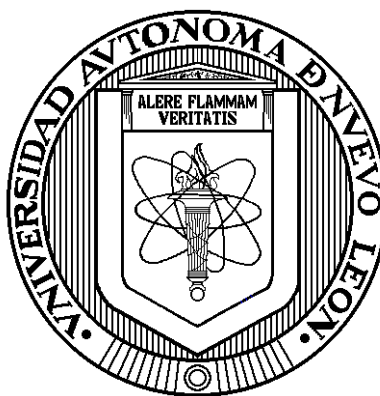


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

P R E S E N T A:

RICARDO ROSAS MOLINA

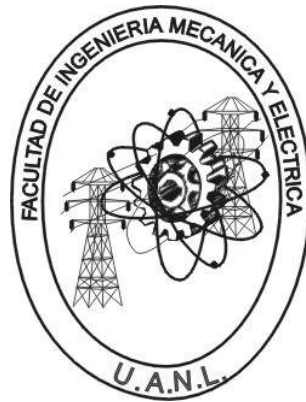
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.

JULIO DEL 2008

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE
FALLAS EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

P R E S E N T A:

RICARDO ROSAS MOLINA

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.

JULIO DEL 2008

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Postgrado

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, realizada por el alumno Ricardo Rosas Molina, matrícula 1436741, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de Ingeniería Eléctrica con especialidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

El Comité de Tesis

Asesor
Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Coasesor
Dr. Arturo Conde Enríquez

Coasesor
Dr. Oscar L. Chacón Mondragón

Vo. Bo.
Dr. Guadalupe Alan Castillo Rodríguez
División de Estudios de Posgrado

San Nicolás de los Garza N. L., Julio del 2008

*Para quienes siempre han estado
a mi lado en todo momento de mi vida, y con su amor
han guiado mi camino, para quienes no existe condiciones
para escucharme y apoyarme cuando necesito.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darle vida y salud a mis seres queridos y por brindarme la oportunidad de estudiar, así como culminar mis estudios de maestría

A mi familia por estar siempre a mi lado, gracias por su apoyo sin ustedes nunca hubiera llegado a la culminación de esta etapa de mi vida.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez por su paciencia, apoyo y haberme permitido trabajar a su lado, por ser más que un asesor, gracias.

Al Dr. Arturo Conde Enríquez y al Dr. Oscar L. Chacón Mondragón, por sus comentarios y recomendaciones hacia este trabajo.

A los profesores del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, por compartir sus conocimientos, experiencias y valores

A mis compañeros de la maestría por su amistad y apoyo Félix, Juan Antonio, Luis Alonso, Mario, Néstor y Roberto, y muchos más que han estado junto con nosotros.

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

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado para la realización de este trabajo.

RESUMEN

METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Publicación No. ____

Ricardo Rosas Molina, M.C. en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León, 2008

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

El constante crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia derivado del incremento en la demanda energética mundial, ha traído como consecuencia una mayor complejidad en la operación y control de las redes eléctricas. Una de las tareas más afectada por esta situación es la operación de los sistemas eléctrica frente a la presencia de fallas, donde la primera labor a realizar por parte del personal de operación de la red es la pronta ubicación del lugar de falla dentro del sistema. En el presente 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.

El objetivo de este trabajo de tesis es describir una metodología de análisis de operación de protecciones como base para el desarrollo de un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas, que permita estimar los posibles lugares de falla dentro del sistema así como una justificación de la operación de las protecciones ante un disturbio como apoyo a los operadores de los Centros de Control de Energía.

La metodología está diseñada para utilizar distintos tipos de información, discreta, continua y controles. Sin embargo, en el desarrollo de la presente etapa de la metodología propuesta se hace uso exclusivamente de la información de tipo discreta de los estados de interruptores y operación de relevadores, así como de la conectividad de los elementos de la red. La metodología de análisis consiste en determinar el grupo de elementos donde pudo haber ocurrido la falla, utilizando las zonas de cobertura de las protecciones asociadas a los interruptores operados. Posteriormente, estas alternativas de falla se ordenan en forma descendente de posibilidad utilizando índices de clasificación y análisis basados en lógica difusa.

ÍNDICE

| | |
|---|------------|
| <i>Agradecimientos</i> | <i>iv</i> |
| <i>Resumen</i> | <i>v</i> |
| <i>Índice figuras</i> | <i>vii</i> |
| <i>Índice tablas</i> | <i>x</i> |
| | |
| Capítulo 1. Introducción | 1 |
| 1.2 Motivación | 4 |
| 1.3 Antecedentes | 5 |
| 1.3.1 Desarrollo histórico de los sistemas basados en conocimiento para el diagnóstico de ubicación de fallas | 6 |
| 1.4 Objetivo de la tesis | 12 |
| 1.5 Alcances | 14 |
| 1.6 Estructura de la tesis | 15 |
| | |
| Capítulo 2. Problemas asociados al diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia | |
| 2.1 Introducción | 17 |
| 2.2 Problemática del diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia | 18 |
| 2.3 Esquemas de protección | 20 |
| 2.4 Criterios para la determinación de las zonas de protección | 24 |
| 2.5 Conclusiones del capítulo | 29 |
| | |
| Capítulo 3. Estimación de elementos candidatos | |
| 3.1 Introducción | 31 |
| 3.2 Identificador de trayectorias | 32 |

| | | |
|-----|-----------------------------------|----|
| 3.3 | Selección de elementos candidatos | 38 |
| 3.4 | Conclusiones del capítulo | 42 |

Capítulo 4. Evaluación de la operación de interruptores y relevadores

| | | |
|-------|--|----|
| 4.1 | Introducción | 44 |
| 4.2 | Evaluación de la operación de interruptores | 44 |
| 4.2.1 | Clasificación de operación de interruptores | 45 |
| 4.2.2 | Índices de posibilidad | 48 |
| 4.2.3 | Evaluación de índices de posibilidad y presentación de resultados con información de interruptores | 50 |
| 4.3 | Evaluación de operación de relevadores | 52 |
| 4.3.1 | Clasificación de relevadores | 52 |
| 4.3.2 | Evaluación de niveles de certidumbre | 55 |
| 4.4 | Conclusiones del capítulo | 59 |

Capítulo 5. Validación de la metodología para el diagnóstico de ubicación de fallas

| | | |
|-----|---------------------------|----|
| 5.1 | Introducción | 61 |
| 5.2 | Metodología de validación | 61 |
| 5.3 | Caso de prueba 1 | 63 |
| 5.4 | Caso de prueba 2 | 66 |
| 5.5 | Caso de prueba 3 | 69 |
| 5.6 | Caso de prueba 4 | 73 |
| 5.7 | Conclusiones del capítulo | 75 |

Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones

| | | |
|-----|---------------------------------------|----|
| 6.1 | Introducción | 77 |
| 6.2 | Conclusiones | 77 |
| 6.3 | Aportaciones | 79 |
| 6.4 | Recomendaciones para trabajos futuros | 80 |

| | |
|--|----|
| REFERENCIAS | 81 |
| APÉNDICE | |
| A. Nomenclatura utilizada en la C.F.E. para la denominación de elementos del S.E.P. y equipos | 84 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | |
|------|---|----|
| 1.1 | Estructura general de un centro de control de energía (CCE). | 2 |
| 1.2 | Metodología de análisis de la operación de protecciones. | 13 |
| 2.1 | Ejemplo ilustrativo del diagnóstico de ubicación de fallas | 19 |
| 2.2 | Diagrama unifilar de un sistema de potencia que muestra las zonas de protección primaria. | 21 |
| 2.3 | Ejemplo de protección con selectividad absoluta. | 22 |
| 2.4 | Variación del alcance de las protecciones con selectividad relativa. | 23 |
| 2.5 | Extensión de las zonas de protección a través de subestaciones con arreglo de barra de doble interruptor y medio. | 25 |
| 2.6 | Escalonamiento de zonas de protección de relevadores de distancia. | 26 |
| 2.7 | Escalonamiento de zonas de protección de relevadores direccional de sobrecorriente de fase y tierra. | 27 |
| 3.1 | Simplificación topológica por eliminación de cuchillas. | 33 |
| 3.2a | Escenarios para la identificación de interruptores primarios, a) línea de transmisión. | 34 |
| 3.2b | Escenarios para la identificación de interruptores primarios, b) grupo generador-transformador. | 34 |
| 3.3 | Escenario para la identificación de interruptores de respaldo remoto | 35 |

| | | |
|-----|---|----|
| 3.4 | Escenario para la identificación de interruptores de respaldo local, (línea de transmisión). | 36 |
| 3.5 | Escenario para la identificación de interruptores de respaldo local, (transformador). | 36 |
| 3.6 | Proceso de identificación de trayectorias para el elemento LT-73000. | 37 |
| 3.7 | Estructura del Identificador de Trayectoria. | 38 |
| 3.8 | Árbol causa-efecto para la operación del interruptor AAA-73020 | 40 |
| 3.9 | Ejemplo de la identificación de elementos candidatos. | 41 |
| 4.1 | Área de desconexión generada por una operación correcta de interruptores. | 45 |
| 4.2 | Área de desconexión generada por fallos de operación en las protecciones. | 46 |
| 4.3 | Área de desconexión generada por la operación correcta de interruptores. | 46 |
| 4.4 | Caso de operación de protecciones. | 48 |
| 4.5 | Estructura de análisis difuso para la información de relevadores. | 56 |
| 4.6 | Representación del cálculo de defuzzificación de información de relevadores del elemento 73000 de la Fig. 4.4. | 58 |
| 5.1 | Estructura de construcción de las base de datos de prefalla y postfalla. | 62 |
| 5.2 | Diagrama unifilar de la subárea Frontera en el Área de Control Noreste de C.F.E. | 63 |
| 5.3 | Diagrama unifilar de la subárea Coahuila en el Área de Control Noreste de C.F.E.; condición de falla ocurrida el 19/ febrero/ 1993. | 68 |

| | | |
|-----|---|----|
| 5.4 | Diagrama unifilar de la subárea Saltillo en el Área de Control Noreste de C.F.E.; condición de falla ocurrida el 07/ enero/ 2007. | 71 |
| 5.5 | Diagrama unifilar de la subárea Tampico en el Área de Control Noreste de C.F.E. | 74 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|-----|--|----|
| 1.1 | Niveles de información en los CCE. | 14 |
| 2.1 | Zonas de protección de distancia de fase y tierra. | 26 |
| 2.2 | Zonas de protección direccional de sobrecorriente de fase y tierra. | 27 |
| 3.1 | Estructura de la base de datos de trayectorias para el elemento LT-73000. | 37 |
| 3.2 | Elementos bajo cobertura de los interruptores operados. | 41 |
| 3.3 | Tabla de verificación de estados de interruptores a través de las trayectorias de elemento candidato LT-73000. | 42 |
| 4.1 | Clasificación de la operación interruptores a través de las trayectorias del elemento candidato LT-73000. | 48 |
| 4.2 | Resultado del diagnostico con información de interruptores. | 52 |
| 4.3 | Clasificación de relevadores de acuerdo a niveles de certidumbre de ubicación de falla. | 54 |
| 4.4 | Resultado del diagnostico con información de interruptores y relevadores. | 59 |
| 5.1 | Interruptores operados, caso de prueba 1. | 63 |
| 5.2 | Relevadores operados, caso de prueba 1. | 64 |
| 5.3 | Resultados del análisis sin zonas, caso de prueba 1. | 65 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.4 | Resultados del análisis con zonas, caso de prueba 1. | 65 |
| 5.5 | Interruptores operados, caso de prueba 2. | 66 |
| 5.6 | Relevadores operados, caso de prueba 2. | 67 |
| 5.7 | Resultados del análisis, caso de prueba 2. | 69 |
| 5.8 | Secuencia de operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 3. | 70 |
| 5.9 | Operación de relevadores e interruptores, caso 3. | 71 |
| 5.10. | Relevadores operados, caso de prueba 3. | 72 |
| 5.11 | Resultados del análisis sin zonas, caso de prueba 3. | 72 |
| 5.12. | Resultados del análisis con zonas, caso de prueba 3. | 73 |
| 5.13 | Interruptores operados, caso de prueba 4. | 73 |
| 5.14 | Relevadores operados, caso de prueba 4. | 74 |
| 5.14. | Resultados del análisis con zonas, caso de prueba 4. | 75 |
| A.1 | Reglas para la denominación de equipo de la Comisión Federal de Electricidad. | 84 |
| A.2 | Nomenclatura elemento del sistema de potencia. | 85 |

CAPITULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo y expansión demográfica e industrial se ha visto acompañada de igual forma por un incremento en la demanda de energía eléctrica, la cual ha provocado una expansión en la magnitud y complejidad de los sistemas eléctricos de potencia. Dicho crecimiento acelerado en la demanda de energía aunado a las actuales condiciones sociales y económicas de los consumidores han obligado a las empresas eléctricas a nivel mundial a operar sus sistemas con reducidos márgenes de generación y en condiciones cercanas a los niveles de seguridad. Dichos factores han elevado la complejidad de la tarea de controlar y operar los sistemas eléctricos de potencia, por lo cual ha surgido la necesidad del uso de herramientas computacionales avanzadas en los centros de control de energía.

En la Fig. 1.1 se muestra un diagrama a bloques de la estructura de un centro de control de energía moderno. La función de operar como interfase entre el centro de control y el sistema de potencia es tarea del sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA), 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:

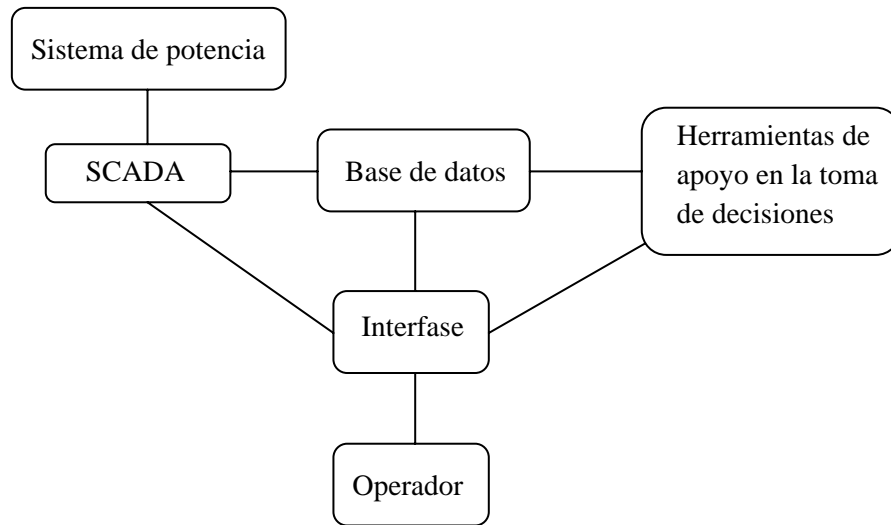


Fig. 1.1. Estructura general de un centro de control de energía (CCE).

- 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 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 debido 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.

A causa del constante crecimiento que se presentan en las redes eléctricas, la diversidad de configuraciones en ellas, la dificultad de obtener soluciones prácticas para algunos problemas de control a partir del modelado matemático convencional, así como la implementación de nuevos sistemas de monitoreo modernos capaces de procesar mayor cantidad de información en menores tiempos, hace que un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas se deba particularizar de cierta forma a cada sistema eléctrico de potencia. Se han desarrollado métodos efectivos para analizar y optimizar la operación de sistemas de potencia en régimen normal de operación, tal es el caso de los sistemas de protección de área amplia [1] los cuales utilizan dispositivos microprocesados multifuncionales con funciones avanzadas de protección, control y supervisión junto mediciones fasoriales y redes de comunicación de alta velocidad para controlar de manera inteligente y automática el estado del sistema. 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 [2, 3, 4].

1.2 MOTIVACIÓN

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, al ocurrir una falla, esta es liberada por la operación conjunta de interruptores y relevadores de protección. En esta situación, la función de un operador en un centro de control es la de interpretar esta operación de protecciones y determinar en qué punto del sistema ocurrió la falla, para poder así tomar una decisión que le permita llevar a cabo el restablecimiento del sistema.

Sobre la base de información de la operación de interruptores y relevadores durante el disturbio, el operador debe seleccionar las ubicaciones de falla más razonables entre un conjunto de hipótesis, principalmente en base a su experiencia, identificar el elemento dañado y determinar los elementos que pueden ser restaurados en forma inmediata. Sin embargo, la práctica ha demostrado que no siempre el operador puede cumplir esta tarea con la precisión y rapidez requeridas, dada la complejidad y la tensión a que está sometida la persona durante el disturbio. No obstante, en estas situaciones de mayor presión es cuando el operador debe responder eficientemente. Para casos simples, en que la presencia de una única falla provoca la operación de protecciones primarias, se requiere de razonamientos simples y directos. Caso contrario, si dos o más fallas ocurren en un intervalo de tiempo muy corto, ó 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.

La solución de este problema se ha abordado por dos formas: a) la capacitación continúa de operadores en el área de protecciones, b) el desarrollo de herramientas de apoyo para la toma de decisiones en tiempo real. Por tales circunstancias es que surge el estímulo para el desarrollo de nuevas metodologías para resolver la problemática dada por el diagnóstico de ubicación de fallas a partir de la información de operación de protecciones en los sistemas eléctricos de potencia.

1.3 ANTECEDENTES

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 acuerdo con la forma de estimar los lugares de falla, los sistemas de diagnóstico basados en conocimiento se pueden clasificar en dos categorías [4]: 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 posfalla 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 las 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.

1.3.1 DESARROLLO HISTÓRICO DE LOS SISTEMAS BASADOS EN CONOCIMIENTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS

La bases del análisis de operación de protecciones con fines de diagnóstico fueron desarrolladas por Dy Liacco y Kraynak [5], 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.

En 1986, Fukui y Kawakami [6] 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.

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.

Talukdar, Cardozo y Perry [7] 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 iniciales y finales 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 [6,8, 9, 10].

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 [11,12] han propuesto incorporar simuladores de eventos como medio de verificación.

Por su parte, Yang, Okamoto, Yokoyama y Sekine [13] 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 [14] 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 [15, 16]. 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.

Recientemente Kim y Park [17] 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 [4]. 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 [18]. 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 [1] se describe un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas con una metodología de análisis de operación de protecciones que 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.

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.

1.4 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. 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.

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 como base para una herramienta de apoyo a los operadores de los centros de control en la toma de decisiones, utilizando como base el Área de Control Noreste de la Comisión Federal de Electricidad.

La metodología propuesta se describe en la Fig. 1.2; esta se divide en dos fases principalmente: a) la estimación de elementos candidatos de de falla, que establece un primer conjunto de elementos del sistema de potencia donde pudo haber ocurrido la falla,

considerando los elementos bajo el área de cobertura de los interruptores operados y que se encuentre en una isla eléctrica inactiva, y b) la aplicación de índices de posibilidad a partir de la información de interruptores y relevadores para la discriminación de los lugares de falla, etapa que identifica aquellos elementos con mayor posibilidad haber fallado, a partir de la información generada en la etapa anterior. Esta metodología tiene las siguientes ventajas:

- Es independiente de los esquemas de protección instalados en el sistema de potencia y de la configuración de la red eléctrica.
- Los índices de posibilidad 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.
-

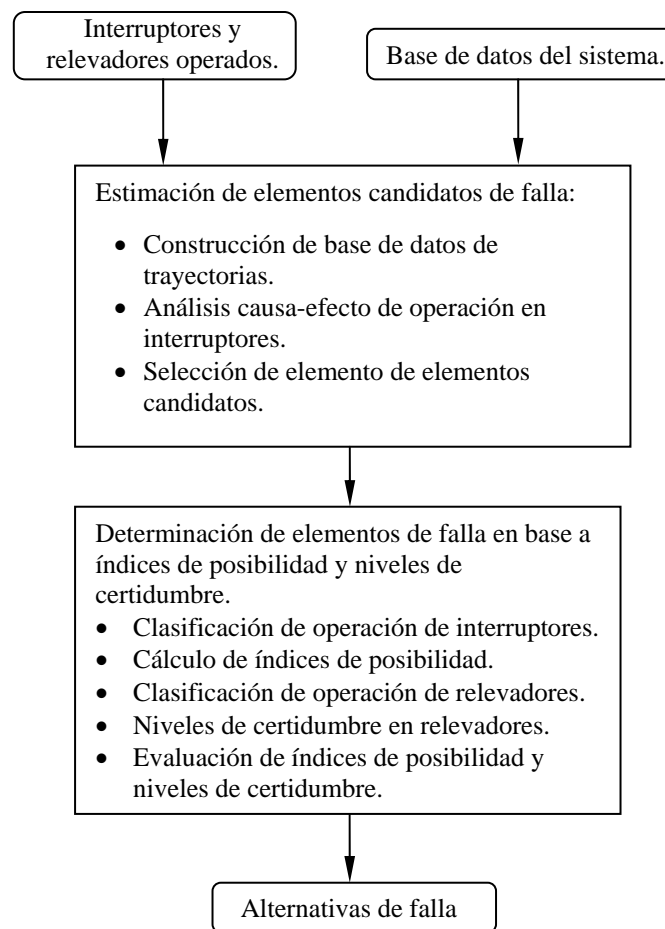


Fig. 1.2. Metodología de análisis de la operación de protecciones.

