

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



“PROTECCIÓN ADAPTABLE DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA”

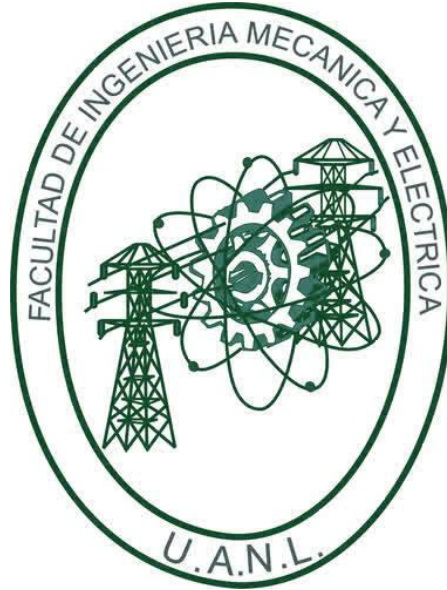
POR

SAÚL JONATHAN JIMÉNEZ MARTÍNEZ

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

AGOSTO, 2017

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



“PROTECCIÓN ADAPTABLE DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA”

POR

SAÚL JONATHAN JIMÉNEZ MARTÍNEZ

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

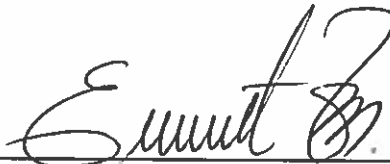
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN, MÉXICO

AGOSTO DE 2017

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis **PROTECCIÓN ADAPTABLE DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA**, realizada por el alumno(a) Saúl Jonathan Jiménez Martínez, con número de matrícula 1452052, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Director

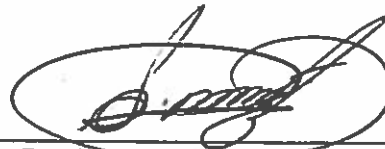


Dr. Arturo Conde Enriquez
Revisor



Dr. Luis Alonso Trujillo Guajardo
Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado



AGRADECIMIENTOS

Si la luz no llega, jamás dejes de luchar, que la noche jamás será eterna, y el amanecer brillara para el que nunca dejo de pelear...

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez por su gran apoyo, paciencia y asesoría para la culminación de este trabajo, muchas gracias.

A mis sinodales el Dr. Arturo Conde Enríquez y el Dr. Luis Alonso Trujillo Guajardo por su tiempo prestado para revisión de este trabajo.

A mí madre que siempre estuvo ahí, aunque fuera en mi corazón.

A Vanessa por su gran apoyo, comprensión y amor.

A mis hermanos Iván y Scarlett por confiar siempre en mí.

A mis familiares, amigos y colegas por sus ánimos y buenos consejos.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado durante la maestría.

RESUMEN

Publicación No.

Saúl Jonathan Jiménez Martínez, M.C. en Ingeniería
Eléctrica Universidad Autónoma de Nuevo León. 2017

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Uno de los problemas de los sistemas de protección de líneas de transmisión es la metodología del cálculo de parámetros de ajuste, la corriente de falla medida por la protección de sobrecorriente instantánea depende del equivalente Thévenin de la red eléctrica detrás del relevador. Este equivalente cambia su valor en dependencia de muchos factores, como el tipo de falla, la topología de la red eléctrica y el régimen de operación de los generadores entre otros. Estos cambios provocan modificaciones en la corriente de falla medida por la protección, lo cual ocasiona que las zonas de cobertura no sean constantes y que aumenten o disminuyan en función de la condición de operación de la red eléctrica antes de que ocurra la falla, provocando problemas de subalcance y sobrealcance.

En la presente tesis se establece una nueva metodología para el cálculo de parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea a partir de la estimación del equivalente Thévenin en tiempo real. Este método utiliza los valores de voltaje y corriente de secuencia positiva e implementa un sistema de ecuaciones no lineales resuelto de forma iterativa por el método Gauss Newton y determina los valores de los parámetros del equivalente Thévenin (V_{TH} , Z_{TH}).

El problema de la cobertura variable por utilizar un ajuste fijo en la protección ante cualquier cambio de topología que experimente la red se resuelve con un algoritmo de ajuste adaptable para la protección de sobrecorriente instantánea (50), en base a los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real y fijando un criterio de ajuste para

una determinada zona de cobertura deseada. De esta forma se genera un ajuste adaptable que independientemente de que los parámetros V_{TH} y Z_{TH} estén cambiando todo el tiempo, las zonas de cobertura se mantendrán constantes ante cualquier cambio que experimente el sistema eléctrico de potencia.

Para validar el desempeño del algoritmo se implementó un sistema de prueba que comprende 4 escenarios distintos (subbalance, sobrealcance, cambio de operación del generador y entrada de un generador en servicio), donde el algoritmo propuesto realizó las modificaciones del ajuste y se adecuó a las condiciones del sistema para mantener la zona de cobertura constante, mientras que el ajuste fijo se vio afectado en su zona de cobertura en cada cambio de operación de la red, presentando condiciones de subbalance o sobrealcance.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN	v
ÍNDICE GENERAL.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xi
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 MOTIVACIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES.....	2
1.3 OBJETIVOS	3
1.4 ALCANCES	3
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	4
CAPÍTULO 2: PROTECCIONES ADAPTABLES	5
2.1 INTRODUCCIÓN	5
2.2 PROTECCIONES ADAPTABLES	6
2.3 APLICACIONES	8
2.3.1 FRECUENCIA DE MUESTREO.....	8
2.3.2 MODIFICACION DE PARÁMETROS DE AJUSTE.....	9
2.4 PRINCIPIOS DE PROTECCIÓN Y CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN.....	10
2.5 EFECTO DE LA CARGA.....	12
2.6 CAMBIOS EN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	14
2.6.1 CAMBIOS DE CARGA.....	15
2.6.2 FALLAS EN CIRCUITOS ADYACENTES.....	16
2.6.3 PERDIDA DE UNA PROTECCIÓN.....	16
2.7 CAMBIOS EN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	17
CAPÍTULO 3: ESTIMACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS PARÁMETROS DEL EQUIVALENTE THÉVENIN EN UNA RED ELÉCTRICA.....	19
3.1 INTRODUCCIÓN.....	19
3.2 EQUIVALENTE THÉVENIN.....	21

3.3 ESTIMACIÓN DEL EQUIVALENTE THÉVENIN EN TIEMPO REAL	22
3.3.1 EVALUACIÓN DE CONDICIONES INICIALES.....	23
3.3.2 METODO DE ESTIMACIÓN.....	24
3.4 CASO DE ESTUDIO PARA VALIDACIÓN DE ALGORITMO DE ESTIMACIÓN.....	29
3.5 CONCLUSIONES.....	33
CAPÍTULO 4: PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA CON AJUSTE	
ADAPTABLE	34
4.1 INTRODUCCIÓN	34
4.2 AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEOS.....	35
4.3 COBERTURA DE UNA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.....	38
4.4 CRITERIO DE AJUSTE ADAPTABLE PROPUESTO.....	39
4.5 CASO DE ESTUDIO.....	45
4.6 CONCLUSIONES.....	48
CAPÍTULO 5: RESULTADOS.....	49
5.1 INTRODUCCIÓN.....	49
5.2 SISTEMEMA DE PRUEBA.....	49
5.3 CASO DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL ALGORITMO.....	50
5.3.1 SUBALCANCE.....	50
5.3.2 SOBREALCANCE.....	52
5.3.3 CAMBIO DE OPERACIÓN DEL GENERADOR.....	54
5.3.4 ENTRADA DE UN GENERADOR EN SERVICIO.....	55
5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	56
5.3 CONCLUSIONES.....	57
CAPÍTULO 6: CONCLUSIOES Y RECOMENDACIONES	58
6.1 INTRODUCCIÓN	58
6.2 CONCLUSIONES	58
6.3 APORTACIONES	60
6.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	61
REFERENCIAS	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1. Característica diferencial adaptativa con restricción.....	11
Fig. 2.2. Invasión de carga.....	13
Fig. 2.3. Características de invasión de carga.....	14
Fig. 2.4. Protección de transformadores Δ/Y y Y/Δ	15
Fig. 2.5. Disparo selectivo de respaldo.....	17
Fig. 3.1. Circuito original (a),Equivalente Thévenin (b).....	21
Fig. 3.2. Diagrama de flujo del algoritmo para estimar el equivalente Thévenin.....	22
Fig. 3.3. Sistema base.....	23
Fig. 3.4. Precisión del método en condiciones de ruido (relación señal/ruido(db)).....	29
Fig. 3.5. Sistema de prueba.....	30
Fig. 3.6. Voltaje y corriente medidos en el punto de medición.....	31
Fig. 3.7. Equivalente Thévenin de sistema de prueba.....	31
Fig. 3.8. Estimación del equivalente Thévenin de sistema de prueba.....	32
Fig. 4.1. Coordinación de protecciones de sobrecorriente instantánea.....	35
Fig. 4.2. Zona de cobertura variable de la protección de sobrecorriente instantánea.....	37
Fig. 4.3. Sistema de potencia.....	38
Fig. 4.4. Modificación de la zona de cobertura por cambios de topología.....	39
Fig. 4.5. Ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea adaptable.....	40
Fig. 4.6. Diagrama de flujo del algoritmo de ajuste adaptable de la protección de..... sobrecorriente instantánea.....	41
Fig. 4.7. Señal de corriente incremental (filtro delta).....	43
Fig. 4.8. Determinación de la zona de cobertura del relevador.....	44
Fig. 4.9. Sistema de prueba.....	45
Fig. 4.10. Ajustes de la protección de sobrecorriente instantánea (azul-ajuste fijo,verde- ajuste adaptable,rojo-corriente medida).....	47
Fig. 4.11. Zonas de cobertura (naranja-ajuste adaptable,morado-ajuste fijo).....	47
Fig. 5.1. Sistema de prueba.....	50
Fig. 5.2. Escenario de subalcance.....	52

Fig. 5.3. Escenario de sobrealcance.....	53
Fig. 5.4. Escenario de cambio de condición de operación del generador.....	55
Fig. 5.5. Escenario de entrada de un generador en servicio.....	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Aplicaciones y ventajas de las protecciones adaptivas.	7
Tabla 3.1. Error de estimación de los parámetros del equivalente Thévenin.....	33
Tabla 4.1. Parámetros del sistema de prueba	45
Tabla 5.1. Coberturas de ajuste de relevador de sobrecorriente instantáneo	57

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

Uno de los problemas de los sistemas de protección de líneas de transmisión es la metodología del cálculo de parámetros de ajustes, donde se deben considerar distintas condiciones de operación en la red eléctrica para seleccionar los ajustes de la protección que sean los más apropiados.

La corriente de falla medida por la protección de sobrecorriente instantánea depende del equivalente Thévenin del sistema de potencia detrás de la protección. Este equivalente cambia su valor en dependencia de muchos factores, como el tipo de falla, la topología de la red eléctrica y el régimen de operación de los generadores entre otros.

Esto significa que el cambio en el valor del equivalente modifica la corriente de falla medida por la protección. El impacto de esto es que las zonas de cobertura de la protección de sobrecorriente instantánea no sean constantes y que aumenten o disminuyan en función de la condición de operación de la red eléctrica antes de que ocurra la falla; Como resultado de ello, las protecciones de sobrecorriente instantánea de línea de transmisión se ajustan entre un 80 y 90% de la longitud de la línea para evitar problemas de coordinación con las protecciones de las líneas adyacentes.

