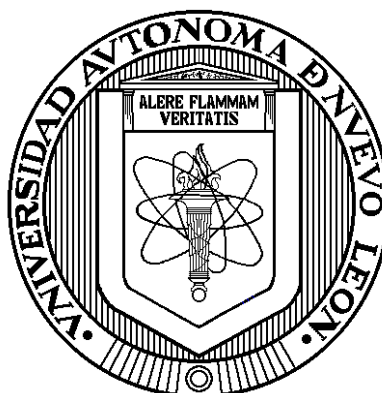


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



δDIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE ZONAS DE COBERTURAö

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ORIENTACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA

P R E S E N T A:

SALVADOR DE LA REE REINA

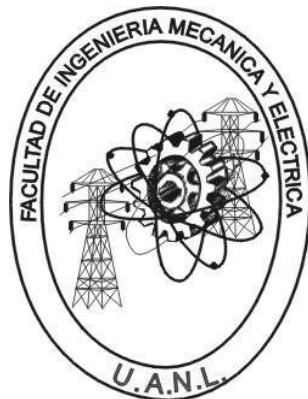
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.

ABRIL DEL 2011

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE
ZONAS DE COBERTURA**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ORIENTACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA

P R E S E N T A:

SALVADOR DE LA REE REINA

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.

ABRIL DEL 2011

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 **DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE ZONAS DE COBERTURA**, realizada por el alumno **Salvador de la Ree Reina**, matrícula **1506326**, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de Ingeniería Eléctrica con orientación 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

San Nicolás de los Garza N. L., Abril del 2011

AGRADECIMIENTOS

A Dios por la vida y la salud que nos ha prestado a mí y a mis seres queridos durante este tiempo.

A mis padres José Luis y Miriam, por su comprensión y ayuda en momentos malos y buenos. Que por medio de su ejemplo me han enseñado a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, y todo ello con mucho amor y sin pedir nunca nada a cambio.

A mis hermanos, hermanas y a toda mi familia por su cariño, consejo y apoyo incondicional en todo momento, sin ustedes nunca hubiera sido posible, muchas gracias.

Al Dr. Ernesto Vázquez por la dedicación, paciencia, apoyo y la oportunidad contagiarme un poco de su conocimiento y humanidad trabajando a su lado.

Al Dr. Arturo Conde Enríquez y al Dr. Oscar L. Chacón Mondragón, por sus cuestionamientos y orientación durante este trabajo.

A los profesores y compañeros del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, por su apoyo, compañía, amistad y compartir sus conocimientos y experiencias.

A mis amigos y mi novia por su energía, compañía y ánimo durante todos los días.

A la Universidad Autónoma de Nuevo León por el apoyo en este proyecto.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el soporte que me proporciono durante el periodo de realización de este trabajo.

Al Área de Control Noreste de CFE por su aportación durante el proyecto, permitiendo el acceso a la información y compartiendo la experiencia de su personal.

A Viakable por permitirme la oportunidad de demostrar mis habilidades profesionales.

DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE ZONAS DE COBERTURA

Publicación No. _____

Salvador de la Ree Reina, M.C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2011.

Profesor asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

El propósito de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es entregar de manera constante, segura y confiable la energía eléctrica a los consumidores. Sin embargo, el SEP se encuentra expuesto a condiciones impredecibles, por lo que es inevitable que sucedan fallas en la red eléctrica y provoquen la interrupción del servicio con consecuencias económicas y sociales; en esta situación de falla es prioridad restablecer el servicio en el menor tiempo posible.

El objetivo de este trabajo de tesis es definir la metodología de análisis de operación de protecciones, como base de un sistema en la toma de decisiones para los operadores de un centro de control en caso de disturbio, que proporcione en forma rápida y confiable los elementos necesarios para determinar la ubicación de la falla. En este trabajo, se propone una metodología de análisis de la operación de interruptores y relevadores de protección que se reporta por los sistemas SCADA a los centros de control. La metodología se basa en el cálculo de índices de incidencia que se determinan en base a las áreas de cobertura de los dispositivos de protección reportados como operados. Cabe destacar que esta metodología es factible de implementar en cualquier sistema eléctrico de potencia, independientemente de su configuración eléctrica y de los esquemas de protección instalados. La metodología de análisis de la operación de interruptores se implementó fuera de línea utilizando las facilidades de Excel.

La metodología fue probada utilizando situaciones de falla reales ocurridas en las redes eléctricas de la Subárea Frontera del Área de Control Noreste de la CFE. En todos los casos, el lugar de falla real formó parte de los elementos candidatos. Con la

implementación en tiempo real de esta metodología se podría reducir el tiempo de análisis de la información durante un disturbio, lo que representa una reducción de los tiempos de restauración del servicio eléctrico a los usuarios y en consecuencia, una disminución de las pérdidas económicas, principalmente al sector industrial.

ÍNDICE

Agradecimientos	iii
Resumen	iv
Índice	vi
Capítulo 1. Introducción	1
1.2 Motivación	3
1.3 Antecedentes	4
1.4 Objetivo de la tesis	7
1.5 Alcances	7
1.6 Estructura de la tesis	8
Capítulo 2. Diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia	
2.1 Introducción	10
2.2 Complejidad del proceso de ubicación de fallas en los sistemas eléctricos de potencia	11
2.3 Impacto de la selectividad de los relevadores de protección	14
2.4 Zonas de protección de interruptores	17
2.5 Conclusiones del capítulo	20
Capítulo 3. Identificación de elementos candidatos	
3.1 Introducción	21
3.2 Estructura del proceso de identificación	21

3.3	Datos utilizados	23
3.4	Base de datos de coberturas	23
3.4.1	Algoritmo de construcción de la base de datos de coberturas	26
3.5	Condiciones de pre-falla	30
3.6	Condición de falla	31
3.7	Diagnóstico de ubicación de fallas	31
3.7.1	Diagnóstico basado en información de interruptores operados	32
3.7.2	Diagnóstico basado en relevadores operados	36
3.8	Herramienta de simulación en Excel	37
3.9	Conclusiones del capítulo	39

Capítulo 4. Evaluación de la metodología

4.1	Introducción	41
4.2	Sistema de potencia de prueba	41
4.3	Metodología de las pruebas	42
4.4	Escenarios de falla	43
4.4.1	Caso 1	44
4.4.2	Caso 2	47
4.4.3	Caso 3	50
4.4.4	Caso 4	53
4.5	Conclusiones	55

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones

5.1	Introducción	57
5.2	Conclusiones	57
5.3	Aportaciones	59
5.4	Recomendaciones para trabajos futuros	59

Referencias	61
--------------------	----

Apéndice	63
-----------------	----

CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la población y la industria ha ocasionado un constante aumento en la demanda de energía eléctrica en el mundo. En el caso de México, la Secretaría de Energía, en su prospectiva del sector eléctrico, del mercado de gas natural y el mercado de gas LP 2009-2024, estima que el consumo eléctrico del país crecerá a un promedio anual de 3.6% [1]. Este crecimiento ha provocado que los sistemas eléctricos operen cerca de los límites de seguridad, aumentando la posibilidad de un disturbio; es por esto que uno de los mayores retos que se presentan es el de asegurar el suministro de energía con calidad y confiabilidad. La entidad encargada de esta función es el centro de control de energía (CCE), que es responsable de la operación del sistema de potencia. El sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA), reporta datos sobre los equipos y condiciones de operación, al mismo tiempo que implementa acciones de control; el operador es el responsable de que el sistema eléctrico de potencia opere en forma confiable, utilizando distintas aplicaciones que procesen los datos reportados por el sistema SCADA. En la Fig. 1.1 se muestra la estructura básica de un centro de control de energía moderno.

Existen distintas aplicaciones computacionales que son utilizadas para el análisis de datos y se utilizan para la toma de decisiones por parte del operador; algunas de estas aplicaciones son estimación de estado, despacho económico, flujos de potencia, estabilidad, y análisis de contingencias, entre otras.

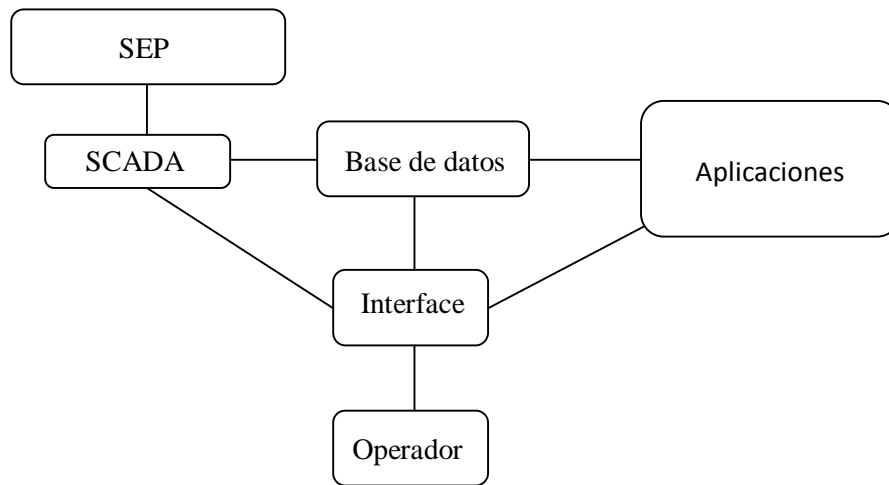


Fig. 1.1. Estructura básica de un centro de control de energía (CCE).

Estas aplicaciones utilizan una base de datos en tiempo real que conserva información de los elementos que conforman el sistema de potencia, que se debe actualizar en base al crecimiento de la red eléctrica.

La estructura de los CCE presenta limitaciones, esto debido a que la mayoría de las aplicaciones han sido desarrolladas para su uso en el análisis y planeación de la red eléctrica y no para un ambiente de control en tiempo real. Los departamentos de planeación trabajan con situaciones futuras y con un tiempo suficiente para resolver problemas complejos y encontrar la solución óptima bajo algunas restricciones. Esto aunado al hecho de que las decisiones que se tomen pueden llegar a afectar la operación del sistema en un día, meses o años. Por el contrario, en un CCE las decisiones deben ser tomadas e implementadas en tiempo real con consecuencias de manera directa. Un error puede causar daños a los elementos del sistema, provocar pérdidas del suministro de energía eléctrica y por consecuencia pérdidas económicas tanto en el suministrador del servicio como en los consumidores del mismo. Las decisiones de los operadores se toman en segundos y los efectos de sus decisiones en el sistema se ven reflejados en minutos. Debido a la rapidez requerida, no es posible analizar una gran cantidad de datos para tomar una decisión; en cambio, los operadores deben recurrir a su experiencia para resolver los problemas de operación y control del SEP.

Las aplicaciones en tiempo real en un CCE dependen de la infraestructura de medición y comunicación disponible, así como del nivel de información disponible a través de los sistemas SCADA.

A nivel de red, los sistemas de área amplia [2] son la primera aplicación en tiempo real de un esquema de supervisión de la red, a partir de los equipos multifuncionales con funciones avanzadas de protección, control y supervisión sincronizados vía satélite. A nivel de CCE, existen diversas aplicaciones como son: sistemas de reestructuración, análisis de seguridad en esta estable y diagnóstico de ubicación de fallas, entre otros. El problema de estas aplicaciones es que son altamente complejas, dependen de las características del sistema de potencia para el cual fueron desarrolladas y de la plataforma computacional (bases de datos, manejo de registros, etc.) disponible, esto hace que estas aplicaciones no sean transportables.

1.2 MOTIVACIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como propósito principal el generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los consumidores, y en consecuencia el sistema abarca áreas geográficas extensas. Es inevitable el que se presenten fallas en el sistema, ya sea por una mala acción de control o algún factor externo, como puede ser el clima. Al ocurrir una falla en el sistema, el suministro eléctrico puede ser interrumpido, para cierta área, por la operación conjunta de interruptores y relevadores de protección. El operador en el CCE debe de ser capaz de interpretar los cambios en los interruptores y los datos de operación de relevadores, ya que una correcta interpretación permitirá ubicar la falla en el sistema y el proceso de reestructuración del servicio será en un tiempo menor.

Con la información recibida de los interruptores y relevadores, pero principalmente la experiencia, el operador generará hipótesis sobre el posible origen de la falla, y así poder determinar al elemento dañado y determinar los elementos que pueden ser restaurados de manera inmediata. La eficiencia con la cual el operador puede llevar a cabo esta tarea no siempre resulta ser satisfactoria, ya que la complejidad y la presión a la cual está sometido al momento del disturbio puede llegar a afectar su decisión; sin embargo, en esos momentos

es cuando es más importante y necesario que el operador pueda resolver el problema con rapidez y precisión. En casos sencillos, como en la presencia de una sola falla, la activación de una alarma y la operación de un par de interruptores, el razonamiento para ubicar el elemento fallado es simple y directo. Sin embargo, cuando ocurren dos o más fallas en un período de tiempo corto, ó cuando se presentan fallas u operaciones incorrectas en los equipos de protección, el número de posibles alternativas de falla se incrementa drásticamente.

Este problema se ha abordado mediante programas de capacitación de los operadores de los CCE en el área de protección y el desarrollo de aplicaciones que apoyen la toma de decisiones en tiempo real. Debido a ello la automatización del proceso de diagnóstico de ubicación de falla por parte del operador es un área de oportunidad en los SEP actuales, tomando en cuenta los beneficios económicos de reducir los tiempos de desconexión.

1.3 ANTECEDENTES

El diagnóstico de ubicación de fallas se lleva a cabo de manera local o centralizada. De manera local se realiza en las plantas de generación y en subestaciones. Cuando se lleva a cabo de manera centralizada la información se transmite a los CCE por el sistema de adquisición de datos. Estos sistemas pueden obtener la información por medio de monitoreo o modelación y simulación.

Los sistemas de diagnóstico de ubicación de fallas basados en monitoreo, organizan la información recibida por el sistema de adquisición de datos en base a la operación de relevadores e interruptores ocurrida durante una falla. La información se estructura de manera tabular o árbol, para de esta manera relacionar las condiciones de pre-falla y pos-falla determinando así el elemento fallado. Por otra parte los sistemas que utilizan la modelación y simulación, comparan la situación real del sistema con los resultados de las simulaciones generadas y así determinar el lugar donde se presentó la falla.

Los siguientes trabajos han marcado la dirección en la cual se dirige el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia.

En el año de 1969 se presentaron las bases del análisis de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas por parte de Dy Liacc y Kraynak [3], por medio del sistema llamado ASTA (Automatic System Trouble Analysis), hecho con la finalidad de procesar la información de interruptores y relevadores, para posteriormente ser parte de un sistema de control denominado ARCS (Adaptive Reliability Control System). Este sistema funcionaba para facilitar la toma de decisiones de los operadores en situaciones difíciles, discriminando entre fallos de operación y operaciones incorrectas de relevadores e interruptores. La lógica de operación del sistema se basa en los criterios de operación de las protecciones. Posteriormente, Fukui y Kawakami [4], desarrollaron un sistema utilizando información de relevadores e interruptores, que se apoya en un conjunto de reglas desarrolladas a partir de la operación de las protecciones. Estos sistemas marcan varios inconvenientes pero el más importante de ellos, es el que dependan de las características del sistema de potencia, es decir, la topología de la red. Actualmente con los cambios tan continuos en la topología de la red es difícil que un sistema con estas características se mantenga actualizado.

Otras alternativas de análisis utilizan las áreas de intersección de las zonas de protección de los relevadores. Es decir, cuando un único elemento conforma el área de intersección, se puede determinar el elemento que contiene la falla. En caso en el cual existan varios elementos que conforman un área de intersección, se tendría que justificar la probabilidad de cada elemento a contener la falla, la justificación sería a partir de la información obtenida del relevador, las operaciones incorrectas, entre otros. Esta alternativa, por su inexactitud, puede llegar a utilizar información adquirida por la experiencia para resolver los casos de falla; al no contar con método de verificación de resultados se propuso incorporar simuladores de eventos para su verificación [5,6]. Sin embargo, también tiene sus ventajas, la ventaja más notoria es la de simplificar la información de los relevadores, ya que no se toma en cuenta todas sus funciones, reduciendo la información para analizar.

El problema de diagnóstico de ubicación de fallas también ha sido abordado por redes de causa-efecto, correspondiente a la secuencia de operación de los interruptores y relevadores, básicamente consiste en dos etapas: 1) Utilizando la secuencia de operación de

los relevadores sobre la red causa-efecto se sustraen los elementos candidatos, 2) El elemento candidato donde ocurrió la falla es el que sea justificado con un menor número de fallas de funcionamiento de los esquemas de protección. El nivel de dificultad de este método, dado que se basa en la secuencia de operación, radica en tener un correcto tiempo de barrido del sistema de adquisición de datos.