1.5 ALCANCES

Los resultados alcanzados con la aplicación de la metodología de diagnóstico de ubicación de fallas es producto de la comparación entre el estado previo al disturbio constituido por el estado actual del sistema en operación normal, y el estado del sistema posterior a la falla descrito por la operación de la protecciones. Este proceso se realiza a través del desarrollo de esta etapa de la metodología exclusivamente con la información de nivel discreto del sistema, siendo esta los estados de operación de interruptores, alarmas de relevadores y la conectividad de la red en la base de datos del sistema.

Se hace hincapié que en futuros trabajos de desarrollo de la metodología propuesta en esta tesis, se adicionará información proveniente de mediciones continuas y de controles suplementarios del sistema, abarcando de esta forma todos los niveles de información disponibles del sistema de adquisición de datos de la red eléctrica (Tabla 1.1). La finalidad de agregar mayor nivel de información para el desarrollo de la metodología de diagnóstico es alcanzar resultados con menor grado de incertidumbre.

Tabla 1.1. Niveles de información en los CCE.

| | |
|--|--------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Estado (abierto/cerrado) de los interruptores. • Estado (abierto/cerrado) de las cuchillas de enlace. • Estado (conectado/desconectado) de los elementos del sistema de potencia. • Estado (operado/no operado) de relevadores. | Información Discreta |
| <p>Mediciones en tiempo real.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujos de potencia. • Voltajes. • Corrientes. • Etc. | Información Continua/Discreta. |
| <ul style="list-style-type: none"> • ACV. • ACG. • DAC. • DAG. | Controles Suplementarios |

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis está estructurada en seis capítulos, referencias bibliográficas y un apéndice; 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. El problema se describe desde el punto de vista de los operadores y de las señales enviadas por el sistema de adquisición de datos 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.

En el capítulo 2 se describen las bases de los esquemas de protección en los sistemas de potencia, los criterios de operación, y la descripción de las áreas de cobertura empleadas para el proceso del diagnóstico de ubicación de fallas. Además se mencionan algunos de los factores que influyen en el desempeño de los esquemas de protección y el impacto de la topología de la red sobre el mismo.

En el capítulo 3 se describen los criterios empleados para la estimación y selección de los elementos candidatos a punto de falla en la red, así como el desarrollo de la herramienta “Identificador de Trayectorias” para el proceso de selección.

En el capítulo 4 se describe el proceso de clasificación y evaluación en la operación de interruptores en un disturbio en base al cálculo de índices de posibilidad, que determinan cual de los elementos estimados como posibles lugares de falla es aquel que cuenta con mayor posibilidad de ser el elemento fallado en base a las hipótesis de operación de interruptores. Se plantean los criterios de clasificación de relevadores de acuerdo a sus posibles zonas de detección de falla, con lo cual se crean niveles de certidumbres de ubicación de fallas. Además se establece el método de evaluación y posicionamiento de los elementos candidatos en base a la información de interruptores y relevadores.

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. Se presentan casos hipotéticos y casos reales de operación de relevadores e interruptores ocurridos durante disturbios en el sistema de potencia del Área de Control Noreste de la Comisión Federal de Electricidad.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones obtenidas en el desarrollo de la metodología. 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.

CAPITULO 2

PROBLEMAS ASOCIADOS AL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 INTRODUCCIÓN

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

Las fallas del equipo eléctrico causan salidas intolerables, por lo que deben tener posibilidades adicionales para disminuir el daño al equipo y las interrupciones del servicio cuando ocurren las fallas. El diseño moderno de sistemas de potencia contempla disminuir la probabilidad de fallas, reduciendo así la posibilidad de daños al servicio y equipos. Sin embargo, es económicamente injustificable tratar de impedir todas las fallas, por lo que se deja que ocurran algunas de ellas y se toman precauciones para reducir sus efectos en el sistema de potencia [1].

Dentro de los límites económicos, un sistema eléctrico de potencia debe diseñarse en conjunto con esquemas de protección confiables de tal manera que pueda estar adecuadamente protegido.

Al ocurrir algún disturbio dentro del sistema de potencia el análisis de operación de los esquemas de protección se realiza en dos etapas: primero por los operadores en el CCE al momento de ocurrir el disturbio para interpretar la situación, y segundo, ya sea por los mismo operadores o personal del área de protecciones, para verificar el funcionamiento de dichos esquemas de protección durante el disturbio. En ambos casos se necesita de un conocimiento profundo de los distintos esquemas de protección, así como de experiencia, ya que en un disturbio las protecciones no siempre ocurren correctamente [19].

2.2 PROBLEMÁTICA DEL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

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. 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 operación de las protecciones para liberar la falla, y puede comprender desde un solo elemento hasta regiones completas del sistema de potencia. Sobre la base de esta información, el operador debe identificar el elemento fallado, 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 [19, 20, 21].

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.

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 Fig. 2.1 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 Fig. 2.1 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.

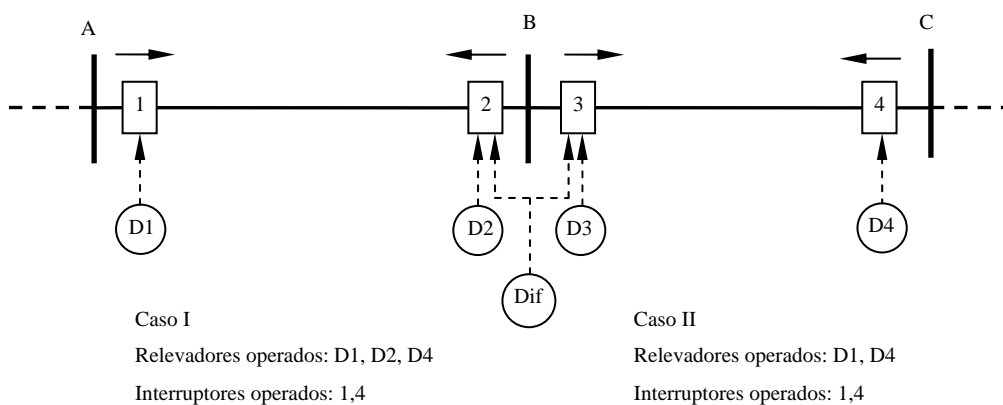


Fig. 2.1. Ejemplo ilustrativo del diagnóstico de ubicación de fallas

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 falta de disponibilidad de puntos de unidades terminales remotas (UTR). 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.

2.3 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

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 [1, 22, 23].

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 [22], 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 que se desea proteger. Debido a cambios en estas dos señales se detecta la presencia de una falla, así como sus características y localización. 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 esquemas de protección [24]: la protección primaria y la protección de respaldo. En la Fig. 2.2 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. En el caso de fallas en esta región de traslape de dos zonas de protección, el número de interruptores operados será mayor que el mínimo necesario para desconectar el elemento fallado.

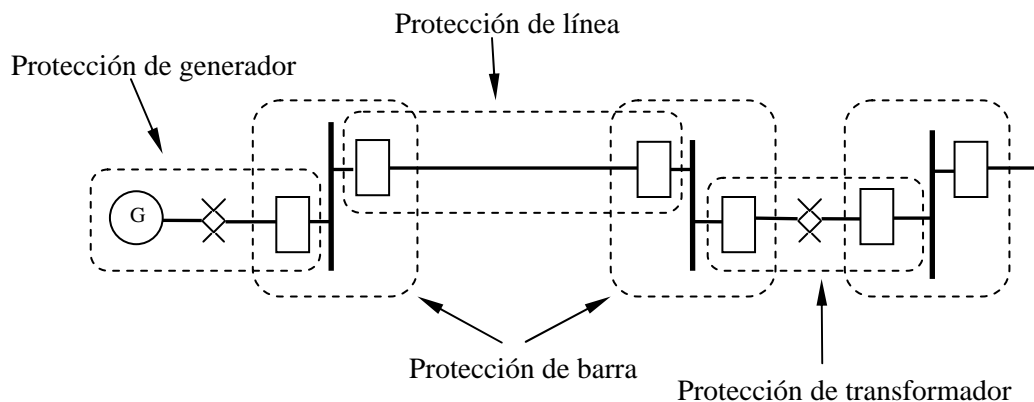


Fig. 2.2. Diagrama unifilar de un sistema de potencia que muestra las zonas de protección primaria.

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, por lo cual debe funcionar con retardo de tiempo para dar tiempo suficiente a la protección primaria para operar. Para lograr este objetivo es fundamental la coordinación de los relevadores que conforman el esquema de protección, independientemente de la condición de operación del SEP.

El concepto de zona de protección es aplicable a las protecciones primarias y de respaldo [25]. Existen dos tipos de zonas de protección: con selectividad absoluta ó selectividad relativa. En las protecciones con selectividad absoluta, como la protección diferencial, se dispone de transformadores de corriente en todas las terminales, de tal forma que se implementa la ley de corriente de Kirchhoff. Así, si la suma fasorial de todas las corrientes que entran al elemento es distinta a cero, significa que ha ocurrido una falla. Sin embargo, esta protección puede operar inadecuadamente para una falla externa cuando los transformadores de corriente presentan distintos niveles de saturación, que ocasionan la aparición de una falsa corriente diferencial.

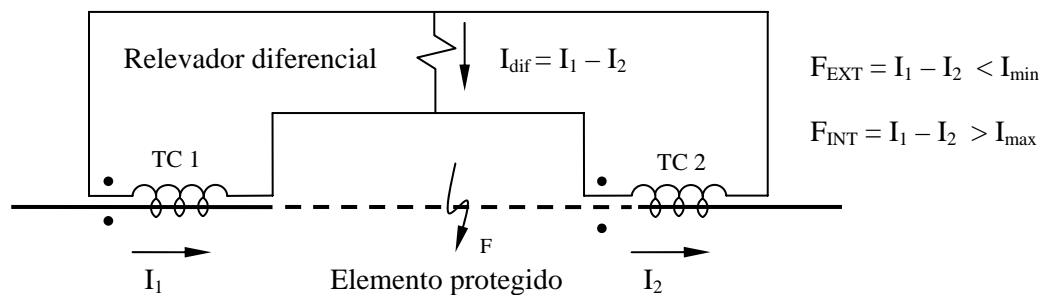


Fig.2.3. Ejemplo de protección con selectividad absoluta.

Una zona de protección de selectividad relativa es aquella cuyo alcance varía con la magnitud de 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. 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.

Debido a lo anterior, un relevador perteneciente a una protección con selectividad relativa está ajustado para proteger una sección de la red (Fig. 2.4) 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. Tal es el caso del efecto de fuente intermedia, que representa una aportación de corriente de cortocircuito que no es vista por el relevador, o el efecto de resistencia de falla, que provoca errores de medición debido a la corriente de carga que fluye a través del relevador y no a través de la falla; además de estos, existen otros factores que afectan el desempeño de las protecciones con selectividad relativa como lo son el efecto de inducción mutua entre conductores, errores de transformadores de corriente y potencial y el uso de dispositivos FACTS en el sistema.

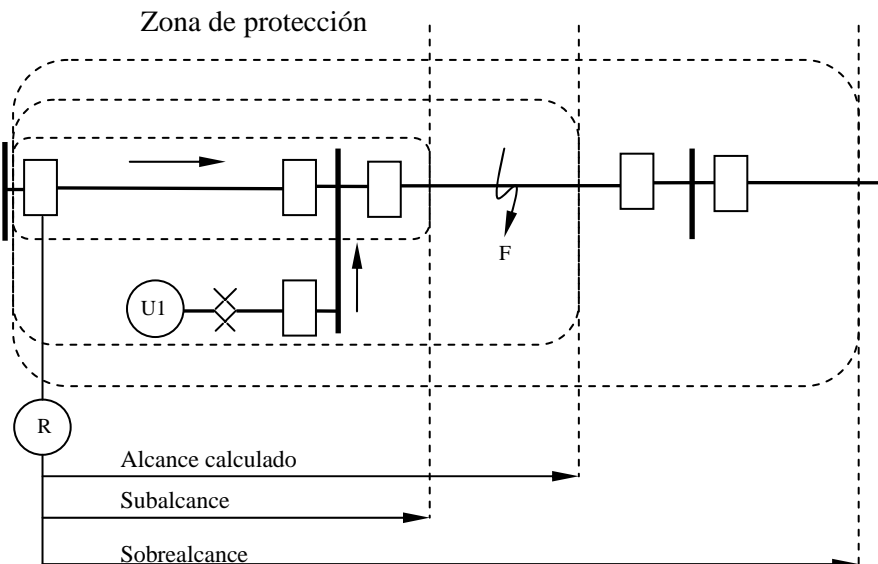


Fig.2.4. Variación del alcance de las protecciones con selectividad relativa.

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.

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 es crítico para el diagnóstico de ubicación de fallas. Para esto se requiere determinar los alcances de las protecciones, a fin de establecer los criterios necesarios para realizar las modificaciones en las zonas de protección en el sistema de potencia.

2.4 CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN

El concepto de zona de protección se definió 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 protección, 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:

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.

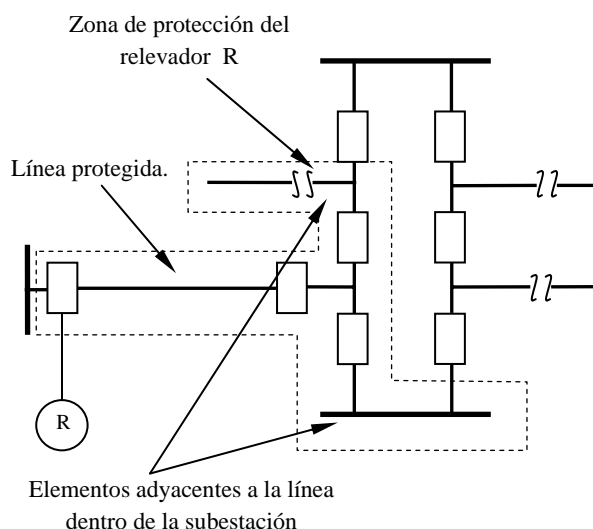


Fig. 2.5. Extensión de las zonas de protección a través de subestaciones con arreglo de barra de doble interruptor y medio.

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. Si su arreglo es de interruptor sencillo 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. En el caso de que la subestación tenga una configuración de barra 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 (Fig. 2.5), ya 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 en la Fig. 2.6 y en la Tabla 2.1.

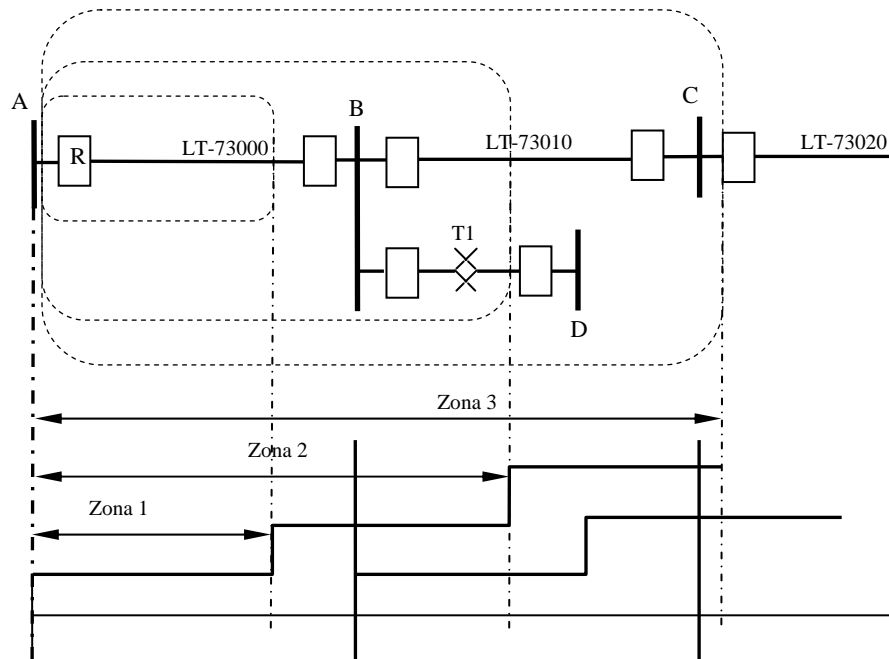


Fig. 2.6. Escalonamiento de zonas de protección de relevadores de distancia.

Tabla 2.1. Zonas de protección de distancia de fase y tierra.

| Zona. | Descripción | Elementos protegidos |
|------------|--|---|
| 21F Zona 1 | La primera zona opera para una falla en la propia línea donde se encuentra instalado el relevador. | LT – 73000 |
| 21F Zona 2 | 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. | LT – 73000 LT – 73010 BARRA – B TRANSFORMADOR T1 |
| 21F Zona 3 | La tercera zona puede operar para una falla en las barras, en los transformadores y en las líneas de salida de la subestación adyacente. | LT – 73010 BARRA – B BARRA – C BARRA – D TRANSFORMADOR T1 |

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 Zona 1 y Zona 2 respectivamente en la Fig. 2.7). Estas zonas de protección se definen en la Fig. 2.7 y en la Tabla 2.2.

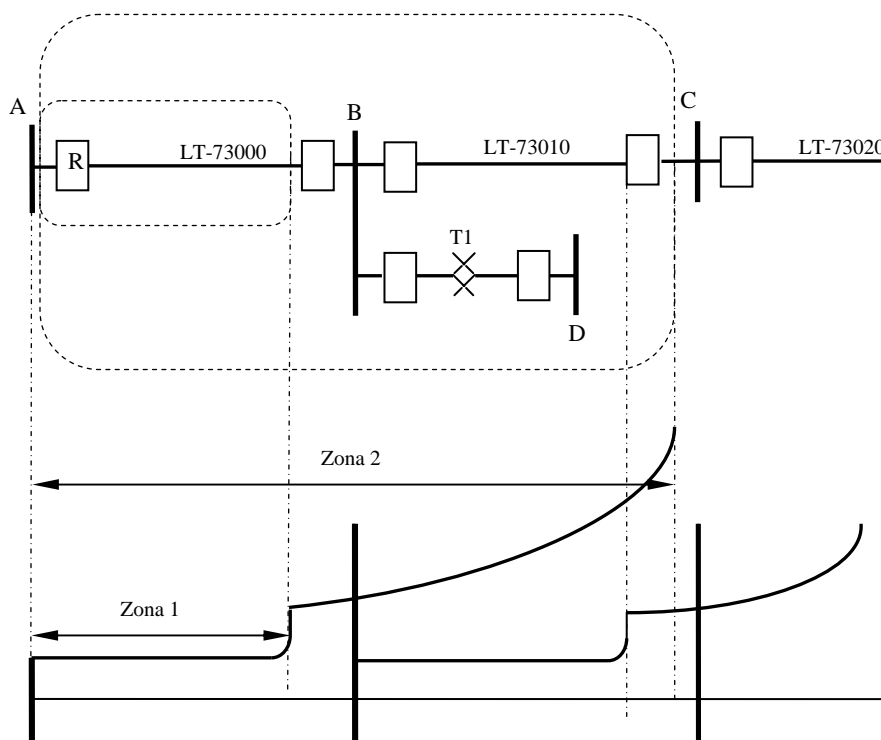


Fig. 2.7. Escalonamiento de zonas de protección de relevadores direccional de sobrecorriente de fase y tierra.

Tabla 2.2. Zonas de protección direccional de sobrecorriente de fase y tierra.

| Zona. | Descripción | Elementos protegidos |
|---------------|--|---|
| 51F, N Zona 1 | La primera zona opera para fallas en la línea propia. | LT – 73000 |
| 51F, N Zona 2 | 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. | LT – 73000 LT – 73010 BARRA – B TRANSFORMADOR T1 |

Protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

Es una protección con selectividad relativa que protege en forma de respaldo a un 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).

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 de generadores.

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 poco probable la liberación de la falla mediante respaldos remotos, ya que debe ocurrir un doble fallo de operación de protecciones.

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.

