerando de esta manera sólo la información necesaria para el diagnóstico de ubicación de fallas. La secuencia incluye también un criterio de arranque automático de SIDUF-TR a partir de cualquier disparo de un interruptor, excluyendo el disparo manual. La forma de almacenar los datos del disturbio da la posibilidad de considerar disturbios consecutivos en el sistema de potencia.
- ◆ Los casos de operación de protecciones analizados por SIDUF-TR confirman la validez de la metodología propuesta en el trabajo. Las alternativas de falla obtenidas coinciden en general con las esperadas para los casos hipotéticos, y con las dadas en los reportes de la C.F.E. sobre los eventos reales. Además, se demuestra que el comportamiento de SIDUF-TR cumple con los tres requisitos básicos para su implementación en tiempo real:
  - Resultados confiables
  - Mínimo número de alternativas de falla
  - Tiempo de análisis reducido
- ◆ La plataforma computacional de SIDUF-TR debe ser muy eficiente y flexible, para permitir su desarrollo ulterior. Esto significa que a medida que desaparezcan las restricciones de información en los centros de control, deberá mejorarse la eficiencia de SIDUF-TR.

### 6.3 APORTACIONES

A continuación se enumeran las aportaciones fundamentales del trabajo de investigación reportado en la presente tesis:

- El diseño de árboles de clasificación en base a criterios generales de operación de relevadores e interruptores, que describen la forma en que operan las protecciones durante un disturbio en el sistema de potencia, independientemente de la configuración del sistema de potencia y de los esquemas de protección.
- La definición de un índice heurístico de factibilidad, que permite establecer cuál de los elementos dentro de la zona de desconexión es donde más probablemente ocurrió la falla. Esto incluye los factores de ponderación de relevadores e interruptores, asignados heurísticamente en base a la frecuencia con que estos dispositivos operan.
- El desarrollo de un prototipo del Sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Tiempo Real (SIDUF-TR), que toma en cuenta las restricciones actuales de información en los centros de control de la Comisión Federal de Electricidad, y que dispone de una estructura computacional altamente modular que permite modificaciones y extensiones en forma rápida y eficiente.
- El establecimiento de un conjunto de criterios para la determinación de las zonas de protección de relevadores, aplicables en cualquier sistema de potencia independientemente de su configuración, como primera fase en el desarrollo de criterios generales para la definición de zonas de protección dinámicas en los relevadores.
- La combinación del análisis de las zonas de protección de relevadores operados y la información de islas eléctricas proporcionada por un configurador de red para determinar los elementos del sistema de potencia considerados como posibles lugares de falla.

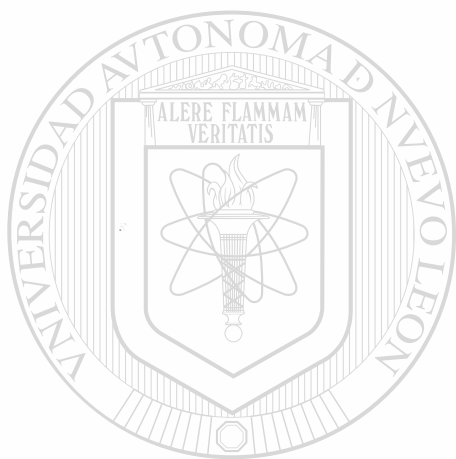
- El desarrollo de un detector de errores de información, que identifica operaciones no justificadas de los interruptores reportados como operados; la lógica del detector consiste en suponer la operación de un conjunto de relevadores, presuponiendo errores en los canales de comunicación. Esto asegura el no descartar ningún posible lugar de falla durante el análisis.
- El establecimiento de criterios de análisis para discriminar información errónea de operación de protecciones debido a oscilaciones de potencia.
- La definición de una lógica de operación en tiempo real para SIDUF-TR, que contempla el análisis de una secuencia de disturbios en el sistema de potencia, independientemente del tiempo de separación entre ellos.

