

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE POSGRADO



DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLA BASADO EN
MEDICIONES FASORIALES SINCRONIZADAS

POR

CARLOS ALBERTO GONZÁLEZ ROCHA

TESIS

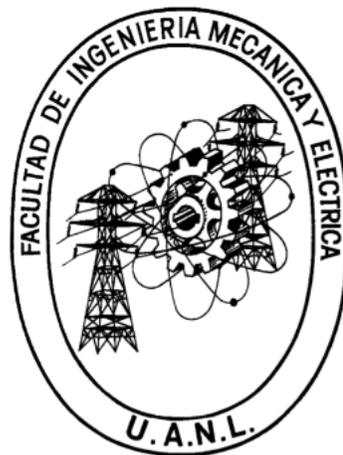
EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ELÉCTRICA

ENERO, 2015

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE POSGRADO



DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLA BASADO EN
MEDICIONES FASORIALES SINCRONIZADAS

POR

CARLOS ALBERTO GONZÁLEZ ROCHA

TESIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ELÉCTRICA

ENERO, 2015

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE POSGRADO

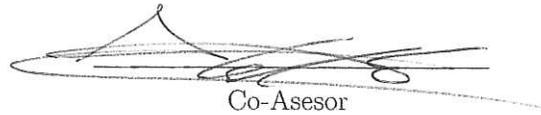
Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis "DIAGNÓSTICO DE UBICACIÓN DE FALLA BASADO EN MEDICIONES FASORIALES SINCRONIZADAS" realizada por el estudiante ING. CARLOS ALBERTO GONZÁLEZ ROCHA con número de matrícula 1381613 sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



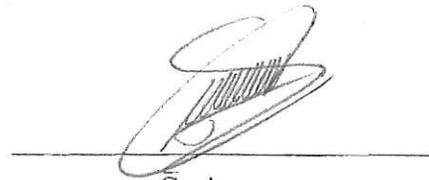
Asesor

Dr. Ernesto Vázquez Martínez



Co-Asesor

Dr. Arturo Conde Enriquez



Co-Asesor

Dr. Francisco Sellschopp Sánchez

Vo. Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Posgrado

San Nicolás de los Garza, N.L.

Enero, 2015

Agradecimientos

Este trabajo no habría sido posible sin el apoyo y el estímulo de mi asesor el Dr. Ernesto Vázquez Martínez, bajo cuya supervisión escogí este tema y comencé la tesis. Al Dr. Francisco Sellschopp y al Dr. Arturo Conde por ser mis consejeros en las etapas finales del trabajo, quienes han sido generosamente serviciales, y me han ayudado de numerosos modos.

También me gustaría agradecerle al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología el cual me ha apoyado durante mis dos años de investigación, tanto de manera económica como académica. Agradecer también a la Universidad Autónoma de Nuevo León y en especial a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por sus excelentes docentes a quienes agradezco la formación recibida en estos dos años de estudio e investigación.

No puedo terminar sin agradecer a mi familia, en cuyo estímulo constante y amor he confiado a lo largo de mis años en la Universidad y a lo largo de mi vida, sin ellos este trabajo de investigación no hubiera sido posible. Agradezco además a los colegas con los que conviví en estos dos años, su ayuda en momentos difíciles hizo posible la finalización de este trabajo.

Dedicatoria

*A mi familia y a todos aquellas personas que me apoyaron
para cumplir una meta más en la vida.*

Índice general

Agradecimientos	IV
Dedicatoria	V
Índice general	VIII
Resumen	1
1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Antecedentes	5
1.3. Objetivos	6
1.4. Alcances	6
1.5. Estructura de la tesis	6
2. Estado del arte de los sistemas de diagnóstico de ubicación de falla	8
2.1. Introducción	8
2.2. Sistema experto de diagnóstico de fallas	9
2.3. Sistema de diagnóstico de fallas basado en redes de Petri codificadas .	11
2.4. Sistema de localización de fallas basado en modelos de grafos dirigidos difusos	14
2.5. Sistema de localización de fallas basado en redes neuronales artificiales	18
2.6. Sistema de diagnóstico de fallas utilizando modelos analíticos de op- timización	21
2.7. Método propuesto de diagnóstico de ubicación de fallas	24
2.8. Conclusiones del capítulo	26
3. Introducción al análisis de componente principal	28
3.1. Introducción	28

3.2.	Fundamentos matemáticos del análisis de componente principal	28
3.3.	Interpretación gráfica	31
3.4.	Estandarización de los datos de entrada	33
3.5.	Tipos de solución	33
3.6.	Ejemplo de aplicación del ACP	35
3.7.	Conclusiones del capítulo	38
4.	Aplicación del ACP al diagnóstico de falla	39
4.1.	Introducción	39
4.2.	Bondades del ACP para el diagnóstico de falla	39
4.3.	Estructura general del sistema de diagnóstico de falla	40
4.4.	Información de entrada	41
4.4.1.	Ventana de datos	43
4.4.2.	Criterio de operación	43
4.5.	Definición de las componentes principales representativas	44
4.6.	Criterios para la identificación del elemento fallado	44
4.7.	Operación en tiempo real	46
4.8.	Conclusiones del capítulo	47
5.	Pruebas y resultados	49
5.1.	Introducción	49
5.2.	Sistema de prueba	49
5.3.	Descripción de los casos de prueba	50
5.4.	Resultados de pruebas básicas	53
5.4.1.	Diagnóstico de falla en nodos	53
5.4.2.	Diagnóstico de falla en líneas de transmisión	56
5.4.3.	Diagnóstico de fallas con reducción de estados angulares a dos muestras	58
5.4.4.	Diagnóstico de falla considerando cambios en la topología de la red	63
5.4.5.	Diagnóstico de falla monofásica en nodos	68
5.4.6.	Diagnóstico de falla monofásica en líneas de transmisión	70
5.4.7.	Diagnóstico de falla bajo condiciones de diferente cargabilidad en la red	73
5.5.	Resultados de pruebas complejas	82
5.5.1.	Diagnóstico de falla en líneas de transmisión en configuración radial	83

5.5.2. Falla en líneas de transmisión con configuración en anillo . . .	86
5.6. Conclusiones del capítulo	90
6. Conclusiones y recomendaciones	91
6.1. Introducción	91
6.2. Conclusiones	91
6.3. Aportaciones	92
6.4. Recomendaciones para trabajos futuros	93
Bibliografía	96
Índice de figuras	102
Índice de tablas	103
A. Datos del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra	104
A.1. Datos de generadores	104
A.2. Datos de nodos	105
A.3. Datos de transformadores y líneas de transmisión	107
A.4. Datos de cargas	108

Resumen

Publicación No. _____

Carlos Alberto González Rocha, M. C. en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

El sistema de potencia debido a su naturaleza y complejidad, no está exento de fallas y perturbaciones por lo que se han desarrollado sistemas de protección avanzados, cuyo objetivo es evitar grandes disturbios que ocasionen la salida de una parte del sistema durante un largo período de tiempo. Los esquemas de protección no proporcionan la información de cuál es el elemento fallado, en especial cuando existen fallas de funcionamiento de las protecciones. Por lo tanto, determinar el elemento fallado es el primer requisito para iniciar el proceso de restauración de la red antes de que ocurra un disturbio mayor, pero debido a la gran cantidad de información que llega a los centros de control, ésta se convierte en una tarea complicada.

Debido al aumento en la demanda de energía eléctrica es de vital importancia que se asegure la continuidad del servicio. Por tal motivo es importante para los operadores de los centros de control que, una vez ocurrida una falla, se determine el elemento fallado de una manera rápida, veraz y confiable a fin de iniciar maniobras para recuperar el sistema y evitar la interrupción del servicio eléctrico.

Para llevar esto a cabo se han desarrollado diversos sistemas de diagnóstico de falla que funcionan a partir de datos recolectados por el Sistema SCADA (Supervi-

sory Control And Data Acquisition) y mediante la utilización de diversos métodos para determinar los elementos fallados. Los métodos utilizados son muy variados, van desde sistemas expertos de diagnóstico de fallas hasta algoritmos complejos basados en Redes de Petri Codificadas o Redes de Causa-Efecto en conjunto con Modelos Difusos; inclusive sistemas basados en múltiples métodos que proporcionan la detección, identificación y clasificación de la falla en el sistema de potencia.

Esta investigación propone el uso de la información obtenida a partir de las unidades de medición fasoriales sincronizadas en conjunto con el análisis de la componente principal (ACP) para realizar el diagnóstico de ubicación falla en tiempo real, lo cual representa una ventaja ante los sistemas actualmente en funcionamiento, ya que no es necesario el conocimiento de la topología de la red, así como tampoco es necesario el conocimiento de las características de los sistemas de protecciones instalados en el sistema.

Para analizar el desempeño del método propuesto se realizaron las pruebas con escenarios de falla en el Sistema de 39 Nodos del IEEE (también conocido como Sistema Eléctrico de Nueva Inglaterra), donde los resultados demostraron la validez y desempeño del método.

En base a los resultados obtenidos, se puede concluir que el método propuesto para el diagnóstico de ubicación de falla es viable para su implementación como una aplicación de análisis del sistema en tiempo real para los operadores en los centros de control.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia son una de las bases fundamentales para cualquier país ya que proporcionan la energía eléctrica para todos los procesos industriales, así como cubrir las necesidades comerciales y domésticas. Para realizar dicha tarea es necesario generar, transmitir y distribuir toda la energía necesaria desde los centros de generación distribuidos en todo el país hasta los centros de consumo cumpliendo con todas las normas de seguridad, confiabilidad y calidad de la energía.

Debido a su gran complejidad, un sistema eléctrico de potencia no está exento de fallas, y se vuelve más vulnerable cuando se trata de redes aéreas, las cuales son más susceptibles a fenómenos meteorológicos así como a incidentes creados por el hombre. Por lo anterior, existe la necesidad de proteger el sistema de potencia de tal manera que no se vea afectado por estas condiciones durante un largo período de tiempo, siendo los esquemas de protección los responsables de detectar y aislar una falla. Una vez que se ha liberado la falla en el sistema, la operación de restauración de la red después de la incidencia de la falla queda a cargo del personal de los centros de control; aunque los modernos esquemas de protección digital almacenan una gran cantidad de información de la falla (fases falladas, punto de falla, resistencia de falla estimada, tiempo de operación, etc.) [1], la información que proporcionan en tiempo real es restringido por los sistemas SCADA, por lo que en ocasiones solo se conoce el estado de las protecciones (operado/no operado); esto hace difícil determinar el elemento fallado por lo que la restauración de la red no se puede iniciar hasta que se identifique el elemento fallado; cuando esta confirmación tiene que ser visual, porque la información del sistema SCADA no sea confiable, esto puede tardar horas o tal

vez días.

El sistema SCADA [2] supervisa, controla, optimiza y administra los generadores, así como las redes de transmisión y distribución mediante la utilización de Unidades Terminales Remotas (UTR) que recopilan datos (estado de interruptores, operación de protección, mediciones de parámetros eléctricos, etc.) en cada subestación y se envían a un centro de control. En el centro de control, la computadora central procesa y almacena los datos recibidos y ejecuta una variedad de aplicaciones en tiempo real (estudio de flujos de potencia, estabilidad transitoria, etc.) para los operadores; una de estas aplicaciones involucra los sistemas de diagnóstico de ubicación de fallas actuales.

La información que es recibida en los centros de control [3], tales como el voltaje y corriente, tanto en magnitud y ángulo, así como la potencia transferida en las líneas, así como el estado de las protecciones (relevadores e interruptores), debe estar lo más clara posible, ya que al momento en que sucede una falla, los operadores deben encontrar el elemento fallado lo más pronto posible para evitar un disturbio mayor, lo cual no es una tarea sencilla.

Los sistemas de diagnóstico actuales utilizan diversos algoritmos para determinar la ubicación de la falla en el sistema de potencia. Dichos sistemas solamente muestran a posibles candidatos de falla [4] por lo que el operador debe tomar la decisión, en base a su experiencia, de restaurar el sistema o realizar una inspección visual mediante el envío de una cuadrilla a campo. Estos algoritmos, aunque son muy avanzados, aún presentan una incertidumbre al momento de mostrar los resultados del diagnóstico del lugar de falla; además de que dichos sistemas utilizan el Sistema SCADA para obtener la información necesaria para realizar el diagnóstico, lo cual, al no existir una sincronización de tiempo puede ocasionar la aparición de falsos positivos en los resultados.

Por lo tanto, en esta investigación se propone el uso de las mediciones fasoriales sincronizadas ubicadas en la red, en conjunto con el análisis de componente principal como método de reconocimiento de patrones para el diagnóstico de ubicación del lugar de falla. La propuesta se basa en que al tener los datos sincronizados obtenidos de las unidades de medición fasorial en lugar de los datos obtenidos del Sistema SCADA aumentan las probabilidades de encontrar el elemento fallado, y la utiliza-

ción del análisis de la componente principal permitirá revelar el elemento fallado con mayor precisión al reducir la incertidumbre mediante el reconocimiento de patrones ante diferentes tipos de fallas. De esta manera se pretende realizar el diagnóstico de falla de una manera más rápida y confiable que con los sistemas actuales al tener los datos en línea y actualizados.

1.2. Antecedentes

Actualmente existen diversos sistemas que realizan el diagnóstico de ubicación de falla instalados en los centros de control. Estos sistemas se basan en diversos algoritmos para realizar el objetivo de determinar el elemento fallado. Estos algoritmos incluyen sistemas que utilizan lógica difusa [5], redes de Petri [6], transformadas wavelet [7], técnicas basadas en gráficas de eventos [8], así como sistemas expertos de diagnóstico [9]. Estos sistemas tienen en común que obtienen la información necesaria para el diagnóstico a partir del estado de relevadores e interruptores mediante el Sistema SCADA (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos por sus siglas en inglés); con estos datos se realiza el diagnóstico de falla y dichos sistemas le muestran a los operadores en los centros de control los posibles candidatos de falla, aunque estos resultados no son definitivos ya que existe una incertidumbre debido al tiempo que le toma al sistema SCADA escanear el sistema eléctrico y la incidencia de posibles errores de operación de protecciones [10]. Estos son los principales factores que afectan el proceso de diagnóstico, por lo que los operadores aún deben de tomar la decisión final acerca del elemento fallado.

Además de los algoritmos mencionados, hay aplicaciones que utilizan más de un algoritmo. Los sistemas de diagnóstico de falla híbridos [11] [12] utilizan diversos algoritmos para identificar, clasificar y localizar el elemento fallado en cuestión de ciclos de la frecuencia fundamental. Estos algoritmos constan de análisis de componentes simétricas, análisis de componente principal, transformadas wavelet multinivel, máquinas de soporte vectorial, así como redes neuronales de estructura adaptiva. Pero debido a la utilización de redes neuronales, este sistema requiere de entrenamiento lo cual es un factor determinante para su implementación en sistemas eléctricos de mayor tamaño; además de que por la utilización del sistema SCADA para la recopilación de datos introduce una incertidumbre en los resultados obtenidos.

En los últimos años se ha introducido el uso de mediciones fasoriales sincronizadas en el diseño de sistemas de monitoreo y protecciones de sistemas de potencia a fin de reducir la posibilidad de un colapso, en [13] se implementa un esquema de disparo automático de generación para cuando se tenga la contingencia de línea disparada en uno de los enlaces que mantenga la estabilidad de la red eléctrica, y en consecuencia, la continuidad del servicio, en caso del disparo de una línea de transmisión en la red troncal de 400 kV de la Comisión Federal de Electricidad en México.

1.3. Objetivos

El objetivo de esta tesis es desarrollar un nuevo método de diagnóstico de ubicación del lugar de falla utilizando las mediciones fasoriales sincronizadas y basado en el análisis de componente principal para el reconocimiento de patrones de distintos tipos de fallas para que la determinación del elemento fallado se realice de manera rápida y segura. Se busca que el algoritmo sea independiente del tipo de falla así como de la configuración de la red y la secuencia de operación de las protecciones para que, de esta manera, pueda implementarse en cualquier sistema de potencia sin realizar modificaciones al mismo o al algoritmo. Además se busca que el algoritmo sea capaz de interpretar cualquier elemento fallado ya sea generador, transformador o línea de transmisión y/o distribución para reducir incertidumbres al momento de la toma de decisión respecto al elemento fallado.

1.4. Alcances

El desarrollo de este método permitirá el diagnóstico de falla en cualquier sistema de potencia sin importar su escala, su configuración, la cargabilidad del sistema, ni de la disposición de los sistemas de protecciones, por lo que representa una ventaja ante los sistemas actuales. De igual manera este sistema permitirá la determinación del elemento fallado en tiempo real ya que no depende del sistema SCADA para la obtención de los datos.

1.5. Estructura de la tesis

Este trabajo de investigación consta de 6 capítulos, los cuales se describen a continuación.

En el capítulo 1 se describe la motivación por la cual se realiza esta investigación sobre el diagnóstico de ubicación de falla, así como los antecedentes que existen de ésta área y los alcances y limitaciones de la investigación en la cual se sustenta esta tesis.

En el capítulo 2 se describe el estado del arte de los sistemas de diagnóstico de ubicación de falla así como sus principios de funcionamiento y las restricciones que presentan al momento de su implementación.

En el capítulo 3 se presenta una introducción al análisis de componente principal detallando en sus fundamentos matemáticos así como los tipos de solución que existen para el problema.

En el capítulo 4 se explica de manera detallada el método propuesto para el diagnóstico de ubicación de falla, el cual determina el elemento fallado a partir de las mediciones fasoriales sincronizadas obtenidas del sistema. El método propuesto hace uso del análisis de componente principal para realizar la discriminación entre todos los componentes del sistema para encontrar el elemento fallado a partir del reconocimiento de patrones de diversos tipos de fallas. Se describe el proceso de cálculo de las componentes principales necesarias para el algoritmo, así como los parámetros de arranque del proceso de diagnóstico.

En el capítulo 5 se presentan las pruebas realizadas para la validación del algoritmo para la ubicación del elemento fallado ante diversos tipos de falla simulados, así como los análisis de los resultados obtenidos para cada uno de los casos considerados. Para esto se consideró el sistema de 39 nodos del IEEE también conocido como el sistema eléctrico de Nueva Inglaterra.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones del trabajo de investigación, así como los principales aportes y algunas recomendaciones para trabajos futuros en esta área de la ingeniería eléctrica.

Capítulo 2

Estado del arte de los sistemas de diagnóstico de ubicación de falla

2.1. Introducción

El sistema eléctrico de potencia es una de las redes artificiales más complejas que existen en la actualidad, por tal motivo lo hace más propenso a una falla por lo que es importante su protección ante cualquier disturbio o contingencia.

Diversos sistemas de protección se han implementado cada vez más avanzados para asegurar que la red no colapse al momento de que ocurre una falla; sin importar las características de dicha falla el sistema de protección debe ser capaz de liberar la parte fallada del sistema y, posteriormente, el personal del centro de control deberá restaurar la red. Encontrar el elemento fallado una vez ocurrida la falla no es una tarea fácil debido a que los sistemas de protección no brindan la suficiente información para determinar el lugar de falla, y si a esto se añade la posibilidad de posibles disparos erróneos de protecciones [14], encontrar el elemento fallado se vuelve un objetivo complicado. Los esfuerzos por determinar el lugar de falla dependen principalmente del juicio hecho por los operadores a partir de la combinación particular de los datos de operación del sistema, incluyendo sistemas de protecciones tales como operaciones de relevadores e interruptores.

Debido al aumento en la demanda de energía eléctrica a nivel mundial [15], los tiempos en la restauración de la red después de la incidencia de una falla deben ser cada vez menores, de tal manera que se reduzca el tiempo de interrupción y mejorar la continuidad del servicio; estas condiciones hacen que el problema de identificación

del lugar de falla sea aún más complejo.

Por lo anterior, se han desarrollado sistemas que permitan identificar el elemento fallado después de la incidencia de una falla. Los primeros sistemas se desarrollaron en la década de 1960 [16], pero en años recientes ha existido un auge en la investigación y desarrollo de estos métodos debido al aumento en la demanda de energía eléctrica. Cabe destacar que muchos sistemas reportados en la literatura no utilizan una programación lógica, sino que utilizan algoritmos de discriminación, esto debido al elevado número de combinaciones de estado de relevadores e interruptores dificulta el diagnóstico del lugar de falla; en redes complejas el número de combinaciones es muy grande, lo que complica el proceso de restauración.

Los sistemas de identificación del lugar de falla proponen el uso de los datos de estado de protecciones (relevadores e interruptores) en conjunto con una rutina matemática de tal manera que permita la identificación del elemento fallado. Estos sistemas muestran un conjunto de candidatos de falla como resultado del análisis, pero la decisión final la deberá tomar el personal encargado en los centros de control. Aunque estos sistemas han auxiliado a las compañías suministradoras a determinar el elemento fallado en caso de que una falla incide en el sistema, los métodos actuales no son completamente confiables ya que, aunado al hecho de que el personal del centro de control tiene que tomar la decisión final, estos métodos utilizan el sistema SCADA para la recopilación de los datos de estado de relevadores e interruptores. Los datos recopilados no están sincronizados en tiempo lo que introduce una incertidumbre en los resultados que muestren estos sistemas.

A continuación se describen algunos de los sistemas implementados por compañías suministradoras de energía eléctrica que han mostrado resultados satisfactorios.

2.2. Sistema experto de diagnóstico de fallas

La primera versión práctica de este sistema experto fue puesto en servicio en el Centro de Despacho de Carga Regional de Miyagi en Sendai, Japón en abril de 1993. El sistema de potencia administrado por este centro de control cuenta con 173 subestaciones, sus rangos de voltaje tienen 33 kV, 66 kV, 154 kV y 275 kV. Cuenta con dos plantas generadoras de combustible fósil, una planta nuclear, así como 21

plantas de generación hidroeléctrica. El sistema experto nace de la necesidad de que, en estas fechas, no existían sistemas de diagnóstico del lugar de falla aplicados en los sistemas de potencia.

Este sistema experto [17] trabaja en conjunto con el Sistema SCADA para evitar confusiones en los centros de control por el uso de diversos programas de análisis. Este sistema tiene diversas etapas de procesamiento de información; se inicia con la recopilación de datos a partir de los sistemas de telecontrol inteligente, así como de los sistemas de detección de fallas localizados en cada subestación eléctrica. Estos datos se almacenan en el sistema de administración de energía (EMS por sus siglas en inglés) del sistema SCADA. Una vez detectada una falla en el sistema de potencia, se inicia el proceso de diagnóstico utilizando el sistema experto y, una vez terminada la deducción de elementos fallados a partir de los datos de entrada, se muestran los resultados al operador mediante una ventana dentro del mismo sistema SCADA.

Los datos necesarios de entrada para la utilización de este sistema experto consisten, principalmente, de datos de estado por cada operación de relevadores, datos de relevadores en interruptores con tiempos de operación, datos de recierre de interruptores, así como datos de los sistemas de detección de fallas. Estos últimos representan los datos más importantes necesarios para el diagnóstico de falla debido a que permiten diferenciar entre una falla dentro de una subestación y fallas en líneas de transmisión.

Una vez detectada la falla el sistema experto inicia automáticamente el proceso de diagnóstico de falla, el cual consta de esencialmente de seis pasos.

1. Se identifican los estados del sistema antes y después de la falla.
2. Se deducen los candidatos de falla usando el conocimiento de los principios de operación de los relevadores de protección.
3. Se utiliza la información de los sistemas de detección de falla para determinar los sitios donde se tiene falla y se eliminan los elementos no fallados.
4. Se utiliza la información de operaciones erróneas de relevadores e interruptores para cada candidato de falla.
5. Se determinan aquellos elementos que tuvieron recierre y los elimina de los candidatos.

6. El sistema revisa los candidatos restantes basado en diferentes tipos de falla, así como en distintas combinaciones de falla, ya sea falla simple o múltiple.

Una vez que el procesamiento del diagnóstico de falla termina, el sistema experto muestra los resultados de candidatos de falla encontrados a los operadores en los centros de control. Estos resultados son ordenados de forma que se muestre los resultados con menor número de errores de disparo de protecciones en primer lugar. Se muestra primeramente aquellos elementos que no tuvieron operaciones incorrectas en los relevadores, después se muestran los elementos cuyos relevadores debieron operar pero no lo hicieron, y por último se muestran los elementos que tuvieron operaciones incorrectas de relevadores.

Este sistema experto de diagnóstico de falla cuenta con una ventaja en cuanto a sus predecesores ya que tiene un algoritmo de verificación de resultados. Los datos de estado del sistema antes de la falla son enviados al sistema de verificación; este sistema muestra las operaciones detalladas de relevadores e interruptores gracias a una simulación del evento. Al comparar estos resultados simulados con los mostrados por el sistema experto, los operadores tienen suficientes datos para tomar una decisión e iniciar con la restauración del sistema.

Este sistema cumple con las expectativas de lo que un sistema de diagnóstico de falla debería ser; la única desventaja es que, para realizar la inferencia de los elementos fallados a partir de los datos de estado de las protecciones, utiliza el conocimiento de funcionamiento de los relevadores e interruptores, por lo que se debe crear una base de datos de cada uno de los elementos de la red y sus esquemas de protección. Este hecho representa una gran desventaja de aplicación en sistemas de potencia de mayor escala ya que se trata de una base de datos independiente, y que un error en su actualización tendrá como resultado un diagnóstico fallido.

2.3. Sistema de diagnóstico de fallas basado en redes de Petri codificadas

Una red de Petri es una herramienta de modelado matemático y gráfico. Son utilizadas para aplicar técnicas de detección e identificación de fallas a partir de eventos discretos. Las redes de Petri [18] ya han sido utilizadas para el diagnóstico de ubicación de falla, las cuales son aplicadas al sistema de potencia en conjunto con

teoría de codificación para mejorar el desempeño de este algoritmo.

Una red de Petri se define matemáticamente como:

$$PN = (P, T, F, W, M_0) \quad (2.1)$$

donde P es un conjunto finito de lugares, T es un conjunto finito de transiciones, F es un conjunto finito de arcos, W representa la función de peso, y M_0 representa la marca inicial. La evolución de estado de la red de Petri S de una época k a la época $k + 1$ se define como

$$q_s[k + 1] = q_s[k] + Bx[k] \quad (2.2)$$

donde B representa la matriz de incidencia de la red de Petri, $q_s[k]$ es el estado o marca de la red de Petri a la época k , y $x[k]$ representa la entrada de la red de Petri.

Para realizar tareas de monitoreo de fallas dada una red de Petri S con n lugares y m transiciones, se construye una red de Petri H redundante y separada, de tal manera que el estado $q_h[k]$ se define

$$q_h[k] = \begin{bmatrix} I_n \\ C \end{bmatrix} q_s[k] \quad (2.3)$$

para todas las épocas k . Se define la matriz C como una matriz generador de acuerdo con la teoría de codificación. Esta matriz es de dimensión $d \times n$ con entradas positivas. La matriz I_n es una matriz identidad.

La forma en que una red de Petri detecta las fallas al trabajar en conjunto con el sistema de potencia es registrando los errores cuando la red es disparada, ante la distribución de marcadores no consistente. Estos errores son principalmente de dos tipos:

1. Modelos de falla de transición, cuando no existen marcadores a la salida al realizar la transición.
2. Modelos de falla de lugar, cuando existen más de un marcador en un lugar determinado.

La aplicación de la red de Petri se puede apreciar con el siguiente ejemplo donde se utiliza una parte simplificada de un sistema de potencia. En la Fig. 2.1 se muestra

la red simplificada y su representación con red de Petri.

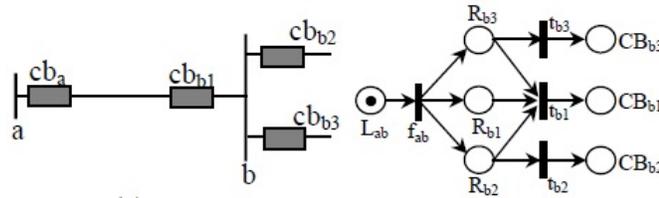


Fig. 2.1. Representación en redes de Petri.

Una falla en la línea a-b hace que el marcador en L_{ab} sea transferido a los lugares R_{b1} , R_{b2} , R_{b3} , es decir que cada relevador recibe un marcador resaltando el hecho de que los relevadores detectaron la falla. Cuando un relevador R_{bi} mande la señal de disparo a los interruptores CB_{bi} , los demás relevadores pierden sus marcadores lo que indica que no mandaron la señal a sus respectivos interruptores de respaldo.

Visto matemáticamente, el proceso de diagnóstico de falla para cualquier escenario se resume en seis pasos.

1. Se calcula el estado inicial $q_f[0]$ como:

$$q_f[0] = [q_h^T[0], [Cq_h[0]]^T]^T \quad (2.4)$$

2. Para cada transición disparada, se calculan los estados de los lugares monitoreados por:

$$q_f[k] = q_f[k-1] + \begin{bmatrix} 0 \\ CB \end{bmatrix} x[k] \quad (2.5)$$

3. Se modifican los estados de los lugares previos de acuerdo a la información recibida de los interruptores (0/1).
4. Se calcula el síndrome de error S :

$$S = \begin{bmatrix} -C & I_4 \end{bmatrix} q_f[N] \quad (2.6)$$

donde N indica el estado final.

5. Se analiza S , de tal manera que sea la suma de una o más columnas de la matriz $-C'$, llamada la matriz síndrome S' .

6. El resultado del diagnóstico se obtiene de acuerdo con la combinación y fallas del mapeo y la recepción de información.

Una de las ventajas que tiene la red de Petri es que no es afectado por la escala de la red eléctrica, además de la utilización de información local para su arranque. En [18] se tienen reportadas dos pruebas realizadas con una parte del sistema de 118 nodos del IEEE; en el primero se tiene una línea fuera de servicio por mantenimiento y en ese instante sucede una falla, y en el segundo caso se tiene una línea que deja de estar en mantenimiento y vuelve a estar energizada y sucede una falla después de su reconexión. En ambos casos, el sistema de diagnóstico basado en la red de Petri mostró resultados satisfactorios en cuanto a los candidatos de falla.

Este sistema no requiere de grandes esfuerzos computacionales ya que solo utiliza manipulaciones matriciales. Debido al uso de información local es posible el uso de este sistema ante cambios topológicos de la red. Las principales desventajas de este sistema recaen en el hecho de que solamente se asumen modelos de falla con escenarios típicos de respaldo, pero en la realidad los modelos de protecciones de respaldo son más complejos, tales como los disparos transferidos. Además, ante el uso de información local a partir del sistema SCADA, no se utiliza la información sincronizada en el tiempo por lo que se introduce una incertidumbre en los resultados obtenidos.

2.4. Sistema de localización de fallas basado en modelos de grafos dirigidos difusos

Un modelo de grafo se define como un conjunto de vértices o nodos V y un conjunto de bordes o arcos E y se representa mediante la expresión matemática

$$G = (V, E) \tag{2.7}$$

Un modelo de grafo dirigido [19] posee arcos dirigidos señalando una relación de causa-efecto entre dos o más nodos. Los nodos n_i son utilizados para representar la sección fallada, el estado de los relevadores, así como el estado de los interruptores. Un arco dirigido e_{ij} es utilizado para representar la relación que existe entre los nodos n_i y n_j . Esta relación nodos-arcos puede ser descrita como una regla de programación IF-THEN. Entonces se tendrían las relaciones de accionamiento que suceden en los elementos de protección (relevadores e interruptores) al momento de

una falla. Un ejemplo de un modelo de grafo dirigido se puede observar en la Fig. 2.2.

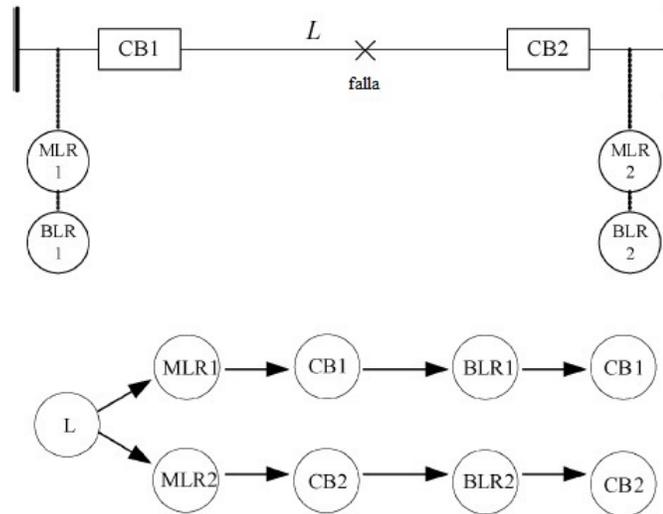


Fig. 2.2. Representación de un modelo de grafo dirigido.

En los sistemas de inferencia clásicos, es suficiente cuando la condición IF-THEN se cumple en un determinado análisis. Esto no es completamente cierto para los sistemas de protección ya que están sujetos a fallas de operación que dificultan el proceso de inferencia. Para esto se introduce el concepto de número difuso M , el cual es incorporado al modelo de grafo dirigido para crear un algoritmo de localización de falla más completo al considerar la incertidumbre en los resultados.

Un número difuso M puede definirse como un conjunto de 4 puntos (a, b, c, d) , donde (a, b) denotan el intervalo donde el valor miembro es igual a 1 y (c, d) determinan el ancho de la distribución trapezoidal, como se observa en la Fig. 2.3.

En conjunto con el número difuso se introduce el Factor de Certeza (CF) para expresar el grado de confianza en una regla, es decir, expresa que tan probable es que un hecho ocurra después de una acción en el modelo de grafo dirigido; mientras más grande sea el valor, la regla será confiable. Este factor de certeza es un número entre el 1 y 0 y debe ser escalado utilizando la experiencia y conocimiento de los operadores en los centros de control; un ejemplo de escala se muestra en la Tabla 2.1.

El proceso de diagnóstico de ubicación de falla se resume en los siguientes puntos.