Es importante recalcar que el área de cobertura establecida para cada esquema de protección se asocia, en el contexto de la metodología propuesta, a la operación de los interruptores del sistema, cuando en realidad las zonas de cobertura corresponden a los relevadores de protección. Esta asociación se realiza a través del “Identificador de Trayectorias” que se describe en el capítulo 3.

2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

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.

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.

Se establece en el contexto del desarrollo de esta metodología la asociación en la operación de los interruptores del sistema con las áreas de cobertura establecidas para los esquemas de protección, considerando que en realidad las zonas de cobertura corresponden a los relevadores de protección. Estas zonas es el conjunto de elementos del sistema de potencia protegidos en forma primaria o de respaldo por una protección, independientemente de si son o no protegidos total o parcialmente.

CAPITULO 3

ESTIMACIÓN DE ELEMENTOS CANDIDATOS

3.1 INTRODUCCIÓN

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 objetivo de la etapa de determinación de posibles lugares es establecer cuáles de los elementos del sistema eléctrico de potencia involucrados en el disturbio cumplen con las condiciones para ser candidatos a punto de falla, además de clasificar la operación de los interruptores relacionados a ellos, comparando los estados pre-falla y pos-falla del sistema. Para ello, la metodología propuesta utiliza información de tipo discreta de los estados de interruptores y operación de relevadores, así como de la conectividad de los elementos de la red en la base de datos del sistema.

La metodología basa su proceso en la información y lógica de operación de los interruptores reportados de la red y utilizando la información de relevadores para verificar el proceso de análisis de interruptores, dando con esto mayor precisión en los resultados del diagnóstico. La selección de esta forma de análisis se debe a la problemática asociada a la disponibilidad de la información en los Centros de Control, originada por la insuficiencia y saturación de los canales de comunicación, que afecta principalmente la información sobre la operación de relevadores donde es común escenarios con información incompleta,

traslapada o inexistente. Por el contrario, la información de la operación de interruptores es primordial para la identificación topológica de la red eléctrica que es base de otras aplicaciones, como despacho económico, flujos óptimos, y estudios de estabilidad entre otros; su importancia es tal, que cualquier problema detectado en los canales de comunicación referente a la señalización del estado de interruptores es reportado para resolverlo en el menor tiempo posible [26].

El proceso de estimación de elementos candidatos de falla se desarrolla con el uso de un “Identificador de Trayectorias”, el cual define las áreas de cobertura de los interruptores del sistema, pertenecientes a los esquemas de protección primaria y de respaldo de cada elemento del sistema, considerando las trayectorias de aportación de corriente de falla dada por la topología de la red. Esta información se almacena en una base de datos y presenta el estado de prefalla del sistema.

3.2 IDENTIFICADOR DE TRAYECTORIAS

Se define como trayectoria a todo aquel camino a través de la red, definido por la topología del sistema y las condiciones de operación, por el cual exista aportación de corriente hacia los elementos del sistema.

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 la operación de protecciones durante fallas. Para poder tener información referente a la conectividad de los elementos e interruptores de la red, es necesario conocer en todo momento el estado real de la red eléctrica. El estado de la conectividad eléctrica de los elementos del sistema de potencia se realiza mediante el *Identificador de Trayectorias*. Este tiene como función identificar todas las posibles trayectorias de aportación hacia cada elemento del sistema, al conjunto de interruptores los cuales protegen cada elemento y a las áreas de cobertura de cada interruptor en la red, considerando todos los cambios en los estados de los interruptores y cuchillas de enlace en las subestaciones.

El algoritmo utiliza la información de la conectividad de los elementos del sistema disponible en la base de datos del sistema y el estado de operación actual proporcionado

por el SCADA, para construir una base de datos con la información de todos los elementos en estado de operación activo del sistema y sus posibles trayectorias eléctricas. El proceso para la identificación de trayectorias realiza un seguimiento de la conectividad entre elementos del sistema e interruptores. Como la metodología propuesta se desarrolla para sistemas eléctricos de potencia en niveles de transmisión, solo se requiere información de los elementos de la red en niveles de voltaje de transmisión, a excepción de los grupos generador-transformador que están conectados en sistemas de transmisión.

Para simplificación del proceso se toma las siguientes consideraciones: a) se eliminan las trayectorias con cuchillas en estado abierto, b) las cuchillas en estado cerrado se omiten. De esta forma se logra simplificar la topología de la red para la identificación de los elementos adyacentes e interruptores. La Fig. 3.1a presenta el diagrama de un arreglo de una subestación con barra principal y barra de transferencia, las cuchillas lado equipo (a), cuchillas barra uno (b), cuchillas de transferencia (c), cuchillas de enlace (d) y cuchillas de puesta a tierra (e), y el estado (abierto/cerrado) de cada dispositivo. La Fig. 3.1b muestra la configuración del arreglo en la subestación después de aplicar las consideraciones para la simplificación de la topología.

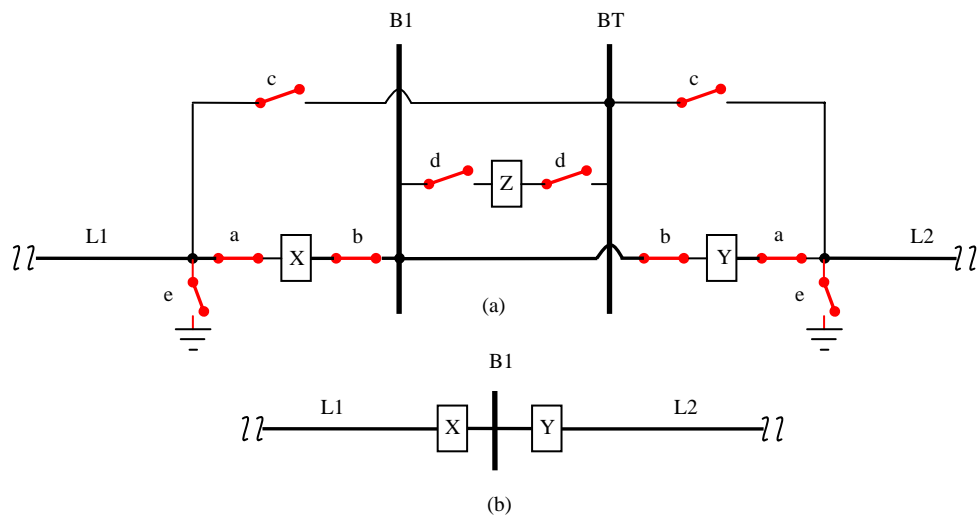


Fig. 3.1. Simplificación topológica por eliminación de cuchillas.

El análisis para la construcción de trayectorias inicia seleccionando un elemento del sistema de forma arbitraria, con la información de la localización y puntos de conexión disponibles en la base de datos de la red, se identifican los interruptores en estado cerrado adyacentes a elemento. Estos interruptores se definen como *interruptores primarios* (IP) del elemento analizado, bajo la hipótesis de que su operación está asociada con un esquema de protección primaria tal como se describe en el capítulo 2. La Fig. 3.2a y 3.2b muestra el ejemplo para la localización y denominación de interruptores para una línea de transmisión y un grupo generador-transformador, en los cuales se localizan los interruptores primarios de los mismos a través de distintos tipos de arreglos de barras.

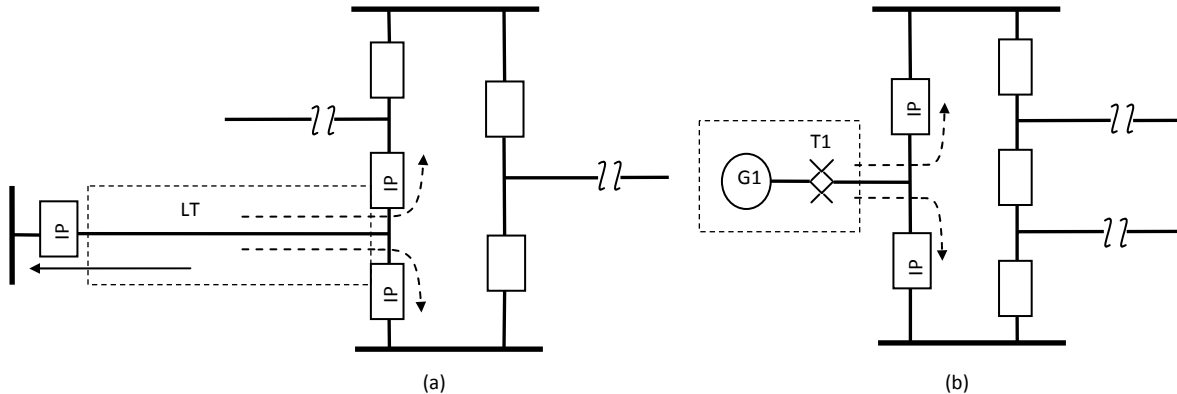


Fig. 3.2. Escenarios para la identificación de interruptores primarios, a) línea de transmisión, b) grupo generador-transformador.

Una vez identificado los interruptores primarios del elemento, se continúa con la identificación de los interruptores de respaldo a través de los elementos en las trayectorias. Durante este proceso se presentan dos casos en la topología del sistema:

- a) Los interruptores subsiguientes a un interruptor primario se localizan en la subestación adyacente a este. Estos interruptores se definen como interruptores de respaldo remoto (IRR), finalizando en este punto la trayectoria a la que pertenece (Fig. 3.3).

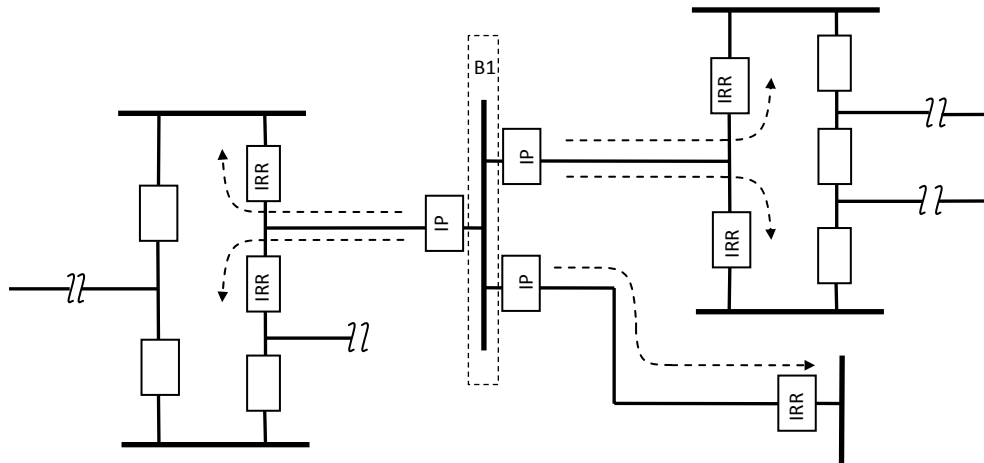


Fig. 3.3. Escenario para la identificación de interruptores de respaldo remoto.

- b) Los interruptores subsiguientes a un interruptor primario se encuentran dentro de la misma subestación que el interruptor primario. Estos interruptores se definen como *interruptores de respaldo local* (IRL) del elemento analizado. Si en el seguimiento de elementos a través de las trayectorias se encuentran más interruptores dentro de la misma subestación, se continúa la búsqueda hasta localizar un punto de apertura en la trayectoria, o interruptores localizados en subestaciones adyacentes a la de los interruptores primarios lo cuales se definen como *interruptores de respaldo remoto* (IRR). La Fig. 3.4 y 3.5 ilustra dos ejemplos del proceso de localización y denominación de interruptores.

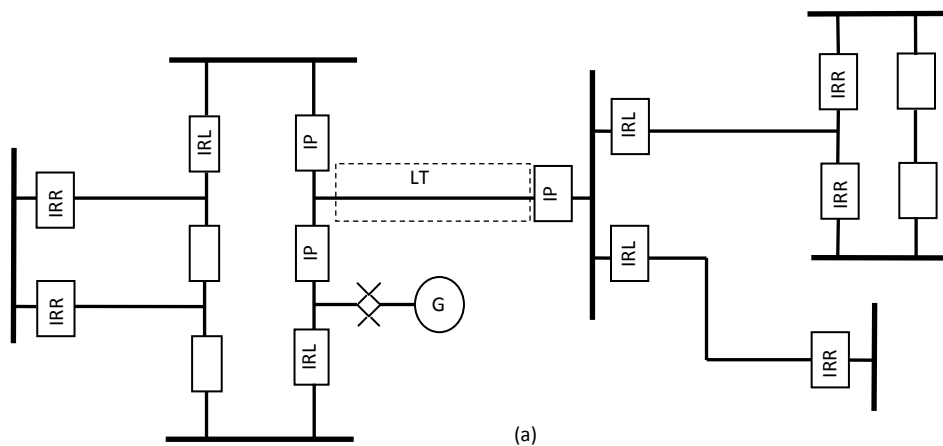


Fig. 3.4. Escenario para la identificación de interruptores de respaldo local (línea de transmisión).

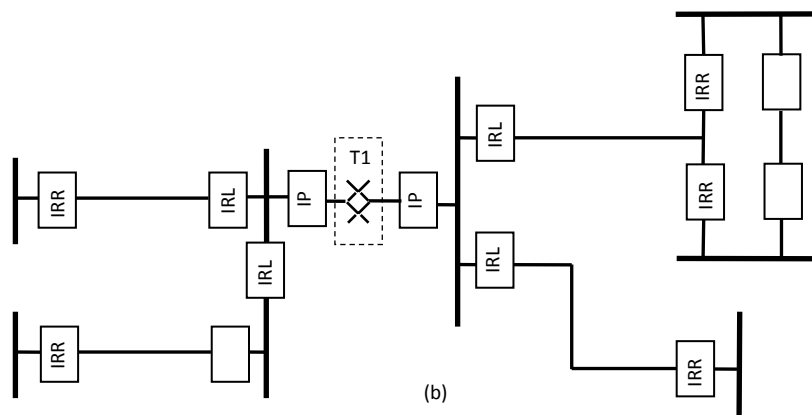


Fig. 3.5. Escenario para la identificación de interruptores de respaldo (transformador).

Debido a la gran cantidad de elementos que componen un sistema eléctrico de potencia, es necesario disponer de un sistema de denominación a fin de que su identificación se realice sin problema alguno. A partir de este punto se utilizarán los criterios para la denominación de equipo utilizada en la Comisión Federal de Electricidad para la descripción de los elementos del sistema [27], donde las reglas adoptadas para la denominación de equipos se muestran en el apéndice A.

La Fig. 3.6 muestra el diagrama unifilar de una red eléctrica en la cual se ilustra el proceso de detección de trayectorias para el elemento LT-73000 a través de los interruptores del sistema; se identifican seis posibles trayectorias de aportación de corriente del sistema hacia el elemento LT-73000, por ejemplo, la trayectoria número uno inicia en el interruptor primario AAA73000 del elemento LT-73000. La trayectoria definida por la topología de la red, continúa a través de la barra AAA, el interruptor AAA73010 clasificado como interruptor de respaldo local, la línea LT-73010, y el interruptor CCC73010 clasificado como interruptor de respaldo remoto. Cada trayectoria es construida en forma similar para cada uno de los elementos del sistema.

La Tabla 3.1 muestra la estructura de almacenamiento de la información de trayectorias para el elemento LT-73000, donde se muestra el nombre de los interruptores pertenecientes a cada trayectoria, y el seudónimo bajo el cual se almacena en la base de datos. Los renglones de la tabla indican cada una de las trayectorias posibles de aportación hacia el elemento, y las columnas el tipo de interruptor que corresponde en la trayectoria.

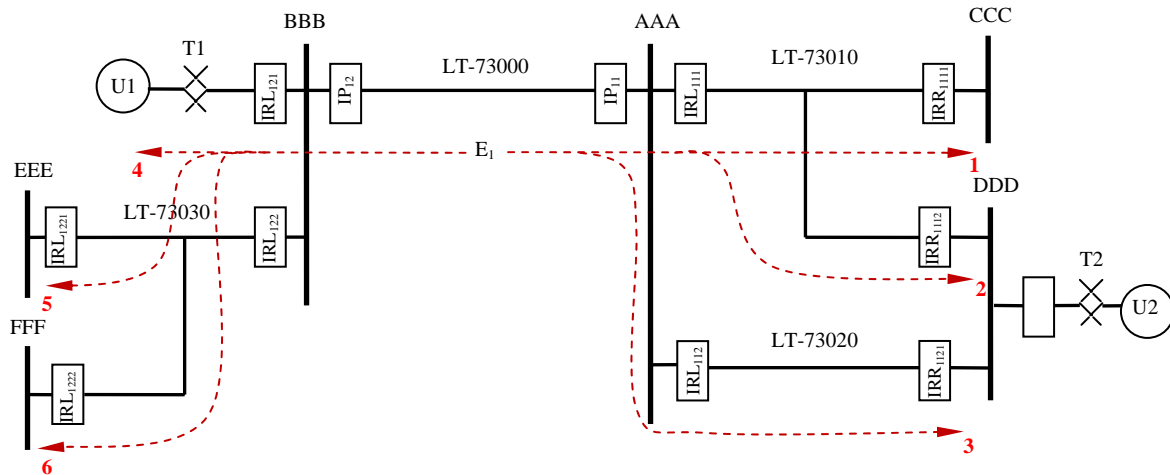


Fig. 3.6. Proceso de identificación de trayectorias para el elemento LT-73000.

Tabla 3.1. Estructura de la base de datos de trayectorias para el elemento LT-73000.

| Trayectoria | Elemento (Ex) | Interruptor Primario (IP _{xn}) | Interruptor de Respaldo Local (IRL _{xnm}) | Interruptor de Respaldo Remoto (IRR _{xnmq}) |
|-------------|-------------------------------|---|--|--|
| 1 | LT-73000 (E ₁) | AAA73000 (IP ₁₁) | AAA73010 (IRL ₁₁₁) | CCC73010 (IRR ₁₁₁₁) |
| 2 | LT-73000 (E ₁) | AAA73000 (IP ₁₁) | AAA73010 (IRL ₁₁₁) | DDD73010 (IRR ₁₁₁₂) |
| 3 | LT-73000 (E ₁) | AAA73000 (IP ₁₁) | AAA73020 (IRL ₁₁₂) | DDD73020 (IRR ₁₁₂₁) |
| 4 | LT-73000 (E ₁) | BBB73000 (IP ₁₂) | BBB-U1 (IRL ₁₂₁) | - - |
| 5 | LT-73000 (E ₁) | BBB73000 (IP ₁₂) | BBB73030 (IRL ₁₂₂) | EEE73030 (IRL ₁₂₂₁) |
| 6 | LT-73000 (E ₁) | BBB73000 (IP ₁₂) | BBB73030 (IRL ₁₂₂) | FFF73030 (IRL ₁₂₂₂) |

donde:
 x = Total de elementos en operación del sistema.
 n = Interruptores primarios que protegen al elemento x .
 m = Interruptores de respaldo local que respaldan al interruptor n .
 q = Interruptores de respaldo remoto que respaldan al interruptor n .

La base de datos creada por el “Identificador de Trayectorias” opera de forma dinámica con los cambios de estado comandados (sin falla) de interruptores y cuchillas reportados por el sistema de adquisición de datos de la red, que representan cambios en la

topología del sistema; de esta forma se tiene el estado real de la red previo a un disturbio. La Fig.3.7 muestra la estructura para el proceso del Identificador de Trayectorias.

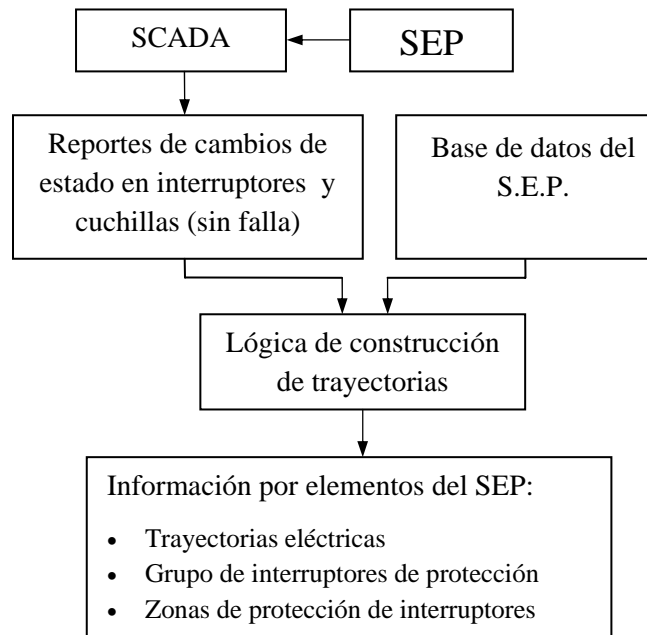


Fig. 3.7. Estructura del Identificador de Trayectoria.