#### 6.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

En base a los resultados obtenidos, se recomienda continuar investigando en los siguientes aspectos, a fin de mejorar aún más el funcionamiento de SIDUF-TR en condiciones de operación en tiempo real:

- Modelación de los alcances de protecciones considerando los efectos de fuente intermedia, que causan subalcances y sobrealcances para diferentes condiciones de operación en protecciones con selectividad relativa.
- Definición de los criterios para la determinación de las zonas de protección para tipos de protecciones no consideradas en la versión actual del sistema. Entre ellas pueden mencionarse: protecciones contra pérdida de excitación y potencia inversa en generadores, y protecciones de reactores.
- Definición de criterios para establecer alternativas de falla en los traslapes de las zonas de protección de relevadores de elementos adyacentes, en los casos de similitud de índices de factibilidad.
- Desarrollo de la lógica necesaria para utilizar información sobre tiempos de operación y secuencias de operación de los esquemas de protección como medio para discriminar entre distintas alternativas de falla.

- Definición de criterios de ubicación de fallas en base a la información proporcionada por los equipos digitales, que registran la distancia eléctrica hasta el punto donde ocurre la falla, entre los que pueden mencionarse los localizadores de fallas y algunos osciloperturbógrafos y relevadores digitales.
- Definición de criterios heurísticos de ubicación de fallas en base a la experiencia de los operadores de los centros de control. Estos criterios pueden ser útiles para la identificación de lugares de falla factibles en condiciones de falta de información o de simetría en la operación de protecciones.



# UANL

---

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

## REFERENCIAS

- [1] C. R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*. New York: John Wiley, 1956.
- [2] T. E. Dy Liacco, and T. J. Kraynak, "Processing by Logic Programming of Circuit-Breaker and Protective Relaying Information," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 2, February 1969, pp. 171-175.
- [3] J. L. Blackburn, *Applied Protective Relaying*. Newark, N.J.: Westinghouse Electric Corporation, 1979.
- [4] Y. H. Pao, and Se-Young Oh, "A Rule-Based Approach to Electric Power Systems Security Assessment," *Proc. IEEE Conf. Pattern Recognition and Image Processing*, Dallas, TX, 1981.
- [5] R. E. Shannon, R. Mayer, and H. H. Adelsberger, "Expert Systems and Simulation," *Simulation*, June 1985, pp. 275-284.
- [6] B. F. Wollenberg, "Feasibility Study for an Energy Management System Intelligent Alarm Processor," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 1, no. 2, May 1986, pp. 241-247.
- [7] T. Munakata, "Procedurally Oriented Programming Techniques in Prolog," *IEEE Expert*, Summer 1986, pp. 41-47.
- [8] S. N. Talukdar, E. Cardozo, and T. Perry, "The Operator's Assistant - An Intelligent, Expandable Program for Power System Trouble Analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 1, no. 3, August 1986, pp. 182-187.
- [9] C. Fukui, and J. Kawakami, "An Expert System for Fault Section Estimation Using Information from Protective Relays and Circuit Breakers," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 1, no. 4, October 1986, pp. 83-90.
- [10] C. Williams, "Expert Systems, Knowledge Engineering, and AI Tools - An Overview," *IEEE Expert*, Winter 1986, pp. 66-70.

- [11] R. P. Schulte, S. L. Larsen, G. B. Sheble, J. N. Wrubel, and B. F. Wollenberg, "Artificial Intelligence Solutions to Power System Operating Problems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 2, no. 4, November 1987, pp. 920-926.
- [12] B. F. Wollenberg, and T. Sakaguchi, "Artificial Intelligence in Power System Operations," *Proceedings of the IEEE*, no. 12, December 1987, pp. 1678-1685.
- [13] J. L. Blackburn, *Protective Relaying*. New York: Marcel Dekker, 1987.
- [14] E. Cardozo, and S. N. Talukdar, "A Distributed Expert System for Fault Diagnosis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 2, May 1988, pp. 641-646.
- [15] J. J. Keronen, "An Expert System Prototype for Events Diagnosis and Real-Time Operation Planning in Power System Control," *IEEE PES Summer Power Meeting*, paper SM 667-8, 1988.
- [16] M. Prais, and A. Bose, "A Topology Processor that Tracks Network Modifications Over Time," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 3, August 1988, pp. 992-998.
- [17] G. T. Vuong, and G. Paris, "Rule-Based Relay Modelling for Transient Stability Studies," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 3, August 1988, pp. 1306-1309.
- [18] G. Brauner, and K. H. Witte, "New Approaches for Computer Aided Distance Protection Setting and Possibilities for its Integration into Control Centers," *International Conference on Large High Voltage Electric Systems CIGRE*, 1988 Session, paper 34-13.
- [19] F. Hein, and G. Schellstede, "Use of Expert Systems in Energy Control Centers," *International Conference on Large High Voltage Electric Systems CIGRE*, 1988 Session, paper 39-15.
- [20] E. D. Tweed, *Knowledge-Based Systems for Electric Utility Operation Using the PROLOG Language*. Final Report: EPRI Research Project EL-5666, 1988.
- [21] C. C. Liu, and M. J. Damborg, *Development of Expert Systems as On-Line Power System Operational Aids*. Final Report: EPRI Research Project EL-5635, 1988.
- [22] 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 Trans. on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, April 1989, pp. 978-985.

