

VERIFICACIÓN EXPERIMENTAL DE UN ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS DE TIPO MONOFÁSICO



ERSON DARÍO RAMÍREZ CUBILLOS

JOSE DAVID DÍAZ GONZÁLEZ



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES**



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA 2013

**VERIFICACIÓN EXPERIMENTAL DE UN ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN
DE FALLAS ELÉCTRICAS DE TIPO MONOFÁSICO**

ERSON DARÍO RAMÍREZ CUBILLOS

JOSE DAVID DÍAZ GONZÁLEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
ingeniero electrónico**

Director

RICARDO ALZATE CASTAÑO, PhD

Codirector

GILBERTO CARRILLO CAICEDO, PhD

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA 2013**

DEDICATORIA

A mi Madre Fanny, por su inmenso apoyo, amor y comprensión.

A mi Padre Raúl, por su sacrificio y respaldo incondicional.

A mi Hermano Oscar, por su motivación y confianza en mí.

A mi Amor Sandra, por brindarme su cariño, compañía y corazón ☺

*A mi Tía Gladys y mi Abuelita Bertha, quienes a pesar de la distancia siempre
han estado conmigo.*

Y a todas aquellas personas que me han acompañado durante estos años.

Erson Darío Ramírez Cubillos

Be the change you want to see in the world

DEDICATORIA

A mi Dios que jamás me abandonó y siempre estuvo allí cuando más lo necesite, dándome fuerzas y sabiduría para tomar mis decisiones. A mi mamá por ser tan luchadora y un digno ejemplo a seguir, gracias por todo el apoyo brindado durante toda mi vida. A mi papá con su ejemplo de hombre trabajador, Gracias por todo el apoyo brindado. A mis hermanos: Liliana, Eduardo, Paula y Carolina por creer en mí. A mi Amor que llegó cuando más lo necesitaba, a darme apoyo cuando me veía agobiado por las dificultades en la realización de mi proyecto de vida. A mi Director Ricardo Alzate por ser un apoyo en la ejecución de nuestro proyecto. A Hugo amigo, compañero y camarada que juntos hombro a hombro defendimos la educación pública y de alta calidad. Al Bloque Estudiantil que me ofreció tantos espacios para crecer en mi formación política.

José David Díaz González

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 1	17
1.1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	17
1.2 PLANTEAMIENTO Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA:	20
1.3 OBJETIVOS:	21
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	21
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	21
CAPÍTULO 2	22
2.1 LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS	22
2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS ALGORITMOS SELECCIONADOS	23
2.2.1 <i>Algoritmo de la reactancia:</i>	25
2.2.2 <i>Algoritmo de Takagi:</i>	26
2.3. DESCRIPCIÓN ALGORÍTMICA DE LOS MÉTODOS	27
CAPÍTULO 3	32
3.1 PROTOTIPO EXPERIMENTAL	32
3.1.1 <i>Línea de transmisión:</i>	32
3.1.2 <i>Dispositivos de sensado:</i>	33
3.1.3 <i>Dispositivos de actuación:</i>	36
3.1.4 <i>Acondicionamiento de señales:</i>	37
3.1.5 <i>Dispositivo de proceso:</i>	40
CAPÍTULO 4	42
4.1 RUTINAS COMPUTACIONALES	42
4.1.1 <i>Inicialización de microcontrolador:</i>	42
4.1.2 <i>Valores en estado estable:</i>	44
4.1.3 <i>Valores actuales:</i>	44
4.1.4 <i>Detección de falla:</i>	44
4.1.5 <i>Localización de fallas:</i>	45
4.1.6 <i>Detección y localización de una segunda falla:</i>	46
4.2 PRUEBAS EXPERIMENTALES	48
CONCLUSIONES	52
OBSERVACIONES Y TRABAJO FUTURO	54
BIBLIOGRAFÍA	55
ANEXOS	59

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. MODELO DE LÍNEA CORTA.....	24
FIGURA 2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA RUTINA IMPLEMENTADA EN MATLAB®.....	28
FIGURA 3. DIAGRAMA DE BLOQUES GENERAL DEL BANCO DE PRUEBAS	32
FIGURA 4. ESQUEMÁTICO PARA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN BANCO DE PRUEBAS	34
FIGURA 5. SENSOR DE CORRIENTE EMPLEADO	36
FIGURA 6. CIRCUITO ACTUADOR.....	37
FIGURA 7. ACONDICIONAMIENTO DE SEÑALES PARA SENSADO DE TENSIÓN.....	39
FIGURA 8. ACONDICIONAMIENTO DE SEÑALES PARA SENSADO DE CORRIENTE	39
FIGURA 9. ESQUEMA DE INTERCONEXIONES EN EL MICROCONTROLADOR	41
FIGURA 10. DIAGRAMA DE FLUJO ALGORITMO IMPLEMENTADO EN MICROCONTROLADOR.....	43
FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO PARA DETECCIÓN DE FALLAS.	45
FIGURA 12. DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS	46
FIGURA 13. DIAGRAMA DE FLUJO DE INDICACIÓN DE FALLA Y DE ACCIONES CORRECTIVAS	47
FIGURA 14. PROTOTIPO PARA PRUEBAS DE LABORATORIO	49
FIGURA 15. FUNCIONAMIENTO DEL PROTOTIPO PARA PRUEBAS	50

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. DEFINICIÓN DE VARIABLES DEL MODELO DE LÍNEA CORTA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA	24
TABLA 2. PARÁMETROS DE SIMULACIÓN EN MATLAB®	30
TABLA 3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN EN MATLAB®	30
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SENSOR ACS712	35
TABLA 5. DISPOSITIVOS EMPLEADOS EN SISTEMA DE ACTUACIÓN	37
TABLA 6. SENSIBILIDAD DE MEDIDA ANTES Y DESPUÉS DE AMPLIFICACIÓN	39
TABLA 7. RESULTADOS DE PRUEBAS EXPERIMENTALES	51

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. ALGORITMOS PARA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLOS ELÉCTRICOS.	59
ANEXO 2. MICROCONTROLADOR MCF51QE128: MÓDULO ADC.....	82
ANEXO 3. ESQUEMA GENERAL CONEXIONES.....	85
ANEXO 4. PCB'S IMPLEMENTADAS	86

RESUMEN

TÍTULO: VERIFICACIÓN EXPERIMENTAL DE UN ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS DE TIPO MONOFÁSICO¹

AUTORES: José David Díaz González, Erson Darío Ramírez Cubillos²

PALABRAS CLAVE: Fallas eléctricas, Redes inteligentes, Relé digital, Algoritmo de Takagi.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto de grado aborda el análisis, diseño e implementación de 2 algoritmos para localización de fallas eléctricas de tipo monofásico, en un prototipo de laboratorio. Como estrategias de localización se utilizan los métodos de la reactancia y Takagi, seleccionados por medio de una investigación literaria basada en investigaciones previas realizadas en la UIS, destacando su viabilidad para ser implementados en un dispositivo lógico programable, para predecir la ubicación de un fallo a tierra en un modelo de línea corta representado por resistencias e inductancias distribuidas uniformemente en una distancia de 5 [m]. Se exponen las etapas que conforman el sistema de pruebas, de las cuales se realiza una descripción de su diseño e implementación, así como también de los elementos seleccionados para su construcción. Los algoritmos seleccionados fueron inicialmente analizados y validados mediante rutinas de simulación en MATLAB® y posteriormente adecuados para su implementación en un microcontrolador MCF51QE128 de FREESCALE®. Se describe detalladamente el método algorítmico implementado para la detección y localización de fallas eléctricas. Como resultado principal se obtuvo la localización de dos fallas consecutivas inducidas en diferentes secciones y la reconfiguración automática de la topología de la línea de transmisión, en un prototipo de laboratorio. A manera de trabajo futuro se propone el estudio de técnicas más complejas para detección y localización de fallas eléctricas como parte del concepto de relés digitales aplicados al contexto de las redes inteligentes.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Ricardo Alzate Castaño, PhD. Codirector: Gilberto Carrillo Caicedo, PhD.

SUMMARY

TITLE: EXPERIMENTAL VERIFICATION OF A SINGLE-LINE FAULT DETECTION AND LOCALIZATION ALGORITHM³.

AUTHORS: José David Díaz González, Erson Darío Ramírez Cubillos⁴

KEYWORDS: Electrical faults, Smart-grid, Computer relaying, Takagi Algorithm.

DESCRIPTION:

This degree project is aimed at analyzing, designing and implementing two algorithms to locate line-to-ground fault in single-phase electrical systems, in a prototype working model. As localization strategies the reactance and Takagi techniques were used, selected through a literature review based on previous research carried out in the UIS, highlighting its feasibility to be implemented in a programmable logic device to predict the location of a ground fault in a short line model represented by resistors and inductors uniformly distributed over a distance of 5 [m]. It explains the stages in the test system, from which a description of the design and implementation is made as well as the selected items for its construction. The selected algorithms have been simulated and validated in MATLAB® and implemented in a MCF51QE128 FREESCALE® microcontroller. It describes in detail the implemented algorithm method for detection and localization of electrical faults. As a main result, it was obtained the localization of two consecutive faults induced in different sections and the automatic reconfiguration of the topology of the transmission line, in a laboratory prototype. Ongoing work includes analysis of more complex techniques for the localization of electrical faults as part of the computer relaying topic in the context of smart-grid applications.

³ Degree work.

⁴ Physico-mechanical Engineering Faculty. School of Electrical Engineering. Supervisor: Ricardo Alzate Castaño, PhD. Co-supervisor: Gilberto Carrillo Caicedo, PhD.

INTRODUCCIÓN

El incremento en la demanda de electricidad ha provocado una expansión en la magnitud y complejidad de los sistemas eléctricos, lo que obliga a las empresas del sector eléctrico asegurar una alta calidad y continuidad del servicio prestado desde las plantas de generación hasta los usuarios. Es por esto que las entidades prestadoras del servicio de transmisión de energía eléctrica tienen la necesidad de realizar una detección rápida de las fallas que puedan presentarse en el sistema y localización de las mismas, que permita la reparación de la línea generando el retorno del flujo de corriente, por medio del despliegue de recursos técnicos, la actuación de sistemas inteligentes o incluso el trabajo de personal capacitado, con el fin de evitar pérdidas de dinero de ambas partes (empresa y usuarios), y escenarios peligrosos para las personas.

Con la idea de contribuir a la solución de esta necesidad, se realiza este trabajo que comprende el análisis e implementación de los algoritmos de localización de fallas eléctricas en un banco de pruebas experimental, donde se busca estimar el lugar de la falla en el menor tiempo posible y disminuir el tiempo en el que el sistema se encuentra trabajando por fuera de sus parámetros nominales. Para esto se hace uso de las señales de tensión y corriente adquiridas por sensores adecuados, permitiendo su tratamiento digital por medio de un dispositivo lógico programable encargado de mostrar el lugar de las fallas y del control de un sistema de relés, que efectúan la reconfiguración del sistema eléctrico para aislar el sector de la falla y el retorno del flujo de corriente para las secciones que no han fallado.

El presente documento describe el proceso, y los resultados obtenidos, durante el desarrollo del proyecto, el cual está estructurado en 5 capítulos cuyo contenido se presenta a continuación:

En el capítulo 1 se expone la situación actual y los trabajos previos que se han realizado sobre esta temática. Se plantea y define de manera puntual el problema que se va a abordar, encaminando la exposición del alcance y objetivos del proyecto.

En el capítulo 2 se expone el marco teórico y fundamentos sobre el cual está soportado este trabajo. Se presentan las deducciones matemáticas de los algoritmos que se utilizarán. También se realiza una descripción del método de simulación y validación de los métodos seleccionados.

El capítulo 3 muestra el diseño e implementación del banco de pruebas, así como la selección y descripción de los elementos que conforman las diferentes etapas de este.

En el capítulo 4 se describe la programación y funcionamiento del método algorítmico de detección y localización de fallas eléctricas en el dispositivo lógico programable, con la ayuda de diagramas de flujos detallados. Además, se explican las pruebas realizadas al sistema y los resultados obtenidos.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones, recomendaciones y observaciones de este trabajo, así como también los trabajos futuros que se pueden desprender del mismo.

CAPÍTULO 1

1.1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

La energía eléctrica forma parte importante en sociedades industrializadas, ya que debido a la velocidad vertiginosa con la que se realizan los avances tecnológicos, surge la necesidad de ofrecer un suministro de energía eléctrica con altos estándares de seguridad, confiabilidad y calidad. A causa de esto es prioritario contar con sistemas eléctricos que permitan el sensado de sus variables (tensión, corriente, impedancia, potencia, etc.) y por medio de la implementación de subsistemas actuadores garantizar el comportamiento deseado de todo el sistema completo. Partiendo de esto, mantener un suministro de energía eléctrica regular y continuo es de gran importancia para las empresas proveedoras, por ello buscan satisfacer tal necesidad obteniendo ganancias económicas por dicho concepto que implican evitar gastos innecesarios durante la prestación del servicio.

Los sistemas eléctricos (transmisión, distribución, entre otros), siempre están expuestos a fallas de algún tipo. Es improbable encontrar un sistema eléctrico o en general un sistema de alguna industria que se encuentre exento de cualquier riesgo de presentar una falla. Es por esto que se realizan investigaciones acerca de la detección de fallos en líneas de transmisión y su correspondiente localización. Las principales investigaciones sobre el tema de localización de fallas en los sistemas eléctricos, se han realizado en sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución que son aquellos en los que el sector eléctrico ha prestado su interés en las últimas décadas. Esto debido a que son parte clave de la infraestructura que soporta la sociedad industrializada y una interrupción o mal funcionamiento de estos sistemas significan pérdidas de dinero.

Se han desarrollado algoritmos que una vez implementados buscan disminuir el tiempo para la detección y localización de la falla [1]. Estas estrategias son eficientes de acuerdo al método en el cual estén basadas y a sus características asociadas que implican ventajas y desventajas con respecto a otros algoritmos.

El tema de localización de fallas en sistemas eléctricos de transmisión, subtransmisión y distribución ha sido de considerable interés para el sector eléctrico, tanto para ingenieros como investigadores durante más de 30 años. El incremento en las investigaciones en este tema ha confluído en el desarrollo de métodos novedosos documentados en la literatura técnica. Cabe resaltar que en su mayoría las investigaciones han estado encaminadas a localizar fallas en sistemas de transmisión, debido básicamente, al impacto socioeconómico de éstas sobre los sistemas de potencia [2].

Muchos países europeos expuestos a fallas en sus sistemas eléctricos debido a condiciones climatológicas extremas causadas por largos inviernos, evidencian la importancia de un suministro energético seguro y confiable. Cuando ocurre una falla en algún punto de la red miles de personas y empresas pueden ser privados de la energía. Debido a esto la falla se debe corregir lo antes posible, y por tanto se debe contar con un sistema capaz de localizarla en cualquier punto de la red. Como ejemplo de dicha necesidad, algunas instituciones de Eslovenia y Serbia relacionadas con el sector eléctrico de esa región se reunieron y llevaron a cabo una amplia investigación que permitió determinar algoritmos para efectiva localización de fallas, siendo incluso capaz de determinar sus causas [3].

En Latinoamérica, especialmente en México, se ha realizado un estudio [4] en el cual se muestra una metodología de análisis de la operación de protecciones para ubicación de fallas en sistemas de potencia, como base de apoyo a los operadores de centros de control en la toma de decisiones. Pasando al ámbito colombiano, en [5] se comparan resultados de simulación de fallas francas y de alta impedancia en una línea de transmisión poniendo a prueba 4 algoritmos

diferentes, para poder mostrar el de mejor desempeño. En [6] se analiza y desarrolla un modelo capaz de determinar la localización de fallas eléctricas en líneas de transmisión mediante el uso de técnicas de inteligencia artificial. En la Universidad Industrial de Santander, se destacan los siguientes trabajos relacionados: [2] implementa un método no convencional (SVM) (máquinas de soporte vectorial) para localizar el punto de falla; en [7] se implementa un método para determinar la zona más probable de la ubicación de una falla y en [8] se estudia, analiza y utiliza el algoritmo de Ratan Das para la localización de fallas, todos estos aplicados en el contexto de sistemas de transmisión y/o distribución de energía eléctrica. Otros trabajos más recientes incluyen [9, 10, 11] los cuales se tomarán como base para el desarrollo del presente proyecto.

Respecto a la implementación en dispositivos programables de algoritmos de detección y/o localización de fallos, no existe mayor información en la literatura, sin embargo se destaca el desarrollo presentado en [12] donde se describe el funcionamiento y la programación hardware de un prototipo de pruebas de algoritmos de protecciones eléctricas usando modelos de SIMULINK®. Otros trabajos relacionados con aplicaciones en ingeniería eléctrica que utilizan dispositivos programables, incluyen: [13] que presenta el desarrollo de un conjunto de algoritmos para medición y facturación de energía eléctrica implementados en un microcontrolador Microchip, mediante rutinas para medición de voltaje, corriente, potencia y tiempo. En la Universidad Industrial de Santander, alrededor de esta temática en [14] se aborda el diseño y la construcción de un banco de pruebas para realizar prácticas de automatización relacionadas con la implementación de rutinas en microcontroladores y controladores lógicos programables; y en [15] se muestra el diseño y la implementación de algoritmos en DSP enfocados especialmente al control de un rectificador trifásico y al de un puente inversor resonante. Sin embargo, con base en la revisión, no se documenta un trabajo a nivel de proyecto de grado universitario que implique la

construcción de un banco de pruebas para verificar el desempeño de algoritmos de detección y localización de fallas en sistemas eléctricos.

1.2 PLANTEAMIENTO Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA:

La localización de fallos en los sistemas eléctricos de potencia representa una gran área de interés en el sector industrial y eléctrico, ya que implica mayor eficiencia en la solución de problemas que afectan la línea de transmisión y por tanto una disminución de costos, además representa una forma de protección de otros sistemas, incluso en situaciones extremas puede prevenir pérdidas humanas.

Se trabajará en torno al diseño y la construcción de un banco de pruebas para verificar experimentalmente la acción de un algoritmo que permita la detección y localización de fallas en un sistema eléctrico a escala. Para ello se deberá seleccionar el algoritmo más apropiado que facilite no solamente una eficiente detección y localización de fallos, sino también que haga viable su correspondiente implementación mediante dispositivos electrónicos digitales programables.