Con base en lo mencionado anteriormente, la motivación principal de este tema de tesis consiste en desarrollar un algoritmo que permita hacer un estimado de la impedancia del equivalente Thévenin en el tiempo real, y así realizar un ajuste adaptable

de la protección de sobrecorriente instantánea para que la zona de protección no se modifique por un cambio en la condición de operación de la red eléctrica o el tipo de falla.

1.2 ANTECEDENTES

La protección de sobrecorriente es la más sencilla, económica y relativamente confiable. Su principio de operación se basa en el cambio abrupto que experimenta la corriente medida por la protección de una magnitud de corriente de carga en estado estable a una corriente de falla; así, cuando la corriente medida por la protección sobrepasa un ajuste, se establece la ocurrencia de una falla y se manda la señal de disparo al interruptor. Estas características han permitido que este tipo de protección se aplique con distintas variantes para la protección de elementos de un sistema eléctrico de potencia, como son la protección de fase de sobrecorriente de tiempo inverso de líneas de transmisión (51), la protección del neutro de transformadores (51NT) o la protección de corriente de secuencia negativa (51Q).

Cabe destacar, que las investigaciones sobre protecciones adaptables han estado enfocadas principalmente en la protección de fase de sobrecorriente de tiempo inverso de líneas de transmisión (51).

En 2015, M. Q. Singh y V. Telukunta [1], propusieron la técnica fuzzy adaptable para seleccionar el ajuste óptimo del relevador de sobrecorriente (51). Esto se logra en dos fases. En la fase 1 del algoritmo propuesto, se obtienen los ajustes del relevador para todas las posibles topologías de red. En la fase 2 del algoritmo propuesto, la topología de la red se identifica detectando el estado de interruptores. Basándose en la configuración de red y en el nivel de falla, se seleccionan los ajustes del relevador mediante la técnica fuzzy adaptable.

En 2016 F.B. Costa y B.A Souza [2], proponen un sistema de protección adaptable (APS) para determinar el ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea (50) y

reducir el impacto de la generación distribuida en una smart grid. El sistema proporciona una actualización automática del ajuste del relevador cuando la red eléctrica tiene modificaciones. Los autores proponen un método de estimación de frecuencia para identificar los cambios en la red y así modificar el ajuste del relevador de sobrecorriente instantánea (50).

En 2017 S. Shen y D. Lin [3], propusieron un esquema de protección adaptativa para sistemas de distribución con generación distribuida (DG). Para reducir el impacto de las DG sobre los dispositivos de protección, se utiliza un método de estimación optimizado para calcular dinámicamente los parámetros del circuito equivalente Thévenin del sistema, basado en las medidas locales de voltaje y corriente detrás de un nodo en un sistema de energía. Esto permite estimar la corriente de cortocircuito con precisión para ajustar el relevador de sobrecorriente (51) teniendo en cuenta el comportamiento de las DG durante la falla.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo de investigación es el desarrollo de un algoritmo que realice el ajuste adaptable de una protección de sobrecorriente instantánea, basado en la estimación de los parámetros del equivalente Thevenin detrás de la protección, que mantenga la zona de cobertura constante, independientemente de la condición de operación de la red eléctrica.

1.4 ALCANCES

En este trabajo de investigación se aborda el ajuste adaptable de la protección de fase de sobrecorriente instantánea de líneas de transmisión, por lo que la estimación de los parámetros del equivalente Thevenin corresponde a los de secuencia positiva; así mismo se considera un sistema de potencia radial y se desprecia la respuesta transitoria de los transformadores de corriente y potencial durante la falla.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este documento de tesis está estructurado en 6 capítulos como se describe a continuación.

En el capítulo 1 se presenta la motivación que ha impulsado al desarrollo de este trabajo de investigación. También se da un breve resumen de las propuestas más relevantes que han sugerido algunos autores sobre el tema, y por último se describe el objetivo y alcances de este trabajo de investigación.

En el capítulo 2 se presentan las características y funciones generales de las protecciones adaptables, así como el impacto de este tipo de esquemas en los sistemas eléctricos de potencia.

En el capítulo 3 se presenta un algoritmo para calcular los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real a partir del voltaje y corriente de secuencia positiva, el cual es independiente de los modelos de carga y no requiere de datos sincronizados.

En el capítulo 4 se presenta el algoritmo propuesto para calcular el ajuste adaptable de la protección de sobrecorriente instantánea (esquema 50) basado en el estimado Thévenin en tiempo real; se describen las etapas y se explican las diferencias que se tienen en comparación con el ajuste tradicional (ajuste fijo).

En el capítulo 5 se muestran y analizan los resultados obtenidos a partir de la evaluación del desempeño del algoritmo propuesto bajo diferentes escenarios que se presentan en un sistema eléctrico de potencia como son la salida o entrada de líneas de transmisión o el cambio en la condición de operación de generadores.

En el capítulo 6 se mencionan las conclusiones y aportaciones obtenidas a partir de este trabajo de investigación así como también las recomendaciones para trabajos futuros en esta área del conocimiento.

CAPÍTULO 2

PROTECCIONES ADAPTABLES

2.1 INTRODUCCIÓN

El rendimiento de los dispositivos y sistemas de protección se ve afectado por muchos factores diferentes. Algunos de ellos están relacionados con variaciones en la carga o generación, otros tienen que ver con los cambios en la topología del sistema. El hecho de que los dispositivos de protección no midan directamente el estado del sistema primario y los parámetros, sino que se basan en transformadores de instrumentos y cableado secundario también pueden conducir a un funcionamiento no deseado. Adaptar el comportamiento de los sistemas de protección a cualquier cambio en su entorno se está convirtiendo en una necesidad. En este capítulo se da una definición de la protección adaptable y se describen los métodos utilizados para detectar los cambios en la red eléctrica que afectan la operación de los relevadores, que se pueden aplicar en redes de transmisión y distribución, y en subestaciones.

Algunas aplicaciones de las funciones adaptables son supervisión de interruptores, sistemas de automatización de subestaciones, detección de fallas en condiciones dinámicas, cambios de parámetros de ajuste y lógicas programables.

2.2 PROTECCIONES ADAPTABLES

Normalmente un sistema de protección responde a fallas o condiciones anormales a partir de un ajuste fijo que está incorporado a las características de los relevadores. Puede asumirse un valor de corriente de carga que normalmente no excedería un valor pre-establecido en la ubicación del relevador, sin embargo puede haber ocasiones en que la carga exceda este supuesto y el relevador opere incorrectamente. Por lo tanto es deseable que los relevadores se adapten a las condiciones cambiantes de la red eléctrica, y que tengan la posibilidad de que los parámetros de ajuste se modifiquen en forma automática en dependencia de los cambios que se presenten en el sistema de potencia.

Para efectuar la modificación adaptable de parámetros de ajuste de relevadores existen dos alternativas posibles. Una de ellas es implementar la lógica adaptable a nivel de relevador, de modo que esté modifique sus parámetros en función de las señales de entrada. La segunda alternativa es utilizar un enlace de comunicación para alterar en forma remota estos parámetros de ajuste, en esta alternativa se pueden incluir varios dispositivos de protección en el esquema adaptable, y la función adaptable podrá ser establecida a nivel de subestación o a nivel de sistema.

Una definición de protección adaptable es: conjunto de dispositivos con la capacidad de estimar la condición de operación de la red eléctrica y en base a ello generar un ajuste dinámico que cumpla con los requisitos de confiabilidad, selectividad, tiempo de operación y sensibilidad de una protección [4]. La condición de operación puede verse afectada por los cambios en la topología y el régimen de operación de los generadores, que pueden deberse principalmente a las siguientes razones:

- Conmutación deliberada del sistema (aislamiento de una parte del equipo para el mantenimiento).
- Cambio de sistema no planificado (eliminación de una falla por un relevador) [5].

Las protecciones adaptables deben de cumplir las siguientes funciones:

- El relevador solo debe operar para fallas en su respectiva zona de protección.
- Si dos relevadores detectan una falla en sus respectivas zonas de protección, el relevador con retardo de tiempo más corto deberá disparar primero.
- Sí la topología de la red eléctrica cambia, el relevador debe modificar automáticamente su ajuste para la protección adecuada del sistema [5].

El empleo de algoritmos que se adapten a las condiciones del sistema de potencia ha permitido que los relevadores de protección puedan aumentar su grado de seguridad como de fiabilidad para el sistema de protección.

Los ajustes de los relevadores deben adaptarse en tiempo real a medida que cambian las condiciones del sistema. Las ventajas y aplicaciones de los esquemas de protección adaptables se muestran en la Tabla 2.1 [6].

Tabla 2.1. Aplicaciones y ventajas de las protecciones adaptivas.

Aplicaciones	Ventajas
Modelo de impedancia del sistema adaptable.	Mayor fiabilidad.
Disparo secuencial adaptable instantáneo.	Protección de respaldo más rápida.
Cobertura multiterminal por relevadores adaptables.	Mejorar selectividad de la protección.
Recierre adaptable.	Restauración más rápida tras disparos incorrectos.
Monitoreo interno de lógica adaptable.	Mejora la fiabilidad de transmisión
Verificación de coordinación de relevadores	Optimización de la coordinación.

La modificación adaptable de los parámetros de ajuste en relevadores permite que la tarea del cálculo de parámetros de ajuste de la protección sea independiente de la condición de operación de la red eléctrica, mejorando significativamente la calidad de la protección.

2.3 APLICACIONES

En las siguientes secciones, se hace una descripción de aplicaciones de funciones adaptables en la protección de sistemas eléctricos de potencia.

2.3.1 FRECUENCIA DE MUESTREO

Los relevadores basados en microprocesadores están diseñados para digitalizar las formas de onda de corriente y voltaje con una frecuencia de muestreo fija o adaptativa. Algunos implementan algoritmos de alta velocidad, tales como la selección de fase fallada o la detección direccional basada en el cálculo de componentes superpuestas [7]. El muestreo de las señales de entrada se sincroniza a la frecuencia del sistema para tener un número específico de muestras por ciclo. El control de la velocidad de muestreo mejora la sensibilidad de la función de medición o protección, por ejemplo las funciones del selector de fase de corriente superpuesta o la exactitud de memoria del voltaje utilizada en la polarización de elementos direccionales de distancia. La velocidad de muestreo se controla seleccionando un valor que determina el número de pulsos del sistema de muestreo entre muestras sucesivas de una señal de voltaje o corriente [8].

Las mediciones se realizan utilizando las variables del sistema, como puede ser el caso del voltaje de fase, donde un algoritmo del relevador selecciona el voltaje más adecuado para la función de protección. Cuando una falla se presenta o se tiene un bajo voltaje para permitir el seguimiento del voltaje, la velocidad de muestreo se mantiene en el último valor. Si el seguimiento del voltaje se suspende durante un tiempo suficientemente largo sin voltaje presente, éste se ajusta a la frecuencia nominal del sistema. Los algoritmos del relevador hacen el seguimiento de la frecuencia del sistema en un intervalo, definido como parte del diseño del relevador; Si la frecuencia esta fuera de este intervalo, se desactiva la protección y se emite una alarma.

2.3.2 MODIFICACIÓN DE PARÁMETROS DE AJUSTE

Los cambios en las condiciones del sistema de potencia pueden basarse en la supervisión de señales binarias o analógicas. Una vez que se detecta un cambio el relevador puede adaptarse utilizando diferentes métodos.