Otra alternativa para el análisis de diagnóstico de ubicación de fallas son las redes neuronales artificiales [7]. La finalidad es que la red pueda, a partir de patrones de entrada y de salida correspondientes a tipos de fallas, reconocer una falla a partir de un patrón de operación de las protecciones. La ventaja se presenta al procesar la información en paralelo y que es posible identificar las fallas para las cuales la red fue entrenada. Esta ventaja se ve disminuida de acuerdo al tamaño de la red; además, los constantes cambios de topología harán necesario que la red de neuronas requiera re-entrenamiento en forma periódica.

En [8] se presenta un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas que utiliza información de tipo discreta de los estados de los interruptores y operación de relevadores, así como de la relación que existe entre los elementos de la red. Se basa en la información y lógica de operación de los interruptores reportados, generando índices, y utilizando la información de los relevadores para verificar el proceso de análisis de interruptores, donde un ñidentificador de trayectoriasö define las áreas de cobertura de los interruptores del sistema. El problema de este sistema es la ausencia de información, en los centros de control, de los esquemas de protección de cada elemento y la complejidad del algoritmo de ñidentificador de trayectoriasö.

Tomando en cuenta los antecedentes del diagnóstico de ubicación de fallas en los sistemas eléctricos de potencia, aún existen problemas que no se han resuelto o han sido parcialmente resueltos, como es la validación de resultados en condiciones de información incompleta o incorrecta, así como la generación de reglas heurísticas. Estas dos problemáticas se presentan en todos los sistemas desarrollados hasta el momento.

1.4 OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo de este trabajo es definir una metodología de análisis que sirva de base para el desarrollo de un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas, como una herramienta de apoyo en la toma de decisiones para los operadores de los centros de control, que concentre y analice la información, y reporte al operador una lista ponderada de hipótesis que expliquen el origen del disturbio.

1.5 ALCANCES

La metodología de análisis propuesta es el resultado de la modificación de la metodología utilizada en [8] al eliminar el identificador de trayectorias, y reduciendo los requerimientos sobre la información de operación de relevadores.

La metodología que se propone se describe en la Fig. 1.2, el sistema adquisición de datos reporta al módulo de actualizaciones y los datos se comparan con la base de datos de conectividad de la red eléctrica; en caso de que se haya reportado algún cambio de estado debido a una falla, se detectan los interruptores operados, y se identifican los elementos candidatos; en base a la relación que tienen los interruptores operados con los elementos candidatos, considerando la información de relevadores y mediciones, se genera una lista final que presenta los elementos candidatos ordenados en forma descendente de posibilidad que se le presenta al operador del CCE.

El propósito es que esta metodología permita el desarrollo de un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas que opere en tiempo real y que no requiera una infraestructura de cómputo adicional.

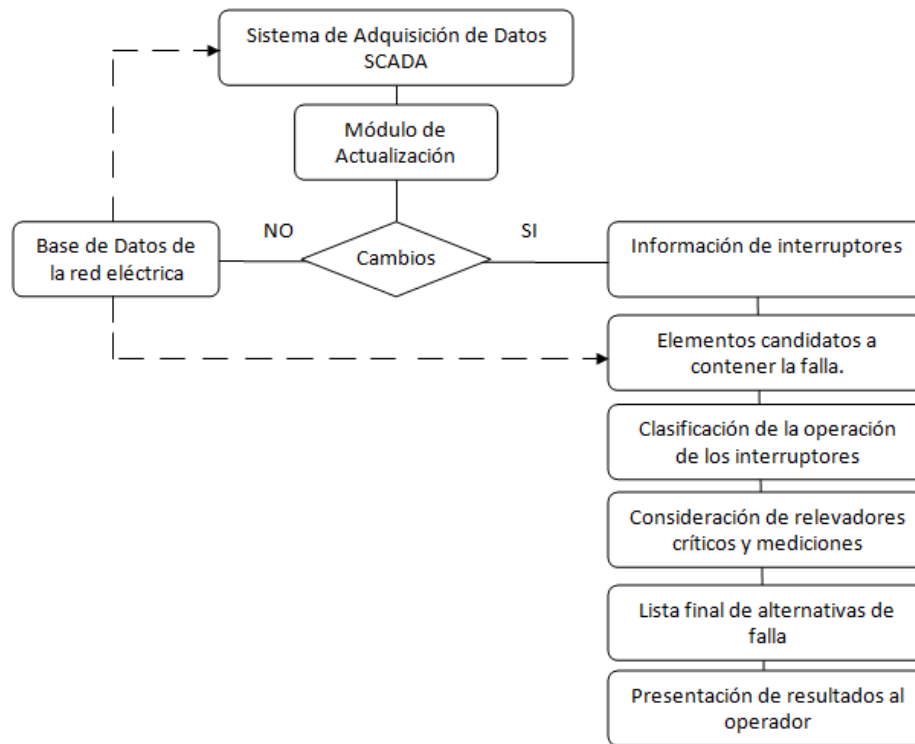


Fig. 1.2 Diagrama de bloques de la metodología propuesta.

Debido a múltiples factores que se presentan en los CCE, la información a la cual se tiene mayor grado de importancia y confiabilidad es la de los interruptores y su estado (abierto ó cerrado). Por lo anterior, la metodología se basa principalmente la información obtenida de los interruptores, utilizando la información de mediciones y alarmas de relevadores en segundo nivel, únicamente para confirmar información ambigua proveniente de los interruptores.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis se encuentra estructurada en cinco capítulos, bibliografía y apéndice; los contenidos de los capítulos se describen brevemente a continuación:

Capítulo 1: Se presentan los objetivos del diagnóstico de ubicación de fallas y la problemática que representa el restablecimiento del sistema, así como la necesidad de tener alguna herramienta que apoye en la toma de decisiones de los operadores en los CCE en

caso de disturbio. Se hace una descripción de trabajos previos, haciendo énfasis en ventajas y desventajas para una operación en tiempo real. Así mismo se define el objetivo de la tesis, y el alcance del trabajo.

Capítulo 2: Se describen los esquemas de protección en los sistemas de potencia, los criterios de operación y las áreas de cobertura de dispositivos que protegen la red eléctrica. También se presentan algunos de los factores que determinan la operación de los esquemas de protección, incluyendo el impacto sobre la topología de la red.

Capítulo 3: Se presenta la metodología de análisis propuesta. Esta se divide en la identificación de los estados de pre-falla y falla, el análisis de la operación de interruptores y el análisis de la operación de relevadores. También se describe el algoritmo para formar la base de datos de coberturas.

Capítulo 4: Se realiza una validación de la metodología propuesta. Se describen 4 casos de fallas reales, sucedidos en la red eléctrica de la Subárea Frontera, del Área de Control Noreste de la CFE.

Capítulo 5: En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo realizado, así como las aportaciones y sugerencias para trabajos de investigación futuros en esta área del conocimiento.

CAPÍTULO 2

DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 INTRODUCCIÓN

Es común que solo se piense en los transformadores, líneas de transmisión, barras y generadores como los elementos principales del sistema y se olvide fácilmente de los elementos que también son de vital importancia para la estabilidad y el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de potencia, como son los sistemas de protección.

Resulta imposible considerar que los elementos de un sistema eléctrico de potencia no puedan fallar, es por eso que se toman medidas para reducir los efectos que puedan ocasionar la falla de los equipos, como consecuencia tenemos que se diseñan elementos de protección para contrarrestar los efectos que puedan provocar estas fallas. Pero, al mismo tiempo, resulta no costeable proteger todos los elementos de la red contra todas las posibles fallas, por lo que se deja que algunas fallas sucedan reduciendo su efecto en el sistema [7].

El diseño de una red eléctrica debe de realizarse buscando maximizar beneficios y minimizar costos; se tiene que tomar en cuenta una adecuada protección del sistema, para así tener una red confiable y segura.

La secuencia para mitigar las consecuencias de una falla y su posterior liberación en el sistema se da inicio con los operadores del CCE, éstos reciben información de cambios presentados en el sistema, los cuales deben de ser interpretados por el operador para identificar la situación. Una vez interpretados los cambios se pasa a verificar el correcto funcionamiento de los esquemas de protección, con los operadores de las subestaciones involucradas. Para lo anterior es muy importante conocer profundamente las características de los esquemas de protección, así como contar con experiencia para facilitar la rápida identificación de los posibles problemas, esto debido a que es posible que en un disturbio las protecciones no operen [9].

2.2 COMPLEJIDAD DEL PROCESO DE UBICACIÓN DE FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Existen varias complicaciones en el diagnóstico y ubicación de fallas, pueden ser complicaciones con respecto a la interpretación del operador, a la interface del sistema al operador y complicaciones de la misma red eléctrica. La combinación de una correcta interpretación de los indicadores que arroja la interface con respecto al sistema eléctrico de potencia, nos dará como resultado un diagnóstico de ubicación de la falla confiable.

Las fallas en la red eléctrica son reportadas como una secuencia de señalizaciones en el sistema de interface; estas señalizaciones pueden ser apertura de interruptores y operación de relevadores, por consecuencia, se puede determinar que una parte del sistema ha quedado desenergizada, dicha área desenergizada puede variar desde un solo elemento hasta zonas completas, todo depende de las protecciones que sean activadas. En base a las protecciones activadas, el operador debe de identificar cual elemento ha fallado, así como decidir cuales elementos del sistema pueden ser restaurados inmediatamente. Existen casos en los cuales no es necesario un análisis muy complejo, esto debido a las protecciones que operan y la poca complejidad de la falla que se presenta. Por otra parte se tienen casos totalmente opuestos en los que pueden suceder dos o más fallas en un periodo de tiempo muy corto, y si añadimos desinformación y una incorrecta operación de las protecciones, el evento se convierte en uno con un alto grado de dificultad para dar un diagnóstico de ubicación. En estos casos la experiencia puede ser una herramienta que marque una gran diferencia, entre el restablecer el sistema en un corto tiempo y el ocupar días en encontrar el origen de la falla, generando grandes pérdidas tanto para la empresa suministradora como a los consumidores. Sin embargo, la práctica nos ha demostrado que hasta el operador más experimentado y con grandes capacidades puede llegar a cometer errores o no responder con la rapidez y precisión requerida, debido a la alta complejidad del problema y la presión emocional bajo la cual se encuentra operando.

Actualmente en los CCE se cuenta con información que no es aprovechada totalmente, debido a que los operadores confían en su experiencia para resolver situaciones críticas; por una parte puede ser un poco justificable para los operadores con una

experiencia ya comprobada, pero es reprobable para los demás operadores y totalmente irresponsable para los operadores inexperimentados.

Un factor muy importante que afecta el diagnóstico de ubicación de fallas por parte de los operadores de los CCE, es el instante en el cual cuentan con la información, debido a que el barrido de información por parte del sistema SCADA no entrega la información reflejando la secuencia real de operación de protecciones en el sistema de potencia; como consecuencia tenemos que pueden existir alternativas de falla con iguales posibilidades aparentes de ocurrencia. El problema aumenta al ocurrir fallas en las unidades remotas de transmisión del sistema de adquisición, esto limita aún más la información disponible.

A manera de ejemplificar las complicaciones que se pueden presentar en un evento de falla, se presenta la Fig. 2.1, en donde podemos observar una pequeña sección de lo que puede ser parte de una gran red eléctrica; en esta sección se reportan operados los interruptores BBB93010 y CCC93010. Debido a los interruptores operados podemos decir que la falla está contenida en el elemento 93010, la línea de transmisión.

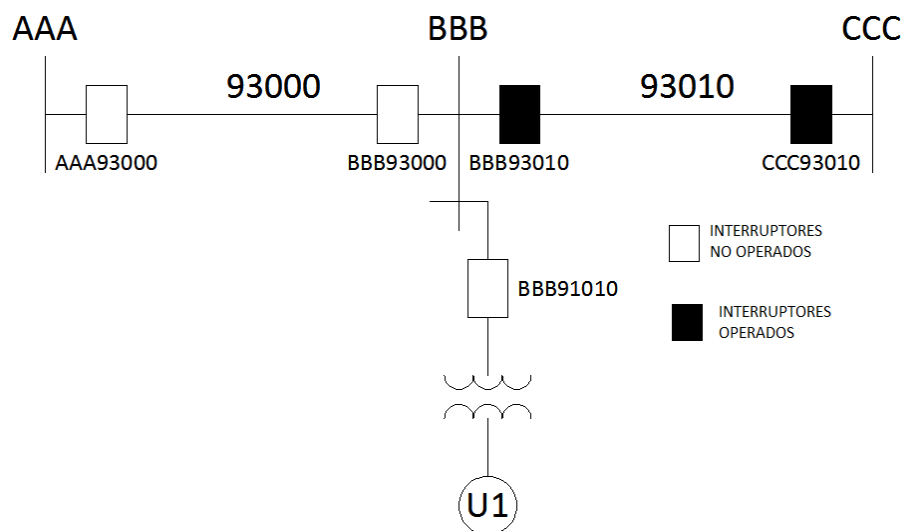


Fig. 2.1 Ejemplo de un evento sencillo para el diagnóstico de ubicación de fallas.

Puede ser que se presente un caso, como en la Fig.2.2, en el cual los interruptores operados sean los AAA93000, CCC93010 y BBB91010. Al tener que la secuencia en la cual fueron reportados no es un reflejo de la secuencia que realmente sucedió, no podemos tomarla en cuenta. Para este caso se presenta la Tabla 2.1 la cual relaciona los elementos candidatos a contener la falla con los interruptores operados, la intersección nos indica bajo que condición de protección opero dicho interruptor.

Tabla 2.1. Asociación elementos - interruptores.

ELEMENTO	INTERRUPTOR OPERADO		
	AAA93000	CCC93010	BBB91010
93000	PRIMARIO	RESPALDO REMOTO	RESPALDO LOCAL
BBB	RESPALDO REMOTO	RESPALDO REMOTO	PRIMARIO
93010	RESPALDO REMOTO	PRIMARIO	RESPALDO LOCAL
U1	REMOTO	REMOTO	PRIMARIO

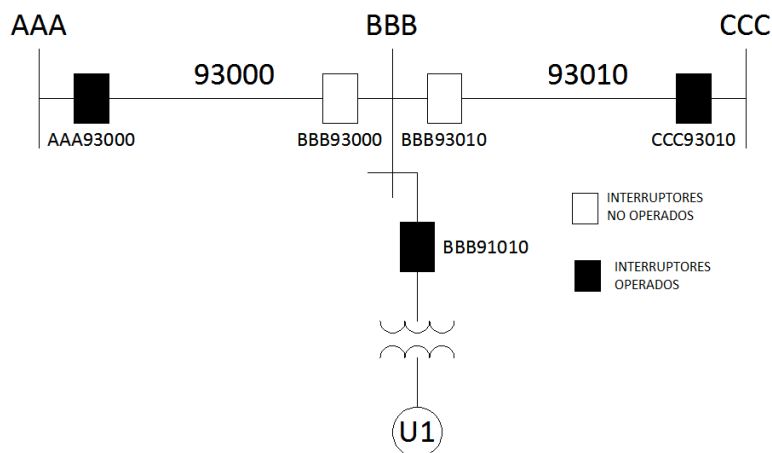


Fig. 2.2. Ejemplo de un evento para el diagnóstico de ubicación de fallas.

En caso de no tener mayor información que nos ayude a identificar correctamente la ubicación de la falla, tenemos que decir que cualquiera de los elementos presentados en la Tabla 2.1 pueden ser los que contengan la falla.

Un problema común en la toma de decisiones para el diagnóstico de ubicación de fallas es la señalización de protecciones en los centros de control. Es común tener información de las protecciones más importantes del sistema, esto debido a la falta de disponibilidad de las unidades terminales remotas (UTR). Lo que se hace es combinar señalizaciones, por lo que puede ser que, para efecto de activación de diferentes tipos de protecciones, se tenga únicamente una señalización; por consecuencia, se pueden generar confusiones, al no poder identificar cual es el motivo de la activación de la protección. Como ejemplo, en el caso de una línea de transmisión con protección piloto, donde se señala exclusivamente la operación de protección primaria (piloto) o la protección de respaldo (distancia o direccional de sobre corriente) y, en el caso de la segunda, sin incluir la zona. Esto provoca que la información para el diagnóstico sea reducida, generando problemas para los operadores.

2.3 IMPACTO DE LA SELECTIVIDAD DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Las protecciones tienen como papel fundamental disparar rápidamente del sistema a los elementos cuando se presenta alguna falla, ya sea cortocircuito o una operación anormal que pueda ocasionar daños a los elementos, o cambie la actividad normal del resto del sistema. Así mismo, la protección tiene una capacidad limitada de realizar la función de localización de la falla [2,10], ya que la lógica de operación proporciona información sobre el elemento donde ocurrió la falla.