Por todo lo anterior, alrededor de esta temática es válido plantearse inquietudes de investigación como las siguientes: ¿Cuáles algoritmos capaces de detectar y localizar fallas en sistemas eléctricos existen? ¿Qué ventajas y/o desventajas ofrecen estos algoritmos unos respecto de otros? ¿Cómo implementar de manera apropiada el algoritmo elegido? ¿Qué dispositivos y/o tecnologías existen para la implementación de dichos algoritmos? ¿Qué metodología de implementación podría emplearse? ¿Qué topología encaja de manera eficiente en el desarrollo y verificación del algoritmo?

El presente proyecto de grado busca realizar aportes direccionados a la resolución de estas inquietudes, constituyendo una base para posteriores desarrollos afines al interior de los grupos de investigación CEMOS y GISEL.

1.3 OBJETIVOS:

1.3.1 Objetivo general

- Construir un sistema de pruebas para ilustrar la detección y localización de fallos eléctricos de tipo monofásico

1.3.2 Objetivos específicos

- Seleccionar un algoritmo para detección y localización de fallos en sistemas eléctricos tomando como base desarrollos previos en la E3T
- Implementar el algoritmo en un dispositivo digital programable a manera de sistema dedicado (embebido)
- Construir un banco de pruebas para verificar la efectividad del algoritmo implementado
- Diseñar un conjunto de experimentos para someter a prueba la detección y localización de la falla en el banco de pruebas

CAPÍTULO 2

A continuación se realiza una descripción de las características principales de los algoritmos para detección y localización de fallas eléctricas utilizados en el presente proyecto de grado. También se verifica su implementación computacional a través de rutinas de simulación en MATLAB®.

2.1 LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS

En muchas ocasiones los sistemas de transporte de energía se ven expuestos a fallas eléctricas debidas a factores externos como: descargas atmosféricas, cortocircuitos inducidos o sobretensiones dentro de la zona. La mayoría de estas fallas ocasionan daños a los elementos de la red requiriendo su reemplazo en el menor tiempo posible para reducir los efectos negativos en la calidad de prestación del servicio. Por tanto, se hace necesario ubicar con suficiente precisión el sitio donde ocurrió la falla. Algunos métodos se centran principalmente en clasificación para los tipos de falla relegando a un segundo plano la localización del evento. Entre las técnicas más populares para localización de fallas eléctricas se destacan los algoritmos: de reactancia, Takagi, Schweitzer y Ericksson [5, 6, 16] (Ver Anexo A). Dichos algoritmos hacen uso de la información de las variables de los relés de protección, presentando gran asertividad en la localización de fallas de baja impedancia y a corta distancia.

De todo el espectro posible de métodos de localización disponibles en la literatura (ver Anexo A) se particularizará en los métodos de reactancia y Takagi dada su sencillez y por ende, su viabilidad para implementación algorítmica en un dispositivo lógico programable. Entre los criterios considerados para realizar esta elección se consideraron:

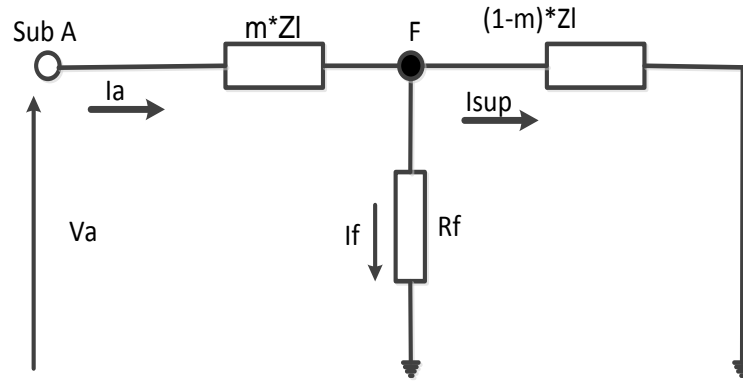
- El uso de componentes fundamentales de tensión y corriente en un terminal de la línea, representando economía y facilidad de implementación (utiliza un sensor de voltaje y uno de corriente).
- Son métodos de análisis sencillos para determinar el tipo de falla, basado en medidas de corriente posteriores (posfalla) y anteriores (prefalla) a la ocurrencia de la falla.
- La impedancia de carga se considera constante, luego no depende de la tensión de la carga y se calcula con los valores de tensión y corriente de prefalla.
- Para sistemas homogéneos (balanceados) el error en la localización del fallo disminuye y no se requiere medir el ángulo de la corriente de posfalla.
- Pueden ser implementados en configuraciones circuitales idénticas, por tanto se seleccionan ambos algoritmos para su verificación experimental.
- No requieren conocer la impedancia propia de la fuente.
- Para representar las líneas emplean el modelo de línea corta [17, 6, 8].

2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS ALGORITMOS SELECCIONADOS

La línea de transmisión de energía es un circuito de constantes distribuidas, tiene resistencias, inductancias, capacitancias y conductancias, que se encuentran distribuidas a lo largo de toda su longitud. La forma mediante la cual las líneas son representadas depende en mucho de su longitud y de la seguridad requerida. Una línea de transmisión corta se entiende como una línea de menos de 80 km. En estos casos se puede transmitir hasta $3/2$ veces la potencia nominal. Cuando la línea es clasificada como corta, la capacitancia en derivación es tan pequeña que se puede omitir por completo y solo se requiere considerar la resistencia R y la inductancia L en serie para la longitud total de la línea [18]. La Figura 1 muestra un modelo de línea corta para líneas de transmisión. Este modelo corresponde a un circuito equivalente donde se tiene un generador en el lado izquierdo que

provee energía a un conjunto de cargas (impedancias) distribuidas a lo largo de la línea de transmisión. En la Tabla 1 se resumen las convenciones utilizadas en el modelo, de donde se destaca el nodo f como el punto de falla, que se localiza a una distancia m * longitud total de la línea (m corresponde a un número entre 0 y 1).

Figura 1. Modelo de línea corta



Fuente: [5]

Tabla 1. Definición de variables del modelo de línea corta para líneas de transmisión de energía

Nombre	Definición
M	Lugar de la falla (% de total de la línea)
Z_l	Impedancia de secuencia positiva
R_f	Resistencia de falla
I_f	Corriente de falla
I_a	Corriente de fuente Sub A
I_{sup}	Corriente de superposición
V_a	Voltaje de la fase A
Sub A	Subestación A

Fuente: [5]

A partir de la Figura 1 es posible derivar la siguiente expresión para el voltaje de la fase A:

$$V_a = mZ_l I_a + R_f I_f \quad (2.1)$$

La cual es el punto de partida para los algoritmos de localización de fallas seleccionados. La impedancia vista desde el lado del generador, se obtiene a partir de (2.1) dividiendo la expresión entre I_a tal y como se presenta en la ecuación (2.2).

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a} = mZ_l + R_f \frac{I_f}{I_a} \quad (2.2)$$

La relación $\frac{I_f}{I_a}$ es un número complejo que tiene una componente reactiva que puede ser capacitiva o inductiva dependiendo del desfase entre las corrientes, haciendo que la resistencia de falla se comporte como una impedancia de falla.

2.2.1 Algoritmo de la reactancia:

Si se considera que las corrientes de falla I_f y de suministro I_a se encuentran en fase, la componente imaginaria de la expresión (2.2) viene dada por la expresión (2.3), a partir de la cual es posible obtener un estimado para la distancia porcentual de localización del punto de falla dado por (2.4).

$$\text{Im}(Z_a) = \text{Im}\left(\frac{V_a}{I_a}\right) = \text{Im}(mZ_l) + \text{Im}\left(R_f \frac{I_f}{I_a}\right) = m \text{Im}(Z_l) + 0 \quad (2.3)$$

$$m = \text{Im}\left(\frac{1}{Z_l}\right) \text{Im}\left(\frac{V_a}{I_a}\right) = \frac{1}{X_l} \text{Im}\left(\frac{V_a}{I_a}\right) \quad (2.4)$$

Por tanto, conocido el valor de la impedancia de línea Z_l y tras obtenerse una medida de los valores de corriente y voltaje instantáneos en el punto de suministro, es posible localizar la falla a partir de esta última ecuación. Lo anterior se denomina método de la reactancia[17].

La suposición realizada respecto al desfase entre las corrientes de falla I_f y de suministro I_a se justifica en una magnitud tendiente a cero en el valor de la resistencia de falla R_f , tras considerar fallos a tierra. En la práctica sin embargo, es posible que la magnitud de R_f se haga significativa, razón por la cual es necesario modificar el algoritmo planteado.

2.2.2 Algoritmo de Takagi:

Considerando en la ecuación (2.2) el efecto de la corriente de deriva hacia la carga I_{sup} (ver Figura 2.1), es posible modificar la expresión de la manera presentada en (2.5).

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a} = mZ_l + R_f \frac{1}{\frac{\Delta I_a}{I_f} \frac{I_a}{\Delta I_a}} \quad (2.5)$$

Donde $\Delta I_a = I_a - I_{sup}$. Por tanto, multiplicando la expresión (2.5) por la corriente de suministro I_a para generar la ecuación que describe a partir de ello el voltaje en el generador, se obtiene (2.6).

$$V_a = mZ_l I_a + R_f \Delta I_a \left(\frac{I_f}{\Delta I_a} \right) \quad (2.6)$$

Analizando el término $I_f / \Delta I_a$ se observa que este posee una fase nula para el caso en que la corriente de deriva hacia la carga sea cero, muy pequeña o cuando el sistema sea homogéneo. Por tanto, al multiplicar la expresión (2.6) por el complejo conjugado de $\Delta I_a = \Delta I_a^*$ y tras tomar su parte imaginaria (con el objetivo de desprestigiar la dependencia de la expresión de los términos resistivos) se obtiene la ecuación (2.7).

$$\text{Im}(\Delta I_a^* V_a) = m \text{Im}(Z_l I_a \Delta I_a^*) + R_f \Delta I_a \Delta I_a^* \text{Im}\left(\frac{I_f}{\Delta I_a}\right) = m \text{Im}(Z_l I_a \Delta I_a^*) \quad (2.7)$$

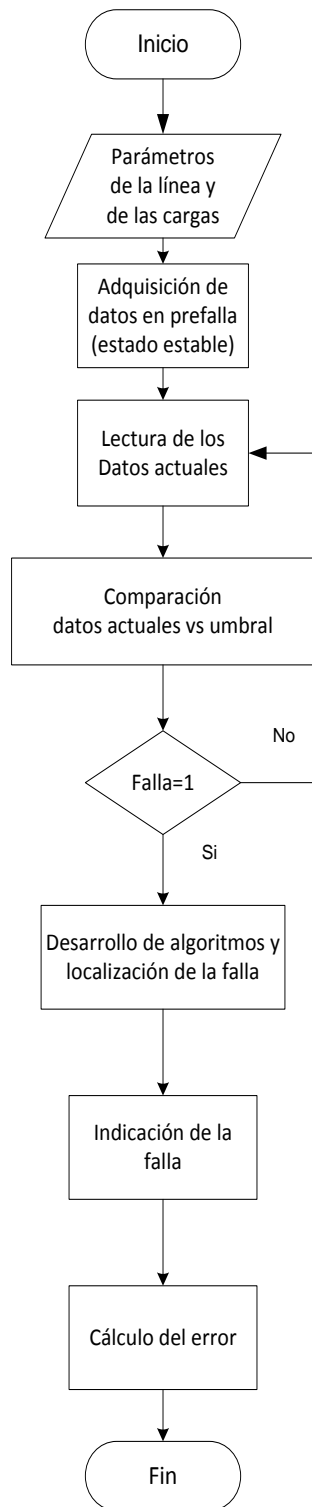
Esta última expresión permite determinar, alternativamente a (2.4), un estimado para la distancia porcentual de localización del punto de falla, tal y como se muestra en (2.8), denominada el método de Takagi [19]. En comparación con la expresión (2.4), el método de Takagi incorpora información de la corriente de deriva hacia la carga (que se hará significativa en la medida que R_f sea diferente de cero), efecto no considerado por el método de la reactancia que constituye por tanto una fuente de error en la medida de localización, corregida en (2.8).

$$m = \frac{\text{Im}(\Delta I_a^* V_a)}{\text{Im}(Z_l I_a \Delta I_a^*)} \quad (2.8)$$

2.3. DESCRIPCIÓN ALGORÍTMICA DE LOS MÉTODOS

La simulación de los métodos de reactancia y de Takagi se realizó en MATLAB®. Para ello se implementaron rutinas de código que reproducen el diagrama de flujo presentado en la Figura 2. Inicialmente se introducen los parámetros de la línea de transmisión a manera de datos de entrada. Posteriormente se inicia la lectura de los valores de tensión y de corriente en estado estable y se almacena su valor. A continuación se realiza una nueva lectura, esta vez de los valores actuales para estas magnitudes y se comparan con un valor de umbral.

Figura 2. Diagrama de flujo para rutina implementada en MATLAB®



Fuente: Autores

Para efectos de simulación e implementación, el valor umbral se define como el 110% de la magnitud de la corriente de estado estable (la red puede tener pequeñas fluctuaciones de corriente propias del sistema que no implican un fallo, por eso es necesaria una tolerancia del 10% que tome en cuenta esa situación). Por tanto, se determina la ocurrencia de una falla si el valor de medida actual supera el umbral y se procede a su localización a partir de evaluar las ecuaciones (2.4) y/o (2.8) para los valores de parámetro existentes en el momento de la detección. Una vez localizada la falla, se reconfigura la topología de la línea de transmisión, aislando la carga que ha fallado y restableciendo el flujo de corriente hacia las demás cargas del sistema. Luego de un tiempo de estabilización, se pasa a una nueva lectura de valores de entrada. En caso de no detectarse una falla el algoritmo realiza una nueva lectura de los datos actuales de voltaje y de corriente. Este proceso se repite de manera cíclica.

Para llevar a cabo los procedimientos de verificación numérica, se simularon las señales de tensión y corriente con los valores incluidos en la Tabla 2, definidos mediante el siguiente análisis circuital del sistema:

- Se asume un valor de 120 VAC rms para V_a con una frecuencia de 60 [Hz], valores de la red doméstica.
- El valor de la impedancia se calcula de acuerdo a las siguientes cargas que se utilizarán posteriormente en el prototipo experimental (ver Capítulo 3): 5 bombillos incandescentes de potencia 75 [W] ($192 [\Omega]$ a 120 [VAC] rms) y 5 Inductancias de 0.15 [mH], todos conectados en serie.
- Se consideraron fallos a tierra en la línea de transmisión (i.e. $R_f = 0 [\Omega]$).
- Las cargas (y posteriormente las fallas) se ubicaron a: 0.2, 0.4, 0.6 y 0.8 unidades porcentuales de la longitud total $L = 5$ [m].
- Las cargas son equidistantes (1 [m] de separación entre cada una de ellas).
- Asimismo, los valores de corrientes de falla y de estado estable se obtienen aplicando la ley de Ohm (V_a/Z_i) para cada escenario de falla (I_{f1} , I_{f2} , I_{f3} , I_{f4}).

Tabla 2. Parámetros de simulación en MATLAB®

Variable	Valor
V_a	120 [VAC] rms, 60 [Hz]
$Z_1=Z_2=Z_3=Z_4=Z_5$	200.154 \angle 0.2864
Z_l^5 (Impedancia total)	1000.77 \angle 0.2864
I_a (estado estable)	0.119 \angle -0.2864
I_{f1} (falla a 0.2L)	0.149 \angle -0.2864
I_{f2} (falla a 0.4L)	0.199 \angle -0.2864
I_{f3} (falla a 0.6L)	0.299 \angle -0.2864
I_{f4} (falla a 0.8L)	0.599 \angle -0.2864
L	5 [m]

Fuente: Autores

Los resultados de simulación se presentan en la Tabla 3, donde también se incluyen medidas cuantitativas del error de localización. Las pruebas se ejecutaron en un PC con procesador Intel Core2 Q6600 2.40 GHz; 2.98 GB de RAM y sistema operativo Microsoft Windows XP® Profesional Service Pack 3.

Tabla 3. Resultados de simulación en MATLAB®

	Distancia calculada % de la línea			
Takagi	0,198	0,4012	0,6029	0,8114
Reactancia	0,198	0,4012	0,6029	0,8113
Distancia Real	0.2	0.4	0.6	0.8

	Error %			
Takagi	0,0724	0,2940	0,4810	1.1438
Reactancia	0,0724	0,2940	0,4810	1.4215

Fuente: Autores

⁵ $Z_l = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5$

De los resultados obtenidos se verifica una acertada predicción (detección + localización) de la falla. En la misma medida, se observa como mejora la precisión de la localización en la medida que la falla se encuentra cercana a la fuente. Puede concluirse que ambos algoritmos se comportan de forma similar, generando resultados confiables y un error aceptable en términos de la aplicación considerada.

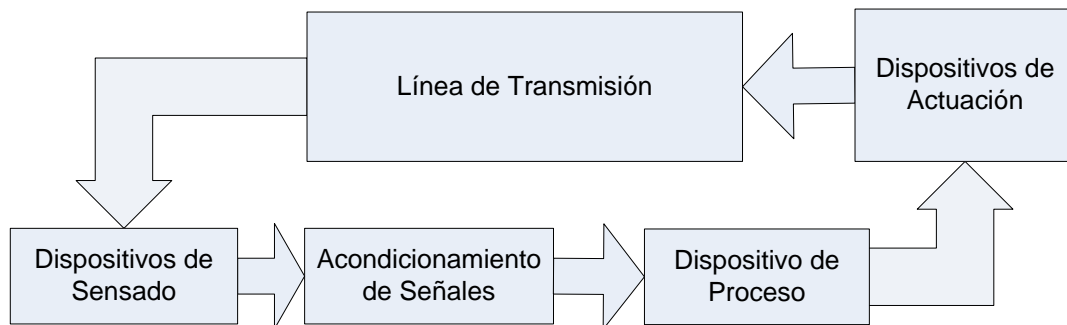
CAPÍTULO 3

Una vez definidas y analizadas a nivel de simulación las técnicas de localización para fallas eléctricas seleccionadas, el presente capítulo presenta el diseño de un prototipo para la realización de procedimientos de verificación experimental sobre los algoritmos propuestos.

3.1 PROTOTIPO EXPERIMENTAL

A favor de recrear el entorno virtual propuesto durante los procedimientos de simulación presentados en el Capítulo 2, se constituyó un sistema a manera de prototipo de laboratorio conteniendo los bloques generales representados en la Figura 3. A continuación, se realizará una descripción funcional y estructural detallada para cada uno de ellos.