3.3 SELECCIÓN DE ELEMENTOS CANDIDATOS

Al reportarse algún evento de falla en el sistema eléctrico de potencia, el sistema de adquisición de datos recibe la información de los interruptores y relevadores involucrados durante el disturbio. Así con la información de los interruptores y relevadores operados y la información disponible de las trayectorias de los elementos y las áreas de protección de los interruptores, se puede deducir un primer grupo de elementos candidatos de falla.

Con base a la lógica de operación de los esquemas de protecciones, se definen dos criterios fundamentales para la selección de los elementos candidatos a punto de falla. Estos criterios son:

1. El elemento debe estar ubicado en el área de cobertura de protección primaria o de respaldo de uno ó más de los interruptores operados durante el disturbio.
2. El área de ubicación del elemento candidato a falla debe estar aislada del resto de la red en una zona libre de flujo de corriente, lo que se conoce como isla eléctrica inactiva.

Para la aplicación del primer criterio se utilizan arboles de causa-efecto [28], los cuales seleccionan un grupo de elementos asociados al disturbio utilizando distintas hipótesis de puntos de falla y escenarios de operación de protecciones que justifiquen la operación de los interruptores reportados en el disturbio, las cuales son:

- a) Uno o más de los elementos situados en el área de cobertura primaria del interruptor es posible punto de falla, por lo tanto el interruptor de protección primaria opera.
- b) Uno o más de los elementos bajo el área de cobertura de respaldo local del interruptor es posible punto de falla, pero el interruptor primario encargado en primera instancia de aislar la falla en ese punto no opera, por lo tanto la falla se propaga hasta el área de cobertura de protección del interruptor de respaldo local y este opera aislando la falla.
- c) Uno o más de los elementos situados en el área de cobertura de respaldo remoto del interruptor es posible punto de falla, pero los interruptores primarios y respaldo local, si es que cuenta con este último, no operan, por lo cual falla se propaga hasta el área de cobertura del interruptor de respaldo remoto y este opera aislando la falla.

La raíz del árbol indica el interruptor bajo análisis, uno de los reportados durante el disturbio, las ramificaciones representan las posibles causas que provocan su operación; así, el primer nivel del árbol está formado por alguna de las siguientes hipótesis de causa: a) falla en alguno de los elementos bajo su área de cobertura primaria, ó b) fallo de operación del interruptor primario de alguno de los elementos ubicados bajo su área de cobertura de respaldo local o remoto. De esta última hipótesis de causa, se derivan las ramificaciones para el segundo nivel: a) falla en alguno de los elementos bajo su área de cobertura de respaldo ó b) fallo de operación de interruptor de respaldo local de alguno de los elementos ubicados bajo su área de cobertura de respaldo remoto; de esta última hipótesis de causa se crea un tercer nivel en el árbol, donde la hipótesis de causa es única y está dada por falla en alguno de los elementos bajo su área de cobertura de respaldo remoto.

En la Fig. 3.8 se presenta el árbol causa-efecto con las hipótesis de los elementos de falla y escenarios de operación que justifican la operación del interruptor AAA-73020 del caso de operación de protecciones de la Fig. 3.9. El primer nivel lo forman las hipótesis de

falla en la barra AAA y la línea LT-73020 ubicadas en su área de cobertura primaria, y el fallo de operación de los interruptores DDD-73020, AAA-73000 y AAA-73010 de los cuales se derivan las ramas para formar el segundo nivel, con las hipótesis de falla para los elementos B-DDD, U2-DDD, LT-73010, LT-73010 y el fallo de operación del interruptor DDD73010; de este último se deriva la rama que forma el tercer nivel con la hipótesis de falla en la línea LT-73000.

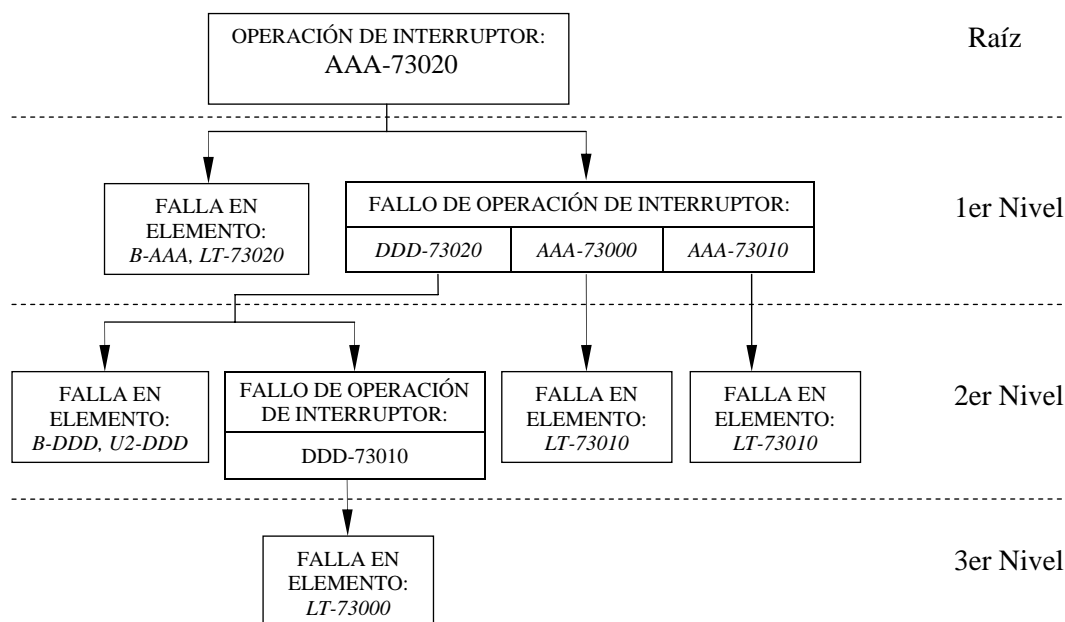


Fig. 3.8. Árbol causa-efecto para la operación del interruptor AAA-73020

El segundo criterio de selección para los elementos candidatos se realiza al verificar el estado de operación de los interruptores, en la totalidad de las trayectorias de los elementos seleccionados por la aplicación de los árboles causa-efecto en la justificación para la operación de interruptores. Es decir, se compara el estado de prefalla de los interruptores en cada trayectoria de los elementos seleccionados contra el estado postfalla. De esta forma se seleccionan como elementos candidatos los elementos que presenten la operación de uno o más interruptores en la totalidad de sus trayectorias, asilando de esta forma las posibles aportaciones de corriente y situando al elemento en una isla eléctrica inactiva. Esta información también puede ser obtenida por un configurador de red [1].

La Fig. 3.8 muestra el diagrama de un caso de operación de protección en un sistema eléctrico. La Tabla 3.2 indica a los interruptores operados en el disturbio junto con los elementos ubicados bajo el área de cobertura de protección de cada uno de ellos, los cuales cumplen con el primer criterio de selección para elementos candidatos.

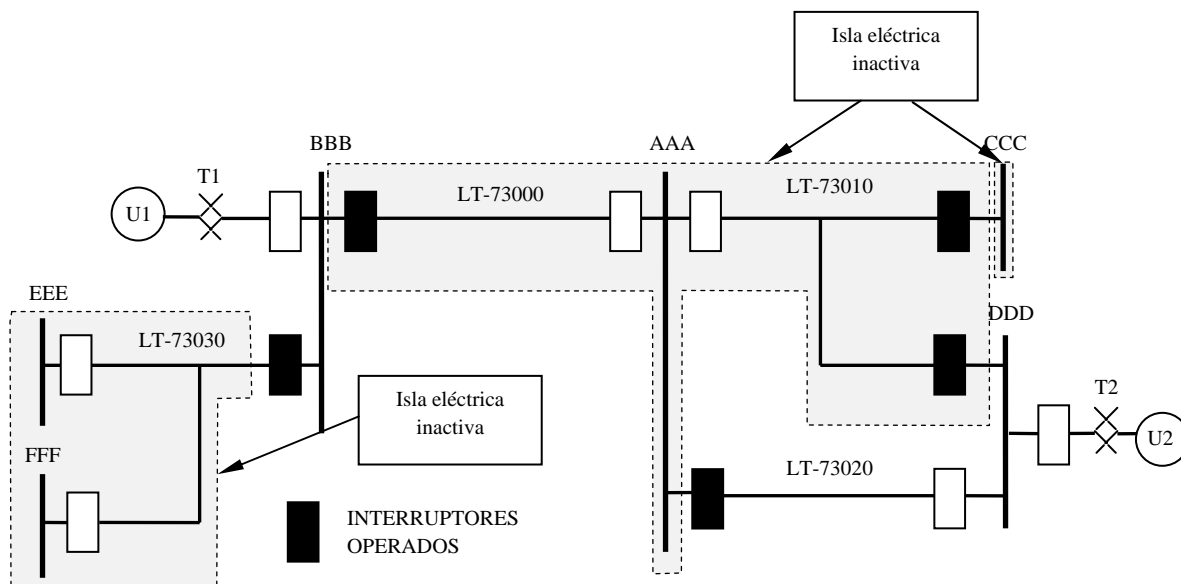


Fig. 3.9. Ejemplo de la identificación de elementos candidatos.

Tabla 3.2. Elementos bajo cobertura de los interruptores operados.

| Interruptor | Área de cobertura | | |
|-------------|-------------------|-------------------|--------------------------------------|
| | Primaria | Respaldo | |
| | | Local | Remoto |
| AAA-73020 | LT-73020, AAA | LT-73000,LT-73010 | LT-73010, DDD, U2-DDD |
| BBB-73000 | LT-73000, BBB | LT-73030,U1-BBB | LT-73010, LT-73020, AAA |
| BBB-73030 | LT-73030, BBB | LT-73000, U1-BBB | EEE, FFF |
| CCC-73010 | LT-73010, CCC | | LT-73000, LT-73020, AAA, DDD, U2-DDD |
| DDD-73010 | LT-73010, DDD | LT-73020, U2-DDD | LT-73000, LT-73020, AAA, CCC |

La Tabla 3.3 muestra el estado de operación de postfalla de los interruptores en la trayectorias del elemento LT-73000, en estas se observa que existe uno o más interruptores operados en la totalidad de sus trayectorias, por lo tanto el elemento LT-73000 cumple con el segundo criterio para la selección de elementos candidatos convirtiéndose en posible punto de falla. De igual forma, se realiza el mismo proceso para todos los elementos de la Tabla 3.2 que se indican bajo el área de cobertura de uno o más de los interruptores operados; así, los elementos candidatos como posibles lugares de falla son LT-73000, LT-73030, LT73010, AAA, CCC, EEE y FFF, los cuales se muestran bajo el área sombreada de la Fig. 3.9.

Tabla 3.3. Tabla de verificación de estados de interruptores a través de las trayectorias de elemento candidato LT-73000.

| Elemento | Interruptor Primario | | Interruptor de Respaldo Local | | Interruptor de Respaldo Remoto | |
|----------|----------------------|---|-------------------------------|---|--------------------------------|---|
| LT-73000 | AAA73000 | 0 | AAA73010 | 0 | CCC73010 | 1 |
| LT-73000 | AAA73000 | 0 | AAA73010 | 0 | DDD73010 | 1 |
| LT-73000 | AAA73000 | 0 | AAA73020 | 1 | DDD73020 | 0 |
| LT-73000 | BBB73000 | 1 | BBB-U1 | 0 | - | - |
| LT-73000 | BBB73000 | 1 | BBB73030 | 1 | EEE73030 | 0 |
| LT-73000 | BBB73000 | 1 | BBB73030 | 1 | FFF73030 | 0 |

3.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

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 los interruptores del sistema y la información de las trayectorias de aportación.

El Identificador de Trayectorias permite establecer las zonas de cobertura de protección con sus elementos de los interruptores del sistema, además de identificar las trayectorias de aportación existentes a través de los interruptores de los elementos de la red.

El análisis de la operación de los interruptores utiliza arboles causa-efecto en cada uno de los interruptores reportados como operados en el disturbio, con el propósito de determinar los posibles elementos ubicados bajo las áreas de cobertura.

Los elementos considerados como candidatos a lugar de falla deben cumplir con dos condiciones: a) el elemento debe estar ubicado en el área de cobertura de protección primaria o de respaldo de uno ó más de los interruptores operados durante el disturbio, y b) el área de ubicación del elemento candidato a falla debe estar aislada del resto de la red en una zona libre de flujo de corriente, lo que se conoce como isla eléctrica inactiva.

CAPITULO 4

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DE INTERRUPTORES Y RELEVADORES

4.1 INTRODUCCIÓN

Una vez determinado el grupo de elementos candidatos a ser lugar de falla se procede a evaluar la operación de los interruptores y relevadores reportados por el sistema SCADA al CCE. El proceso está orientado a justificar la totalidad de las operaciones de interruptores y relevadores considerando cada una de las hipótesis de falla determinada en la fase anterior, con el objetivo de determinar los elementos candidatos con mayor grado de posibilidad de ser el punto de falla correcto.

La evaluación de los esquemas de protección inicia con el análisis de la operación de interruptores, que consiste en una clasificación del estado de operación de los interruptores a través de las trayectorias de cada elemento candidato, mediante un conjunto de índices que cuantifican el nivel de posibilidad de los elementos para ser un punto de falla.

En una etapa subsecuente se analiza la información disponible de relevadores operados utilizando un esquema de lógica difusa, a fin de complementar y mejorar los resultados del diagnóstico. Para ello se utiliza información de las zonas de cobertura y niveles de información proporcionada por los relevadores del sistema. Al final del proceso, los elementos candidatos son ordenados en forma descendente en base a su nivel de posibilidad de ser el punto donde ocurrió físicamente la falla. Cada hipótesis de falla es justificada con el análisis de la operación de protecciones obtenido para cada elemento.

4.2 EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DE INTERRUPTORES

La evaluación del desempeño en la operación de los interruptores del sistema ante disturbios consiste en realzar la operación correcta y penalizar los fallos en el funcionamiento de los interruptores asociados, en función del tipo de clasificación asignada. Para ello, los índices implementados en la evaluación representan una medida de

la posibilidad de que un elemento del sistema de potencia sea un lugar de falla; el proceso de cálculo es heurístico y se basa en el número total de operaciones correctas y fallos de funcionamiento de los esquemas de protección en cada hipótesis de elemento candidato a falla. La información de interruptores se obtiene de la clasificación de la operación de interruptores en las trayectorias de cada elemento candidato.

4.2.1 CLASIFICACIÓN DE OPERACIÓN DE INTERRUPTORES

La clasificación propuesta en esta metodología se basa en el objetivo primario de los esquemas de protección, que es desconectar de la manera más rápida a un elemento fallado del sistema, sin permitir que el disturbio se extienda a mas elementos de la red involucrando al menor número de elementos del sistema; además, cada elemento candidato analizado es considerado bajo la hipótesis de ser posible punto de falla. Bajo estos criterios, los interruptores responsables de aislar al elemento del resto del sistema son los más cercanos eléctricamente a este, ó de lo contrario la operación de los interruptores del esquema de protección no será la correcta.

Al ocurrir una falla en un sistema de potencia la operación de interruptores provoca un área de desconexión dentro de la cual se encuentra el lugar donde ocurrió la falla. Cuando las protecciones efectúan una *operación correcta* (OC), el área de desconexión generada por la falla es mínima y está constituida por el elemento donde se presento la falla que fue liberada por los interruptores de protección primaria correspondientes, tal como se muestra en el diagrama de la Fig. 4.1.

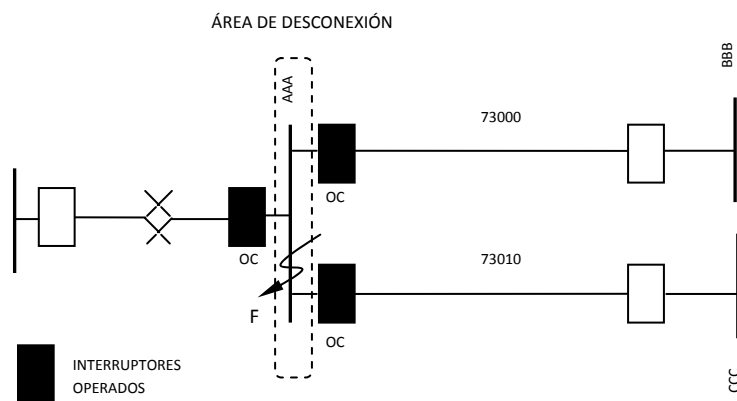


Fig. 4.1. Área de desconexión generada por una operación correcta de interruptores.

Sin embargo, si se presentan fallos de funcionamiento (fallos de operación y operaciones incorrectas) en los esquemas de protección, el área de desconexión se incrementa, existiendo distintas opciones para justificar su formación. En el caso de un *fallo de operación* (OF) de interruptores en las protecciones, además de operar parte de los interruptores de protección primaria, operan otros interruptores como respaldo de los que no operaron, incrementándose así el área de desconexión (Fig. 4.2).

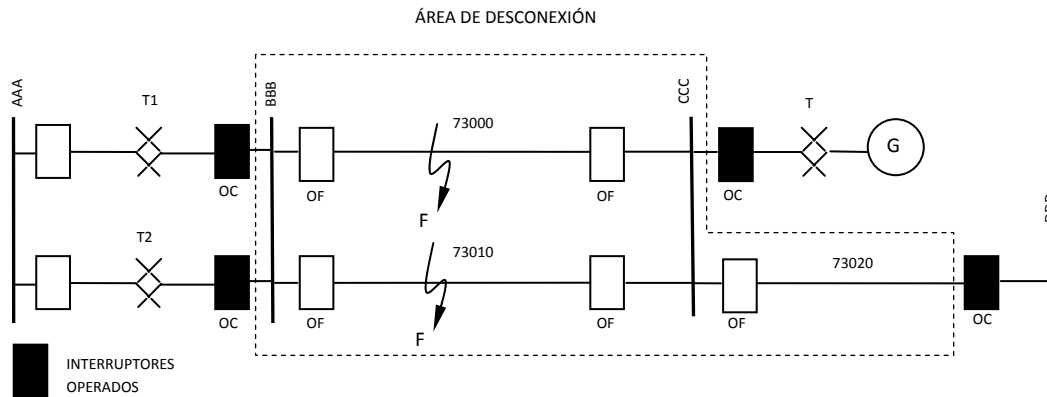


Fig. 4.2. Área de desconexión generada por fallos de operación en las protecciones.

En cambio, en una *operación incorrecta* (OI) de interruptores, las protecciones primarias o de respaldo correspondientes liberan la falla adecuadamente, pero ocurre la operación de otros interruptores que no debieron haber operado (Fig. 4.3). Así mismo, la clasificación de *no operación* (NO) se establece para los interruptores dentro de las trayectorias que no se involucran en la operación de las protecciones.

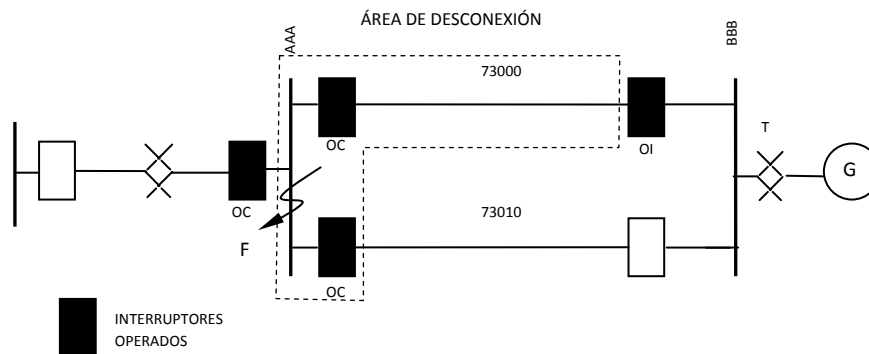


Fig. 4.3. Área de desconexión generada por la operación incorrecta de interruptores.