Con el propósito de contar con niveles de redundancia, cada elemento cuenta con un esquema de protección primario y uno o más esquemas de protección de respaldo. Cuando una falla es liberada por la operación de una protección primaria, el proceso de diagnóstico de ubicación de falla es trivial (Fig. 2.1), sin embargo cuando una parte del esquema de protección primaria de un elemento no opera durante una falla, los esquemas de respaldo

operan para aislar el elemento fallado del sistema, ocasionando que un mayor número de elementos sean desconectados (Fig. 2.2). Esta situación es compleja, una vez que se considera la selectividad de los esquemas de protección.

Los esquemas con selectividad absoluta del elemento, disponen de transformadores de corriente en todas las terminales del elemento protegido, de tal forma que si la suma fasorial de todas las corrientes que entran a los elementos es distinta de cero representa que ha ocurrido una falla en el elemento. Estos esquemas solo son de protección primaria y no realizan funciones de respaldo, sin embargo, no se puede descartar una operación errónea por una falla externa, por ejemplo: por la saturación distinta de los transformadores de corriente que ocasiona una corriente diferencial que puede provocar una operación incorrecta. En la Fig. 2.3 se ilustra el caso de una protección diferencial de barra, que en primera instancia opera correctamente debido a la falla en BBB (a), pero también puede suceder que opere incorrectamente para una falla externa (b). En el esquema de respaldo los interruptores que se encuentran en la barra A y C operan, dejando una mayor parte del sistema desenergizado.

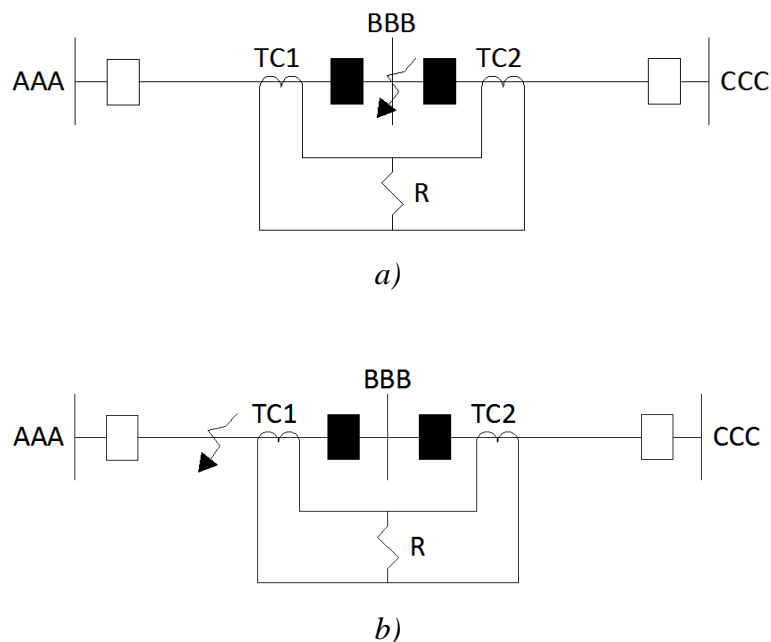


Fig. 2.3. Operación de una protección diferencial de barra, a) operación correcta, b) operación incorrecta.

La protección de selectividad relativa es aquella cuyo alcance (zona de protección) varía con la magnitud de la corriente de falla (relevadores de sobrecorriente) o condiciones topológicas durante la falla (relevadores de distancia), por lo que existe incertidumbre en la ubicación del límite de la zona de protección.

Un elemento de protección con selectividad relativa debe de ser ajustado para proteger una sección de la red para determinadas condiciones de operación. A diferencia de las protecciones con selectividad absoluta, estas protecciones pueden no cubrir el 100% del elemento que están respaldando en especial líneas de transmisión, debido a que su alcance depende del régimen de operación del sistema eléctrico de potencia.

Existen varios factores que afectan el correcto funcionamiento de un elemento de protección de selectividad relativa; el efecto de fuente intermedia [10], el efecto de resistencia de falla [11], el efecto de inducción mutua entre conductores [12], los errores y saturación en los transformadores de corriente [12], son algunos de estos factores.

El problema con estos esquemas de protección, es que son los responsables de realizar las funciones de respaldo. Sin embargo, como su alcance depende fuertemente de las condiciones de operación de la red en el momento de ocurrir la falla, significa que pueden o no operar. Este hecho hace complicado el diagnóstico de ubicación de falla. En la Fig. 2.4 se muestran las zonas de protección de un elemento con selectividad relativa (P1), el cual presenta 3 zonas de operación. En este esquema la primera y segunda zona realizan funciones de protección primaria, en las líneas AB y la función de respaldo es realizada en forma combinada por la zona 2 y la zona 3, que abarca la barra B y la línea BC. En el caso de que la protección primaria de la línea BC no opere (P2), la protección P1 operaría en zona 3 (Fig. 2.4a). Sin embargo, si las condiciones de operación en la red fueran distintas, es factible que el alcance de la zona 3 esta disminuida (subalcance), ocasionando que la protección P1 este inhabilitada para operar como respaldo para la misma falla (Fig.2.4b). Evidentemente, estos casos hacen del diagnóstico de ubicación de falla una tarea compleja.

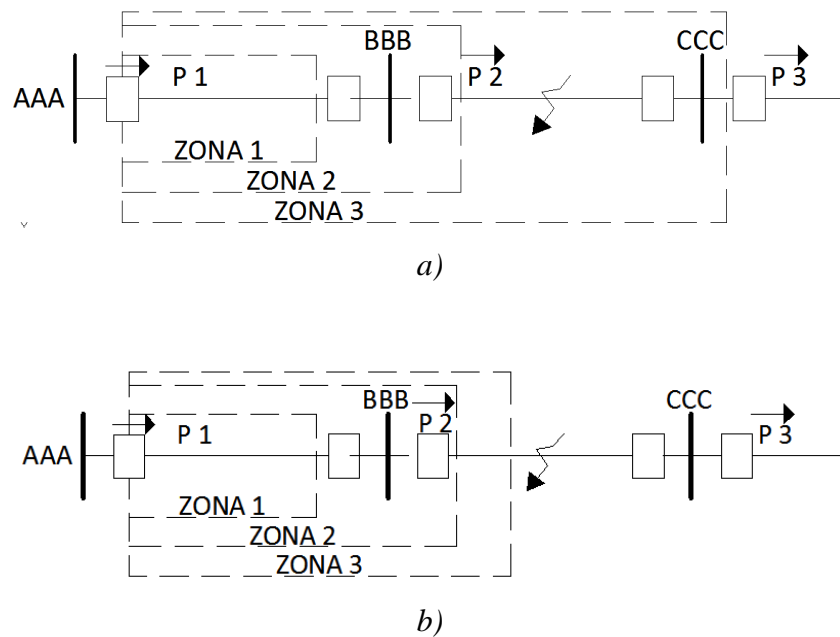


Fig. 2.4. Alcances de protección con selectividad relativa, a) operación como respaldo, b) fallo de operación como respaldo.

2.4 ZONAS DE PROTECCIÓN DE INTERRUPTORES

En un esquema de protección, los relevadores son los responsables de la detección de fallas en base a las señales de corriente y/o voltaje que reciben del elemento protegido a través de transformadores de corriente o transformadores de potencia. Por el contrario, los interruptores son la parte del esquema que realiza la desconexión del componente fallado, aislándolo del resto del sistema.

La zona de protección es la sección del sistema que será protegida por uno de los tipos de esquemas de protección con selectividad absoluta o relativa. Para el diagnóstico de ubicación de fallas, no se le dará mayor importancia al hecho de que la protección sobre alguna zona sea únicamente para alguna porción de un elemento, es decir, en caso de que un esquema de protección este operando para solo una sección de un elemento, se tomará como si estuviese operando para todo el elemento. Por ejemplo para el ejemplo presentado en la Fig. 2.4a, no será relevante si el relevador operó en zona 2 o 3, se registrará únicamente la operación como respaldo. Esto provocará que, para estudio en esta tesis, los

equipos de protección cubrirán elementos completos, independientemente del alcance que pudiesen tener los sistemas de protección y sus restricciones en operación.

La metodología que se presenta tiene como finalidad establecer una 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 correspondan a los relevadores de protección. Estas zonas son el conjunto de elementos del sistema de potencia protegidos en forma primaria, respaldo local o respaldo remoto por una protección o un conjunto de éstas, indistintamente si están siendo protegidas parcialmente o en su totalidad. En el caso de las protecciones con selectividad absoluta (protección diferencial), la zona de cobertura es solo el elemento primario, sin embargo, en la protección con selectividad relativa es el elemento primario y elementos de respaldo.

En el sistema eléctrico de potencia de la Fig.2.5, ocurre una falla en la línea 93000 y se indica la operación de los interruptores AAA93000 y BBB93000, que representan una operación correcta. Con esta condición se asume que un esquema de protección de selectividad relativa (distancia, direccional, sobrecorriente, etc.) realizó la detección de la falla y mando la operación de los interruptores.

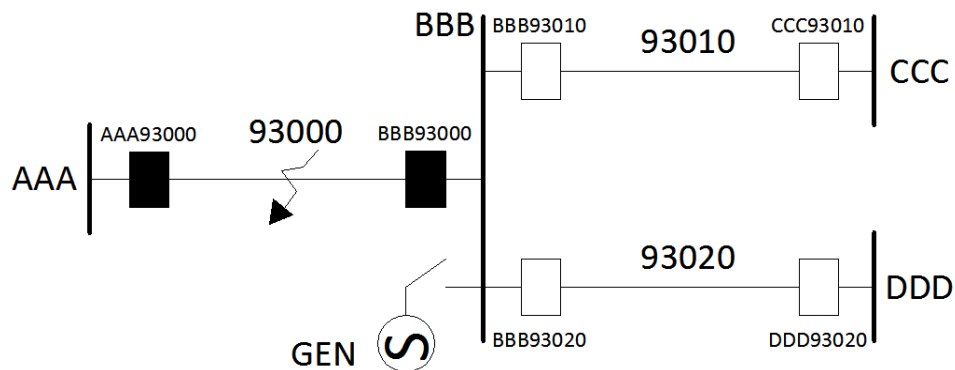


Fig. 2.5. Falla en la línea 93000, con una correcta operación de interruptores.

En la Fig. 2.6 se observa el mismo sistema eléctrico de potencia, pero con un fallo en la operación del interruptor BBB-93000, esto provoca que dos interruptores del esquema de respaldo remoto operen. En estas circunstancias, estos interruptores de respaldo operan

en 2° zona, para una condición de operación, en que el generador en la barra BBB está fuera de servicio.

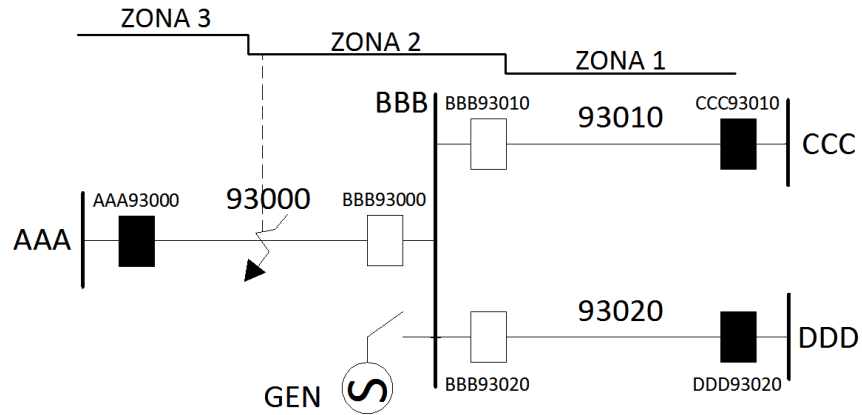


Fig. 2.6. Falla en la línea 93000, con operación de respaldo en segunda zona.

La Fig. 2.7 ejemplifica la misma falla, pero la condición de operación en la red es distinta (generador en BBB conectado al sistema). A diferencia de la Fig. 2.6, las zonas de protección del interruptor CCC-93010 tienen un problema de subalcance, lo mismo sucede con el interruptor DDD-93020 (no se muestran sus zonas de protección). Esto provoca que los interruptores no operen como en el caso anterior. Ahora la falla se libera por la acción de la 3° zona, y con un mayor retardo de tiempo. Sí la condición de operación del sistema fuera más crítica al momento de ocurrir la falla en la línea AB, el interruptor CCC-93010 no operaría.

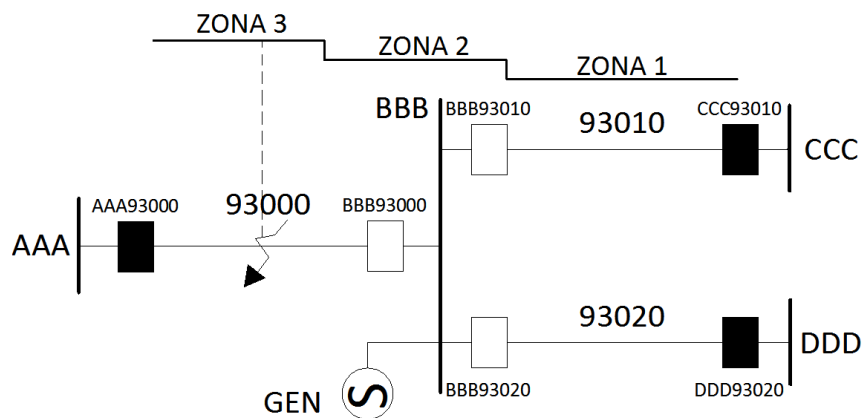


Fig. 2.7. Falla en la línea 93000, con operación de respaldo en tercera zona.

En general, la tercera zona de un esquema de selectividad relativa (distancia) no hace una cobertura total del elemento protegido como respaldo, y esto es crítico en las líneas de transmisión; una simplificación de este problema es considerar que la tercera zona de estas protecciones realiza una cobertura total del elemento protegido (100% de la línea de transmisión). Esto también se aplica en las protecciones direccionales de sobrecorriente, donde la zona de cobertura del elemento de tiempo inverso es equivalente a la zona de cobertura de la zona 3 de una protección de distancia.

Así, con el propósito de simplificar el problema de diagnóstico de ubicación de fallas, las zonas de cobertura de los interruptores se asumirán constantes e independientes de la condición de operación de la red y sus definiciones dependerán de la topología de la red. En el caso de los escenarios descritos en las Fig. 2.6 y 2.7, la zona de cobertura de respaldo del interruptor CCC-93010 es la misma, e incluye los elementos BBB, 93000, 93020 y GEN.

2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Básicamente el problema del diagnóstico de ubicación de fallas radica en el conocimiento detallado de los diferentes esquemas de protección del sistema de potencia que deben tener los operadores; durante un disturbio la función primordial del operador determinar el lugar donde ha ocurrido la falla para así poder iniciar con el proceso de restauración de la red eléctrica. Para poder llevar a cabo un correcto diagnóstico y ubicación de la falla es necesario contar con información de calidad, siendo oportuna y clara, sobre los esquemas de protección en el momento de ocurrir un disturbio en el sistema de potencia.

La operación de los esquemas de protección de respaldo ocasiona que el proceso de diagnóstico de ubicación de fallas sea complejo, debido a que las zonas de cobertura dependen fuertemente de la condición de operación de la red en el momento de ocurrir la falla. Con el propósito de simplificar el proceso de análisis de operación de protecciones, se asumirá que las zonas de cobertura de protecciones son constantes, y se definen por la topología de la red eléctrica.

CAPÍTULO 3

IDENTIFICACIÓN DE ELEMENTOS CANDIDATOS

3.1 INTRODUCCIÓN

En un sistema eléctrico de potencia al presentarse una falla, los sistemas de adquisición de información en tiempo real recopilan una gran cantidad de información y alarmas de los equipos de protección. La falla es liberada por la operación de los relevadores de protección, ocasionando zonas desenergizadas en la red eléctrica, esta zona puede variar dependiendo de los interruptores operados por los esquemas de protección primaria y de respaldo. Por lo tanto, la zona desenergizada puede comprender desde un elemento hasta un área completa. Una vez identificada el área desenergizada o afectada por la falla, es necesario identificar el elemento donde ocurrió la falla, y que ocasionó la operación de protecciones.

3.2 ESTRUCTURA DEL PROCESO DE IDENTIFICACIÓN.

La identificación de los elementos candidatos en el área desenergizada debe determinar cual ubicación de falla satisface de mejor manera la lógica de operación de protecciones reportadas por el sistema SCADA durante un disturbio. La metodología propuesta se describe en la Fig. 3.1.