Figura 3. Diagrama de bloques general del banco de pruebas



Fuente: Autores

3.1.1 Línea de transmisión:

Inicialmente se considerará el bloque correspondiente a la línea de transmisión, constituyendo el sistema sobre el cual se inducirá y posteriormente se localizará la falla eléctrica. Para ello se realizó la interconexión de un conjunto de bombillas incandescentes de 75 [w] en serie, junto con un arreglo de interruptores manuales, en modo tal que fuese posible introducir fallos de línea a tierra en varios puntos del

circuito. En términos de implementación, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Cada bombilla fue ubicada a una distancia de 1 [m].
- En virtud de los métodos de localización empleados, fue necesario agregar inductores en serie a las bombillas para adicionar efectos reactivos al sistema.
- Los inductores empleados para cada nodo fueron de valor 150 [mH].
- La medida de la resistencia de cada bombilla que emula la parte resistiva de la impedancia de la línea fue de aproximadamente 192 [Ω].
- Como generador se empleó la red de alimentación doméstica (120 [VAC], 60 [Hz]).

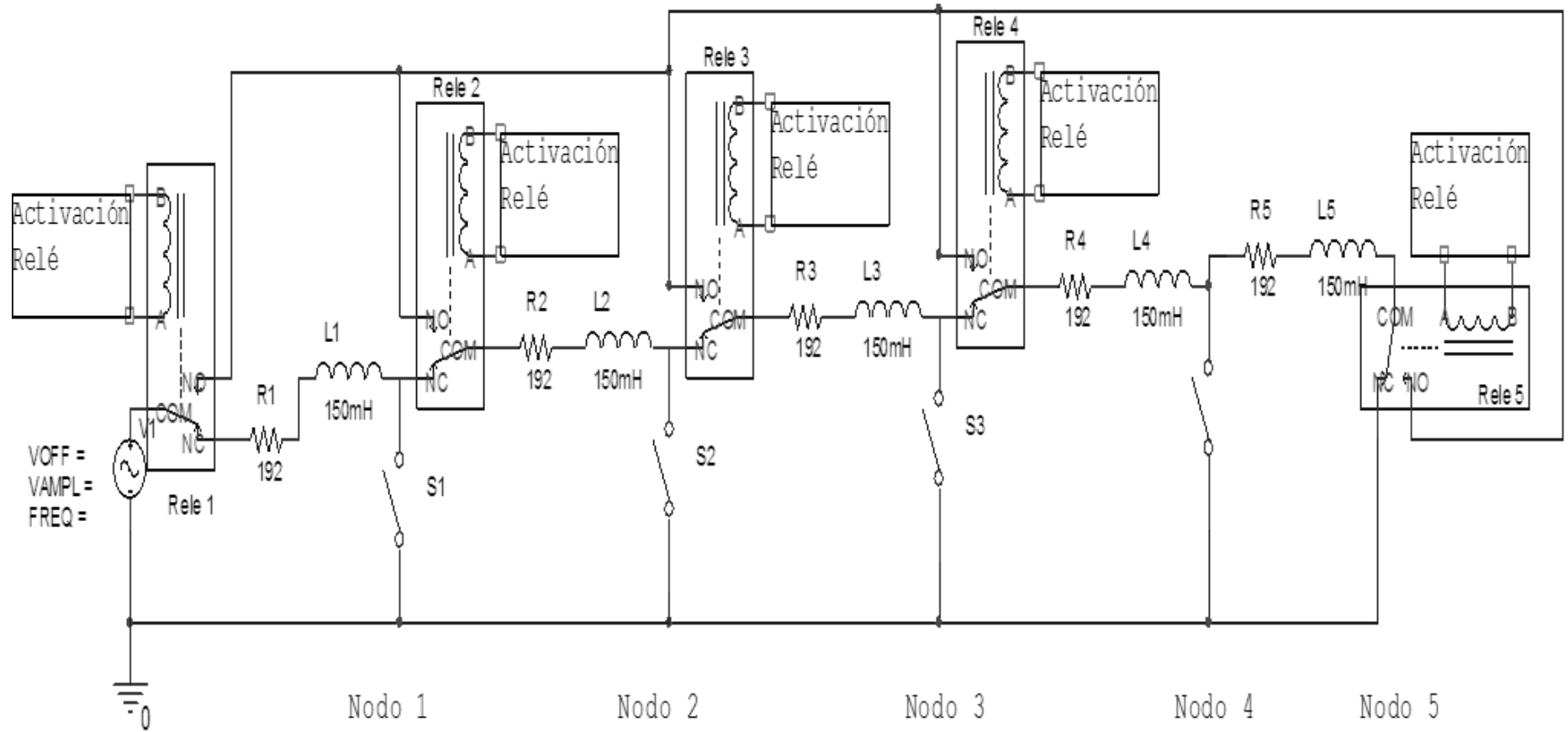
Con base en ello, la Figura 4 ilustra el esquema circuital correspondiente, en donde se observa la inclusión de elementos relevadores, asociados con las tareas de actuación abordadas posteriormente en la Sección 3.1.3.

3.1.2 Dispositivos de sensado:

Para estar en capacidad de acceder al valor de las variables relevantes implicadas en el cálculo de la localización de la falla, se utilizaron dispositivos de sensado para la corriente y el voltaje en el punto de generación. A continuación, se presentan las características de los dispositivos empleados para medir cada una de estas variables.

- Para sensar la tensión del generador, se empleó un transformador reductor que entrega 6 [VAC] / 1 [A] en su salida, proporcionando además aislamiento electromagnético entre las etapas de potencia y de gobierno digital. La tensión alterna en el devanado reductor, debe ser acondicionada para ajustarse a los rangos de valores del circuito digital de proceso (ver Sección 3.1.4).

Figura 4. Esquemático para línea de transmisión en banco de pruebas



Fuente: Autores

Una vez acondicionado a niveles apropiados, este voltaje es digitalizado por un convertidor analógico a digital de 10 bits de resolución, incorporado al microcontrolador FREESCALE® MCF51QE128, empleado en el proyecto de la manera descrita posteriormente en la Sección 3.1.5.

- Para sensar la corriente del lado del generador, se empleó un sensor de efecto Hall de referencia ACS712, comercializado por la compañía Allegro Microsystems® (ver Figura 5). Las características técnicas de este sensor se incluyen en la Tabla 4.

Tabla 4. Características técnicas sensor ACS712

Voltaje de alimentación (Vcc)	5 [V]
Sensibilidad	185 [mV/A]
Consumo de corriente	10 [mA]
Resistencia interna	1.2 [mΩ]
Aislamiento entre entrada y salida	2.1 [kVrms]
Tiempo de respuesta	5 [us]
Ancho de Banda	80 [kHz]

Fuente: [20]

Con este sensor se obtiene a la salida una señal de voltaje proporcional a la corriente medida, montada en un nivel de DC equivalente a $V_{cc} / 2$ que varía de acuerdo a la sensibilidad [20]. Este voltaje se envía posteriormente al ADC del microcontrolador, en modo similar al caso del sensor de voltaje.

Figura 5. Sensor de corriente empleado



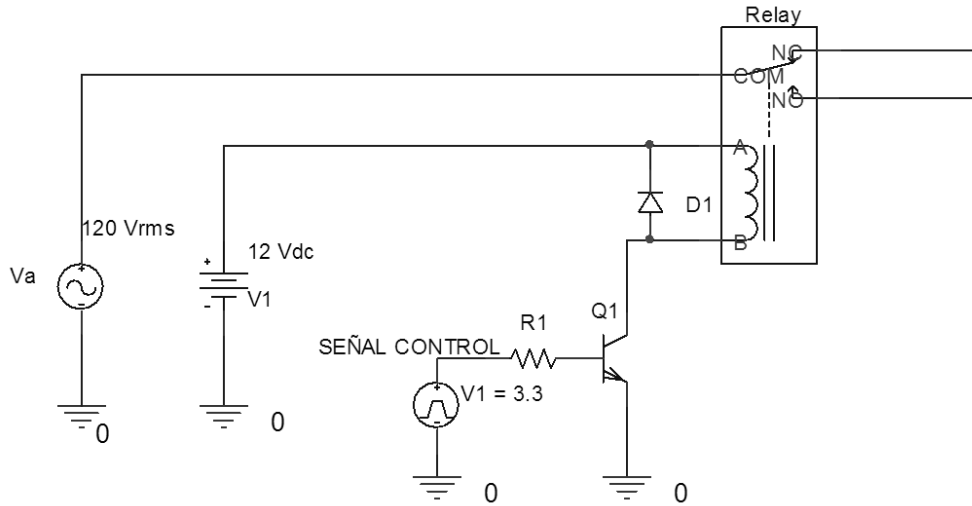
Fuente: Autores

3.1.3 Dispositivos de actuación:

Para que el sistema de detección y localización de fallas esté en capacidad de realizar una acción correctiva sobre la topología de la línea de transmisión, es necesario incorporar elementos en el sistema que permitan agregar los efectos de actuación. Estas acciones correctivas, corresponden fundamentalmente con la reconfiguración de la red (distribución de cargas en la línea) en modo tal que sea posible aislar las cargas a partir del punto de localización de la falla, mientras se conservan energizadas aquellas vistas con ubicación previa desde el generador.

Los elementos empleados para realizar dicha reconfiguración constituyen fundamentalmente un conjunto de relés distribuidos en la línea de transmisión tal y como ha sido previamente presentado en la Figura 4. De esta manera, el sistema de detección y localización de la falla generará pulsos de control a partir de los cuales se decidirá en qué posición ubicar el contactor, modificando por tanto la cantidad de secciones activas en la estructura. A nivel circuital, la Figura 6 ilustra la configuración de dispositivos empleada para constituir el sistema de actuación. Los valores de parámetro empleados se detallan en la Tabla 5.

Figura 6. Circuito actuador



Fuente: Autores

Tabla 5. Dispositivos empleados en sistema de actuación

Elemento	Referencia
Q1	2N3904
Relé	JQC-3FF
D1	IN4007
R1	1.5 [kΩ]

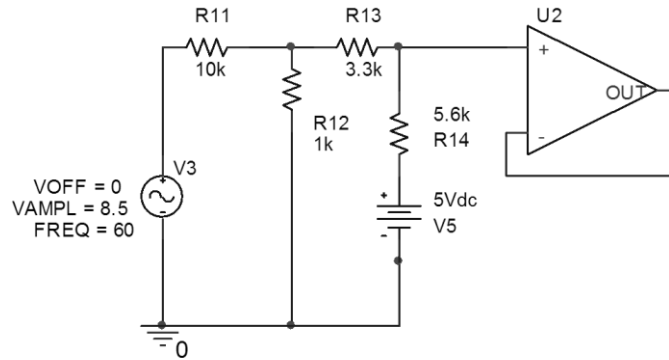
Fuente: Autores

3.1.4. Acondicionamiento de señales:

Los datos provenientes de los dispositivos de sensado deben ser ajustados a los rangos del procesador digital, para facilitar el análisis de información en el sistema. Dicho ajuste se realizó para dos casos específicos:

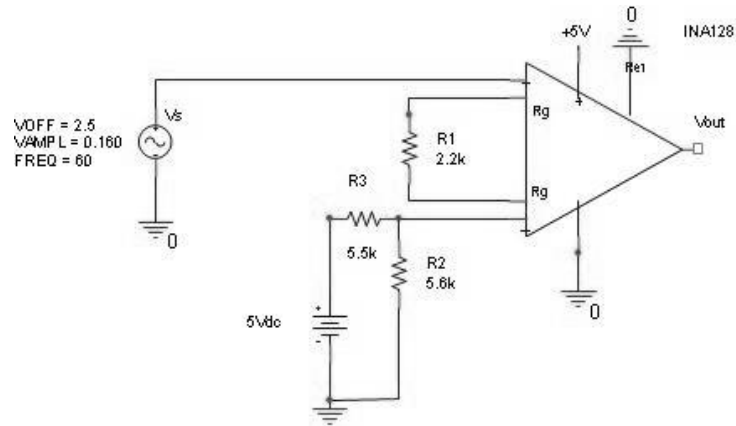
- La señal de voltaje procedente del transformador reductor conectado al generador se acondiciona a través de un circuito de zero-&-span que realiza una reducción en la escala de la sinusoide de voltaje (6 [VAC]) entregada por el devanado reductor, al tiempo que adiciona un nivel de componente DC, todo ello para obtener una variación de tensión en el rango 0-3.3 [V] de valores de entrada en el convertidor analógico a digital (ADC) del microcontrolador. La Figura 7 ilustra el circuito implementado para dicha etapa, en donde se nota un divisor de tensión resistivo aplicado al voltaje de entrada al igual que la adición de una componente de DC. También se observa la presencia de un amplificador operacional configurado como seguidor de tensión, a manera de acople de impedancias.
- La señal de voltaje procedente del sensor de corriente (ACS712), debido a las magnitudes sensadas, presenta pequeñas variaciones en sus valores siendo para algunos casos imperceptibles en la escala del convertidor (ADC) hacia el cual se acopla. Por tanto, se hace necesario aumentar la sensibilidad de los cambios sensados mediante amplificación de los niveles de tensión obtenidos y por consiguiente de sus cambios asociados. Para ello se empleó un amplificador de instrumentación en el cual la entrada diferencial corresponde a las señales de salida de voltaje del sensor y a una referencia DC correspondiente al valor medio sobre el cual se detectan variaciones (alrededor de 2.5 [VDC]). La Figura 8 muestra el circuito empleado para realizar dicha etapa. La Tabla 6 indica los valores de tensión obtenidos antes y después de la etapa de amplificación incorporada, en donde I_s refiere a la corriente sensada, V_s al voltaje producido por el sensor, V_o al voltaje de salida amplificado y Δ a sus respectivas variaciones.

Figura 7. Acondicionamiento de señales para sensado de tensión



Fuente: Autores

Figura 8. Acondicionamiento de señales para sensado de corriente



Fuente: Autores

Tabla 6. Sensibilidad de medida antes y después de amplificación

Condición	I_s [A]	V_s [V]	ΔV_s [mV]	V_o [V]	ΔV_o [mV]
circuito abierto	0	2.5	---	0.7	---
estado estable	0.17	2.531	31	1.52	820
falla a 4 [m]	0.21	2.538	7	1.78	260
falla a 3 [m]	0.28	2.551	13	2.08	300
falla a 2 [m]	0.43	2.579	28	2.51	430
falla a 1 [m]	0.86	2.659	80	2.96	450

Fuente: Autores

3.1.5 Dispositivo de proceso:

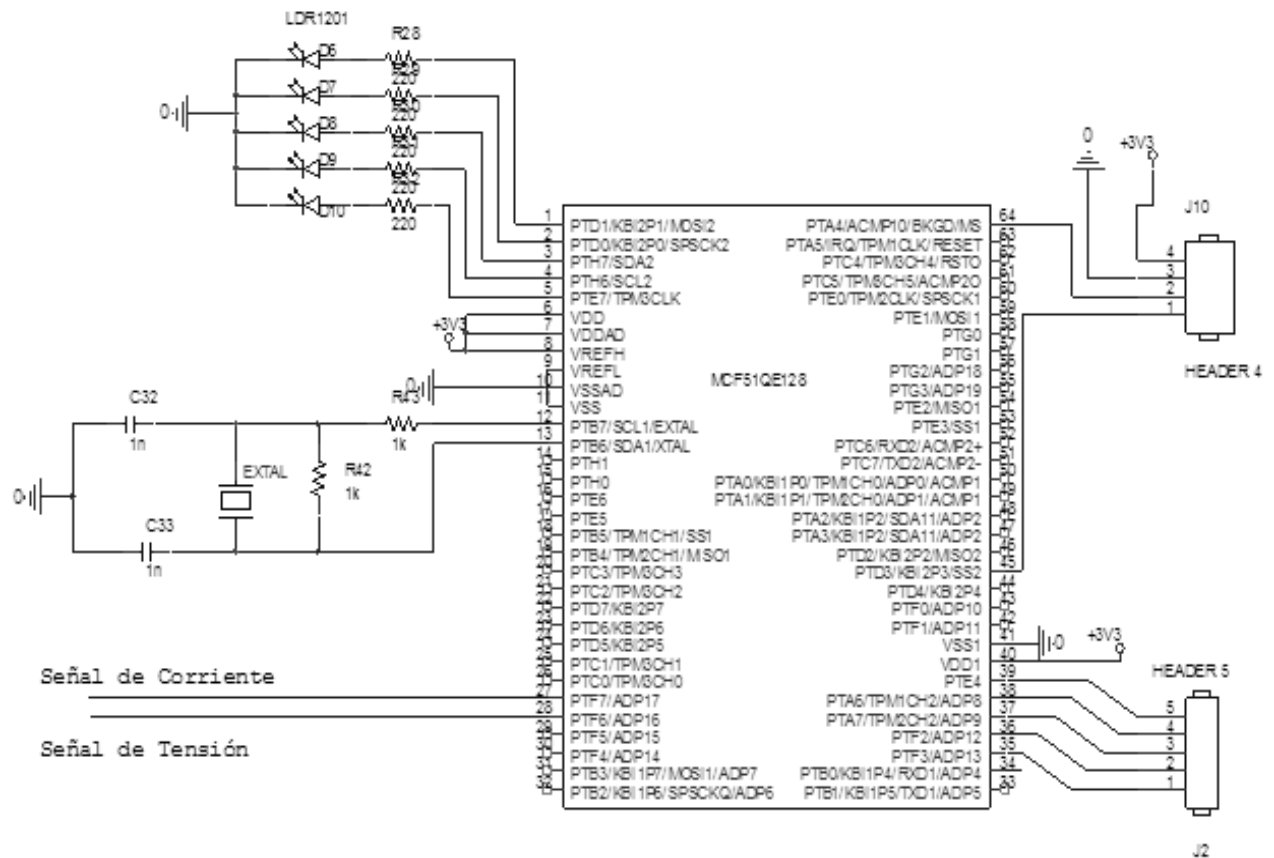
Teniendo configurado e instrumentado el sistema para reconfiguración de la línea de transmisión, es momento de seleccionar el dispositivo digital que se encargará de realizar la toma de decisiones con base en los algoritmos para localización de fallas descritos en el Capítulo 1. Luego, tomando en consideración las características del proceso en donde se requiere manipular las señales analógicas provenientes de los sensores de tensión y de corriente para, con base en los algoritmos de la reactancia y/o de Takagi, tomar una decisión posteriormente efectuada en un conjunto de relés, se selecciona como dispositivo de proceso al microcontrolador MCF51QE128 de FREESCALE® por considerarse una plataforma de hardware robusta, disponible y conocida (debido a experiencia previa de los autores), que satisface los requerimientos de diseño.