Así, la operación de interruptores se puede clasificar en cuatro estados, los cuales se describen de la siguiente forma:

- *Operación Correcta (OC)*: El interruptor opera de forma correcta a través de su trayectoria al localizarse en el área de cobertura más próxima al elemento bajo hipótesis de falla, aislando la aportación e involucrando un menor número de elementos del sistema.
- *Fallo de operación (OF)*: Interruptor no opera en forma errónea debido a que a través de la trayectoria a la que pertenece, no existe otro interruptor más cercano al elemento bajo hipótesis de falla, que aisle la aportación de corriente mediante su apertura.
- *Operación Incorrecta (OI)*: Interruptor opera en forma incorrecta en la trayectoria a la que pertenece, dado que uno o más interruptores de la trayectoria ubicados en el área de cobertura de protección más cercana al elemento bajo hipótesis de falla opera aislando la aportación de corriente hacia el mismo. Lo anterior significa que el interruptor en la misma trayectoria opera en falso en una zona de cobertura distante, lo cual es incorrecto al estar aislada la trayectoria de aportación.
- *No Operación (NO)*: El interruptor no opera de forma correcta en la trayectoria a la que pertenece, lo cual se debe a las siguientes hipótesis de operación:
 - a) El elemento bajo hipótesis de falla no cumple con la segunda condición para ser candidato de falla al no presentar la operación de uno o más de los interruptores en la totalidad de sus trayectorias de aportación que lo aislen del resto de la red.
 - b) La trayectoria de aportación a la que pertenece es aislada previamente por la operación de algún interruptor localizado en un área de cobertura más próxima a elemento bajo hipótesis de falla, por lo cual el efecto de la falla no se propaga hasta provocar la operación del interruptor analizado.

La Fig. 4.4 presenta un caso de operación de protecciones, donde se indican los interruptores y relevadores operados. La identificación de los elementos candidatos y las trayectorias de corriente para cada uno se determinan en el capítulo 3 (ver Fig. 3.5 y 3.8); la Tabla 4.1 muestra la clasificación que reciben los interruptores en las trayectorias del elemento candidato LT-73000.

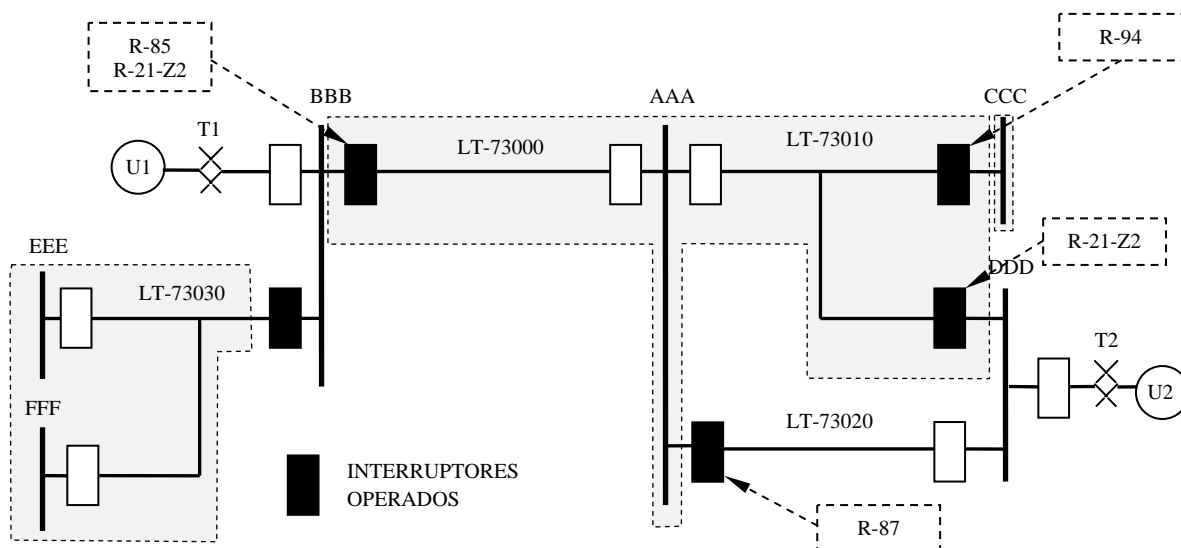


Fig. 4.4. Caso de operación de protecciones.

Tabla 4.1 Clasificación de la operación interruptores a través de las trayectorias del elemento candidato LT-73000.

| Elemento | Interruptor Primario | | | Interruptor de Respaldo Local | | Interruptor de Respaldo Remoto | | | |
|----------|----------------------|---|----|-------------------------------|----|--------------------------------|----------|---|----|
| | | 0 | OF | 0 | OF | 0 | OF | 1 | OC |
| LT-73000 | AAA73000 | 0 | OF | AAA73010 | 0 | OF | CCC73010 | 1 | OC |
| LT-73000 | AAA73000 | 0 | OF | AAA73010 | 0 | OF | DDD73010 | 1 | OC |
| LT-73000 | AAA73000 | 0 | OF | AAA73020 | 1 | OC | DDD73020 | 0 | NO |
| LT-73000 | BBB73000 | 1 | OC | BBB-U1 | 0 | NO | - | - | - |
| LT-73000 | BBB73000 | 1 | OC | BBB73030 | 1 | OI | EEE73030 | 0 | NO |
| LT-73000 | BBB73000 | 1 | OC | BBB73030 | 1 | OI | FFF73030 | 0 | NO |

4.2.2 ÍNDICES DE POSIBILIDAD

Una vez terminado el proceso de clasificación en la operación de interruptores en las trayectorias de cada elemento candidato, se calculan los índices de posibilidad para cada hipótesis de falla. Los índices son un indicativo de la correcta operación de los esquemas de protección para cada caso, bajo la hipótesis de que los esquemas de protección están diseñados para operar correctamente aislando cualquier punto de falla con el menor número de operaciones de interruptores, e involucrando el menor número de elementos del sistema.

Así, los escenarios de hipótesis de falla con un número elevado de operaciones incorrectas no son justificables, disminuyendo así su posibilidad de ser el elemento real de falla. Para esto, previo al cálculo de los índices, se crea un factor de penalización (F_{IO}) producto del recuento de interruptores operados de forma incorrecta en cada escenario de operación de protecciones. Este factor actúa sobre los índices de posibilidad reduciendo su valor final en los casos que se presente un elevado número de fallos de funcionamiento de las protecciones. Este factor se calcula de la siguiente forma:

$$TI_{OI} = (IT) - (TI_{OC}) \quad (4.1)$$

$$F_{OI} = 1 - \frac{(TI_{OI})}{(IT)} \quad (4.2)$$

donde IT es el número total de interruptores operados durante el disturbio en el sistema, TI_{OI} es el número total de interruptores clasificados como operación incorrecta en cada hipótesis de falla, TI_{OC} es el número total de interruptores clasificados como operación correcta en el mismo escenario de operación de protecciones, y F_{OI} es el factor de penalización por operaciones incorrectas usado para el cálculo de los índices de posibilidad. Una vez obtenido el F_{OI} se inicia el cálculo del primero de los índices, que corresponde a la operación de interruptores primarios de cada hipótesis de falla; este índice utiliza el número total de trayectorias en el elemento e interruptores primarios clasificados como operación correcta en las trayectorias, junto con el factor de penalización por operaciones F_{OI} calculado para la hipótesis de falla.

Antes de continuar con el cálculo del segundo y tercer índice debe tenerse conocimiento de la existencia ó ausencia de esquemas de protección de respaldo local o 50FI dentro del diseño de las protecciones del sistema. Si existe el esquema de respaldo local, el segundo índice se calcula de forma similar al primero, pero utilizando el recuento de interruptores de respaldo local en lugar de interruptores primarios. De igual forma, el tercer índice utiliza el total de interruptores de respaldo remoto clasificados como operación correcta en la hipótesis de falla, a excepción de los elementos tipo barra.

Si por el contrario, no existe el esquema de protección de respaldo local, el segundo índice se calcula con el recuento de interruptores de respaldo remoto clasificados como operación correcta. Bajo la consideración de ausencia de esquema de respaldo local no existe un tercer índice de posibilidad. Para el cálculo de los índices se utilizan las siguientes ecuaciones, en las cuales el superíndice “*” hace referencia a los casos de análisis de redes con esquema de protección de respaldo local, los cuales cuentan con tres índices de posibilidad.

$$I_1 = \left(1 - \frac{TT - OC_{IP}}{TT}\right) * F_{OI} \quad (4.3)$$

$$I_2 = \left(1 - \frac{TT - OC_{IRR}}{TT}\right) * F_{OI} \quad (4.4)$$

$$I_2^* = \left(1 - \frac{TT - OC_{IRL}}{TT}\right) * F_{OI} \quad (4.5)$$

$$I_3^* = \left(1 - \frac{TT - OC_{IRR}}{TT}\right) * F_{OI} \quad (4.6)$$

donde TT es el número total de posibles trayectorias de aportación de corriente de falla del elemento candidato, OC_{IP} es el número de interruptores de tipo primario que operaron y son clasificados como operación correcta en el escenario de operación de protecciones de cada hipótesis de falla, OC_{IRR} es el número de interruptores de respaldo remoto que operaron y su operación es clasificada como operación correcta en cada hipótesis de falla, OC_{IRL} es el número de interruptores de respaldo local que operaron y son clasificados como operación correcta en cada hipótesis de falla, y F_{OI} el factor de penalización por operaciones incorrectas usado para el cálculo de los índices de posibilidad.

4.2.3 EVALUACIÓN DE ÍNDICES DE POSIBILIDAD Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS CON INFORMACIÓN DE INTERRUPTORES

Calculados los índices de posibilidad de cada elemento candidato de falla, se puede determinar cuál de las alternativas de falla es la más segura de haber ocurrido. Este proceso

está estructurado de forma jerárquica en cuanto a la complejidad de la hipótesis a verificar. Esta jerarquía se basa en una estimación de las posibilidades de operación de las protecciones en un sistema de potencia en el cual la mayor parte de estas operaciones se realizan de forma apropiada y sin fallos u operaciones incorrectas en los equipos de protección.

La alternativa de falla más segura de haber ocurrido es aquella que tenga asociado el mayor índice de posibilidad. El ordenamiento se realiza por prioridad de índices, iniciado con el índice basado en operaciones de interruptores primarios (I1) y siguiendo con los basados en interruptores de respaldo (I2 e I3 respectivamente); los casos de empate entre índices de la misma prioridad se rompen con los índices subsiguientes.

Hay que recalcar que la estructura de ponderación propuesta es una medida heurística de la posibilidad de que una falla haya ocurrido en determinado elemento, tomando como base las características 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 interruptores confiere gran importancia a aquellos elementos alrededor de los cuales existe mayor cantidad de protecciones operadas correctamente ya que ello es una evidencia de la ubicación del lugar de falla más factible.

De esta forma los elementos candidatos se ordenan en base a su posibilidad de ser el elemento de falla de acuerdo a la clasificación de la operación de los interruptores dentro de cada escenario de falla. Los resultados presentan a los elementos en orden de posibilidad junto con los índices bajo los cuales son ordenados y la justificación de la operación de los interruptores en los escenarios dados por cada elemento de falla.

La Tabla 4.2 presenta el resultado del cálculo de los índices de posibilidad de los elementos candidatos del sistema de la Fig. 4.4, los cuales están ubicados en un área de desconexión del sistema, aislados de aportaciones de corriente de falla (ver Fig.3.8). Los elementos son ordenados de acuerdo con su grado de posibilidad a ser el punto de falla real para el caso de operación bajo análisis.

Tabla 4.2. Resultado del diagnostico con información de interruptores.

| Elemento | TT | OC _{IP} | OC _{IRL} | OC _{IRR} | Índice 1 | Índice 2 | Índice 3 | F _{OI} |
|----------|----|------------------|-------------------|-------------------|----------|----------|----------|-----------------|
| 73010 | 6 | 4 | 1 | 1 | 0.53 | 0.133 | 0.133 | 0.8 |
| 73000 | 6 | 3 | 1 | 2 | 0.4 | 0.133 | 0.27 | 0.8 |
| AAA | 4 | 1 | - | 3 | 0.2 | 0.6 | - | 0.8 |
| CCC | 2 | 2 | - | 0 | 0.2 | 0 | - | 0.2 |
| 73030 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0.2 | 0 | 0 | 0.2 |

4.3 EVALUACIÓN DE OPERACIÓN DE RELEVADORES

La información procedente de los relevadores en los esquemas de protección del sistema proporciona una mayor cantidad de datos para mejorar los resultados presentados del diagnóstico de ubicación de fallas, asociando la lógica del análisis de interruptores a un análisis de la información de relevadores del sistema, lo cual engloba la información disponible en los esquemas de protección.

En esta sección se realiza un análisis de la operación de los relevadores de los esquemas de protección de los sistemas eléctricos ante un disturbio, basado en la información del tipo de relevador, su área de cobertura, ubicación y nivel de información que son proporcionados a través de las UTR's, refiriendo a este último punto la información de zonas de operación y fases en las cuales el relevador indica haber detectado la falla; se estiman posibles zonas de falla que justifiquen la operación del relevador. Para definir las posibles zonas de detección de falla, se propone la clasificación de los relevadores en base a la deducción de los posibles puntos de localización de la falla sustentada en sus características, las cuales se evalúan utilizando técnicas implementadas en lógica difusa para poder así cuantificar la información de los relevadores y modificar, a través de un factor de ponderación, los índices de posibilidad calculados para los elementos candidatos.

4.3.1 CLASIFICACIÓN DE RELEVADORES

En las secciones 2.3 y 2.4 se presentó una descripción general de los esquemas de protección en los sistemas de potencia así como de los criterios mediante los cuales se determinan los tipos de protección (primaria y respaldo) y las áreas de cobertura (con selectividad absoluta ó selectividad relativa) de cada uno de ellos. Utilizando los conceptos

descritos en dichas secciones se propone una clasificación de los relevadores en la cual se estiman posibles ubicaciones de falla en base a la interpretación de la información disponible de los tipos de protección y sus zonas de cobertura.

Debido a la problemática presente en la disponibilidad de la información de los relevadores el proceso de análisis de clasificación utiliza distintos casos de niveles de información, en los que se presentan casos en los cuales solo se dispone de la información del tipo de relevador reportado, y casos en los que además del tipo de relevador se dispone con información adicional del tipo o zonas de operación; tal es el caso de los relevadores de sobrecorriente donde su análisis se realiza con o sin la información del tipo de operación reportada (instantánea/tiempo inverso), y los relevadores de distancia utilizando o no la información de la zona de operación del relevado (primera zona Z1, segunda zona Z2 y tercera zona Z3). El proceso de clasificación propuesto asocia a los relevadores operados en tres grupos, en los cuales se designan un valor de certidumbre para la localización de la falla. La interpretación de la operación de los relevadores en cada grupo es la siguiente:

- El primer grupo lo conforman aquellos relevadores de los cuales se puede inferir en base a su área de cobertura, que la falla se ubica en el elemento al cual protegen de forma primaria; tal es el caso de las protecciones con selectividad absoluta como los esquema piloto de líneas de transmisión y diferencial en barras y transformadores, ó relevadores de selectividad relativa como el instantáneo en sobrecorriente y la primera zona en distancia entre otros.
- El segundo grupo lo conforman los relevadores cuya operación permite concluir que la falla puede haber ocurrido en el elemento al cual protege de forma primaria ó en cualquiera de los elementos a los cuales protege de forma de respaldo; este es el caso de los relevadores con selectividad relativa como por ejemplo las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso y la de segunda zona en distancia, entre otras.
- El tercer grupo lo conforman aquellos relevadores de los cuales se puede inferir, en base a su área de cobertura, que la falla se ubica en un elemento distinto al que se protege de manera primaria, tal es el caso de los relevadores de secuencia negativa.

La Tabla 4.3 muestra un listado de los elementos de un sistema de potencia con sus respectivos relevadores de protección, marcando en cada uno la clasificación del grupo en el que se sitúan por su nivel de certidumbre asignado. Si se dispone de la información de las

zonas de protección en la operación de los relevadores de distancia y la información de los relevadores de sobrecorriente en operación de tiempo instantáneo ó tiempo inverso, los niveles de certidumbre de los relevadores se situaran en distintos niveles a partir de esta información.

Tabla 4.3. Clasificación de relevadores de acuerdo a niveles de certidumbre de ubicación de falla.

| Elemento del SEP | Relevador | Código | N1 | N2 | N3 |
|------------------------------------|--|--------|----|----|----|
| Generador | Diferencial | 87 | • | | |
| | Secuencia negativa | 46 | | | • |
| | Respaldo contra fallas externas (distancia) | 2G | | | • |
| | Respaldo contra fallas externas (sobrecorriente) | 5V | | | • |
| | Sobrevoltajes | 59 | | • | |
| | Sobreexcitación | 24 | • | | |
| | Fallas en estator | 6E | • | | |
| | Fallas en campo | 6C | • | | |
| | Perdida de excitación | 40 | • | | |
| | Protección de baja frecuencia | 8U | | • | |
| Protección de paro de unidad | 8M | • | | | |
| Transformador Autotransformador | Diferencial | 87 | • | | |
| | Buchholz | 63 | • | | |
| | Sobrecorriente de tierra: | 5N | | • | |
| | • Instantáneo | | • | | |
| | • Tiempo inverso | | | • | |
| | Sobrecorriente de fase lado alta: | 5A | | • | |
| | • Instantáneo | | • | | |
| | • Tiempo inverso | | | • | |
| | Sobrecorriente de fase lado baja: | 5B | | • | |
| | • Instantáneo | | • | | |
| • Tiempo inverso | | | • | | |
| Línea | Distancia de fase: | 2F | | • | |
| | • Zona 1 | 2F-Z1 | • | | |
| | • Zona 2 | 2F-Z2 | | • | |
| | • Zona 3 | 2F-Z3 | | | • |
| | Distancia de tierra | 2T | | • | |
| | • Zona 1 | 2T-Z1 | • | | |
| | • Zona 2 | 2T-Z2 | | • | |
| | • Zona 3 | 2T-Z3 | | | • |
| | Sobrecorriente de fase: | 6F | | • | |
| | • Instantáneo | | • | | |
| • Tiempo inverso | | | • | | |
| Sobrecorriente de tierra | 6T | | • | | |
| • Instantáneo | | • | | | |
| • Tiempo inverso | | | • | | |
| Esquema piloto | 85 | • | | | |
| Recepción de disparo transferido | 94 | | | • | |
| Barra | Diferencial | 87 | • | | |
| Capacitor | Protección de sobrevoltaje | 59 | | • | |
| | Sobrecorriente de tierra | 5N | | • | |
| | Sobrecorriente de fase | 51 | | • | |
| Reactor | Diferencial | 87 | • | | |
| | Buchholz | 63 | • | | |
| | Sobrecorriente de tierra | 5N | | • | |
| | Sobrecorriente de fase | 51 | | • | |

4.3.2 EVALUACIÓN DE NIVELES DE CERTIDUMBRE

La evaluación de la información de relevadores busca obtener un valor indicativo en base a la clasificación por niveles de certidumbre de los relevadores operados en el disturbio, que represente de manera cuantitativa el grado de posibilidad de que un elemento sea el punto de falla; el propósito es modificar los índices de posibilidad derivados de la análisis de interruptores operados.

La clasificación de los relevadores por niveles de certidumbre en base a la posible ubicación de una falla es un escenario cualitativo y no cuantitativo, ya que la certeza de una afirmación no es absoluta, y varía entre falsa y verdadera. Por ello, el análisis de la información de relevadores es un problema que se puede resolver mediante la aplicación de lógica difusa [29], que permite determinar un resultado numérico a partir de funciones de pertenencia que caracterizan cada entrada, siendo estas la clasificación por niveles de certidumbre de los relevadores operados que se asocian a cada elemento candidato.

La variable lingüística establecida para el análisis es la “*Posibilidad*” de que una falla se localice en alguno de los elementos candidatos. Los términos lingüísticos de posibilidad utilizados para la evaluación son “*Media*”, “*Alta*” y “*Muy alta*”, los cuales se asocian en base a los conceptos de los niveles de certidumbre N3, N2 y N1 respectivamente, que sitúan el posible punto de falla de acuerdo al tipo de relevador y operación que reporte del mismo.

El conjunto de variables difusas o universo de discusión lo conforman funciones de pertenencia de tipo impulso (*singleton*) descritas por un solo punto, las cuales están dada por un par ordenado cuyo primer elemento es el peso asignado al conjunto, y el segundo elemento es el grado de membresía calculado de la variable (peso, grado de membresía). La Fig. 4.5 presenta la estructura del análisis difuso para la información de los niveles de certidumbre de relevadores.