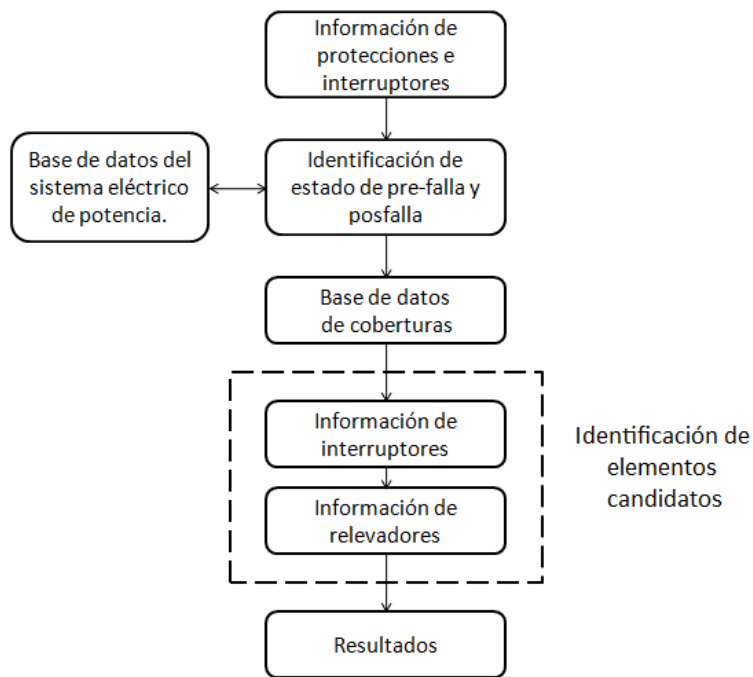


Fig. 3.1. Metodología propuesta para el diagnóstico de ubicación de fallas.

La metodología propuesta parte de la necesidad de identificar los estados de pre-falla y falla en el sistema eléctrico de potencia. El estado de pre-falla es básicamente la topología vigente antes del reporte de falla en el sistema de potencia; el estado de falla es la información de protecciones e interruptores operados como consecuencia de la falla. El estado de pre-falla se obtiene de la base de datos del sistema eléctrico de potencia disponible en los centros de control, que es actualizado dinámicamente cada vez que se reporta un cambio de estado controlado de interruptores y cuchillas.

Por el contrario, el estado de falla es la lista de protecciones e interruptores que reporta el sistema SCADA al centro de control. Estos cambios de estado no son controlados, lo que significa que se producen por la operación automática de un equipo debido a una falla.

Una vez que los estados de pre-falla y falla son identificados, se elabora una base de datos de coberturas (BDC), donde se determinan los elementos del SEP que están incluidos en las zonas de protección primaria y de respaldo de los interruptores operados. A partir de esta información, se determinan los elementos del SEP dentro de la zona desenergizada

donde hay mayor posibilidad de que haya ocurrido la falla. En una primera etapa solo se utiliza la información de los interruptores operados, el resultado es una lista de elementos candidatos ponderada de mayor a menor posibilidad. En la segunda etapa se utiliza la información de los esquemas de protección con selectividad absoluta para modificar la ponderación de los elementos candidatos, aumentando la posibilidad de ser asignado el lugar de falla a los elementos que tienen asociados la operación de una protección primaria. La metodología propuesta está dividida en estas dos etapas con el propósito de obtener un resultado factible en el supuesto caso de que la información de relevadores no esté disponible en el centro de control.

3.3 DATOS UTILIZADOS

La metodología propuesta utiliza la información de los estados de los interruptores debida a la operación de relevadores, así como de la interconectividad de los elementos del sistema. La selección de esta forma de análisis es debida a que la falta de puntos UTR (página 14) en el sistema SCADA o el congestionamiento de los canales de comunicación afecta principalmente la información sobre relevadores, ya que es común que durante un disturbio la información de relevadores sea incompleta, sobrepuesta (dos protecciones señalizan en el mismo punto UTR) o que no esté disponible.

El proceso para la estimación de los elementos candidatos de falla se basa en la lógica de operación de los esquemas de protección, por lo cual se definen las áreas de cobertura de los interruptores del sistema, los cuales están asociados a distintos componentes de la red. Así, los interruptores pueden estar protegiendo de manera primaria, respaldo local o respaldo remoto a algún elemento. La información que relaciona los elementos con los interruptores es almacenada en la base de datos de coberturas.

3.4 BASE DE DATOS DE COBERTURAS

En un sistema eléctrico de potencia se presentan cambios frecuentes en el estado de los interruptores en las subestaciones por razones propias de la operación del sistema, así

como la operación de protecciones durante las fallas. Para poder tener la información referente a la relación que tiene los interruptores con los elementos del sistema (zonas de cobertura), es necesario conocer el estado real de la red eléctrica que está disponible en la base de datos en el centro de control del SEP.

La base de datos de coberturas (BDC) almacena la asociación de cada interruptor de la red con tres grupos de elementos que son protegidos por el interruptor en forma primaria, como respaldo local o respaldo remoto. La estructura de la base de datos de coberturas es descrita en la Fig. 3.2. La primera columna de la tabla es un número de control, para ubicar datos de los interruptores, la segunda columna indica el nombre del interruptor. La tercera columna indica un elemento del SEP que el interruptor protege en forma primaria; por lo general, todos los interruptores adyacentes a un elemento son interruptores primarios, por lo que puede haber más de una fila asociada al mismo interruptor. La cuarta columna es el conjunto de interruptores que pueden operar como respaldo local cuando el interruptor primario asociado no opera durante una falla en el elemento asociado. Finalmente, la quinta columna almacena el conjunto de interruptores que pueden operar como respaldo remoto cuando los interruptores primarios y/o respaldo local no operan durante una falla. Por conveniencia, la nomenclatura de elementos e interruptores es la utilizada por la CFE [13], ésta se muestra en el Apéndice.

No	Interruptor	Elemento	Respaldo Local		Respaldo Remoto	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
4	BBB93000	93000	BBB91010	BBB93010	CCC93010	BBB91010
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

Fig. 3.2. Estructura de la base de datos de coberturas.

Como la topología de la red eléctrica incluye mallas, es un hecho que un mismo interruptor realice distintos tipos de funciones (protección primaria, respaldo local o remoto) en dependencia del elemento que se esté analizando.

La estructura de la base de datos de coberturas permite determinar las zonas de coberturas de cada interruptor, ya que esta información está implícita en la base de datos.

Así:

$$Cobertura(BBB93000) = \sum \left(\text{Elementos} \begin{cases} BBB93000 \in \text{interruptor primario } OR \\ BBB93000 \in \text{respaldo local } OR \\ BBB93000 \in \text{respaldo reomoto} \end{cases} \right)$$

Lo anterior significa que todos los elementos en cuyo registro (número de control) aparezca un mismo interruptor representa la zona de cobertura de ese interruptor. En el sistema de la Fig. 3.3. se cuenta con 5 interruptores, la base de datos de coberturas correspondiente se muestra en la Tabla 3.1. Como cada interruptor tiene asociado un par de elementos, la base de datos de coberturas se compone de 10 registros. Esta información se interpreta bajo la hipótesis de que ha ocurrido una falla; así, supongamos una falla en la línea 93000. En esta circunstancia, deben operar en forma primaria los interruptores AAA93000 (registro 2) y BBB93000 (registro 4); en el supuesto caso de que el interruptor primario AAA93000 no opere, no hay posibilidad de respaldo local o remoto (registro 2) ya que el sistema termina en la subestación AAA.

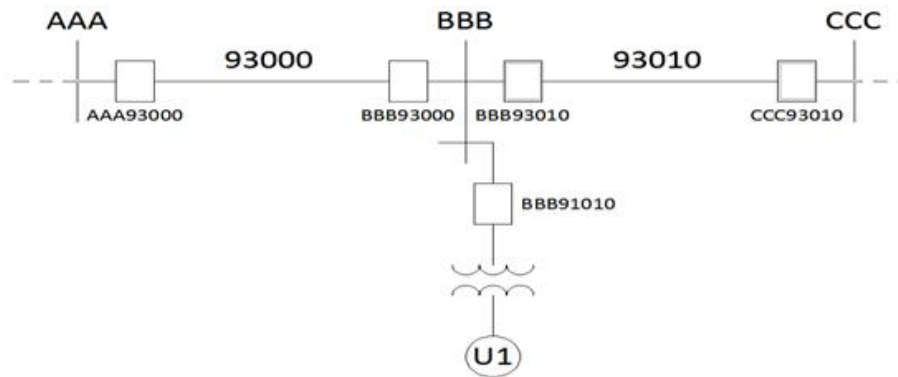


Fig. 3.3. Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

Tabla 3.1. Base de datos de coberturas del sistema eléctrico de potencia de la Fig. 3.3.

No	Interruptor	Elemento	RESPALDO LOCAL		RESPALDO REMOTO	
1	AAA93000	AAA			BBB93000	
2	AAA93000	LT-93000				
3	BBB93000	BBB			AAA93000	
4	BBB93000	LT-93000	BBB91010	BBB93010	CCC93010	BBB91010
5	BBB93010	BBB			CCC93010	
6	BBB93010	LT-93010	BBB91010	BBB93000	AAA93000	BBB91010
7	CCC93010	CCC			BBB93010	
8	CCC93010	LT-93010				
9	BBB91010	BBB			BBB91010	
10	BBB91010	U1	BBB93010	BBB93000	CCC93010	AAA93000

Suponiendo que ahora el interruptor BBB93000 no opere debido a la falla en línea el respaldo local sería la operación de los interruptores BBB91010 y BBB93010, y en caso necesario, el respaldo remoto sería la operación de los interruptores CCC93010, BBB91010. Es importante mencionar que en este caso el interruptor BBB91010 aparece como respaldo local y respaldo remoto; esto se debe a que en primera instancia este interruptor puede operar como respaldo local por la acción de la protección de falla del interruptor, pero para que el mismo interruptor opere como respaldo remoto debe operar bajo la acción de una de las protecciones contra fallas externas del bloque generador-transformador.

3.4.1 ALGORITMO DE CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS DE COBERTURAS.

La base de datos de coberturas se forma a partir de la información de las bases de datos del sistema eléctrico de potencia disponibles en el centro de control, y que es actualizada en tiempo real por los sistemas SCADA. Es importante recalcar que esta base de datos no es modificada hasta que se reporta un cambio de estado controlado de un interruptor o cuchilla en una subestación de la red.

El algoritmo de construcción de la base de datos de coberturas se basa en los

siguientes criterios:

CUCHILLAS DE ENLACE: Para simplificar la topología de la red se aplica el siguiente criterio: los elementos cuchillas que se encuentren en estado cerrado serán omitidos y los que se encuentren en estado abierto serán eliminados. En la Fig. 3.4 podemos apreciar como al aplicar este criterio de simplificación de topología, se facilita el análisis de la red eléctrica. Tenemos que las cuchillas **c**, **d**, y **e** se encuentran abiertas por lo que se eliminan, dejando esos circuitos abiertos o sin conexión, en los casos de las cuchillas **a** y **b**, podemos ver como las cuchillas están cerradas permitiendo el paso de la corriente, por lo que estas cuchillas las omitimos comportándose como un circuito cerrado.

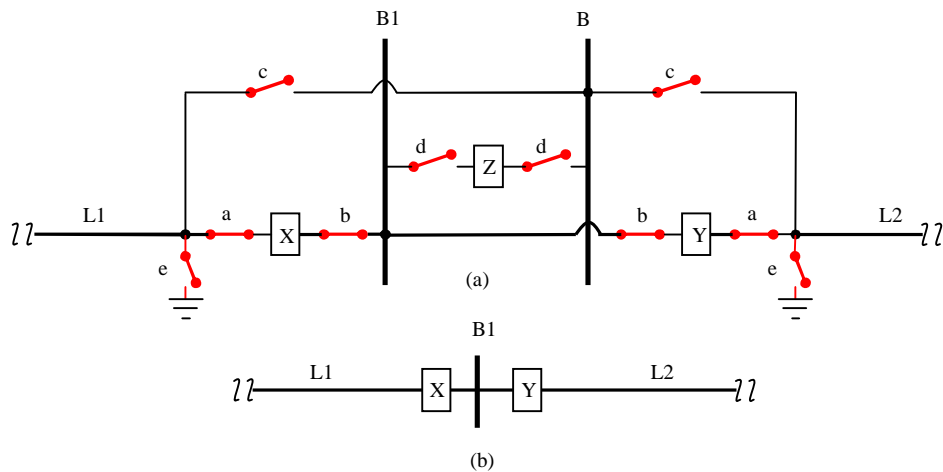


Fig. 3.4. Criterio de simplificación de topología para cuchillas.

INTERRUPTORES PRIMARIOS (IP): Todos los interruptores adyacentes a un elemento del SEP independientemente del esquema de protección instalado (diferencial, distancia, etc.). En la Fig. 3.5 se presenta el caso de una línea de transmisión (a) y de un grupo generador-transformador (b).

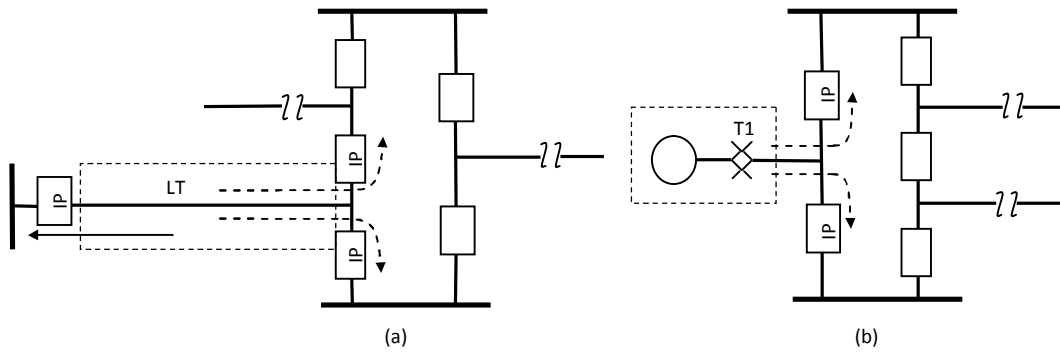


Fig. 3.5. Interruptores primarios relativos a a) línea de transmisión, b) grupo generador-transformador.

INTERRUPTORES DE RESPALDO LOCAL (IRL): Son aquellos interruptores que se encuentran dentro de la misma subestación que el interruptor primario; pero se encuentra eléctricamente aguas abajo del interruptor primario. En la Fig. 3.6 se presenta el caso de un transformador.

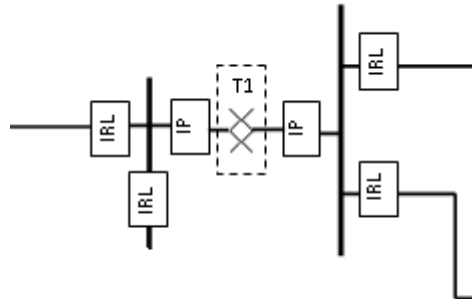


Fig. 3.6. Interruptores de respaldo local asociados a un transformador.

INTERRUPTORES DE RESPALDO REMOTO (IRR): Estos interruptores son seguidos de los interruptores de respaldo local y primario, con la diferencia de que estos se encuentran en la subestación contigua a la subestación en la cual se encuentran los interruptores primarios. En la Fig. 3.7 podemos ver una extensión de la Fig. 3.6 mostrando los interruptores de respaldo remoto.

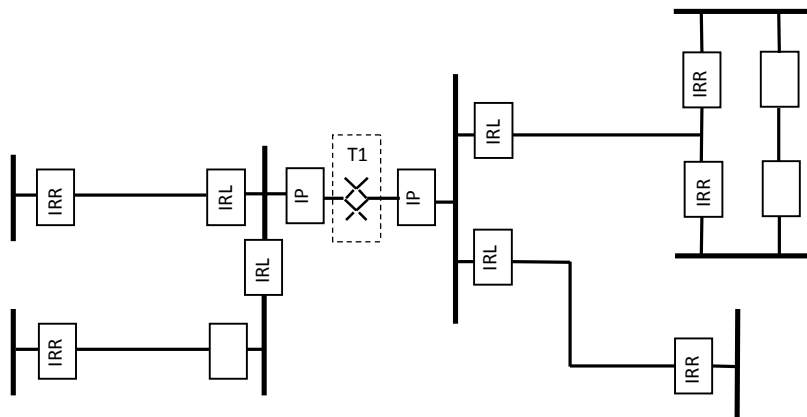


Fig. 3.7. Interruptores de respaldo local y respaldo remoto asociados a un transformador.