El microcontrolador MCF51QE128 presenta, entre otras, las siguientes características: bus de datos de 32 bits; núcleo CPU ColdFire® v1; oscilador principal de 50 [MHz]; convertidor A/D de 24 canales con tiempo de conversión de 2.5 [μ s] y hasta 12 [bits] de resolución; 70 puertos de propósito general E/S (GPIO); 16 interrupciones de teclado y 16 [bits] de E/S rápidos de propósito general conectado al bus local del CPU; y una interfaz de programación de alto nivel denominada CODEWARRIOR®. Para mayores detalles, se recomienda al lector consultar los manuales del fabricante [21, 22].

La Figura 9 ilustra el diagrama circuital para interconectar el microcontrolador a las demás etapas del sistema. Inicialmente, los pines 1 al 5 son configurados como visualización de salida a través de LEDs conectados en serie a resistencias de 220 [Ω], cuya función es indicar la presencia de una falla en el nodo que simbolizan. Los pines 6, 7, 8 y 40 son conectados a la tensión de alimentación $V_{cc} = 3.3$ [V]. Los pines 9, 10, 11 y 41 son conectados a la tierra del sistema. Los pines 12 y 13 son conectados a un circuito RC en conjunto con un cristal a manera de base de tiempo para una frecuencia de 16 [MHz]. Los pines 27 y 28 son las

entradas analógicas para el ADC. Los pines 35 al 39 corresponden a las salidas de relé. Finalmente, los pines 45 y 64 son terminales empleados en la programación del dispositivo.

Figura 9. Esquema de interconexiones en el microcontrolador



Fuente: Autores

CAPÍTULO 4

Como complemento a la justificación de estudiar sistemas para localización de fallos eléctricos presentada en el Capítulo 1, a la definición de los métodos de localización presentada en el Capítulo 2 y al diseño e implementación de un prototipo para pruebas desarrollado en el Capítulo 3, se presenta a continuación la metodología planteada para obtener la verificación experimental de la localización de fallos requerida. Para esto se presentará inicialmente una revisión de las rutinas computacionales implementadas, seguida de la descripción de procedimientos experimentales a partir de los cuales se derivarán algunos resultados concretos.

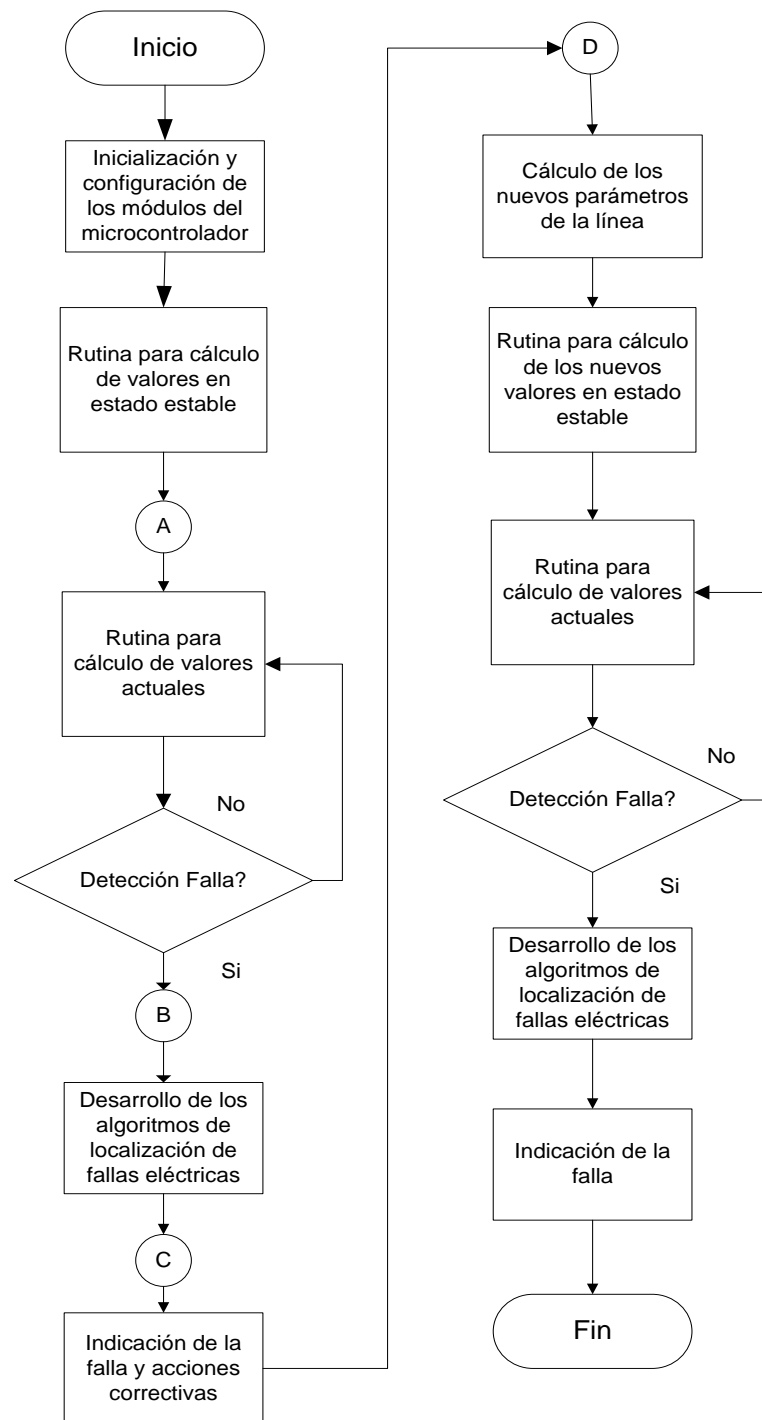
4.1 RUTINAS COMPUTACIONALES

Tomando como base las simulaciones numéricas efectuadas en el Capítulo 2 y el prototipo de sistema configurado en el Capítulo 3, se desarrolló el diagrama de flujo que se presenta en la Figura 4.1 para gobernar la operación del sistema de localización de fallas eléctricas implementado; ésta rutina fue implementada por medio de la interfaz de programación CODEWARRIOR® en lenguaje C. Los bloques principales del diagrama se describen a continuación.

4.1.1 Inicialización de microcontrolador:

Este bloque representa las rutinas de configuración de los puertos y registros del dispositivo digital, necesarios para ejecutar en modo eficaz la representación circuital presentada en la Figura 10. Los parámetros más relevantes de esta subrutina corresponden a la configuración del convertidor analógico a digital (ADC). Para una descripción puntual de dichos valores de parámetro, el lector interesado puede remitirse a la siguiente referencia [23].

Figura 10. Diagrama de flujo algoritmo implementado en microcontrolador



Fuente: Autores

4.1.2 Valores en estado estable:

Tomando en cuenta el periodo de muestreo configurado en el ADC (19 [us]), se requieren alrededor de 1000 muestras adquiridas para capturar un periodo de señal de entrada (que para señales de 60 [Hz] equivalen a 16.6 [ms]). Una vez hecho esto, al interior de las muestras capturadas se busca el máximo valor, el cual corresponde al pico de señal capturado en el intervalo. Posteriormente se realiza un promedio para tres máximos en tres periodos consecutivos, buscando una medida con mayor fiabilidad para dicho valor en estado estable. Este procedimiento es realizado tanto para señales de voltaje como para valores de corriente.

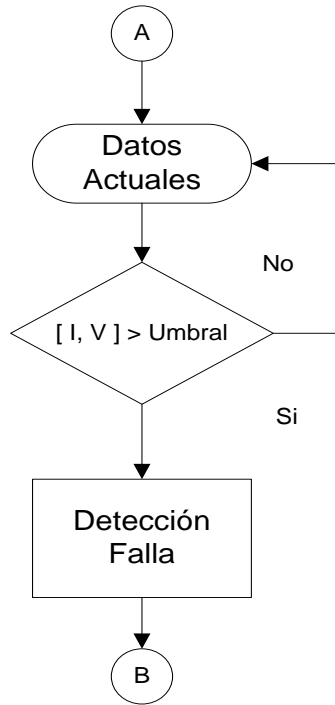
4.1.3 Valores actuales:

Mediante un procedimiento similar al anterior, se realiza una verificación constante de la lectura de los valores de entrada a interior de un ciclo recursivo que compara los valores de referencia (valores en estado estable) con los cambios producidos en el sistema (línea de transmisión) debidos a la ocurrencia de fallos a tierra.

4.1.4 Detección de falla:

Utilizando información de los valores actuales (representando el promedio de las tres últimas medidas de valores pico sensados en un periodo de señal de entrada), se realiza comparación entre estos y los valores nominales (en estado estable) procediendo a determinar la existencia o no de una falla. El criterio para detectar una falla consiste en verificar si: 1) la corriente actual es superior al 110% (umbral) de su valor nominal en estado estable, y 2) si el valor de tensión actual fluctúa 20% por fuera de su valor nominal en estado estable. Si alguna de las condiciones se satisface, el algoritmo advierte la presencia de una falla y procede a localizarla. En la Figura 11 se ilustra el procedimiento de cálculo. Cabe anotar que los porcentajes de corriente y de tensión considerados como umbrales de falla, fueron asignados por ensayo y error.

Figura 11. Diagrama de flujo para detección de fallas.

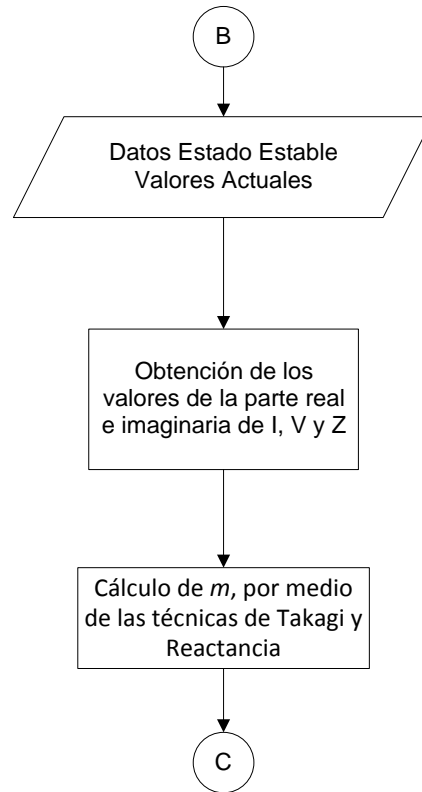


Fuente: Autores

4.1.5 Localización de fallas:

Con los valores actuales en el instante de detección de la falla, se procede a evaluar las ecuaciones (2.4) y/o (2.8) para realizar la localización respectiva del evento, tal y como se describe mediante el diagrama de flujos de la Figura 12. Por tanto, una vez localizada la falla se procede a ejecutar las acciones correctivas correspondientes a la activación de relés para reconfiguración del circuito, al tiempo que se verifica la visualización de la falla por medio de LEDs. El flujograma de la Figura 13 ilustra la subrutina desarrollada para tal fin.

Figura 12. Desarrollo de algoritmos para localización de fallas eléctricas

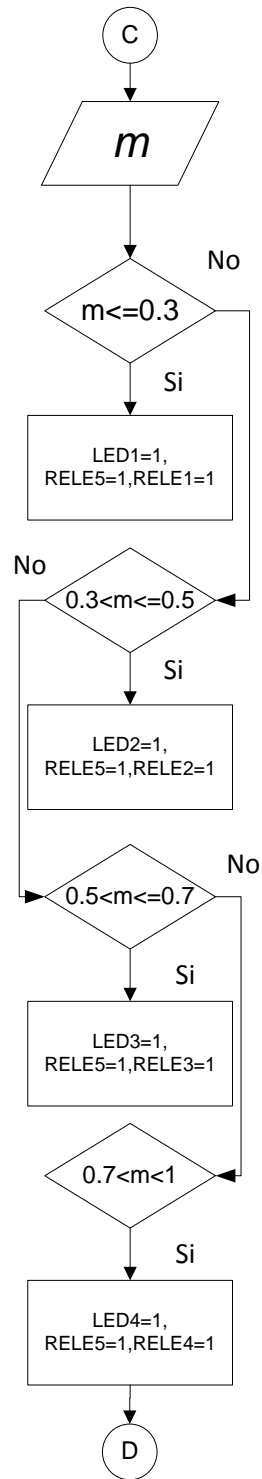


Fuente: Autores

4.1.6 Detección y localización de una segunda falla:

El sistema de localización propuesto está en capacidad de detectar y de localizar una segunda falla a partir de la anterior. Para ello, una vez detectada y localizada la primera falla se realiza la lectura de nuevos valores en estado estable (tras aproximadamente 5 segundos posterior a la primera detección). Estos valores de referencia son comparados con nuevos valores actuales y en caso de superar el umbral implicarán la detección de una segunda falla. Para localizar dicha falla se realiza un nuevo cálculo del punto de fallo a partir de los métodos considerados, esta vez empleando información de la impedancia de línea correspondiente al valor modificado a partir de la última reconfiguración.

Figura 13. Diagrama de flujo de indicación de falla y de acciones correctivas



Fuente: Autores

Luego de la detección y localización de esta segunda falla, el sistema no se reconfigura y procede a la visualización del evento por medio de un segundo LED, el cual a diferencia del primer caso en donde permanecía encendido, ahora se mantiene intermitente.

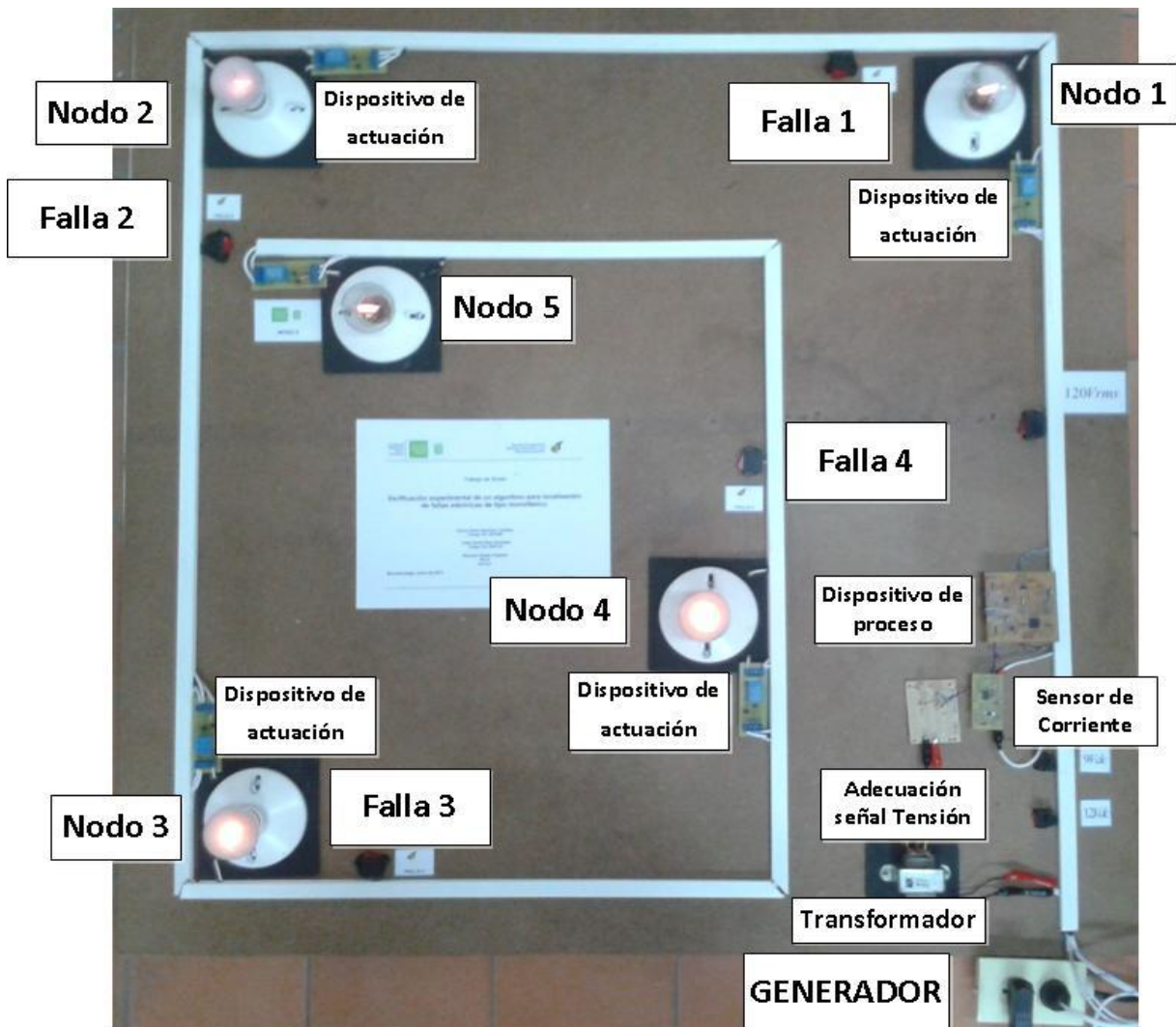
4.2 PRUEBAS EXPERIMENTALES

Después de abordar el método y la estructura algorítmica implementada, se prosigue con las pruebas del mismo. La metodología de las pruebas consiste en crear fallos eléctricos controlados por medio de interruptores, que conectan directamente a tierra la sección del circuito que se desea des-energizar.

El prototipo de laboratorio implementado se ilustra en la Figura 14. Este modelo de línea de transmisión cuenta con 5 puntos (nodos) principales localizados a 1 [m] cada uno desde la fuente (para una longitud total de la línea de 5 [m]). Cada carga posee una impedancia de $192 + 56.54j$ [Ω].

Para el desarrollo de las pruebas, se generaron fallos monofásicos a tierra (con resistencia cero) en los nodos del 1 al 4. El método de localización determina la distancia porcentual desde la fuente hasta donde ha ocurrido la falla, indicando mediante un LED el nodo de fallo y reconfigurando el sistema por medio de un conjunto de relés que permiten aislar la carga sometida al fallo, conservando energizadas a todas las demás. Posteriormente, luego de 5 [s] se aplica una nueva falla en cualquiera de los nodos restantes, ante lo cual el método localiza la nueva falla pero esta vez solo indica el nodo que ha fallado (no se reconfigura el sistema) por medio del LED correspondiente, el cual enciende intermitentemente.