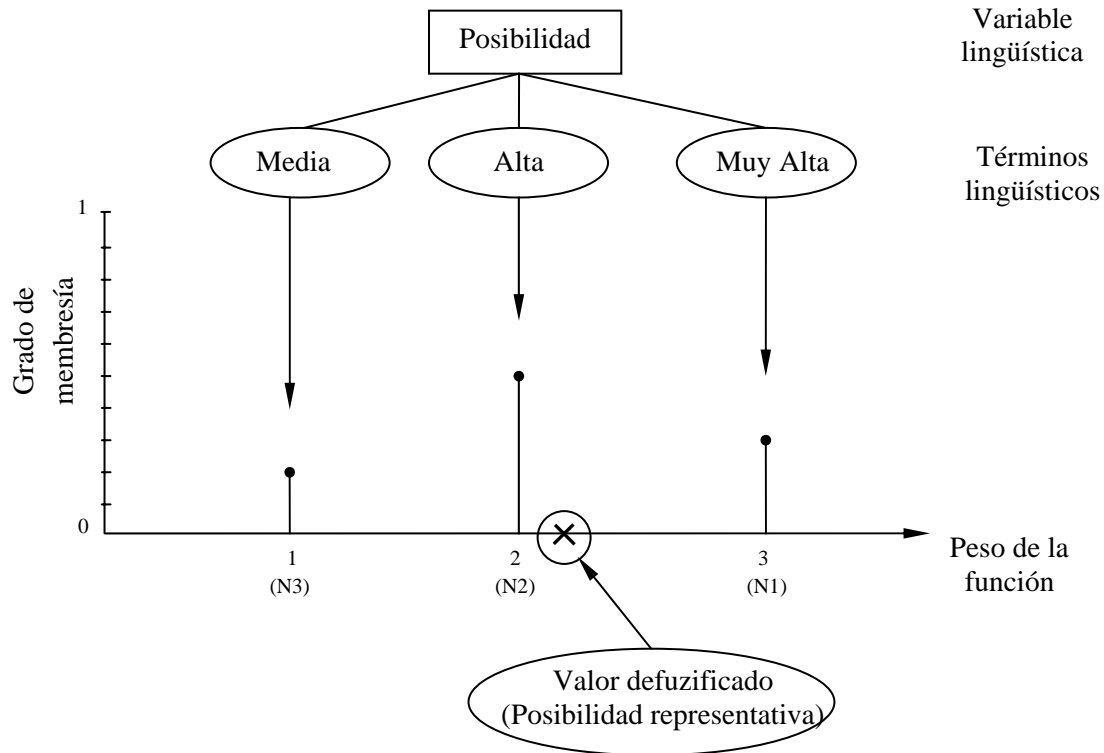


Fig. 4.5. Estructura de análisis difuso para la información de relevadores.

El peso de cada función se asigna para cada término lingüístico de posibilidad, *Media*, *Alta* y *Muy Alta*, 1, 2 y 3 respectivamente de forma heurística en base al planteamiento de la posible ubicación de la falla. El grado de membresía se asigna a cada función de pertenencia utilizando el número total de relevadores asociados en cada elemento candidato y el nivel de certidumbre que reciben cada uno de ellos de la siguiente forma:

$$\mu_s(x_1) = \frac{\sum RN1}{\sum TR} \quad (4.7)$$

$$\mu_s(x_2) = \frac{\sum RN2}{\sum TR} \quad (4.8)$$

$$\mu_s(x_3) = \frac{\sum RN3}{\sum TR} \quad (4.9)$$

donde $\mu_s(x_1)$, $\mu_s(x_2)$ y $\mu_s(x_3)$ son los grados de membresía correspondientes a cada función, TR es el total de relevadores asociados a cada elemento candidato analizados, RN1 son los relevadores asociados a cada elemento candidato clasificados con un nivel de certidumbre N1, RN2 son lo relevadores asociados a cada elemento candidato clasificados con un nivel de certidumbre N2 y RN3 son lo relevadores asociados a cada elemento candidato clasificados con un nivel de certidumbre N3.

Una vez identificado y planteado el problema del análisis de la operación de relevadores, se realiza el proceso de defuzzificación de la variable de salida [30]. Esto es necesario a fin de convertir a un factor numérico una conclusión difusa “vaga” de la posibilidad de la ubicación de falla, combinada los conceptos de niveles de certidumbre de ubicación de falla en la operación de interruptores en cada elemento candidato.

Existen distintos métodos de defuzzificación entre los cuales destacan el de centro de gravedad o centroíde, centro de sumas, centro de mayor área, método de la altura, método de máximos, etc. [30]. Como las funciones de pertenencia asociadas a los relevadores son del tipo impulso (*singleton*), se decidió utilizar el método de defuzzificación del centroide por su fácil implementación. En geometría, el centroide o baricentro de un objeto X perteneciente a un espacio n -dimensional es la intersección de todos los hiperplanos que dividen a X en dos partes de igual n -volumen con respecto al hiperplano. Informalmente, es el promedio de todos los puntos de X . El método de defuzzificación por obtención del centro de gravedad es descrito por:

$$X' = \frac{\int_{(x \in U)} (x \cdot f(x)) dx}{\int_{(x \in U)} f(x) dx} \quad (4.10)$$

donde X' es el valor defuzificado (CRISP ó exacto), $f(x)$ la función de pertenencia y U el universo de discurso. Como las funciones que se utilizan son de tipo impulso, este método se puede aproximar como:

$$X' = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot \mu_s(x_i)}{\sum_{i=1}^n \mu_s(x_i)} \quad (4.11)$$

donde x_i es el centro de gravedad local dado por el peso asignado a la i -ésima variable difusa (valores de $x_1=1$, $x_2=2$ y $x_3=3$ respectivamente, designados de forma heurística), $\mu_s(x_i)$ es el grado de membresía para la i -ésima variable difusa y n es el número de puntos que se van a procesar.

De esta forma, el cálculo del centro de gravedad de las funciones de pertenencia dadas por los niveles de certidumbre de los relevadores, representa en forma cuantitativa la posibilidad de que la falla se situó en el elemento candidato analizado. El valor obtenido se denomina *Factor de Operación de Relevadores* (F_R), el cual se utiliza de forma similar al F_{OI} en los índices de posibilidad basados en interruptores aumentando la posibilidad de que un elemento haya ocurrido la falla. La Fig. 4.6 muestra la representación y cálculos del factor F_R para la línea 73000 en la Fig. 4.4, la cual se asocia a la operación de un relevador de distancia en zona dos (2F-73000BBB, Z2) y uno de esquema piloto por recepción de disparo transferido (85-73000BBB), los cuales corresponden a niveles de certidumbre N1 y N2 respectivamente; con este escenario los valores de las funciones de pertenencia (media, alta y muy alta) son de $\mu_s(x_1)=0$, $\mu_s(x_2)=0.5$ y $\mu_s(x_3)=0.5$ respectivamente.

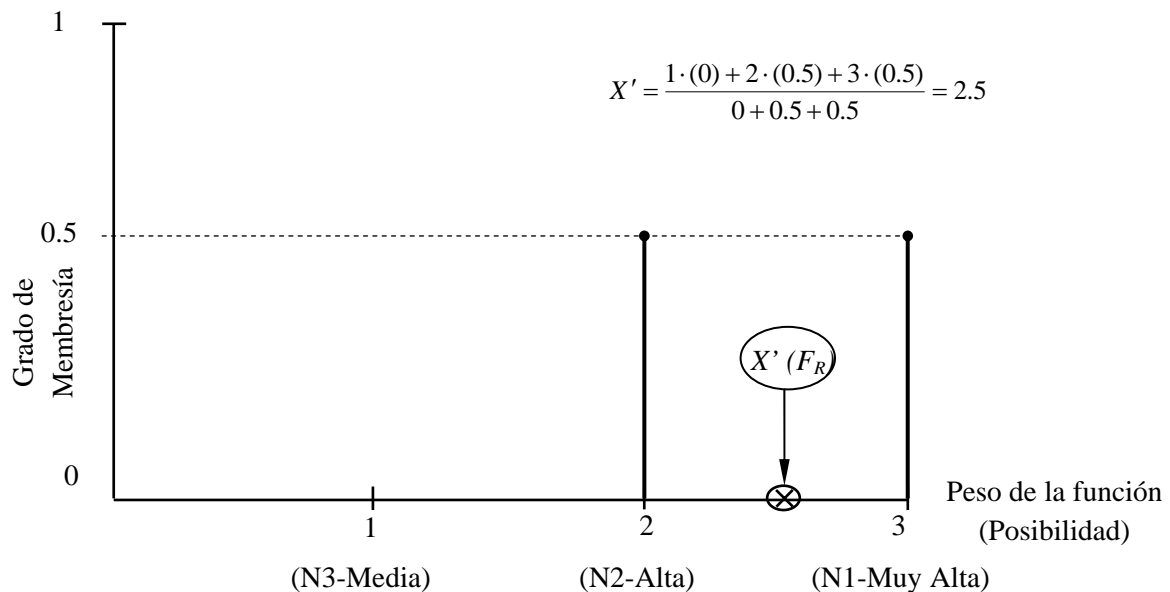


Fig. 4.6. Representación del cálculo de defuzzificación de información de relevadores del elemento 73000 de la Fig. 4.4.

La Tabla 4.4 presenta el resultado del cálculo de los índices de posibilidad de los elementos candidatos del sistema de la Fig. 4.4 adicionando la información del análisis de relevadores. Los elementos son ordenados de acuerdo con su posibilidad de ser el punto de falla real utilizando la información de las protecciones reportada. Previamente, utilizando solo información de interruptores (Tabla 4.2), la posibilidad más alta correspondía a la línea 73010, pero al incluir la información de relevadores ahora la línea 73000 es el lugar de falla más probable (Tabla 4.4). Esto se debe a la asociación de la línea 73000 con un relevador de disparo transferido por esquema piloto de nivel N1 de certidumbre y un relevador de distancia en zona dos con nivel dos de certidumbre, y en la línea 73010 con un relevador de distancia en zona dos con nivel N2 de certidumbre y uno de recepción de disparo transferido con nivel N3 de certidumbre. Con esto se aprecia la ventaja de integrar la mayor cantidad de información al análisis dando mayor certeza a los resultados del diagnóstico.

Tabla 4.4. Resultado del diagnostico con información de interruptores y relevadores.

| Elemento | N1 | N2 | N3 | Índice 1 | Índice 2 | Índice 3 | F _{OI} | F _R |
|----------|----|----|----|----------|----------|----------|-----------------|----------------|
| 73000 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0.33 | 0.675 | 0.8 | 2.5 |
| 73010 | 0 | 1 | 1 | 0.8 | 0.2 | 0.2 | 0.8 | 1.5 |
| AAA | 1 | 0 | 0 | 0.6 | 1.8 | - | 0.8 | 3 |
| CCC | 0 | 0 | 1 | 0.2 | 0 | - | 0.2 | 1 |
| 73030 | 0 | 0 | 1 | 0.2 | 0 | 0 | 0.2 | 1 |

4.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

El análisis de la operación de protecciones se realiza por medio de la comparación de los estados de prefalla y postfalla del sistema, utilizando la información de interruptores y relevadores reportada por el sistema SCADA, y la información almacenada en la base de datos del identificador de trayectorias.

La clasificación en la operación de interruptores se basa en el objetivo de protección de desconectar de la manera más rápida a un elemento fallado del sistema, sin permitir que el disturbio se extienda a más elementos de la red involucrando al menor número de elementos del sistema.

Los índices son un indicativo de la correcta operación de los esquemas de protección, el cálculo de estos es totalmente heurístico y consiste en realzar la operación correcta y penalizar la operación incorrecta de interruptores asociados, en función del tipo de clasificación asignada. Dada esta estructura, cuanto menor sea el número de operaciones incorrectas de interruptores y mayor el número de operaciones correctas de interruptores primarios en las trayectorias de los elementos que se tenga que inferir, el índice de posibilidad correspondiente al lugar de falla será de mayor valor.

La clasificación de los relevadores busca identificar la posible ubicación de falla en base a las áreas de cobertura e información disponible de los esquemas de protección. El uso de técnicas de lógica difusa permite obtener un resultado numérico que representa la posibilidad de un elemento en ser punto de falla en base a la información de los relevadores (F_R); esto permite modificar los índices de posibilidad calculados en base al análisis de operación de interruptores, aumentando la posibilidad de los elementos que estén asociados a la operación de relevadores primarios.

CAPITULO 5

VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS

5.1 INTRODUCCIÓN

A fin de validar la metodología para el diagnóstico de ubicación de fallas, se realizó un conjunto de pruebas utilizando casos hipotéticos y casos reales de operación de protecciones de la red eléctrica del Área 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 Áreas de Control de CFE.

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 Área 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 BASES DE DATOS

En cada uno de los casos de operación de protecciones se utilizan los reportes de eventos elaborados por el personal del Área de Control Noreste de C.F.E., para identificar los interruptores y relevadores reportados como operados por el sistema SCADA. Esta información es capturada en forma manual en una base de datos, que representa las condiciones de postfalla y el inicio del proceso de diagnóstico de ubicación de falla. La condición de prefalla esta almacenada en una segunda base de datos, generada por el Identificador de Trayectorias a partir de los cambios de topología en la red. Se debe resaltar que ambos algoritmos para formar las bases de datos de prefalla y postfalla no están implementados de forma automática por dos razones, primero, el objetivo de este trabajo de investigación es validar la metodología de diagnóstico propuesta, y segundo, la implementación está programada para realizarse en tiempo real, como una aplicación del

sistema SCADA del Área de Control Noreste de C.F.E. La Fig. 5.1 resume el proceso de formación de las base de datos.

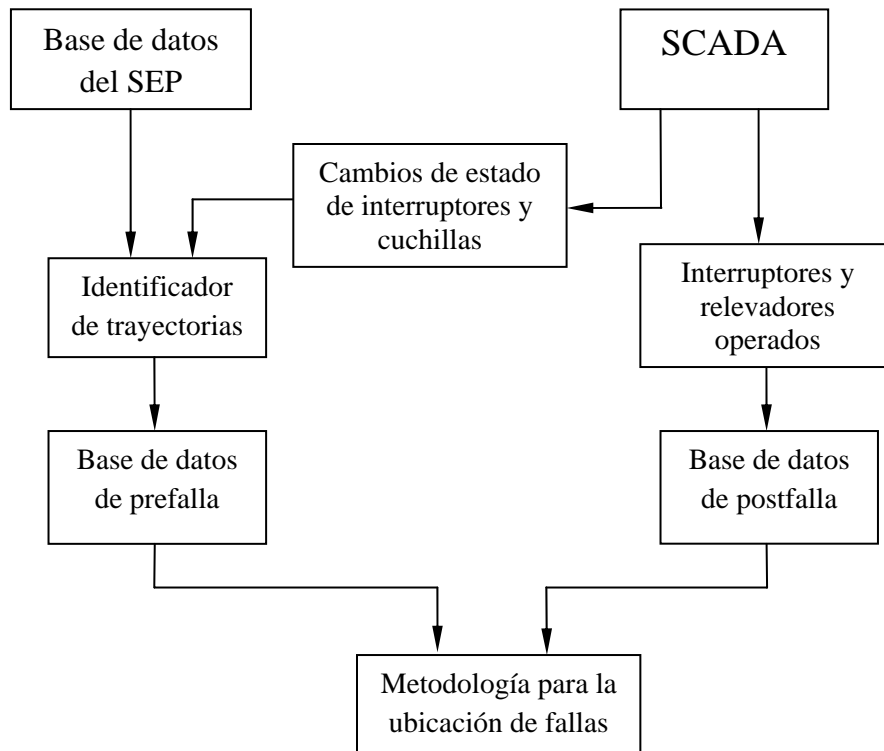


Fig. 5.1. Estructura de construcción de las base de datos de prefalla y postfalla.

Siguiendo el proceso descrito, para cada caso de disturbio, los resultados del análisis del diagnóstico de ubicación de fallas se presentan en forma tabular con la siguiente estructura:

- Los elementos son ordenados en forma descendente en base a la posibilidad de ser el elemento fallado.
- Se ordenan los índices de posibilidad basados en la operación de interruptores y relevadores en forma descendente.
- Se muestra la justificación de la operación de protecciones para cada elemento presentado como lugar de falla.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en 4 de las pruebas realizadas, utilizando la información de la base de datos del Área de Control Noreste de la CFE. Los resultados obtenidos muestran que es factible su implementación en tiempo real.

5.3 CASO DE PRUEBA 1

En la Fig. 5.2 y las Tablas 5.1 y 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. Se resume la información de operación de interruptores correspondiente a una falla en la línea 93820. El análisis se realiza considerando la existencia de un esquema de protección de respaldo local en el sistema eléctrico. Este caso se analiza en primera instancia utilizando solo la información de interruptores y relevadores sin contar con las zonas de operación de los mismos, y posteriormente se utilizará la información de las zonas de operación en los relevadores.

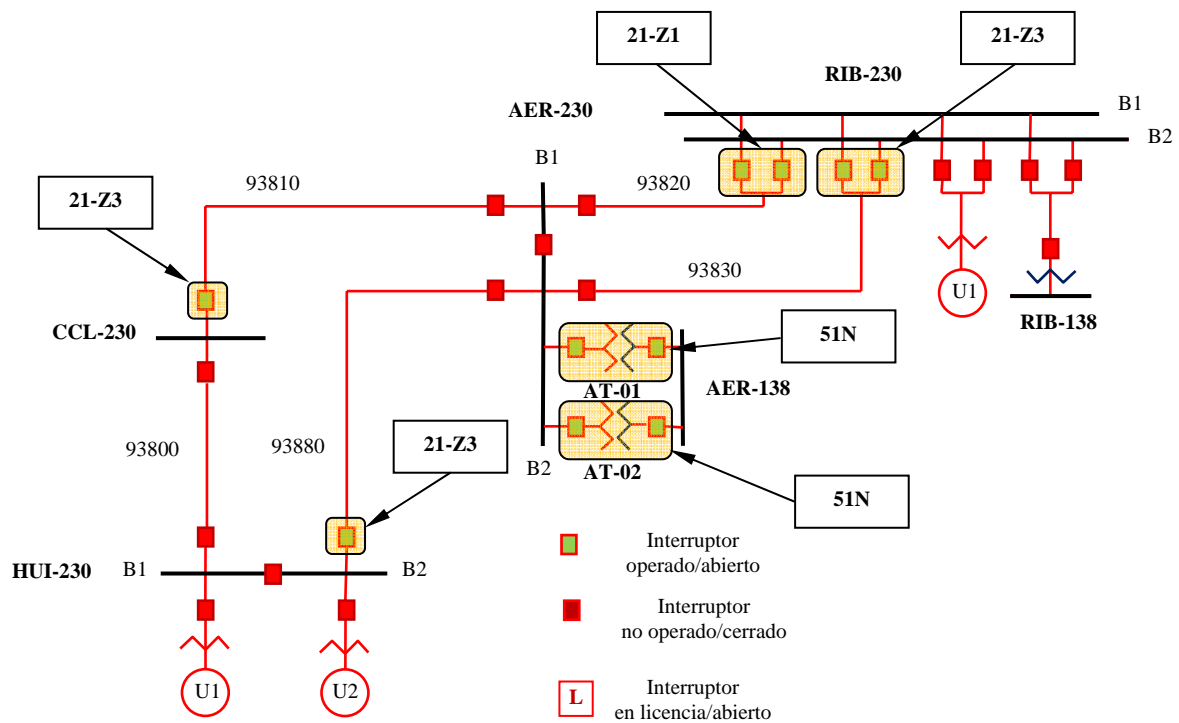


Fig. 5.2. Caso de prueba I, subárea Frontera en el Área de Control Noreste de C.F.E.

Tabla. 5.1. Interruptores operados, caso de prueba 1.

| INTERRUPTORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | |
|--|------------|----------|
| RIB93820 | RIB90320 | HUI93880 |
| RIB93830 | RIB90830 | CCL93810 |
| AER230-TR1 | AER230-TR2 | |
| AER138-TR1 | AER138-TR2 | |

Tabla. 5.2. Relevadores operados, caso de prueba 1.

| RELEVADORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|-----------------|
| TIPO DE RELEVADOR | ELEMENTO PROTEGIDO | SUBESTACIÓN | CÓDIGO |
| DISTANCIA (Z1) | 93820 | RIB | 2F-93820RIB, Z1 |
| DISTANCIA (Z3) | 93810 | CCL | 2F-93810CCL, Z3 |
| DISTANCIA (Z3) | 93830 | RIB | 2F-93830RIB, Z3 |
| DISTANCIA (Z3) | 93880 | HUI | 2F-93880HUI, Z3 |
| SOBRECORRIENTE | AER-AT1 | AER | 5N-AER-AT1 |
| SOBRECORRIENTE | AER-AT2 | AER | 5N-AER-AT2 |

El resultado del análisis del caso de falla sin la información de las zonas de operación en los relevadores de distancia se muestra en la Tabla 5.3, en ella se observa a los elementos LT-93820 y LT-93830 encabezando la lista de candidatos en igual posición en base a su grado de posibilidad de ser elemento de falla al obtener los índices más altos en la evaluación, 1.0, 0.2 y 0.4 en los índices uno, dos y tres respectivamente. Estos índices son producto de la identificación, en ambos casos, de dieciséis posibles trayectorias de aportación de corriente, en las cuales diez de ellas son aisladas por la operación de un interruptor de protección primaria, dos por interruptores de respaldo local y cuatro por interruptores de respaldo remoto; además, se identifican dos interruptores que operan en forma incorrecta de los diez interruptores reportados como operados en el disturbio.