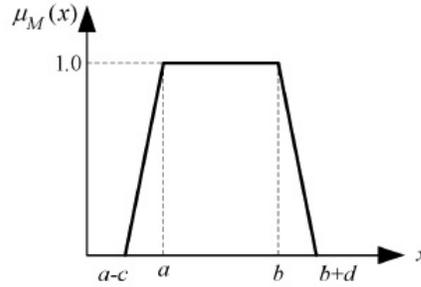


Fig. 2.3. Representación gráfica de un número difuso.

Tabla 2.1. Terminología utilizada para representar los números difusos.

Término	Valor del número difuso (a,b,c,d)
Siempre verdadero	(1.00,1.00,0.00,0.00)
Extremadamente verdadero	(0.95,0.99,0.05,0.01)
Muy verdadero	(0.80,0.94,0.06,0.05)
Verdadero	(0.65,0.79,0.05,0.06)
Cercanamente verdadero	(0.45,0.64,0.09,0.07)
Menos verdadero	(0.30,0.44,0.05,0.06)
Menormente verdadero	(0.10,0.29,0.06,0.05)
Mínimamente verdadero	(0.01,0.09,0.01,0.05)
No verdadero	(0.00,0.00,0.00,0.00)

1. Se construye la matriz de regla difusa R de dimensiones $k \times k$ con columnas y filas indexadas por nodos, así como por los factores de certeza indicados por los arcos entre nodos relacionados.
2. Se evalúa el vector de estados de verdad a partir de la información de operación de protecciones recopilada por el sistema SCADA.
3. Se realiza la transformación del vector de estados de verdad T^* mediante la transposición de la matriz de regla difusa R .

$$T^* \equiv R^T \otimes T \quad (2.8)$$

Esta operación se realiza como un producto matricial con la diferencia de que el proceso de multiplicación y adición se reemplazan con las operaciones de

mínimo y máximo, como se observa en el siguiente ejemplo.

$$\begin{bmatrix} 0,9 & 0,6 \\ 0,1 & 0,8 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 0,5 \\ 0,9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Max}(\text{Min}(0,9, 0,5), \text{Min}(0,6, 0,9)) \\ \text{Max}(\text{Min}(0,1, 0,5), \text{Min}(0,8, 0,9)) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,6 \\ 0,8 \end{bmatrix}$$

Esto representa que los arcos del modelo de grafo difuso se revierten, resaltando el hecho de que, a partir de los efectos mostrados en el sistema, se trata de encontrar la causa que los originó.

4. Se realiza la operación del operador de minimización con T^* y F que representa al vector de sección de falla. La operación de minimización entre dos vectores consiste en encontrar los valores mínimos por cada elemento que componen a dichos vectores. A continuación se muestra una ejemplo de esta operación.

$$\begin{bmatrix} 0,9 \\ 0,1 \\ 0,9 \end{bmatrix} \wedge \begin{bmatrix} 0,1 \\ 0,2 \\ 0,3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Min}(0,9, 0,1) \\ \text{Min}(0,1, 0,2) \\ \text{Min}(0,9, 0,3) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,1 \\ 0,1 \\ 0,3 \end{bmatrix}$$

5. Se evalúan los resultados obtenidos para determinar los elementos fallados utilizando un umbral de tolerancia, el cual varía dependiendo de la escala del sistema de potencia.

En [19] se tienen reportadas las pruebas realizadas mediante experimentación en dos sistemas de potencia: el primero fue la simulación del sistema de potencia de 14 nodos del IEEE, el segundo se utilizaron datos del sistema real de 345 kV de la Corporación de Potencia Eléctrica de Korea (KEPCO, por sus siglas en inglés). En ambos casos de estudio reportados se simularon diferentes escenarios de falla, tales como fallas simples con y sin operaciones erróneas, así como fallas múltiples con operaciones erróneas, considerando también el escenario cuando se tienen señales perdidas de dispositivos de protección (relevadores y/o interruptores).

En los casos analizados, el método de identificación del lugar de falla identificó el punto de falla, además le brinda al operador del centro de control una medida de certeza para que se tome una decisión correcta al momento de iniciar el proceso de restauración de la red. Cabe destacar que el algoritmo es capaz de identificar el lugar de falla a pesar de recibir información de fallas múltiples, funcionamiento erróneo de dispositivos de protección, así como de señales perdidas, y que por el hecho de realizar operaciones matriciales simples no requiere grandes esfuerzos computacionales.

Las desventajas encontradas en este sistema es que utiliza la información de los dispositivos de protección obtenida a partir del sistema SCADA, lo cual introduce la probabilidad de encontrar falsos positivos en los resultados por la falta de sincronización temporal en los datos de entrada del sistema. Otra desventaja es que el sistema no es exportable ya que los valores del número difuso varían según la experiencia de los operadores en los centros de control.

2.5. Sistema de localización de fallas basado en redes neuronales artificiales

Las redes neuronales [20] se añaden a la lista de técnicas aplicadas al problema del diagnóstico de fallas. Una de las redes neuronales más utilizadas es el perceptron multinivel, como se aprecia en la Fig. 2.4. El problema con las redes neuronales, en especial con el perceptron multinivel, es que no garantizan un correcto resultado, todo depende de la calidad del grupo de escenarios con los que la red sea entrenada.

Para evitar este problema, se hace uso de redes neuronales de regresión generalizada para trabajar en conjunto con el perceptron multinivel. Mediante este sistema complejo se evitan los problemas como los cambios topológicos de la red eléctrica, la diversidad en la escala de los sistemas de potencia existentes, así como los métodos de entrenamiento de las redes neuronales. Estas redes basan su funcionamiento de acuerdo con los sistemas de protección en lugar de elementos protegidos de la red de potencia; además de que las redes se encuentran separadas entre sí para reducir los esfuerzos computacionales de entrenamiento de la red neuronal.

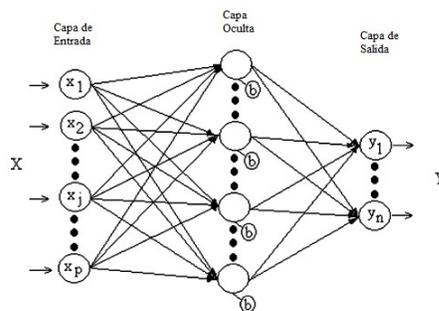


Fig. 2.4. Arquitectura del perceptron multinivel.

El perceptron multinivel (MLP por sus siglas en inglés) con un algoritmo de retropropagación como método de aprendizaje constituyen una de las arquitecturas de redes neuronales más utilizadas por su capacidad de aproximar cualquier función no lineal. Las redes neuronales de regresión generalizada (GRNN por sus siglas en inglés) son redes prealimentadas que pueden ser utilizadas para estimar un vector de salida Y a partir de un vector medido X . Cuando la red GRNN se aplica a problemas de clasificación, se agregan valores de peso fijo entre la capa de patrón y la capa de sumatoria para representar la probabilidad de que ciertos patrones se cumplan dentro del análisis de inferencia de la red neuronal. Un ejemplo de una red GRNN se aprecia en la Fig. 2.5. Las redes GRNN son utilizadas para problemas en el pronóstico del clima, modelado, mapeo y control, entre otras aplicaciones.

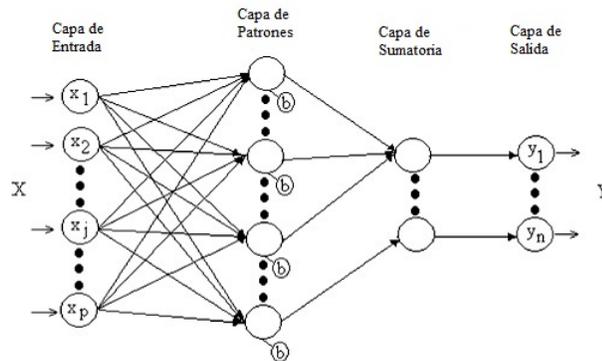


Fig. 2.5. Arquitectura de la red neuronal de regresión generalizada.

Los datos de entrada son las señales de alarma correspondientes de la operación de los relevadores e interruptores. Estas señales entran al perceptron multinivel entrenado con un algoritmo de retropropagación. Las salidas del perceptron multinivel se convierten en las entradas de la red neuronal de regresión general, cuyas salidas mostrarán la información necesaria para determinar si el elemento se encuentra fallado. Se diseña una red neuronal por cada elemento importante en la red (líneas de transmisión, transformadores y barras), con las cuales proveen información adicional acerca de la dirección de la falla (interna o externa). Toda esta información combinada ayuda a los operadores en los centros de control a concluir cual es el elemento fallado.

El proceso de diagnóstico inicia cuando se detecta una falla en el sistema de potencia. Solamente las redes neuronales correspondientes al equipo desenergizado

deben ser activadas. Para determinar las zonas desenergizadas a partir de las alarmas recibidas en los centros de control se hace uso de un sistema experto auxiliar, cuya única función es determinar los elementos activos antes y después de la incidencia de la falla a partir del estado de los interruptores. Una vez identificados los elementos desenergizados por la falla, se activan las redes neuronales, una por cada elemento, tratando de clasificar la falla (falla de línea de transmisión, falla en transformador, o falla en barra).

Los tipos de redes neuronales especializadas para cada una de las fallas dependiendo del esquema de protección (líneas de transmisión, transformadores y nodos) son diseñadas específicamente para operar solamente si se detecta una desenergización de dicho elemento. En las Fig. 2.6, Fig. 2.7 y Fig. 2.8 se muestran algunos ejemplos de las redes neuronales especializadas aplicadas para cada elemento del sistema de potencia.

Este sistema de localización de fallas fue probado según [20] mediante la simulación de un sistema real de 230 kV, compuesto de 24 subestaciones, 11 autotransformadores, y 14 líneas de transmisión. Se reporta la simulación de dos casos: en el primero se tiene una falla en un nodo; y como segundo caso se tiene una falla en una línea de transmisión muy cercana a una subestación. Cabe aclarar que en dichas simulaciones reportadas se hizo la suposición de que no existían fallas en los dispositivos de protección ni en los sistemas de comunicación.

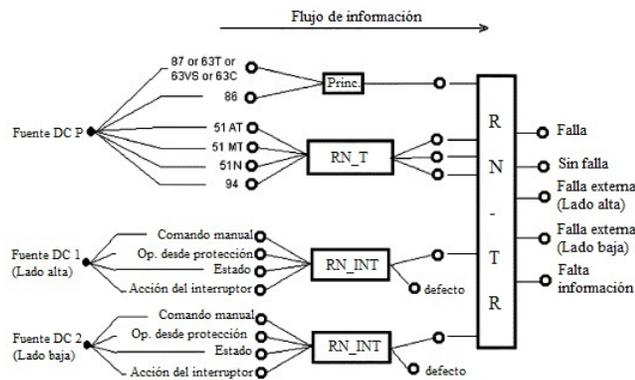


Fig. 2.6. Modelo de la red neuronal para una falla en un transformador.

Se concluye que este sistema detecta satisfactoriamente el elemento fallado, pero utiliza los resultados de un sistema experto para iniciar con la inferencia en las

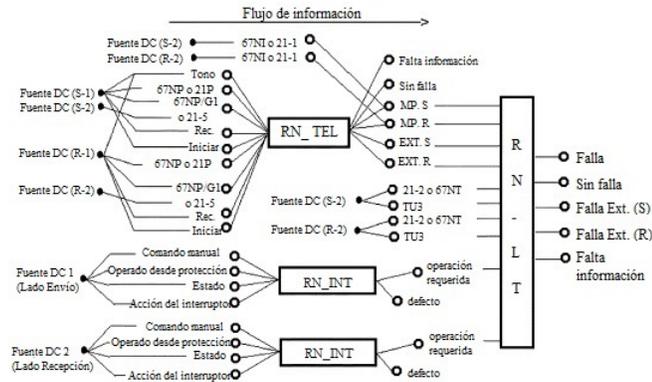


Fig. 2.7. Modelo de la red neuronal para una falla en una línea de transmisión.

redes neuronales implicadas con la falla. Los procesos de entrenamiento de las redes neuronales se ven reducidos al utilizar solamente aquellas involucradas con la falla, pero al momento de que la red modifica su topología la red tiene que volver a ser entrenada, lo cual no es factible en sistemas de potencia de gran escala. Los resultados no son concluyentes mostrando un estado de *Información Insuficiente* cuando los datos de entrada se ven corruptos, dejando a criterio de los operadores en los centros de control la localización del elemento fallado.

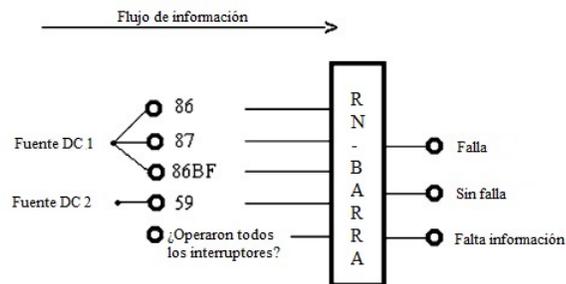


Fig. 2.8. Modelo de la red neuronal para una falla en un nodo.

2.6. Sistema de diagnóstico de fallas utilizando modelos analíticos de optimización

Una de las formas más creativas de solucionar el problema del diagnóstico de falla es mediante el uso de la teoría de optimización. A partir de algoritmos de optimización [21] se reformula el problema del diagnóstico de falla como un problema de

programación utilizando números enteros (0-1, según los estados de los interruptores) de tal manera que para resolverlo se necesita resolver el problema del valor extremo.

Los algoritmos de optimización comúnmente utilizados en el problema del diagnóstico de falla son los algoritmos genéticos y el algoritmo de búsqueda Tabú. El algoritmo genético (GA por sus siglas en inglés) se caracteriza por tener un buen desempeño en la búsqueda global, pero una deficiente búsqueda local, lo que conlleva a una convergencia prematura. Mientras que el algoritmo de búsqueda Tabú (TS por sus siglas en inglés) posee un buen desempeño en cuanto a la búsqueda local pero depende excesivamente de los parámetros iniciales y carece de búsqueda global. Habiendo revisado las ventajas y desventajas, así como las características de estos algoritmos, se utiliza un algoritmo híbrido a partir de estos dos algoritmos (GATS).

El algoritmo híbrido (GATS) realiza una convergencia acelerada y la optimización global se obtiene gracias a la búsqueda global aplicada por el algoritmo genético así como la búsqueda local del algoritmo de búsqueda Tabú. La habilidad de memoria de la búsqueda Tabú se integra con el algoritmo genético para mejorar el desempeño global del algoritmo. Se utiliza la habilidad de búsqueda escalonada del algoritmo de búsqueda Tabú para evitar la convergencia prematura del algoritmo genético mejorando la calidad de la solución final.

Además del uso del algoritmo híbrido (GATS), también se utiliza una función objetivo mejorada, debido a que la función objetivo utilizada en un algoritmo genético así como en el algoritmo de la búsqueda Tabú no refleja por completo las relaciones que aparecen en los sistemas de protección (relevadores e interruptores) al momento de una falla. En (2.9) se observa la función objetivo tradicional utilizada por los sistemas de localización de falla basados en algoritmos genéticos o algoritmos de búsqueda Tabú.

$$E(X) = \sum | C_i - C_i^*(r) | + \sum | r_k - r_k^*(X) | \quad (2.9)$$

donde se observan las relaciones entre los estados actuales (C_i) y los estados esperados (C_i^*) de los interruptores; así como las relaciones del estado actual (r_k) y estado esperado (r_k^*) de los relevadores. Para ambos dispositivos 1 denota su activación y 0 denota su no activación. La variable X es un vector de estado de las condiciones del sistema.

En (2.10) se observa la función objetivo modificada. En ella se aprecia la inclusión de más relaciones lo que permite un análisis más apegado a la realidad del problema. En esta función objetivo modificada se aprecian los términos relacionados con la operación de las protecciones principales (primer término), con la acción de las protecciones de respaldo local (segundo término), con la acción de las protecciones de respaldo remoto (tercer término), con la no operación de los interruptores (cuarto término), la operación de los interruptores (quinto término), así como del estado de los relevadores direccionales (sexto término).

$$\begin{aligned}
 E(X) = & \sum |r_{km} - r_{km}^*| |1 - r_{kp} r_{kp}^* - \sum^{\oplus} r_{ks} r_{ks}^*| + \sum |r_{kp} - r_{kp}^*| |1 - \sum^{\oplus} r_{ks} r_{ks}^*| \\
 & + \sum |r_{ks} - r_{ks}^*| + \sum |r_{jmal} - r_{jmal}^*| + \sum |C_i - C_i^*| |1 - r_{imal} r_{imal}^*| \\
 & + \sum |dir_n - dir_n^*|
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

En la función objetivo modificada sobresale el operador \sum^{\oplus} el cual representa una *Función OR Continua*, es decir que el resultado de dicha sumatoria será 1 si al menos uno de los elementos involucrados es 1.

El proceso de diagnóstico de localización de falla se resume en los siguientes puntos.

1. Se establece la función objetivo cuyos datos de entrada se establecen a partir de los dispositivos de protección de la red eléctrica.
2. Se especifica la longitud de codificación de acuerdo con los componentes susceptibles de ser candidatos de falla.
3. Se establecen los parámetros iniciales del algoritmo genético (número máximo de iteraciones, tamaño de la población, probabilidad de cruce, y la probabilidad de mutación).
4. Se inicia el número de generación ($c = 0$) y, aleatoriamente, se inician los estados de los componentes involucrados en la falla (x_i).
5. Se calcula la suficiencia $g(x_i)$ donde $g = L$ (una constante de gran valor).
6. Se ordenan las suficiencias en orden ascendente formando una nueva población x'_i a partir de la mutación de la población anterior.

7. Se calcula la probabilidad de que cada individuo sea seleccionado mediante la siguiente ecuación.

$$P_i = g(x'_i) / \sum_{j=1}^m g(x'_j) \quad (2.11)$$

8. Se genera una nueva generación de población x''_i a partir del cruce y mutación de acuerdo con P_i .
9. Se utiliza la Búsqueda Tabú para buscar los individuos de la nueva población en los vecindarios uno por uno obteniendo una población mejorada x'''_i .
10. Se repiten los pasos 5-9 hasta que se cumpla la condición de máximo número de iteraciones $c \geq C$. Finalmente, se obtienen los componentes fallados.

Este sistema de ubicación de fallas fue probado de acuerdo con [21] con un sistema típico con 4 subestaciones el cual incluye 28 componentes (líneas, transformadores y barras), 84 relevadores y 40 interruptores. Se simularon diversos casos de simulación cuyos resultados fueron más satisfactorios que aquellos sistemas que simplemente utilizan algoritmo genético o algoritmo de búsqueda Tabú. Con estos algoritmos se tiene una precisión, dependiendo del caso de análisis según [21], de 4% hasta un 100%, mientras que con el algoritmo híbrido GATS se tiene una precisión del 100% en los casos analizados.

En resumen, el algoritmo híbrido GATS identifica mejor el elemento fallado a partir de las alarmas recibidas de los dispositivos de protección, que aquellos sistemas que cuentan solamente con un algoritmo de optimización. Sin embargo, la complejidad computacional del algoritmo de Búsqueda Tabú es mayor que el algoritmo de mutación o intercambio convencional; además de que el algoritmo genético requiere una gran cantidad de cálculos que conllevan a tiempos de procesamiento largos lo que no es adecuado para una aplicación en tiempo real.

2.7. Método propuesto de diagnóstico de ubicación de fallas

Uno de los problemas más grandes a los que se enfrentan los sistemas de diagnóstico de falla actuales es lidiar con la gran cantidad de información que llega a los centros de control, y a partir de estos, determinar el elemento fallado con precisión y sobre todo con rapidez, tal que permita que se inicie el proceso de restauración de la red

lo más pronto posible.

Por tal motivo, el objetivo es desarrollar un algoritmo que permita la identificación del elemento fallado en el preciso instante que sucede una falla, y con una certeza del resultado que permita a los operadores en los centros de control iniciar la restauración de la red en el menor tiempo posible.

Actualmente existen sistemas de diagnóstico del lugar de falla que utilizan las mediciones fasoriales sincronizadas en conjunto con una matriz de impedancia nodal obtenida mediante el sistema EMS (sistema de administración de la energía, por sus siglas en inglés) del sistema SCADA y el método de componentes simétricas. Dicho sistema [22] realiza el diagnóstico como un problema de optimización al tratar de encontrar un patrón similar en los fasores de voltaje y corriente obtenidos en la práctica a partir de una simulación de la falla y las protecciones operadas. La implementación de este sistema en la red eléctrica se complica ya que depende de la topología de la red para formar la matriz de impedancias nodales haciendo que el sistema de diagnóstico no pueda exportarse a otros sistemas eléctricos, además de que el diagnóstico se realiza de manera iterativa, los resultados pueden tardar mucho tiempo en ser procesados dependiendo la escala de la red de potencia.

Conociendo estas limitaciones, se hace uso de las mediciones fasoriales sincronizadas disponibles en la red como medio de obtención de datos, ya que debido a su utilidad para mostrar variaciones en los parámetros de la red ante algún evento o contingencia que suceda en la red de potencia, es posible que muestre el evento que desencadenó la variación en los parámetros. De igual manera, se aprovecha el hecho de que actualmente están instalados los medidores fasoriales en la red para tareas de monitoreo y control por parte de los operadores en los centros de control, por lo que no se requiere la instalación de dispositivos adicionales para la utilización del sistema propuesto de diagnóstico de fallas.

Debido a la gran cantidad de información recolectada continuamente por los medidores fasoriales y su correspondiente transmisión en los centros de control, se requiere de una técnica que permita el tratamiento de los datos de una manera eficiente de tal manera que se observe el elemento fallado que dio inicio a las variaciones de los parámetros de la red. Para ello se utiliza la técnica de reconocimiento de patrones del análisis de componente principal. El punto de utilizar esta técnica es que

permite una reducción en la complejidad del problema mostrando patrones ocultos (tales como fallas) en los datos obtenidos, por lo que la idea principal es discriminar al elemento fallado en la red a partir de los datos recibidos.

El diagnóstico se inicia una vez ocurrida la falla, entonces a partir de la gran cantidad de información recolectada por los medidores fasoriales se iniciará el análisis de la componente principal, simplificando el problema reduciendo el gran número de información recolectada a un pequeño grupo de datos y, posteriormente, se identificará el elemento fallado con lo que se conseguirá un diagnóstico del elemento fallado de manera sencilla y confiable, además de que el diagnóstico se realizará en un corto periodo de tiempo reduciendo el tiempo crítico de restauración de la red, evitando problemas severos. Además, debido a la característica de los medidores fasoriales de no utilizar información topológica de la red, el sistema propuesto de diagnóstico de falla es insensible a cambios en la estructura de red, haciéndolo exportable a otros sistemas de potencia.

2.8. Conclusiones del capítulo

El problema del diagnóstico de ubicación de falla es uno de los problemas más complejos que existen en los sistemas de potencia debido a la complejidad misma de las fallas, así como de los sistemas de protecciones en la red. Debido a la gran cantidad de combinaciones posibles de protecciones disparadas, así como el hecho de que pueden existir errores de funcionamiento en las protecciones, el diagnóstico de falla se ha vuelto cada vez más difícil de solucionar.

Determinar el lugar de falla es de vital importancia para iniciar la restauración de la red después de sucedida una falla ya que, debido a la acción de los dispositivos de protección puede existir una zona de apagón, lo que dificulta la identificación del lugar de falla, retrasando la restauración de la red. Si la red no es restaurada lo más pronto posible pueden presentarse problemas más graves, tales como problemas de estabilidad, lo que provocaría un efecto en cascada agravando el problema inicial que podría llevar a un colapso de la red.

De tal manera que se han propuesto diversos sistemas para el diagnóstico del lugar de falla pero cada uno de ellos ha presentado problemas que impiden su aplicación en tiempo real en los sistemas de potencia.

El sistema de diagnóstico del lugar de falla propuesto utiliza las mediciones angulares de los fasores de voltaje de los medidores fasoriales sincronizados disponibles en la red, así como del análisis de la componente principal para reducir la complejidad del problema. Este sistema tiene la ventaja de ser insensible ante cambios topológicos en la red, lo que lo hace exportable a diferentes sistemas de potencia.

Capítulo 3

Introducción al análisis de componente principal

3.1. Introducción

En el presente capítulo se describen las bases del análisis de la componente principal como técnica de reconocimiento de patrones. Es utilizado para reducir la dimensionalidad de un gran conjunto de datos en un conjunto de datos pequeños, pero representativos de los datos originales.

El algoritmo de ACP fue introducido en 1908 por Pearson pero no fue desarrollada sino hasta 1933 por Hotteling. La técnica del ACP es ampliamente utilizada en diversos campos de la ciencia donde se trabaja con conjuntos de datos de gran tamaño, tales como ingeniería, biología, economía, y estadística.

3.2. Fundamentos matemáticos del análisis de componente principal

El análisis de la componente principal [23] es una técnica altamente utilizada para reducir la dimensionalidad de un gran conjunto de datos a otro conjunto pequeño de datos los cuales son representativos de los datos originales. Se basa en el hecho de que todas las variables están correlacionadas entre sí, por lo que no se pierde mucha información al reducir las dimensiones del problema.

Se tiene un conjunto de datos de p variables consistentes de n muestras. Las variables son denotadas por el conjunto (x_1, x_2, \dots, x_p) . En general, los datos se muestran en una estructura de tabla donde las filas representan las muestras y las columnas las variables. Así, el conjunto de datos puede ser visto como una matriz rectangular de dimensiones $n \times p$.

Si se quisiera interpretar gráficamente este conjunto de datos sería imposible ya que se estaría interpretando un espacio de p dimensiones. Aquí es donde entra el ACP y su propiedad para reducir la dimensionalidad del problema. Pero al reducir las dimensiones del problema se pierde información. Entonces se deben encontrar aquellas componentes principales que retienen la mayor cantidad de información para evitar que se pierda la información. Una componente principal se define como la combinación lineal de las variables originales x_i y se expresa como

$$z_1 = \alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \dots + \alpha_{1p}x_p = Xu_1 \quad (3.1)$$

donde el vector $u_1 = (\alpha_{11}, \alpha_{12}, \dots, \alpha_{1p})^T$ representa al vector columna de las ponderaciones de las variables. La componente principal z_1 se determina de tal manera que la varianza total de los puntos resultantes sea lo más grande posible. Entonces las ponderaciones son calculadas con la restricción de que la suma cuadrática de las ponderaciones sea uno, como se muestra en (3.2).

$$\alpha_{11}^2 + \alpha_{12}^2 + \dots + \alpha_{1p}^2 = \|u_1\|^2 = 1 \quad (3.2)$$

En (3.1) también se interpretan las proyecciones de n muestras sobre la primera componente; entonces el ACP encuentra u_1 de tal manera que la varianza sea máxima, esto queda representado por (3.3).

$$Var(z_1) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_{1i}^2 = \frac{1}{n} \|z_1\|^2 = \frac{1}{n} u_1' X' X u_1 \quad (3.3)$$

El problema se simplifica sustituyendo el término en la derecha de (3.3)

$$C = \frac{1}{n} X' X \quad (3.4)$$

donde C representa la matriz de correlación. De tal manera que el problema de optimización es maximizar la varianza bajo la restricción mostrada en (3.2) de que la suma cuadrática de las ponderaciones sea 1. Una técnica para resolver este problema

de optimización con restricciones lineales involucra la construcción de una función Lagrangiano [24]:

$$\mathcal{L} = u_1' C u_1 - \lambda_1 (u_1' u_1 - 1) \quad (3.5)$$

Derivando parcialmente y resolviendo para cada derivada igualada a cero se tiene el resultado mostrado en (3.6).

$$C u_1 = \lambda_1 u_1 \quad (3.6)$$

Si (3.6) se premultiplica por u_1' y utilizando la condición de restricción $u_1' u_1 = 1$ se tiene que la igualdad resultante se cumple para los eigenvalores.

$$u_1' C u_1 = \lambda_1 u_1' u_1 = \lambda_1 \quad (3.7)$$

De acuerdo a las bases del álgebra matricial, los parámetros u_1 y λ_1 que satisfacen las condiciones mostradas en (3.6) y (3.7) son el eigenvalor de mayor valor y su correspondiente eigenvector de la matriz de correlación C . Entonces, los coeficientes óptimos de las variables originales que generan la primera componente principal son los elementos correspondientes del eigenvector relacionado al eigenvalor de mayor valor de la matriz C .

La segunda componente principal es calculada de igual manera con la condición adicional de que esta segunda componente principal no debe estar correlacionada (debe ser ortogonal) con la primera componente principal. La estructura de la segunda componente principal queda representado por (3.8)

$$z_2 = \alpha_{21}x_1 + \alpha_{22}x_2 + \dots + \alpha_{2p}x_p = X u_2 \quad (3.8)$$

donde el vector $u_2 = (\alpha_{21}, \alpha_{22}, \dots, \alpha_{2p})^T$ representa la dirección de la componente principal. Este vector esta restringido por la condición de una varianza máxima, pero además esta restringido por la ortogonalidad con la primera componente principal.

$$\alpha_{21}^2 + \alpha_{22}^2 + \dots + \alpha_{2p}^2 = \|u_2\|^2 = 1 \quad (3.9)$$

$$u_1' u_2 = 0 \quad (3.10)$$

Entonces el problema de optimización es encontrar una máxima varianza bajo las dos restricciones mostradas en (3.9) y (3.10). Para resolver este problema de optimización

se hace uso de la función lagrangiana [24] obteniendo las siguientes ecuaciones

$$Cu_2 = \lambda_2 u_2 \quad (3.11)$$

$$u_2'Cu_2 = \lambda_2 \quad (3.12)$$

Estos resultados sugieren que la segunda componente principal se encuentra obteniendo el eigenvector relacionado al eigenvalor con el segundo mayor valor de la matriz de correlación C . Con esto se demuestra que el ACP resulta ser un procedimiento de descomposición de eigenvalores de la matriz de correlación.

3.3. Interpretación gráfica

Los resultados mostrados por el ACP pueden ser algo confusos por lo que una interpretación gráfica de los resultados es de gran ayuda. El procedimiento del ACP, gráficamente hablando, consiste en encontrar un nuevo grupo de ejes que representen a los ejes del conjunto de datos originales, conservando la mayor cantidad de información posible.

A partir de un conjunto de datos (x,y) dibujado en un plano de dos dimensiones, el primer paso del ACP es encontrar la dirección donde se encuentra la mayor varianza de los datos originales y dibujar un nuevo eje. Este nuevo eje es conocido como la primera componente principal, tal y como se aprecia en la Fig. 3.1.

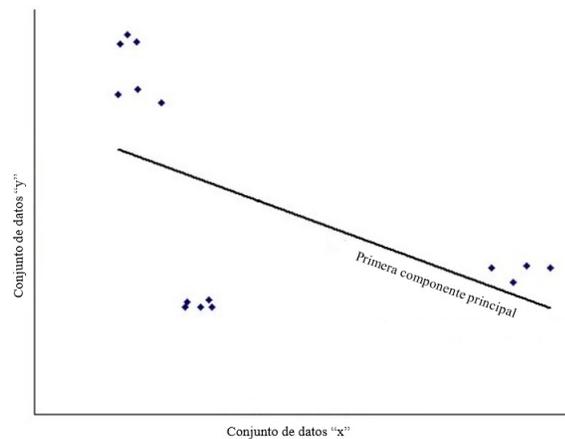


Fig. 3.1. Representación de la primera componente principal.

A continuación, otro eje es añadido ortogonal al primero y posicionado de manera que represente la segunda mayor varianza en los datos originales. Esto representa a la segunda componente principal como se observa en la Fig. 3.2.

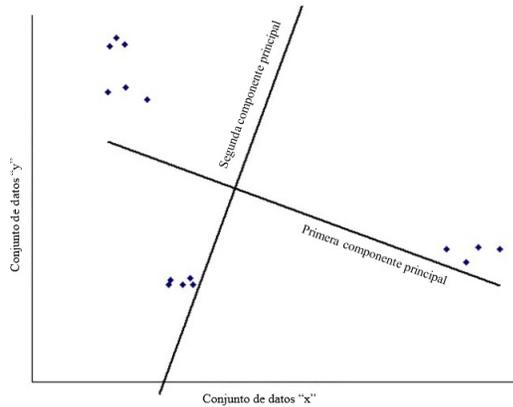


Fig. 3.2. Representación de la segunda componente principal.

Por último, los datos son transformados (rotados) de acuerdo al nuevo par de ejes formados por las componentes principales, tal y como se muestra en la Fig. 3.3. Cabe recalcar que en un conjunto de datos de dos dimensiones pueden encontrarse fácilmente los patrones ocultos sin necesidad de encontrar las componentes principales, pero al trabajar con conjuntos de datos con más de tres dimensiones no es posible una representación gráfica por lo que el ACP se convierte en una herramienta de gran utilidad en estos casos.

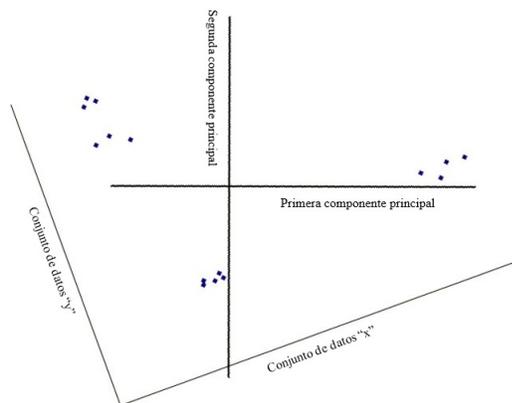


Fig. 3.3. Representación final del conjunto de datos originales en componentes principales.