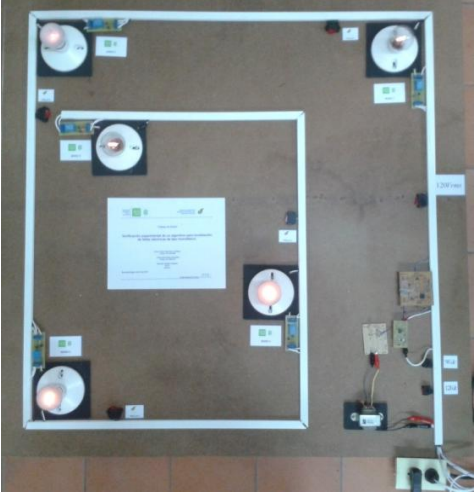
Figura 14. Prototipo para pruebas de laboratorio



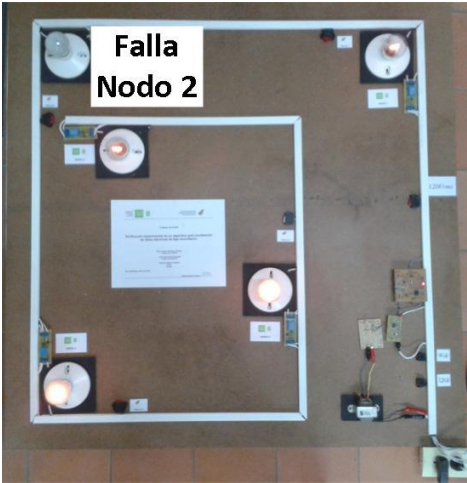
Fuente: Autores

La realización de las pruebas anteriormente descritas, permiten verificar la validez del método algorítmico propuesto para localización de fallas eléctricas, a partir de los resultados visualizados en la Figura 15, en donde se presenta evidencia para el caso de localización de una falla ubicada en el segundo nodo, seguida por una segunda falla en el tercer nodo.

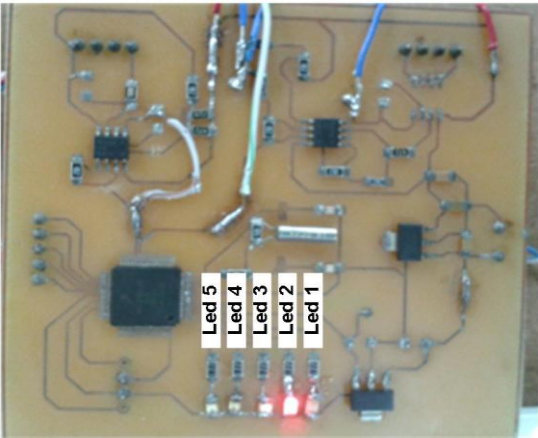
Figura 15. Funcionamiento del prototipo para pruebas



a) sistema en pleno funcionamiento



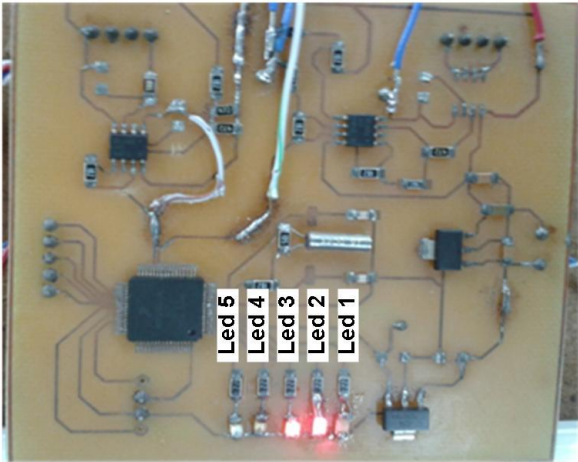
b) falla y aislamiento en nodo 2



c) localización de falla



d) segunda falla en nodo 3



e) localización e indicación de segunda falla

Fuente: Autores

De manera similar, se realizaron diferentes pruebas para combinaciones de nodos en primera y segunda falla, para los diferentes algoritmos, generando los resultados contenidos en la Tabla 7 donde la celda sombreada indica una localización de falla exitosa. De los resultados de la tabla, se concluye que el sistema presenta una efectividad del 98% para la detección de la primera falla, y trabajando en ese estado (posfalla) tiene un porcentaje de éxito del 94% para localizar la segunda falla. En conjunto el sistema funciona correctamente en el 96.6% de los casos.

Tabla 7. Resultados de pruebas experimentales

Falla	Detección Falla						2 ^{da} Falla	Detección 2 ^{da} Falla					
	Reactancia			Takagi				Reactancia			Takagi		
Nodo 4	✓	✓	✗	✓	✓	✓	Nodo 3	✓	✓	✗	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nodo 3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 4	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 2	✗	✗	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nodo 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 4	✓	✓	✗	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 3	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nodo 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 4	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 3	✗	✓	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Nodo 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: Autores

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos con el presente proyecto de grado, es posible concluir que:

- Se seleccionaron dos algoritmos (el método de la reactancia y el método Takagi) para efectuar localización de fallos eléctricos, tomando como base los resultados reportados en la literatura y desarrollos previos en la E3T. Ambos métodos parten de un mismo análisis de la línea de transmisión, pero realizan un tratamiento diferente a las ecuaciones obtenidas, para calcular el lugar de la falla. Estos dos algoritmos funcionan usando las componentes fundamentales de tensión y corriente de un terminal de la línea, consideran las condiciones de prefalla y posfalla y pueden ser implementados y verificados en la misma configuración circuital.
- Se implementó un método de detección de fallos eléctricos basado en el umbral de los valores nominales de las variables del sistema en estado estacionario. Los valores de umbral corresponden al 110% de la corriente nominal de la línea de transmisión y a una variación del 20% para la tensión nominal, siendo valores suficientes y apropiados para la detección de fallos eléctricos, los cuales fueron seleccionados mediante pruebas de ensayo y error.
- Se realizó el diseño y posterior construcción de un sistema constituido por un modelo de línea de transmisión corta (5 [m]), dispositivos de sensado, dispositivos de actuación y un dispositivo de proceso digital, sobre el cual se implementaron y verificaron las rutinas computacionales de detección y localización de fallos desarrolladas.

- Se realizaron procedimientos de validación numérica en MATLAB® y de verificación experimental en laboratorio por medio de la programación del microcontrolador MCF51QE128 de Freescale®, para las rutinas de detección y localización de fallos implementadas.
- Los resultados obtenidos permitieron demostrar la validez de las predicciones del sistema de localización propuesto respecto a valores reales de fallas inducidas, teniendo una efectividad superior al 96%.

OBSERVACIONES Y TRABAJO FUTURO

La mayoría de algoritmos localización de fallas que utilizan el procesamiento de las señales de tensión y corriente, presentan errores de localización dados por diferentes factores como son: elementos de adquisición de datos, resistencias de falla, cambios en los equivalentes de red en los extremos de la línea de transmisión, acoplamiento mutuo de las líneas, flujos de prefalla, distancia a la que se produce la falla, etc. Esto debido a que durante el proceso de cálculo de cada algoritmo se realizan varias aproximaciones con la finalidad de minimizar el tiempo de procesamiento y la complejidad del proceso matemático.

Otras fuentes de incertidumbre en las medidas son asociadas a la conversión analógica/digital en los datos, siendo de mayor relevancia aquellas debidas a errores de cuantificación y a errores de escala cero.

Como trabajo futuro, se proponen:

- El análisis de métodos de localización de fallos y de reconfiguración de topologías para líneas de transmisión con mayores niveles de complejidad.
- Aplicaciones de algoritmos de localización de fallos eléctricos a manera de relés digitales en el contexto de las redes inteligentes.

BIBLIOGRAFÍA

[1] CALDERON, Jhon. ZAPATA, Germán. OVALLE, Demetrio. Algoritmo Neuro-Difuso para la Detección y Clasificación de Fallas en Líneas de Transmisión Eléctrica Usando ANFIS. En: Revista UNAL. Vol 4, No 1 (2007).

[2] RODRÍGUEZ SUÁREZ, Juan Carlos. Detección y localización de fallas en los sistemas de energía mediante la técnica de maquinas de soporte vectorial (SVM). Bucaramanga, 2006, 130 h. Trabajo de investigación para optar al grado de Magister en Ingeniería Eléctrica. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[3] Eureka (2010, April 30). European innovation tackles power cuts. En: < http://www.sciencedaily.com/releases/2010/04/100430131446.htm?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+sciencedaily+%28ScienceDaily%3A+Latest+Science+News%29 > [citado en 14 de enero de 2012]

[4] VAZQUEZ, Ernesto. Metodología de análisis de operación de protecciones para el diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia. Nuevo León, 1994, 92h. Trabajo de grado para obtener el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica. Facultad de ingeniería Mecánica y Eléctrica. Universidad Autónoma de Nuevo León.

[5] IDARRAGA, Gina. VALENCIA, Robinson. Riveros, Jesús. Algoritmos para la localización de fallas en líneas de transmisión, análisis para el caso colombiano. En: DYNA [en línea]. Disponible en: < <http://redalyc.uaemex.mx/pdf/496/49614309.pdf> > [citado en 14 de enero de 2012]

[6] QUINTERO, Erwin. Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial. Medellín. 2010. 91h. Trabajo de grado para optar por el título de Maestría en Ingeniería de Sistemas. Facultad de Ingeniería de Sistemas. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.

[7] MORALES, Germán. GÓMEZ, Álvaro .Estudio e implementación de una herramienta basada en maquinas de soporte vectorial aplicada a la localización de fallas en sistemas de distribución. Bucaramanga, 2005, 88 h. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[8] MONTES, Libardo. QUIÑONES, Carlos. Implementación del método de Ratan Das para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica. Bucaramanga, 2005, 88 h. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[9] SARAY, Diego. DÍAZ, Fanor. Localización de fallas: análisis de sistemas de distribución en estado transitorio. Bucaramanga, 2006, 93 h. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[10] BARRERA, Victor. Sistemas de distribución: metodología para localización de fallas mediante la aplicación de inteligencia artificial. Bucaramanga, 2006, 96 h. Trabajo de grado para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[11] FERREIRA, Carlos. MARTÍNEZ, Sergio. Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica: evaluación de algoritmos. Bucaramanga, 2010, 114 h. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[12] CAMPOS, David. TORRES. Domingo. Prototipo de pruebas de algoritmos de protecciones eléctricas programable con modelos de SIMULINK En: Instituto Tecnológico de Morelia Programa de Graduados e investigación en ingeniería eléctrica. [En línea].Disponible en: < <http://b-dig.iie.org.mx/BibDig/P07->

[0609/2CC3D5DF-FCF2-462F-8A50-18185ECE836F_files/PRO-10.pdf](#) > [citado en 22 de enero de 2012]

[13] MARTÍNEZ, Rubén. TORRES. Domingo. UGALDE, Luis. Desarrollo de algoritmos en un microcontrolador para la medición y facturación de energía eléctrica En: Instituto Tecnológico de Morelia Programa de Graduados e investigación en ingeniería eléctrica. [En línea]. Disponible en: < http://bibdig.iie.org.mx/BibDig/P07-0609/2CC3D5DF-FCF2-462F-8A50-18185ECE836F_files/DIS-17.pdf [citado en 22 de enero de 2012]

[14] DÍAZ, Álvaro. AGUILAR, David. Diseño y construcción de un banco de experimentación relacionado con la implementación de microcontroladores y controladores lógicos programables en sistemas electrohidráulicos. Bucaramanga, 2011, 332 h. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico. Escuela de Ingeniería Mecánica. Universidad Industrial de Santander.

[15] OSORIO, Martha. JAIMES, OMAR. PANTOJA, Germán. Diseño e implementación de algoritmos para DSP: Control de rectificador trifásico y control de puentes inversor resonante. Bucaramanga, 2008, 98 h. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electrónico. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander.

[16] DÍAZ, I. Localización de Fallas en Líneas Aéreas de Transmisión. Aplicación de un Algoritmo Digital Para Líneas Paralelas. Quito, Junio 2009, 139 h. Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico en la especialización de sistemas eléctricos de potencia. Facultad de ingeniería Eléctrica y Electrónica. Escuela Politécnica Nacional.

[17] HERNÁNDEZ, Román. Localización de fallas en líneas de transmisión usando información de un extremo. Ingeniería Energética, Norteamérica, 32, Oct. 2011. En Revista Científica Ingeniería Energética [en línea]. Disponible en: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/308/305> [citado en 4 de enero de 2013]

[18] GUERRA, Chritian. PAZMIÑO, Cristhian. Repotenciación de una línea de transmisión de 230 kV con conductores de última generación tipo T. Quito, 2008. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Facultad de Ingenierías Eléctrica y Electrónica. Escuela Politécnica Nacional.

[19] ZIMMERMAN, Karl. COSTELLO, David. Impedance-based fault location experience. Pullman, WA USA. [en línea]. Disponible en: <http://free.analysis3.com/IMPEDANCE-BASED-FAULT-LOCATION-EXPERIENCE-download-w4620.pdf> [citado en 4 de enero de 2013]

[20] Hoja de Datos ACS712, Fully Integrated, Hall Effect-Based Linear Current Sensor IC with 2.1 kVRMS Isolation and a Low-Resistance Current Conductor Revisión 14, Allegro MicroSystems, Inc.

[21] Hoja de Datos, Technical Data, MCF51QE128 Series. Revisión 8, Freescale Semiconductor®, Inc.

[22] Reference Manual, ColdFire Microcontrollers, MCF51QE128RM. Revision 3, 09/2007, Freescale Semiconductor®, Inc.

[23] MUNERA, Diego, “Microcontroladores de 32 bits Coldfire V1/FAMILIA JM”, Revision 1.0.

[24] MORALES, G. MORA, J. VARGAS, H. Elimination of Multiple Estimation for Fault Location in Radial Power Systems by Using Fundamental Single – End Measurements. IEEE Transactions on power delivery, vol. 24 No 3 April 2009.

[25] GARCÍA, J. MANZON, J. Best ANN Structures for Fault Location in Single and Double Circuit Transmission Lines. IEEE Transactions on power delivery, vol. 20 No 4 Abril 2005.

[26] MORALES, Germán. MORA, Juan. VARGAS, Herman. Método de localización de fallas en sistemas de distribución basado en graficas de reactancia. Pereira, 2007, Universidad Tecnológica de Pereira.

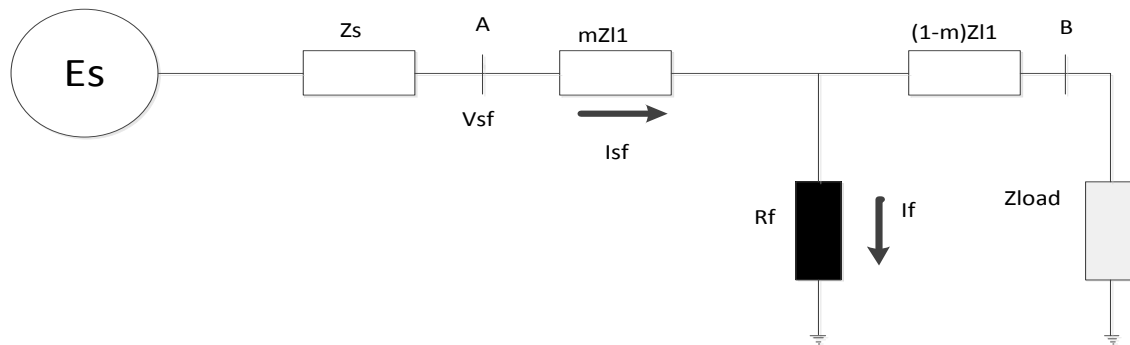
ANEXOS

Anexo 1. Algoritmos Para Detección y Localización De Fallos Eléctricos.

1. Método de Nosovel [7].

Este método se aplica principalmente a las líneas de transmisión corta pudiéndose extender a las de distribución. Las cargas a lo largo de la línea se representan como una carga concentrada detrás del punto de la falla (Figura A1.). Esta aproximación es válida porque las impedancias de carga son más grandes que la impedancia del alimentador. El método radica en el cálculo de la impedancia de falla vista desde ambos extremos de la línea, para eso se usa la información en estado estable de prefalla y posfalla y las corrientes medidas en la subestación [7].

Figura A1 Esquema Impedancia De Carga.



Fuente: [7].

En el esquema de la Figura A1. La impedancia de carga y la impedancia que ve la fuente están dadas respectivamente por:

$$Z_{LOAD} = \frac{V_{PS}}{I_{PS}} - Z_{L1} \quad (A1.1)$$

$$Z_S = \frac{\Delta V_S}{\Delta I_S} \quad (A1.2)$$

Donde V_{PS} e I_{PS} son los valores de prefalla de tensión y de corriente medidos en la subestación, Z_{L1} es la impedancia desde la subestación hasta la carga.

$$\Delta V_S = V_{SF} - V_{PS} \quad (A1.3)$$

$$\Delta I_S = I_{SF} - I_{PS} \quad (A1.4)$$

La impedancia medida desde la subestación está dada por la siguiente relación,

$$Z_{MED} = \frac{V_{SF}}{I_{SF}} = m * Z_{L1} + R_F \frac{I_F}{I_{SF}} \quad (A1.5)$$

De la ecuación (A1.5) se puede obtener la siguiente relación cuadrática:

$$m^2 - m * k_1 + k_2 - k_3 * R_F = 0 \quad (A1.6)$$

Donde,

$$k_1 = \frac{V_{SF}}{I_{SF} * Z_{L1}} + \frac{Z_{LOAD}}{Z_{L1}} + 1 \quad (A1.7)$$

$$k_2 = \frac{V_{SF}}{I_{SF} * Z_{L1}} \left(\frac{Z_{LOAD}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (A1.8)$$

$$k_3 = \frac{\Delta I_S}{I_{SF} * Z_{L1}} \left(\frac{Z_S + Z_{LOAD}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (A1.9)$$

La solución se obtiene de la ecuación cuadrática separando las partes real e imaginaria. Allí se obtiene el valor de m luego de eliminar el término R_F . El tipo de falla se determina con una adecuada selección de las corrientes y tensiones dentro de los cálculos. Para agregar mayor exactitud se puede incluir compensación debido a las cargas de distribución, pero esto limita la exactitud de la localización de fallas hacia la parte final del alimentador.