- Grupos de configuración múltiple: Los relevadores basados en microprocesadores cambian sus ajustes en base a la configuración actual de la subestación o sistema de potencia [8]. Los ajustes se optimizan para mejorar la sensibilidad o reducir el tiempo de las funciones de protección bajo modificaciones de las condiciones del sistema.
- Lógica de esquema programable: Es una herramienta que permite que el usuario configure la protección ante cambios en las condiciones de operación del sistema. El usuario puede habilitar o deshabilitar variantes múltiples de la misma función de protección (por ejemplo los elementos de sobrecorriente de tiempo definido o inverso) como una respuesta a los cambios dinámicos o configuraciones del sistema de potencia [9]. Tiene la ventaja de ser instantánea y afectar solo una parte de la lógica del relevador. Además proporciona flexibilidad en un número limitado de ajustes.
- Supervisión del transformador de potencial (TP): Permite medir las señales de voltaje de fase del sistema de potencia; sin embargo un mal funcionamiento de los TP puede afectar el desempeño del relevador, lo cual puede deberse a fallas internas en el TP, sobrecargas, fallas en el cableado de interconexión en relevadores, falla de un fusible, error humano durante mantenimiento o la conmutación del circuito del TP. Esto ocasiona un cambio erróneo en los voltajes de fase medidos por el relevador provocando un funcionamiento incorrecto. Con la lógica TP los relevadores son diseñados para detectar fallas de voltaje y ajustar automáticamente la configuración de elementos de protección cuya estabilidad se vería comprometida [10].

- Supervisión del transformador de corriente (TC): Se utiliza para detectar fallas en las entradas de corriente de fase del relevador. La falla en un TC de fase puede ocasionar un funcionamiento incorrecto en cualquier elemento accionado por corriente; así mismo, la interrupción de la corriente del secundario del TC puede producir sobrevoltajes peligrosos [11]. La característica de operación de los TC se basa en detectar la derivada de corriente de secuencia cero, en el caso de ausencia de la derivada de voltaje de secuencia cero que normalmente la acompañaría. Esto debe generar una alarma y un bloqueo instantáneo de los elementos de protección.

2.4 PRINCIPIOS DE PROTECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Los relevadores de protección modernos tienen mayor capacidad de procesamiento que les permite proporcionar funcionalidad y diversidad de aplicaciones de protección, control, supervisión y medición. Cada principio de protección tiene ventajas y desventajas al momento de detectar un cortocircuito, razón por la cual los relevadores de protección digital incorporan distintos principios de protección para adaptarse a las distintas condiciones de operación de la red eléctrica. Por ejemplo, la protección diferencial de línea de fase segregada proporciona una protección discriminativa de alta velocidad de una línea de transmisión, con relativamente pocos problemas de aplicación al no verse afectada por la carga o por el acoplamiento mutuo con otras líneas en la misma vía. Sin embargo, una desventaja de un esquema diferencial es que basa en sistemas de comunicación y la falta de protección inherente de respaldo.

Los relevadores digitales incluyen formas de protección de respaldo integradas que permiten adaptarse al estado de comunicaciones entre múltiples extremos de la línea protegida. Los relevadores de protección de línea típicos pueden calcular la corriente diferencial entre los extremos de una línea después de asegurarse que las muestras de corriente de cada extremo se toman en el mismo momento de tiempo por medio de la sincronización de muestreo o alternativamente mediante el cálculo continuo del retardo de propagación entre extremos de línea. Sin embargo, si los relevadores están conectados a un anillo SONET y hay una falla en el canal de comunicación entre los

relevadores, las comunicaciones se cambiarán a una ruta alternativa que normalmente tendrá un retardo de propagación distinto [12]. Cuando el sistema conmuta a una ruta alternativa, existe un pequeño período de tiempo en el que el relevador podría enviar mensajes a través de la vía 1 y regresar por la vía 2. El error resultante en cada extremo de la línea puede provocar que el relevador funcione mal debido a una alineación incorrecta en el tiempo de los vectores actuales.

Para evitar una mala operación durante la conmutación de la vía 1 a la vía 2, los relevadores utilizan un cambio en el retardo de propagación calculado que permite iniciar la modificación de la característica diferencial del relevador durante un corto período de tiempo y superar cualquier retardo de conmutación. Este cambio se muestra en la Fig. 2.1, donde su característica original es la línea de color roja y transitoriamente cambia a la de color azul.

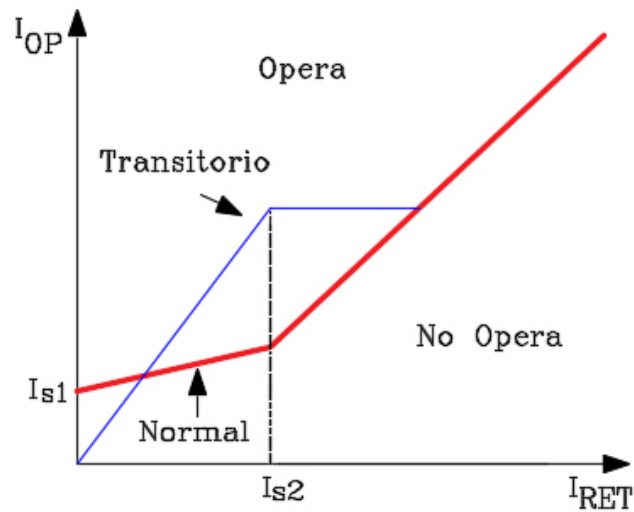


Fig. 2.1 Característica diferencial adaptativa con restricción.

Esta característica proporciona estabilidad para todas las condiciones de carga y permite aún el disparo para la mayoría de las condiciones internas de falla. Por lo tanto el relevador se adapta al retardo cambiante de propagación causado por la conmutación y regresa a la característica normal tan pronto como la diferencia en el retardo de propagación en cálculos consecutivos se encuentre dentro del rango definido por el usuario.

Otro ejemplo es el caso de las protecciones diferenciales de línea, que tienen incorporadas funciones de respaldo con unidades de protección de distancia; estas unidades pueden activarse o desactivarse selectivamente en función de la disponibilidad del canal de comunicación. Se puede ajustar el relevador de modo que la protección de distancia solo se active cuando se detecte una falla en el canal de comunicación de la protección que está siendo utilizada por elementos diferenciales [13].

2.5 EFECTO DE LA CARGA

La protección de distancia de los relevadores de protección debe seleccionarse y configurarse de tal manera que proporcionen un alcance resistivo suficiente para garantizar el correcto funcionamiento cuando ocurre un cortocircuito con resistencia de falla. Hay que tener en cuenta la resistencia del arco es afectada por muchos factores, como la distancia entre las fases y la extensión del arco por el viento. La Fig. 2.2 muestra la línea de transmisión protegida en el plano de impedancia con el área de resistencia al arco que tiene que ser cubierta por el elemento de protección. Evidentemente, la característica de operación del elemento de distancia necesita tener una forma y ser lo suficientemente amplia como para proporcionar esta cobertura. Al mismo tiempo, la característica debe tener una forma y ajustes que lo hagan lo suficientemente estrecho para que la impedancia de carga que cambia dinámicamente no entre dentro de la característica.

El efecto de la carga sobre el funcionamiento de los relevadores de distancia ocasiona un bajo o mayor alcance de la característica de distancia. La impedancia aparente vista por los relevadores en condiciones de sobrecarga puede dar lugar a un disparo incorrecto. Esto es crítico en el caso de líneas de transmisión largas o elementos de Zona 3 que tienen que proporcionar protección de respaldo para líneas adyacentes de subestaciones con fuentes de generación.

En la figura 2.2 es claro que las características de distancia deben estar entre el área de impedancia de falla y el área de impedancia de carga.

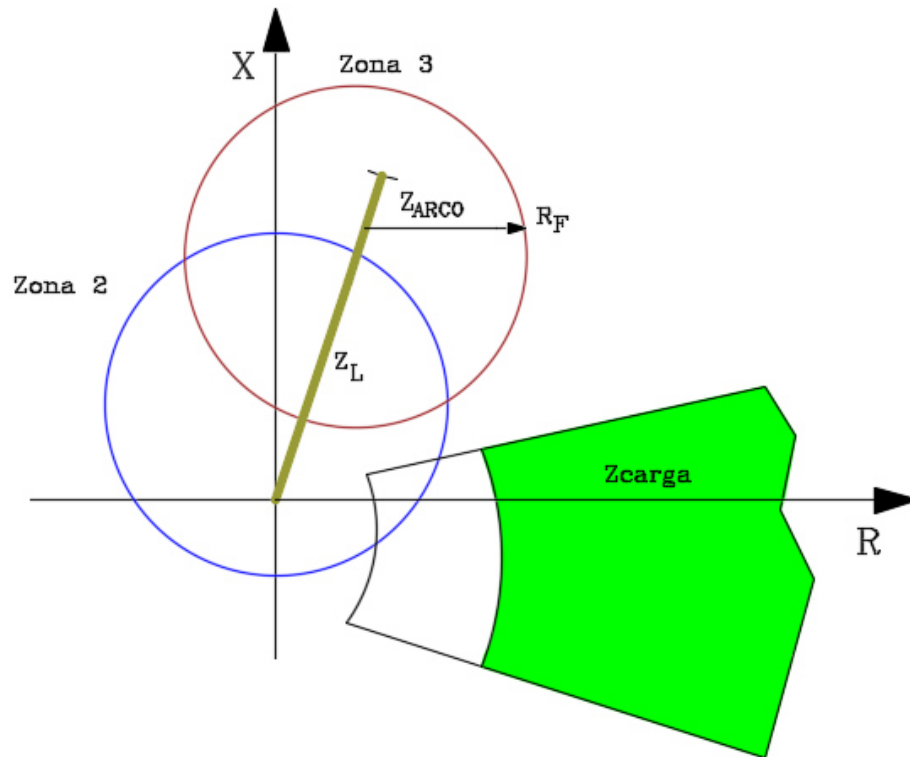


Fig. 2.2 Invasión de carga.

La parte sombreada de la región de impedancia de carga corresponde a condiciones de carga normal y/o de emergencia, mientras que la zona blanca corresponde a condiciones de sobrecarga.

Los relevadores de distancia, por lo general, no pueden cubrir la impedancia de arco para fallas al final de la zona protegida, mientras que al mismo tiempo están sujetos a invasión de carga, especialmente si la carga cambia dinámicamente por encima de la potencia natural de la línea de transmisión. Debido a ello, diversas empresas eléctricas han tomado la decisión de desactivar la zona 3 de este tipo de relevadores a fin de reducir la posibilidad de operación incorrecta en condiciones de emergencia [14]. En otros casos, los ajustes de alcance se cambian para reducir la probabilidad de disparo bajo condiciones de carga. Sin embargo, esto reduce la eficacia de la zona 3 como un elemento de protección de respaldo.

Los relevadores digitales incluyen como parte de sus funciones una característica de invasión de carga. Algunos de los métodos utilizados para reducir el impacto de la carga son el desplazamiento hacia delante de las características de operación de la protección, la aplicación de características impedancia-ángulo para restringir el área de la carga y el uso de características de operación complejas (cuadrilaterales, elípticas) [15]. Una característica muy utilizada combina dos elementos impedancia-ángulo con un ángulo de inclinación igual al ángulo del mínimo factor de potencia permitido (formando una cruz) y un elemento de impedancia (centrado en el origen), cuyo radio debe ser menor que la máxima impedancia de carga (Figura 2.3). La lógica de invasión de carga impide el funcionamiento de los elementos de distancia de fase en condiciones de alta carga. Esta característica única permite que la carga entre en un área predefinida de la característica de distancia de fase sin causar un disparo.