3.4. Estandarización de los datos de entrada

Las componentes principales son dependientes de las unidades utilizadas para medir las variables originales así como del rango de los valores que estas variables tomen. El ACP es sensible ante las variaciones en la escala de los datos, por lo que es recomendable utilizar una escala homogénea para evitar resultados erróneos. Una de las escalas más utilizadas para la estandarización de los datos antes de utilizar el ACP es mediante la sustracción de la media y dividir el resultado entre la desviación estándar, esto es

$$X_i^* = \frac{X_i - \bar{X}}{\sigma_x} \quad (3.13)$$

donde \bar{X} y σ_x representan la media y la desviación estándar del conjunto de datos X , respectivamente. De tal manera que las nuevas variables tienen media igual a cero y una desviación estándar unitaria. Gráficamente esto implica que el centroide del conjunto de datos se encuentra en el origen. En este caso el ACP es llamado análisis de componente principal normalizado.

Otra forma de estandarizar los datos (en caso de que estos ya se encuentren en las mismas unidades) consiste en simplemente sustraer la media a cada una de las muestras del conjunto de datos X , esto es

$$X_i^* = X_i - \bar{X} \quad (3.14)$$

donde \bar{X} representa la media del conjunto de datos X . El resultado de esta estandarización produce que la media de los nuevos datos sea cero.

3.5. Tipos de solución

La forma en que el ACP se resuelve involucra dos tipos de solución: la primera mediante una matriz de covarianza, y la segunda involucra utilizar una matriz de correlación [25].

La varianza dada la variable x es definida como el promedio de las diferencias cuadráticas respecto a su media, es decir

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (3.15)$$

De manera similar se puede definir la covarianza dadas dos variables x y y por lo que se obtiene

$$\sigma_{xy}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (3.16)$$

La raíz cuadrada de la varianza representa a la desviación estándar σ_x y mide la dispersión de las muestras en un conjunto de datos.

La correlación entre un par de variables mide que tan extenso sus valores pueden covariar. Existen numerosos modelos para describir el comportamiento del cambio simultáneo en los valores, tales como la correlación lineal, exponencial, entre otros. En el ACP se utiliza la correlación lineal, la cual, dada dos variables x y y es expresada como

$$\rho_{xy} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.17)$$

donde σ_x y σ_y representan la desviación estándar del conjunto de datos x y y , respectivamente. Esta definición es de las correlaciones más utilizadas en estadística y es conocida también como la correlación Pearson o correlación de producto-momento.

Cuando la correlación o la covarianza es calculada para un número muy grande de variables, los resultados son típicamente representados en forma de matriz, dando origen a la matriz de covarianza y a la matriz de correlación.

La diferencia principal al utilizar el ACP a partir de una matriz de covarianza o una matriz de correlación radica en la estandarización de los datos. Si se trabaja con un conjunto de datos que no tienen las mismas unidades se requiere estandarizar los datos para que los resultados sean coherentes. Al utilizar el análisis de componente principal normalizado se utiliza la matriz de correlación. Al realizar esto, las variables se encuentran en una esfera unidad, y sus proyecciones se encuentran en un subespacio formado por las componentes principales, llamado el círculo de correlación. Por otra parte para datos que están en las mismas unidades o datos adimensionales se puede utilizar tanto la matriz de covarianza como la matriz de correlación; usualmente se utiliza la matriz de covarianza por ser la de más fácil aplicación.

3.6. Ejemplo de aplicación del ACP

Se tiene un conjunto de datos consistente en 10 muestras de dos variables x y y cuyos datos se muestran a continuación en la Tabla 3.1 [26].

Tabla 3.1. Conjunto de datos originales.

No. Dato	x	y
1	2.5	2.4
2	0.5	0.7
3	2.2	2.9
4	1.9	2.2
5	3.1	3.0
6	2.3	2.7
7	2.0	1.6
8	1.0	1.1
9	1.5	1.6
10	1.1	0.9

Como primer paso, se realiza la estandarización de los datos mediante el método de la sustracción de la media a cada una de las muestras de los datos. Una vez realizado obtenemos el conjunto de datos modificado mostrado en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Conjunto de datos ajustado por la sustracción de la media.

No. Dato	x	y
1	0.69	0.49
2	-1.31	-1.21
3	0.39	0.99
4	0.09	0.29
5	1.29	1.09
6	0.49	0.79
7	0.19	-0.31
8	-0.81	-0.81
9	-0.31	-0.31
10	-0.71	-1.01

El siguiente paso es obtener la matriz de covarianza de los datos ajustados por la estandarización. Como los datos se encuentran en un espacio de dos dimensiones (por ser dos variables solamente x y y) la matriz de covarianza es de dimensión 2×2 .

$$cov = \begin{bmatrix} 0,61655 & 0,61544 \\ 0,61544 & 0,71655 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Una vez obtenida la matriz de covarianza, el siguiente paso es obtener los eigenvalores y eigenvectores a partir de esta matriz. Como la matriz de covarianza es cuadrada no hay problemas al momento de calcular los eigenvalores y eigenvectores.

$$eigenvalores = \begin{bmatrix} 0,04908 \\ 1,28402 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$eigenvectores = \begin{bmatrix} -0,73517 & -0,67787 \\ 0,67787 & -0,73517 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Una vez obtenidos los eigenvalores y eigenvectores, el siguiente paso es seleccionar los eigenvectores asociados a los eigenvalores de mayor magnitud. El eigenvector asociado al eigenvalor de mayor valor representa a la primera componente principal.

En general, una vez obtenidos los eigenvectores de la matriz de covarianza, es preferible ordenarlos por su eigenvalor, de mayor a menor valor. Esto ordena los eigenvectores por orden de importancia. A continuación, se puede ignorar las componentes de menor importancia con el riesgo de perder información, aunque cabe aclarar que si el eigenvalor asociado al eigenvector de menor importancia es de un valor menor, entonces no se perderá mucha información. De tal manera que el conjunto final de datos es de una dimensión menor que los datos originales. En este caso se seleccionan los dos eigenvectores obtenidos por lo que solamente se tienen dos componentes principales.

$$CP = \begin{bmatrix} -0,73517 & -0,67787 \\ 0,67787 & -0,73517 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

El paso final consiste en la transformación final de los datos modificados por la estandarización utilizando las dos componentes principales obtenidas en el paso anterior. Esto es una operación algebraica entre dos matrices lo que da como resultado el conjunto de datos mostrado en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Conjunto de datos ajustado por la sustracción de la media.

No. Dato	x	y
1	-0.8279	-0.1751
2	1.7775	0.1428
3	-0.9921	0.3843
4	-0.2742	0.1304
5	-1.6758	-0.2094
6	-0.9129	0.1752
7	0.0991	-0.3498
8	1.1445	0.4641
9	0.4380	0.0177
10	1.2238	-0.1626

De forma gráfica, la transformación de los datos originales utilizando dos componentes principales se puede observar en la Fig. 3.4. Una vez realizada la transformación son más evidentes los patrones que permanecían ocultos en el diagrama original.

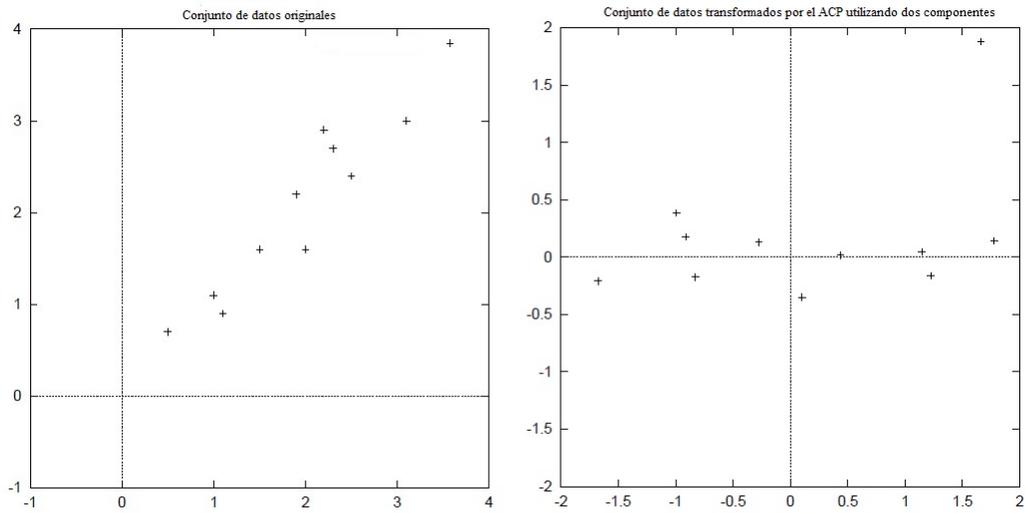


Fig. 3.4. Representación final del conjunto de datos originales en componentes principales.

3.7. Conclusiones del capítulo

El análisis de componentes principales es una herramienta útil para el reconocimiento de patrones, ya que reduce la dimensionalidad y complejidad del problema haciendo más fácil la manipulación de un gran conjunto de datos.

El ACP tiene bases fundamentadas en las matrices de covarianza y correlación, así como el hecho de que trata el problema como una descomposición en eigenvalores del conjunto de datos originales. Para que el ACP tenga resultados satisfactorios es necesario que los datos sean estandarizados de tal manera que la media de cada variable sea cero.

Los resultados se muestran en el conjunto de nuevos ejes formados por el conjunto de componentes principales seleccionadas, generalmente dos componentes principales son necesarias para la representación de los datos originales.

Capítulo 4

Aplicación del ACP al diagnóstico de falla

4.1. Introducción

En el presente capítulo se mostrarán los aspectos necesarios del ACP para el diagnóstico de ubicación de falla. Se determinarán los aspectos necesarios del ACP para una aplicación directa en el diagnóstico de ubicación de falla. Se revisarán las condiciones necesarias tales como las características de los datos de entrada, la ventana de datos de operación, así como el establecimiento de los criterios necesarios para la identificación del lugar de falla.

De igual manera, se establecerán los procesos del sistema de diagnóstico de falla tales como su criterio de arranque, así como las características del procesamiento de los datos de entrada utilizando el ACP.

4.2. Bondades del ACP para el diagnóstico de falla

Existen muchas ventajas al utilizar la técnica del ACP para resolver el problema del diagnóstico de falla en los sistemas de potencia. La primera radica en su capacidad de reconocer patrones ocultos en un conjunto de datos determinado, en este caso, el conjunto de datos formado por las mediciones fasoriales sincronizadas. Los patrones que pueden ser reconocidos por el ACP constan principalmente de las fallas que inciden en el sistema de potencia.

Otra ventaja adicional que se aprecia al momento de utilizar el ACP para el diagnóstico de falla es su capacidad para manejar conjuntos de datos muy grandes y transformarlos (reducirlos) en un conjunto de datos pequeño debido a las bases matemáticas de la covarianza y la correlación. Este nuevo conjunto de datos es más fácil de trabajar, por lo que se reducen las probabilidades de error en el proceso de diagnóstico de falla.

Además de las ventajas mencionadas, se tiene una interpretación gráfica de los resultados debido a que es una de las características inherentes del ACP. Gracias a esta característica es posible una evaluación más rápida y sencilla de los resultados obtenidos del diagnóstico, impactando de manera positiva los tiempos de restauración de la red.

4.3. Estructura general del sistema de diagnóstico de falla

El sistema consta principalmente de tres etapas para el diagnóstico de falla: la primera etapa de monitoreo y recolección de datos; la segunda etapa consiste en el procesamiento de los datos; mientras que la tercera y última etapa enfocada en la interpretación de los resultados. El proceso involucrado en el diagnóstico de falla se puede resumir en el diagrama de flujo mostrado en la Fig. 4.1.

En la primera etapa, las mediciones fasoriales sincronizadas constantemente están siendo monitoreadas y almacenadas de forma que se forme una base de datos lista para su análisis. Cuando se detecte un disturbio como una falla (ver sección 4.4.2), el sistema inicia con el diagnóstico de falla formando una pequeña base de datos a partir de los datos almacenados. Esta pequeña base de datos es representativa del sistema de potencia en su estado antes de la falla y después de la falla.

A partir de este conjunto de muestras representativas del sistema de potencia en su estado de falla, se realiza el procesamiento de los datos utilizando el ACP. En este procesamiento se realiza la transformación lineal de los datos originales, reduciendo el conjunto de datos originales, simplificando la interpretación de los resultados.

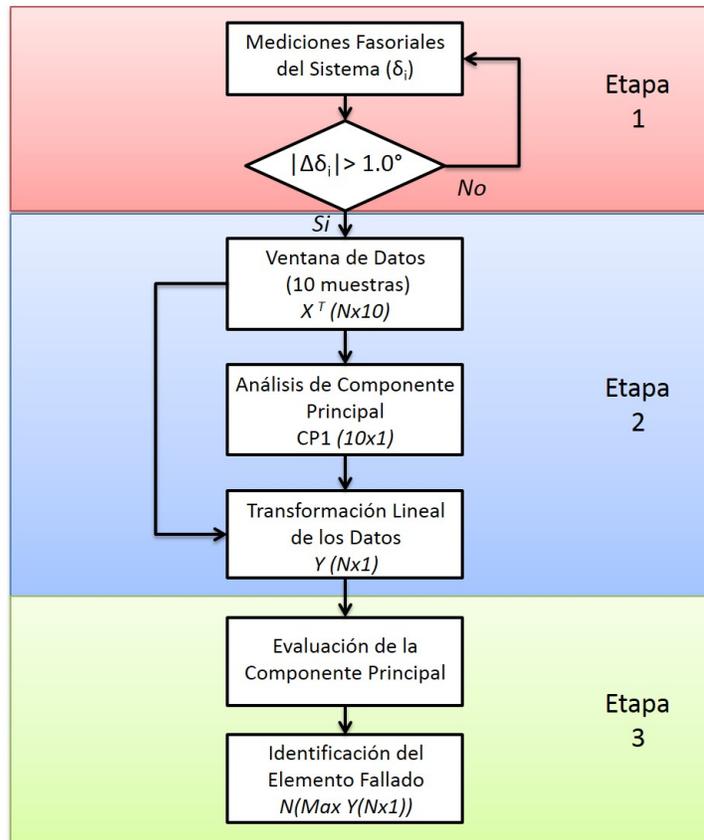


Fig. 4.1. Diagrama de flujo del proceso del diagnóstico de falla.

Una vez que los resultados se han obtenido después de la etapa de procesamiento, se procede a evaluar los resultados y se determina el elemento fallado, concluyendo el diagnóstico de ubicación del lugar de falla.

4.4. Información de entrada

La información requerida por el sistema de diagnóstico de ubicación de falla consta principalmente de las mediciones fasoriales sincronizadas de voltaje [27] obtenidas de la red a través de las unidades de medición fasorial instaladas en el sistema de potencia.

Al momento de incidencia de una falla, entran en funcionamiento los mecanismos de regulación de voltaje de las máquinas generadoras evitando un colapso de la red,

pero al mismo tiempo modificando las magnitudes de los fasores de voltaje obtenidos de las unidades de medición fasorial [28]. Para evitar esta problemática y errores en el diagnóstico de falla, se optó por utilizar solamente el ángulo de los fasores de voltaje al ser menos sensibles a los mecanismos de regulación de los generadores, pero al mismo tiempo conservando la sensibilidad a la falla como se observa en la Fig. 4.2 y Fig. 4.3.

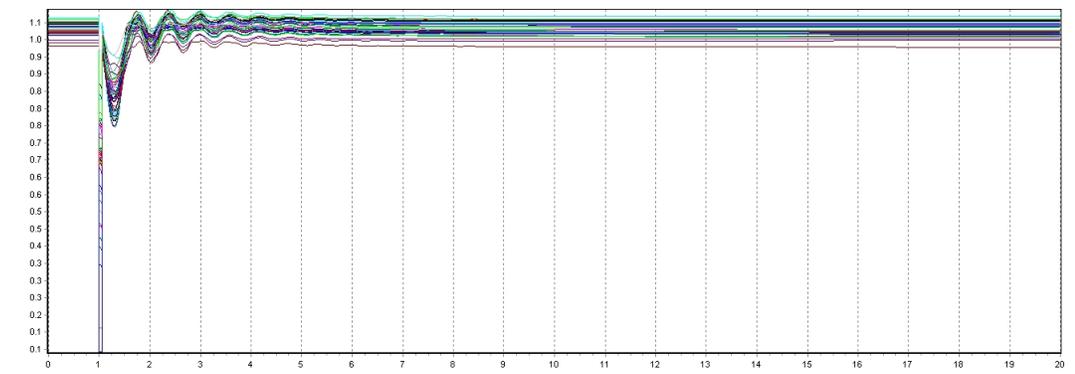


Fig. 4.2. Perfil de magnitud de los fasores de voltajes nodales ante la incidencia de una falla.

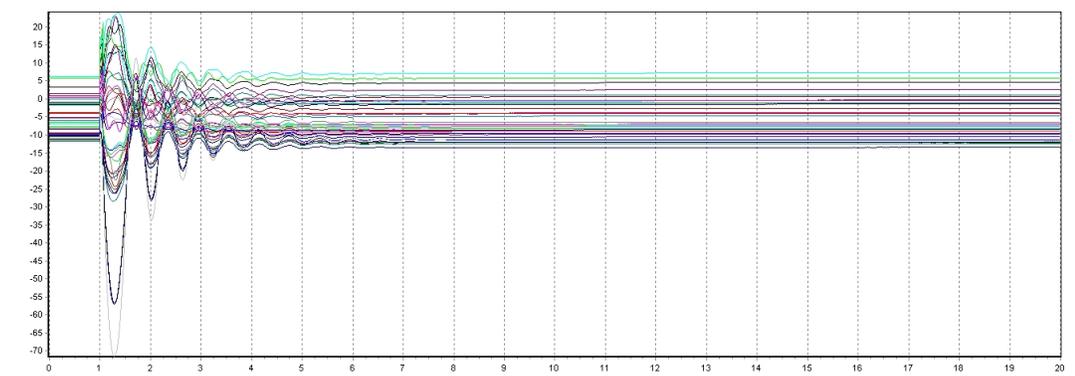


Fig. 4.3. Perfil de ángulos de los fasores de voltajes nodales ante la incidencia de una falla.

Como se observa en la Fig. 4.2, las magnitudes de los fasores de voltaje se ven afectadas por los mecanismos de regulación de voltaje de los generadores tratando de restablecer las magnitudes de voltaje que se tenían antes de la falla, por lo que no se observa un cambio de estado antes de la falla y después de la falla. Por otro lado en la Fig. 4.3, los ángulos de los fasores de voltaje no se ven afectados por

estos mecanismos manteniendo las magnitudes angulares después de falla diferentes al estado inicial antes de la incidencia de la falla.

De tal manera que los datos de entrada son conformados por el conjunto de mediciones angulares de los fasores de voltaje, una medición por cada nodo de la red, y monitoreada por cada ciclo de actualización de las unidades de medición fasorial. Este ciclo de actualización de las unidades de medición fasorial es definido en el tiempo como 0,01666 segundos, equivalente a un ciclo de la frecuencia fundamental del sistema de potencia a $60Hz$.

4.4.1. Ventana de datos

El conjunto de datos representativo del sistema de potencia bajo el escenario de falla es conformado por 10 muestras angulares de los fasores de voltaje, cinco muestras representativas del sistema antes de la incidencia de la falla, y cinco muestras representativas del sistema después de que recupera la estabilidad posterior a la incidencia de la falla. Esta cantidad de muestras se seleccionó de manera empírica con el fin de que el sistema de diagnóstico sea capaz de diferenciar el estado final de la red del estado inicial antes de la incidencia de la falla.

Dichas muestras se realizan en marcos de tiempo diferentes para que, por medio del ACP, se muestren las diferencias en ambos estados del sistema de potencia y mostrar mejores resultados.

4.4.2. Criterio de operación

Para evitar operaciones en falso del sistema de diagnóstico de falla debido a oscilaciones de potencia se debe crear un umbral de operación. Cuando este umbral se supere, se indica que una falla ha incidido en el sistema de potencia, entonces el sistema de diagnóstico da inicio.

Este criterio de operación se ha fijado a $1,0^\circ$ absolutos en las mediciones angulares de los fasores de voltaje. Este criterio es lo suficientemente amplio como para hacer insensible al sistema de diagnóstico ante oscilaciones debido a la entrada y salida de cargas en el sistema eléctrico; pero ante una perturbación mayor, tal como la incidencia de una falla, el sistema inicia con el diagnóstico.

4.5. Definición de las componentes principales representativas

Para realizar la transformación lineal de los datos de entrada de tal manera que los resultados obtenidos sean satisfactorios para la determinación del elemento fallado, es necesario identificar el número de componentes principales necesarias que retengan la mayor cantidad de información del conjunto de datos originales.

Cabe mencionar que el número de CP necesarias depende del tipo de problema, y en base a las ecuaciones para la determinación de las CP indicadas en el capítulo previo, la selección de las CP representativas se realizó de manera heurística. Por ello, en base a las pruebas realizadas en el sistema utilizado (sistema eléctrico de Nueva Inglaterra) solo se requiere la primera CP; esto se puede apreciar en la Tabla 4.1 donde se tiene el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 18.

Tabla 4.1. Proporción de retención de datos de las CP

CP	Valor	Proporción
1	1.902E-01	99.9999 %
2	2.6748E-09	1.4063E-06 %
3	1.3725E-10	7.2160E-08 %
4	5.0107E-13	2.6344E-10 %
5	2.7064E-13	1.4229E-10 %
6	-5.7880E-18	3.0431E-15 %
7	1.8711E-17	9.8375E-15 %
8	-1.6816E-18	8.8412E-16 %
9	7.7037E-34	4.0503E-31 %
10	4.2764E-50	2.2483E-47 %

4.6. Criterios para la identificación del elemento fallado

Los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico de falla, debido al análisis utilizado, pueden ser resultados nodales o resultados por elemento. Si se utiliza un conjunto definido de muestras de dos tiempos definidos (antes y después de la falla) se realizará un análisis nodal, mientras que si se utiliza un conjunto de muestras

definidas que van cambiando en un período de tiempo continuo se establecerá un análisis por elemento.

A partir del análisis nodal realizado al sistema de potencia por parte del sistema de diagnóstico de falla, se formulan dos criterios para la determinación del elemento fallado: el primero encierra las características de los casos de incidencia de una falla en un nodo del sistema, mientras que el segundo engloba las características de los casos en que una falla incide en una línea de transmisión.

Para el caso de que una falla incida en un nodo de la red, los valores observados como resultado de la transformación de los datos originales por el ACP serán positivos, y aquel elemento con la mayor evaluación en la primera componente principal será identificado como el elemento fallado, como ejemplo se tiene la Fig. 4.4, donde se tiene una falla en el nodo 18.

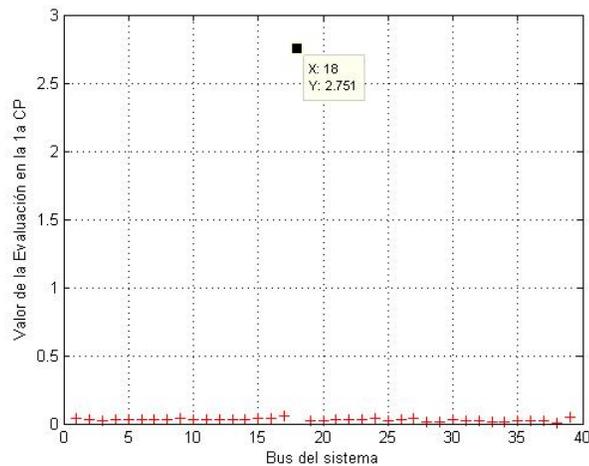


Fig. 4.4. Ejemplo de identificación para una falla en un nodo del sistema.

Para el segundo caso donde se tenga una falla en una línea de transmisión, los resultados observados después del procesamiento de datos por el ACP muestran valores tanto positivos como negativos. Debido a que el análisis se realiza de forma nodal para el diagnóstico de falla, es necesario encontrar aquellos puntos con los valores más altos así como los más bajos en la evaluación en la primera componente principal; estos puntos representarán los extremos de envío y recepción de la línea considerada como fallada. Un ejemplo del criterio anterior se muestra en la Fig. 4.5,

donde se tiene una falla en la línea de transmisión cuyos extremos se encuentran en los nodos 17 y 18.

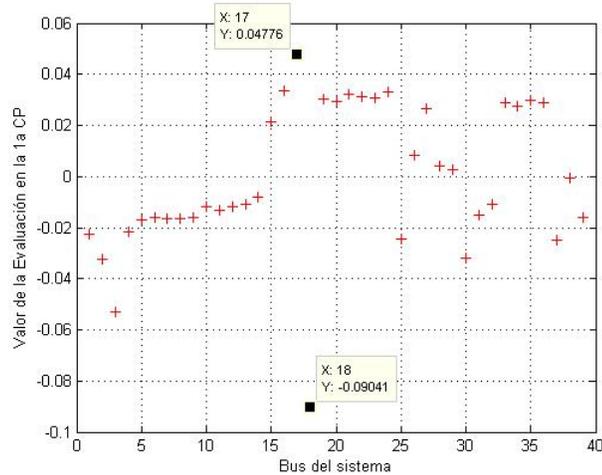


Fig. 4.5. Ejemplo de identificación para una falla en una línea de transmisión del sistema.

En un caso adicional se plantean el criterio de operación cuando se tenga un análisis por elemento, en lugar del análisis nodal planteado en un principio. Para el caso de un análisis por elemento solamente se tiene que identificar al elemento con la mayor evaluación en la primera componente principal sin importar si es uno de los 39 nodos o una de las 46 líneas de transmisión. En la Fig. 4.6 se tiene un ejemplo del criterio mencionado para el caso de un análisis por elemento; en ella se tiene una falla en la línea cuyos extremos se localizan en los nodos 2 y 3 representada por el marcador 3 (ver Apéndice A.3).

4.7. Operación en tiempo real

Considerando una aplicación más práctica desde el punto de vista de los centros de control, a continuación se muestran las características necesarias para la implementación del sistema de diagnóstico de ubicación de falla para una aplicación en tiempo real.

La principal característica que requiere ser modificada del sistema de diagnóstico de falla se encuentra en la etapa de adquisición de datos ya que, además de requerir

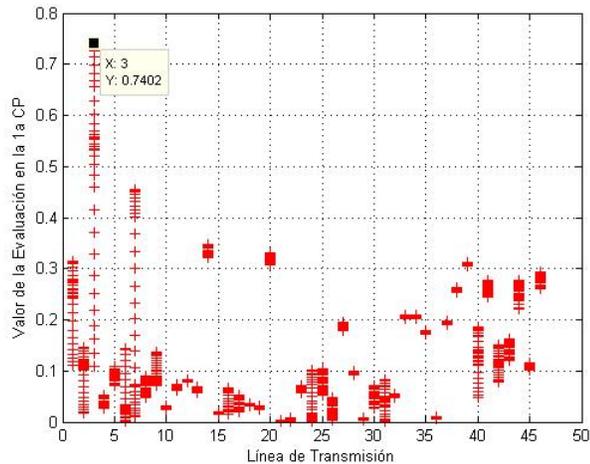


Fig. 4.6. Ejemplo de identificación para una falla en un elemento del sistema.

un almacenamiento continuo de los fasores de voltaje, también requiere de un análisis continuo de los datos obtenidos. Para realizar este análisis continuo se requiere de una ventana de datos móvil en el tiempo de un tamaño determinado, por ejemplo 10 muestras.

Los resultados obtenidos de este análisis continuo pueden mostrarse en dos formatos diferentes: el primero donde los resultados son mostrados continuamente a los operadores en los centros de control, mientras que el segundo realiza el análisis en segundo plano y solamente muestra los resultados cuando se tenga un cambio súbito en cuanto a las mediciones angulares de los fasores de voltaje, indicando una falla. Para mostrar con más detalle el proceso del diagnóstico de falla mediante un análisis continuo de la red se presenta el siguiente diagrama de flujo en la Fig. 4.7.

4.8. Conclusiones del capítulo

El ACP resulta ser una herramienta con muchas características que ayudan al diagnóstico de ubicación de falla, ya que su capacidad de manejar grandes cantidades de información, en conjunto con su capacidad para reducir la dimensionalidad del problema lo hace una herramienta ideal para auxiliar en el problema del diagnóstico de falla.

En lugar de utilizar los datos de estado de los sistemas de protección como in-

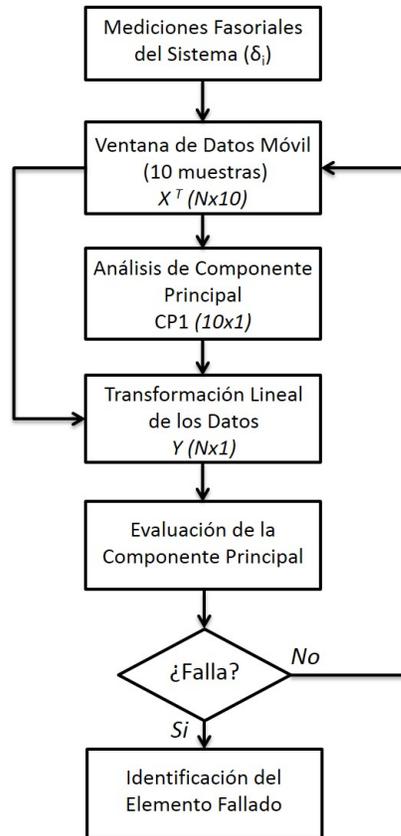


Fig. 4.7. Diagrama de flujo del sistema de diagnóstico de falla para un análisis en tiempo real.

formación de entrada, se decide utilizar la información de las mediciones fasoriales sincronizadas, centrandó la atención en las magnitudes angulares de los fasores de voltaje ya que muestran de manera más detallada el comportamiento de la red eléctrica ante una falla.

Los criterios para la identificación del elemento fallado definidos hacen posible una lectura de los resultados más rápida y precisa, minimizando la complejidad del problema y disminuyendo el tiempo de restauración de la red.

Capítulo 5

Pruebas y resultados

5.1. Introducción

En el presente capítulo se presentarán las características del sistema de prueba utilizado para realizar las pruebas correspondientes realizadas para la validación del sistema de diagnóstico de falla basado en MFS, así mismo se mostrarán las características de las pruebas realizadas así como el análisis de los resultados obtenidos.

Se muestran los resultados para dos clases de pruebas consideradas: las pruebas básicas, correspondientes en una falla incidente en un solo elemento de la red sin fallas en los dispositivos de protección; y las pruebas complejas donde se tiene una falla en un elemento con fallas en los dispositivos de protecciones ampliando la zona de apagón. Dentro de cada clasificación se especifican las diversas características de cada tipo de prueba realizada para la validación del sistema de diagnóstico.

5.2. Sistema de prueba

El sistema de prueba seleccionado para realizar las simulaciones correspondientes para la validación del sistema de diagnóstico de falla propuesto es el sistema de 39 nodos del IEEE, también conocido como el sistema de potencia de Nueva Inglaterra. El sistema en 345 kV consta de 39 nodos, 46 ramales (líneas de transmisión y transformadores), y 10 generadores. La topología de la red puede observarse en la Fig. 5.1. Los datos del sistema utilizados para realizar las simulaciones pueden encontrarse en [29], así como en el Apéndice A. Las simulaciones realizadas en este sistema de potencia se realizaron con el apoyo del programa PowerWorld Simulator GSO 16 [30].

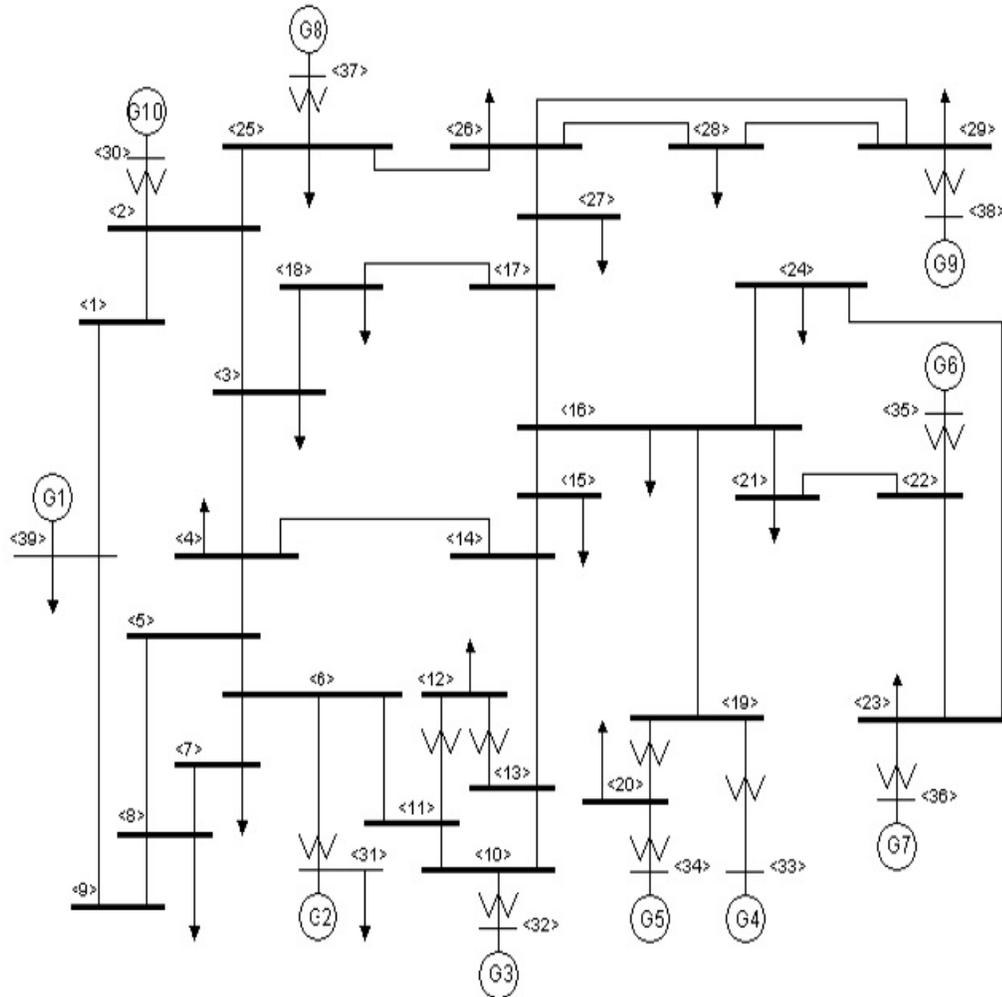


Fig. 5.1. Sistema eléctrico de 39 nodos del IEEE.