Como se planteo en el reporte del caso, el verdadero elemento de falla es la línea 93820; de esta forma se verifica que el resultado del diagnóstico incluye el verdadero lugar de falla entre el grupo de elementos candidatos con mayores índices de posibilidad; así, para una operación en tiempo real, el operador del CCE podrá decidir en base a su experiencia, cuál de ellos elegir finalmente como punto de falla. El resto de los elementos que se presentan en la tabla de resultados son todos aquellos elementos que han cumplido con las condiciones preestablecidas para poder ser candidatos a punto de falla, pero debido al análisis realizado en la lógica de operación de las protecciones para cada escenario posible de falla, estos elementos se avalúan y se sitúan con niveles de posibilidad bajos, por lo cual pueden ser descartados a criterio del operador.

Tabla. 5.3. Resultados del análisis sin zonas, caso de prueba 1.

| ELEMENTO CANDIDATO | ÍNDICE 1 | ÍNDICE 2 | ÍNDICE 3 | F _{OI} | F _R |
|--------------------|----------|----------|----------|-----------------|----------------|
| 93820 | 1.0 | 0.2 | 0.4 | 0.8 | 2 |
| 93830 | 1.0 | 0.2 | 0.4 | 0.8 | 2 |
| 93880 | 0.48 | 0.32 | 0.8 | 0.8 | 2 |
| AER-AT1 | 0.4 | 0 | 0 | 0.2 | 2 |
| AER-AT2 | 0.4 | 0 | 0 | 0.2 | 2 |
| AER230-B2 | 0.2 | 0.6 | - | 0.8 | 1 |
| 93810 | 0.2 | 0.4 | 1.0 | 0.8 | 2 |
| AER138 | 0.2 | 0 | - | 0.2 | 1 |
| AER230-B1 | 0 | 0.8 | - | 0.8 | 1 |

Los resultados del análisis en la operación de las protecciones incluyendo la información de las zonas de protección de los relevadores de distancia se muestra en la Tabla 5.4; se observan nuevamente a los elementos 93820 y 93830 encabezando la lista de los posibles elementos de falla, sin embargo, en este resultado los índices en cada uno de ellos son distintos a diferencia del primer análisis, situando de esta forma a la línea 93820 como el elemento con mayor nivel de posibilidad, al presentar los mayores índices en la evaluación. Así el resultado es mejor ya que elemento correcto de falla, de acuerdo con la información presentada del disturbio, se presenta como la primera alternativa.

Tabla. 5.4. Resultados del análisis con zonas, caso de prueba 1.

| ELEMENTO CANDIDATO | ÍNDICE | ÍNDICE 2 | ÍNDICE 3 | F _{OI} | F _R |
|--------------------|--------|----------|----------|-----------------|----------------|
| 93820 | 1.5 | 0.3 | 0.6 | 0.8 | 3 |
| 93830 | 0.5 | 0.1 | 0.2 | 0.8 | 1 |
| AER-AT1 | 0.4 | 0 | 0 | 0.2 | 2 |
| AER-AT2 | 0.4 | 0 | 0 | 0.2 | 2 |
| 93880 | 0.24 | 0.16 | 0.4 | 0.8 | 1 |
| AER230-B2 | 0.2 | 0.6 | - | 0.8 | 1 |
| AER138 | 0.2 | 0 | - | 0.2 | 1 |
| 93810 | 0.1 | 0.2 | 0.5 | 0.8 | 1 |
| AER230-B1 | 0 | 0.8 | - | 0.8 | 1 |

5.4 CASO DE PRUEBA 2

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 Fig. 5.3 se muestra la red eléctrica afectada.

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).

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, se agrupó la información de protecciones de ambos disturbios en uno solo, eliminado la diferencia en tiempo entre ambos; así, la operación de interruptores y relevadores se presenta en las Tablas 5.5 y 5.6.

Tabla. 5.5. Interruptores operados, caso de prueba 2.

| INTERRUPTORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | |
|--|-----------|------------|
| ADC83010 | REC400-U2 | VDGA3460 |
| ADC83610 | FROA3450 | MON93010 |
| REC230-U1 | FROA3460 | NAV230-TR1 |
| REC230-U2 | VDGA3450 | NAV230-TR2 |

Tabla. 5.6. Relevadores operados, caso de prueba 2.

| RELEVADORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|-------------|
| 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 |

A continuación se presenta el resultado del análisis de la operación de las protecciones para las diferentes alternativas de falla, considerando dentro del esquema de protección del sistema la existencia de respaldo local por 50FI.

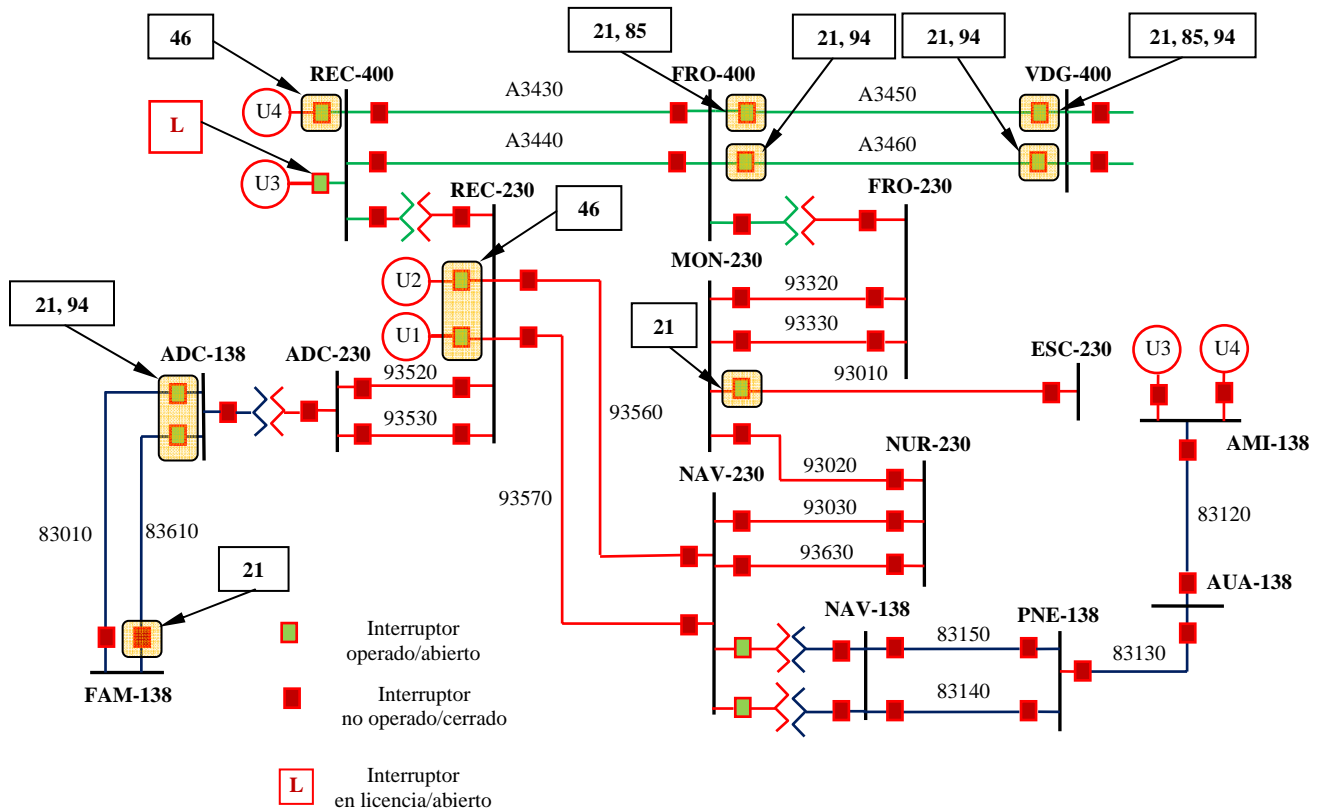


Fig. 5.3. Caso de prueba II, condición de falla ocurrida el 19/ febrero/ 1993 subárea Coahuila en el Área de Control Noreste de C.F.E.

El resultado del análisis del caso de falla se muestra en la Tabla 5.7, en ella se presenta a los elementos LT-A3450 y LT-A3460 encabezando la lista de candidatos en base a su grado de posibilidad de ser elemento de falla al obtener los índices más altos en la evaluación, ubicando a la línea A3450 ligeramente por encima con un índice de 0.367 de la línea A3460 la cual cuenta con un índice de 0.334; esta similitud se debe a que en ambos elementos se identificaron cinco posibles trayectorias de aportación de corriente de falla, de las cuales todas ellas fueron aisladas por la operación de interruptores de protección primaria, además de presentar en sus escenarios de operación diez interruptores operados de forma incorrecta de los doce reportados en el disturbio. La diferencia entre estas hipótesis de falla radica en la información obtenida de los relevadores operados; el elemento A3450 se asocia a la operación de dos relevadores de distancia (21), dos de disparo transferido por esquema piloto (85) y uno por recepción disparo transferido (94), con lo cual se obtiene un factor de operación de relevadores (F_R) igual a 2.2, mientras la

línea A3460 se asocia a la operación de dos relevadores de distancia y dos por recepción de disparo transferido, obteniendo un F_R igual a 2. Esto se explica por el desarrollo de la falla, donde el primer evento de falla ocurre en la LT-A3450 seguido por una falla en LT-A3460.

El resto de los elementos presentados como candidatos son los que han cumplido con las condiciones preestablecidas para poder ser candidatos a punto de falla, sin embargo, el análisis los sitúa como elementos de baja posibilidad. Nuevamente, el lugar real de falla está incluido en el grupo de candidatos, con los índices de posibilidad más altos.

Tabla. 5.7. Resultados del análisis, caso de prueba 2.

| ELEMENTO CANDIDATO | ÍNDICE 1 | ÍNDICE 2 | ÍNDICE 3 | F_{OI} | F_R |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|-------|
| A3450 | 0.367 | 0 | 0 | 0.167 | 2.2 |
| A3460 | 0.334 | 0 | 0 | 0.167 | 2 |
| 83610 | 0.185 | 0 | 0.093 | 0.167 | 1.667 |
| 83010 | 0.167 | 0 | 0.084 | 0.167 | 1.5 |
| 93010 | 0.167 | 0 | 0 | 0.084 | 2 |
| U1, U2, U4 | 0.084 | 0 | 0 | 0.084 | 1 |
| FAM138 | 0 | 0.167 | - | 0.167 | 1 |
| ESC230 | 0 | 0.167 | - | 0.084 | 2 |

5.5 CASO DE PRUEBA 3

La Fig. 5.4 y la Tabla 5.8 describen un caso de operación de relevadores e interruptores en una parte de la red eléctrica de la subárea Saltillo, en el Área de Control Noreste de C.F.E. Se resume la información de operación de interruptores correspondiente a una falla en la línea 73110. En el reporte de operación de protecciones se dispone de la información de las zonas y fases en las cuales operaron los relevadores de distancia, esto permite realizar un análisis comparativo de resultados del diagnóstico con distintos niveles de información.

Tabla. 5.8. Secuencia de operación de relevadores e interruptores, caso de prueba 3.

| HORA | ACCIÓN | EQUIPO | DESCRIPCIÓN | |
|---|--|--|--|----------------|
| 7:23:44 7:23:48 7:24 | D D D | SAL- IN-73110 SAL-IN- 73320 ALP-IN- 73180 | 21f (A, B y C) 21f (A y C) Z2 (Operado como respaldo por no abrir ALM-IN 78120 y ALM-IN 78210) | PRIMER EVENTO |
| 7:24:19 7:24:48 | C Falla comando de control | SAL-IN- 73320 SAL-IN- 73110 | SAL PR-OP 79 | |
| 7:24:59 7:24:59 7:24:59 7:24:59 7:24:59 7:24:59 7:24:59 7:25:01 7:25:05 7:25:05 7:25:05 | D D D D D D D D D D | SAL-IN- 72020 AT02 SAL-IN- 72030 AT03 SAL-IN- 72040 T04 SAL-IN- 72050 T05 SAL-IN- 72060 T05 SAL-IN- 72070 AT07 SAL-IN- 92020 AT02 SAL-IN- 73150 ZPL SAL-IN- 73170 CED SAL-IN- 73320 CYC | SAL PR-OP 87B-115 | SEGUNDO EVENTO |

El desarrollo del evento mostrado en la Tabla 5.8 indica que el evento se divide en dos etapas separadas entre sí por la maniobra que intenta la reconexión de los interruptores operados, la cual fracasa al intentar cerrar el interruptor SAL-73110; esto desencadena la segunda etapa del evento donde se barre la totalidad de los interruptores de la subestación Saltillo. Por ello, el análisis de la ubicación de falla se aplicará solo a la primera etapa del evento resumido en las Tablas 5.9 y 5.10, para de esta forma obtener el diagnóstico de los elementos posibles de falla y así poder evitar el cierre del interruptor del elemento fallado que provocó la segunda etapa del evento.

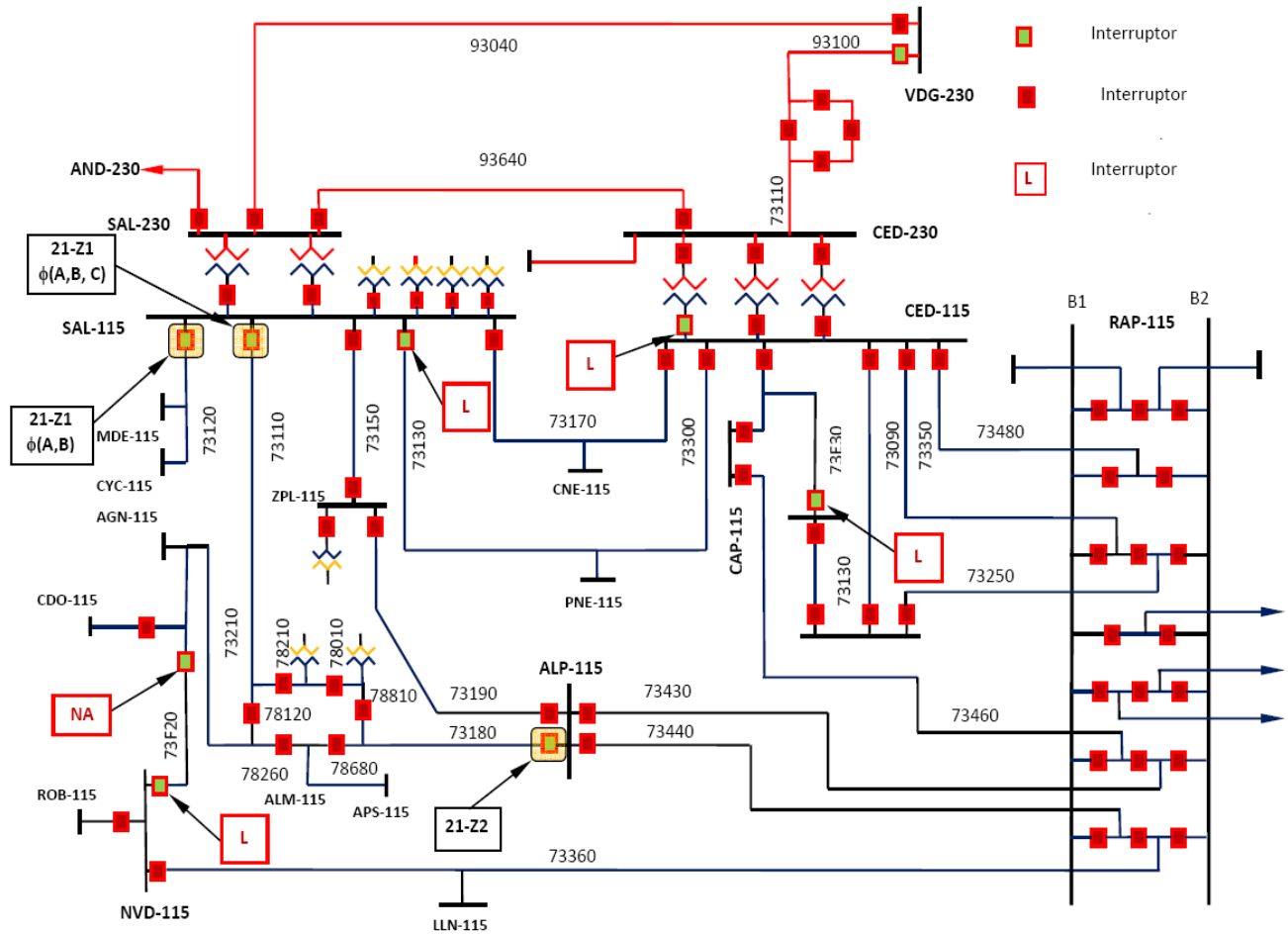


Fig. 5.4. Caso de prueba III, condición de falla ocurrida el 07/ enero/ 2007 subárea Saltillo en el Área de Control Noreste de C.F.E.

A continuación se presenta el proceso de análisis de interruptores y relevadores para el diagnóstico de de ubicación de falla en este disturbio, considerando la existencia de un esquema de protección de respaldo local en el sistema eléctrico, así como la comparación del resultado del diagnóstico con los distintos niveles de información de relevadores disponible.

Tabla. 5.9. Operación de relevadores e interruptores, caso 3.

| INTERRUPTORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | |
|--|----------|----------|
| SAL73110 | SAL73320 | ALP73180 |

Tabla. 5.10. Relevadores operados, caso de prueba 3.

| RELEVADORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|------------------|
| TIPO DE RELEVADOR | ELEMENTO PROTEGIDO | SUBESTACIÓN | CÓDIGO |
| DISTANCIA (Z1) | 73110 | SAL-115 | 2F-73110SAL, Z1 |
| DISTANCIA (Z1) | 73320 | SAL-115 | 2F-73320SAL , Z1 |
| DISTANCIA (Z2) | 73180 | ALP-115 | 2F-73180ALP , Z2 |

El resultado del análisis del caso de falla sin la información de las zonas de operación en los relevadores de distancia se muestra en la Tabla 5.11, en ella se observa que los elementos LT-73110, LT-73180 y LT-73320 encabezan la lista de candidatos en base a su grado de posibilidad de ser elemento de falla al obtener los índices más altos en la evaluación. El diagnóstico sin la información de las zonas de protección muestra un resultado satisfactorio al presentar como el elemento con mayor posibilidad de ser punto de falla a la línea 73110, siendo este el correcto elemento de falla descrito en el caso. De igual forma que en los casos anteriores se presentan todos los elementos identificados como candidatos de falla; en operación en tiempo real, el operador puede decidir descartar a los elementos con índices reducidos, tal es el caso de las líneas 73120 y 73E60.

Tabla. 5.11. Resultados del análisis sin zonas, caso de prueba 3.

| ELEMENTO CANDIDATO | ÍNDICE 1 | ÍNDICE 2 | ÍNDICE 3 | F _{OI} | F _R |
|--------------------|----------|----------|----------|-----------------|----------------|
| 73110 | 1.168 | 0 | 0.166 | 0.667 | 2 |
| 73180 | 0.8 | 0 | 0.534 | 0.667 | 2 |
| 73320 | 0.666 | 0 | 0 | 0.333 | 2 |
| 73120 | 0 | 0 | 0.667 | 0.667 | 1 |
| 73E60 | 0 | 0 | 0.667 | 0.667 | 1 |

Los resultados del análisis en la operación de las protecciones incluyendo la información de las zonas de protección de los relevadores de distancia se muestra en la Tabla 5.12, en ella se observan nuevamente a los elementos LT-73110, LT-73180 y LT-

73320 encabezando la lista de los posibles elementos de falla. Sin embargo, al utilizar la información de las zonas de protección se modifica el factor de relevadores (F_R) y por ende los índices de posibilidad; se observa una mayor diferencia entre los índices de los elementos, haciendo más evidente la posibilidad del elemento LT-73110 a ser el correcto punto de falla, lo cual es cierto en el evento.