- [23] Z. Z. Zhang, G. S. Hope, and O. P. Malik, "Expert Systems in Electric Power Systems-A Bibliographical Survey," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 4, no. 4, October 1989, pp. 1355-1362.
- [24] E. H. Groundwatwer, D. B. Kirk, A. E. Murray, R. H. Stottler, and D. D. Dodd, *The EPRI Knowledge Acquisition Workshop Handbook*. Final Report: EPRI Research Project NP-6240, 1989.
- [25] H. J. Altuve, *Protección de Redes Eléctricas*. Monterrey, México: CFE-UANL, Febrero 1990.
- [26] B. Jeyasurya, S. S. Venkata, S. V. Vadari, and J. Postforoosh, "Fault Diagnosis Using Substation Computer," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 5, no. 2, April 1990, pp. 1195-1201.
- [27] E. Vázquez, *Sistema Basado en Conocimiento para el Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis de Maestría, DIE-UANL, 1990.
- [28] R. Ríos, *Reactive Reserve Management in the Operational Planning of Power Systems*. PhD Thesis, Imperial College of Science, Technology & Medicine, 1990.
- [29] T. S. Dillon, and M. A. Laughton, *Expert System Applications in Power Systems*. Englewood, N.J.: Prentice Hall, 1990.
- [30] H. J. Altuve, H. Salinas, E. H. García, y J. P. Alanís, "Operación de los Relevadores de Distancia durante Oscilaciones de Potencia: Análisis de un Caso Real," *Memoria Técnica del LATINCON-90, IEEE Sección Monterrey*, Monterrey, Nuevo León, Septiembre-Octubre 1990, Tomo II.
- [31] N. Singh, and H. Glavitsch, "Detection and Identification of Topological Errors in On-Line Power System Analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, no. 1, February 1991, pp. 324-331.
- [32] K. Kawahara, H. Sasaki, J. Kubokawa, M. Kitagawa, and H. Sugihara, "Construction of Expert System for Transmission Line Protection," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 295-299.



- [33] K. H. Kim, and J. K. Park, "Application of Hierarchical Neural Network to Fault Diagnosis of Power System," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 323-327.
- [34] T. Minakawa, J. Sugawara, J. Kobayashi, Y. Ichikawa, M. Kunugi, H. Hara, H. Anraku, K. Shimada, M. Utsunomiya, and K. Kasuya, "Requirement of On-Line Data for Configuration of an Advanced Integrated Fault Detection Expert System," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 579-586.
- [35] C. Yang, H. Okamoto, A. Yokoyama, and Y. Sekine, "Expert System for Fault Section Estimation of Power System Using Time Sequence Information," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 587-594.
- [36] K. S. Swarup, and H. S. Chandrasekharaiah, "Fault Detection and Diagnosis of Power Systems Using Artificial Neural Networks," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 609-614.
- [37] A. G. Jongepier, H. E. Dijk, and L. van der Sluis, "Neural Networks Applied to Alarm Processing," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 615-621.
- [38] X. Wang, and T. Dillon, "A Second Generation Expert System for Fault Diagnosis," *Proceedings of Third Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, April 1991, pp. 751-756.
- [39] Y. Sekine, Y. Akimoto, M. Kunugi, C. Fukui, and S. Fukui, "Fault Diagnosis of Power Systems," *Proceedings of the IEEE*, no. 5, may 1992, pp. 673-683.
- [40] IEEE Committee Report, "Computer Aided Coordination of Line Protection Schemes," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 6, no. 2, April 1991, pp. 575-583.
- [41] C. A. Protopapas, K. P. Psaltiras, and A. V. Machias, "An Expert System for Substation Fault Diagnosis and Alarm Processing," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 6, no. 2, April 1991, pp. 648-655.