De igual manera en la Fig. 3.8 se puede ver los interruptores de protección primaria y los de respaldo remoto para una barra. Debido a la topología de la red, en este escenario no existen interruptores de respaldo local.

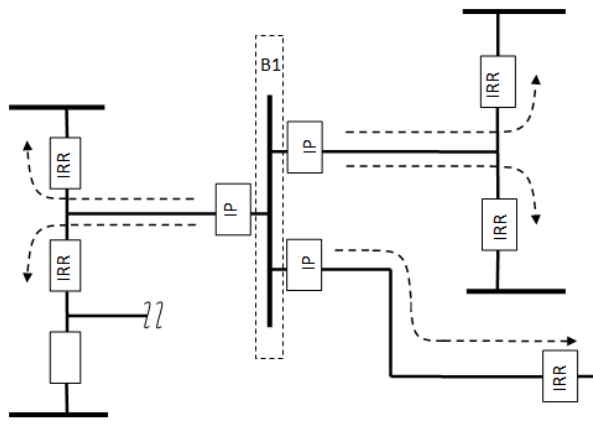


Fig. 3.8. Interruptores de protección primaria y respaldo remoto asociados a una barra.

En la Fig. 3.9 se aprecia un caso especial, el de los bloques de generación ante una falla en un elemento adyacente. El interruptor principal puede tener un respaldo local y respaldo remoto al mismo tiempo. Esto se debe a que la función de respaldo

local es responsabilidad de la protección de falla de interruptor de la barra, pero la función de respaldo remoto es debido a la protección contra fallas externas del generador.

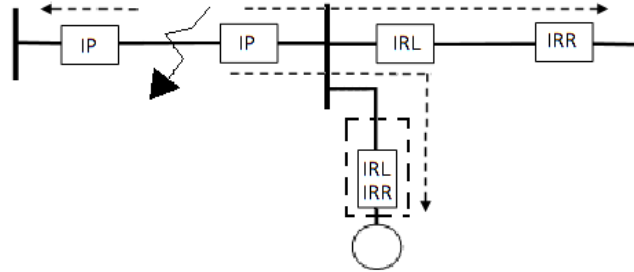
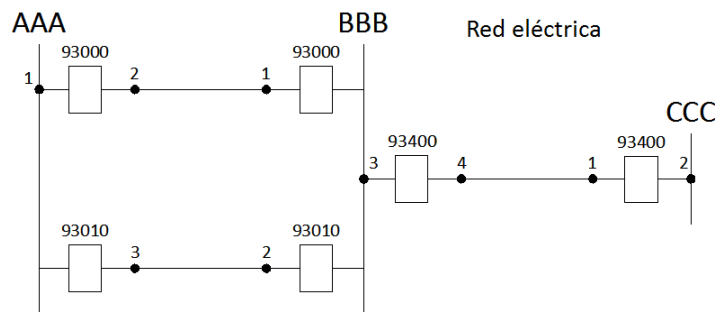


Fig. 3.9. Caso especial donde el interruptor señalado puede operar como protección primaria, respaldo local y respaldo remoto.

3.5 CONDICIONES DE PREFALLA

La identificación de la condición de pre-falla se obtiene directamente de la base de datos del SEP que se actualiza con la información de cambios de estado controlados. En la Fig. 3.10 se muestra un ejemplo de interpretación de la base de datos de la red eléctrica, antes de ocurrir una falla en la red.



Base de datos				
Subestación	Secciones		Interruptor	Estado
AAA	1	2	93000	1
AAA	1	3	93010	0
BBB	1	3	93000	1
BBB	2	3	93010	0
BBB	3	4	93400	1
CCC	1	2	93400	1

Fig. 3.10. Información de pre-falla de la red eléctrica.

La red eléctrica se compone de tres líneas y tres subestaciones y se reporta que la línea 93010 este desconectada (ambos interruptores están abiertos). La base de datos se muestra en la misma figura; las secciones son todos los puntos de conexión entre elementos en una misma subestación. Esto significa que si ocurriera un evento, la línea 93010 no sería incluida en la formación de la base de datos de coberturas (valor cero en el segundo y cuarto registro de la base de datos).

3.6 CONDICIÓN DE FALLA

La información de la condición de falla está contenida en los datos que reporta el sistema SCADA al centro de control después de ocurrida una falla. La información que reporta el SCADA en estas circunstancias es muy basto, ya que incluye violación de límites de sistemas de transmisión, alarmas de equipos, operación de protecciones y señalización de sistemas de comunicación, entre otros. De toda esta gama de información solo se extraen los siguientes datos:

- Nombre de interruptores operados.
- Nombre de relevadores operados.

La información de operación de interruptores se utiliza para la determinación de los posibles lugares de falla, y la información de relevadores se utiliza en una fase posterior de la metodología para refinar los resultados del diagnóstico de ubicación de fallas.

3.7 DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLAS

Una vez que la base de datos de coberturas está disponible, se deben identificar los elementos candidatos donde pudo haber ocurrido la falla.

El proceso del diagnóstico de ubicación de fallas da como resultado una lista de componentes del SEP, ponderada de mayor o menor posibilidad. Esto se realiza en dos etapas: primero se determina una lista de candidatos utilizando la información de

interruptores operados, y segundo, en caso de que la información de relevadores de protección esté disponible, se re-evalúan las posibilidades, y la lista es re-ordenada.

3.7.1 DIAGNÓSTICO BASADO EN INFORMACIÓN DE INTERRUPTORES OPERADOS

En la primera etapa del diagnóstico se utilizan los siguientes dos criterios fundamentales:

1. Un elemento candidato debe formar parte de la zona de cobertura de al menos un interruptor reportado como operado. Esto significa que al menos un esquema de protección detectó una falla en el elemento. La lista de elementos obtenidos hasta este punto, se ordena en forma descendiente en base al número de ocasiones que un interruptor operado se relaciona con cada elemento (el interruptor puede haber operado en forma primaria, respaldo local o remoto para liberar una falla en el elemento en cuestión).
2. Un elemento candidato debe estar desenergizado. Esto se puede realizar de dos formas, verificando los puntos de medición de potencia en la vecindad del elemento, o utilizando la información de islas eléctricas que proporciona un configurador de red en un estimador de estado, herramienta disponible, en un centro de control.

Considerando el caso de operación de interruptor que se muestra en la Fig. 3.11, donde la Tabla 3.2 representa la base de datos de coberturas respectiva. Los interruptores operados son BBB93010 y CCC93010, analizando la base de datos de coberturas, la lista de elementos candidatos es [93000, BBB, 93010, CCC, U1]. Esta lista es ordenada en orden descendente, utilizando la información del número de interruptores operados según la forma en que protegen cada elemento candidato.

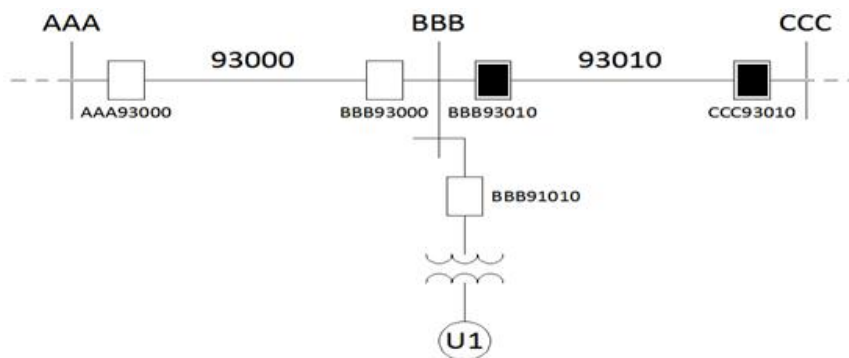


Fig. 3.11. Caso simple de operación de interruptores.

Tabla 3.2. Base de datos de coberturas del SEP de la Fig. 3.11.

No	Interruptor	Elemento	RESPALDO LOCAL		RESPALDO REMOTO	
1	AAA93000	AAA			BBB93000	
2	AAA93000	LT-93000				
3	BBB93000	BBB			AAA93000	
4	BBB93000	LT-93000	BBB91010	BBB93010	CCC93010	BBB91010
5	BBB93010	BBB			CCC93010	
6	BBB93010	LT-93010	BBB91010	BBB93000	AAA93000	BBB91010
7	CCC93010	CCC			BBB93010	
8	CCC93010	LT-93010				
9	BBB91010	BBB			BBB91010	
10	BBB91010	U1	BBB93010	BBB93000	CCC93010	AAA93000

De la base de datos de coberturas (Tabla 3.2), se forma la Tabla 3.3 donde se indica el número de interruptores operados por elemento.

Tabla 3.3. Elementos candidatos.

Elemento	Interruptor Primario	Respaldo Local	Respaldo Remoto	Interruptores No Justificados
93010	2	0	0	0
BBB	1	0	1	0
CCC	1	0	1	0
93000	0	1	1	0
U1	0	1	1	0

El orden de la tabla se realiza en forma jerárquica de izquierda a derecha, esto significa que se da más peso a los escenarios con interruptores primarios, y menor peso a los interruptores que operan como respaldo remoto. Esta decisión se basa en el hecho de

que la mayoría de los esquemas de protección deben operar en forma correcta. Los posibles empates se resuelven por prioridad, es decir que si 2 elementos tienen un mismo número de interruptores primarios, el orden se establece al número de interruptores que operan como respaldo local, y si el empate persiste, en base al número de interruptores que operan como respaldo remoto. La última columna de la tabla indica el número de interruptores operados que no se justifican, asumiendo que la falla ocurrió en el elemento que se está evaluando. En este caso, el elemento con un menor número de interruptores clasificados como respaldo local, respaldo remoto y operación incorrecta es más probable de que sea el lugar de falla. En caso de que no haya posibilidad de romper un empate, el orden lo establece la base de datos de coberturas según el número de registro. En la Tabla 3.3, este es el caso de las parejas de elementos BBB y CCC, y 93000 y U1.

A partir de la lista de elementos candidatos, Tabla 3.3, ahora se debe descartar los elementos que no están desenergizados. Considerando que el sistema de la Fig. 3.11, continúa más allá de las subestaciones AAA y CCC, y que el generador conectado en BBB permanece en operación, todos los elementos son descartados, a excepción de la línea 93010. Como este elemento tiene asociado la operación de sus dos interruptores primarios, se puede asumir que sus esquemas de protección operaron correctamente (piloto, distancia, etc.).

El caso anterior es un escenario trivial, al tratarse de la operación de una protección primaria. Sin embargo, existen escenarios más complejos donde el resultado del diagnóstico de ubicación de fallas es incierto.

En la Fig. 3.12 se muestra el mismo SEP, pero con un grupo distinto de interruptores operados: AAA93000, CCC93010 y BBB91010. En la Tabla 3.4, se muestra la base de datos de coberturas, indicando los interruptores operados. Siguiendo la misma metodología del caso anterior, se forma la Tabla 3.5, con la lista de elementos candidatos, ordenados en forma descendente.

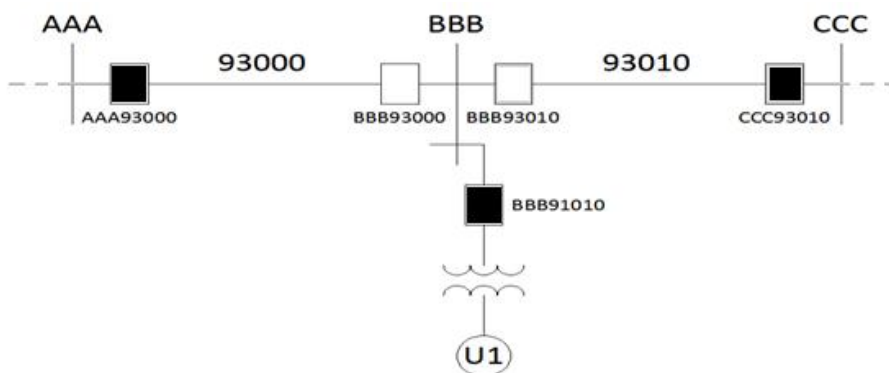


Fig. 3.12. Caso complejo de operación de interruptores.

Tabla 3.4. Base de datos de coberturas del SEP de la Fig. 3.12.

No	Interruptor	Elemento	RESPALDO LOCAL		RESPALDO REMOTO	
1	AAA93000	AAA			BBB93000	
2	AAA93000	LT-93000				
3	BBB93000	BBB			AAA93000	
4	BBB93000	LT-93000	BBB91010	BBB93010	CCC93010	BBB91010
5	BBB93010	BBB			CCC93010	
6	BBB93010	LT-93010	BBB91010	BBB93000	AAA93000	BBB91010
7	CCC93010	CCC			BBB93010	
8	CCC93010	LT-93010				
9	BBB91010	BBB			BBB91010	
10	BBB91010	U1	BBB93010	BBB93000	CCC93010	AAA93000

Tabla 3.5. Elementos candidatos.

Elemento	Interruptor Primario	Respaldo Local	Respaldo Remoto	Interruptores No Justificados
BBB	1	0	2	0
U1	1	0	2	0
93000	1	1	1	0
93010	1	1	1	0
AAA	1	0	0	2
CCC	1	0	0	2

En la Tabla 3.6 se muestra la lista de elementos candidatos después de eliminar los elementos que se mantienen energizados después de la operación de protecciones.

Tabla 3.6. Elementos candidatos, eliminando elementos energizados.

Elemento	Interruptor Primario	Respaldo Local	Respaldo Remoto	Interruptores No Justificados
BBB	1	0	2	0
U1	1	0	2	0
93000	1	1	1	0
93010	1	1	1	0

Al operar el interruptor BBB91010, el generador queda fuera de servicio, y se considera un elemento desenergizado. En este escenario la barra BBB y el generador U1 son los elementos donde es más probable que ocurriera la falla, ya que la lógica de operación de protecciones corresponde a la operación de una protección primaria y la operación de 2 esquemas de respaldo remoto. Sin embargo, los otros dos elementos pudieran ser factibles.

En general, cualquier elemento dentro de la zona de desconexión puede ser el elemento donde haya ocurrido la falla, pero el análisis que se realiza permite otorgar una mayor posibilidad en base a que la operación de los interruptores se apegue a la lógica de la coordinación de los esquemas de protección. Esta incertidumbre se puede reducir si la información de la operación de relevadores está disponible.

3.7.2 DIAGNÓSTICO BASADO EN RELEVADORES OPERADOS

Uno de los problemas asociados con el uso de la información de relevadores operados es que en muchas ocasiones esta información no está disponible, debido a la saturación de puntos de UTR, o al emparalelamiento de señales en un mismo punto de UTR.

Con el propósito de simplificar el proceso de diagnóstico y evitar una dependencia muy fuerte entre la validez de los resultados y el nivel de información disponible, se decidió solo utilizar la información de los relevadores con selectividad absoluta reportados como operados.

Para esto a la tabla de elementos candidatos se incorporará una columna, que se refiere a la operación de protecciones primarias, tomando solo en cuenta la protección con

selectividad absoluta, es decir, las protecciones diferenciales (generador, transformador, barra) y las protecciones tipo piloto de líneas de transmisión.

Considerando el escenario de operación de interruptores de la Fig. 3.12, además de la información de los interruptores, se incorpora el hecho de que hay una señalización de recepción de disparo transferido en la subestación CCC. Esta señalización es evidencia de la operación de un esquema piloto en línea 93010, aunque no se tenga disponible la misma información en la subestación BBB.

Con esta información adicional la tabla de elementos candidatos es modificada, dando como resultado la Tabla 3.7. Ahora, el elemento más probable es la línea 93010, ya que tiene asociado la operación de un relevador primario, el cual no realiza funciones de respaldo.

Tabla 3.7. Elementos candidatos, integrando el factor por operación de protección primaria.

Elemento	Interruptor primario	Respaldo local	Respaldo remoto	Interruptores no justificados	Operación de protecciones primarias
93010	1	1	1	0	1
BBB	1	0	2	0	0
U1	1	1	1	0	0
93000	1	0	2	0	0

Este mismo análisis se puede realizar con las protecciones de selectividad relativa, en especial la zona 1 de los relevadores de distancia y la unidad instantánea de las protecciones de sobrecorriente (direccionales y no direccionales). El problema en este caso es que difícilmente la información de zonas de protección operadas está disponible a través de los sistemas SCADA en los centros de control.

3.8 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN EN EXCEL

La metodología descrita no está implementada en tiempo real, sin embargo, se diseñó una herramienta en Excel que permite hacer el análisis de la operación de

interruptores. Una limitación de esta herramienta es que la base de datos de coberturas se forma manualmente.

La implementación en tiempo real de la construcción de la base de datos de coberturas se realizará sobre la base de datos del SEP, lo que involucra una labor de programación muy exhaustiva, a fin de satisfacer los criterios descritos en la sección 3.4.1.