5.3. Descripción de los casos de prueba

Para asegurar el funcionamiento del sistema de diagnóstico de falla, se realizaron diversas pruebas. Estas pruebas se clasificaron en dos conjuntos: las pruebas básicas y las pruebas complejas.

Las pruebas básicas representan aquellas fallas donde se tiene una falla en un solo elemento y, tras dicha falla, el elemento fallado se libera para evitar problemas en la red. Las pruebas realizadas como parte de las pruebas básicas son:

- Fallas en nodos: Se tiene una falla trifásica incidente en un nodo de la red. Ante la incidencia de la falla, los interruptores del nodo se abren en 50 ms para liberar la falla, dejando el nodo desenergizado.

- Fallas en líneas de transmisión: Se tiene una falla trifásica incidente en una línea de transmisión. Después de la incidencia de la falla, los interruptores de los extremos de la línea se disparan en 50 ms, dejando la línea desenergizada.

Además de los escenarios mencionados, se consideraron otros escenarios adicionales en cuanto a las características de la falla. Los escenarios adicionales considerados fueron:

- Reducción de ventana de datos de 2 muestras angulares (una de pre-falla y una de post-falla) ante una falla trifásica.
- Consideración de una falla trifásica incidente en un elemento de la red cuando se tiene una línea fuera de servicio.
- Consideración de falla monofásica incidente.
- Consideración de diferentes niveles de cargabilidad en el sistema ante la incidencia de la falla sin resistencia a tierra.

Para el caso de diagnóstico de falla ante diferentes niveles de cargabilidad en la red se establecieron los escenarios descritos en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Escenarios de cargabilidad

Escenario	Descripción	Potencia Perdida
1	Disparo de Carga en Nodo 39	1104 MW
2	Disparo de Carga en Nodo 9 y Nodo 31	338.2 MW
3	Disparo de Generación en Nodo 36	672 MW

Para cada uno de los escenarios adicionales descritos, se realizaron las mismas pruebas para verificar la coherencia de resultados entre las distintas pruebas realizadas.

Las pruebas complejas son representadas por fallas secuenciales donde se representan la acción de los sistemas de protección de manera más real en el sistema de potencia. Ahora se considera el disparo de las protecciones a diferentes tiempos como sucedería en un sistema de potencia real, así como se inserta la posibilidad de disparos erróneos en líneas adyacentes.

Los tiempos considerados para el disparo de las protecciones se definieron en base a tiempos estándar de operación de los relevadores de distancia [31]. Dichos tiempos representan las tres zonas de operación de los relevadores de distancia, cuyos tiempos se describen en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Tiempos de disparo para relevadores de distancia

Zona	Tiempo de Disparo
1	50 ms
2	300 ms
3	700 ms

En estas pruebas se definieron dos conjuntos: fallas en líneas de transmisión en configuración radial y fallas en líneas de transmisión con configuración en anillo. Las características de la falla incidente es que es monofásica y sin resistencia de falla.

Para el caso de las pruebas a líneas de transmisión en configuración radial se tiene una falla incidente en la línea A-B, tal y como se muestra en la Fig. 5.2. En ese momento, la protección primaria R1 de la línea A-B opera en primera zona, después en segunda zona opera la protección de respaldo R2 de la línea fallada. Una tercera operación es ejecutada por la protección de respaldo R4 en la línea adyacente B-C es en segunda zona para la liberación de la falla la cual es una operación errónea debido a que la falla ya había sido liberada por R1 y R2. Se realizó esta prueba para verificar la sensibilidad del sistema de diagnóstico entre la línea fallada y una línea adyacente disparada por error de protecciones.

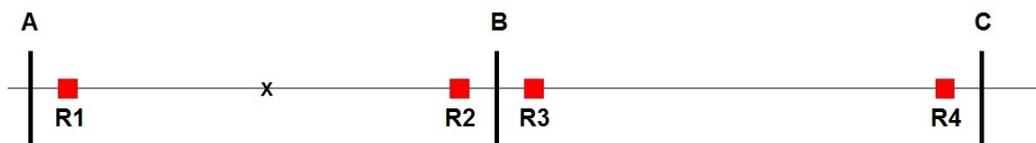


Fig. 5.2. Configuración radial del sistema para el caso de una falla compleja.

En el caso de las pruebas a líneas de transmisión con configuración en anillo se tiene una falla incidente en la línea A-B, como se muestra en la Fig. 5.3. En ese momento se dispara la protección primaria R1 de la línea A-B en primera zona.

Debido a la falla en la operación de la protección de respaldo R2, las protecciones de respaldo R4 y R6 de líneas adyacentes B-C y B-D deben operar en segunda zona para liberar la falla, dejando una zona de apagón. Esta prueba se realizó para verificar la sensibilidad del sistema de diagnóstico de falla ante una serie de eventos que producen una zona de apagón en lugar de un elemento fallado liberado.

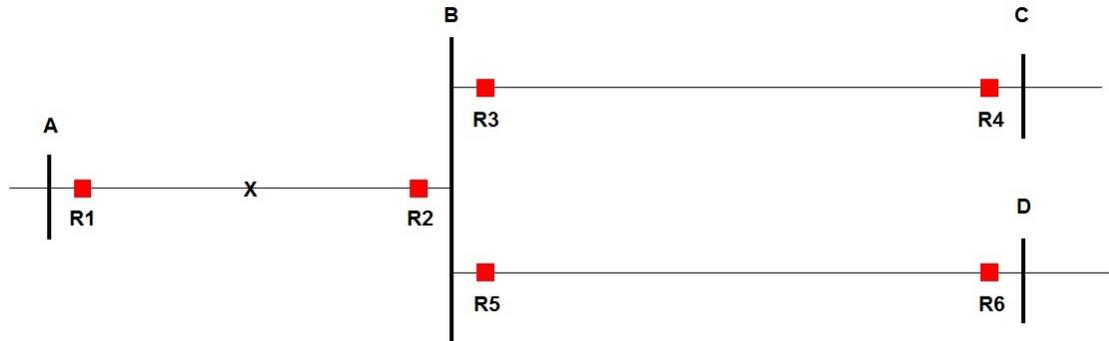


Fig. 5.3. Configuración en anillo del sistema para el caso de una falla compleja.

5.4. Resultados de pruebas básicas

En estos casos de pruebas básicas se analizan aquellos escenarios de falla donde solamente está involucrado un elemento fallado y todos los dispositivos de protección actúan de forma correcta (sin fallas en las protecciones). Se muestran los resultados de dos escenarios posibles: fallas en nodos y fallas en líneas de transmisión.

5.4.1. Diagnóstico de falla en nodos

Se presentan los resultados del caso cuando se tiene una falla trifásica nodal en el sistema de potencia. Cuando sucede dicha falla, operan las protecciones del nodo liberando la falla mediante la desenergización completa del nodo, aislándolo del sistema.

En la Fig. 5.4 se observan los perfiles de voltaje nodales del sistema de potencia al momento de la incidencia de una falla en el nodo 18, de los cuales se obtuvo la matriz M mostrada en (5.1) conformada por 10 muestras angulares a diferentes tiempos de

los 39 nodos de la red. En la Fig. 5.5 se muestran los resultados obtenidos del sistema de diagnóstico de falla.

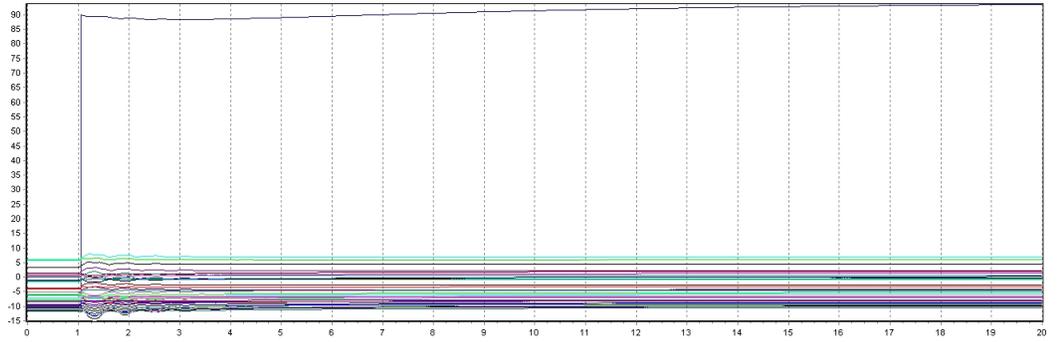


Fig. 5.4. Perfil angular del sistema ante una falla en el nodo 18.

	0,9330	0,9500	0,9670	0,9830	1,0000	8,9340	8,9500	8,9670	8,9840	9,0000
	-10,5267	-10,5267	-10,5267	-10,5267	-10,5267	-9,1148	-9,1150	-9,1145	-9,1132	-9,1111
	-7,7046	-7,7046	-7,7046	-7,7046	-7,7046	-6,7069	-6,7056	-6,7043	-6,7029	-6,7014
	-10,4668	-10,4668	-10,4668	-10,4668	-10,4668	-9,6310	-9,6304	-9,6296	-9,6285	-9,6272
	-11,1641	-11,1641	-11,1641	-11,1641	-11,1641	-10,1583	-10,1585	-10,1584	-10,1579	-10,1569
	-9,9611	-9,9611	-9,9611	-9,9611	-9,9611	-8,9370	-8,9376	-8,9378	-8,9375	-8,9364
	-9,2830	-9,2830	-9,2830	-9,2830	-9,2830	-8,2685	-8,2691	-8,2694	-8,2690	-8,2680
	-11,3843	-11,3843	-11,3843	-11,3843	-11,3843	-10,3256	-10,3263	-10,3265	-10,3261	-10,3250
	-11,8589	-11,8589	-11,8589	-11,8589	-11,8589	-10,7783	-10,7790	-10,7792	-10,7788	-10,7776
	-11,4398	-11,4398	-11,4398	-11,4398	-11,4398	-10,0196	-10,0205	-10,0206	-10,0197	-10,0178
	-6,9542	-6,9542	-6,9542	-6,9542	-6,9542	-5,9651	-5,9658	-5,9662	-5,9660	-5,9651
	-7,7526	-7,7526	-7,7526	-7,7526	-7,7526	-6,7534	-6,7541	-6,7544	-6,7542	-6,7532
	-7,7703	-7,7703	-7,7703	-7,7703	-7,7703	-6,7620	-6,7627	-6,7630	-6,7628	-6,7618
	-7,6601	-7,6601	-7,6601	-7,6601	-7,6601	-6,6427	-6,6433	-6,6437	-6,6434	-6,6425
	-9,3106	-9,3106	-9,3106	-9,3106	-9,3106	-8,2217	-8,2220	-8,2222	-8,2219	-8,2210
	-9,7444	-9,7444	-9,7444	-9,7444	-9,7444	-8,3687	-8,3688	-8,3689	-8,3687	-8,3683
	-8,3614	-8,3614	-8,3614	-8,3614	-8,3614	-6,8687	-6,8687	-6,8687	-6,8687	-6,8684
	-9,3722	-9,3722	-9,3722	-9,3722	-9,3722	-7,2433	-7,2431	-7,2429	-7,2427	-7,2422
	-10,2142	-10,2142	-10,2142	-10,2142	-10,2142	89,4388	89,4520	89,4653	89,4787	89,4920
	-3,7484	-3,7484	-3,7484	-3,7484	-3,7484	-2,8538	-2,8540	-2,8542	-2,8541	-2,8537
$M =$	-5,1555	-5,1555	-5,1555	-5,1555	-5,1555	-4,4773	-4,4773	-4,4773	-4,4773	-4,4771
	-5,9661	-5,9661	-5,9661	-5,9661	-5,9661	-4,7020	-4,7021	-4,7023	-4,7024	-4,7025
	-1,5315	-1,5315	-1,5315	-1,5315	-1,5315	-0,4987	-0,4988	-0,4992	-0,4997	-0,5000
	-1,7293	-1,7293	-1,7293	-1,7293	-1,7293	-0,7141	-0,7142	-0,7146	-0,7150	-0,7154
	-8,2417	-8,2417	-8,2417	-8,2417	-8,2417	-6,8185	-6,8185	-6,8186	-6,8186	-6,8184
	-6,3425	-6,3425	-6,3425	-6,3425	-6,3425	-5,4532	-5,4508	-5,4483	-5,4462	-5,4446
	-7,5515	-7,5515	-7,5515	-7,5515	-7,5515	-6,4181	-6,4171	-6,4161	-6,4151	-6,4143
	-9,5355	-9,5355	-9,5355	-9,5355	-9,5355	-7,9494	-7,9487	-7,9481	-7,9475	-7,9468
	-4,0466	-4,0466	-4,0466	-4,0466	-4,0466	-3,4593	-3,4588	-3,4583	-3,4578	-3,4571
	-1,2910	-1,2910	-1,2910	-1,2910	-1,2910	-0,8854	-0,8851	-0,8847	-0,8843	-0,8837
	-5,2885	-5,2885	-5,2885	-5,2885	-5,2885	-4,3159	-4,3153	-4,3148	-4,3140	-4,3128
	-0,9881	-0,9881	-0,9881	-0,9881	-0,9881	-0,1555	-0,1565	-0,1573	-0,1573	-0,1565
	0,9580	0,9580	0,9580	0,9580	0,9580	1,7486	1,7472	1,7462	1,7460	1,7467
	1,4658	1,4658	1,4658	1,4658	1,4658	2,1009	2,1002	2,0999	2,1000	2,1007
	0,0330	0,0330	0,0330	0,0330	0,0330	0,4278	0,4281	0,4282	0,4281	0,4280
	3,4232	3,4232	3,4232	3,4232	3,4232	4,2495	4,2494	4,2488	4,2481	4,2474
	6,1135	6,1135	6,1135	6,1135	6,1135	6,7760	6,7758	6,7752	6,7743	6,7735
	0,4209	0,4209	0,4209	0,4209	0,4209	1,1348	1,1411	1,1471	1,1517	1,1542
	5,7691	5,7691	5,7691	5,7691	5,7691	5,7696	5,7696	5,7696	5,7697	5,7701
	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-9,3096	-9,3108	-9,3108	-9,3096	-9,3071

(5.1)

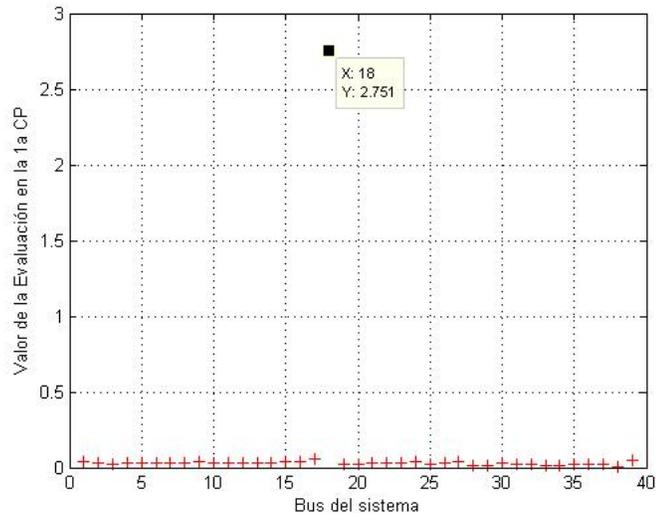
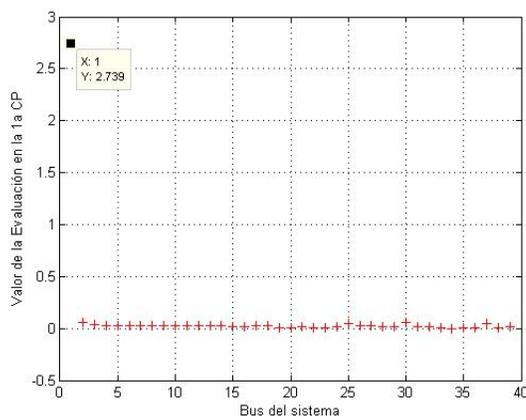
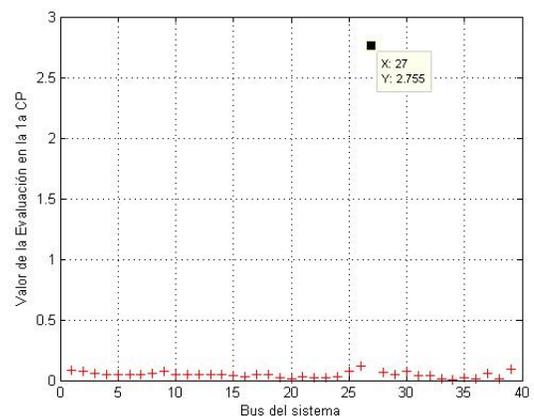


Fig. 5.5. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18.

En la Fig. 5.6 se muestran los resultados de dos pruebas adicionales de fallas nodales. En la Fig. 5.6a se muestran los resultados de una falla incidente en el nodo 1, mientras que en la Fig. 5.6b se muestran los resultados de una falla incidente en el nodo 27. En los casos analizados para fallas nodales el sistema de diagnóstico de falla muestra resultados satisfactorios al identificar de manera correcta el nodo fallado.



(a) Falla incidente en el nodo 1.



(b) Falla incidente en el nodo 27.

Fig. 5.6. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo.

5.4.2. Diagnóstico de falla en líneas de transmisión

Se presentan los resultados del caso cuando se tiene una falla trifásica en una línea de transmisión del sistema de potencia. Cuando sucede dicha falla, operan las protecciones primarias de la línea liberando la falla mediante la apertura de la línea en ambos extremos.

En la Fig. 5.7 se aprecia el comportamiento del perfil de los ángulos de los fasores de voltaje nodales del sistema ante una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18. A partir de este perfil se obtuvo la matriz de trabajo M formada por las 10 muestras angulares de los 39 nodos de la red eléctrica mostrada en (5.2). En la Fig. 5.8 se muestran los resultados obtenidos del sistema de diagnóstico de falla.

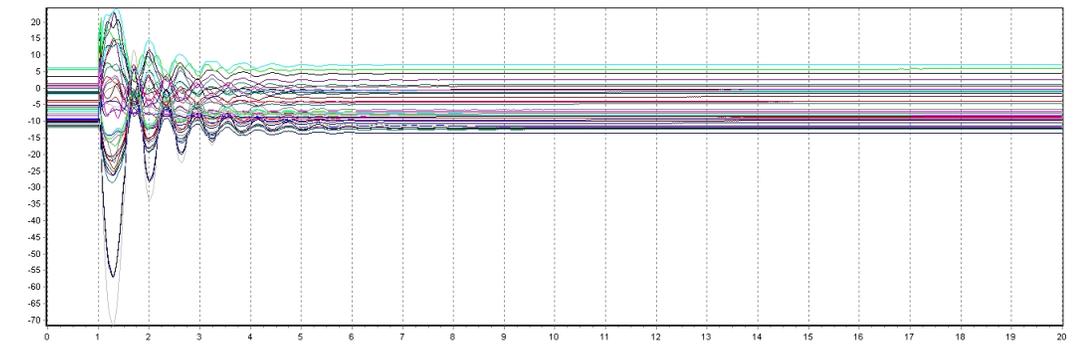


Fig. 5.7. Perfil angular del sistema ante una falla en la línea de transmisión 17-18.

En la Fig. 5.9 se muestran los resultados de dos pruebas de fallas adicionales realizadas en líneas de transmisión. En la Fig. 5.9a se muestran los resultados de la prueba realizada en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 5 y 8. En la Fig. 5.9b se aprecian los resultados obtenidos de la prueba realizada en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 9 y 39. En los casos analizados el sistema de diagnóstico de falla mostró resultados satisfactorios al ubicar el elemento fallado de manera correcta.

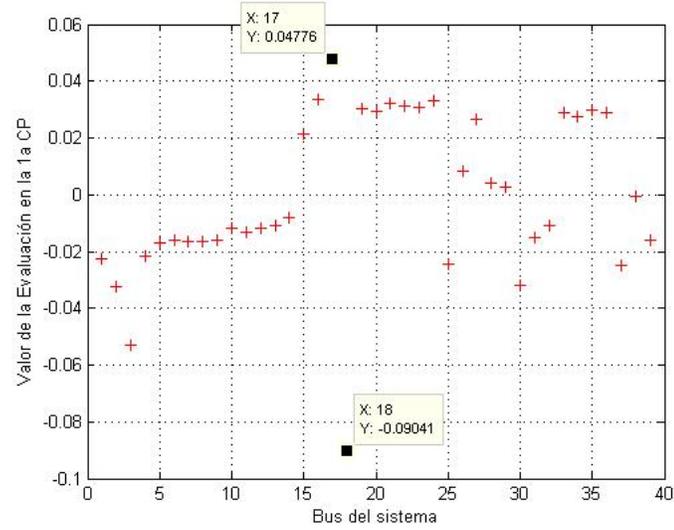
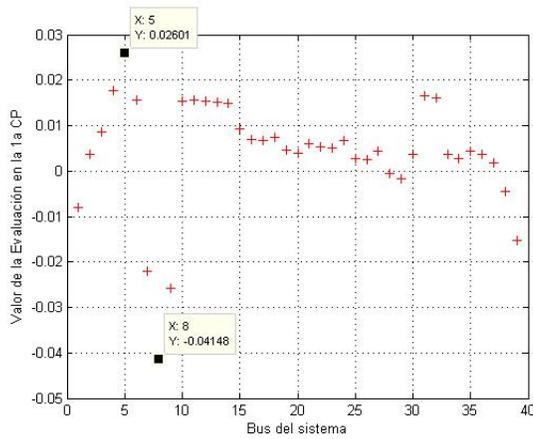


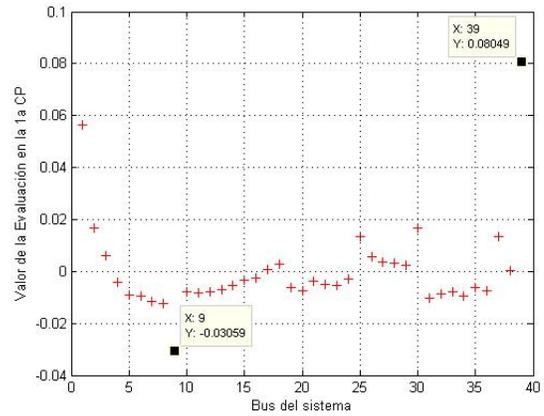
Fig. 5.8. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18.

-10,5267	-10,5267	-10,5267	-10,5267	-10,5267	-11,3391	-11,3342	-11,3373	-11,3339	-11,3383
-7,7046	-7,7046	-7,7046	-7,7046	-7,7046	-8,8848	-8,8808	-8,8839	-8,8806	-8,8842
-10,4668	-10,4668	-10,4668	-10,4668	-10,4668	-12,3857	-12,3815	-12,3843	-12,3805	-12,3835
-11,1641	-11,1641	-11,1641	-11,1641	-11,1641	-11,9590	-11,9546	-11,9567	-11,9523	-11,9547
-9,9611	-9,9611	-9,9611	-9,9611	-9,9611	-10,5771	-10,5725	-10,5742	-10,5696	-10,5717
-9,2830	-9,2830	-9,2830	-9,2830	-9,2830	-9,8670	-9,8623	-9,8640	-9,8593	-9,8613
-11,3843	-11,3843	-11,3843	-11,3843	-11,3843	-11,9789	-11,9742	-11,9760	-11,9714	-11,9736
-11,8589	-11,8589	-11,8589	-11,8589	-11,8589	-12,4588	-12,4541	-12,4559	-12,4513	-12,4537
-11,4398	-11,4398	-11,4398	-11,4398	-11,4398	-12,0259	-12,0208	-12,0233	-12,0194	-12,0234
-6,9542	-6,9542	-6,9542	-6,9542	-6,9542	-7,3902	-7,3857	-7,3872	-7,3824	-7,3841
-7,7526	-7,7526	-7,7526	-7,7526	-7,7526	-8,2364	-8,2318	-8,2335	-8,2286	-8,2305
-7,7703	-7,7703	-7,7703	-7,7703	-7,7703	-8,2103	-8,2058	-8,2074	-8,2026	-8,2045
-7,6601	-7,6601	-7,6601	-7,6601	-7,6601	-8,0562	-8,0518	-8,0534	-8,0487	-8,0506
-9,3106	-9,3106	-9,3106	-9,3106	-9,3106	-9,6016	-9,5973	-9,5992	-9,5948	-9,5969
-9,7444	-9,7444	-9,7444	-9,7444	-9,7444	-8,9776	-8,9738	-8,9762	-8,9722	-8,9745
-8,3614	-8,3614	-8,3614	-8,3614	-8,3614	-7,1484	-7,1449	-7,1475	-7,1436	-7,1460
-9,3722	-9,3722	-9,3722	-9,3722	-9,3722	-7,6435	-7,6399	-7,6427	-7,6390	-7,6416
-10,2142	-10,2142	-10,2142	-10,2142	-10,2142	-13,4931	-13,4889	-13,4917	-13,4879	-13,4909
-3,7484	-3,7484	-3,7484	-3,7484	-3,7484	-2,6497	-2,6463	-2,6490	-2,6452	-2,6475
-5,1555	-5,1555	-5,1555	-5,1555	-5,1555	-4,0982	-4,0950	-4,0979	-4,0943	-4,0969
-5,9661	-5,9661	-5,9661	-5,9661	-5,9661	-4,7972	-4,7937	-4,7963	-4,7925	-4,7949
-1,5315	-1,5315	-1,5315	-1,5315	-1,5315	-0,4075	-0,4041	-0,4068	-0,4030	-0,4053
-1,7293	-1,7293	-1,7293	-1,7293	-1,7293	-0,6092	-0,6059	-0,6085	-0,6048	-0,6071
-8,2417	-8,2417	-8,2417	-8,2417	-8,2417	-7,0421	-7,0386	-7,0412	-7,0374	-7,0398
-6,3425	-6,3425	-6,3425	-6,3425	-6,3425	-7,2331	-7,2296	-7,2340	-7,2316	-7,2359
-7,5515	-7,5515	-7,5515	-7,5515	-7,5515	-7,2450	-7,2414	-7,2447	-7,2414	-7,2447
-9,5355	-9,5355	-9,5355	-9,5355	-9,5355	-8,5809	-8,5773	-8,5804	-8,5769	-8,5799
-4,0466	-4,0466	-4,0466	-4,0466	-4,0466	-3,8952	-3,8915	-3,8944	-3,8908	-3,8938
-1,2910	-1,2910	-1,2910	-1,2910	-1,2910	-1,1926	-1,1888	-1,1916	-1,1879	-1,1908
-5,2885	-5,2885	-5,2885	-5,2885	-5,2885	-6,4476	-6,4433	-6,4452	-6,4408	-6,4436
-0,9881	-0,9881	-0,9881	-0,9881	-0,9881	-1,5415	-1,5364	-1,5371	-1,5316	-1,5326
0,9580	0,9580	0,9580	0,9580	0,9580	0,5635	0,5683	0,5675	0,5732	0,5726
1,4658	1,4658	1,4658	1,4658	1,4658	2,5152	2,5184	2,5160	2,5200	2,5180
0,0330	0,0330	0,0330	0,0330	0,0330	1,0358	1,0389	1,0357	1,0390	1,0361
3,4232	3,4232	3,4232	3,4232	3,4232	4,5078	4,5110	4,5084	4,5122	4,5100
6,1135	6,1135	6,1135	6,1135	6,1135	7,1617	7,1650	7,1621	7,1658	7,1635
0,4209	0,4209	0,4209	0,4209	0,4209	-0,4812	-0,4791	-0,4868	-0,4871	-0,4936
5,7691	5,7691	5,7691	5,7691	5,7691	5,7466	5,7505	5,7479	5,7519	5,7492
-10,9600	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-11,5364	-11,5310	-11,5341	-11,5306	-11,5356

(5.2)



(a) Falla incidente en la línea 5-8.



(b) Falla incidente en la línea 9-39.

Fig. 5.9. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión.

5.4.3. Diagnóstico de fallas con reducción de estados angulares a dos muestras

Se presentan los resultados para el caso de análisis cuando se tiene una falla trifásica en un nodo del sistema de potencia considerando solamente dos muestras angulares (una antes de la falla y una después de la falla). Cuando sucede dicha falla, operan las protecciones del nodo liberando la falla mediante la desenergización del nodo.

En la Fig. 5.10 se aprecia el comportamiento del perfil de los ángulos de los fasores de voltaje nodales del sistema ante una falla incidente en el nodo 18. A partir de este perfil se obtuvo la matriz M formada por 2 muestras angulares de los 39 nodos de la red eléctrica mostrada en (5.3). En la Fig. 5.11 se muestran los resultados obtenidos del sistema de diagnóstico de falla para este caso de análisis.

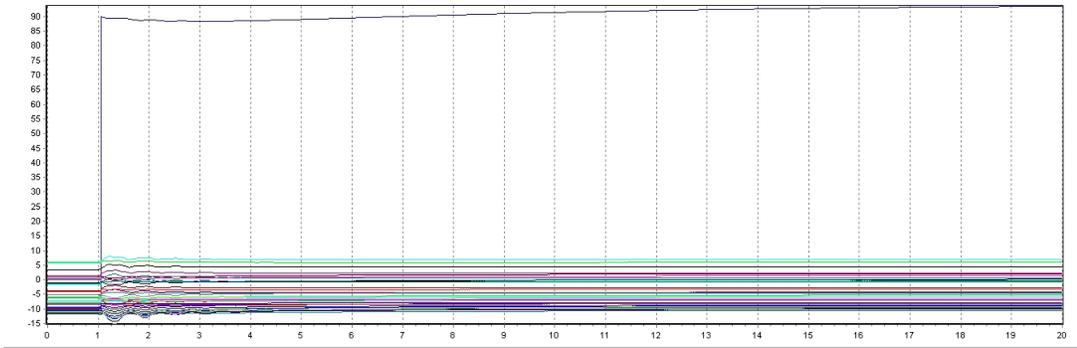


Fig. 5.10. Perfil angular del sistema ante una falla en el nodo 18.

$$M = \begin{bmatrix} -10,5267 & -9,1111 \\ -7,7046 & -6,7014 \\ -10,4668 & -9,6272 \\ -11,1641 & -10,1569 \\ -9,9611 & -8,9364 \\ -9,2830 & -8,2680 \\ -11,3843 & -10,3250 \\ -11,8589 & -10,7776 \\ -11,4398 & -10,0178 \\ -6,9542 & -5,9651 \\ -7,7526 & -6,7532 \\ -7,7703 & -6,7618 \\ -7,6601 & -6,6425 \\ -9,3106 & -8,2210 \\ -9,7444 & -8,3683 \\ -8,3614 & -6,8684 \\ -9,3722 & -7,2422 \\ -10,2142 & 89,4920 \\ -3,7484 & -2,8537 \\ -5,1555 & -4,4771 \\ -5,9661 & -4,7025 \\ -1,5315 & -0,5000 \\ -1,7293 & -0,7154 \\ -8,2417 & -6,8184 \\ -6,3425 & -5,4446 \\ -7,5515 & -6,4143 \\ -9,5355 & -7,9468 \\ -4,0466 & -3,4571 \\ -1,2910 & -0,8837 \\ -5,2885 & -4,3128 \\ -0,9881 & -0,1565 \\ 0,9580 & 1,7467 \\ 1,4658 & 2,1007 \\ 0,0330 & 0,4280 \\ 3,4232 & 4,2474 \\ 6,1135 & 6,7735 \\ 0,4209 & 1,1542 \\ 5,7691 & 5,7701 \\ -10,9600 & -9,3071 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

En la Fig. 5.12 se muestran los resultados obtenidos para dos pruebas adicionales de fallas en nodos. En la Fig. 5.12a se aprecian los resultados obtenidos para una falla incidente en el nodo 1. En la Fig. 5.12b se muestran los resultados obtenidos para una

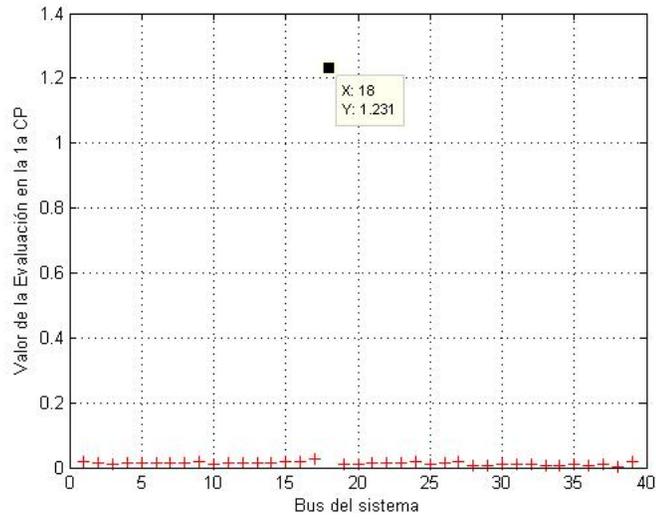
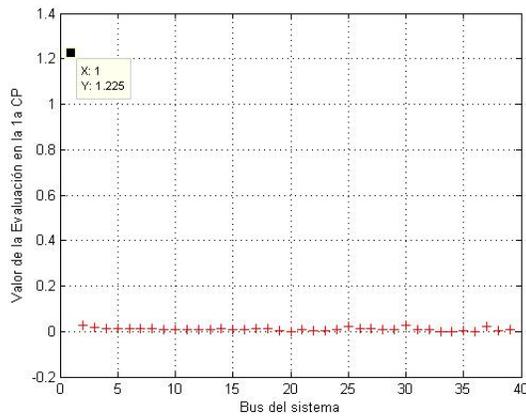
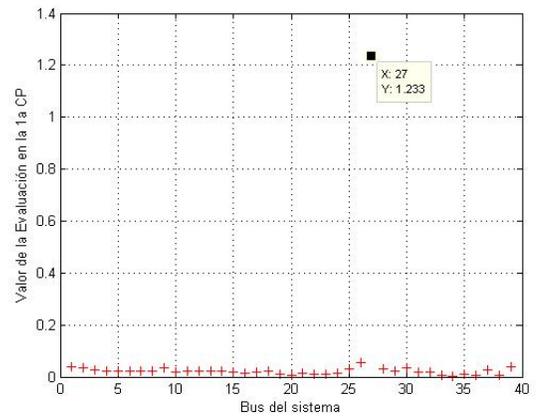


Fig. 5.11. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica sólida en el nodo 18 utilizando 2 muestras.

falla en el nodo 27. En los casos analizados el sistema de diagnóstico mostró resultados satisfactorios ya que detectó el nodo fallado inclusive con el cambio de estados angulares a dos muestras.