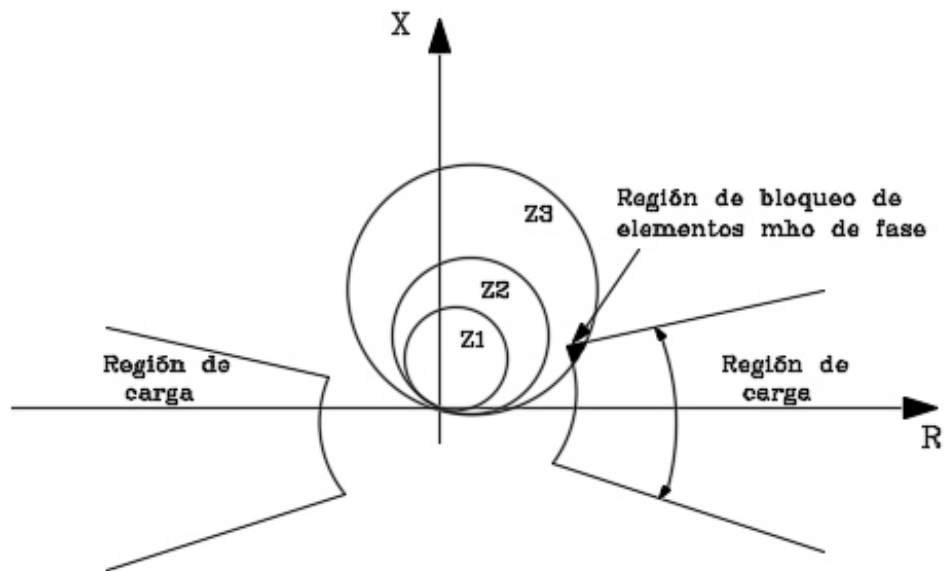


Fig. 2.3 Características de invasión de carga.

2.6 CAMBIOS EN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Existen casos en donde el rendimiento del relevador es afectado por la configuración de la subestación o del sistema de alimentación. Por ejemplo, con el relevador convencional es difícil ajustar los cambios en la conexión a tierra. En la Fig 2.4 se

observa que el relevador (alimentador PIED) se encuentra en una subestación con dos transformadores, uno conectado a tierra en el lado de alta y el otro en el lado de baja. Cuando un transformador este fuera de servicio afectara significativamente los niveles de corriente de secuencia cero vistos por los relevadores de sobrecorriente de tierra. Los niveles de corriente de falla cambiaran cuando uno de los transformadores esté fuera de servicio.

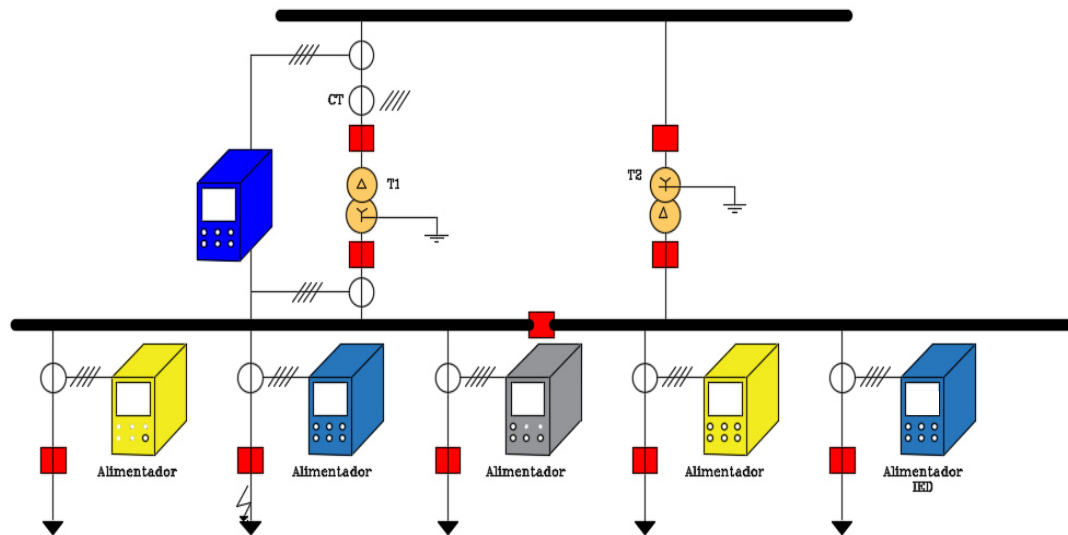


Fig. 2.4 Protección de transformadores Δ/Y y Y/Δ .

Esto requiere la supervisión del estado de los transformadores y la adaptación a las nuevas condiciones tan pronto como uno de los transformadores es desconectado. Esto permitirá que el relevador realice un cambio de ajuste en los elementos de sobrecorriente de tierra [16].

2.6.1 CAMBIOS DE CARGA

La carga en los circuitos de distribución depende de muchos factores, entre los más relevantes están el tipo de carga, la temporada del año (temperatura/humedad), el día de la semana, la hora del día, o si se trata de un día particular (fin de semana, asueto, vacaciones, etc.). Como una falla se identifica a través de un incremento de corriente

acompañada de una reducción de voltaje, los relevadores pueden bloquear las funciones de sobrecorriente en caso de detectar un desbalance de corriente en ausencia de una variación de voltaje.

2.6.2 FALLAS EN CIRCUITOS ADYACENTES

La presencia de una falla en sistemas de distribución no solo afectan las cargas sensibles, además pueden ocasionar la operación incorrecta de protecciones instaladas en circuitos de distribución no fallados.

La operación de un relevador en un circuito de distribución con una alta carga inductiva (motores) puede ocasionar la operación incorrecta de los relevadores de otros circuitos debido a la avalancha de corriente de magnetización que se presentará cuando el circuito fallado sea desconectado; para evitar esta situación se utiliza el esquema conocido como disparo por simpatía [17]. Cuando el relevador que detecta la falla manda la señal de disparo a su interruptor, al mismo tiempo envía una señal a todos los relevadores de los otros circuitos de distribución, que les indica que habrá un incremento de corriente originado por la recuperación del voltaje una vez liberada la falla. Con esta información, los otros relevadores pueden modificar el ajuste de las funciones de sobrecorriente durante un período de tiempo predefinido, que es el tiempo que se espera que dure la avalancha de la corriente de magnetización; una vez concluido este tiempo, se restauran los ajustes a sus valores previos. Otra alternativa es que en lugar de modificar los ajustes, las funciones de sobrecorriente son desactivadas por un período de tiempo.

2.6.3 PÉRDIDA DE UNA PROTECCIÓN

En la práctica, se utiliza un solo relevador para la protección de un circuito de distribución. Si el relevador primario falla cuando ocurre un cortocircuito, el cortocircuito debe ser eliminado por las protecciones de respaldo. La consecuencia de esta situación es que el incremento en el tiempo de liberación de falla puede afectar las cargas sensibles conectadas a la red; una alternativa para reducir el tiempo de liberación

de falla mediante la operación de la protección de respaldo es que esta protección tenga la información de que el relevador primario falló [18]. Para esto se utilizan contactos auxiliares del relevador que indican que el relevador tiene un problema de funcionamiento (disponible solo en relevadores digitales). Cuando la protección de respaldo detecta una falla y se recibe la información de una falla en el relevador primario, el relevador de respaldo enviará una señal de disparo instantánea al interruptor asociado al relevador primario (Figura 2.5, señal (1)); en caso de que esta acción no elimine la corriente de falla, significa que la falla está en la barra, y procederá a desconectar la barra del resto de la red eléctrica (Figura 2.5, señal (2)).

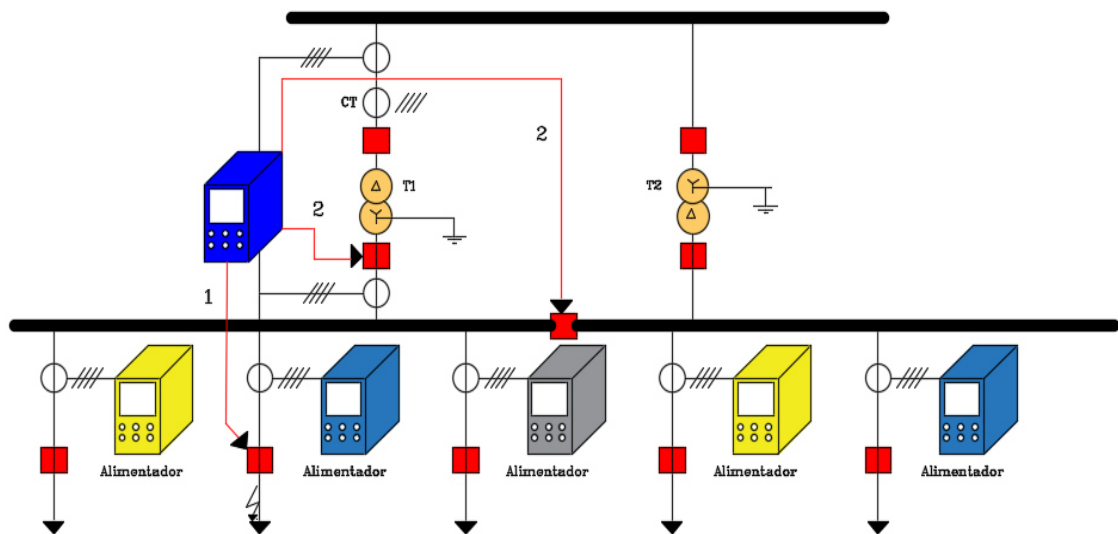


Fig. 2.5 Disparo selectivo de respaldo.

2.7 CONCLUSIONES

En este capítulo se presenta la definición de una protección adaptable y se describen las distintas aplicaciones de funciones adaptables que se han implementado en los relevadores digitales de protección.

La incorporación de funciones adaptables en el relevador ha permitido que las protecciones sean altamente confiables a las condiciones de operación variables del

sistema eléctrico de potencia, manteniendo una adecuada sensibilidad para detección de fallas y selectividad para simplificar los cálculos de parámetros de ajuste de las protecciones.

Las funciones de adaptabilidad disponibles en relevadores de protección no solo consideran cambios en la operación de la red eléctrica, si no otro tipo de eventos, como falla de equipos (transformadores de corriente y potencial) y supervisión de sistemas de comunicación.

CAPÍTULO 3

ESTIMACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS PARÁMETROS DEL EQUIVALENTE THÉVENIN EN UNA RED ELÉCTRICA

3.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo fundamental de los sistemas eléctricos de potencia es suministrar energía eléctrica a los consumidores en forma confiable, segura y económica. Para satisfacer estos aspectos, se realizan distintos estudios (flujos de potencia, estudios de fallas, análisis de estabilidad entre otros) para detectar cualquier tipo de anomalía que afecte la operación de la red eléctrica así como para conocer en forma precisa como están funcionando cada uno de los elementos de la red eléctrica (generadores, transformadores, líneas, bancos de capacitores etc.) y prevenir posibles fallas. De igual forma la conexión de una nueva central de generación (térmica, hidráulica o eólica) o de un nuevo usuario de alto consumo (planta de cemento, horno de arco eléctrico, etc.) debe ser analizada para determinar si no tendrá efectos negativos en la operación de la red eléctrica, como un aumento en el índice de fallas, una pérdida de coordinación de protecciones o problemas de variaciones de voltaje.

En todos los casos mencionados, se utilizan circuitos equivalentes de la red eléctrica para simplificar los distintos estudios de la red. Un circuito equivalente es un circuito

que conserva todas las características eléctricas de un circuito determinado. Con frecuencia, se busca que el circuito equivalente sea lo más simple para facilitar el análisis. Por lo general, un circuito equivalente contiene elementos pasivos y lineales, sin embargo, también se usan circuitos equivalentes más complejos para aproximar el comportamiento no lineal del circuito original.