En la Fig. 3.13 se muestra una sección de la base de datos de coberturas correspondiente a la red eléctrica de la Sub-área Frontera del Área de Control Noreste de la CFE, y en la Fig. 3.14 se muestra el resultado de un caso de operación de protecciones.

No	Interruptor	Elemento	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
RESPALDO LOCAL										RESPALDO REMOTO									
1	ADC41025	ADC-U2	ADC41015	0	0	0	0	0	0	0	ADC81010	0	0	0	0	0	0	0	0
2	ADC41025	ADC-B1-13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC41025	0	0	0	0	0	0	0	0
3	ADC41015	ADC-U1	ADC41025	0	0	0	0	0	0	0	ADC81010	0	0	0	0	0	0	0	0
4	ADC41015	ADC-B1-13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC41015	0	0	0	0	0	0	0	0
5	ADC81010	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC41025	ADC41015	0	0	0	0	0	0	0
6	ADC81010	ADC-T1	ADC83010	ADC83610	ADC85010	ADC83530	ADC83550	ADC83540	ADC82050	ADC82040	FAM83010	FAM83610	CPR82010	NUL83550	MME83550	LAO82010	RHM83540	NUL83540	ADC9205
7	ADC83610	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	FAM83610	0	0	0	0	0	0	0	0
8	ADC83610	LT83610	ADC83010	ADC81010	ADC85010	ADC83530	ADC83550	ADC83540	ADC82050	ADC82040	FAM83010	ADC41025	CPR82010	NUL83550	MME83550	LAO82010	RHM83540	NUL83540	ADC9205
9	ADC85010	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC85010	0	0	0	0	0	0	0	0
10	ADC85010	ADC-30MVAR	ADC83010	ADC81010	ADC83610	ADC83530	ADC83550	ADC83540	ADC82050	ADC82040	FAM83010	ADC41025	CPR82010	NUL83550	MME83550	LAO82010	RHM83540	NUL83540	ADC9205
11	ADC83530	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	CPR83530	0	0	0	0	0	0	0	0
12	ADC83530	LT83530	ADC83010	ADC81010	ADC83610	ADC85010	ADC83550	ADC83540	ADC82050	ADC82040	FAM83010	ADC41025	CPR82010	NUL83550	MME83550	LAO82010	RHM83540	NUL83540	ADC9205
13	ADC83550	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	NUL83550	MME83550	0	0	0	0	0	0	0
14	ADC83550	LT83550	ADC83010	ADC81010	ADC83610	ADC85010	ADC83530	ADC83540	ADC82050	ADC82040	FAM83010	ADC41025	CPR83530	0	0	0	0	0	0
15	ADC83540	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	NUL83540	LAO82010	RHM83540	0	0	0	0	0	0
16	ADC83540	LT83540	ADC83010	ADC81010	ADC83610	ADC85010	ADC83530	ADC83550	ADC82050	ADC82040	FAM83010	ADC41025	CPR83530	0	0	0	0	0	0
17	ADC82050	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC92050	0	0	0	0	0	0	0	0
18	ADC82050	ADC-ATS	ADC83010	ADC81010	ADC83610	ADC85010	ADC83530	ADC83550	ADC83540	ADC82040	FAM83010	ADC41025	CPR83530	NUL83540	MME83550	NUL83550	RHM83540	NUL83540	LA82010
19	ADC82040	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC92040	0	0	0	0	0	0	0	0
20	ADC82040	ADC-AT4	ADC83010	ADC81010	ADC83610	ADC85010	ADC83530	ADC83550	ADC83540	ADC82050	FAM83010	ADC41025	CPR83530	NUL83540	MME83550	NUL83550	RHM83540	NUL83540	LA82010
21	ADC83010	ADC-B1-138	0	0	0	0	0	0	0	0	FAM83010	0	0	0	0	0	0	0	0
22	ADC83010	LT83010	ADC82040	ADC81010	ADC83610	ADC85010	ADC83530	ADC83550	ADC83540	ADC82050	0	ADC41025	ADC92040	CPR83530	NUL83540	MME83550	NUL83550	RHM83540	LA82010
23	ADC92040	ADC-B1-230	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC82040	0	0	0	0	0	0	0	0
24	ADC92040	ADC-AT4	ADC93540	ADC93530	ADC92050	0	0	0	0	0	ADC82050	REC93530	CID93540	0	0	0	0	0	0
25	ADC92050	ADC-B1-230	0	0	0	0	0	0	0	0	ADC82050	0	0	0	0	0	0	0	0
26	ADC92050	ADC-ATS	ADC93540	ADC93530	ADC92040	0	0	0	0	0	ADC82040	CID93540	CID93530	0	0	0	0	0	0
27	ADC93540	ADC-B1-230	0	0	0	0	0	0	0	0	CID93540	0	0	0	0	0	0	0	0
28	ADC93540	LT93540	ADC92050	ADC93530	ADC92040	0	0	0	0	0	ADC82040	ADC82050	REC93530	0	0	0	0	0	0
29	ADC93530	ADC-B1-230	0	0	0	0	0	0	0	0	REC93530	0	0	0	0	0	0	0	0
30	ADC93530	LT93530	ADC92050	ADC93540	ADC92040	0	0	0	0	0	ADC82040	ADC82050	CID93540	0	0	0	0	0	0
31	ADC93530	ADC-B1-230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	ADC93530	LT93530	ADC92050	ADC93540	ADC92040	0	0	0	0	0	ADC82040	ADC82050	CID93540	0	0	0	0	0	0

Fig. 3.13. Sección de la base de datos de coberturas de la Sub-área Frontera del Área de Control Noreste de CFE.

Elemento	Suma de PRIM	Suma de RL	Suma de RR	LD	LD
MTM-B1-138	10	0	0	3.000	4.000
LT83080	1	9	0	2.100	2.200
LT83680	1	9	0	2.100	2.200
LT83700	1	9	0	2.100	2.200
LT83720	1	9	0	2.100	2.200
MTM-AT1	1	9	0	2.100	2.200
MTM-T3	1	9	0	2.100	2.200
MTM-T4	1	9	0	2.100	2.200
LT83060	1	9	1	2.000	2.091
LT83660	1	9	1	2.000	2.091
LT83770	1	9	1	2.000	2.091
MTM-21MVAR	0	10	0	2.000	2.000
JAD-T1	0	0	2	1.000	1.000
LT83450	0	0	2	1.000	1.000
LT83470	0	0	2	1.000	1.000
LT83480	0	0	2	1.000	1.000
LT83650	0	0	2	1.000	1.000
LT83730	0	0	2	1.000	1.000
LT83750	0	0	1	1.000	1.000
MMP-30MVAR	0	0	1	1.000	1.000
MMP-AT1	0	0	1	1.000	1.000
MMP-B1-138	0	0	1	1.000	1.000
NVP-T1	0	0	2	1.000	1.000

Fig. 3.14. Resultado de un caso de operación de protecciones.

3.9 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

La metodología de análisis de operación de protecciones descritas se divide en tres etapas principales, la conformación de la base de datos de coberturas a partir de los estados de pre-falla y falla en el SEP, la determinación de los elementos candidatos a partir de la información de operación de interruptores, y la verificación de los elementos candidatos utilizando la información de los relevadores de protección primaria de selectividad absoluta operados.

La metodología permite generar un conjunto de alternativas de ubicación de fallas, en el peor escenario, que es cuando solo está disponible la información de interruptores operados.

El resultado del diagnóstico de ubicación de fallas consiste en una lista ponderada, de elementos candidatos, ordenada en forma descendiente en base al número de interruptores operados según la forma de proteger un elemento (operación primaria, respaldo local, respaldo remoto y operación incorrecta), y al número de relevadores

primarios operados.

La metodología no está implementada en tiempo real, pero se cuenta con una herramienta de análisis desarrollado en Excel para realizar el análisis de la operación de interruptores.

CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1 INTRODUCCIÓN

En el capítulo 3 se describió la metodología de análisis de operación de interruptores y relevadores de protección para el diagnóstico de ubicación de fallas en una red eléctrica después de ocurrir un disturbio. En este capítulo se presentan los resultados de cuatro eventos reales, los cuales muestran que la metodología propuesta es confiable, y puede ser la base de una herramienta de apoyo a los operadores de los centros de control en caso de disturbio.

4.2 SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA

Con la finalidad de validar la metodología para el diagnóstico de ubicación de fallas, se analizaron casos reales de disturbios reportados en las Subárea Frontera, del Área de Control Noreste de la CFE. Esta Subárea presenta condiciones de operación complejas, debido al intercambio de energía con Estados Unidos, por lo que los eventos reportados han tenido un impacto importante en la operación de la red eléctrica; por tal motivo, y por recomendación del personal del Área de Control, se utilizó esta Subárea como sistema de prueba.

En la Fig. 4.1 se muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica de la Subárea Frontera, el voltaje de operación es de 230kV y cuenta con un total de 90 subestaciones.

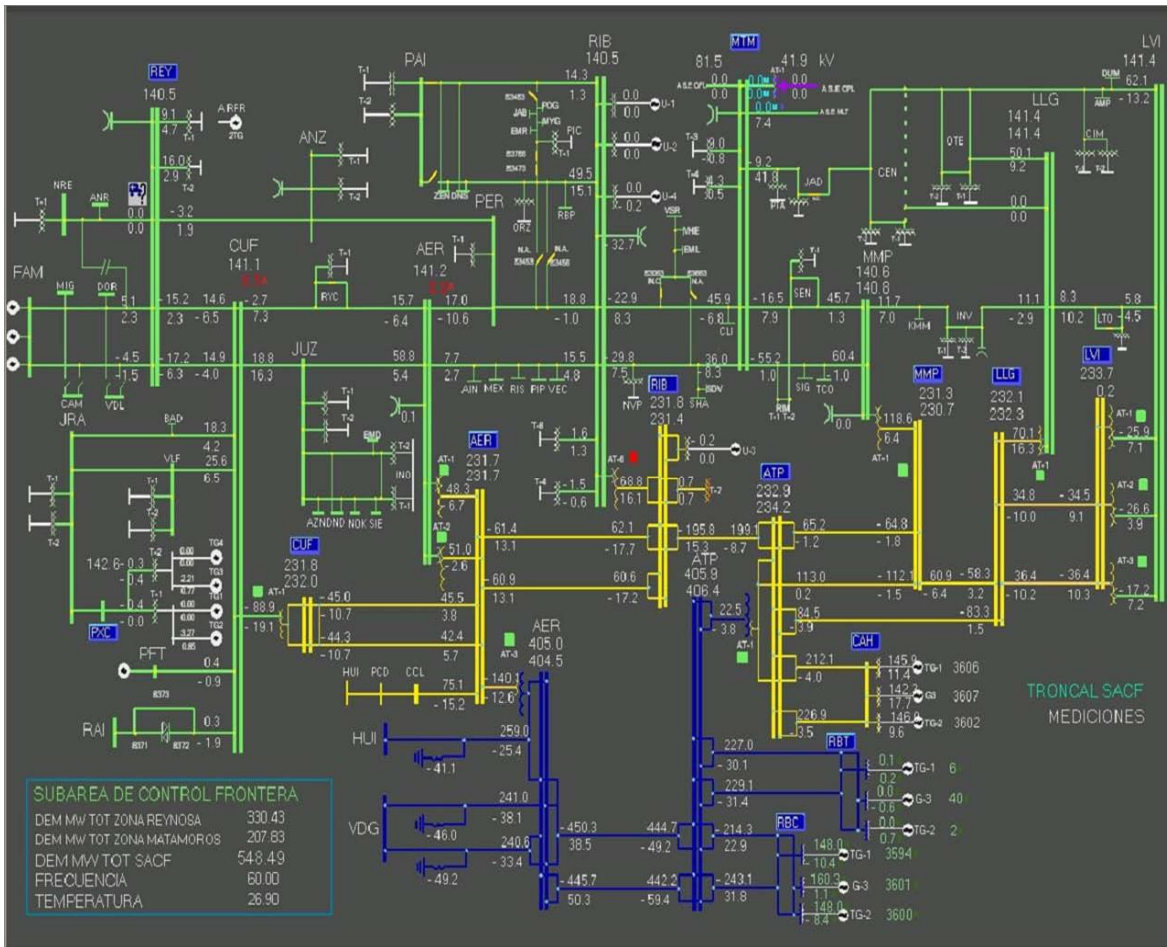


Fig. 4.1. Red eléctrica, Subárea Frontera, CFE.

4.3 METODOLOGÍA DE LAS PRUEBAS

Los disturbios sucedidos en la Subárea Frontera se analizaron fuera de línea, utilizando la herramienta en Excel que permite realizar el análisis de operación de interruptores. Sin embargo, las otras etapas de la metodología se realizaron en forma manual, la determinación de los estados de pre-falla y falla, la formación de la base de datos de coberturas y el análisis de la operación de relevadores. El proceso que se siguió es el siguiente.

1. A partir de los diagramas unifilares de las subestaciones que conforman la Subárea Frontera, se formó la base de datos de coberturas, que reside en la

herramienta en Excel.

2. La información de pre-falla es obtenida del reporte de eventos hecho por la CFE, donde se especifica, entre otros aspectos, los elementos que están fuera de servicio en el instante de ocurrir la falla.
3. La información de falla, también es obtenida del reporte de eventos de la CFE; los datos obtenidos son la lista de interruptores y relevadores operados durante el disturbio.
4. Se realiza la primera etapa de la metodología, utilizando la herramienta en Excel, obteniendo como resultado una primera lista de elementos candidatos.
5. El análisis de operación de relevadores se realiza en forma manual, modificando el orden de la lista de elementos candidatos en base al reporte de las protecciones operadas (diferencial y tipo piloto).

4.4 ESCENARIOS DE FALLA

A continuación se describen los 4 escenarios de falla analizados, se presentan los resultados del diagnóstico de falla obtenidos como la metodología propuesta. En la Tabla 4.1 se muestra una parte de la base de datos de coberturas que se formó para la red eléctrica de la Subárea Frontera.