(a) Falla incidente en el nodo 1.



(b) Falla incidente en el nodo 27.

Fig. 5.12. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo del sistema con reducción de estados angulares.

De igual manera, se presentan los resultados para el caso de análisis cuando se tiene una falla trifásica en una línea de transmisión de la red de potencia consi-

derando solamente dos muestras angulares. Cuando sucede dicha falla, operan las protecciones primarias de la línea liberando la falla mediante la apertura de la línea por ambos extremos.

En la Fig. 5.13 se aprecia el comportamiento del perfil de los ángulos de los fasores de voltaje ante una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18. A partir de este perfil se obtuvo la matriz M mostrada en (5.4) formada por 2 muestras angulares de los 39 nodos del sistema de potencia. En la Fig. 5.14 se muestran los resultados obtenidos del sistema de diagnóstico de falla para este caso de análisis.

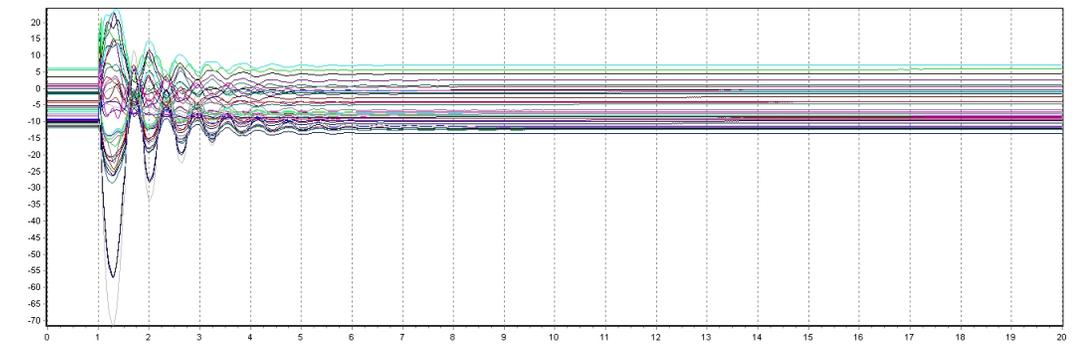


Fig. 5.13. Perfil angular del sistema ante una falla en la línea de transmisión 17-18.

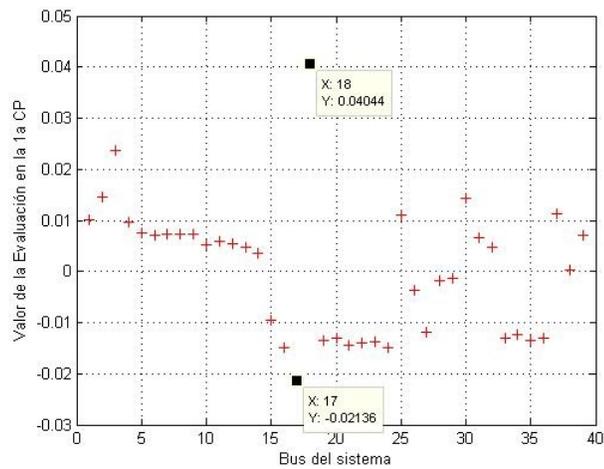


Fig. 5.14. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica sólida en una línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18 utilizando 2 muestras.

$$M = \begin{bmatrix} -10,5267 & -11,3383 \\ -7,7046 & -8,8842 \\ -10,4668 & -12,3835 \\ -11,1641 & -11,9547 \\ -9,9611 & -10,5717 \\ -9,2830 & -9,8613 \\ -11,3843 & -11,9736 \\ -11,8589 & -12,4537 \\ -11,4398 & -12,0234 \\ -6,9542 & -7,3841 \\ -7,7526 & -8,2305 \\ -7,7703 & -8,2045 \\ -7,6601 & -8,0506 \\ -9,3106 & -9,5969 \\ -9,7444 & -8,9745 \\ -8,3614 & -7,1460 \\ -9,3722 & -7,6416 \\ -10,2142 & -13,4909 \\ -3,7484 & -2,6475 \\ -5,1555 & -4,0969 \\ -5,9661 & -4,7949 \\ -1,5315 & -0,4053 \\ -1,7293 & -0,6071 \\ -8,2417 & -7,0398 \\ -6,3425 & -7,2359 \\ -7,5515 & -7,2447 \\ -9,5355 & -8,5799 \\ -4,0466 & -3,8938 \\ -1,2910 & -1,1908 \\ -5,2885 & -6,4436 \\ -0,9881 & -1,5326 \\ 0,9580 & 0,5726 \\ 1,4658 & 2,5180 \\ 0,0330 & 1,0361 \\ 3,4232 & 4,5100 \\ 6,1135 & 7,1635 \\ 0,4209 & -0,4936 \\ 5,7691 & 5,7492 \\ -10,9600 & -11,5356 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

En la Fig. 5.15 se muestran los resultados de pruebas adicionales de fallas incidentes en líneas de transmisión. En la Fig. 5.15a se muestran los resultados de una falla en la línea de transmisión comprendida entre los nodos 5 y 8. En la Fig. 5.15b se observan los resultados de las pruebas realizadas en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 9 y 39. En los casos analizados se aprecia que el sistema de diagnóstico realiza una correcta determinación del elemento fallado aún y cuando su ventana de datos se ve reducida a dos muestras angulares de los fasores de voltaje.

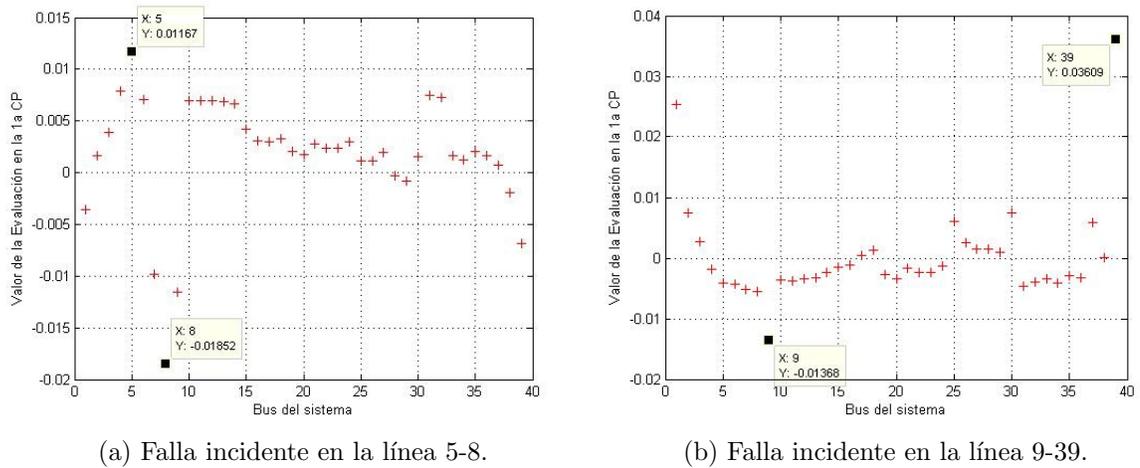


Fig. 5.15. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión con reducción de estados angulares.

5.4.4. Diagnóstico de falla considerando cambios en la topología de la red

Se presentan los resultados obtenidos del sistema de diagnóstico de falla para el caso de análisis cuando una falla trifásica incide en un nodo al momento en que una línea de transmisión se encuentra fuera de línea. Cuando sucede la falla, operan las protecciones del nodo liberando la falla mediante la desenergización completa del nodo aislándolo del sistema. Se realizaron pruebas con tres escenarios de falla con líneas de transmisión puestas fuera de servicio mostradas en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Escenarios considerados de líneas de transmisión fuera de servicio

Escenario	Línea Fuera de Servicio
1	L.T. conectada desde el nodo 3 al nodo 4
2	L.T. conectada desde el nodo 23 al nodo 24
3	L.T. conectada desde el nodo 4 al nodo 14

En la Fig. 5.16 se muestra el perfil angular de los fasores de voltaje al momento de la incidencia de la falla en el nodo. A partir de este perfil se formó la matriz M mostrada en (5.5). En la Fig. 5.17 se muestra el resultado obtenido de la prueba realizada.

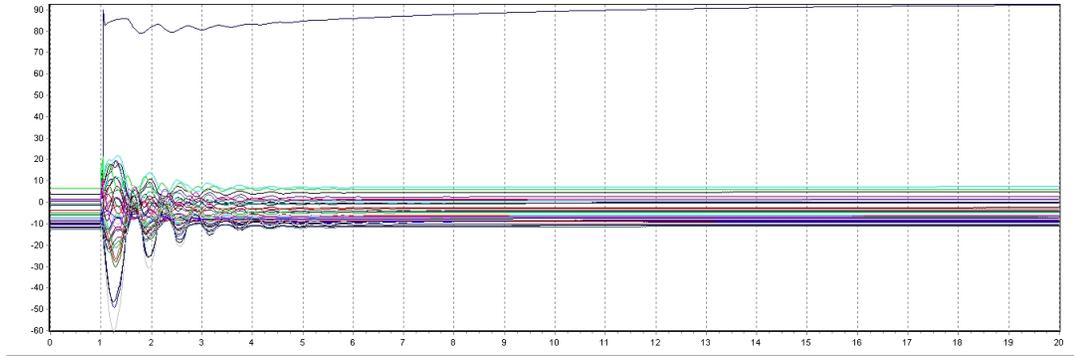


Fig. 5.16. Perfil angular del sistema ante una falla en el nodo 18 considerando el escenario 1 de cambio de topología de la red.

-10,2725	-10,2725	-10,2725	-10,2725	-10,2725	-9,0470	-9,0505	-9,0536	-9,0560	-9,0578
-7,0688	-7,0688	-7,0688	-7,0688	-7,0688	-6,1428	-6,1446	-6,1463	-6,1479	-6,1492
-9,6109	-9,6109	-9,6109	-9,6109	-9,6109	-8,6793	-8,6811	-8,6828	-8,6844	-8,6857
-12,0249	-12,0249	-12,0249	-12,0249	-12,0249	-10,9735	-10,9739	-10,9739	-10,9736	-10,9731
-10,6043	-10,6043	-10,6043	-10,6043	-10,6043	-9,5955	-9,5962	-9,5966	-9,5966	-9,5963
-9,8876	-9,8876	-9,8876	-9,8876	-9,8876	-8,8942	-8,8949	-8,8953	-8,8953	-8,8950
-12,0204	-12,0204	-12,0204	-12,0204	-12,0204	-10,9965	-10,9975	-10,9981	-10,9983	-10,9982
-12,4921	-12,4921	-12,4921	-12,4921	-12,4921	-11,4532	-11,4543	-11,4550	-11,4553	-11,4552
-11,6955	-11,6955	-11,6955	-11,6955	-11,6955	-10,4524	-10,4557	-10,4582	-10,4602	-10,4614
-7,4702	-7,4702	-7,4702	-7,4702	-7,4702	-6,4943	-6,4946	-6,4945	-6,4941	-6,4935
-8,2956	-8,2956	-8,2956	-8,2956	-8,2956	-7,3125	-7,3129	-7,3130	-7,3127	-7,3122
-8,3015	-8,3015	-8,3015	-8,3015	-8,3015	-7,3051	-7,3054	-7,3054	-7,3050	-7,3045
-8,1759	-8,1759	-8,1759	-8,1759	-8,1759	-7,1664	-7,1665	-7,1664	-7,1660	-7,1653
-9,8284	-9,8284	-9,8284	-9,8284	-9,8284	-8,7349	-8,7349	-8,7346	-8,7341	-8,7333
-9,7502	-9,7502	-9,7502	-9,7502	-9,7502	-8,4108	-8,4098	-8,4087	-8,4073	-8,4060
-8,1428	-8,1428	-8,1428	-8,1428	-8,1428	-6,7023	-6,7009	-6,6994	-6,6977	-6,6962
-8,9453	-8,9453	-8,9453	-8,9453	-8,9453	-7,0201	-7,0189	-7,0177	-7,0164	-7,0152
-9,6201	-9,6201	-9,6201	-9,6201	-9,6201	88,5177	88,5297	88,5417	88,5536	88,5655
-3,5277	-3,5277	-3,5277	-3,5277	-3,5277	-2,5368	-2,5351	-2,5332	-2,5311	-2,5291
$M =$ -4,9356	-4,9356	-4,9356	-4,9356	-4,9356	-4,1093	-4,1073	-4,1050	-4,1026	-4,1001
-5,7456	-5,7456	-5,7456	-5,7456	-5,7456	-4,4751	-4,4733	-4,4713	-4,4693	-4,4675
-1,3087	-1,3087	-1,3087	-1,3087	-1,3087	-0,2113	-0,2091	-0,2067	-0,2043	-0,2021
-1,5066	-1,5066	-1,5066	-1,5066	-1,5066	-0,4225	-0,4203	-0,4179	-0,4154	-0,4132
-8,0231	-8,0231	-8,0231	-8,0231	-8,0231	-6,6342	-6,6327	-6,6310	-6,6293	-6,6276
-5,7321	-5,7321	-5,7321	-5,7321	-5,7321	-4,8943	-4,8957	-4,8975	-4,8995	-4,9013
-7,0280	-7,0280	-7,0280	-7,0280	-7,0280	-6,0048	-6,0044	-6,0041	-6,0040	-6,0041
-9,0491	-9,0491	-9,0491	-9,0491	-9,0491	-7,6117	-7,6110	-7,6103	-7,6096	-7,6091
-3,5323	-3,5323	-3,5323	-3,5323	-3,5323	-3,0540	-3,0528	-3,0518	-3,0511	-3,0509
-0,7817	-0,7817	-0,7817	-0,7817	-0,7817	-0,4860	-0,4845	-0,4833	-0,4824	-0,4820
-4,6663	-4,6663	-4,6663	-4,6663	-4,6663	-3,8089	-3,8107	-3,8119	-3,8127	-3,8132
-1,3340	-1,3340	-1,3340	-1,3340	-1,3340	-0,5584	-0,5594	-0,5601	-0,5604	-0,5601
0,5390	0,5390	0,5390	0,5390	0,5390	1,3056	1,3058	1,3064	1,3072	1,3081
1,6870	1,6870	1,6870	1,6870	1,6870	2,4839	2,4856	2,4873	2,4892	2,4913
0,2532	0,2532	0,2532	0,2532	0,2532	0,8632	0,8656	0,8684	0,8714	0,8743
3,647	3,6470	3,6470	3,6470	3,6470	4,5897	4,5922	4,5950	4,5978	4,6002
6,3378	6,3378	6,3378	6,3378	6,3378	7,1548	7,1577	7,1608	7,1638	7,1665
0,9663	0,9663	0,9663	0,9663	0,9663	1,5518	1,5499	1,5466	1,5426	1,5386
6,2740	6,2740	6,2740	6,2740	6,2740	6,1595	6,1615	6,1633	6,1646	6,1652
-10,9600	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-10,9600	-9,5795	-9,5841	-9,5880	-9,5910	-9,5932

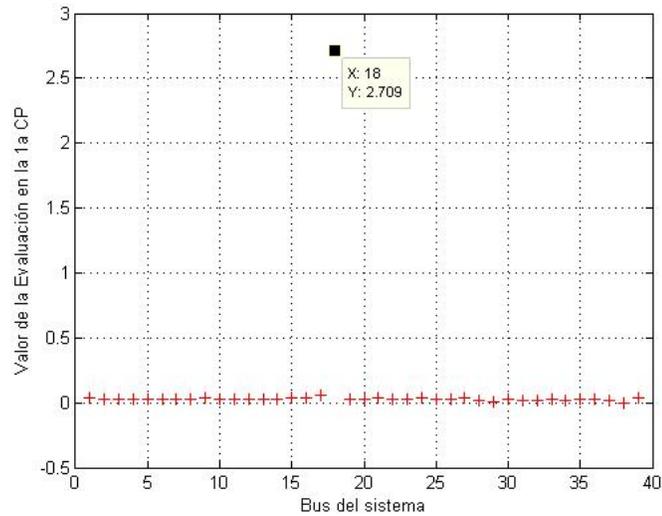
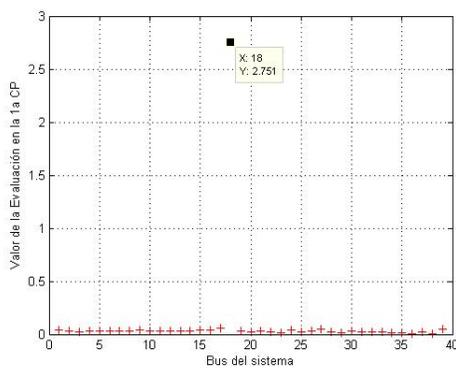
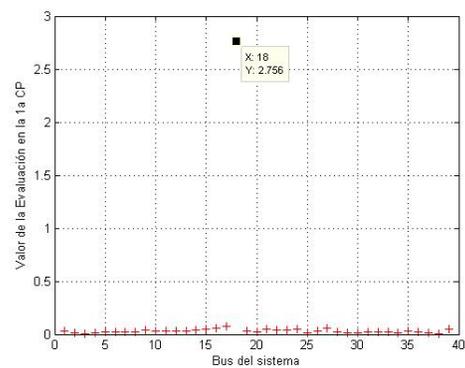


Fig. 5.17. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 considerando el escenario 1 de línea fuera de servicio.

En la Fig. 5.18 se muestran los resultados de pruebas realizadas considerando escenarios adicionales de líneas puestas fuera de servicio. En la Fig. 5.18a se muestra el resultado obtenido del caso cuando una falla incide en el nodo 18 bajo el escenario 2. En la Fig. 5.18b se observa el resultado del caso de análisis cuando una falla incide en el nodo 18 bajo el escenario 3. En los casos analizados se observan resultados satisfactorios en cuanto a la determinación del nodo fallado a pesar del cambio en la topología de la red.



(a) Falla en el nodo bajo el escenario 2.



(b) Falla en el nodo bajo el escenario 3.

Fig. 5.18. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo los escenarios de líneas fuera de servicio.

De manera similar, se presentan los resultados para el caso de análisis de una falla incidente en una línea de transmisión considerando cambios topológicos en la red. En la Fig. 5.19 se muestra el perfil angular del sistema al momento en que ocurre una falla en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18 considerando el escenario 1 de líneas fuera de servicio (Tabla 5.3). Conociendo las mediciones angulares se formó la matriz de trabajo M mostrada en (5.6) formada por las 10 muestras conseguidas de cada uno de los 39 nodos. En la Fig. 5.20 se muestran los resultados obtenidos de la realización de esta prueba.

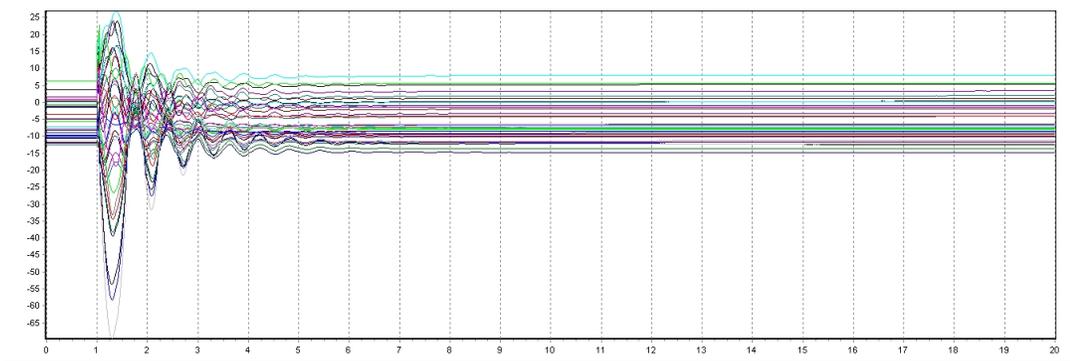


Fig. 5.19. Perfil angular del sistema ante una falla en la línea de transmisión 17-18 considerando el escenario 1 de cambio de topología de la red.

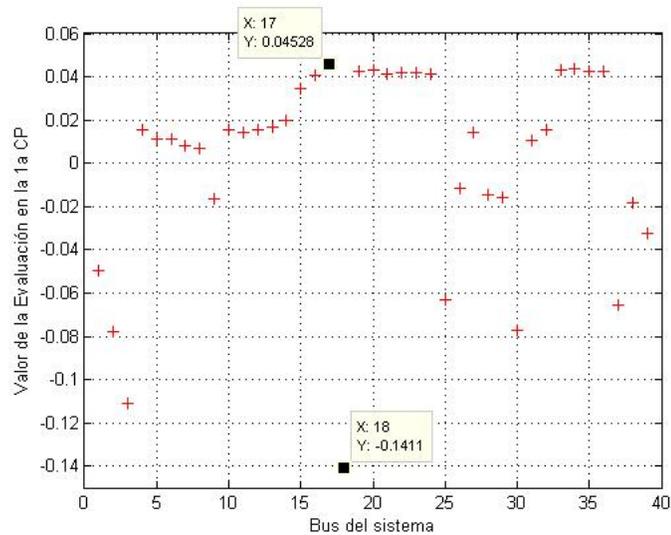
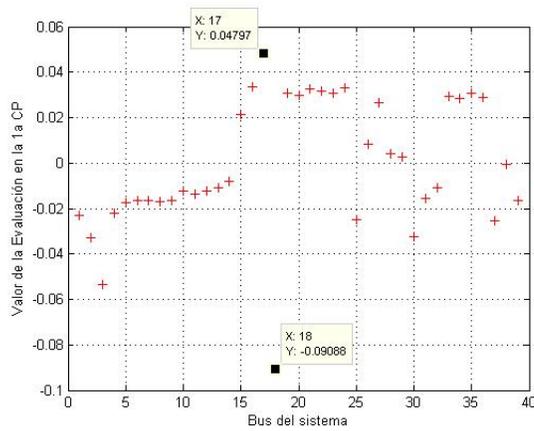


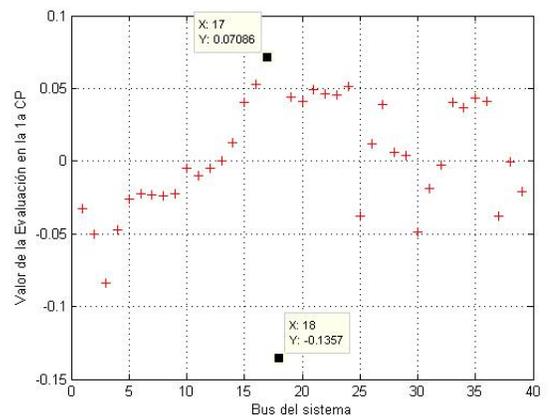
Fig. 5.20. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea de transmisión 17-18 considerando el escenario 1 de línea fuera de servicio.

$$M = \begin{bmatrix} -10,2725 & -10,2725 & -10,2725 & -10,2725 & -10,2725 & -12,0870 & -12,0808 & -12,0808 & -12,0745 & -12,0746 \\ -7,0688 & -7,0688 & -7,0688 & -7,0688 & -7,0688 & -9,8831 & -9,8784 & -9,8804 & -9,8758 & -9,8778 \\ -9,6109 & -9,6109 & -9,6109 & -9,6109 & -9,6109 & -13,6441 & -13,6395 & -13,6414 & -13,6369 & -13,6389 \\ -12,0249 & -12,0249 & -12,0249 & -12,0249 & -12,0249 & -11,4635 & -11,4594 & -11,4616 & -11,4573 & -11,4592 \\ -10,6044 & -10,6044 & -10,6044 & -10,6044 & -10,6044 & -10,2050 & -10,2007 & -10,2027 & -10,1982 & -10,1998 \\ -9,8876 & -9,8876 & -9,8876 & -9,8876 & -9,8876 & -9,4859 & -9,4817 & -9,4837 & -9,4792 & -9,4808 \\ -12,0204 & -12,0204 & -12,0204 & -12,0204 & -12,0204 & -11,7209 & -11,7165 & -11,7183 & -11,7136 & -11,7150 \\ -12,4921 & -12,4921 & -12,4921 & -12,4921 & -12,4921 & -12,2443 & -12,2397 & -12,2414 & -12,2366 & -12,2380 \\ -11,6955 & -11,6955 & -11,6955 & -11,6955 & -11,6955 & -12,3090 & -12,3029 & -12,3029 & -12,2965 & -12,2964 \\ -7,4702 & -7,4702 & -7,4702 & -7,4702 & -7,4702 & -6,9156 & -6,9116 & -6,9140 & -6,9099 & -6,9118 \\ -8,2957 & -8,2957 & -8,2957 & -8,2957 & -8,2957 & -7,7905 & -7,7864 & -7,7887 & -7,7844 & -7,7863 \\ -8,3015 & -8,3015 & -8,3015 & -8,3015 & -8,3015 & -7,7479 & -7,7439 & -7,7463 & -7,7421 & -7,7440 \\ -8,1759 & -8,1759 & -8,1759 & -8,1759 & -8,1759 & -7,5740 & -7,5699 & -7,5724 & -7,5683 & -7,5703 \\ -9,8285 & -9,8285 & -9,8285 & -9,8285 & -9,8285 & -9,1038 & -9,0997 & -9,1022 & -9,0982 & -9,1004 \\ -9,7502 & -9,7502 & -9,7502 & -9,7502 & -9,7502 & -8,4943 & -8,4903 & -8,4933 & -8,4898 & -8,4929 \\ -8,1428 & -8,1428 & -8,1428 & -8,1428 & -8,1428 & -6,6617 & -6,6578 & -6,6610 & -6,6577 & -6,6612 \\ -8,9453 & -8,9453 & -8,9453 & -8,9453 & -8,9453 & -7,3063 & -7,3025 & -7,3058 & -7,3025 & -7,3059 \\ -9,6201 & -9,6201 & -9,6201 & -9,6201 & -9,6201 & -14,7370 & -14,7323 & -14,7343 & -14,7298 & -14,7317 \\ -3,5277 & -3,5277 & -3,5277 & -3,5277 & -3,5277 & -1,9912 & -1,9872 & -1,9906 & -1,9875 & -1,9914 \\ -4,9356 & -4,9356 & -4,9356 & -4,9356 & -4,9356 & -3,3802 & -3,3758 & -3,3791 & -3,3758 & -3,3797 \\ -5,7456 & -5,7456 & -5,7456 & -5,7456 & -5,7456 & -4,2429 & -4,2389 & -4,2422 & -4,2389 & -4,2426 \\ -1,3087 & -1,3087 & -1,3087 & -1,3087 & -1,3087 & 0,2148 & 0,2188 & 0,2155 & 0,2187 & 0,2148 \\ -1,5066 & -1,5066 & -1,5066 & -1,5066 & -1,5066 & 0,0177 & 0,0216 & 0,0183 & 0,0215 & 0,0176 \\ -8,0231 & -8,0231 & -8,0231 & -8,0231 & -8,0231 & -6,5354 & -6,5315 & -6,5347 & -6,5314 & -6,5350 \\ -5,7321 & -5,7321 & -5,7321 & -5,7321 & -5,7321 & -8,0279 & -8,0242 & -8,0269 & -8,0230 & -8,0250 \\ -7,0280 & -7,0280 & -7,0280 & -7,0280 & -7,0280 & -7,4409 & -7,4375 & -7,4409 & -7,4377 & -7,4408 \\ -9,0491 & -9,0491 & -9,0491 & -9,0491 & -9,0491 & -8,5251 & -8,5215 & -8,5248 & -8,5216 & -8,5248 \\ -3,5323 & -3,5323 & -3,5323 & -3,5323 & -3,5323 & -4,0587 & -4,0558 & -4,0598 & -4,0572 & -4,0609 \\ -0,7817 & -0,7817 & -0,7817 & -0,7817 & -0,7817 & -1,3482 & -1,3454 & -1,3497 & -1,3472 & -1,3511 \\ -4,6663 & -4,6663 & -4,6663 & -4,6663 & -4,6663 & -7,4754 & -7,4699 & -7,4714 & -7,4667 & -7,4694 \\ -1,3340 & -1,3340 & -1,3340 & -1,3340 & -1,3340 & -0,9531 & -0,9492 & -0,9511 & -0,9465 & -0,9477 \\ 0,5390 & 0,5390 & 0,5390 & 0,5390 & 0,5390 & 1,1034 & 1,1068 & 1,1038 & 1,1074 & 1,1051 \\ 1,6870 & 1,6870 & 1,6870 & 1,6870 & 1,6870 & 3,2483 & 3,2522 & 3,2483 & 3,2512 & 3,2470 \\ 0,2532 & 0,2532 & 0,2532 & 0,2532 & 0,2532 & 1,8332 & 1,8379 & 1,8350 & 1,8385 & 1,8345 \\ 3,6470 & 3,6470 & 3,6470 & 3,6470 & 3,6470 & 5,1897 & 5,1937 & 5,1904 & 5,1935 & 5,1895 \\ 6,3378 & 6,3378 & 6,3378 & 6,3378 & 6,3378 & 7,8871 & 7,8911 & 7,8877 & 7,8908 & 7,8866 \\ 0,9663 & 0,9663 & 0,9663 & 0,9663 & 0,9663 & -1,4022 & -1,4003 & -1,4043 & -1,4013 & -1,4026 \\ 6,2740 & 6,2740 & 6,2740 & 6,2740 & 6,2740 & 5,6130 & 5,6153 & 5,6106 & 5,6126 & 5,6083 \\ -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -12,1455 & -12,1383 & -12,1373 & -12,1298 & -12,1289 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

En la Fig. 5.21 se muestran resultados adicionales de pruebas realizadas con los escenarios restantes. En la Fig. 5.21a se muestra el resultado de la prueba realizada cuando una falla incide en la línea de transmisión 17-18 bajo el escenario 2 de cambio de topología. En la Fig. 5.21b se observa el resultado obtenido del caso de análisis de una falla en la línea de transmisión con el escenario 3 de línea fuera de servicio. En estos casos de análisis se obtuvieron resultados satisfactorios para la determinación del lugar de falla inclusive con el cambio en la topología de la red debido a líneas fuera de servicio.



(a) Falla en la línea bajo el escenario 2.



(b) Falla en la línea bajo el escenario 3.

Fig. 5.21. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea de transmisión 17-18 bajo los escenarios de líneas fuera de servicio.

5.4.5. Diagnóstico de falla monofásica en nodos

Se presentan los resultados para el caso de una falla monofásica incidente en un nodo de la red. En la Fig. 5.22 se observa el perfil angular del sistema al momento de la falla. A partir de este perfil se construye la matriz de trabajo M mostrada en (5.7) consistente en las 10 muestras de cada nodo de la red. En la Fig. 5.23 se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico de falla.

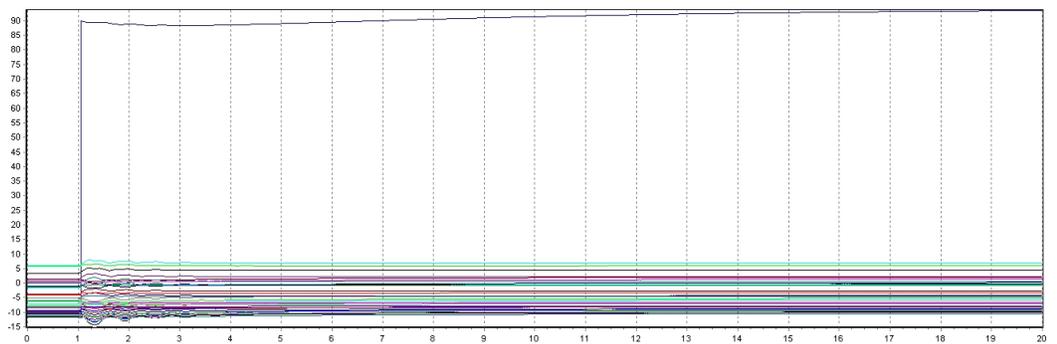


Fig. 5.22. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica en el nodo 18.