En la teoría de los circuitos eléctricos, el teorema de Thévenin establece que si una parte de un circuito eléctrico lineal está comprendida entre dos terminales A y B, esta parte en cuestión puede sustituirse por un circuito equivalente que esté constituido únicamente por una fuente de voltaje en serie con una impedancia, de forma que al conectar un elemento entre los dos terminales A y B, la tensión en el elemento y la corriente que circula por él son las mismas tanto en el circuito real como en el equivalente [19]. El circuito equivalente Thévenin se utiliza en el estudio de redes eléctricas con distintos propósitos, como son analizar el impacto de los cambios de operación del sistema en un nodo de la red, determinar las condiciones de voltaje en los nodos de carga, determinar el margen de estabilidad de la tensión del sistema y calcular la máxima capacidad de carga que se puede transmitir por una línea de transmisión [20].

Un común denominador de este tipo de aplicaciones es que los parámetros del equivalente Thévenin se determinan en tiempo real a partir de los datos de voltaje y corriente medidos en un nodo de la red eléctrica; algunas de estas aplicaciones son:

- Esquemas de protecciones adaptables, es decir, que sus parámetros de ajuste se determinan en forma automática a partir de los datos de la red eléctrica [4].
- Determinar los márgenes de estabilidad de tensión en un nodo de carga de la red, a partir de las mediciones de las variaciones de consumo de energía de los usuarios [21].
- Monitoreo en línea de las impedancias del sistema de potencia, que se utilizan en estudios de fallas y coordinación de protecciones [22].

En este capítulo se presenta un método para calcular los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real detrás de un nodo en un sistema de potencia. El método es independiente de los modelos de carga y no requiere de datos sincronizados. Los parámetros son calculados a partir de las mediciones de los valores eficaces (RMS) de voltaje y corriente. En primera instancia se determinan las condiciones iniciales del algoritmo utilizando tres datos consecutivos de voltaje y corriente. Posteriormente se implementa un método multi-punto con 30 mediciones para determinar los parámetros del equivalente Thévenin $[E_s \angle \delta_s, R_s, X_s]$. Finalmente se incluyen un sistema de potencia de prueba de 3 nodos para evaluar el desempeño del método.

3.2 EQUIVALENTE THEVENIN

El teorema Thévenin es una herramienta en el análisis de circuitos. El teorema establece que cualquier sistema de potencia puede ser representado de manera sencilla por una fuente de voltaje V_{th} y una impedancia equivalente Z_{th} vista desde dos terminales de la red eléctrica. En este caso, el voltaje V_{th} representa la tensión en las terminales en condición de circuito abierto y la impedancia Z_{th} es la impedancia equivalente en las terminales cuando las fuentes independientes se desconectan [23]. Considere el circuito mostrado en la Fig. 3.1a; aplicando la teoría del equivalente Thévenin, el circuito equivalente en las terminales A-B se muestra en la Fig. 3.1b.

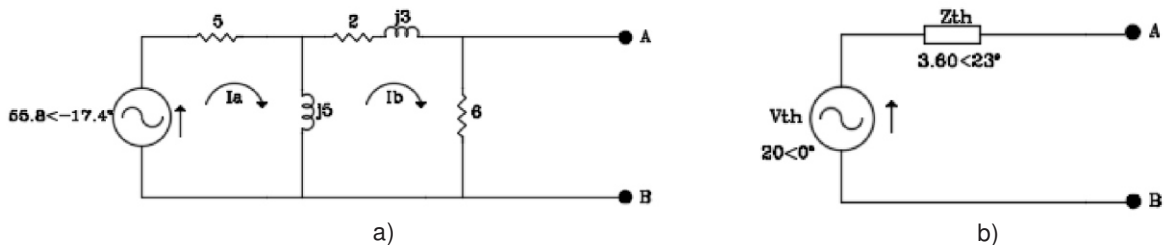


Fig. 3.1. (a) Circuito original, (b) Equivalente Thévenin.

3.3 ESTIMACIÓN DEL EQUIVALENTE THÉVENIN EN TIEMPO REAL

El algoritmo para determinar los parámetros del Equivalente Thévenin [$E_s \angle \delta_s$, R_s , X_s] en tiempo real a partir de los datos de voltaje y corriente medidos en un punto de la red eléctrica se describe en la Fig. 3.2. El algoritmo es independiente del modelo de carga y no requiere sincronización de datos entre terminales de una línea de transmisión. Los datos de entrada son los valores de eficaces del voltaje y la corriente de la componente de secuencia positiva, que se determinan utilizando el filtro Fourier de un ciclo con 256 muestras por ciclo y un filtro analógico anti-aliasing tipo Butterworth de segundo orden con una frecuencia de corte de 360 Hz [20]. El algoritmo considera que la red eléctrica es balanceada y simétrica

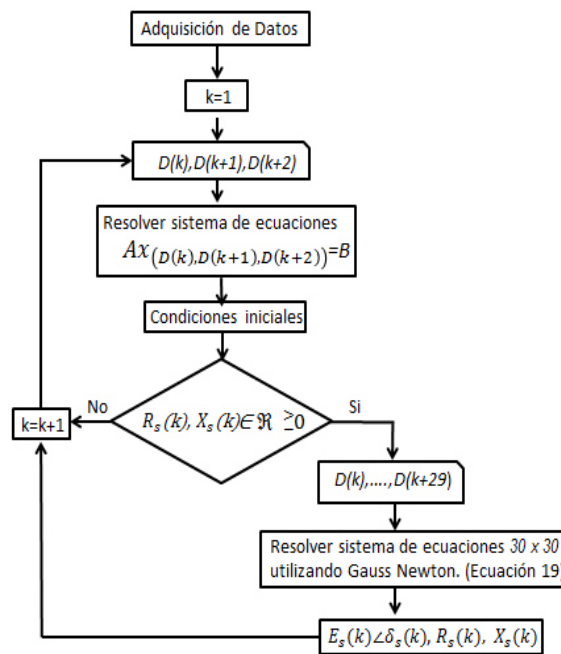


Fig. 3.2. Diagrama de flujo del algoritmo para estimar el equivalente Thévenin.

A partir de la adquisición de datos (voltaje y corriente de secuencia positiva), se emplean los tres primeros datos para resolver un sistema de tres ecuaciones y obtener las condiciones iniciales. Si los parámetros estimados (R_s , X_s) son positivos se aceptan las

condiciones iniciales calculadas y se continua con el método multi-punto; el método utiliza 27 datos adicionales (posteriores a los tres datos para determinar las condiciones iniciales) para determinar los parámetros del equivalente Thévenin. Para evitar problemas por las variaciones en las mediciones de voltaje y corriente causadas por ruido en las señales u originadas por fenómenos transitorios se utilizan 30 puntos de medición para estimar los parámetros del equivalente. En caso que las condiciones iniciales no cumplan la condición de positividad, se desecha la última medición y se repite el proceso.

3.3.1 EVALUACIÓN DE CONDICIONES INICIALES

Para explicar el algoritmo vamos asumir que el lado del sistema (E_i, R_i y X_i), mostrado en la figura 3.3 es constante y el lado de la carga presenta algunas variaciones. Aplicando LVK y despreciando el error de medición, la ecuación para un conjunto de datos en el tiempo t_k queda determinada de la siguiente manera:

$$E_i \angle \delta_i = (R_i + jX_i)I_i \angle \phi + V_i \angle \varphi_i \quad i = k \dots (k+2) \quad (3.1)$$

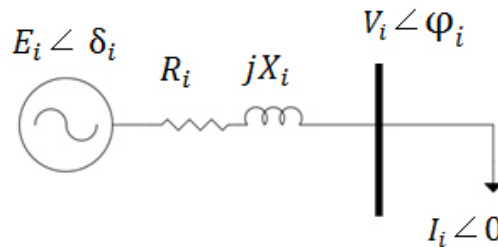


Fig. 3.3. Sistema base.

Donde k es la medición actual e i es el número de la muestra actual en el procedimiento. La ecuación 3.1 tiene 7 variables, tres variables son conocidas (I_i, V_i y φ_i) y cuatro variables son desconocidas (E_i, δ_i, R_i, X_i). El método propuesto en [24] es utilizar un

segundo conjunto de mediciones en otra condición de carga en el tiempo t_{k+1} (t_k y t_{k+1} son tiempos antes y después de la perturbación respectivamente).

Al sincronizar el instante de las mediciones para obtener $\delta_k = \delta_{k+1}$ y restamos los datos (k) de (k+1) tendremos la siguiente expresión:

$$(R_i + jX_i) (I_{k+1} \angle \phi - I_k \angle \phi) = V_k \angle \phi_k - V_{k+1} \angle \phi_{k+1} \quad (3.2)$$

Se puede calcular R_i y X_i de (3.2)

$$R_i + jX_i = \frac{V_k \angle \phi_k - V_{k+1} \angle \phi_{k+1}}{I_{k+1} \angle \phi - I_k \angle \phi} \quad (3.3)$$

Con (3.1) se obtiene solución para E_i . La ecuación (3.3) supone que ambos fasores se encuentran a un mismo tiempo de referencia lo cual no puede cumplirse porque la frecuencia del sistema de potencia cambia en todo tiempo. El problema es superado agregando un tercer conjunto de mediciones a las ecuaciones de estimación de impedancia [24]. A partir de los tres primeros datos se resuelve un sistema de tres ecuaciones para obtener las condiciones iniciales, se buscan parámetros (R_s, X_s) estimados positivos para continuar con el método multi-punto; el método utiliza 27 datos adicionales a los tres primeros datos para calcular los parámetros del equivalente Thévenin.

3.3.2 METODO DE ESTIMACIÓN

Al trabajar el método con tres datos se vuelve muy sensible al ruido y a los transitorios en las mediciones de voltaje y corriente. Para evitar problemas se utilizan 30 puntos de medición para estimar los parámetros del equivalente. Se describe (3.1) como sigue:

$$\begin{bmatrix} E_s \cos(\delta_i) \\ E_s \sen(\delta_i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & X_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_i \angle 0 \\ I_i \angle 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xi} \\ V_{yi} \end{bmatrix} \quad i = k \dots k + (n-1) \quad (3.4)$$

Donde V_{xi} y V_{xy} son las componentes x y y de la tensión que se usaran para evaluar las funciones reales e imaginarias y $n \geq 3$. Para simplificar las ecuaciones se asumen los fasores de corriente como referencia y se reescribe (3.4):

$$\begin{bmatrix} E_s \cos(\delta_i) \\ E_s \sen(\delta_i) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & X_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_i \angle 0 \\ I_i \angle 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \epsilon_{xi} \\ \epsilon_{yi} \end{bmatrix} \quad i = k \dots k + (n-1) \quad (3.5)$$