- [42] B. Valiquette, G. L. Torres, and D. Mukhedkar, " An Expert System Based Diagnosis and Advisor Tool for Teaching Power System Operation Emergency Control Strategies," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. 3, August 1991, pp. 1315-1322.
- [43] E. Vázquez, O. Chacón, y H. Altuve, "Sistema Basado en Conocimiento para la Estimación del Lugar de Falla a Partir de la Operación de Protecciones," *Memoria Técnica del I Simposio Latinoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Santa Clara, Cuba, Octubre 1991.
- [44] S. H. Horowitz, and A. G. Phadke, *Power System Relaying*. Taunton, Somerset: Research Studies Press, 1992.
- [45] T. Kimura, S. Nishimatsu, Y. Ueki, and Y. Fukuyama, "Development of an Expert System for Estimating Fault Section in Control Center Based on Protective System Simulation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, no. 1, January 1992, pp. 167-172.
- [46] R. P. Graziano, V. J. Kruse, and G. L. Rankin, "Systems Analysis of Protection System Coordination: A Strategic Problem for Transmission and Distribution Reliability," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, no. 2, April 1992, pp. 720-726.
- [47] J. P. Steiner, W. L. Weeks, and H. W. Ng, " An Automated Fault Locating System," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 7, no. 2, April 1992, pp. 967-978.
- [48] F. Eickhoff, E. Handschin, and W. Hoffmann, " Knowledge Based Alarm Handling and Fault Location in Distribution Networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, no. 2, May 1992, pp. 770-776.
- [49] J. R. McDonald, G. M. Burt, and D. J. Young, "Alarm Processing and Fault Diagnosis Using Knowledge Based System for Transmission and Distribution Network Control," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, no. 3, August 1992, pp. 1292-1298.
- [50] E. Vázquez, L. D. Aréchiga, O. Chacón, y H. Altuve, "Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Tiempo Real en Sistemas Eléctricos de Potencia," *Memoria Técnica de la Sexta Reunión de Verano, Capítulo de Potencia, IEEE Sección México*, Acapulco, Gro., Julio 1993, Tomo I, pp. 49-55.

- [51] M. Kezunović, P. Spasojević, C. W. Fromen, and D. R. Sevcik, "An Expert System for Transmission Substation Event Analysis," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 8, no. 4, October 1993, pp. 1942-1949.
- [52] E. Vázquez, O. Chacón, y H. Altuve, "Sistema de Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Tiempo Real," *Memoria Técnica del II Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Monterrey, N.L., México, Noviembre 1993, pp. 202-214.
- [53] H. T. Yang, W. Y. Chang, and C. L. Huang, "A New Neural Networks Approach to On-Line Fault Section Estimation Using Information of Protective Relays and Circuit Breakers," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 9, no. 1, January 1994, pp. 220-230.
- [54] Z. Yongli, Y. H. Yang, B. W. Hogg, W. Q. Zhang, and S. Gao, "An Expert System for Power Systems Fault Analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, no. 1, February 1994, pp. 503-509.
- [55] J. P. Bernard, and D. Durocher, "An Expert System for Fault Diagnosis Integrated in Existing SCADA Systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, no. 1, February 1994, pp. 548-554.
- [56] M. P. Wagenbauer, and W. Nejdí, "Integrating Model-Based and Heuristic Features in a Real-Time Expert System," *IEEE Expert*, August 1993, pp. 12-18.
- [57] E. Vázquez, O. Chacón y H. Altuve, "Un Nuevo Enfoque en el Análisis de la Operación de Protecciones para el Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Sistemas de Potencia," *Memoria Técnica de la Séptima Reunión de Verano, Capítulo de Potencia, IEEE Sección México*, Acapulco, Gro., Julio 1994, Tomo II, pp. 206-214.
- [58] E. Vázquez, O. Chacón y H. Altuve, *Manual Técnico de SIDUF-TR*. DIE-UANL, Noviembre 1994.