2. Método de Ratan Das [7].

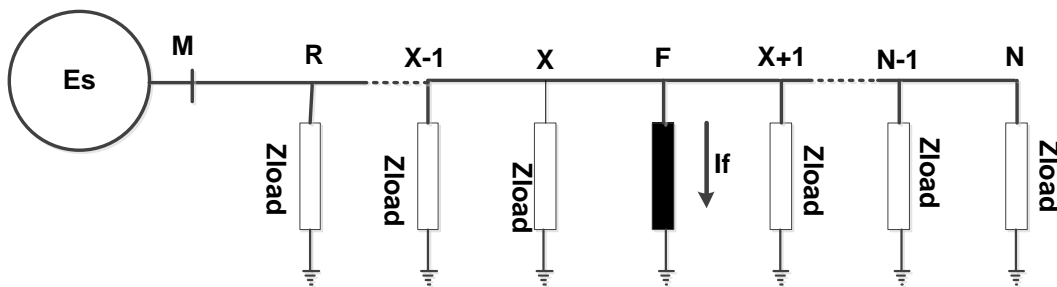
Este método utiliza las medidas de tensión y corriente en estado de prefalla y posfalla a la frecuencia fundamental del alimentador del sistema, los parámetros del sistema y los datos relacionados con tensiones y corrientes de pre-falla. Este método estima la localización de fallas en un sistema de distribución radial, el cual incluye cargas laterales, no homogeneidad de los conductores de la red y cargas distribuidas de manera polifásica [7].

Detección de Fallas

Para obtener la localización de la falla primero se tiene que detectar la falla y obtener los valores de tensión y corriente, valores de pre-falla, para así proceder a clasificar el tipo de falla y a ubicar el sitio donde se presentó el inconveniente que produjo la falla detectada.

Si una o más de las corrientes de línea son mayores al valor límite I_t , se asume que se ha presentado una falla. Esta variable se calcula realizando un análisis de cortocircuito para el método propuesto, encontrando el valor de la corriente mínima para cualquier condición de falla [2].

Figura A2 Diagrama Del Sistema Ante La Presencia De Una Falla



Fuente: [7].

Con las corrientes de línea I_{amr} , I_{bmr} , I_{orm} es posible determinar la corriente de secuencia cero como se muestra a continuación:

$$I_{orm} = \frac{I_{amr} + I_{bmr} + I_{cmr}}{3} \quad (A1.10)$$

I_{amr} =corriente de la línea a desde M hasta R.

I_{bmr} =corriente de la línea b desde M hasta R.

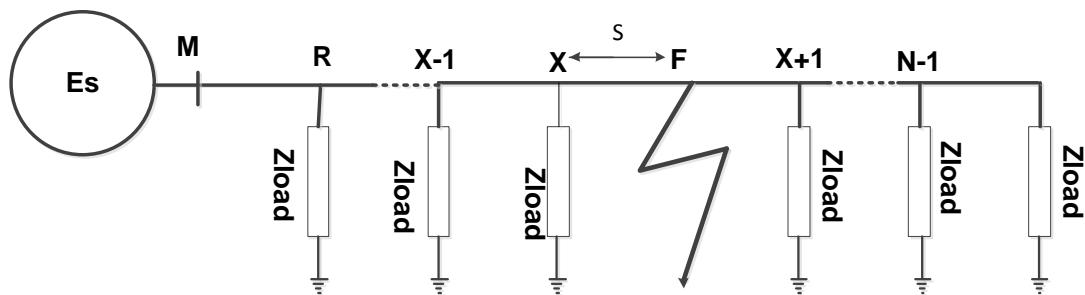
I_{cmr} =corriente de la línea c desde M hasta R.

Si la corriente de secuencia cero I_{orm} es mayor que el valor limite I_{tg} , se asume que dos fases están en cortocircuito a tierra [2].

Desarrollo de un Sistema Radial Equivalente

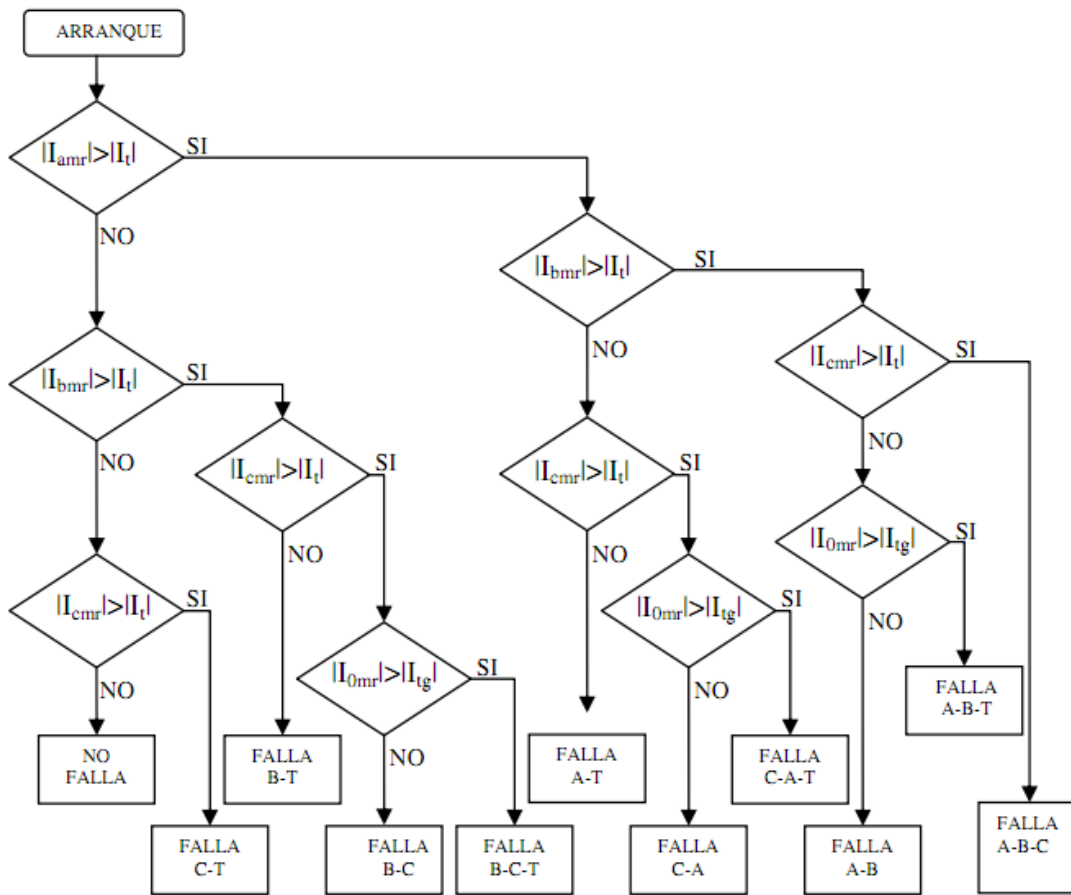
Cuando se presenta la falla y una vez se localiza en los posibles nodos X y X+1, en el modelo de la Figura A3. El sistema de distribución con cargas laterales se convierte en una red sin laterales como se muestra en la Figura A3. Donde los laterales se convierten en los nodos que están conectados las cargas, como ocurre con los nodos X-1 y n-1.

Figura A3 Diagrama Modificado De Un Sistema De Distribución Radial Ante Una Falla.



Fuente: [7].

Figura A4 Diagrama Lógico Para Determinan El Tipo De Falla E Identificar Las Fases En Falla.



Fuente: [2].

Deducción matemática de la Distancia de la falla

Apoyándonos en el sistema de distribución ilustrado en la Figura A3 se obtienen las tensiones y las corrientes en el nodo de falla f y las expresamos de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -s * B_{xy} \\ s * C_{xy} & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{fx} \end{bmatrix} \quad (A1.11)$$

Siendo s la distancia desde el nodo X al nodo de la falla f representada como una fracción de la longitud de línea entre los nodos X y $X+1$ ($=y$):

$$I_{fx} = s * L_{xy} \quad (A1.12)$$

B_{xy} Y C_{xy} son las constantes de la línea entre los nodos X y X+1 (=y).

Las corrientes y las tensiones en el nodo n durante la falla se obtienen de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_e & -B_e \\ C_e & -A_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -(1-s)*B_{xy} \\ -(1-s)*C_{xy} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ I_{fn} \end{bmatrix} \quad (\text{A1.13})$$

Donde A_e, B_e, C_e, D_e son las constantes de la línea entre los nodos X+1 (=y) y n.

Las corrientes en el nodo f están dadas por la siguiente expresión:

$$I_{fn} = -I_{fx} - I_f \quad (\text{A1.14})$$

Mediante sustituciones adecuadas obtenemos una expresión en términos de V_n e I_f en términos de V_k e I_{fx} , truncando los elementos de orden superior en s , así:

$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \frac{1}{K_v + s*K_w} \begin{bmatrix} K_M + s*K_n & s*K_p \\ K_Q + s*K_R & K_v + s*K_u \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (\text{A1.15})$$

Donde los términos K son parámetros complejos calculados empleando las constantes $C_{xy}, Y_n, A_e, B_e, C_e, D_e$.

Por último se obtiene la estimación de la localización de la falla, el punto f desde el nodo X, expresado como una fracción de la distancia desde el punto X y el punto X+1, que se calcula a partir de la relación tensión-corriente. Para una falla fase – tierra la relación está dada por:

$$\frac{V_{Af}}{I_{Af}} = \frac{V_{0f} + V_{1f} + V_{2f}}{I_{0f} + I_{1f} + I_{2f}} = Z_f \quad (\text{A1.16})$$

Igualando los términos imaginarios en la anterior ecuación y realizando las sustituciones adecuadas para las tensiones y las corrientes de secuencia resulta:

$$I_m \left[\frac{K_A + s * K_B}{K_C + s * K_D} \right] = 0 \quad (\text{A1.17})$$

Donde cada parámetro K es un numero complejo. La solución para **s**, eliminando los términos de orden superior es:

- Falla fase - tierra

$$S = \frac{K_{AR} * K_{Ci} - K_{Ai} * K_{CR}}{(K_{CR} * K_{Bi} - K_{Ci} * K_{BR}) + (K_{DR} * K_{Ai} - K_{Di} * K_{AR})} \quad (\text{A1.18})$$

- Falla fase – fase y fase – fase a tierra

$$S = \frac{K_{A2R} * K_{C2i} - K_{A2i} * K_{C2R}}{(K_{C2R} * K_{B2i} - K_{C2i} * K_{B2R}) + (K_{D2R} * K_{A2i} - K_{D2i} * K_{A2R})} \quad (\text{A1.19})$$

- Falla trifásica balanceada

$$S = \frac{K_{A3R} * K_{C3i} - K_{A3i} * K_{C3R}}{(K_{C3R} * K_{B3i} - K_{C3i} * K_{B3}) + (K_{D3R} * K_{A3i} - K_{D3i} * K_{A3R})} \quad (\text{A1.20})$$

Donde los subíndices **R** e **i** indican la parte real e imaginaria respectivamente en las constantes K_{A3R} , K_{C3i} , K_{C3R} , K_{D3R} , K_{A3i} , K_{D3i} .

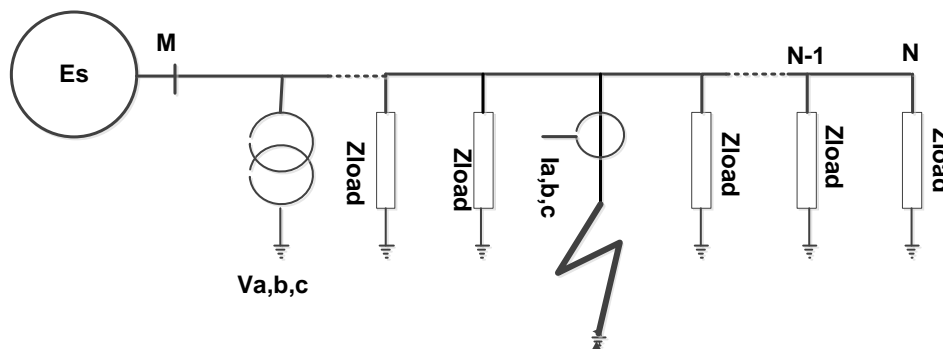
3. Algoritmo de Saha [7].

Este algoritmo usa las mediciones de corriente y tensión del sistema de distribución a frecuencia fundamental antes y durante la falla. Este algoritmo se basa en la topología de la red, para realizar la estimación de la distancia de la

falla. Este método fue propuesto para su aplicación en sistemas de media tensión, los cuales pueden incluir derivaciones de carga laterales. Igualmente no presenta dificultad alguna con la no-homogeneidad de la red [7].

En la primera etapa del algoritmo se calcula un lazo de impedancia de falla con base en las mediciones de tensión y de corriente antes y durante la falla, seguidamente, se calcula la impedancia a lo largo del alimentador asumiendo la presencia de la falla sucesivamente en cada sección del alimentador. La distancia a la falla es el resultado de la comparación de la impedancia medida con la calculada [24].

Figura A5 Medición De Las Variables Del Sistema En El Alimentador.

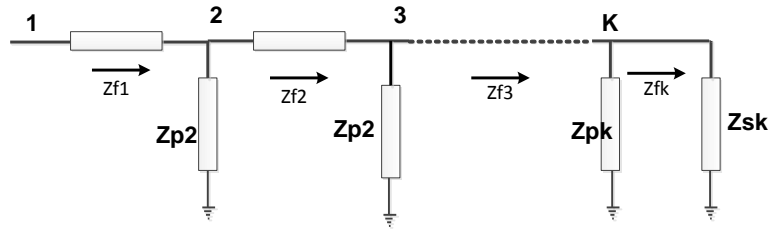


Fuente: [7].

Como sólo se conocen las mediciones de tensión y corriente en el extremo del alimentador (Figura A5.), la impedancia de la falla de secuencia positiva se calcula con el tipo de la falla.

Basados en el cálculo de la impedancia de lazo de falla, Z_k y los parámetros conocidos de la red, es posible determinar la distancia de la falla.

Figura A6 Diagrama Secuencia Positiva Del Alimentador En Presencia De Una Falla



Fuente: [7].

En la Figura 6. Se encuentran representadas las cargas en cada nodo a lo largo del alimentador. La impedancia vista en cada nodo hacia el punto de falla, Z_{F1} está definida por la siguiente ecuación:

$$Z_{F1} = \frac{Z_{PI} * (Z_{FI-1} - Z_{SI-1})}{Z_{PI-1} - Z_{FI-1} - Z_{SI-1}} \quad (A1.21)$$

Donde:

Z_{SI-1} = Impedancia del segmento del cable.

Z_{PI} = Impedancia equivalente de las ramas conectadas al nodo I.

En la anterior relación puede inferirse de forma directa que la impedancia equivalente Z_{F1} se aproxima a cero cuanto más cerca se esté del punto de la falla, mientras que la impedancia de la sección fallada es:

$$Z_{FK} = \lambda_{FK-1} - Z_{SK-1} + R_F \quad (A1.22)$$

Donde λ_{FK-1} representa la distancia en por unidad desde el nodo K hasta el punto de falla (Asumiendo que la longitud total del alimentador es 1).

Z_{SK-1} Es la impedancia del segmento de cable entre los nodos K-1.

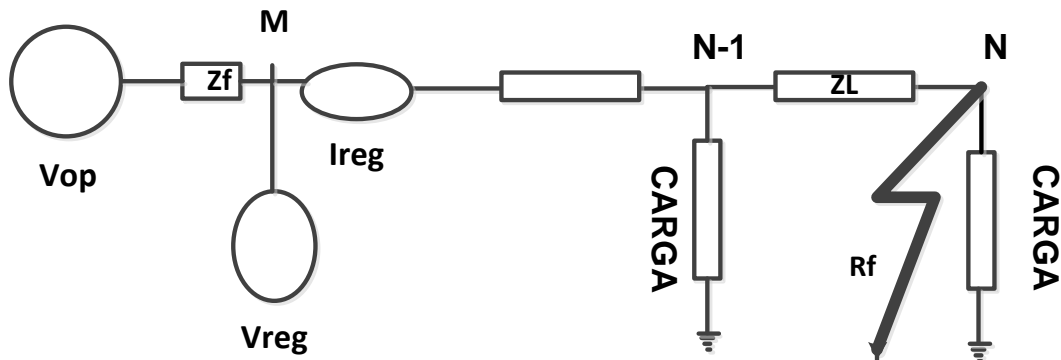
R_F Es la impedancia de falla.

4. Algoritmo de Torres [13]

Este método utiliza el valor eficaz de la fundamental de tensión y de corriente que son registrados por los medidores a la cabecera del circuito en la subestación, siendo allí donde se capturan estos valores y se procede a utilizarlos con el fin de detectar la presencia de fallas, para proceder a localizarlas y así mantener un fluido constante de energía eléctrica. El sitio de falla se determina a partir de las comparaciones entre los valores de corriente de falla registrados en la subestación y los valores de corriente de falla registrados a partir de una serie de simulaciones.

Cuando una falla ocurre en el nodo F (Nodo de falla) a una resistencia de falla, se verán reflejados en la subestación unos valores de tensión y de corriente de registro de falla, estas medidas se obtienen en los medidores de la subestación en el punto M (Nodo M) del diagrama de la Figura A7.

Figura A7 Circuito En Falla Y Registro De Tensión Y Corriente.



Fuente: [13].

Cuando se presenta una falla, a una resistencia de falla, en el nodo de falla N se obtienen los valores de registro $V_{registro1}$ e $I_{registro1}$, dichos registros son los fasores de tensión y de corriente de falla. Cuando uno o los dos registros cambian de obtienen nuevos registros que son almacenados en las nuevas variables:

$V_{registro2}$ e $I_{registro2}$.

$$V_{registro1} \neq V_{registro2} \quad (A1.23)$$

$$I_{registro1} \neq I_{registro2} \quad (A1.24)$$

Estimación de la Sección Bajo Falla

Para lograr estimar la sección que está presentando la falla se tiene que realizar una búsqueda nodo por nodo en todo el circuito, y esto representa un gran consumo de recursos computacionales, haciendo que el método no sea en términos de eficiencia, conveniente. Sin embargo, elimina la doble estimación.

Este método está basado en el hecho de que la corriente de falla obtenida al presentarse una falla, con las mismas características o condiciones de tipo y resistencia de falla en un nodo aguas abajo a la cual se obtuvo el registro, es menor que la corriente de registro. Este método encuentra una posible sección bajo falla para cada una de las resistencias de falla estimadas.