Donde ϵ_{xi} y ϵ_{xy} son los errores de estimación. En consecuencia, el objetivo es minimizar el error de estimación de un cierto número de mediciones. Las condiciones iniciales que se emplearan en el método multi-punto se calculan a partir de tres muestras consecutivas exentas de variación en los parámetros del sistema. Si definimos:

$$V_i = V_{xi} + jV_{yi} \quad i = k \dots k + (n-1) \quad (3.6)$$

Para cada medición se sustituye (3.6) en (3.1), se eleva al cuadrado ambos lados de la expresión se obtiene:

$$E_i^2 = (R_i I_1 + V_{x1})^2 + (X_i I_1 + V_{y1})^2 \quad (3.7)$$

$$E_{i+1}^2 = (R_{i+1} I_2 + V_{x2})^2 + (X_{i+1} I_2 + V_{y2})^2 \quad (3.8)$$

$$E_{i+2}^2 = (R_{i+2} I_3 + V_{x3})^2 + (X_{i+2} I_3 + V_{y3})^2 \quad (3.9)$$

Así se tiene un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas (E_i, R_i, X_i); se elimina E_i de las ecuaciones igualando (3.7) con (3.8) y (3.7) con (3.9) para obtener:

$$\begin{aligned} (R_i I_1 + V_{x1})^2 + (X_i I_1 + V_{y1})^2 &= (R_{i+1} I_2 + V_{x2})^2 + (X_{i+1} I_2 + V_{y2})^2 \\ (R_i I_1 + V_{x1})^2 + (X_i I_1 + V_{y1})^2 &= (R_{i+2} I_3 + V_{x3})^2 + (X_{i+2} I_3 + V_{y3})^2 \end{aligned} \quad (3.10)$$

Sí consideramos ($R_i=R_{i+1} = R_{i+2} = R_s \mid X_i=X_{i+1} = X_{i+2} = X_s$) podemos simplificar las expresiones anteriores:

$$\begin{aligned}
 R_s^2(I_1^2 - I_2^2) + 2R_s(I_1 V_{x1} - I_2 V_{x2}) + (V_{x1}^2 - V_{x2}^2) = \\
 -X_s^2(I_1^2 - I_2^2) + 2X_s(I_2 V_{y2} - I_1 V_{y1}) + (V_{y2}^2 - V_{y1}^2) \\
 R_s^2(I_1^2 - I_3^2) + 2R_s(I_1 V_{x1} - I_3 V_{x3}) + (V_{x1}^2 - V_{x3}^2) = \\
 -X_s^2(I_1^2 - I_3^2) + 2X_s(I_3 V_{y3} - I_1 V_{y1}) + (V_{y3}^2 - V_{y1}^2)
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Para simplificar el análisis se describen las ecuaciones de la siguiente forma:

$$A R_s^2 + B R_s + C = -A X_s^2 + D X_s + E \tag{3.12}$$

$$F R_s^2 + G R_s + H = -F X_s^2 + K X_s + L \tag{3.13}$$

dónde:

$$\begin{aligned}
 A &= I_1^2 - I_2^2 \\
 B &= 2 (I_1 V_{x1} - I_2 V_{x2}) \\
 C &= V_{x1}^2 - V_{x2}^2 \\
 D &= 2 (I_2 V_{y2} - I_1 V_{y1}) \\
 E &= V_{y2}^2 - V_{y1}^2 \\
 F &= I_1^2 - I_3^2 \\
 G &= 2 (I_1 V_{x1} - I_3 V_{x3}) \\
 H &= V_{x1}^2 - V_{x3}^2 \\
 L &= V_{y3}^2 - V_{y1}^2 \\
 K &= 2 (I_3 V_{y3} - I_1 V_{y1})
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

Se multiplica la ecuación (3.13) por $-\frac{A}{F}$ para obtener:

$$-A R_s^2 - \frac{GA}{F} R_s - \frac{HA}{F} = A X_s^2 - \frac{KA}{F} X_s - \frac{LA}{F} \tag{3.15}$$

Sumando (3.12) a (3.15) se eliminan términos de segundo orden y se puede calcular

X_s como función de R_s como:

$$B - \frac{GA}{F} R_s + C - \frac{HA}{F} = D - \frac{KA}{F} X_s + E \frac{LA}{F} \quad (3.16)$$

y

$$X_s = M R_s + N \quad (3.17)$$

dónde

$$M = \frac{BF - AG}{DF - AK} \quad N = \frac{AL + FC - AH - EF}{DF - AK} \quad (3.18)$$

Sustituyendo (3.17) en (3.12) se obtiene:

$$A(1 + M^2)R_s^2 + (B + 2AMN - DM) R_s + (C + AN^2 - DN - E) = 0 \quad (3.19)$$

La solución del polinomio de segundo orden (3.19) debe ser real, $R_i \geq 0$; después de calcular R_i se puede calcular E_i y X_i a partir de (3.7 - 3.9) y (3.17) respectivamente. De igual forma se debe cumplir $X_i \geq 0$ para poder establecer una condición inicial factible. El método con los primeros tres datos que se revisó en la sección (3.3.1) se utiliza para seleccionar los datos que se pueden utilizar para iniciar el método multipunto, esto permite mejorar la precisión del algoritmo para obtener los estimados del equivalente Thévenin.

Una vez definida la condición inicial para la medición actual k $R_i, X_i \geq 0$, se forma un sistema de 30 ecuaciones no lineales, con m funciones $r = (r_1 \dots \dots \dots r_m)$, y n variables $(E_i, \delta_i, R_i, X_i)$, donde $m \geq n$; este se resuelve usando el método iterativo Gauss Newton [20] el cual es un método para resolver problemas de mínimos cuadrados no lineales. Así:

$$\epsilon(x) = \sum_{i=1}^m r^2(x) \quad (3.20)$$

Donde x representa el valor de las variables que minimizan la suma de los cuadrados; a

partir de condiciones iniciales $x^{(0)}$, el método procede en forma iterativa:

$$x^{(s+1)} = x^{(s)} - (J_r^T J_r)^{-1} J_r^T r(x^{(s)}) \quad (3.21)$$

Donde J es la matriz de primeras derivadas Jacobiano $[m \times n]$, r es el número de ecuaciones no lineales del sistema $[m \times 1]$ y x es la solución al sistema de ecuaciones de $[n \times 1]$, compuesto por el vector $(E_i, \delta_i, R_i, X_i)$. Se emplean (3.22-3.25) para evaluar las funciones reales e imaginarias $r_{(X)}$ y $r_{(Y)}$ de (3.20):

$$E_{ix} = E_i \cos \delta_i \quad (3.22)$$

$$E_{iy} = E_i \sin \delta_i \quad (3.23)$$

$$r_{(X)} = E_i \cos \delta_i - R_i I_i - V_x \delta_i \quad (3.24)$$

$$r_{(Y)} = E_i \sin \delta_i - X_i I_i - V_y \delta_i \quad (3.25)$$

Las muestras de voltaje y corriente representan señales de estado estable, donde la variación de la carga durante el tiempo de simulación es menor del 5% [20]; el intervalo de confianza donde se estima que estará el valor más cercano al buscado se comprende de 30 muestras [25]. El criterio de convergencia es que la máxima diferencia de una variable entre iteraciones no debe ser mayor que 10^{-5} .

La evaluación de condiciones iniciales que se revisó en la sesión (3.3.1) es un método muy sensible al ruido y a los transitorios en las mediciones de voltaje y corriente. En la figura 3.4 [20] se observa que al aumentar el número de puntos utilizados para los cálculos se reduce la sensibilidad del algoritmo al ruido de medición. Esto permite obtener estimados del equivalente Thévenin más exactos.

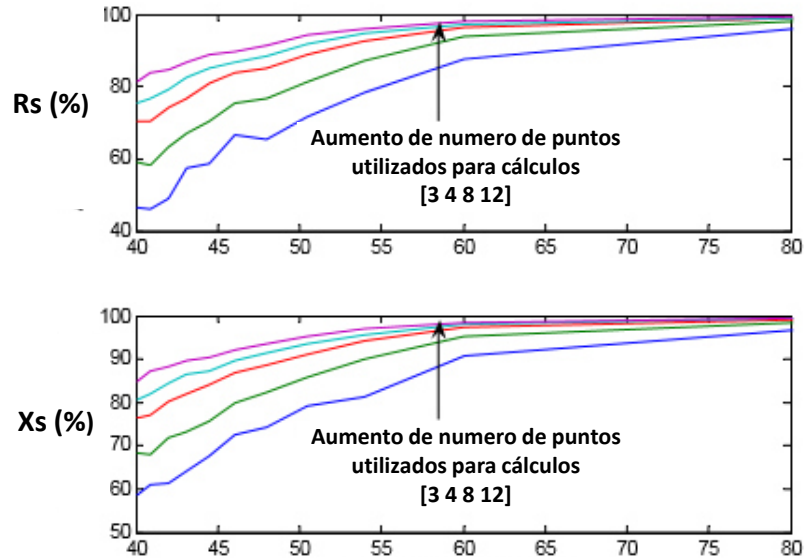


Fig. 3.4. Precisión del método en condiciones de ruido (relación señal/ruido(db)).

3.4 CASO DE ESTUDIO PARA VALIDACIÓN DE ALGORITMO DE ESTIMACIÓN

El algoritmo es verificado en una red trifásica balanceada que se describe a detalle en la figura 3.5. Se utilizó una frecuencia de muestreo de 15360 Hz, de manera que por cada ciclo de la frecuencia fundamental (60 Hz) se tienen 64 muestras de voltaje y corriente de secuencia positiva, con un tiempo entre muestras de $6.5104e-05$ s. El sistema de potencia consiste en dos generadores (4160 V, 60 Hz), tres líneas de transmisión y tres nodos, donde hay carga conectada en dos de ellos; el punto de medición donde se determinara el equivalente Thévenin corresponde el nodo 2. El tiempo de simulación fue de 20 segundos, se dio a las cargas una variación del 5% respecto a su valor nominal.

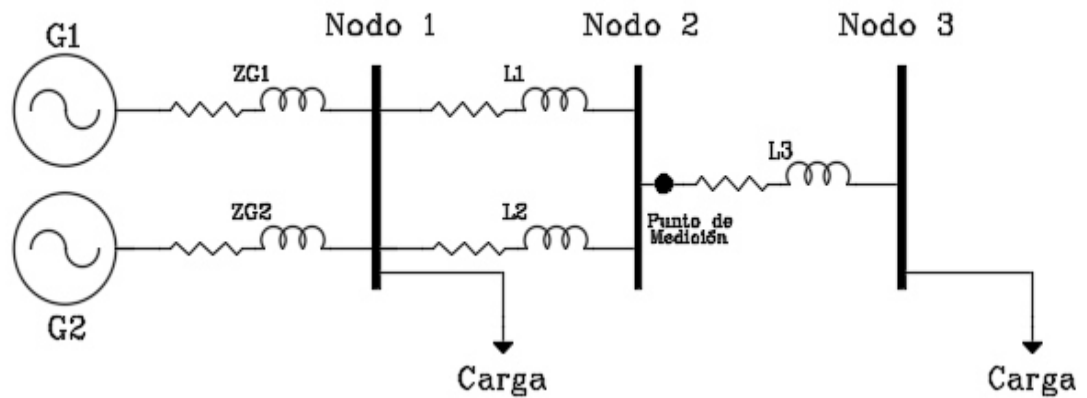


Fig. 3.5. Sistema de prueba.

Los parámetros del sistema de potencia se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Parámetros del sistema de prueba.

VG1	$4160\angle 0^\circ$	V
VG2	$4160\angle 0^\circ$	V
ZG1	$6.8877\angle 65.17^\circ$	Ω
ZG2	$6.8877\angle 65.17^\circ$	Ω
L1	$7.6409\angle 15.77^\circ$	Ω
L2	$7.6409\angle 15.77^\circ$	Ω
L3	$1.2031\angle 72.08^\circ$	Ω

En la Fig. 3.6. Se puede observar el comportamiento de ondas instantáneas de voltaje y corriente a partir del punto de medición las cuales a cada ciclo de 60 Hz se transforman al dominio de la frecuencia por medio del filtro Fourier. Los voltajes y corrientes de secuencia positiva para cada ciclo del sistema se calculan utilizando la matriz de transformación de secuencia positiva.