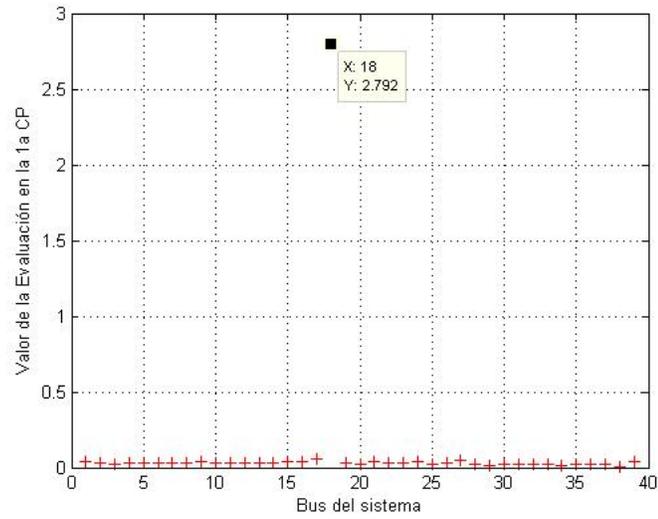
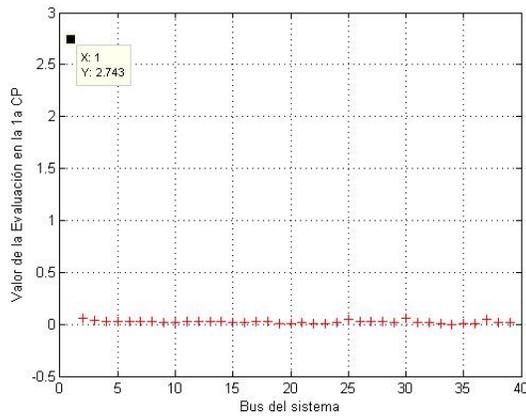


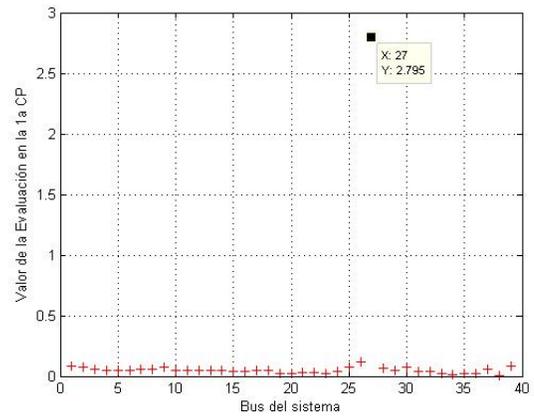
Fig. 5.23. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica en el nodo 18.

$$M = \begin{bmatrix}
 -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -9,2395 & -9,2424 & -9,2380 & -9,2409 & -9,2365 \\
 -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -6,7292 & -6,7322 & -6,7278 & -6,7307 & -6,7263 \\
 -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -9,6462 & -9,6492 & -9,6448 & -9,6477 & -9,6433 \\
 -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -10,1636 & -10,1665 & -10,1621 & -10,1651 & -10,1607 \\
 -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -8,9503 & -8,9533 & -8,9488 & -8,9517 & -8,9472 \\
 -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -8,2798 & -8,2827 & -8,2782 & -8,2811 & -8,2766 \\
 -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -10,3486 & -10,3515 & -10,3470 & -10,3499 & -10,3455 \\
 -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -10,8072 & -10,8101 & -10,8056 & -10,8085 & -10,8041 \\
 -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -10,1433 & -10,1462 & -10,1417 & -10,1446 & -10,1402 \\
 -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -5,9630 & -5,9659 & -5,9614 & -5,9644 & -5,9600 \\
 -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -6,7556 & -6,7586 & -6,7541 & -6,7570 & -6,7526 \\
 -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -6,7611 & -6,7641 & -6,7597 & -6,7626 & -6,7582 \\
 -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -6,6388 & -6,6417 & -6,6373 & -6,6403 & -6,6359 \\
 -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -8,2127 & -8,2158 & -8,2114 & -8,2144 & -8,2101 \\
 -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -8,3255 & -8,3288 & -8,3246 & -8,3279 & -8,3237 \\
 -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -6,8111 & -6,8144 & -6,8104 & -6,8137 & -6,8097 \\
 -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -7,1865 & -7,1898 & -7,1858 & -7,1891 & -7,1851 \\
 -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & 90,9618 & 90,9686 & 90,9761 & 90,9829 & 90,9903 \\
 -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -2,7818 & -2,7853 & -2,7815 & -2,7850 & -2,7811 \\
 -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -4,4010 & -4,4045 & -4,4007 & -4,4043 & -4,4005 \\
 -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -4,6382 & -4,6415 & -4,6375 & -4,6409 & -4,6369 \\
 -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -0,4291 & -0,4324 & -0,4285 & -0,4318 & -0,4279 \\
 -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -0,6434 & -0,6468 & -0,6428 & -0,6462 & -0,6422 \\
 -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -6,7590 & -6,7623 & -6,7583 & -6,7616 & -6,7576 \\
 -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -5,4481 & -5,4512 & -5,4469 & -5,4499 & -5,4456 \\
 -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -6,3642 & -6,3675 & -6,3634 & -6,3667 & -6,3626 \\
 -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -7,8944 & -7,8977 & -7,8936 & -7,8969 & -7,8928 \\
 -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -3,3700 & -3,3734 & -3,3694 & -3,3728 & -3,3689 \\
 -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -0,7838 & -0,7873 & -0,7833 & -0,7868 & -0,7829 \\
 -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -4,3398 & -4,3427 & -4,3383 & -4,3412 & -4,3367 \\
 -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,1421 & -0,1448 & -0,1401 & -0,1428 & -0,1381 \\
 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 1,7644 & 1,7615 & 1,7660 & 1,7631 & 1,7676 \\
 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 2,1792 & 2,1756 & 2,1793 & 2,1758 & 2,1795 \\
 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,5096 & 0,5059 & 0,5096 & 0,5060 & 0,5096 \\
 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 4,3231 & 4,3197 & 4,3236 & 4,3203 & 4,3242 \\
 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,8577 & 6,8542 & 6,8581 & 6,8547 & 6,8586 \\
 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 1,1556 & 1,1526 & 1,1570 & 1,1541 & 1,1585 \\
 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,8996 & 5,8960 & 5,8999 & 5,8963 & 5,9000 \\
 -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -9,4980 & -9,5009 & -9,4965 & -9,4994 & -9,4950
 \end{bmatrix} \tag{5.7}$$

En la Fig. 5.24 se presentan resultados adicionales para casos de análisis para una falla monofásica incidente en un nodo. En la Fig. 5.24a se muestran los resultados para una falla monofásica en el nodo 1. En la Fig. 5.24b se observan los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico para una falla que ocurre en el nodo 27. En estos casos analizados se observan resultados satisfactorios en la determinación del nodo fallado.



(a) Falla monofásica en el nodo 1.



(b) Falla monofásica en el nodo 27.

Fig. 5.24. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica incidente en un nodo de la red.

5.4.6. Diagnóstico de falla monofásica en líneas de transmisión

Se presentan los resultados para el diagnóstico de falla para el caso de análisis cuando en una línea de transmisión ocurre una falla monofásica. En la Fig. 5.25 se muestra el perfil angular del sistema en el momento en que ocurre la falla. A partir de este perfil se construye la matriz M mostrada en (5.8) formada por las 10 muestras angulares correspondientes a cada nodo del sistema. En la Fig. 5.26 se observan los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico para este caso de análisis.

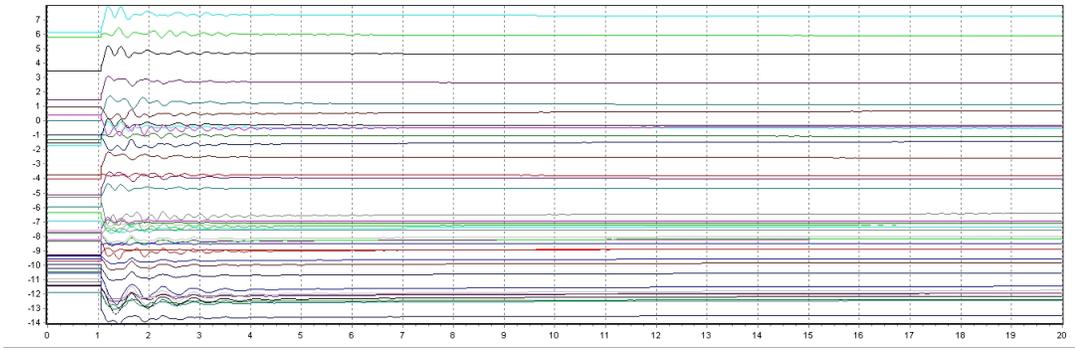


Fig. 5.25. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica en la línea ubicada entre los nodos 17-18.

$$M = \begin{bmatrix}
 -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -11,5630 & -11,5627 & -11,5622 & -11,5616 & -11,5613 \\
 -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -8,9447 & -8,9451 & -8,9445 & -8,9439 & -8,9430 \\
 -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -12,4316 & -12,4318 & -12,4314 & -12,4309 & -12,4304 \\
 -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,9851 & -11,9849 & -11,9847 & -11,9845 & -11,9845 \\
 -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -10,6153 & -10,6149 & -10,6147 & -10,6145 & -10,6147 \\
 -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,9017 & -9,9013 & -9,9011 & -9,9009 & -9,9011 \\
 -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -12,0330 & -12,0326 & -12,0324 & -12,0321 & -12,0323 \\
 -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -12,5227 & -12,5223 & -12,5220 & -12,5218 & -12,5220 \\
 -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -12,2454 & -12,2448 & -12,2444 & -12,2440 & -12,2441 \\
 -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -7,4014 & -7,4012 & -7,4012 & -7,4013 & -7,4017 \\
 -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -8,2554 & -8,2551 & -8,2550 & -8,2550 & -8,2553 \\
 -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -8,2241 & -8,2239 & -8,2238 & -8,2238 & -8,2242 \\
 -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -8,0649 & -8,0647 & -8,0647 & -8,0647 & -8,0651 \\
 -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,6031 & -9,6029 & -9,6028 & -9,6028 & -9,6030 \\
 -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -8,9230 & -8,9228 & -8,9228 & -8,9227 & -8,9230 \\
 -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -7,0701 & -7,0700 & -7,0700 & -7,0699 & -7,0703 \\
 -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -7,5687 & -7,5686 & -7,5686 & -7,5685 & -7,5688 \\
 -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -13,5390 & -13,5392 & -13,5388 & -13,5383 & -13,5378 \\
 -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -2,5467 & -2,5465 & -2,5467 & -2,5468 & -2,5473 \\
 -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -3,9872 & -3,9872 & -3,9875 & -3,9876 & -3,9882 \\
 -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -4,7072 & -4,7069 & -4,7069 & -4,7068 & -4,7072 \\
 -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -0,3063 & -0,3059 & -0,3060 & -0,3059 & -0,3063 \\
 -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -0,5067 & -0,5063 & -0,5063 & -0,5062 & -0,5066 \\
 -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -6,9602 & -6,9600 & -6,9600 & -6,9600 & -6,9603 \\
 -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -7,2544 & -7,2551 & -7,2547 & -7,2543 & -7,2533 \\
 -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,1831 & -7,1832 & -7,1831 & -7,1830 & -7,1829 \\
 -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -8,5133 & -8,5133 & -8,5133 & -8,5132 & -8,5133 \\
 -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -3,7778 & -3,7777 & -3,7778 & -3,7778 & -3,7782 \\
 -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,0561 & -1,0559 & -1,0560 & -1,0561 & -1,0567 \\
 -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -6,5062 & -6,5070 & -6,5060 & -6,5049 & -6,5031 \\
 -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -1,5351 & -1,5339 & -1,5335 & -1,5328 & -1,5333 \\
 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,5791 & 0,5789 & 0,5784 & 0,5776 & 0,5768 \\
 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 2,6284 & 2,6286 & 2,6283 & 2,6282 & 2,6276 \\
 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 1,1569 & 1,1568 & 1,1564 & 1,1561 & 1,1555 \\
 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 4,6173 & 4,6177 & 4,6177 & 4,6178 & 4,6173 \\
 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 7,2830 & 7,2835 & 7,2835 & 7,2837 & 7,2832 \\
 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & -0,4894 & -0,4909 & -0,4905 & -0,4903 & -0,4887 \\
 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,9271 & 5,9274 & 5,9272 & 5,9270 & 5,9261 \\
 -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -11,8608 & -11,8601 & -11,8596 & -11,8591 & -11,8591
 \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

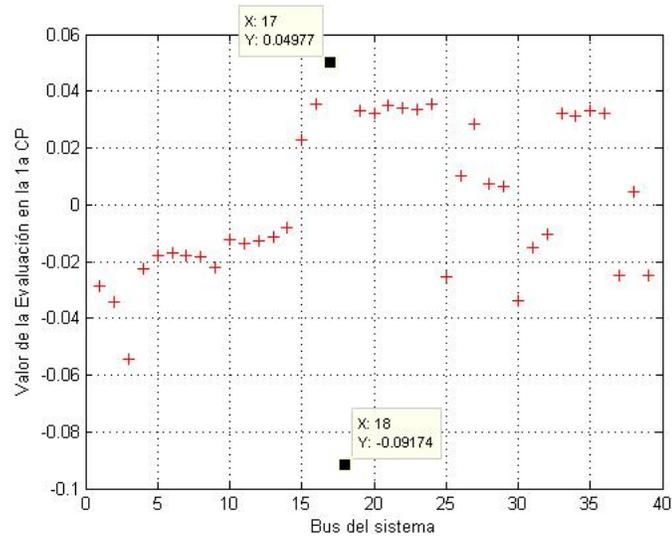
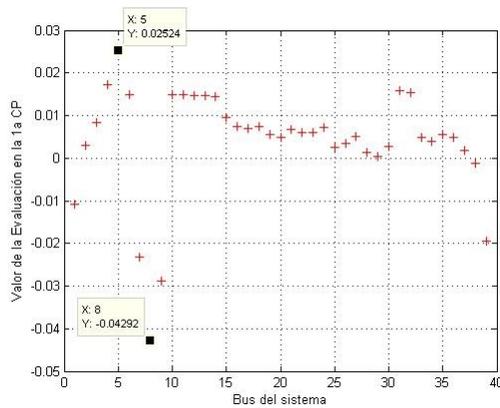
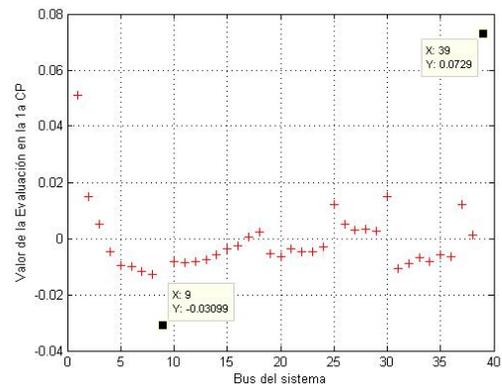


Fig. 5.26. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18.

En la Fig. 5.27 se muestran los resultados de pruebas realizadas adicionalmente en una línea de transmisión. En la Fig. 5.27a se muestra el resultado obtenido del análisis realizado para una falla monofásica incidente en la línea ubicada entre los nodos 5 y 8. En la Fig. 5.27b se observan los resultados obtenidos para una falla monofásica en la línea ubicada entre los nodos 9 y 39. Como se observa, los resultados obtenidos fueron satisfactorios para la identificación de la línea fallada a pesar del cambio en las condiciones de la falla.



(a) Falla monofásica en la línea 5-8.



(b) Falla monofásica en la línea 9-39.

Fig. 5.27. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica incidente en una línea de transmisión.

5.4.7. Diagnóstico de falla bajo condiciones de diferente cargabilidad en la red

Se muestran los resultados para el diagnóstico de falla cuando se tienen diferentes escenarios de cargabilidad en la red (Tabla 5.1), considerando tanto disparos de carga así como disparos de generación.

En la Fig. 5.28 se muestra el perfil angular del sistema de potencia al momento de la falla bajo el escenario de cargabilidad 1. A partir de este perfil se forma la matriz M mostrada en (5.9). En la Fig. 5.29 se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico de falla para el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 1.

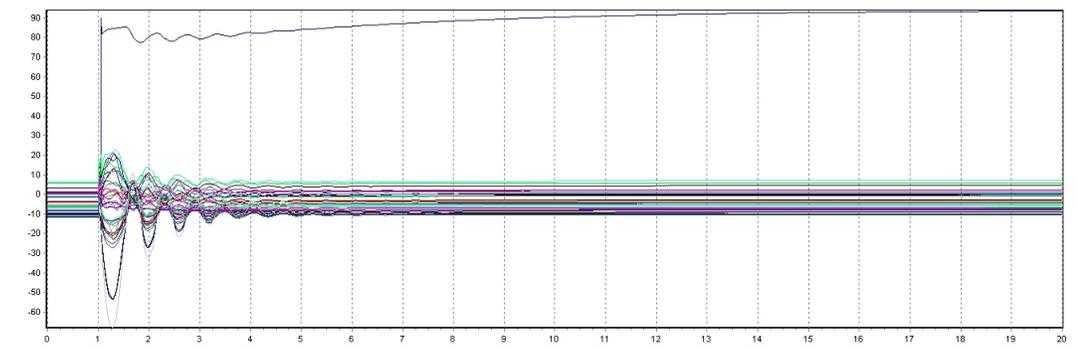


Fig. 5.28. Perfil angular del sistema ante una falla trifásica incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 1.

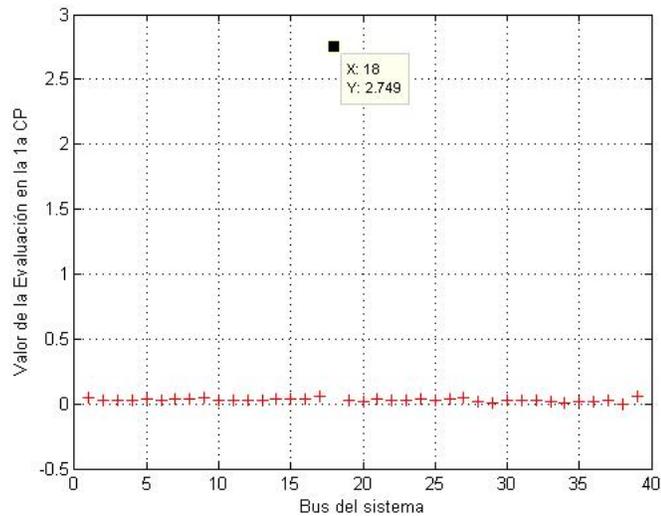


Fig. 5.29. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 1.

$$M = \begin{bmatrix} -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -10,5267 & -8,7930 & -8,7966 & -8,7993 & -8,8011 & -8,8020 \\ -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -7,7046 & -6,5460 & -6,5463 & -6,5464 & -6,5464 & -6,5462 \\ -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -10,4668 & -9,4823 & -9,4830 & -9,4836 & -9,4838 & -9,4838 \\ -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -11,1641 & -10,0267 & -10,0280 & -10,0290 & -10,0297 & -10,0298 \\ -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -9,9611 & -8,7872 & -8,7891 & -8,7906 & -8,7916 & -8,7919 \\ -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -9,2831 & -8,1206 & -8,1225 & -8,1241 & -8,1251 & -8,1254 \\ -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -11,3843 & -10,1602 & -10,1623 & -10,1640 & -10,1651 & -10,1655 \\ -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -11,8590 & -10,6040 & -10,6062 & -10,6080 & -10,6092 & -10,6095 \\ -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -11,4398 & -9,6992 & -9,7034 & -9,7067 & -9,7090 & -9,7100 \\ -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -6,9542 & -5,8431 & -5,8448 & -5,8462 & -5,8470 & -5,8472 \\ -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -7,7526 & -6,6229 & -6,6247 & -6,6261 & -6,6270 & -6,6272 \\ -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -7,7703 & -6,6384 & -6,6400 & -6,6414 & -6,6422 & -6,6424 \\ -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -7,6602 & -6,5260 & -6,5275 & -6,5288 & -6,5296 & -6,5296 \\ -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -9,3106 & -8,1189 & -8,1200 & -8,1209 & -8,1215 & -8,1214 \\ -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -9,7445 & -8,3437 & -8,3438 & -8,3438 & -8,3436 & -8,3432 \\ -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -8,3614 & -6,8770 & -6,8766 & -6,8763 & -6,8758 & -6,8752 \\ -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -9,3722 & -7,2418 & -7,2413 & -7,2408 & -7,2403 & -7,2396 \\ -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & -10,2142 & 89,3792 & 89,3956 & 89,4122 & 89,4288 & 89,4455 \\ -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -3,7484 & -2,9100 & -2,9092 & -2,9084 & -2,9074 & -2,9062 \\ -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -5,1555 & -4,5509 & -4,5497 & -4,5486 & -4,5475 & -4,5463 \\ -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -5,9661 & -4,7277 & -4,7271 & -4,7268 & -4,7264 & -4,7260 \\ -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -1,5315 & -0,5422 & -0,5415 & -0,5411 & -0,5409 & -0,5406 \\ -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -1,7293 & -0,7590 & -0,7583 & -0,7579 & -0,7576 & -0,7574 \\ -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -8,2418 & -6,8321 & -6,8317 & -6,8313 & -6,8309 & -6,8303 \\ -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -6,3426 & -5,3299 & -5,3287 & -5,3274 & -5,3263 & -5,3256 \\ -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -7,5515 & -6,3814 & -6,3806 & -6,3798 & -6,3789 & -6,3780 \\ -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -9,5355 & -7,9289 & -7,9282 & -7,9275 & -7,9268 & -7,9261 \\ -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -4,0466 & -3,4605 & -3,4597 & -3,4589 & -3,4580 & -3,4569 \\ -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -1,2910 & -0,8992 & -0,8985 & -0,8977 & -0,8968 & -0,8956 \\ -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -5,2885 & -4,1550 & -4,1559 & -4,1568 & -4,1576 & -4,1578 \\ -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,9881 & -0,0227 & -0,0248 & -0,0267 & -0,0280 & -0,0284 \\ 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 0,9580 & 1,8543 & 1,8522 & 1,8504 & 1,8493 & 1,8491 \\ 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 1,4658 & 2,0237 & 2,0242 & 2,0251 & 2,0264 & 2,0281 \\ 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,0330 & 0,3313 & 0,3330 & 0,3345 & 0,3358 & 0,3369 \\ 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 3,4232 & 4,1901 & 4,1909 & 4,1913 & 4,1914 & 4,1915 \\ 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,1135 & 6,7029 & 6,7038 & 6,7042 & 6,7043 & 6,7043 \\ 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 0,4209 & 1,2476 & 1,2526 & 1,2576 & 1,2614 & 1,2632 \\ 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7691 & 5,7275 & 5,7281 & 5,7288 & 5,7297 & 5,7310 \\ -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -8,8893 & -8,8949 & -8,8993 & -8,9022 & -8,9037 \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

En la Fig. 5.30 se muestran los resultados de pruebas en nodos realizadas adicionalmente bajo el escenario de cargabilidad 1. En la Fig. 5.30a se muestran los resultados obtenidos para el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 9. En la Fig. 5.30b se muestran los resultados obtenidos para el caso en que una falla ocurre en el nodo 27.

En la Fig. 5.31 se muestran los resultados obtenidos para el caso de análisis para una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18 bajo el escenario de cargabilidad 1.

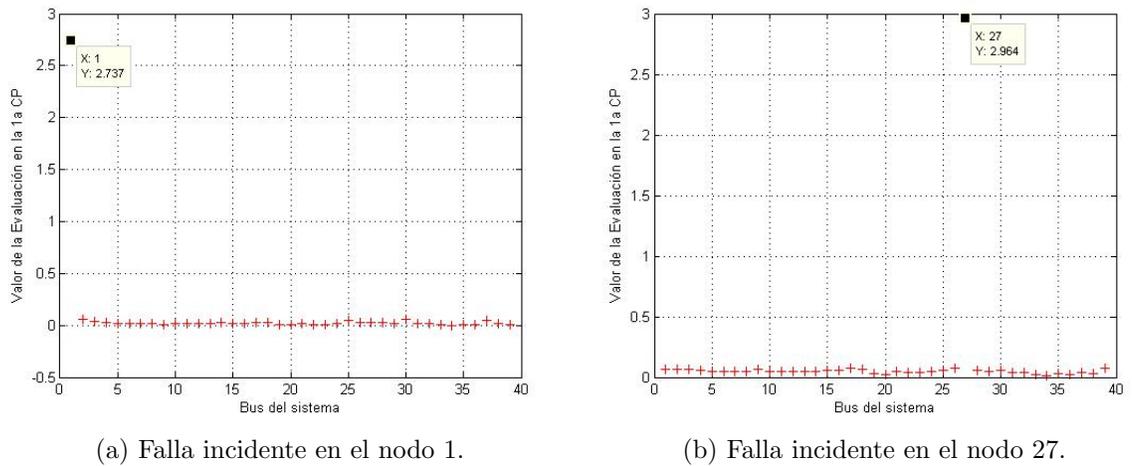


Fig. 5.30. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo bajo el escenario de cargabilidad 1.

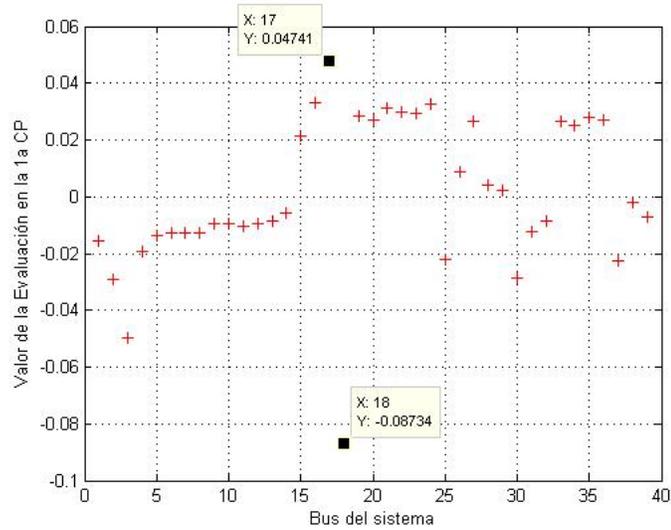
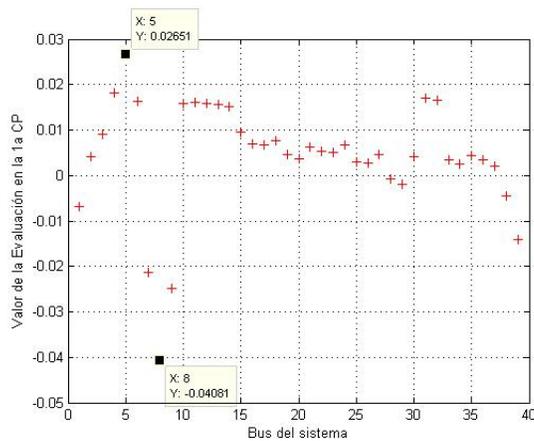
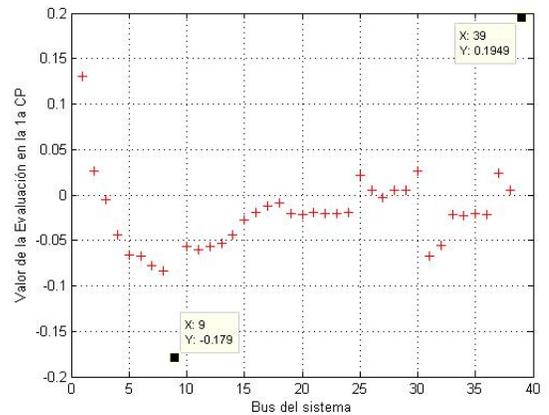


Fig. 5.31. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea 17-18 bajo el escenario de cargabilidad 1.

De igual manera, en la Fig. 5.32 se muestran resultados adicionales para el caso en que una falla incide en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 1. En la Fig. 5.32a se observa el resultado obtenido para el análisis de una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 5 y 8. En la Fig. 5.32b se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico para el caso de una falla en la línea de transmisión conectada en los nodos 9 y 39.



(a) Falla incidente en la línea 5-8.



(b) Falla incidente en la línea 9-39.

Fig. 5.32. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 1.

Ahora se presentan los resultados para el caso de análisis cuando se tiene una falla incidente en un nodo de la red bajo el escenario de cargabilidad 2 (Tabla 5.1). En la Fig. 5.33 se muestra el perfil angular del sistema de potencia al momento de la falla bajo el escenario de cargabilidad 2. A partir de este perfil se forma la matriz M mostrada en (5.10). En la Fig. 5.34 se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico de falla para el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 2.

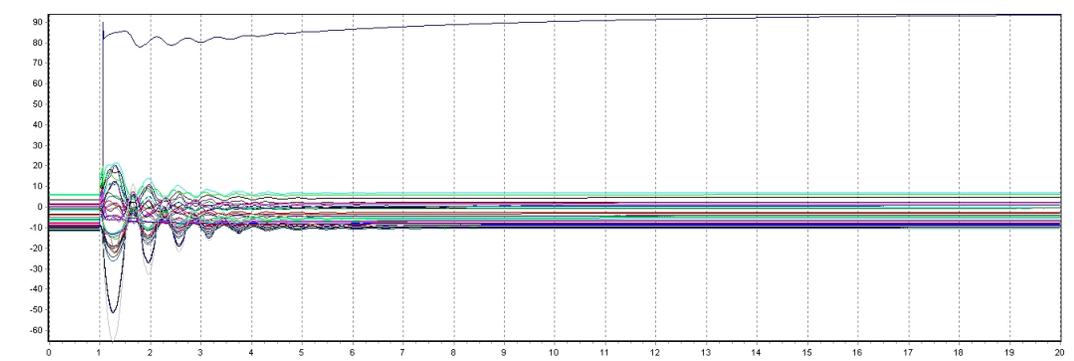


Fig. 5.33. Perfil angular del sistema ante una falla trifásica incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 2.

$$M = \begin{bmatrix} -10,4663 & -10,4663 & -10,4663 & -10,4663 & -10,4663 & -9,0284 & -9,0298 & -9,0304 & -9,0303 & -9,0292 \\ -7,5429 & -7,5429 & -7,5429 & -7,5429 & -7,5429 & -6,5330 & -6,5322 & -6,5313 & -6,5303 & -6,5293 \\ -10,2783 & -10,2783 & -10,2783 & -10,2783 & -10,2783 & -9,4344 & -9,4341 & -9,4338 & -9,4332 & -9,4324 \\ -10,9387 & -10,9387 & -10,9387 & -10,9387 & -10,9387 & -9,9247 & -9,9253 & -9,9256 & -9,9256 & -9,9250 \\ -9,7058 & -9,7058 & -9,7058 & -9,7058 & -9,7058 & -8,6714 & -8,6724 & -8,6731 & -8,6733 & -8,6728 \\ -9,0164 & -9,0164 & -9,0164 & -9,0164 & -9,0164 & -7,9915 & -7,9926 & -7,9933 & -7,9936 & -7,9931 \\ -11,1440 & -11,1440 & -11,1440 & -11,1440 & -11,1440 & -10,0737 & -10,0748 & -10,0756 & -10,0758 & -10,0753 \\ -11,6275 & -11,6275 & -11,6275 & -11,6275 & -11,6275 & -10,5345 & -10,5357 & -10,5365 & -10,5368 & -10,5362 \\ -11,2691 & -11,2691 & -11,2691 & -11,2691 & -11,2691 & -9,8225 & -9,8246 & -9,8259 & -9,8262 & -9,8254 \\ -6,6935 & -6,6935 & -6,6935 & -6,6935 & -6,6935 & -5,6960 & -5,6970 & -5,6978 & -5,6981 & -5,6976 \\ -7,4894 & -7,4894 & -7,4894 & -7,4894 & -7,4894 & -6,4812 & -6,4822 & -6,4830 & -6,4833 & -6,4828 \\ -7,5123 & -7,5123 & -7,5123 & -7,5123 & -7,5123 & -6,4956 & -6,4966 & -6,4973 & -6,4975 & -6,4971 \\ -7,4067 & -7,4067 & -7,4067 & -7,4067 & -7,4067 & -6,3815 & -6,3824 & -6,3831 & -6,3833 & -6,3829 \\ -9,0754 & -9,0754 & -9,0754 & -9,0754 & -9,0754 & -7,9804 & -7,9810 & -7,9815 & -7,9815 & -7,9811 \\ -9,5332 & -9,5332 & -9,5332 & -9,5332 & -9,5332 & -8,1592 & -8,1593 & -8,1593 & -8,1592 & -8,1589 \\ -8,1574 & -8,1574 & -8,1574 & -8,1574 & -8,1574 & -6,6700 & -6,6699 & -6,6698 & -6,6696 & -6,6693 \\ -9,1765 & -9,1765 & -9,1765 & -9,1765 & -9,1765 & -7,0489 & -7,0486 & -7,0484 & -7,0480 & -7,0476 \\ -10,0220 & -10,0220 & -10,0220 & -10,0220 & -10,0220 & 89,4487 & 89,4620 & 89,4754 & 89,4889 & 89,5024 \\ -3,5419 & -3,5419 & -3,5419 & -3,5419 & -3,5419 & -2,6604 & -2,6603 & -2,6601 & -2,6597 & -2,6591 \\ -4,9500 & -4,9500 & -4,9500 & -4,9500 & -4,9500 & -4,2875 & -4,2871 & -4,2868 & -4,2864 & -4,2859 \\ -5,7598 & -5,7598 & -5,7598 & -5,7598 & -5,7598 & -4,5042 & -4,5040 & -4,5041 & -4,5041 & -4,5040 \\ -1,3223 & -1,3223 & -1,3223 & -1,3223 & -1,3223 & -0,3011 & -0,3010 & -0,3011 & -0,3014 & -0,3016 \\ -1,5202 & -1,5202 & -1,5202 & -1,5202 & -1,5202 & -0,5168 & -0,5166 & -0,5168 & -0,5170 & -0,5173 \\ -8,0378 & -8,0378 & -8,0378 & -8,0378 & -8,0378 & -6,6208 & -6,6207 & -6,6206 & -6,6205 & -6,6203 \\ -6,1750 & -6,1750 & -6,1750 & -6,1750 & -6,1750 & -5,2778 & -5,2757 & -5,2736 & -5,2717 & -5,2702 \\ -7,3704 & -7,3704 & -7,3704 & -7,3704 & -7,3704 & -6,2362 & -6,2353 & -6,2343 & -6,2334 & -6,2325 \\ -9,3491 & -9,3491 & -9,3491 & -9,3491 & -9,3491 & -7,7633 & -7,7627 & -7,7621 & -7,7614 & -7,7607 \\ -3,8638 & -3,8638 & -3,8638 & -3,8638 & -3,8638 & -3,2787 & -3,2781 & -3,2776 & -3,2769 & -3,2761 \\ -1,1073 & -1,1073 & -1,1073 & -1,1073 & -1,1073 & -0,7047 & -0,7043 & -0,7039 & -0,7033 & -0,7025 \\ -5,1253 & -5,1253 & -5,1253 & -5,1253 & -5,1253 & -4,1393 & -4,1390 & -4,1389 & -4,1388 & -4,1383 \\ -0,5358 & -0,5358 & -0,5358 & -0,5358 & -0,5358 & 0,3074 & 0,3061 & 0,3049 & 0,3043 & 0,3044 \\ 1,2361 & 1,2361 & 1,2361 & 1,2361 & 1,2361 & 2,0366 & 2,0349 & 2,0335 & 2,0328 & 2,0331 \\ 1,6730 & 1,6730 & 1,6730 & 1,6730 & 1,6730 & 2,2918 & 2,2916 & 2,2917 & 2,2922 & 2,2932 \\ 0,2389 & 0,2389 & 0,2389 & 0,2389 & 0,2389 & 0,6145 & 0,6153 & 0,6159 & 0,6163 & 0,6166 \\ 3,6337 & 3,6337 & 3,6337 & 3,6337 & 3,6337 & 4,4460 & 4,4462 & 4,4459 & 4,4454 & 4,4450 \\ 6,3245 & 6,3245 & 6,3245 & 6,3245 & 6,3245 & 6,9709 & 6,9711 & 6,9708 & 6,9702 & 6,9696 \\ 0,5961 & 0,5961 & 0,5961 & 0,5961 & 0,5961 & 1,3185 & 1,3243 & 1,3302 & 1,3350 & 1,3379 \\ 5,9536 & 5,9536 & 5,9536 & 5,9536 & 5,9536 & 5,9496 & 5,9497 & 5,9498 & 5,9502 & 5,9508 \\ -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -9,2757 & -9,2784 & -9,2800 & -9,2804 & -9,2793 \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

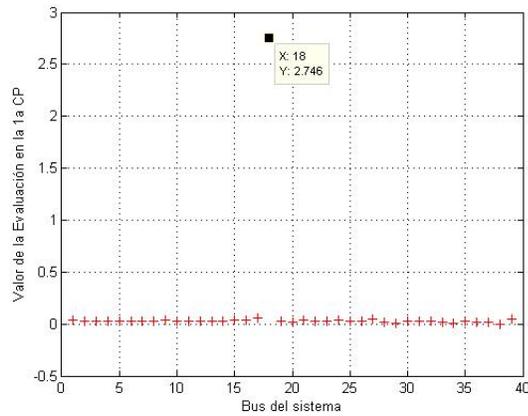
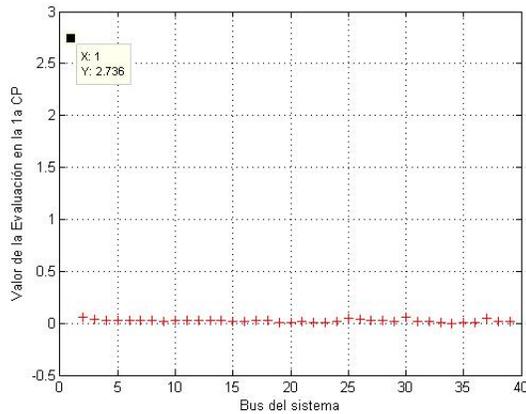
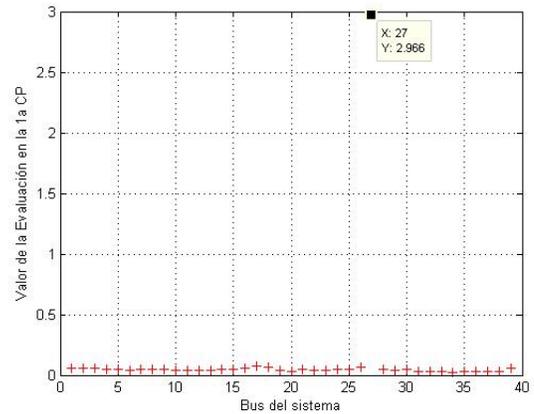


Fig. 5.34. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 2.