No	Interruptor	Elemento	RESPALDO LOCAL				RESPALDO REMOTO				
68	AERA3D80	LTA3D80	AERA8830	0	0	0	AER92030	0	0	0	0
69	AERA8830	AER-B1-400	0	0	0	0	HUIA3D80	0	0	0	0
70	AERA8830	LTA3D80	AERA3D80	0	0	0	AER92030	0	0	0	0
71	ANZ82020	ANZ-T2	ANZ83460	ANZ83090	ANZ85010	ANZ82010	PER83460	REY83090	ANZ42010	0	0
72	ANZ82020	ANZ-B1-138	0	0	0	0	ANZ42020	0	0	0	0
73	ANZ82010	ANZ-T1	ANZ83460	ANZ83090	ANZ85010	ANZ82020	PER83460	REY83090	ANZ42020	0	0
74	ANZ82010	ANZ-B1-138	0	0	0	0	ANZ42010	0	0	0	0
75	ANZ85010	ANZ-B1-138	0	0	0	0	ANZ85010	0	0	0	0
76	ANZ85010	ANZ-2IMVAR	ANZ83460	ANZ83090	ANZ82010	ANZ82020	PER83460	REY83090	ANZ42020	ANZ42010	0
77	ANZ83090	ANZ-B1-138	0	0	0	0	REY83090	0	0	0	0
78	ANZ83090	LT83090	ANZ83460	ANZ85010	ANZ82010	ANZ82020	PER83460	0	ANZ42020	ANZ42010	0
79	ANZ83460	ANZ-B1-138	0	0	0	0	PER83460	0	0	0	0
80	ANZ83460	LT83460	ANZ83090	ANZ85010	ANZ82010	ANZ82020	REY83090	0	ANZ42020	ANZ42010	0
81	CAH41020	CAH-TG2	0	0	0	0	CAH91020	0	0	0	0
82	CAH41020	CAH-T2	0	0	0	0	CAH41020	0	0	0	0
83	CAH91020	CAH-T2	CAH91030	CAH91010	CAH93210	CAH93220	ATP93210	ATP93220	CAH41010	0	0
84	CAH91020	CAH-B1-230	0	0	0	0	CAH41020	0	0	0	0
85	CAH93210	CAH-B1-230	0	0	0	0	ATP93210	0	0	0	0
86	CAH93210	LT93210	CAH91030	CAH91020	CAH91010	CAH93220	CAH41020	CAH41010	ATP93220	0	0
87	CAH91010	CAH-B1-230	0	0	0	0	CAH41010	0	0	0	0
88	CAH91010	CAH-T1	CAH91030	CAH91020	CAH93210	CAH93220	ATP93220	CAH41020	ATP93210	0	0
89	CAH93220	CAH-B1-230	0	0	0	0	ATP93220	0	0	0	0
90	CAH93220	LT93220	CAH91030	CAH91020	CAH91010	CAH93210	CAH41010	CAH41020	ATP93210	0	0
91	CAH91030	CAH-B1-230	0	0	0	0	CAH91030	0	0	0	0
92	CAH91030	CAH-G3	CAH93220	CAH91010	CAH91020	CAH93210	ATP93220	CAH41010	CAH41020	ATP93210	0
93	CEN88780	CEN-T2	CEN88890	0	0	0	JAD83770	CEN88930	OTE88790	OTE88900	0
94	CEN88780	LT83780	CEN88120	0	0	0	CEN88310	CEN42010	CEN42020	0	0
95	CEN88120	CEN-T2	CEN88310	0	0	0	CEN42010	CEN88930	LLG83830	0	0
96	CEN88120	CEN-T1	CEN88780	0	0	0	CEN42020	CEN88830	JAD83770	0	0
97	CEN88310	CEN-T1	CEN88930	0	0	0	CEN88890	OTE88790	LLG83830	OTE88900	0
98	CEN88310	LT83830	CEN88120	0	0	0	CEN42010	CEN42020	CEN88780	0	0
99	CEN88930	LT83830	CEN88890	0	0	0	OTE88790	CEN88780	JAD83770	OTE88900	0
100	CEN88930	LT83790	CEN88310	0	0	0	LLG83830	CEN42010	CEN88120	0	0
101	CEN88930	LT83780	CEN88930	0	0	0	OTE88790	LLG83830	CEN88310	OTE88900	0
102	CEN88930	LT83790	CEN83780	0	0	0	JAD83770	CEN88120	CEN42020	0	0
103	CID83560	LT83560	CID83590	CID83520	CID83570	CID82010	LAP83590	CPL83520	ANH83570	CID92010	0
104	CID83560	CID-B1-138	0	0	0	0	NUL83560	0	0	0	0
105	CID83590	LT83590	CID83560	CID83520	CID83570	CID82010	NUL83560	CPL83520	ANH83570	CID92010	0
106	CID83590	CID-B1-138	0	0	0	0	LAP83590	0	0	0	0
107	CID83520	LT83520	CID83560	CID83590	CID83570	CID82010	NUL83560	LAP83590	ANH83570	CID92010	0
108	CID83520	CID-B1-138	0	0	0	0	CPL83520	0	0	0	0
109	CID83570	LT83570	CID83560	CID83590	CID83520	CID82010	NUL83560	LAP83590	CPL83520	CID92010	0
110	CID83570	CID-B1-138	0	0	0	0	ANH83570	0	0	0	0
111	CID82010	CID-AT1	CID83560	CID83590	CID83520	CID83570	NUL83560	LAP83590	CPL83520	ANH83570	0
112	CID82010	CID-B1-138	0	0	0	0	CID92010	0	0	0	0
113	CID92010	CID-AT1	CID83560	CID83590	0	0	CID83560	CPL83520	0	0	0

Tabla 4.1. Base de datos de coberturas de la Subárea Frontera.

4.4.1 CASO 1

Este caso de falla es hipotético, y se construyó a partir de otros escenarios de falla, donde la información del reporte de falla no está disponible. En la Fig. 4.2 se muestra el diagrama unifilar del área afectada, el evento ocurre en la vecindad de la subestación Aeropuerto (AER).

CASO 1

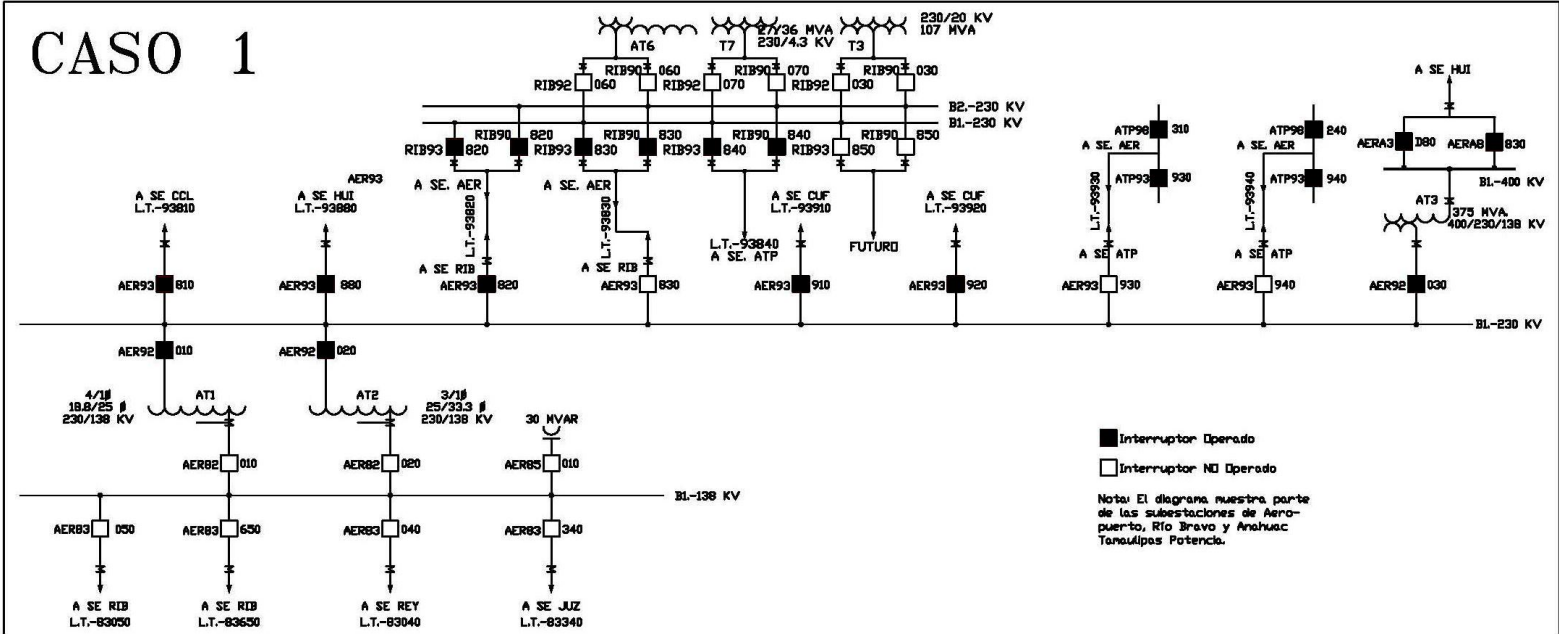


Fig. 4.2. Diagrama unifilar del caso 1.

En la Tabla 4.2 se indican los nombres de los interruptores operados (estos se muestran en la Fig. 4.2) En este caso, la información de relevadores operados no esta disponible. Siguiendo la metodología, se realiza el análisis de la operación de protecciones y se forma la Tabla 4.3, donde se indican los elementos candidatos obtenidos por el traslape de las zonas de cobertura de los interruptores operados; en la tabla se indica el número de interruptores identificados como protección primaria, protección respaldo local y protección de respaldo remoto.

Tabla 4.2. Interruptores operados del caso 1.

INTERRUPTORES OPERADOS			
RIB93840	RIB90830	AER93810	AER92010
RIB90840	ATP93930	AER93880	AER92020
RIB93820	ATP98310	AER93910	AER93820
RIB90820	ATP98240	AER93920	AERA3D80
RIB93830	ATP93940	AER92030	AERA8830

Tabla 4.3. Lista inicial de elementos candidatos.

Elemento	IPP	IRL	IRR
AER-B1-230	8	0	10
RIB-B1-230	3	0	1
RIB-B2-230	3	0	1
93820	3	11	8
AER-B1-400	2	0	0
A3D80	2	2	2
93840	2	6	6
93930	2	8	12
93940	2	8	12
93830	2	12	10
93210	1	1	2
93220	1	1	6
ATP-B2-230	1	2	6
ATP-B1-230	1	2	6
93880	1	7	10
93810	1	7	10
93920	1	7	11
AER-AT1	1	7	11
AER-AT2	1	7	11
93910	1	7	11
AER-AT3	1	8	8
AER-B1-138	0	0	2
CUF-B2-230	0	0	2
CUF-B1-230	0	0	2
83040	0	0	2
AER-30MVAR	0	0	2
CUF-AT1	0	0	1
83050	0	0	2
83340	0	0	2
83650	0	0	2
ATP-AT1	0	1	5
93890	0	1	5
93870	0	2	8
93900	0	2	8
RIB-T7	0	6	2
FUTURO	0	6	2
RIB-AT6	0	6	2

RIB-U3	0	6	2
--------	---	---	---

En la Tabla 4.4 se indican los elementos que están desenergizados después de ocurrir la falla. Se aprecian como el número de posibilidades se redujo de 38 a 6. El resultado es la Tabla 4.5 donde se aprecia la lista de candidatos final.

Tabla 4.4. Elementos desenergizados del caso 1.

ELEMENTOS DESENERGIZADOS
93930
93940
93830
93820
AER-AT3
AER-B1-400

Tabla 4.5. Diagnóstico de ubicación de fallas del caso 1.

Elemento	IPP	IRL	IRR
93820	3	11	8
AER-B1-400	2	0	0
93930	2	8	12
93940	2	8	12
93830	2	12	10
AER-AT3	1	8	8

Analizando los resultados, se puede concluir que una falla en la línea 93820 es la más factible, ya que presenta un mayor número de interruptores primarios operados.

4.4.2 CASO 2

El 03 de Junio del 2009 en la subestación de Río Bravo se desencadenó la operación de varios interruptores, dejando fuera de servicio el bus de 230kV que entrelaza las subestaciones de ATP y AER con RIB. La falla se le atribuye a la explosión de TC,

disparándose la generación de 150MW de la Unidad 3 de Río Bravo (RIB-U3), provocando la operación de varios interruptores relacionados con relevadores de protección diferencial. Cabe destacar, que el caso de una explosión de TC es de los problemas más comunes que se presentan en la red eléctrica.

En la Tabla 4.6 se presenta la lista de interruptores que operaron debido al disturbio.

Tabla 4.6. Interruptores operados del caso 2.

INTERRUPTORES OPERADOS
RIB93820
RIB93830
RIB93840
RIB92060
RIB92070
RIB91030
RIB90030

En la Fig. 4.3 se puede ver la subestación de Río Bravo así como los interruptores operados.

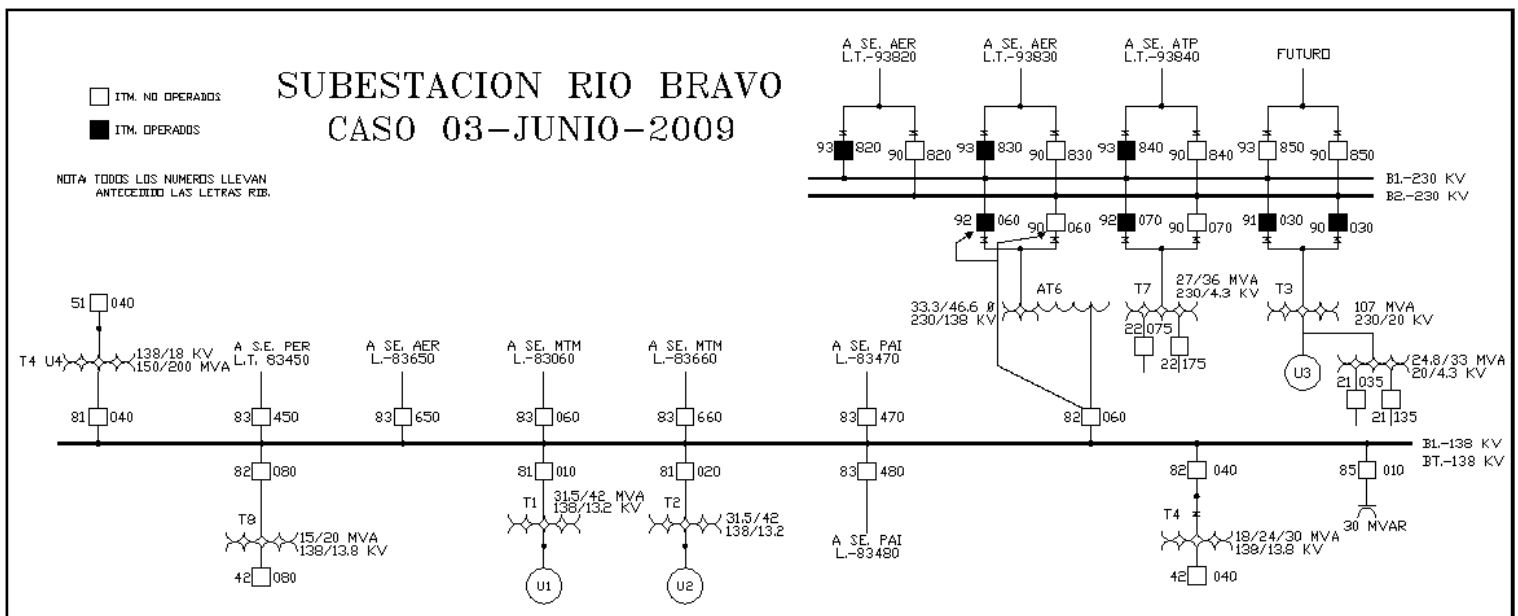


Fig. 4.3. Diagrama unifilar del caso 2.

Partiendo de la información de la Tabla 4.6, se obtiene en los elementos candidatos,
Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Lista inicial de elementos candidatos.

Elemento	IPP	IRL	IRR
RIB-B1-230	6	0	1
RIB-U3	2	5	0
RIB-B2-230	1	0	0
RIB-T7	1	6	0
RIB-AT6	1	6	0
93840	1	6	0
93820	1	6	1
93830	1	6	1
ATP-B1-230	0	0	1
83470	0	0	1
RIB-T8	0	0	1
83480	0	0	1
83650	0	0	1
ATP-AT1	0	0	1
83660	0	0	1
93210	0	0	1
RIB-U2	0	0	1
RIB-30MVAR	0	0	1
RIB-B1-138	0	0	1
ATP-B2-230	0	0	1
RIB-U1	0	0	1
93890	0	0	1
83450	0	0	1
83060	0	0	1
RIB-T4	0	0	2
93220	0	0	2
93920	0	0	2
93810	0	0	2
AER-AT2	0	0	2
AER-AT3	0	0	2
AER-B1-230	0	0	2
AER-AT1	0	0	2
93880	0	0	2
93900	0	0	2

93870	0	0	2
93910	0	0	2
93930	0	0	3
93940	0	0	3
FUTURO	0	7	0

Analizando la información, solo se identifican dos elementos desenergizados. Así, se define la lista de elementos candidatos en la Tabla 4.8. El resultado coincide con la conclusión del reporte de evento de la CFE.

Tabla 4.8. Diagnóstico de ubicación de fallas del caso 2.

Elemento	IPP	IRL	IRR
RIB-B1-230	6	0	1
RIB-U3	2	5	0

4.4.3 CASO 3

Una vez más, en la subestación de Río Bravo se reportó la operación de interruptores (Tabla 4.9) el día 12 de Octubre del 2009. El origen de la operación de interruptores fue una falla debido a la explosión de un TC, causando que 53MW de carga fueran desconectados.

En la Fig. 4.4 se puede observar los interruptores operados de la subestación de Río Bravo (RIB).

Tabla 4.9. Interruptores operados del caso 3.