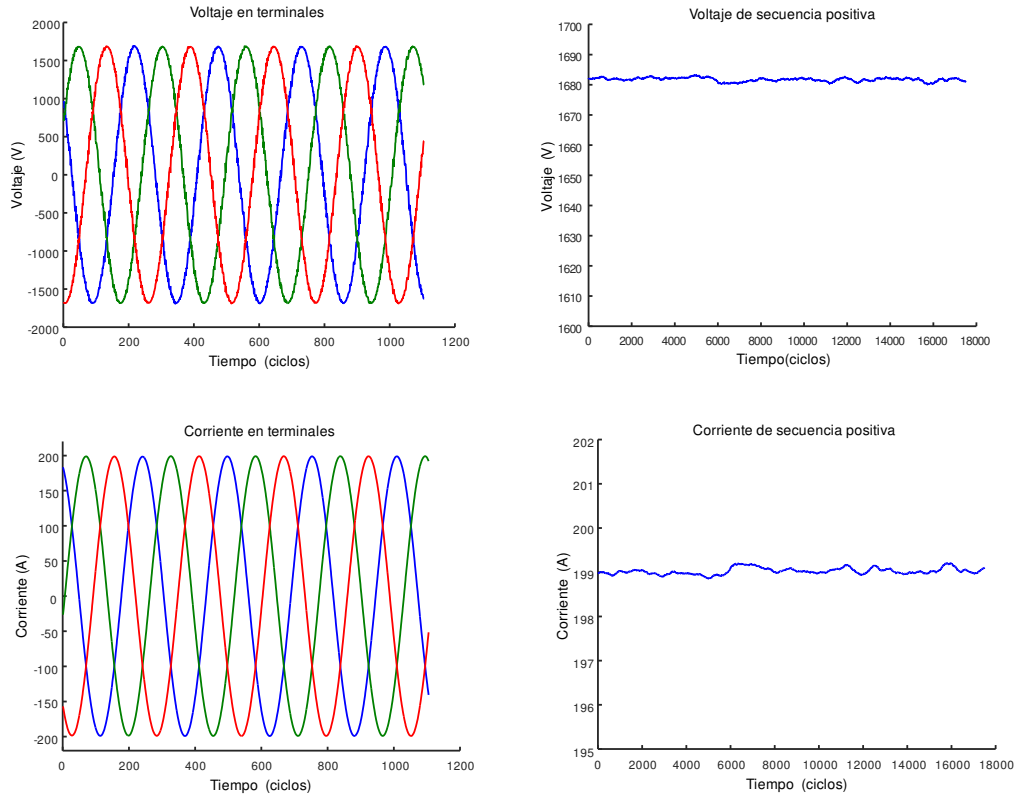


Fig. 3.6. Voltaje y corriente medidos en el punto de medición.

El sistema de prueba de la Fig. 3.5 se resolvió de manera analítica mediante el empleo de la teoría básica de circuitos eléctricos, el circuito equivalente se observa en la Fig.3.7. El valor esperado que se busca con el desempeño del algoritmo es $5.1230+j4.1642$ que es el valor que está detrás del punto de medición.

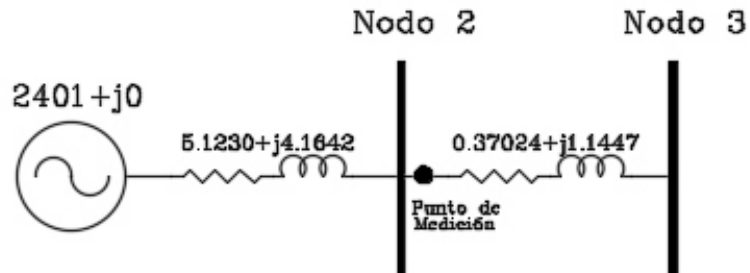


Fig. 3.7. Equivalente Thévenin de sistema de prueba.

La simulación en el estimado Thévenin se presenta en la Fig.3.8. Donde se puede observar que la línea negra representa la estimación de los parámetros en la simulación y la línea azul es el valor de cada parámetro. El comportamiento del valor estimado se mueve cerca al valor real, el error de estimación para los cuatro parámetros no fue superior a 10%.

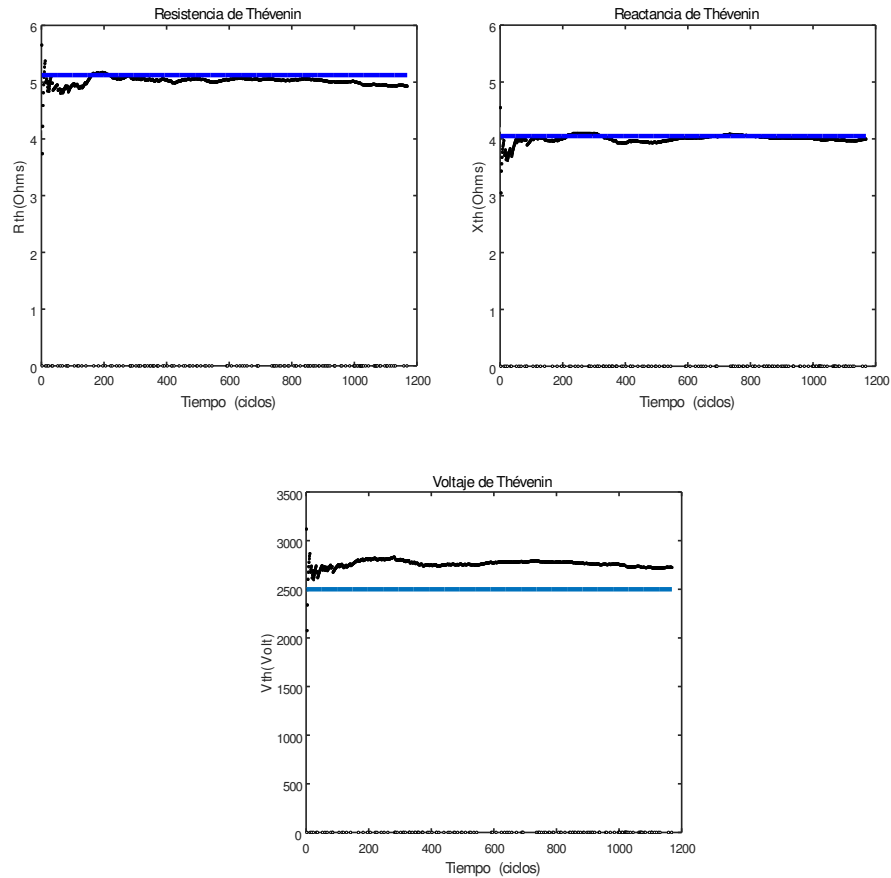


Fig. 3.8. Estimación del equivalente Thévenin de sistema de prueba.

El cálculo para el error de estimación fue determinado durante todo el período de simulación como:

$$Error(\%) = \frac{X_{real} - X_{estimado}}{X_{real}} * 100 \quad (3.26)$$

El error total en la estimación de los parámetros del equivalente Thévenin durante toda la simulación se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Error de estimación de los parámetros del equivalente Thévenin

Parámetro Thévenin	X_{real}	$X_{estimado}$	$\varepsilon(\%)$
R_{th}	5.1230	4.9283	3.8399
X_{th}	4.1620	3.9661	4.7869
V_{th}	2401	2593	8.17

3.5 CONCLUSIONES DEL CAPITULO

En este capítulo se presentó un nuevo algoritmo para la estimación de parámetros de Thévenin en tiempo real, a partir de datos de secuencia positiva obtenidos de voltaje y corriente en un punto de medición específico de un sistema de potencia, considerando fluctuaciones en la carga no superiores al 5%.

A partir de la adquisición de datos (voltaje y corriente de secuencia positiva), se utilizan los tres primeros datos para resolver un sistema de tres ecuaciones y obtener las condiciones iniciales. Si los parámetros estimados (R_s, X_s) son positivos y reales, las condiciones iniciales calculadas son factibles y se continúa con el método multipunto, que utiliza un grupo de 30 datos de entrada (incluidos los 3 datos usados para determinar las condiciones iniciales) para implementar un sistema de ecuaciones no lineales y determinar los valores de los parámetros del equivalente Thévenin .

Se presentó un sistema de prueba trifásico, con el fin de comprobar el desempeño del algoritmo, su error de estimación no fue mayor al 10%.

CAPÍTULO 4

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA CON AJUSTE ADAPTABLE

4.1 INTRODUCCIÓN

Los niveles de corriente muy altos en sistemas eléctricos de potencia son usualmente causados por fallas en el sistema, estas corrientes pueden ser usadas para detectar la presencia de fallas y operar los dispositivos de protección, los cuales pueden variar en diseño dependiendo de la complejidad y exactitud requerida.

El problema de la protección de sobrecorriente instantánea es que para un ajuste determinado, la zona de cobertura varia con la condición de operación de la red eléctrica y el tipo de cortocircuito. En este capítulo se describe un algoritmo basado en la estimación de los parámetros del equivalente Thevenin en tiempo real para establecer un ajuste dinámico de la protección de sobrecorriente instantánea, que asegura que el alcance de la protección permanezca sin cambio independientemente de la condición de operación del sistema de potencia.

4.2 AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEOS

Este relevador opera en forma casi instantánea para un valor de corriente que exceda un ajuste pre-establecido, indicando una falla en el elemento protegido. Su tiempo de operación es del orden de 0.05 segundos (3 ciclos). La curva tiempo-corriente de estos relevadores es de tiempo definido, ya que el tiempo de operación es independiente de la magnitud de la corriente de falla; debido a ello, este tipo de protección no realiza funciones de respaldo [3].

En sistemas radiales, la magnitud de la corriente de falla decrece a medida que la falla se aleja de la fuente de generación, tal y como se muestra en la Fig. 4.1 b). Se aprecia como la magnitud de la corriente de falla en la barra A es mayor que en la barra B.

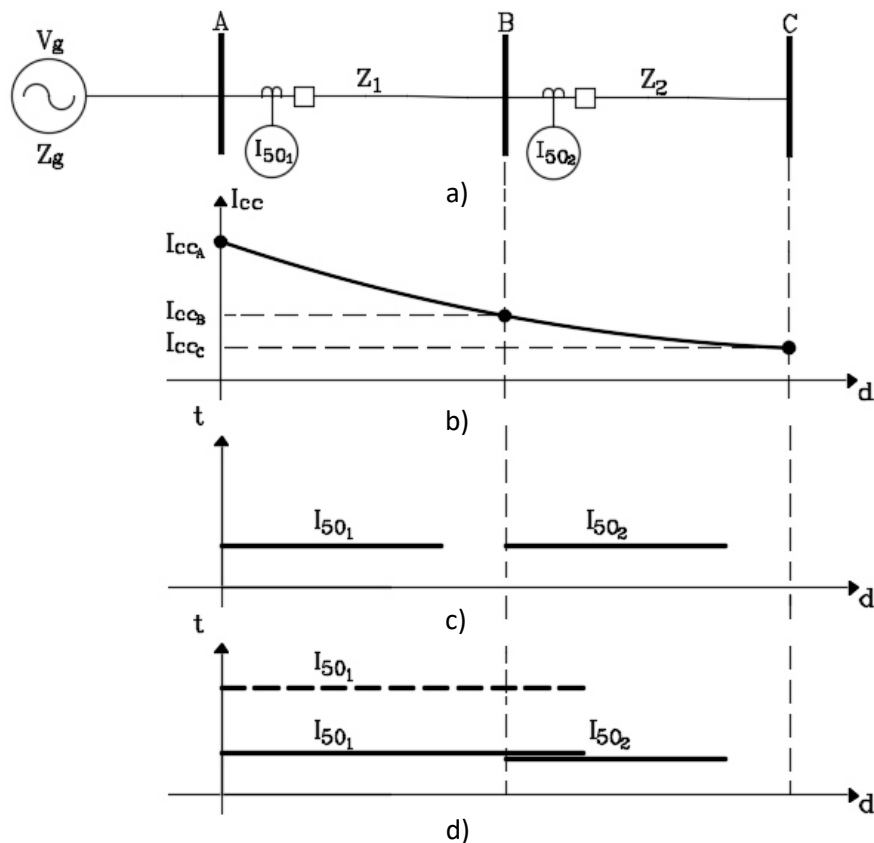


Fig. 4.1 Coordinación de protecciones de sobrecorriente instantánea.