En la Fig. 5.35 se muestran los resultados de pruebas en nodos realizadas adicionalmente bajo el escenario de cargabilidad 2. En la Fig. 5.35a se muestran los resultados obtenidos para el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 9. En la Fig. 5.35b se muestran los resultados obtenidos para el caso en que una falla ocurre en el nodo 27.



(a) Falla incidente en el nodo 1.



(b) Falla incidente en el nodo 27.

Fig. 5.35. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo bajo el escenario de cargabilidad 2.

En la Fig. 5.36 se muestran los resultados obtenidos para el caso de análisis para una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18 bajo el escenario de cargabilidad 2.

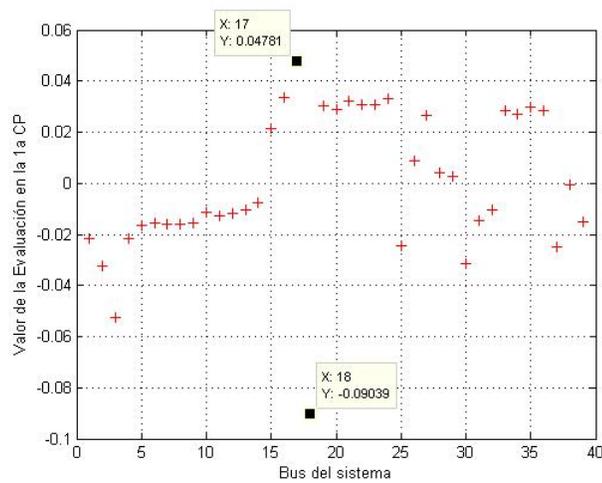


Fig. 5.36. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea 17-18 bajo el escenario de cargabilidad 2.

De igual manera, en la Fig. 5.37 se muestran resultados adicionales para el caso en que una falla incide en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 2. En la Fig. 5.37a se observa el resultado obtenido para el análisis de una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 5 y 8. En la Fig. 5.37b se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico para el caso de una falla en la línea de transmisión conectada en los nodos 9 v 39.

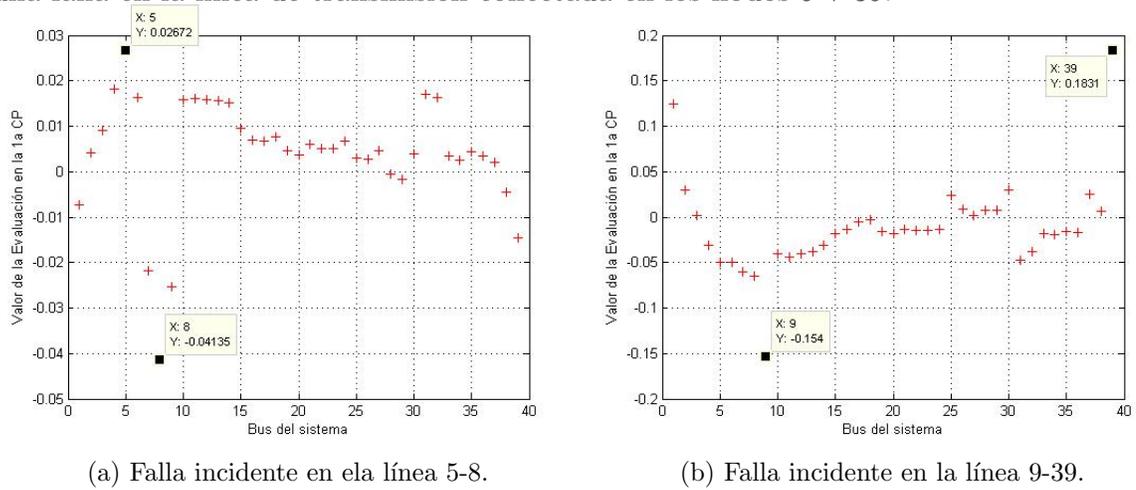


Fig. 5.37. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 2.

A continuación se presentan los resultados para el caso de análisis cuando se tiene una falla incidente en un nodo de la red bajo el escenario de cargabilidad 3 (Tabla 5.1). En la Fig. 5.38 se muestra el perfil angular del sistema de potencia al momento de la falla bajo el escenario de cargabilidad 3. A partir de este perfil se forma la matriz M mostrada en (5.11). En la Fig. 5.39 se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico de falla para el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 3.

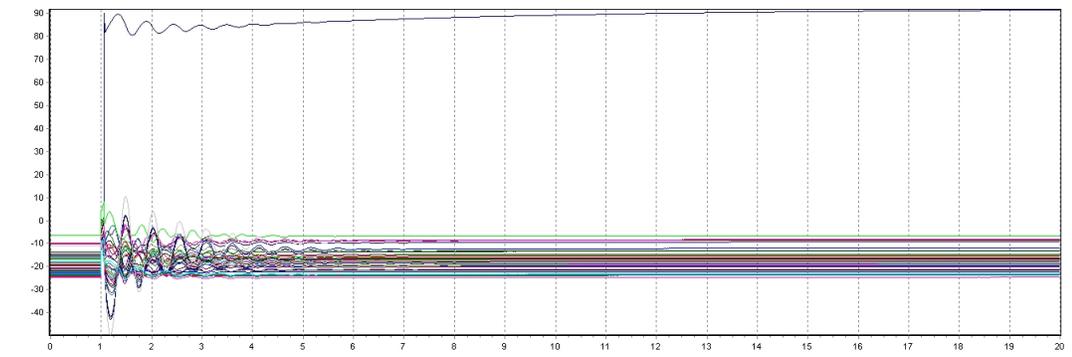


Fig. 5.38. Perfil angular del sistema ante una falla trifásica incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 3.

$$M = \begin{bmatrix} -14,3549 & -14,3549 & -14,3549 & -14,3549 & -14,3549 & -12,2147 & -12,2144 & -12,2228 & -12,2220 & -12,2291 \\ -17,7266 & -17,7266 & -17,7266 & -17,7266 & -17,7266 & -15,4277 & -15,4257 & -15,4324 & -15,4300 & -15,4355 \\ -21,9643 & -21,9643 & -21,9643 & -21,9643 & -21,9643 & -18,9279 & -18,9254 & -18,9315 & -18,9285 & -18,9337 \\ -22,1704 & -22,1704 & -22,1704 & -22,1704 & -22,1704 & -20,2889 & -20,2856 & -20,2907 & -20,2870 & -20,2917 \\ -19,9161 & -19,9161 & -19,9161 & -19,9161 & -19,9161 & -18,2522 & -18,2489 & -18,2541 & -18,2504 & -18,2553 \\ -19,2393 & -19,2393 & -19,2393 & -19,2393 & -19,2393 & -17,6219 & -17,6186 & -17,6237 & -17,6199 & -17,6247 \\ -20,7269 & -20,7269 & -20,7269 & -20,7269 & -20,7269 & -19,0707 & -19,0677 & -19,0731 & -19,0696 & -19,0746 \\ -20,8880 & -20,8880 & -20,8880 & -20,8880 & -20,8880 & -19,2121 & -19,2092 & -19,2148 & -19,2114 & -19,2166 \\ -15,0766 & -15,0766 & -15,0766 & -15,0766 & -15,0766 & -13,1910 & -13,1904 & -13,1982 & -13,1970 & -13,2040 \\ -17,7326 & -17,7326 & -17,7326 & -17,7326 & -17,7326 & -16,2869 & -16,2831 & -16,2877 & -16,2835 & -16,2878 \\ -18,2656 & -18,2656 & -18,2656 & -18,2656 & -18,2656 & -16,7628 & -16,7592 & -16,7640 & -16,7599 & -16,7644 \\ -18,5510 & -18,5510 & -18,5510 & -18,5510 & -18,5510 & -17,0836 & -17,0799 & -17,0846 & -17,0804 & -17,0848 \\ -18,7082 & -18,7082 & -18,7082 & -18,7082 & -18,7082 & -17,2760 & -17,2723 & -17,2769 & -17,2727 & -17,2770 \\ -21,0585 & -21,0585 & -21,0585 & -21,0585 & -21,0585 & -19,6656 & -19,6619 & -19,6665 & -19,6622 & -19,6665 \\ -24,2397 & -24,2397 & -24,2397 & -24,2397 & -24,2397 & -23,7376 & -23,7330 & -23,7366 & -23,7314 & -23,7350 \\ -24,0266 & -24,0266 & -24,0266 & -24,0266 & -24,0266 & -23,8995 & -23,8946 & -23,8978 & -23,8923 & -23,8955 \\ -23,4719 & -23,4719 & -23,4719 & -23,4719 & -23,4719 & -23,3479 & -23,3431 & -23,3465 & -23,3412 & -23,3447 \\ -23,3244 & -23,3244 & -23,3244 & -23,3244 & -23,3244 & 88,7917 & 88,8003 & 88,8085 & 88,8176 & 88,8260 \\ -19,4113 & -19,4113 & -19,4113 & -19,4113 & -19,4113 & -19,8006 & -19,7954 & -19,7978 & -19,7916 & -19,7940 \\ -20,819 & -20,8193 & -20,8193 & -20,8193 & -20,8193 & -21,3971 & -21,3918 & -21,3943 & -21,3880 & -21,3903 \\ -23,7407 & -23,7407 & -23,7407 & -23,7407 & -23,7407 & -23,7223 & -23,7170 & -23,7199 & -23,7141 & -23,7173 \\ -21,4647 & -21,4647 & -21,4647 & -21,4647 & -21,4647 & -21,5564 & -21,5508 & -21,5534 & -21,5474 & -21,5505 \\ -23,1279 & -23,1279 & -23,1279 & -23,1279 & -23,1279 & -23,1787 & -23,1732 & -23,1759 & -23,1700 & -23,1731 \\ -24,7397 & -24,7397 & -24,7397 & -24,7397 & -24,7397 & -24,6385 & -24,6334 & -24,6366 & -24,6310 & -24,6343 \\ -16,9085 & -16,9085 & -16,9085 & -16,9085 & -16,9085 & -15,0701 & -15,0667 & -15,0728 & -15,0699 & -15,0759 \\ -19,8790 & -19,8790 & -19,8790 & -19,8790 & -19,8790 & -19,1982 & -19,1939 & -19,1981 & -19,1936 & -19,1978 \\ -22,6814 & -22,6814 & -22,6814 & -22,6814 & -22,6814 & -22,2591 & -22,2545 & -22,2584 & -22,2535 & -22,2574 \\ -16,3618 & -16,3618 & -16,3618 & -16,3618 & -16,3618 & -16,1061 & -16,1014 & -16,1049 & -16,0997 & -16,1032 \\ -13,5997 & -13,5997 & -13,5997 & -13,5997 & -13,5997 & -13,4861 & -13,4812 & -13,4846 & -13,4791 & -13,4824 \\ -15,3094 & -15,3094 & -15,3094 & -15,3094 & -15,3094 & -13,0557 & -13,0557 & -13,0637 & -13,0621 & -13,0665 \\ -10,9128 & -10,9128 & -10,9128 & -10,9128 & -10,9128 & -9,5172 & -9,5130 & -9,5176 & -9,5134 & -9,5182 \\ -9,8065 & -9,8065 & -9,8065 & -9,8065 & -9,8065 & -8,5856 & -8,5813 & -8,5849 & -8,5797 & -8,5831 \\ -14,1965 & -14,1965 & -14,1965 & -14,1965 & -14,1965 & -14,8101 & -14,8046 & -14,8066 & -14,7999 & -14,8017 \\ -15,6304 & -15,6304 & -15,6304 & -15,6304 & -15,6304 & -16,4558 & -16,4505 & -16,4529 & -16,4466 & -16,4487 \\ -16,5072 & -16,5072 & -16,5072 & -16,5072 & -16,5072 & -16,7717 & -16,7655 & -16,7676 & -16,7613 & -16,7642 \\ -23,1279 & -23,1279 & -23,1279 & -23,1279 & -23,1279 & -23,1787 & -23,1732 & -23,1759 & -23,1700 & -23,1731 \\ -10,1064 & -10,1064 & -10,1064 & -10,1064 & -10,1064 & -8,4029 & -8,3973 & -8,4030 & -8,4002 & -8,4085 \\ -6,5338 & -6,5338 & -6,5338 & -6,5338 & -6,5338 & -6,7382 & -6,7331 & -6,7360 & -6,7301 & -6,7329 \\ -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -10,9600 & -8,9067 & -8,9076 & -8,9169 & -8,9172 & -8,9253 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

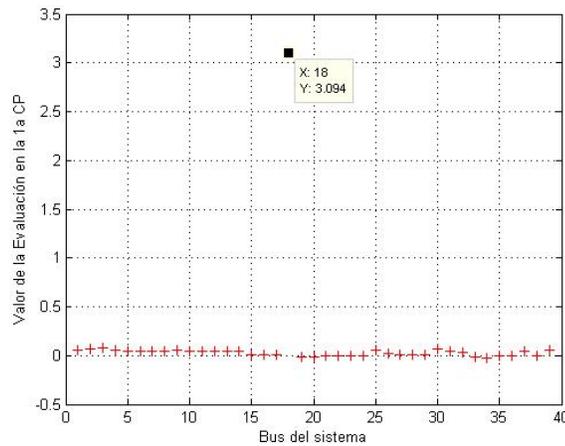
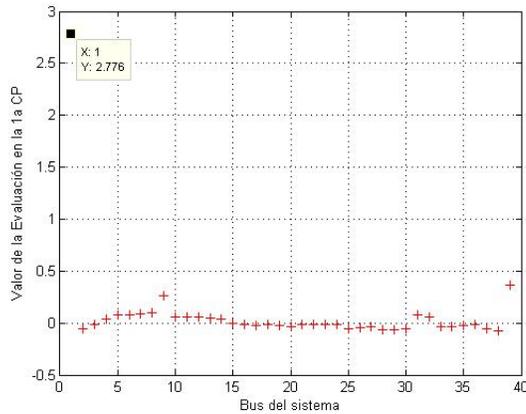
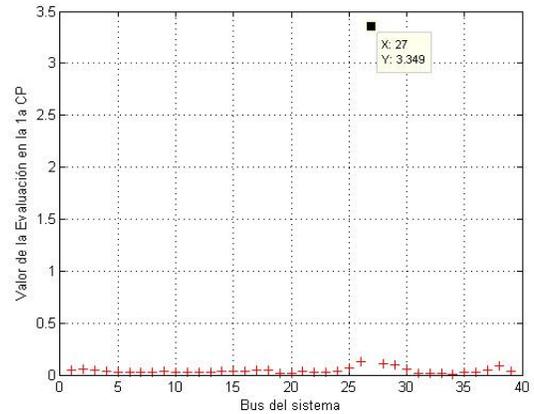


Fig. 5.39. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 3.

En la Fig. 5.40 se muestran los resultados de pruebas en nodos realizadas adicionalmente bajo el escenario de cargabilidad 3. En la Fig. 5.40a se muestran los resultados obtenidos para el caso de análisis de una falla incidente en el nodo 9. En la Fig. 5.40b se muestran los resultados obtenidos para el caso en que una falla ocurre en el nodo 27.



(a) Falla incidente en el nodo 1.



(b) Falla incidente en el nodo 27.

Fig. 5.40. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo bajo el escenario de cargabilidad 3.

En la Fig. 5.41 se muestran los resultados obtenidos para el caso de análisis para una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18 bajo el escenario de cargabilidad 3.

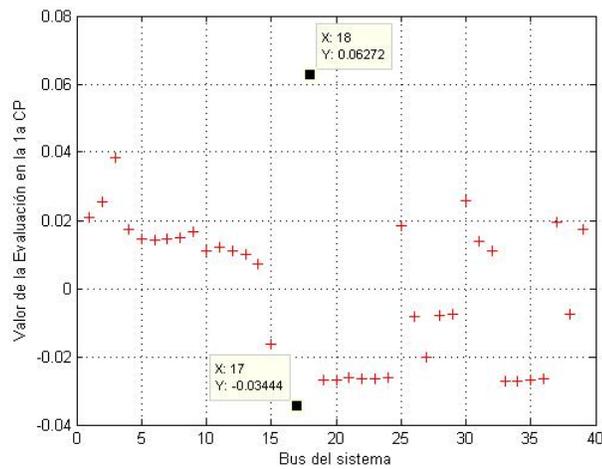
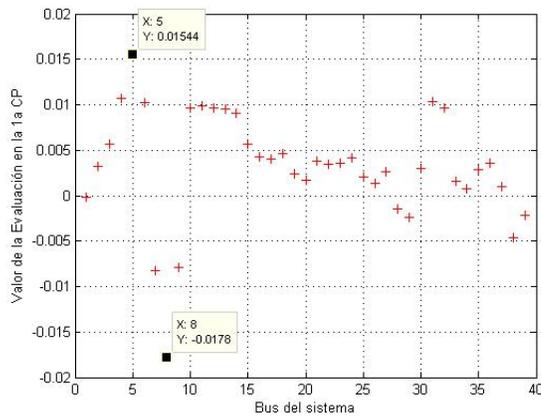
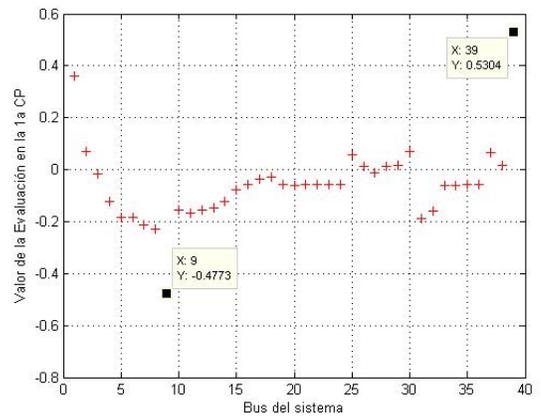


Fig. 5.41. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea 17-18 bajo el escenario de cargabilidad 3.

De igual manera, en la Fig. 5.42 se muestran resultados adicionales para el caso en que una falla incide en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 3. En la Fig. 5.42a se observa el resultado obtenido para el análisis de una falla incidente en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 5 y 8. En la Fig. 5.42b se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico para el caso de una falla en la línea de transmisión conectada en los nodos 9 y 39. Con los casos analizados se concluye que el sistema de diagnóstico de falla es insensible ante variaciones de carga, así como variaciones en la generación de potencia.



(a) Falla incidente en la línea 5-8.



(b) Falla incidente en la línea 9-39.

Fig. 5.42. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 3.

5.5. Resultados de pruebas complejas

Para el siguiente conjunto de pruebas, denominado pruebas secuenciales, se muestran los resultados de dos subconjuntos: los resultados de aquellas pruebas a líneas de transmisión en configuración radial y los resultados de pruebas a líneas de transmisión con configuración en anillo.

5.5.1. Diagnóstico de falla en líneas de transmisión en configuración radial

A continuación se presentan los resultados de fallas que inciden en líneas de transmisión con una configuración radial. Estos casos de análisis se realizaron con el sistema de diagnóstico de falla utilizando el análisis por elemento, es decir que cada línea de transmisión esta representada solamente por un marcador según el Apéndice A.3

Se presentan los resultados donde en la primera prueba se tiene una falla monofásica localizada en la línea de transmisión cuyos extremos son los nodos 4 y 14 como se muestra en la Fig. 5.43. Ante la incidencia de la falla, se disparan las protecciones primarias de la línea de transmisión fallada por su extremo ubicado en el nodo 4 en primera zona. Las protecciones de respaldo ubicadas en el nodo 14 de la línea de transmisión fallada son las siguientes en operar en segunda zona, así como la protección ubicada en el nodo 5 de la línea de transmisión adyacente ubicada entre los nodos 4 y 5 se dispara en segunda zona por error.

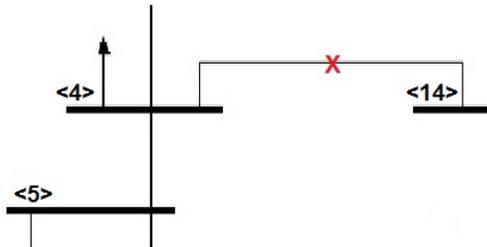


Fig. 5.43. Zona de análisis para la falla incidente en la línea radial 4-14.

En la Fig. 5.44 se muestra el perfil angular del sistema al momento de incidencia de la falla en el sistema. Con cada muestra obtenida durante el tiempo de simulación (20 s) por cada ciclo de la frecuencia fundamental ($60Hz$) se formó la matriz de trabajo M la cual fue utilizada para el sistema de diagnóstico. En la Fig. 5.45 se muestra el resultado obtenido del análisis para la falla incidente en la línea de transmisión conectada entre los nodos 4-14, donde se aprecia como el marcador 9, el cual representa a la línea fallada ubicada entre los nodos 4 y 14 (ver Apéndice A.4), se muestra con la mayor evaluación en la primera componente principal, en contraste con el marcador 8, el cual representa a la línea disparada por error ubicada entre los nodos 4 y 5.

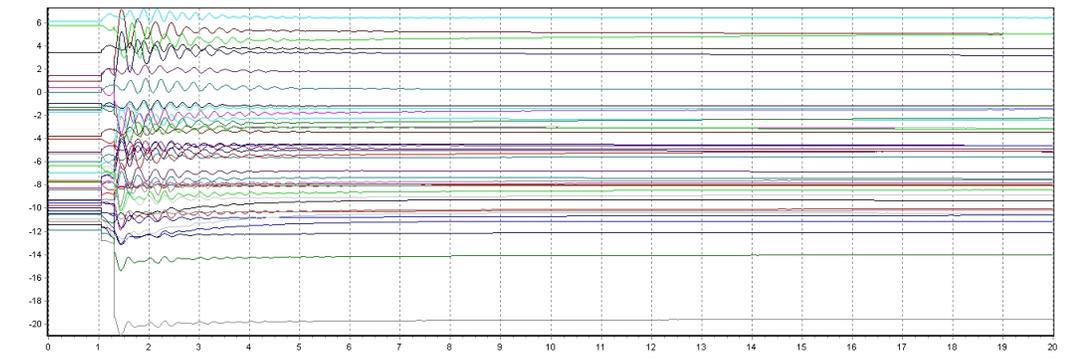


Fig. 5.44. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica incidente en la línea radial 4-14 y 4-5.

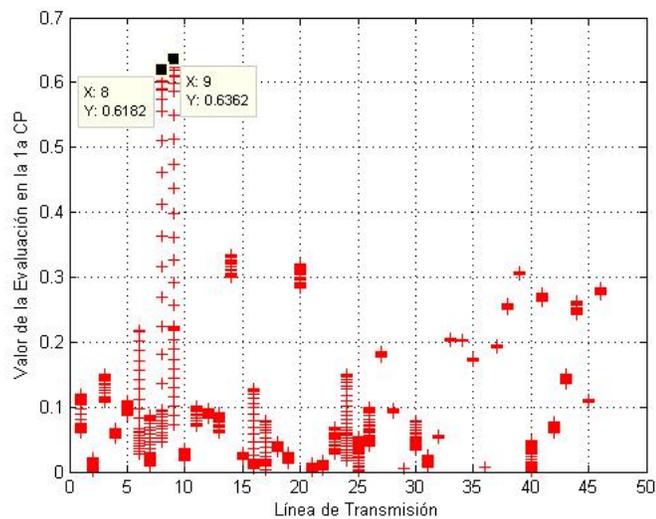
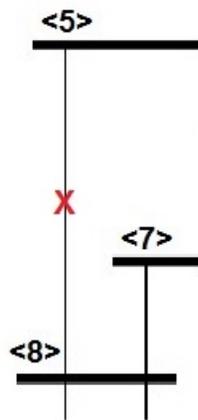


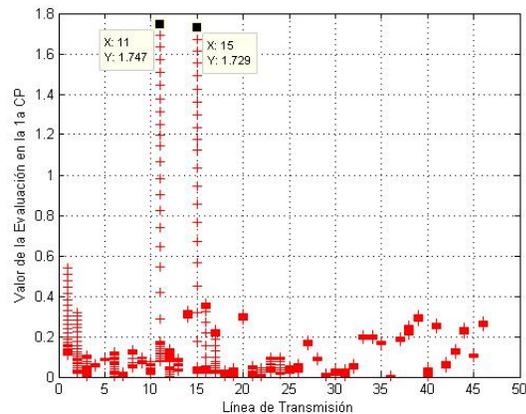
Fig. 5.45. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión en configuración radial ubicada entre los nodos 4 y 14.

En la Fig. 5.46 se muestra el resultado de análisis para una falla monofásica incidente en la línea de transmisión entre los nodos 5 y 8. En este caso, las protecciones de la línea de transmisión del extremo del nodo 8 se disparan primero en primera zona, después las protecciones de la línea de transmisión fallada correspondientes al extremo localizado en el nodo 5 son disparadas en segunda zona. Por último se disparan, por error, las protecciones localizadas en la línea de transmisión entre los nodos 7 y 8 en su extremo del nodo 7 en segunda zona. En la Fig. 5.46a se aprecia la

zona delimitada del análisis realizado, mientras en la Fig. 5.46b se muestran los resultados obtenidos donde se aprecia como el marcador 11 posee la mayor evaluación en la primera componente principal por lo que se identifica que la línea correspondiente a dicho marcador es el elemento fallado, es decir, la línea de transmisión cuyos extremos se localizan en los nodos 5 y 8 (ver Apéndice A.4). El segundo marcador con la mayor evaluación corresponde al marcador 15, el cual representa a la línea de transmisión ubicada entre los nodos 7 y 8, la cual fue disparada por error.



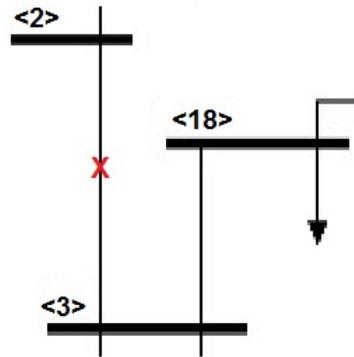
(a) Zona de análisis de la falla.



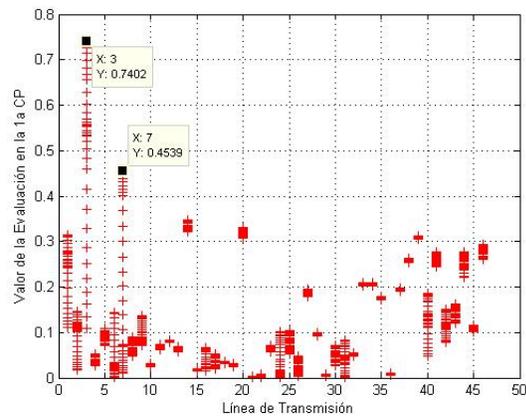
(b) Resultado de la falla incidente.

Fig. 5.46. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión en configuración radial ubicada entre los nodos 5 y 8.

En la Fig. 5.47 se muestra el resultado del análisis realizado para una falla monofásica que ocurre en la línea de transmisión entre los nodos 2 y 3. Para este caso, se disparan las protecciones primarias de la línea de transmisión fallada por su extremo en el nodo 3 en primera zona. A continuación, se disparan las protecciones de respaldo ubicadas en el extremo del nodo 2 de la línea de transmisión fallada en segunda zona. Por último se disparan las protecciones por error en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 3 y 18 por su extremo 18 en segunda zona. En la Fig. 5.47a se aprecia la zona delimitada del análisis realizado, mientras en la Fig. 5.47b se muestran los resultados obtenidos donde se observa como el marcador 3 correspondiente a la línea de transmisión ubicada entre los nodos 2 y 3 (ver Apéndice A.4) es identificado como el lugar de falla al tener la mayor evaluación en la primera componente principal, mientras que la línea disparada por error no es identificada como fallada ya que el marcador que la representa, el marcador 7, se encuentra con una evaluación menor.



(a) Zona de análisis de la falla.



(b) Resultado de la falla incidente.

Fig. 5.47. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la L.T. en configuración radial ubicada entre los nodos 3 y 18.

Tras analizar estas pruebas se llegó a la conclusión de que el sistema de diagnóstico de falla funciona satisfactoriamente ante estos casos de análisis de fallas en líneas radiales, ya que identifica al elemento con mayor evaluación en la primera componente principal como el elemento fallado.

5.5.2. Falla en líneas de transmisión con configuración en anillo

A continuación se presentan los resultados para casos de prueba donde se tiene una falla en una línea de transmisión en configuración en anillo. En estos análisis se continuó con el análisis por elemento implementado en los casos de la sección anterior.

Se presentan los resultados donde en la primera prueba se tiene una falla monofásica localizada en la línea de transmisión cuyos extremos son los nodos 3 y 4 como se muestra en la Fig. 5.48. Ante la incidencia de la falla, se dispara la protección primaria ubicada en el extremo en el nodo 18 de la línea fallada en primera zona. Debido a que la protección del extremo en el nodo 3 de la línea fallada no operó, las protecciones de respaldo localizadas en el extremo 4 de la línea adyacente ubicada entre los nodos 3 y 4, así como las protecciones de respaldo localizadas en el extremo en el nodo 2 de la línea adyacente ubicada entre los nodos 2 y 3 son disparadas en

segunda zona para la liberación de la falla.

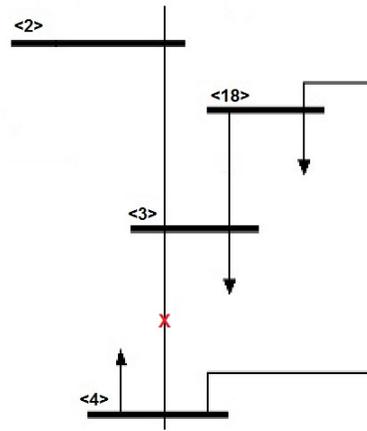


Fig. 5.48. Zona de análisis para la falla incidente en la línea en anillo 3-4.