5. Método de Morales, Vargas [24]

Método de localización de fallas basado en el cálculo de la impedancia vista desde la subestación, lugar donde se obtienen las mediciones de las componentes fundamentales de tensión y de corriente. Debido a la topología de la red, se pueden presentar múltiple estimación del lugar donde ocurrió una falla. La solución a este problema consiste en realizar para cada lateral donde se presenta la múltiple estimación un flujo aguas arriba y posteriormente el cálculo de la distancia de la falla m , teniendo en cuenta las fases falladas y no-falladas. Por último, se realiza el cálculo del error a partir de todos los valores de m obtenidos previamente, seleccionando como único lugar de falla al que presenta el menor error.

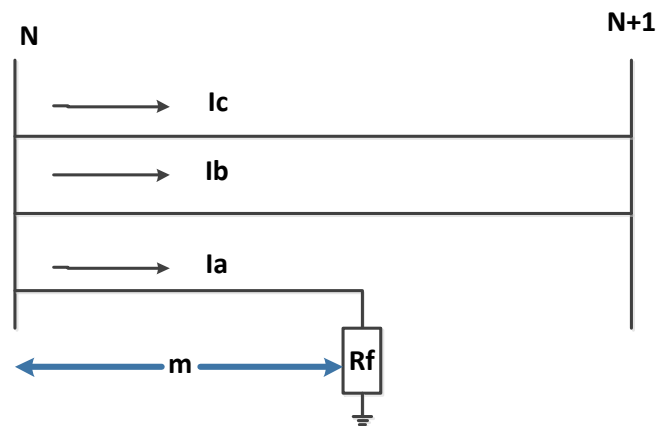
Calculo de m en el caso de falla monofásica:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m * Z_{aa} * R_f & m * Z_{ab} & m * Z_{ac} \\ m * Z_{ba} & Z_{bb} + Z_{Lb} & Z_{bc} + Z_{Lbc} \\ m * Z_{ca} & Z_{cb} + Z_{Lcb} & Z_{cc} + Z_{Lc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (A1.25)$$

Teniendo en cuenta solo una fase fallada, analizamos la primera fila de la ecuación (A1.25) encontrando el valor para **m**:

$$m = \frac{I_m * \left(\frac{V_a}{I_a} \right)}{I_m * \left(Z_{aa} + Z_{ab} * \frac{I_b}{I_a} + Z_{ac} * \frac{I_c}{I_a} \right)} \quad (A1.26)$$

Figura A8 Caso Falla En Sistema Monofásico.



Fuente: [24].

Analizando también las fases no falladas, y partiendo de la ecuación (A1.25) se pueden obtener los siguientes valores de m:

$$m_1 = \frac{I_m * \left(\frac{V_a - V_b + V_c}{I_a} + B * \frac{I_b}{I_a} + C * \frac{I_c}{I_a} \right)}{I_m * (Z_{aa} - Z_{ba} + Z_{ca} + A)} \quad (\text{A1.27})$$

$$m_2 = \frac{I_m * \left(\frac{V_a - V_b + V_c}{I_a} - B * \frac{I_b}{I_a} - C * \frac{I_c}{I_a} \right)}{I_m * (Z_{aa} + Z_{ba} - Z_{ca} + A)} \quad (\text{A1.28})$$

Donde los valores de A, B y C son:

$$A = Z_{ab} * \frac{I_b}{I_a} + Z_{ac} * \frac{I_c}{I_a} \quad (\text{A1.29})$$

$$B = Z_{bb} + Z_{Lb} - Z_{cb} - Z_{Lcb} \quad (\text{A1.30})$$

$$C = Z_{bc} + Z_{Lbc} - Z_{cc} - Z_{Lc} \quad (\text{A1.31})$$

Luego de haber calculado los valores de m para los respectivos laterales en los cuales se pudo presentar la falla, se calcula el error de la estimación del lugar de la falla que se hizo para cada lateral según la ecuación (A1.32):

$$Error_i = \frac{1}{n} \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} \quad (\text{A1.32})$$

Siendo n el numero adicional de estimación de m . Para el caso monofásico $n=2$.

m_j : es m_1, m_2, m_3 según sea el caso.

Finalmente se escoge como más probable al lateral fallado que presente un menor valor de $Error_i$.

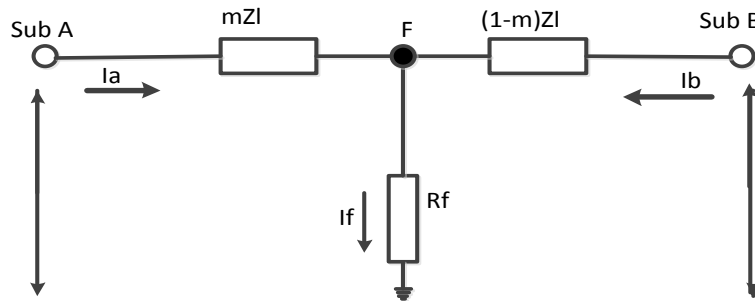
6. Algoritmo de Schweitzer para líneas cortas [5].

Se busca principalmente encontrar una expresión para V_f . De la Figura A9:

$$V_f = V_a - m * Z_l * I_a \quad (\text{A1.33})$$

$$V_f = V_b - (1 - m) * Z_l * I_b \quad (\text{A1.34})$$

Figura A9 Diagrama General De Líneas Cortas



Fuente: [5].

Igualando la ecuación (A1.33) y (A1.34) se obtiene:

$$m = \frac{V_a - V_b + Z_l * I_b}{Z_l * (I_a + I_b)} \quad (A1.35)$$

Esta ecuación no presenta aproximaciones y en teoría debe detectar la falla perfectamente. Sin embargo, puede arrojar resultados imaginarios debido a imprecisiones en los equivalentes de línea y las medidas de los extremos. [6].

7. Algoritmo De Eriksson [6].

Si se conocen las impedancias de las fuentes la localización de la falla, se puede realizar la localización de la falla con más exactitud y sin realizar suposiciones. En caso contrario, se tienen que realizar dos aproximaciones: la de línea corta e impedancia de secuencia positiva y la de secuencia negativa. Para el cálculo de m se tienen que conocer las impedancias de las fuentes que varían con el régimen de operación del sistema [25].

Para determinar la localización de la falla utilizando los datos de un terminal de la red, se considera que los equivalentes de red conectados a cada terminal son

reemplazados por un equivalente de Thevenin cuya impedancia de fuente está dada por Z_G y Z_H respectivamente.

De la Figura A9 se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_G = m * Z_L * I_G + \frac{I_f}{I_G} * R_f \quad (A1.36)$$

$$V_G = m * Z_L * I_G + \frac{\Delta I_G}{D} * R_f \quad (A1.37)$$

$$D = \frac{Z_H * (1-m) * Z_L}{Z_H + Z_G + Z_L} \quad (A1.38)$$

Reemplazando D en la ecuación (A1.38) se obtiene:

$$V_G = m * Z_L * I_G + \frac{\Delta I_G}{\frac{Z_H * (1-m) * Z_L}{Z_H + Z_G + Z_L}} * R_f \quad (A1.39)$$

De donde se obtiene:

$$m^2 - m * K_1 + K_2 - K_3 * R_f = 0 \quad (A1.40)$$

Donde:

$$K_1 = \frac{V_G}{I_G * Z_L} + \frac{Z_H}{Z_L} \quad (A1.41)$$

$$K_2 = \frac{V_G}{I_G * Z_L} \left(\frac{Z_H}{Z_L} + 1 \right) \quad (A1.42)$$

$$K_3 = \frac{I_a''}{I_G * Z_L} \left(\frac{Z_H + Z_G}{Z_L} + 1 \right) \quad (A1.43)$$

De la ecuación A1.40, separando la parte real e imaginaria (que se resuelven eliminando R_f) queda una única ecuación en m de la forma:

$$a * m^2 + b * m + c = 0 \quad (A1.44)$$

Donde:

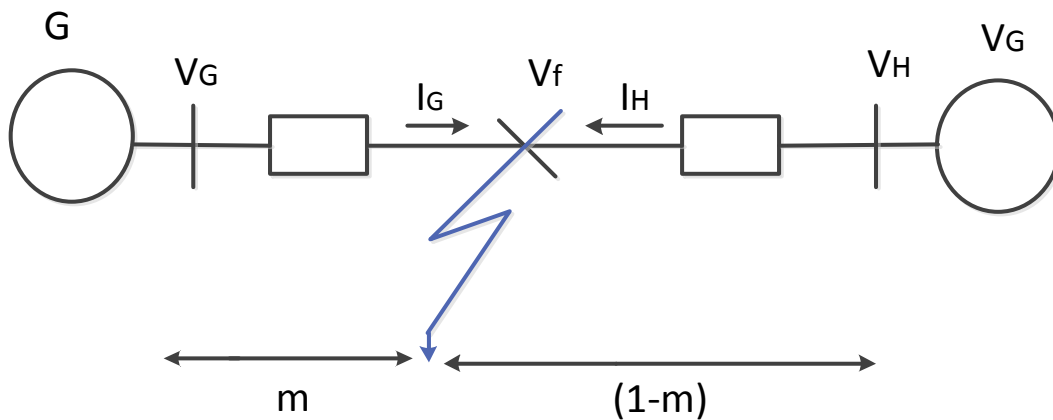
$$\begin{aligned}
 a &= \text{Im}(K_3) \\
 b &= \text{Re}(K_3) * \text{Im}(K_1) - \text{Re}(K_1) * \text{Im}(K_3) \\
 c &= \text{Re}(K_2) * \text{Im}(K_3) - \text{Re}(K_3) * \text{Im}(K_2)
 \end{aligned}
 \tag{A1.45}$$

8. Algoritmo De Reactancia Simple [25].

Este algoritmo mide la impedancia de línea utilizando las componentes fundamentales de tensión y de corriente (en fallas monofásicas y polifásicas). Al relacionar la componente imaginaria de esta relación con la reactancia de secuencia positiva de la línea, se puede estimar la falla.

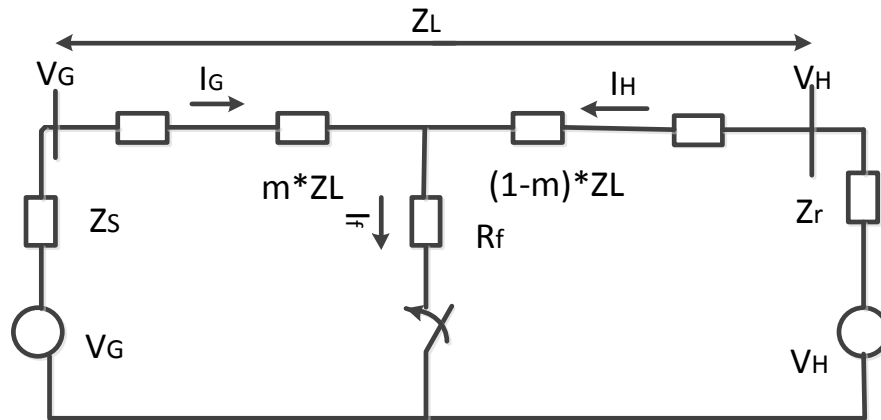
Este algoritmo fue uno de los primeros en compensar la falta de la medida de la resistencia de falla, midiendo solamente la parte imaginaria de la impedancia, asumiendo que R_f tiene un valor muy pequeño y se desprecia este término [26].

Figura A10 Diagrama Sistema Equivalente A Una Línea De Transmisión Con Dos Fuentes A Los Extremos.



Fuente: [25].

Figura A11 Diagrama Sistema Equivalente A Una Línea De Transmisión Con Dos Fuentes A Los Extremos En Presencia De Una Falla.



Fuente: [25].

Tabla A1 Definiciones esquema de la línea Corta.

Nombre	Definición
m	Longitud de la línea desde la Sub G en PU.
Z_L	Impedancia de secuencia positiva de la línea.
R_f	Resistencia de falla.
I_f	Corriente de falla.
I_G	Corriente de la fase fallada que aporta la Subestación G.
V_G	Voltaje de la fase fallada en la Subestación G
Sub_G	Subestación G
Sub_H	Subestación H
Z_s	Impedancia interna de la fuente equivalente en la Sub G
Z_r	Impedancia interna de la fuente equivalente en la Sub H

Fuente: [25].

Para determinar la localización de la falla utilizando los datos de una terminal de red, se considera que los equivalentes de red conectados a cada terminal son

reemplazados por un equivalente Thevenin cuya impedancia de fuente equivalente está dada por Z_G y Z_H respectivamente [25].

La caída de voltaje desde el terminal G se describe en la ecuación A1.46.

$$V_G = m * Z_L * I_G + I_f * R_f \quad (\text{A1.46})$$

Al dividir la ecuación 1.46 por I_G se obtiene.

$$\frac{V_G}{I_G} = m * Z_L + \frac{I_f}{I_G} * R_f \quad (\text{A1.47})$$

La relación $\frac{I_f}{I_G}$ es un número complejo que tiene una componente reactiva que puede ser capacitiva o inductiva, haciendo que la resistencia de falla se vea como una impedancia de falla de valor cero solamente si el ángulo es cero (i.e. I_f e I_G en fase). Esta componente reactiva produce un error en la estimación de la localización de la falla [25].

Para analizar cómo afecta el ángulo de $\frac{I_f}{I_G}$ se pueden suponer los dos sistemas, el de prefalla y el de postfalla, donde I_L representa la corriente de prefalla [25].

La superposición de corrientes se escribe en la ecuación (A1.48)

$$\Delta I_G = I_G - I_L \quad (\text{A1.48})$$

Se describe a continuación un factor de distribución de la corriente “ds”

$$ds = \frac{\Delta I_G}{I_f} = \frac{Z_H + (1-m) * Z_L}{Z_H + Z_G + Z_L} = |ds| < \beta \quad (\text{A1.49})$$

Se plantea un factor de carga del circuito “ns” que esta dado por

$$ns = \frac{\Delta I_G}{I_G} = \frac{I_G}{\Delta I_G} = |ns| < \gamma \quad (\text{A1.50})$$

Reemplazando la ecuación (A1.49) y (A1.50) en la ecuación (A1.47)

$$\frac{V_G}{I_G} = m * Z_L + \frac{1}{ns * ds} * R_f \quad (A1.51)$$

Por lo tanto lo del ángulo del radio de la corriente $\frac{I_f}{I_G}$ determina la componente reactiva de la corriente de la resistencia de falla y está determinado por dos factores:

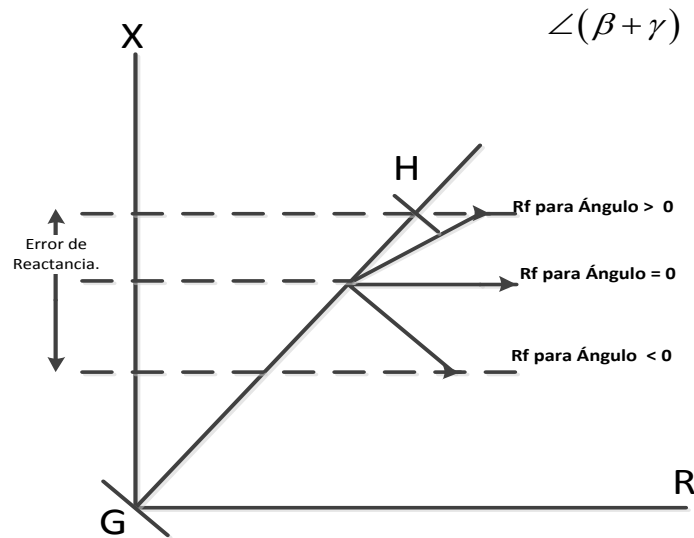
- El primer término “ds” es un factor de distribución de corrientes, que está dado por las impedancias del sistema.
- El segundo término “ns” considera un flujo de carga de pre-falla en el sistema por lo tanto el ángulo de ese factor es diferente de cero siempre y cuando exista un flujo de pre-falla.

Sin embargo en el caso de una falla de magnitud de I_G es mayor que la corriente de carga I_L por lo tanto el ángulo “ γ ” se aproxima a cero.

El ángulo $\angle(\beta + \gamma)$ determina la componente reactiva de la resistencia de falla Rf.[16]

Figura A12 Error Que Se Produce Debido A La Componente Reactiva $\frac{I_f}{I_G}$ En

La Estimación De La Localización De Falla.



Fuente: [25].

Despreciando el término R_f de la ecuación (A1.47) se obtiene:

$$\frac{V_G}{I_G} = m * Z_L \quad (A1.52)$$

De la ecuación (A1.52) se despeja “ m ” y se analiza solamente la parte imaginaria de la impedancia para obtener la distancia de falla en por unidad (pu).

$$m = \frac{1}{\text{Im}(Z_L)} * \text{Im}\left(\frac{V_G}{I_G}\right) \quad (A1.53)$$

De acuerdo al modelamiento previo de la línea de transmisión con los valores de secuencia positiva de esta, se puede estimar la distancia de la falla “ m ” en (Km).

El Error que se presenta en este algoritmo esta dado por el término que contiene la resistencia de falla expresado de la siguiente manera:

$$Error = \frac{1}{\text{Im}(Z_L)} * \text{Im}\left(\frac{I_f}{I_G}\right) \quad (A1.54)$$

Para el caso de fallas monofásicas que implica una circulación de corrientes de secuencia cero, la distancia de falla está dada por la siguiente ecuación:

$$m = \frac{1}{\text{Im}(Z_{1L})} * \text{Im}\left(\frac{V_{Ga}}{I_{Ga} + (k_0 * I_0)}\right) \quad (A1.55)$$

Donde k_0 es el coeficiente de impedancia de la tierra.

$$k_0 = \left(\frac{Z_0 - Z_{1L}}{3 * Z_{1L}}\right) \quad (A1.56)$$

De acuerdo a cada tipo de falla se escribe la expresión aproximada en la Tabla A2.

Tabla A2. Ecuaciones Para El Algoritmo De Reactancia.

Falla	Ecuación
A - Tierra	$m * Z_{1L} = \frac{V_A}{(I_A + k_0 * I_0)}$
B - Tierra	$m * Z_{1L} = \frac{V_B}{(I_B + k_0 * I_0)}$
C - Tierra	$m * Z_{1L} = \frac{V_C}{(I_A + k_0 * I_0)}$
A - B o B - A - Tierra	$\frac{V_{AB}}{I_{AB}}$
B - C o C - B - Tierra	$\frac{V_{BC}}{I_{BC}}$
C - A o C - A - Tierra	$\frac{V_{AC}}{I_{AC}}$
A - B - C	Cualquiera de las siguientes expresiones: $\frac{V_{AB}}{I_{AB}}, \frac{V_{BC}}{I_{BC}}, \frac{V_{AC}}{I_{AC}}$

Fuente: [25].