Tabla. 5.12. Resultados del análisis con zonas, caso de prueba 3.

| ELEMENTO CANDIDATO | ÍNDICE 1 | ÍNDICE 2 | ÍNDICE 3 | F_{OI} | F_R |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|-------|
| 73110 | 1.752 | 0 | 0.25 | 0.667 | 3 |
| 73180 | 1.2 | 0 | 0.8 | 0.667 | 3 |
| 73320 | 0.666 | 0 | 0 | 0.333 | 2 |
| 73120 | 0 | 0 | 0.667 | 0.667 | 1 |
| 73E60 | 0 | 0 | 0.667 | 0.667 | 1 |

5.6 CASO DE PRUEBA 4

En la Fig. 5.5 y en las Tablas 5.13 y 5.14 se describe el desarrollo de un disturbio ocurrido el 30 de noviembre del 2006 a las 16:10 hrs. en la red de 230 y 115 kV en Zona Tampico, una falla franca en la línea ALT 93190 TPC provocada por la caída de un hilo de guarda. Debido a la tardanza en apertura del interruptor TPC 93190 y el fallo de operación del interruptor ALT 90190, la protección 87-B en ALT-230-B2 opera incorrectamente, aislando la barra dos de la subestación Altamira en 230kV del resto del sistema.

Tabla. 5.13. Interruptores operados, caso de prueba 4.

| INTERRUPTORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | |
|--|----------|----------|
| ALT93190 | ALT90050 | ALT90010 |
| ALT90060 | ALT93180 | ALT90180 |
| ALT90080 | ALT90090 | ALT90120 |
| TPC93190 | MIA99010 | |

Tabla. 5.14. Relevadores operados, caso de prueba 4.

| RELEVADORES REPORTADOS COMO OPERADOS | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|-------------|
| TIPO DE RELEVADOR | ELEMENTO PROTEGIDO | SUBESTACIÓN | CÓDIGO |
| DISTANCIA | 93190 | ALT | 2F-93190ALT |
| DISTANCIA | 93180 | ALT | 2F-93180ALT |
| DIFERENCIAL | ALT-230-B2 | ALT | 87-B2-ALT |

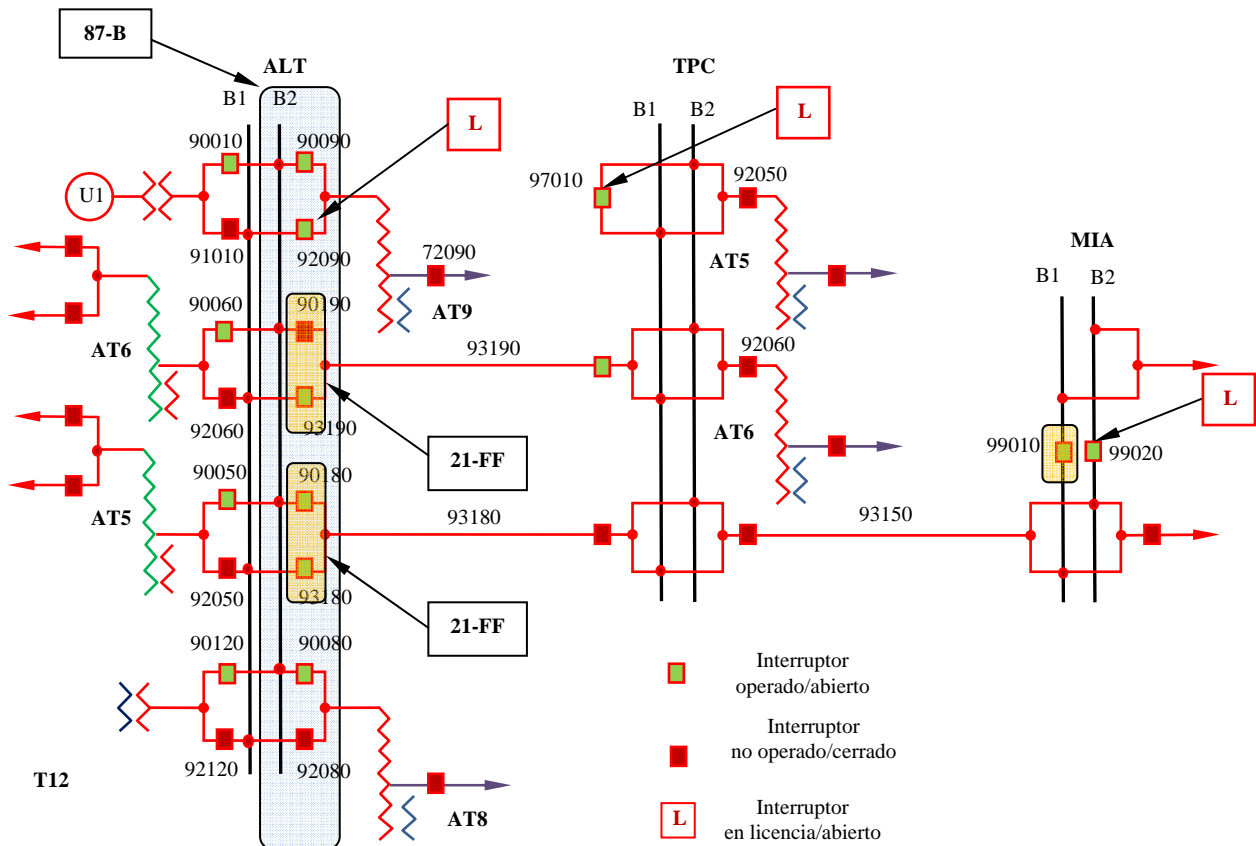


Fig. 5.5. Caso de prueba IV, condición de falla ocurrida el 30/noviembre/ 2006 subárea Tampico en el Área de Control Noreste de C.F.E.

El resultado del análisis para el diagnóstico de ubicación de fallas del caso se muestra en la Tabla 5.14; en ésta, se presenta a la línea 93190, la cual es el verdadero lugar de falla, junto con la barra ATL-230-B2 como elementos candidatos; sin embargo, la barra ATL-230-B2 se posiciona con un mayor nivel de posibilidad ya que el primer índice (0.9)

es mayor que el de la línea 93190 (0.143). Esto es consecuencia de la suma de operaciones erróneas en el esquema de protección. No obstante, el resultado del diagnóstico es satisfactorio, ya que debido al filtrado de información, el operador recibe solo dos posibles puntos de falla a evaluar en su proceso de toma de decisión, lo que permite reducir el tiempo para iniciar la etapa de restauración.

Tabla. 5.14. Resultados del análisis con zonas, caso de prueba 4.

| ELEMENTO CANDIDATO | ÍNDICE 1 | ÍNDICE 2 | ÍNDICE 3 | F _{OI} | F _R |
|--------------------|----------|----------|----------|-----------------|----------------|
| ALT-230-B2 | 0.9 | 0.257 | 0 | 0.6428 | 3 |
| 93190 | 0.143 | 0.5 | 0 | 0.6428 | 2 |

5.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Las pruebas de la metodología para el diagnóstico de ubicación de falla se realizaron sobre cuatro casos de operación de protecciones, de los cuales uno es hipotético y tres de ellos son casos reales del Área de Control Noreste de la C.F.E., donde se cuenta con los reportes respectivos de la Comisión Federal de Electricidad. En los casos de prueba presentados se pone de manifiesto la validez de la metodología desarrollada para el diagnóstico de ubicación de fallas. Así mismo, se concluye la importancia del nivel de información disponible de los relevadores del sistema, dando con ello mayor grado de certeza en los resultados obtenidos por el proceso de diagnóstico.

En todos los casos de operación de protecciones, tanto hipotéticos como reales, la metodología de diagnóstico presenta al elemento o elementos donde realmente ocurrió la falla dentro del grupo de elementos candidatos.

El nivel de información disponible en los casos analizados de operación de protecciones es diferente para cada caso, lo que permite verificar 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.

Si los índices de posibilidad de dos o más elementos posibles de falla son numéricamente muy cercanos, la situación se puede interpretar de las siguientes formas: a) la posibilidad equivalente de que el lugar de falla sea cualquiera de los elementos con índices de posibilidad similares, b) la posibilidad de una falla múltiple en los elementos del sistema, y c) información insuficiente para la discriminación de los elementos

Se concluye que la metodología desarrollada para el diagnóstico de ubicación de fallas cumple con los requisitos necesarios para ser una herramienta de apoyo en la toma de decisiones para los operadores en caso de disturbios: a) resultados confiables, b) mínimo número de alternativas de falla, y c) reducción del nivel de información que debe manejar el operador.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de sistemas de diagnóstico de ubicación de fallas eficientes y confiables es una de las prioridades en los sistemas eléctricos de potencia; 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, tomando en cuenta las restricciones de información en los centros de control, y es computacionalmente fácil de implementar.

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; información de tipo discreta de los estados de operación de interruptores y relevadores es base de la metodología para el diagnóstico de ubicación de fallas. La metodología se crea bajo una estructura abierta en la cual se permite incluir información adicional disponible de los sistemas para mejora de los resultados del diagnóstico.

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.

6.2 CONCLUSIONES

El Identificador de Trayectorias utiliza información de la base de datos del sistema de potencia y los cambios de estado comandados (sin falla) de interruptores y relevadores reportados por el sistema SCADA, para construir la base de datos de la topología de prefalla de la red; para ello se utiliza la información de las trayectorias de aportación de

corriente para cada elemento, y las áreas de cobertura de protección asociadas a los interruptores del sistema.

El sistema SCADA proporciona la información de los interruptores y relevadores reportados como operados en un disturbio; esta información constituye la base de datos de postfalla del sistema, la cual es utilizada para el análisis para el diagnóstico de ubicación de fallas.

El proceso de estimación determina aquellos elementos del sistema de potencia donde pudo haber ocurrido la falla que provoco la operación de protecciones; para esto se comparan los estados de prefalla y postfalla del sistema, y en base a las áreas de cobertura asociadas a interruptores y las trayectorias de aportación de corriente a cada elemento, se seleccionan como elementos candidatos a punto de falla a los que cumplan con dos condiciones: 1) ubicarse en el área de cobertura de uno o más interruptores operados, y 2) localizarse en un área aislada de aportación de corriente.

Se utilizan índices de posibilidad para determinar el grado de certeza de que un elemento sea el lugar real de falla; los índices son un indicativo de la correcta operación de los esquemas de protección para cada caso, bajo la hipótesis de que los esquemas de protección están diseñados para operar correctamente aislando cualquier punto de falla con el menor número de operaciones de interruptores, e involucrando el menor número de elementos del sistema.

La estructura de ponderación propuesta es una medida heurística de la posibilidad de que una falla haya ocurrido en determinado elemento, tomando como base las características operación de las protecciones en un sistema de potencia. La información de la operación de interruptores es analizada a través de tres índices de posibilidad que ponderan el desempeño de los interruptores en condiciones de operación primaria, de respaldo local o respaldo remoto. Se concluye que la metodología de análisis basada en la clasificación de la operación de interruptores confiere gran importancia a aquellos elementos alrededor de los cuales existe mayor cantidad de protecciones operadas correctamente ya que ello es una evidencia de la ubicación del lugar de falla más factible.

La información procedente de los relevadores en los esquemas de protección del sistema proporciona una mayor cantidad de datos para mejorar los resultados presentados del diagnóstico de ubicación de fallas, asociando la lógica del análisis de interruptores a un

análisis de la información de relevadores del sistema; esto se lleva a cabo al identificar la posible ubicación de falla en base a las áreas de coberturas e información disponibles de los relevadores, clasificando los relevadores en tres niveles de certidumbre para la ubicación de falla, lo cual engloba la información disponible en los esquemas de protección.

El uso de técnicas de lógica difusa permite obtener un resultado numérico que representa la posibilidad de un elemento en ser el punto de falla en base a la información de los relevadores; esto permite modificar los índices de posibilidad calculados en base al análisis de operación de interruptores, aumentando la posibilidad de los elementos que estén asociados a la operación de relevadores primarios.

En todos los casos de operación de protecciones, tanto hipotéticos como reales, la metodología de diagnóstico presenta al elemento o elementos donde realmente ocurrió la falla dentro del grupo de elementos candidatos.

Se concluye que la metodología desarrollada para el diagnóstico de ubicación de fallas cumple con los requisitos necesarios para ser una herramienta de apoyo en la toma de decisiones para los operadores en caso de disturbios, como son: a) resultados confiables, b) mínimo número de alternativas de falla, y c) reducción del nivel de información que debe manejar el operador.

6.3 APORTACIONES

La metodología presentada en este trabajo de tesis puede servir como punto de partida para el desarrollo de sistema de diagnóstico de ubicación de fallas en tiempo real, que sirva como auxiliar del operador en casos de disturbio. Las aportaciones de este trabajo son las siguientes:

- Desarrollo de una metodología confiable de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de falla, que puede desempeñarse con distintos niveles de información.
- Se diseñó un Identificador de Trayectorias que permite identificar todas las trayectorias de aportación de corriente de falla para todos los elementos del S.E.P., y forma la base de datos de prefalla para la metodología propuesta.

- Se diseñó un conjunto de índices de posibilidad, que pondera la información de los interruptores y relevadores operados, y que permite ordenar los elementos candidatos en forma descendente de posibilidad de ser el lugar de falla real.
- La metodología es fácil de implementar computacionalmente.

6.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

A partir de los resultados obtenidos en el trabajo de tesis, se recomienda continuar las actividades de investigación relacionadas con los siguientes aspectos:

- Validar el desempeño de la metodología de análisis ante un mayor número de casos de falla con mayor nivel de complejidad en su desarrollo.
- Incluir además de la información de operación de interruptores y relevadores, información analógica de las mediciones del S.E.P. y la información de los controles suplementarios de tal forma que se incremente el nivel de certeza en los resultados del diagnóstico.
- Implementar un sistema de ubicación de falla en tiempo real como herramienta de apoyo a los operadores de los Centros de Control de Energía, utilizando la metodología propuesta. Esto incluye las interfaces para la formación automática de las bases de datos de prefalla y postfalla.

REFERENCIAS.

- [1] Ernesto Vázquez, "Metodología de análisis de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia". Tesis de Doctorado, DIE UANL, 1994.
- [2] B. F. Wollenberg, and T. Sakaguchi, "Artificial Intelligence in Power System Operations", *Proceeding of the IEEE*, no. 12, a987, pp. 1678-1685.
- [3] T. S. Dillon, and M. A. Laughton, *Expert System Application In Power Systems*. Englewood, N. J.: Pentice Hall, 1990.
- [4] 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.
- [5] 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 System*, vol. PAS-88, no. 2 February 1969, pp. 171-175.
- [6] 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, 1986, pp.83-90.
- [7] S. N. Talukdar, E. Cardozo, and T. Perry, "The Operator's Assistant- An Intelligent, Expandable Program for Power System Trouble Analysis," *IEEE Trans. on Powre Systems*, vol. 1, no. 3, August 1986, pp. 182-187.
- [8] E. Vázquez, "sistemas Basado en Conocimientos para el Diagnóstico de Ubicación de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia". Tesis de Maestría, DIE-UANL, 1990.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] E. Cardozo, and S. N. Talukdar, "A Distributed Expert System for Fault Diagnosis", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 2, 1988, pp. 641-646.

- [12] 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, 1998.
- [13] 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.
- [14] T. Minakawa, J. Sugawara, J. Kobayashi, Y. Ichikawa, M. Kunugi, H. Hara, H. Anraku, K. Shimada, M. Utsunimiya, and K. Kasuya, "Requirements of On-Line Data for Configuration of an Advanced Integrated Fault Expert System", *Proceeding of Third Symposium on Expert Systems Applications to Power System*, Tokyo, Japan, 1991, pp. 579-586.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] K. H. Kim, and J. K. Park, "Application of Hierarchical Neural Network to Fault Diagnostic of Power System", *Proceeding of Third Symposium on Expert System Application to Power Systems*, Tokyo, Japan, 1991, pp. 323-327.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] B. F. Wollenberg, and T. Sakaguchi, "Artificial Intelligence in Power System Operations", *Proceeding of the IEEE*, no. 12, 1987, pp. 1678-1685.
- [21] Hein, and G. Schellstede, "Use of Expert Systems in Energy Control Centers", International Conference on Large High Voltage Electric Systems CIGRE, 1988 Session, paper 15-39.
- [22] H. Altuve, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*, Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica FIME-AUNL, Monterrey N.L., 1996.

- [23] J. L. Blackburn, *Protective relaying principles and applicatio*, Marcel Dekker Inc., New York and Basel, 1987.
- [24] C.R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*. New York:: John Wilye, 1956.
- [25] S. H. Horowitz, and A. G. Phadke, *Power System Relaying*. Taunton, Somerset: Research Studies Press, 1992.
- [26] 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.
- [27] Comisión Federal de Electricidad, *Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional* Centro Nacional de Energía, México, D.F., Septiembre del 2001
- [28] Yasuji Sekine, Hiroshi Okamoto and Toshihiro Shibamoto, "Fault Saction Estimation Using Cause-Effect Network", *Second Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Saettle, USA., Julio 1989, pp 276-282.
- [29] Jonh yen and Reza Langari, *Fuzzy Logic* Printece Hall, 1998.
- [30] Bart Kosko, *Fuzzy Engineering*, Printece Hall, 1997.

APÉNDICE A

NOMENCLATURA UTILIZADA EN LA C.F.E. PARA LA DENOMINACIÓN DE ELEMENTOS DEL S.E.P. Y EQUIPOS

El código se compone de cinco dígitos, donde el primero indica el nivel de voltaje donde se encuentra el elemento, el segundo indica el tipo de equipo de que se trata; el tercero y cuarto dígitos se utilizan para indicar el número del equipo. Por último el quinto dígito señala el tipo de dispositivo. Además, el código del elemento es antecedido por las siglas de la subestación, para determinar su ubicación dentro de la red eléctrica.

Tabla A.1. Reglas para la denominación de equipo de la Comisión Federal de Electricidad.

| IDENTIFICACIÓN DE LA ESTACIÓN (3 DÍGITOS) | IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO EN UNA INSTALACIÓN (5 DÍGITOS) | | | | |
|---|---|----------------------|---------------------------------|------------------|------------------------------|
| | No. | 1 | 2 | 3 y 4 | 5 |
| | | Tensión de operación | Tipo de equipo | Número de equipo | Tipo de dispositivo |
| | 0 | | Esquema de doble interruptor | | Interruptor |
| 1. Nombre de una palabra, las tres primeras letras: REY=REYNOSA | 1 | 0.00 2.4 | Grupo generador – transformador | | Cuchillas a barra uno |
| | 2 | 2.41 4.16 | Transformador | | Cuchillas a barra dos |
| 2. Iniciales de las tres primeras sílabas: MTM=MATAMOROS | 3 | 4.17 6.99 | Línea | | Cuchillas adicionales |
| | 4 | 7.00 16.50 | Reactor | | Cuchillas fusibles |
| 3. Nombre de dos palabras, combinación de las primeras dos letras de una, y la primera letra de la otra: FAM=FALCÓN MÉXICO | 5 | 16.60 44.00 | Capacitor | | Int. en gab. blindado |
| | 6 | 44.10 70.00 | Equipo especial | | Cuchillas de enlace |
| 4. Nombre de tres palabras, las iniciales de cada una de ellas: ADC=ARROYO DEL COYOTE | 7 | 70.10 115.00 | Interruptor comodín | | Cuchillas de puesta a tierra |
| | 8 | 115.10 161.00 | Esquema de interruptor y medio | | Cuchillas de transferencia |
| Si aún persisten coincidencias en la abreviaturas, puede tomarse otras letras: MNZ=MANZANILLO | 9 | 161.10 230.00 | Interruptor de amarre de barras | | Cuchillas lado equipo |
| | A | 230.10 500.00 | | | |
| | B | 500.10 700.00 | | | |

La nomenclatura asignada a cada elemento del sistema eléctrico de potencia con las reglas implementadas por la Comisión Federal de Electricidad se presenta en la Tabla A.2.

Tabla A.2. Nomenclatura de un elemento del sistema de potencia.

| | |
|---------------------|--|
| Líneas | Número asignado a la línea de transmisión (73220). |
| Generadores | Letra U seguida del número asignado a la unidad de generación y las siglas de la subestación (U4-REC). |
| Transformadores | Siglas de la subestación seguidas por la letra T y el número del transformador (VDG-T2). |
| Autotransformadores | Siglas de la subestación seguidas por las letras AT y el número del autotransformador (FRO-AT1). |
| Reactores | Letra R seguida por el número del reactor y las siglas de la subestación donde se encuentra (R2-FRO). |
| Capacitores | Letra C seguida por el número del capacitor y las siglas de la subestación donde se encuentra (C1-MTY). |
| Barras | Siglas de la subestación seguidas por el voltaje nominal de operación y la letra B con el número de la barra (REC-400-B1). |
| Interruptores | Siglas de la subestación seguidas por los dígitos que identifican el elemento asociado (VDG73220). |