INTERRUPTORES OPERADOS
RIB83470
RIB83480
RIB83060
RIB83660
RIB82040

RIB83450
RIB83650

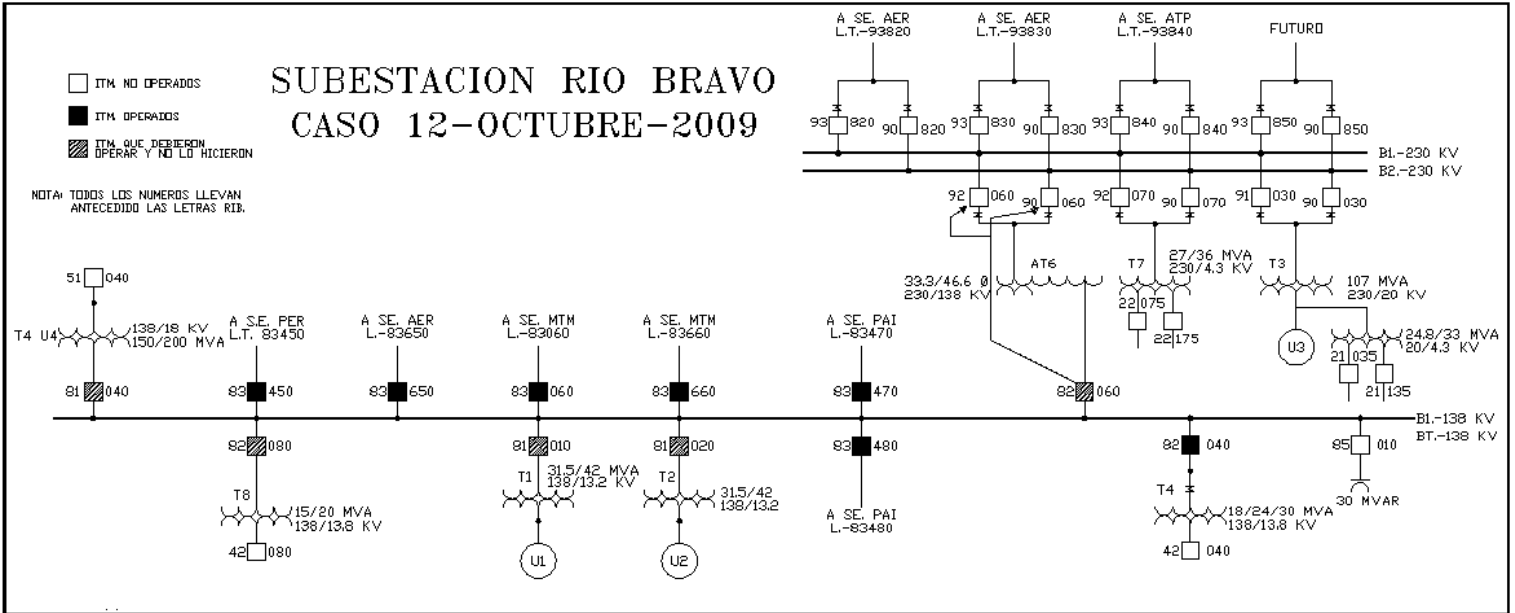


Fig. 4.4. Diagrama unifilar del caso 3.

A partir de la lista de interruptores operados, se analizan las zonas de cobertura, y se obtiene una lista inicial de elementos candidatos, que se indica en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10. Lista inicial de elementos candidatos.

Elemento	IPP	IRL	IRR
RIB-B1-138	7	0	0
83650	1	6	0
83480	1	6	0
83450	1	6	0
83470	1	6	0
83060	1	6	1
83660	1	6	1
RIB-T4	1	13	0
PER-B1-138	0	0	1
83340	0	0	1
AER-AT2	0	0	1
83460	0	0	1

AER-B1-138	0	0	1
83040	0	0	1
83670	0	0	1
AER-AT1	0	0	1
PER-T1	0	0	1
PIP-T1	0	0	1
MEX-T1	0	0	1
SDV-T1	0	0	1
AER-30MVAR	0	0	1
MEX-B1-138	0	0	1
MTM-21MVAR	0	0	2
83080	0	0	2
MTM-T4	0	0	2
MTM-B1-138	0	0	2
PAI-T1	0	0	2
PIC-T1	0	0	2
JAB-T1	0	0	2
MTM-AT1	0	0	2
83050	0	0	2
MTM-T3	0	0	2
NVP-T1	0	0	2
83680	0	0	2
PAI-T2	0	0	2
VSR-T1	0	0	2
83700	0	0	2
83720	0	0	2
83770	0	0	2
RIB-T8	0	7	0
RIB-U2	0	7	0
RIB-AT6	0	7	0

Analizando la distribución de los interruptores operados, en la Fig. 4.4. se aprecia que no existe una zona de desconexión (elementos desenergizados); esto se puede deber a la falta de información en el reporte de falla, o en tiempo real, a problemas de señalización de la operación de otros interruptores (posiblemente los asociados a los generadores U1 y U2). Por lo tanto, la solución a este caso es seleccionar los 5 elementos más probables de la lista inicial de elementos candidatos. Esto se indica en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11. Diagnóstico de ubicación de fallas del caso 3.

Elemento	IPP	IRL	IRR
RIB-B1-138	7	0	0
83650	1	6	0
83480	1	6	0
83450	1	6	0
83470	1	6	0

Es importante mencionar que la razón para no presentar al operador toda la lista de posibilidades (42, en la Tabla 4.10) es para no saturarlo con información innecesaria, debido al nivel de estrés que tiene un operador durante un disturbio.

4.4.4 CASO 4

El 26 de enero del 2010 se reportó la operación de interruptores (Tabla 4.12) en la subestación Infonavit; en el reporte de falla se indica que esto se debió a que un TC auxiliar estaba saturado, y que la operación de estos interruptores afectó una carga de 18.3MW.

En la Fig. 4.5 se observan los interruptores operados en la subestación Infonavit, los cuales están asociados al transformador T1.

Tabla 4.12. Interruptores operados del caso 4.

INTERRUPTORES OPERADOS
INV88750
INV88210
INV42010

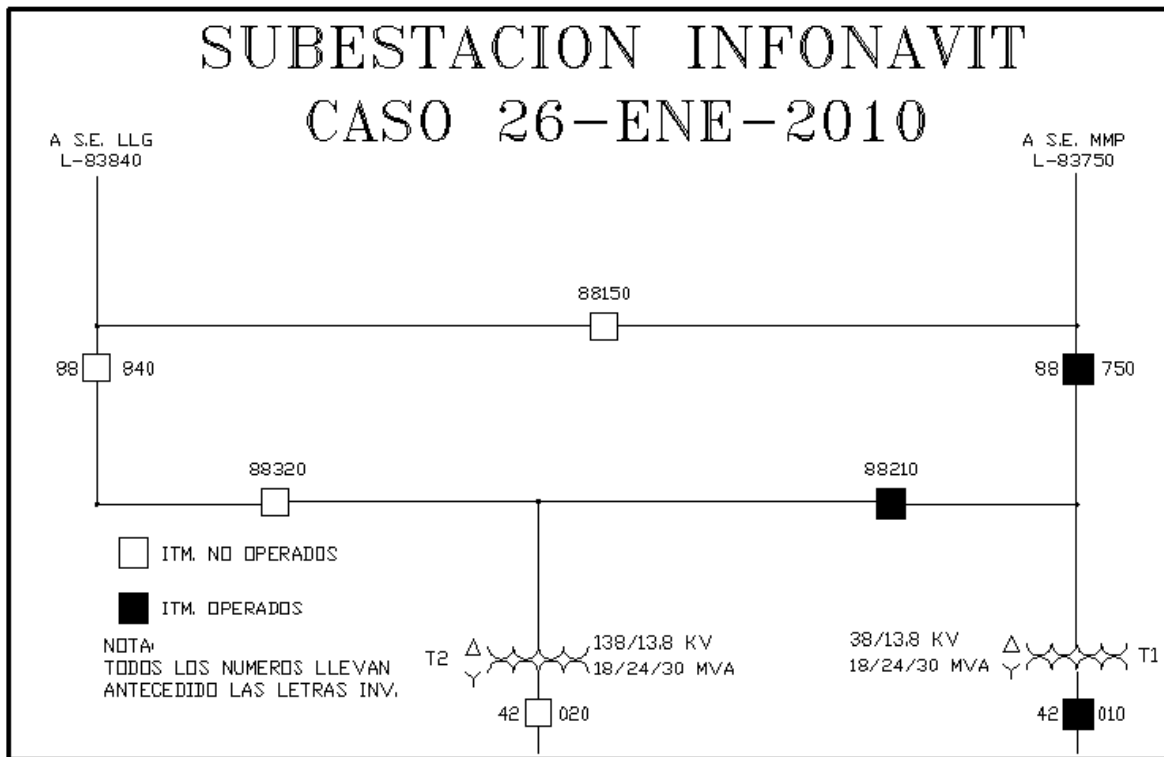


Fig. 4.5. Diagrama unifilar del caso 4.

Si siguiendo la metodología propuesta, se determina la lista inicial de elementos candidatos, Tabla 4.13; este es el resultado del análisis de la operación de interruptores, que se realiza con la herramienta en Excel.

Tabla 4.13. Lista inicial de elementos candidatos.

Elemento	IPP	IRL	IRR
INV-T1	2	0	0
INV-T2	1	1	1
83750	1	1	1
INV-42MVAR	0	1	3
83840	0	1	3
MMP-B1-138	0	0	1
MMP-30MVAR	0	0	1
83680	0	0	1
83730	0	0	1
MMP-AT1	0	0	1

MSU-T1	0	0	2
83760	0	0	2

Se tiene que únicamente es un elemento del sistema el cual esta des-energizado, por lo que al identificarlo y eliminar el resto de elementos energizados del sistema, obtenemos nuestro elemento candidato a contener la falla (Tabla 4.14).

Tabla 4.14. Diagnóstico de ubicación de fallas del caso 4.

Elemento	IPP	IRL	IRR
INV-T1	2	0	0

Analizando el diagrama unifilar de este caso, Fig. 4.5, se aprecia que se trata de la operación de un esquema de protección primaria, con una zona de desconexión con un único elemento. En este caso, la solución es única, según se indica en la Tabla 4.14, aunque en la realidad la falla no ocurrió en el transformador T1; este resultado significa que antes de poner en servicio el transformador, debe revisarse todo su equipo asociado, concluyendo así que la falla no ocurrió en el transformador pero que éste quedo fuera de servicio, debido a una operación incorrecta de protecciones originada por la saturación de un TC.

4.5 CONCLUSIONES

Se presentaron los resultados del diagnóstico de ubicación de fallas obtenidos con la metodología propuesta, utilizando casos de falla reales ocurridos en la red eléctrica de la Subárea Frontera del Área de Control Noreste de la CFE.

Debido a que no se cuenta con una implementación en tiempo real, los casos que se presentaron se analizaron en forma manual. La base de datos de coberturas se formó a partir de los diagramas unificables de las subestaciones y las condiciones de pre-falla y falla se obtuvieron de los reportes de eventos de la CFE, proporcionados por el personal del Área de Control. El análisis de la operación de interruptores se realizó en forma automática utilizando la herramienta en Excel desarrollada para este fin.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que la metodología propuesta para el

diagnóstico de ubicación de fallas es confiable, ya que en todos los casos, el elemento donde en realidad ocurrió la falla está considerado en la lista final de elementos candidatos; este comportamiento es consistente independientemente del nivel de información disponible en cada caso analizado.

Por último, la metodología desarrollada para el diagnóstico de ubicación de fallas cumple con los requisitos necesarios para ser la base de una herramienta de apoyo en la toma de decisiones para los operadores en caso de disturbios, en los centros de control de la CFE.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis se enfoca en el desarrollo de una metodología de análisis de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas en el sistema eléctrico de potencia durante un disturbio. En este capítulo se exponen las principales conclusiones derivadas del desarrollo de la metodología y los resultados obtenidos en el análisis de casos reales de operación de protecciones; así mismo, en este capítulo se enumeran las principales aportaciones de éste trabajo de tesis y las recomendaciones para trabajos futuros, encaminados a la implementación en tiempo real.

5.2 CONCLUSIONES

El contar con un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas eficiente y confiable es de alta importancia y prioritario para los centros de control de energía. Esta clase de sistemas tienen dos objetivos principales: ser una herramienta de apoyo en la toma de decisiones de los operadores y reducir al mínimo los tiempos de restauración del sistema eléctrico de potencia al presentarse un disturbio.

La metodología propuesta realiza el diagnóstico de ubicación de fallas utilizando la información de las zonas de cobertura de los interruptores operados, así como la información de protecciones indicadas como operadas por el sistema SCADA.

La metodología propuesta se realiza en tres etapas, a) la definición de la base de datos de coberturas de interruptores a partir de la identificación de los estados de prefalla y falla en la red eléctrica, b) la determinación de elementos candidatos en base al análisis de la operación de interruptores, c) re-evaluación de los elementos candidatos utilizando el reporte de protecciones de selectividad absoluta operados durante el disturbio.

El modo en que se implementa la metodología permite establecer una lista de

elementos candidatos en el peor caso de que el sistema SCADA solo reporte información de interruptores operados.

El análisis de la información de operación de protecciones se realiza después del análisis de la operación de interruptores ya que esta información es poco confiable debido a la saturación de puntos de UTR en las subestaciones. En esta etapa solo se consideran protecciones tipo diferencial o piloto en líneas de transmisión. Sin embargo si la información de la primera zona del elemento de distancia o elemento instantáneo en elementos de sobrecorriente estuviera disponible se podría utilizar en el proceso de diagnóstico.

La selección de los elementos candidatos se realiza utilizando la base de datos de coberturas, bajo la premisa de que el elemento debe formar parte de la zona de cobertura de al menos un interruptor operado, además de que debe estar ubicado en una zona de desconexión. Con este criterio, un mismo interruptor puede operar en forma distinta - operación correcta, respaldo local, respaldo remoto, operación incorrecta- dependiendo de la hipótesis de falla que se analice.

La lista de elementos candidatos es ordenada en forma descendente de posibilidad, según el número de interruptores operados. Así, un elemento con un mayor número de interruptores primarios operados es más factible, tomando en cuenta que esto debe estar asociado a un menor número de fallas de funcionamiento, es decir, interruptores operados en forma de respaldo, local y remoto, o interruptores que operaron incorrectamente. En otras palabras, el elemento que mejor justifique la operación de interruptores, según los criterios generales de coordinación, es el lugar de falla más probable.

La información de protecciones operadas, (selectividad absoluta) permite modificar el orden de la lista de elementos candidatos, ya que la información de la operación de una protección diferencial es un claro indicativo de que la falla es muy probable que haya ocurrido en el elemento asociado. En esta etapa, solo se consideran las protecciones diferenciales de elementos y los esquemas piloto de líneas de transmisión.

La metodología descrita, aún no se implementa en tiempo real en un centro de control, ya que la carga de programación asociada escapa al propósito de este trabajo de tesis. Con el objetivo de analizar casos reales de disturbios, se desarrollo una herramienta

de simulación en Excel, que permite ejecutar el proceso de análisis de operación de interruptores a partir de la base de datos de coberturas.

El desempeño de la metodología propuesta fue analizado en casos reales de disturbios ocurridos en la Sub-área Frontera, del Área de Control Noreste de la CFE. En total se simularon 4 casos, y el 75% de los casos, el elemento donde realmente ocurrió la falla, se diagnóstico como el elemento más probable.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que es factible diseñar una herramienta de tiempo real para el diagnóstico de ubicación de fallas utilizando la metodología propuesta, que entre sus principales características es que se puede implementar en una red eléctrica sin importar la topología de la red y de la complejidad de los esquemas de protección.

5.3 APORTACIONES

En base a los resultados obtenidos, las principales aportaciones de este trabajo de tesis son:

- Desarrollo de una metodología de análisis de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas, que no depende de la topología de la red eléctrica.
- Desarrollo de una herramienta de simulación en Excel, que permite implementar el análisis de la operación de interruptores y generar la lista de elementos candidatos.

5.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

La metodología propuesta en este trabajo de tesis no está terminada; algunos aspectos que se deben de seguir desarrollándose son:

- Proponer una solución a la saturación de los puntos de UTR, a fin de contar con una mayor información para el diagnóstico de ubicación de fallas.
- Incorporar información de protecciones con selectividad relativa en la metodología.
- Automatizar la formación de la base de datos de coberturas en tiempo real.

- Implementar la metodología propuesta en un sistema de diagnóstico de ubicación de fallas en un centro de control.

REFERENCIAS

- [1] Roberto Navarro Pérez, "La planeación de la operación del sistema eléctrico nacional", *Ciencia y Desarrollo Volumen 34 Número 223*, Septiembre 2008, pp 52-57.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] Ricardo Rosas Molina, "Metodología para el diagnóstico de ubicación de fallas en sistema eléctricos de potencia". Tesis de Maestría, DIE UANL, 2008.
- [9] B. F. Wollenberg, and T. Sakaguchi, "Artificial Intelligence in Power System Operations", *Proceeding of the IEEE*, no. 12, 1987, pp.1678-1685.
- [10] H. Altuve, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*, Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica FIME-UANL, Monterrey N.L. 1996.
- [11] J. L. Blackburn, *Protective relaying principles and application*, Marcel Dekker Inc., New York and Basel, 1987.
- [12] C.R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*. New York:: John Wiley, 1956.

- [13] Comisión Federal de Electricidad, *Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional* Centro Nacional de Energía, México, D.F., Septiembre del 2001
- [14] Yasuji Sekine, Hiroshi Okamoto and Toshihiro Shibamoto, "Fault Section Estimation Using Cause-Effect Network", *Second Symposium on Expert Systems Application to Power Systems*, Seattle, USA., Julio 1989, pp 276-282.

APÉNDICE

NOMENCLATURA UTILIZADA EN 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 ó 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).