9. Algoritmo de Takagi [25].

Se puede mejorar el algoritmo con la eliminación de la corriente de carga de pre-falla, determinando una variación de la corriente cuando ocurre la falla “ ΔI_G ”

De la ecuación (1.46) se puede escribir de la siguiente manera:

$$V_G = m * Z_L * I_G + \frac{\Delta I_G}{ds} * R_f \quad (A1.57)$$

Al multiplicar los lados de la ecuación por el conjugado de ΔI_G , se obtiene:

$$V_G * \Delta I_G^* = m * Z_L * I_G * \Delta I_G^* + \frac{1}{ds} * R_f \quad (A1.58)$$

De la ecuación (A1.58) solo se extrae la parte imaginaria.

$$\text{Im}(V_G * \Delta I_G^*) = m * \text{Im}(Z_L * I_G * \Delta I_G^*) + R_f * \text{Im}\left(\frac{1}{ds}\right) \quad (A1.59)$$

El ángulo del factor de distribución de la corriente es cercano a cero $\text{Im}\left(\frac{1}{ds}\right) = 0$ cuando se trata de un sistema de similares características a los dos extremos de la red. Por lo tanto de la ecuación (A1.59) se despeja la distancia de falla “**m**” en (pu).

$$m = \frac{\text{Im}(V_G * \Delta I_G^*)}{\text{Im}(Z_L * I_G * \Delta I_G^*)} \quad (A1.60)$$

Este método es exacto si la corriente de falla en el localizador está en fase con la corriente de falla. El error es proporcional a la resistencia de falla así como también la de $\sin(\beta)$.

El valor del ángulo (β) generalmente varía con la distancia de falla y no puede ser calculado a menos que se conozca con exactitud la impedancia de las fuentes, a medida que la fuente es de mayor potencia el ángulo se aproxima a cero.

Este método compensa el error causado por el circuito de carga ($|ns| < \gamma$).

Una implementación realizada por Takagi este método, es la que en lugar de utilizar la superposición de corrientes utiliza la corriente de secuencia cero y además pretende minimizar el error utilizando el factor $e^{-j\beta}$ con la finalidad de que R_f no ingrese en la parte imaginaria de la ecuación de localización de falla.

La corrección del ángulo (β), lo realiza derivando de los datos las impedancias de las fuentes.

$$m = \frac{\text{Im}(V_G * I_0 * e^{-j\beta})}{\text{Im}(Z_L * I_G * I_0 * e^{-j\beta})} \quad (\text{A1.61})$$

Este método mejora en gran medida la estimación de la localización de la falla por la reducción del efecto de la reactancia de error.

Sin embargo la corrección del ángulo (β) , hace que la localización de la falla reduzca a un solo punto de la líneas y el resultado es que para fallas a tierra en otros puntos de la línea no se tenga un preciso valor de (β) .

Anexo 2. Microcontrolador MCF51QE128: Módulo ADC

Algunas de las características más importantes del módulo ADC son:

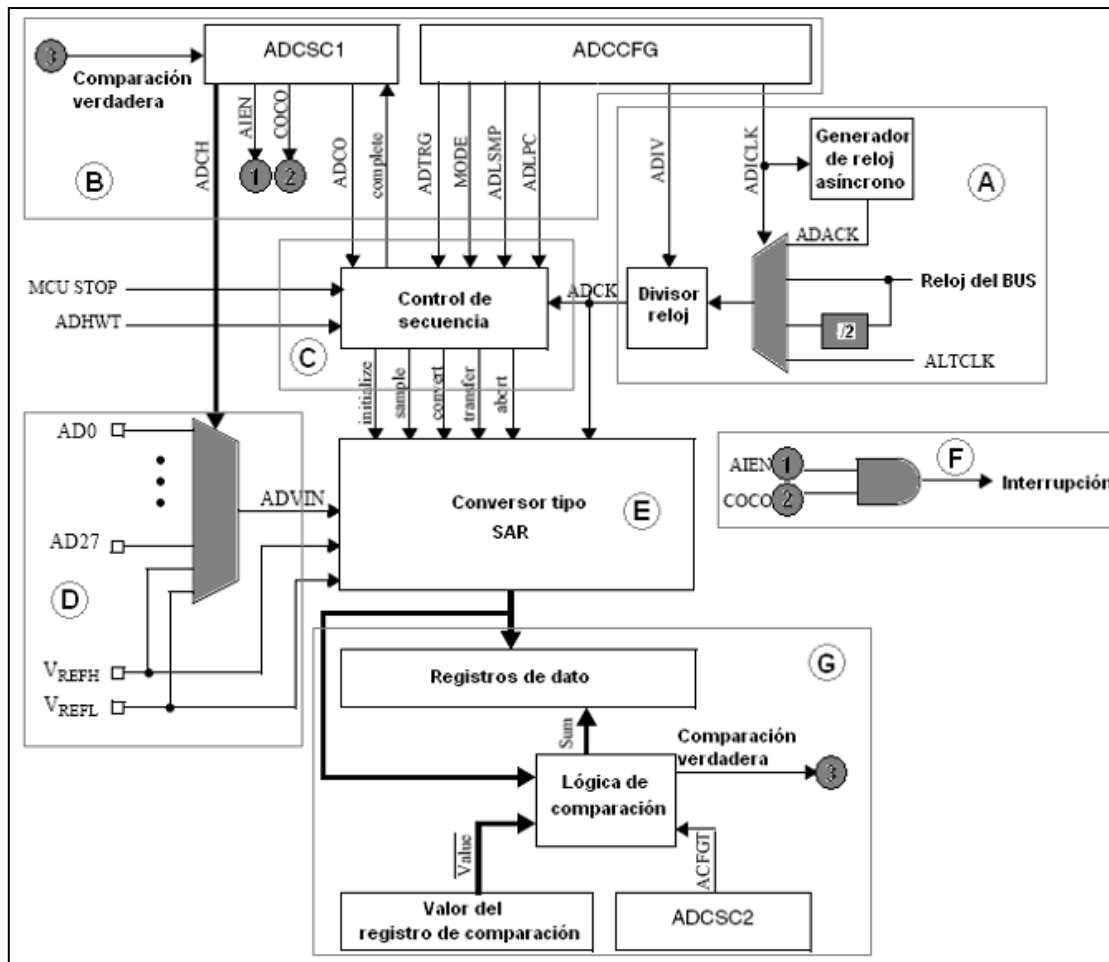
- Técnica de conversión por aproximaciones sucesivas hasta 12 bits de resolución.
- Hasta 24 entradas análogas.
- Conversión programable para 8, 10 y 12 bits, justificada a la derecha y no signada.
- Modo de conversión simple y continua.
- Tiempo de conversión programable y modo de reducción de consumo.
- Evento de finalización de una conversión y generación de evento de interrupción al finalizar la conversión.
- Hasta cuatro fuentes de reloj de conversión.
- Operación en modo WAIT y STOP 3, para reducción de ruido.
- Posibilidad de selección de reloj asincrónico, para operación en bajo ruido.
- Posibilidad de elegir una señal de disparo por hardware (trigger), para iniciar conversión.
- Comparación del valor convertido contra un valor programado, para mayor que, igual que o menor que.

Diagrama de Bloques Interno

En la Figura A13 se presenta el diagrama de bloques del módulo ADC, donde el circuito (A) corresponde al sistema de reloj del ADC. Este circuito tiene la posibilidad de seleccionar cuatro fuentes, como: Reloj asíncrono (ADACK), reloj del BUS, reloj del BUS dividido por dos y un reloj alterno (ALTCLK). El circuito (B) corresponde a los registros de configuración y control del ADC. El circuito (C) sincroniza toda la operación de conversión, actuando como una gran máquina de estados. El circuito (D) multiplexa las diferentes entradas análogas (canales A/D) que puede atender el sistema ADC y establece la ventana de conversión. El

circuito (E) es el corazón del módulo ADC y corresponde al SAR (Sucesive Aproximation Register) de la conversión. El circuito (F) configura la lógica de interrupción del módulo ADC y finalmente, el circuito (G) establece las componentes para la comparación del valor convertido contra un valor programado [23].

Figura A13 Diagrama De Bloques De ADC.

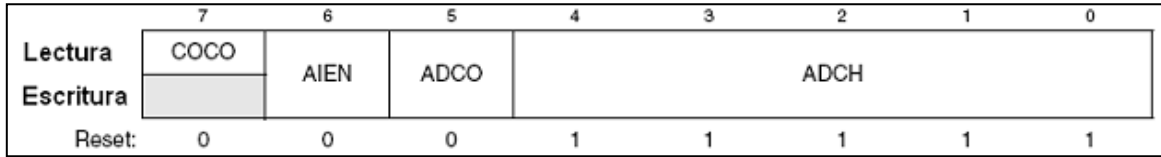


Fuente: [23].

Registros asociados al módulo ADC

Registro de estado y control 1 (ADCSC1): El evento de escribir en este registro hace que se aborte una conversión en proceso, inicializando una nueva.

Figura A14 Registro De Estado Y Control 1(ADCSC1).



Fuente: [23].

COCO (Conversion Complete Flag): Si esta deshabilitada la opción de comparación, la bandera se activa cuando una conversión se termina, de otra forma, se activa cuando se completa la conversión y el resultado de la comparación es verdadero.

AIEN (Interrupt Enable): Habilita y deshabilita la interrupción de conversión completa.

ADCO (Continuous Conversion Enable): Selecciona entre una conversión o varias conversiones después del disparo de conversión.

ADCH (Input Channel Select): Selector de uno de los canales de entrada.

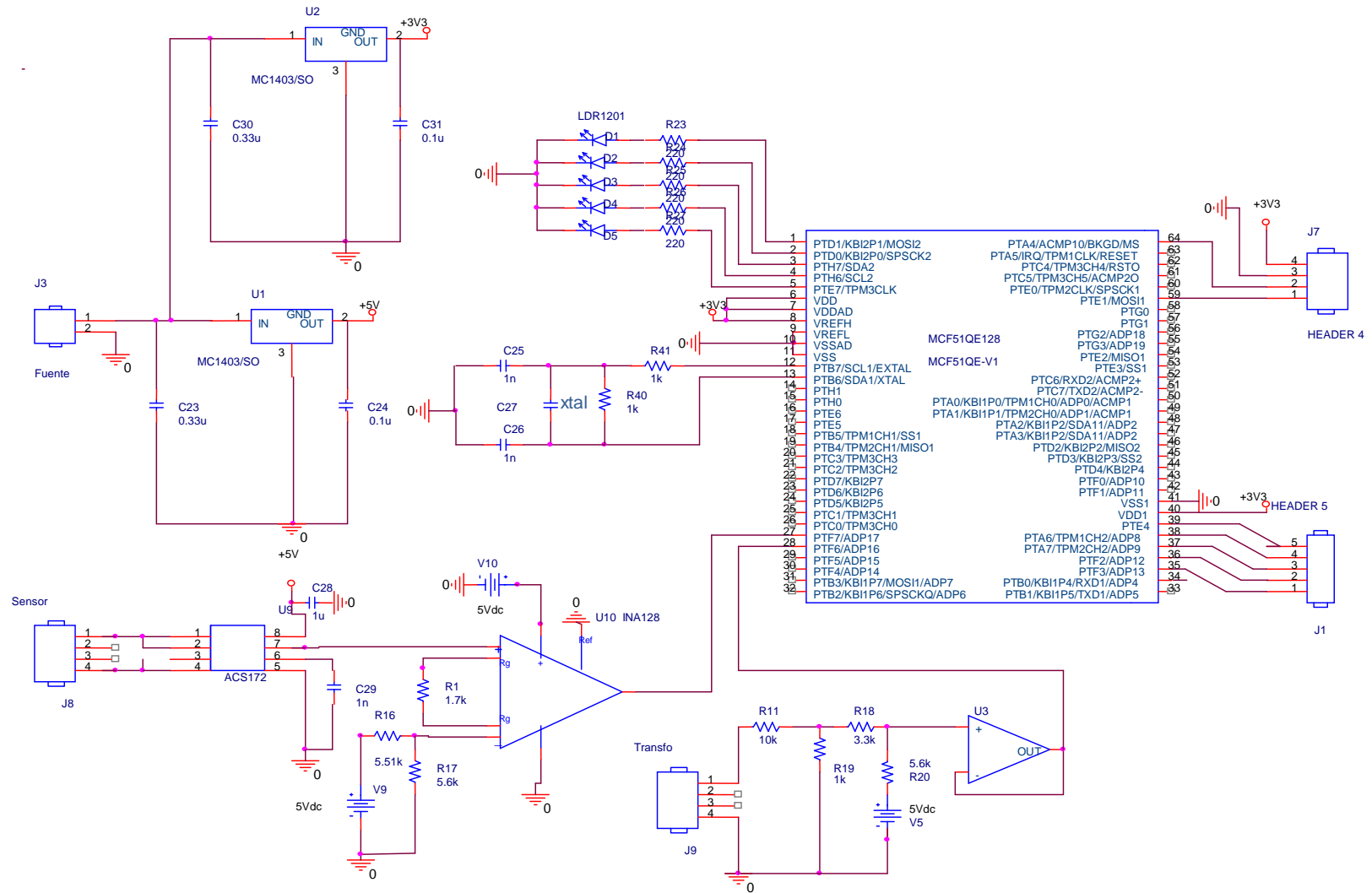
Registro de estado y control 2 (ADCSC2): Controla la función de comparación, el disparo de conversión y conversión activa del módulo ADC.

Registro resultado alto de la conversión (ADCRH): Almacena el resultado alto de la conversión del ADC, que contiene el bit de mayor peso en una conversión de 12 y 10 bits. Se hace cero cuando la conversión es de 8 bits.

Registro resultado bajo de la conversión (ADCRL): Almacena el byte de menor peso en una conversión de 12 y 10 bits, a su vez, contiene los ocho bits de una conversión para el ADC con una resolución de 8 bits.

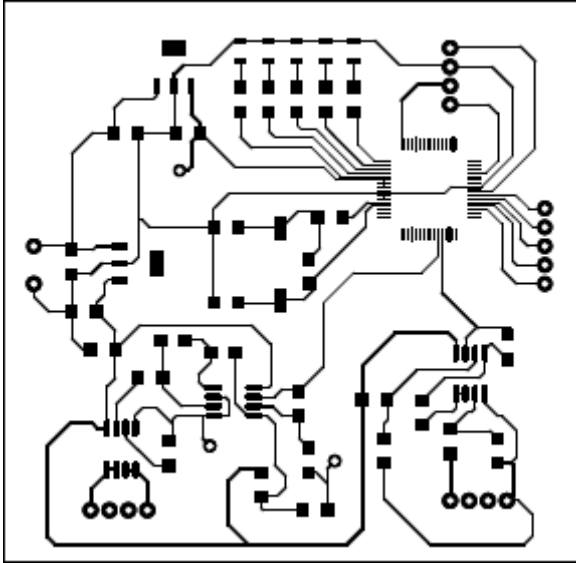
Registro resultado de la conversión (ADCR): Almacena el resultado de la conversión concatenando los registros alto y bajo (ADCRH&ADCRL), funciona para la conversión de 8, 10 y 12 bits [23].

Anexo 3. Esquema General Conexiones



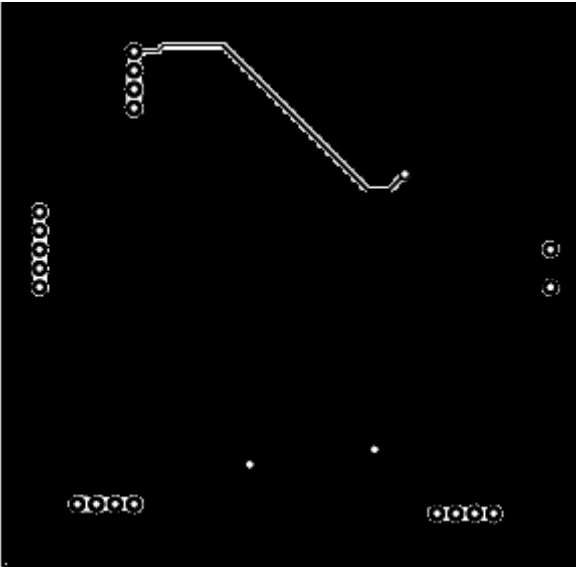
Anexo 4. PCB's Implementadas

Figura A17. PCB Microcontrolador Capa Top



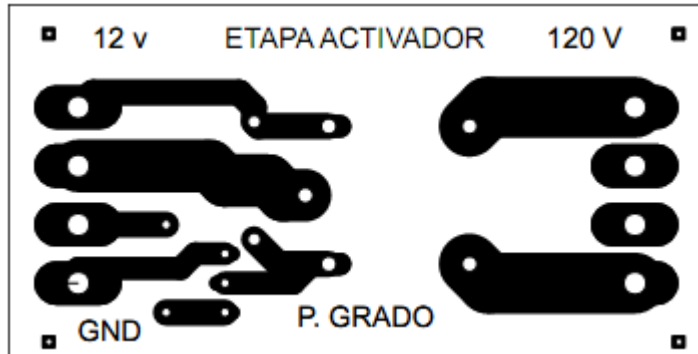
Fuente: Orcad Capture.

Figura A.18. PCB Microcontrolador Capa Bottom



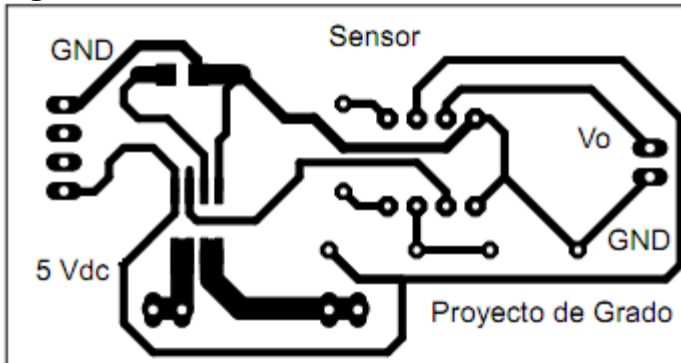
Fuente: Orcad Capture.

Figura A.19. PCB. Sistema de Relé



Fuente: Eagle.

Figura A.20. PCB. Adecuación señal sensor corriente



Fuente: Eagle.