En la Fig. 5.49 se muestra el perfil angular del sistema al momento de incidencia de la falla en el sistema. Con cada muestra obtenida durante el tiempo de simulación se formó la matriz de trabajo M la cual fue utilizada para el sistema de diagnóstico. En la Fig. 5.50 se muestra el resultado obtenido del análisis para la falla incidente en la línea de transmisión conectada entre los nodos 3 y 4, donde se observa como los marcadores 3, 6 y 7 poseen las mayores evaluaciones en la primera componente principal. Dichos marcadores son relacionados a las líneas de transmisión ubicadas entre los nodos 2 y 3, los nodos 3 y 4, y los nodos 3 y 18, respectivamente (ver Apéndice A.4).

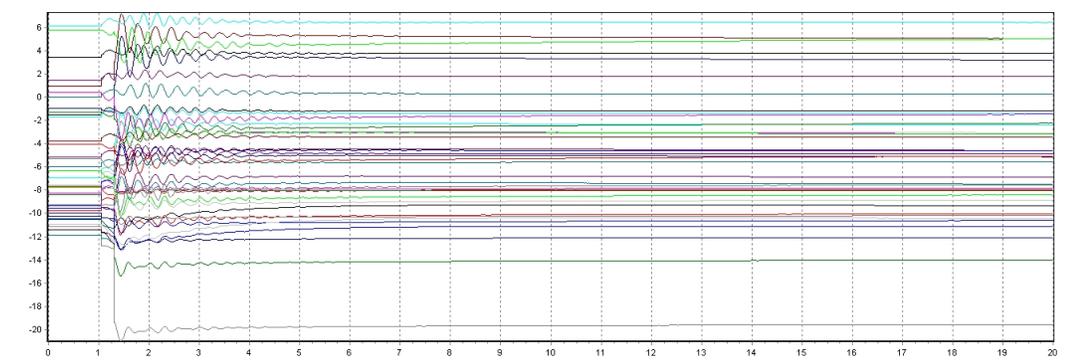


Fig. 5.49. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica incidente en la línea en anillo 3-4.

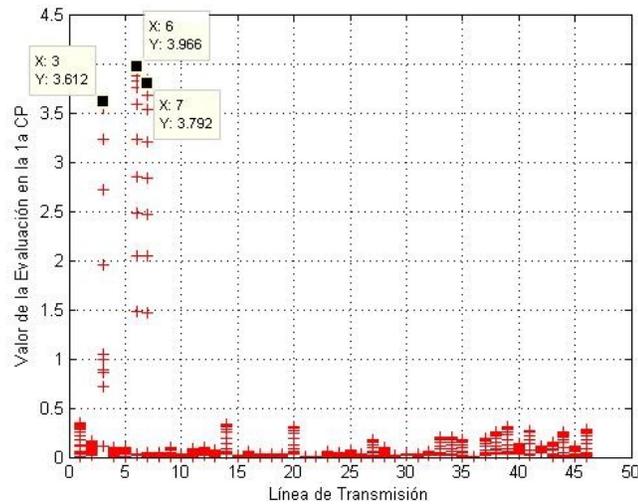


Fig. 5.50. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión con configuración en anillo ubicada entre los nodos 3 y 18.

En la Fig. 5.51 se muestra el resultado de análisis para una falla monofásica incidente en la línea de transmisión entre los nodos 5 y 8. En este caso, se dispara la protección primaria correspondiente a la línea fallada por el lado del nodo 8 en primera zona. Después se disparan las protecciones de respaldo correspondientes a la línea localizada entre los nodos 4 y 5 adyacente a la línea fallada por su extremo del nodo 4, y la línea localizada entre los nodos 5 y 6 por su extremo en el nodo 6, ambos en segunda zona. Esto debido a que no operó la protección de respaldo de la línea fallada en su extremo en el nodo 5. En la Fig. 5.51a se aprecia la zona de análisis de la falla, mientras que en la Fig. 5.51b se muestran los resultados obtenidos por el sistema de diagnóstico donde se muestra que los marcadores con la mayor evaluación en la primera componente principal son los marcadores 8, 10 y 11, los cuales son representativos de las líneas de transmisión ubicadas entre los nodos 4 y 5, los nodos 5 y 6, y los nodos 5 y 8, respectivamente (ver Apéndice A - Datos De Líneas de Transmisión).

En la Fig. 5.52 se muestra el resultado de análisis para una falla monofásica incidente en la línea de transmisión entre los nodos 17 y 27. Ante la incidencia de la falla, la protección primaria en el extremo del nodo 27 de la línea fallada opera en primera zona. Debido a que no opera la protección de respaldo de la línea fallada en su extremo del nodo 17, otros dispositivos tuvieron que accionarse. Dichos dispositivos consisten en las protecciones de respaldo de la línea adyacente cuyos extremos son los nodos 16 y 17 en su extremo del nodo 16, así como la línea adyacente cuyos

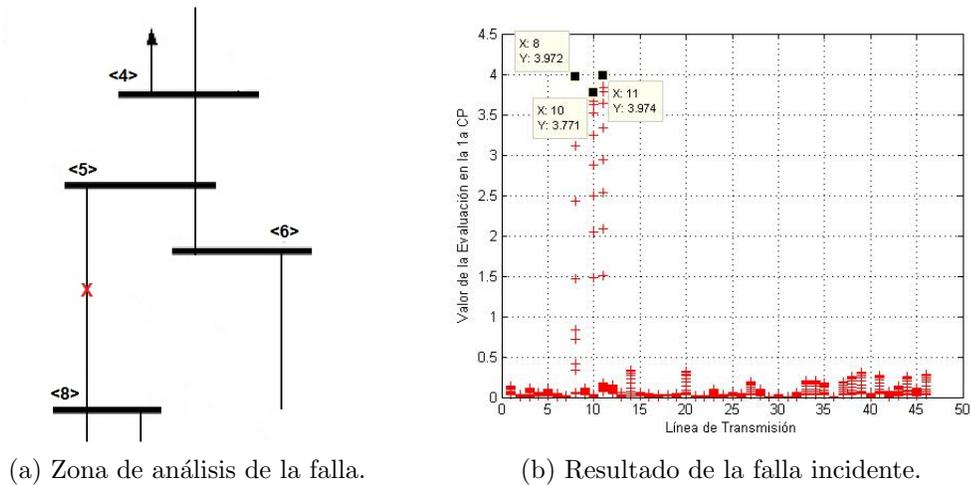


Fig. 5.51. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión con configuración en anillo ubicada entre los nodos 5 y 8.

extremos son los nodos 17 y 18 en su extremo del nodo 18, ambas disparos realizados en segunda zona. En laFig. 5.52a se muestra el área de interés para el análisis de la falla, mientras que la Fig. 5.52b se presentan los resultados obtenidos donde se aprecia que los marcadores 26, 30 y 31 son los que poseen una mayor evaluación en la primera componente principal. Estos marcadores son relacionados a las líneas de transmisión ubicadas entre los nodos 16 y 17, los nodos 17 y 18, y los nodos 17 y 27 (ver Apéndice A.4).

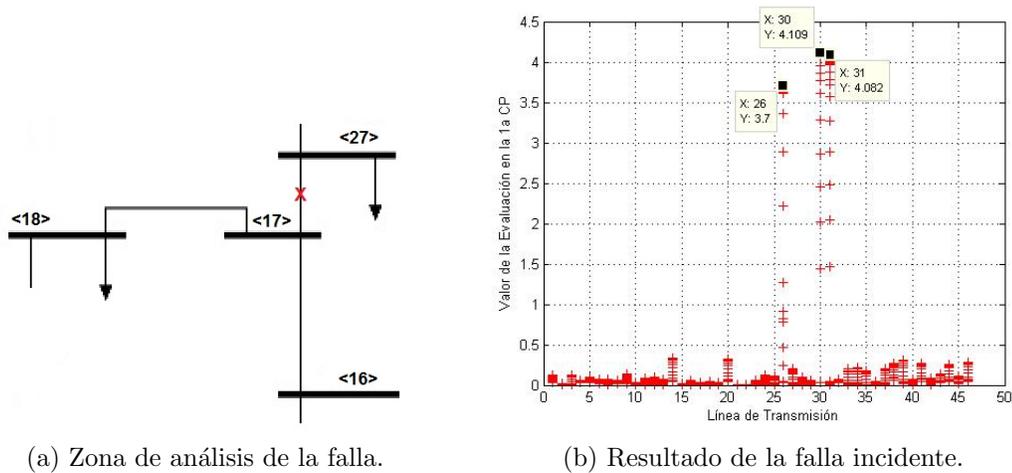


Fig. 5.52. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión con configuración en anillo ubicada entre los nodos 17 y 27.

Tras analizar los resultados obtenidos, se aprecia que el sistema de diagnóstico de falla obtiene resultados satisfactorios ya que identifica la zona de apagón por sobre el resto de los elementos del sistema. Además, por análisis heurístico, se encontró que el segundo marcador de cada resultado corresponde al elemento fallado por lo que el sistema de diagnóstico de falla determina el elemento fallado.

5.6. Conclusiones del capítulo

El sistema de diagnóstico de falla ha mostrado resultados satisfactorios ante diversas condiciones de la red. Desde la condición de falla más simple tal como una falla en un sólo elemento de la red (nodo o línea de transmisión) sin errores de disparo de los sistemas de protecciones, hasta las fallas más complejas donde intervienen múltiples elementos así la naturaleza de las operaciones erróneas de los dispositivos de protección, añadiendo también la complejidad en la activación que tienen los sistemas de protección en la realidad.

Se ha comprobado que el sistema de diagnóstico de falla trabaja satisfactoriamente con la ventana de datos de diez muestras angulares (5 muestras antes de la falla y 5 muestras después de falla), pero si el diagnóstico de falla lo requiere, se puede modificar la ventana de datos ya sea más grande para análisis continuos o más pequeña para el caso en que el centro de control pierda la comunicación con una o varias unidades MFS.

Se ha verificado que el sistema de diagnóstico de falla es insensible ante distintos tipos de falla, ya que responde en buena forma bajo el efecto de una falla monofásica, así como bajo el efecto de una falla trifásica. También se ha comprobado que el sistema de diagnóstico es insensible ante cambios en la topología de la red ya que los datos de entrada (mediciones fasoriales sincronizadas) no muestran ningún dato acerca de la composición de la red; así como también es insensible ante cambios en la cargabilidad de la red ya sea por disparo de carga o disparos de generación.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Introducción

En esta tesis se ha propuesto un nuevo sistema de diagnóstico de falla que utiliza las mediciones fasoriales sincronizadas disponibles en la red, a fin de realizar una mejor determinación del lugar de falla para los operadores en los centros de control.

Por lo tanto, este capítulo va enfocado a mencionar los alcances logrados en esta investigación, así como recomendaciones para trabajos futuros relacionados en esta área de investigación en la ingeniería eléctrica.

6.2. Conclusiones

Se concluyen los siguientes puntos:

- La identificación del elemento fallado es el primer paso para iniciar los procesos de restauración del sistema de potencia ante la incidencia de una falla, a fin de evitar problemas más severos, tales como un colapso de la red.
- Determinar el elemento fallado no es una tarea sencilla ya que la gran cantidad de información que llega a los centros de control impide una localización inmediata del elemento fallado.
- Con el fin de evitar utilizar grandes cantidades de datos se utiliza el análisis de la componente principal en conjunto con las mediciones fasoriales sincronizadas de la red para reducir la complejidad del problema de diagnóstico.

- El sistema de diagnóstico utiliza un conjunto de datos para realizar su tarea y, dependiendo de la complejidad de la misma, puede ser fijo para un análisis simple o móvil para un análisis continuo del escenario de falla.
- Para evitar arranques en falso debido a variaciones angulares producidas por cambios en las condiciones de cargabilidad de la red, se propuso un margen para el inicio del diagnóstico que se fijó en 1.0° .
- Se realizaron 82 simulaciones seleccionando los escenarios de falla más probables que puedan suceder en un sistema de potencia. Se utilizó el sistema eléctrico de Nueva Inglaterra como sistema de prueba
- Se establecieron criterios para la determinación del elemento fallado una vez obtenidos los resultados del sistema de diagnóstico, y en base al tipo de análisis realizado, ya sea análisis nodal o análisis por elemento.
- El sistema de diagnóstico resulta ser una herramienta con baja complejidad computacional, ya que solamente utiliza álgebra matricial para realizar el diagnóstico de falla, aumentando la velocidad de procesamiento y reduciendo el tiempo para la restauración de la red.
- El sistema de diagnóstico propuesto es insensible a los cambios en la topología de la red, por lo que este sistema puede ser exportable a otras redes de potencia.

6.3. Aportaciones

Las principales aportaciones de este trabajo de investigación son las siguientes:

- Se propuso un sistema de diagnóstico ubicación de falla más confiable y más rápido basado en las mediciones fasoriales sincronizadas. El sistema de diagnóstico tiene la capacidad de mostrar el patrón oculto de falla existente dentro de los datos de entrada de las MFS y, mediante el ACP, relacionar la mayor evaluación en la primera componente principal con el elemento fallado. Además se propuso una metodología para la determinación del elemento fallado considerando los diversos tipos de fallas (nodos y líneas de transmisión), así como para una análisis continuo, considerando las características de cada escenario previsto.

6.4. Recomendaciones para trabajos futuros

En base a los resultados obtenidos del sistema de diagnóstico de falla propuesto en este trabajo de investigación, se recomienda trabajar continuando en los siguientes aspectos:

- Analizar el efecto que tiene en el sistema de diagnóstico la pérdida de una o más unidades de medición fasorial, así como la información que estas aportan para el caso de un análisis continuo.
- Analizar escenarios adicionales tales como fallas en transformadores, así como fallas simultáneas con oscilaciones de potencia.
- Análisis de escenarios de falla con sistemas de protecciones con operaciones más complejas

Lista de símbolos

SCADA	Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, en inglés.
UTR	Unidad Terminal Remota.
kV	Unidad de medición de voltaje equivalente a mil volts.
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, en inglés.
EMS	Sistema de Administración de la Energía, en inglés.
PN	Red de Petri.
P	Número de lugares en una red de Petri.
T	Número de transiciones en una red de Petri.
F	Número de arcos en una red de Petri.
W	Número de la función de peso de un arco en una red de Petri.
M_0	Marcador inicial en una red de Petri.
k	Número de época en una red de Petri.
B	Matriz de incidencia de una red de Petri.
R	Relevador.
CB	Interruptor de potencia.
G	Modelo de grafos.
V	Número de vértices en un modelo de grafos.
E	Número de arcos en un modelo de grafos.
M	Número difuso.
CF	Factor de certeza de una regla difusa.
R	Matriz de regla difusa.
T^*	Vector de estados de verdad.
F	Vector de sección de falla.
KEPCO	Corporación de Potencia Eléctrica de Korea, en inglés.
MLP	Perceptron Multinivel, en inglés.
GRNN	Red Neuronal de Regresión Generalizada, en inglés.
GA	Algoritmo Genético, en inglés.
TS	Búsqueda Tabú, en inglés.

GATS	Algoritmo híbrido del algoritmo genético y búsqueda Tabú, en inglés.
\sum	Sumatoria.
ACP	Análisis de Componente Principal.
X	Matriz de un conjunto de datos.
n	Número de muestras de un conjunto de datos.
p	Número de variables de un conjunto de datos.
u	Vector columna de las ponderaciones de las variables.
α	Valor de las ponderaciones de las variables.
z	Componente principal.
C	Matriz de correlación.
\mathcal{L}	Función Lagrangiano.
λ	Valor propio o eigenvalor.
\bar{X}	Valor promedio de un conjunto de datos.
σ_x	Desviación estándar de un conjunto de datos.
σ_x^2	Varianza de un conjunto de datos.
σ_{xy}^2	Covarianza entre dos conjuntos de datos.
ρ_{xy}	Correlación lineal de producto-momento.
δ	Mediciones angulares de los fasores de voltaje.
Hz	Unidad de medición de frecuencia, Hertz.
MFS	Mediciones Fasoriales Sincronizadas.
MW	Unidad de medición de potencia equivalente a un millón de watts.
MVA	Unidad de medición de potencia equivalente a un millón de volt-amperes.
MVA _r	Unidad de medición de potencia equivalente a un millón de volt-amperes reactivos.
s	Unidad de medición de tiempo equivalente a un segundo.
ms	Unidad de medición de tiempo equivalente a un milisegundo.
p.u.	Por Unidad.
rad	Unidad de medición angular, radianes.

Bibliografía

- [1] A. Girgis and C. Fallon, “Fault location techniques for radial and loop transmission systems using digital fault recorded data,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 4, pp. 1936–1945, 1992.
- [2] N. Arghira, D. Hossu, I. Fagarasan, S. Stelian, and D. Costianu, “Modern SCADA philosophy in power system operation – a survey,” *University Politehnica of Bucharest Science Bulletin*, vol. 73, no. 2, pp. 153–166, 2011.
- [3] F. Wu, K. Moslehi, and A. Bose, “Power system control centers: past, present, and future,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 1890–1908, Nov. 2005.
- [4] Y. Sekine, Y. Akimoto, M. Kunugi, C. Fukui, and S. Fukui, “Fault diagnosis of power systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, pp. 673–683, May 1992.
- [5] H.-c. Chin, “Fault section diagnosis of power system using fuzzy logic,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 245–250, Feb. 2003.
- [6] K. Lo, H. Ng, and J. Trecat, “Power systems fault diagnosis using Petri nets,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 3, p. 231, 1997.
- [7] Z. He, L. Fu, S. Lin, and Z. Bo, “Fault detection and classification in EHV transmission line based on wavelet singular entropy,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 2156–2163, Oct. 2010.
- [8] D. Dustegor, S. V. Poroseva, M. Y. Hussaini, and S. Woodruff, “Automated Graph-Based Methodology for Fault Detection and Location in Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 638–646, Apr. 2010.
- [9] A. Girgis and M. Johns, “A hybrid expert system for faulted section identification, fault type classification and selection of fault location algorithms,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, pp. 978–985, Apr. 1989.

-
- [10] M. F. Abu Sharkh, O. Abu Sharkh, T. M. Alkhusaibi, and H. S. Alhadi, “False operation of protective relays in Oman Electricity Power System & its remedies,” *2008 12th International Middle-East Power System Conference*, pp. 255–259, Mar. 2008.
- [11] J.-a. Jiang, C.-l. Chuang, Y.-C. Wang, C.-h. Hung, J.-y. Wang, C.-h. Lee, and Y.-t. Hsiao, “A hybrid framework for fault detection, classification, and location—Part I: concept, structure, and methodology,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, pp. 1988–1998, July 2011.
- [12] J.-a. Jiang, C.-l. Chuang, Y.-C. Wang, C.-h. Hung, J.-y. Wang, C.-h. Lee, and Y.-t. Hsiao, “A hybrid framework for fault detection, classification, and location—Part II: implementation and test results,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, pp. 1999–2008, July 2011.
- [13] E. Martínez, N. Juárez, C. F. D. Electricidad, A. Guzmán, G. Zweigle, J. León, and S. E. Laboratories, “Using synchronized phasor angle difference for wide-area protection and control,” *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*, pp. 1–11, 2006.
- [14] W. Guo, F. Wen, G. Ledwich, Z. Liao, X. He, and J. Liang, “An Analytic Model for Fault Diagnosis in Power Systems Considering Malfunctions of Protective Relays and Circuit Breakers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 1393–1401, July 2010.
- [15] Comisión Federal de Electricidad, *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025*. 2011.
- [16] R. Isermann, *Fault diagnosis systems - An introduction from fault detection to fault tolerance*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [17] T. Minakawa, Y. Ichikawa, M. Kunugi, K. Shimada, N. Wada, and M. Utsunomiya, “Development and implementation of a power system fault diagnosis expert system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, pp. 932–940, May 1995.
- [18] H. Ren and Z. Mi, “Power system fault diagnosis modeling techniques based on encoded Petri nets,” *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p. 6 pp., 2006.

-
- [19] W.-H. Chen, “Online fault diagnosis for power transmission networks using fuzzy digraph models,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, pp. 688–698, Apr. 2012.
- [20] G. Cardoso, J. Rolim, and H. Zurn, “Application of neural-network modules to electric power system fault section estimation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 1034–1041, July 2004.
- [21] X. Lin, S. Ke, Z. Li, H. Weng, and X. Han, “A fault diagnosis method of power systems based on improved objective function and genetic algorithm-tabu search,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, pp. 1268–1274, July 2010.
- [22] A. M. Ranjbar and A. Salehi-Dobakhshari, “Application of synchronised phasor measurements to wide-area fault diagnosis and location,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, pp. 716–729, Apr. 2014.
- [23] P. Sanguansat, *Principal component analysis*. InTech, 2012.
- [24] M. J. D. Powell, “Algorithms for nonlinear constraints that use lagrangian functions,” *Mathematical Programming*, vol. 14, pp. 224–248, Dec. 1978.
- [25] J. Shlens, “A tutorial on principal component analysis - derivation, discusion and singular value decomposition,” *University of California*, p. 16, 2003.
- [26] L. I. Smith, “A tutorial on principal components analysis,” tech. rep., 2002.
- [27] A. Phadke and J. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. Power Electronics and Power Systems, Boston, MA: Springer US, 2008.
- [28] J. De La Ree, V. Centeno, J. S. Thorp, and A. G. Phadke, “Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, pp. 20–27, June 2010.
- [29] A. Wank, *Modification of a dynamic simulation tool for power networks to analyse and calibrate a Risk-Based OPF approach*. PhD thesis, Technologic University of Munich, 2012.
- [30] PowerWorld Corporation, “PowerWorld Simulator GSO 16,” 2012.
- [31] C. R. Mason, *The art and science of protective relaying*. General Electric Series.

Índice de figuras

2.1. Representación en redes de Petri.	13
2.2. Representación de un modelo de grafo dirigido.	15
2.3. Representación gráfica de un número difuso.	16
2.4. Arquitectura del perceptron multinivel.	18
2.5. Arquitectura de la red neuronal de regresión generalizada.	19
2.6. Modelo de la red neuronal para una falla en un transformador.	20
2.7. Modelo de la red neuronal para una falla en una línea de transmisión.	21
2.8. Modelo de la red neuronal para una falla en un nodo.	21
3.1. Representación de la primera componente principal.	31
3.2. Representación de la segunda componente principal.	32
3.3. Representación final del conjunto de datos originales en componentes principales.	32
3.4. Representación final del conjunto de datos originales en componentes principales.	37
4.1. Diagrama de flujo del proceso del diagnóstico de falla.	41
4.2. Perfil de magnitud de los fasores de voltajes nodales ante la incidencia de una falla.	42
4.3. Perfil de ángulos de los fasores de voltajes nodales ante la incidencia de una falla.	42
4.4. Ejemplo de identificación para una falla en un nodo del sistema.	45
4.5. Ejemplo de identificación para una falla en una línea de transmisión del sistema.	46
4.6. Ejemplo de identificación para una falla en un elemento del sistema.	47
4.7. Diagrama de flujo del sistema de diagnóstico de falla para un análisis en tiempo real.	48
5.1. Sistema eléctrico de 39 nodos del IEEE.	50

5.2. Configuración radial del sistema para el caso de una falla compleja.	52
5.3. Configuración en anillo del sistema para el caso de una falla compleja.	53
5.4. Perfil angular del sistema ante una falla en el nodo 18.	54
5.5. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18.	55
5.6. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo.	55
5.7. Perfil angular del sistema ante una falla en la línea de transmisión 17-18.	56
5.8. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18.	57
5.9. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión.	58
5.10. Perfil angular del sistema ante una falla en el nodo 18.	59
5.11. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica sólida en el nodo 18 utilizando 2 muestras.	60
5.12. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo del sistema con reducción de estados angulares.	60
5.13. Perfil angular del sistema ante una falla en la línea de transmisión 17-18.	61
5.14. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica sólida en una línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18 utilizando 2 muestras.	61
5.15. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión con reducción de estados angulares.	63
5.16. Perfil angular del sistema ante una falla en el nodo 18 considerando el escenario 1 de cambio de topología de la red.	64
5.17. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 considerando el escenario 1 de línea fuera de servicio.	65
5.18. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo los escenarios de líneas fuera de servicio.	65
5.19. Perfil angular del sistema ante una falla en la línea de transmisión 17-18 considerando el escenario 1 de cambio de topología de la red.	66
5.20. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea de transmisión 17-18 considerando el escenario 1 de línea fuera de servicio.	66

5.21. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea de transmisión 17-18 bajo los escenarios de líneas fuera de servicio.	68
5.22. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica en el nodo 18. . .	68
5.23. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica en el nodo 18.	69
5.24. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica incidente en un nodo de la red.	70
5.25. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica en la línea ubicada entre los nodos 17-18.	71
5.26. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica en la línea de transmisión ubicada entre los nodos 17 y 18.	72
5.27. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla monofásica incidente en una línea de transmisión.	72
5.28. Perfil angular del sistema ante una falla trifásica incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 1.	73
5.29. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 1.	73
5.30. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo bajo el escenario de cargabilidad 1.	75
5.31. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea 17-18 bajo el escenario de cargabilidad 1.	75
5.32. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 1. . . .	76
5.33. Perfil angular del sistema ante una falla trifásica incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 2.	76
5.34. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 2.	77
5.35. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo bajo el escenario de cargabilidad 2.	78
5.36. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea 17-18 bajo el escenario de cargabilidad 2.	78
5.37. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 2. . . .	79
5.38. Perfil angular del sistema ante una falla trifásica incidente en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 3.	79

5.39. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en el nodo 18 bajo el escenario de cargabilidad 3.	80
5.40. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en un nodo bajo el escenario de cargabilidad 3.	81
5.41. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en la línea 17-18 bajo el escenario de cargabilidad 3.	81
5.42. Resultado de la evaluación de la primera CP para una falla trifásica en una línea de transmisión bajo el escenario de cargabilidad 3.	82
5.43. Zona de análisis para la falla incidente en la línea radial 4-14.	83
5.44. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica incidente en la línea radial 4-14 y 4-5.	84
5.45. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión en configuración radial ubicada entre los nodos 4 y 14.	84
5.46. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión en configuración radial ubicada entre los nodos 5 y 8.	85
5.47. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la L.T. en configuración radial ubicada entre los nodos 3 y 18.	86
5.48. Zona de análisis para la falla incidente en la línea en anillo 3-4.	87
5.49. Perfil angular del sistema ante una falla monofásica incidente en la línea en anillo 3-4.	87
5.50. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión con configuración en anillo ubicada entre los nodos 3 y 18.	88
5.51. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión con configuración en anillo ubicada entre los nodos 5 y 8.	89
5.52. Resultado de la evaluación de la 1a CP para una falla secuencial en la línea de transmisión con configuración en anillo ubicada entre los nodos 17 y 27.	89

Índice de tablas

2.1. Terminología utilizada para representar los números difusos.	16
3.1. Conjunto de datos originales.	35
3.2. Conjunto de datos ajustado por la sustracción de la media.	35
3.3. Conjunto de datos ajustado por la sustracción de la media.	37
4.1. Proporción de retención de datos de las CP	44
5.1. Escenarios de cargabilidad	51
5.2. Tiempos de disparo para relevadores de distancia	52
5.3. Escenarios considerados de líneas de transmisión fuera de servicio . .	63
A.1. Datos generales de los generadores.	104
A.2. Datos dinámicos de los generadores.	105
A.3. Datos de los nodos existentes en el sistema.	105
A.3. Datos de los nodos existentes en el sistema. (Cont.)	106
A.4. Datos de ramales existentes en el sistema.	107
A.4. Datos de ramales existentes en el sistema. (Cont.)	108
A.5. Datos de cargas instaladas en el sistema.	108
A.5. Datos de cargas instaladas en el sistema. (Cont.)	109

Apéndice A

Datos del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra

A.1. Datos de generadores

Tabla A.1. Datos generales de los generadores.

No. Gen	No. Nodo	Potencia (MVA)	Voltaje (kV)	Frec. (Hz)	P_{Max}^G (MW)	P_{Min}^G (MW)	Q_{Max}^G (Mvar)	Q_{Min}^G (Mvar)
1	39	100	345	60	1200	300	400	140
2	31	100	345	60	1624	156	300	-100
3	32	100	345	60	780	195	300	150
4	33	100	345	60	756	190	250	0
5	34	100	345	60	612	153	167	0
6	35	100	345	60	812	203	300	-100
7	36	100	345	60	672	168	240	0
8	37	100	345	60	650	163	250	0
9	38	100	345	60	998	250	300	-150
10	30	100	345	60	301	75	300	-100

Tabla A.2. Datos dinámicos de los generadores.

No. Gen	No. Nodo	Ord.	x_l (p.u.)	x_d (p.u.)	x'_d (p.u.)	T'_d (s)	x_q (p.u.)	x'_q (p.u.)	T'_q (s)	M
1	39	3	0.0030	0.0200	0.0060	7.00	0.019	0.0080	0.70	1000
2	31	4	0.0350	0.2950	0.0697	6.56	0.282	0.1700	1.50	61
3	32	4	0.0304	0.2495	0.0531	5.70	0.237	0.0531	1.50	71
4	33	4	0.0295	0.2620	0.0436	5.69	0.258	0.0436	1.50	57
5	34	4	0.0540	0.6700	0.1320	5.40	0.620	0.1320	0.44	52
6	35	4	0.0224	0.2540	0.0500	7.30	0.241	0.0500	0.40	70
7	36	4	0.0322	0.2950	0.0490	5.66	0.292	0.0490	1.50	53
8	37	4	0.0280	0.2900	0.0570	6.70	0.280	0.0570	0.41	49
9	38	4	0.0298	0.2106	0.0570	4.79	0.205	0.0570	1.96	69
10	30	4	0.0125	0.1000	0.0310	10.20	0.069	0.0310	1.50	84

A.2. Datos de nodos

Tabla A.3. Datos de los nodos existentes en el sistema.

No. Nodo	V_{Base} (kV)	Voltaje (p.u.)	Ángulo (rad)
1	345	1.039	-0.2363
2	345	1.048	-0.1708
3	345	1.031	-0.2143
4	345	1.004	-0.2204
5	345	1.006	-0.1953
6	345	1.008	-0.1817
7	345	0.9984	-0.2226
8	345	0.9979	-0.2328
9	345	1.038	-0.2475
10	345	1.018	-0.1426
11	345	1.013	-0.156
12	345	1.001	-0.1571
13	345	1.015	-0.198
14	345	1.012	-0.187
15	345	1.016	-0.198

Tabla A.3. Datos de los nodos existentes en el sistema. (Cont.)

No. Nodo	V_{Base} (kV)	Voltaje (p.u.)	Ángulo (rad)
16	345	1.033	-0.1751
17	345	1.034	-0.194
18	345	1.032	-0.2092
19	345	1.05	-0.09442
20	345	0.991	-0.1191
21	345	1.032	-0.1331
22	345	1.05	-0.05556
23	345	1.045	-0.05901
24	345	1.038	-0.173
25	345	1.058	-0.1461
26	345	1.053	-0.1647
27	345	1.038	-0.1983
28	345	1.05	-0.1035
29	345	1.05	-0.05532
30	345	1.05	-0.1286
31	345	0.982	0.00
32	345	0.9841	-0.003289
33	345	0.9972	-0.003372
34	345	1.012	-0.02847
35	345	1.049	0.03101
36	345	1.064	0.07799
37	345	1.028	-0.02763
38	345	1.026	0.06794
39	345	1.03	-0.2537

A.3. Datos de transformadores y líneas de transmisión

Tabla A.4. Datos de ramales existentes en el sistema.

No. Línea	Desde Nodo	Hasta Nodo	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Tap
1	1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0.000
2	1	39	0.0010	0.0250	0.7500	0.000
3	2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0.000
4	2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0.000
5	2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025
6	3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0.000
7	3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0.000
8	4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0.000
9	4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0.000
10	5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0.000
11	5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0.000
12	6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0.000
13	6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0.000
14	6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.070
15	7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0.000
16	8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0.000
17	9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0.000
18	10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0.000
19	10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0.000
20	10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.070
21	12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006
22	12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006
23	13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0.000
24	14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0.000
25	15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0.000
26	16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0.000
27	16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0.000
28	16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0.000
29	16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0.000
30	17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0.000

Tabla A.4. Datos de ramales existentes en el sistema. (Cont.)

No. Línea	Desde Nodo	Hasta Nodo	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Tap
31	17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0.000
32	19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060
33	19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.070
34	20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009
35	21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0.000
36	22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0.000
37	22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025
38	23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0.000
39	23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.000
40	25	26	0.0032	0.0323	0.5310	0.000
41	25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025
42	26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0.000
43	26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0.000
44	26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0.000
45	28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0.000
46	29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025

A.4. Datos de cargas

Tabla A.5. Datos de cargas instaladas en el sistema.

No. Carga	No. Nodo	P^D (MW)	Q^D (Mvar)	V_{Max} (p.u.)	V_{Min} (p.u.)
1	1	97.6	44.2	1.06	0.94
2	3	322.0	2.4	1.06	0.94
3	4	500.0	184.0	1.06	0.94
4	7	233.8	84.0	1.06	0.94
5	8	522.0	176.6	1.06	0.94
6	9	6.5	-66.6	1.06	0.94
7	12	8.53	88.0	1.06	0.94
8	15	320.0	153.0	1.06	0.94

Tabla A.5. Datos de cargas instaladas en el sistema. (Cont.)

No. Carga	No. Nodo	P^D (MW)	Q^D (Mvar)	V_{Max} (p.u.)	V_{Min} (p.u.)
9	16	329.0	32.3	1.06	0.94
10	18	158.0	30.0	1.06	0.94
11	20	680.0	103.0	1.06	0.94
12	21	274.0	115.0	1.06	0.94
13	23	247.5	84.6	1.06	0.94
14	24	308.6	-92.2	1.06	0.94
15	25	224.0	47.2	1.06	0.94
16	26	139.0	17.0	1.06	0.94
17	27	281.0	75.5	1.06	0.94
18	28	206.0	27.6	1.06	0.94
19	29	283.5	26.9	1.06	0.94
20	31	9.2	4.6	1.06	0.94
21	39	1104.0	250.0	1.06	0.94