En este tipo de sistemas, el ajuste de estas protecciones se selecciona para proteger

entre el 80 y 90% de la línea donde está instalada la protección, con el propósito de evitar sobrealcances originados por errores de medición en los transformadores de corriente. Así, el ajuste se determina como:

$$I_{50} = \frac{V_g}{Z_f} \quad (4.1)$$

donde V_g es el voltaje nominal de la red eléctrica y Z_f es la impedancia desde la fuente hasta el punto de falla seleccionado para la máxima cobertura de la protección; así, para proteger el 80% de cada línea, el ajuste de I_{50_1} y I_{50_2} son:

$$I_{50_1} = \frac{V_g}{Z_g + 0.8 Z_1} \quad (4.2)$$

$$I_{50_2} = \frac{V_g}{Z_g + Z_1 + 0.8 Z_2} \quad (4.3)$$

En las Fig. 4.1 c) y Fig. 4.1 d) se muestran los casos de un ajuste correcto y uno incorrecto de la protección I_{50_1} ; en el primer caso, la zona de cobertura de I_{50_1} termina antes de la barra B, evitando el sobrealcance sobre la línea BC. En el segundo caso, el ajuste de I_{50_1} ocasiona que la zona de cobertura se traslape con la zona de cobertura de la protección I_{50_2} . Como ambas protecciones no tienen retardo de tiempo, cuando ocurra una falla en la línea BC en la zona de traslape de ambas protecciones, ambas protecciones operarán en forma simultánea; esto representa una pérdida de coordinación, ya que la protección I_{50_1} no debe operar para ninguna falla que ocurra en la línea BC.

Este tipo de protección tiene la dificultad para distinguir entre corrientes de falla en uno u otro punto cuando la impedancia entre esos puntos es pequeña en comparación con la impedancia entre el punto de falla y la fuente, lo que puede ocasionar una pérdida de coordinación. En este tipo de situaciones, no es posible que las protecciones sean selectivas por corriente y se debe introducir retardos de tiempo intencional para que las protecciones se coordinen en tiempo. En el caso de la Fig. 4.1 d), el problema de

coordinación se resuelve si la protección I_{50_1} tiene un retardo de tiempo en su operación. Así, en el caso de ocurrir una falla en el traslape de las zonas de cobertura, operará primero el relevador 50_2 (instantáneo), y solo si la falla persiste después de un retardo de tiempo, operaría la protección 50_1 (característica con línea discontinua).

El problema de aplicación de esta protección es que la magnitud de la corriente de falla depende de tres factores principalmente, la posición de la falla, el tipo de falla y la magnitud de la impedancia detrás del relevador hasta la fuente (equivalente Thévenin). Por ejemplo, si los ajustes de la protección están basados en las condiciones de nivel de falla máxima (falla trifásica, sistema fuerte), pueden no ser apropiados (subalcance) para la situación que se presenta cuando el nivel de falla es más bajo (falla bifásica, sistema débil). Sin embargo, si el valor más bajo de nivel de falla es usado para calcular los ajustes del relevador, esto puede resultar en operación innecesaria de la protección si los niveles de falla aumentan (sobrealcance). Esto se puede apreciar en la Fig. 4.2. Si los ajustes se obtienen con la curva 1, cuando el sistema opere con la curva 2 se tendrá el problema de subalcance y cuando el sistema opere con la curva 3 se tendrá el problema de sobrealcance.

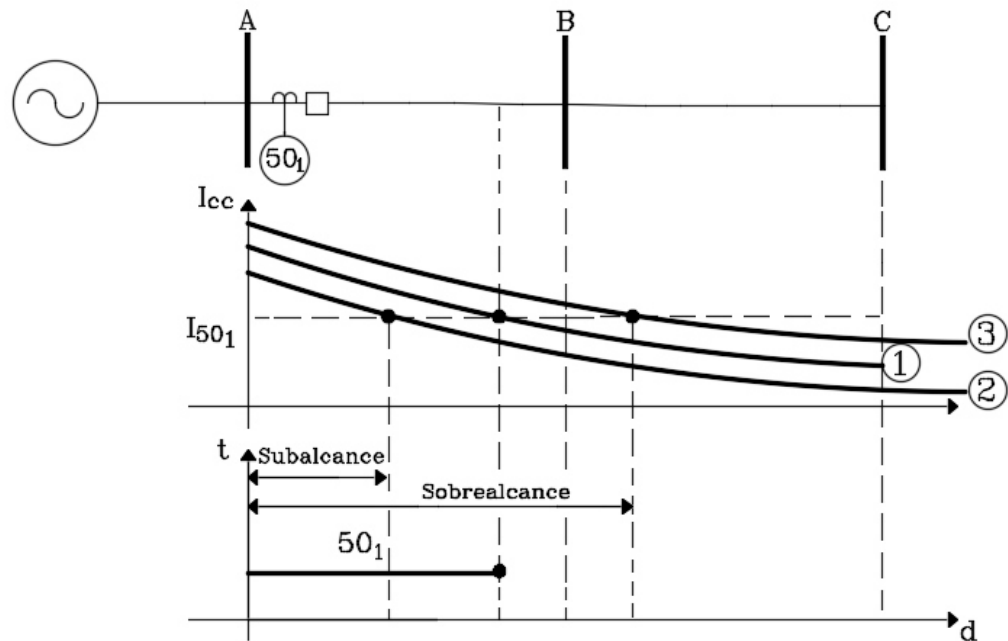


Fig. 4.2 Zona de cobertura variable de la protección de sobrecorriente instantánea.

4.3 COBERTURA DE UNA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA

En base a lo descrito previamente, la zona de cobertura de una protección de sobrecorriente instantánea no es constante, sino que varía en dependencia de la posición de la falla, el tipo de falla y la magnitud de la impedancia detrás del relevador hasta la fuente. En el sistema de potencia de la Fig. 4.3, para proteger el 80% de la línea, la protección se ajusta como:

$$I_{50} = \frac{E}{Z_{eq} + Z_{\%}} \quad (4.4)$$

donde E es el voltaje de operación de la red, Z_{eq} es la impedancia equivalente de las tres líneas detrás del relevador (se asume un generador ideal) y $Z_{\%}$ es el porcentaje de la impedancia de la línea protegida. Calculando, se obtiene $I_{50} = 703$ A, esto significa que para valores de falla mayores a ese ajuste la falla estará entre el 0% y 80%, y en caso contrario la falla estará más allá del 80%.

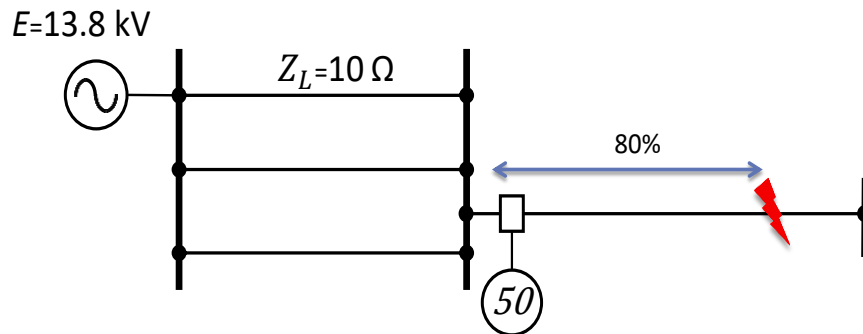


Fig. 4.3 Sistema de potencia.

Al mantener el mismo ajuste (I_{50}) para una falla al 80 % y ante cambios en la topología de la red, la zona de cobertura se vera afectada como se muestra en la Fig.4.4.

Cuando se pierde una línea, la corriente de falla de 703 A, que es el ajuste vigente, se obtiene cuando la falla está a un 64% de la línea, lo que significa que si la falla ocurriera al 80%, la corriente medida por el relevador sería menor de 703 A, y no podría operar en

consecuencia. Así mismo, cuando se desconectan 2 líneas, el valor de corriente de falla de 703 A ocurriría ahora al 13% de la línea.

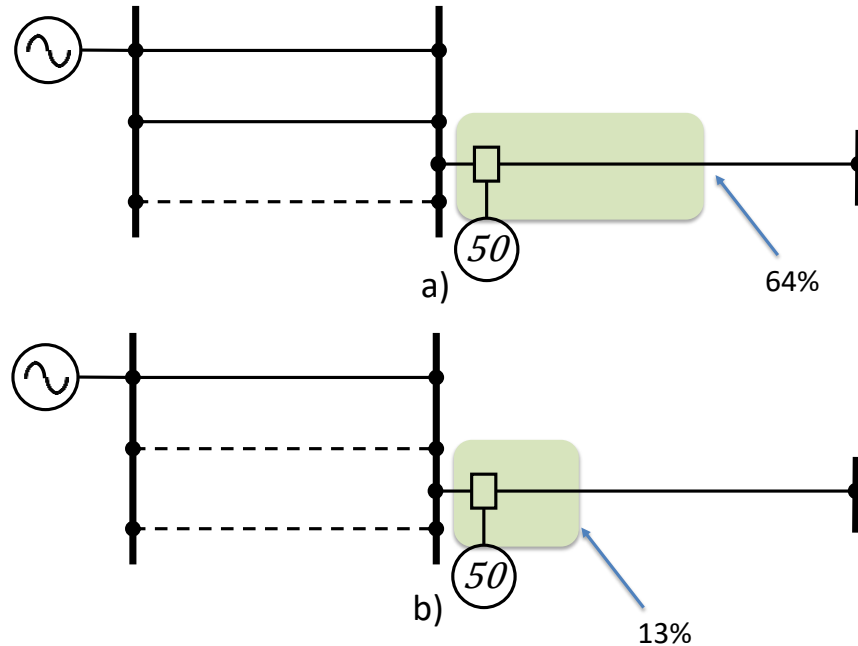


Fig. 4.4 Modificación de la zona de cobertura por cambios de topología.

Los cambios en el equivalente Thévenin que experimenta el sistema de potencia (Fig.4.3) a espaldas del relevador 50 se producen por la entrada y salida de líneas de transmisión o cambios de operación de generadores. La salida de líneas en los casos vistos en la Fig. 4.4 muestran que el 80 % que es lo que se debería de cubrir con el ajuste, se ve afectado porque la corriente que se mediría es más pequeña y el equivalente Thévenin se vuelve más débil (mayor impedancia), reduciendo su zona de cobertura a un 64% y 13% respectivamente cuando 1 o 2 líneas de transmisión son desconectadas.

4.4 CRITERIO DE AJUSTE ADAPTABLE PROPUESTO

Como se vio en la sección anterior a partir del ajuste fijo que se obtuvo de la protección de sobrecorriente instantánea y a medida que existen cambios en el equivalente Thévenin las zonas de cobertura dejan de ser constantes respecto al

porcentaje de línea que se pretende proteger. Se puede manejar una protección adaptable de sobrecorriente instantánea (50) en base a los parámetros que se pueden calcular con el equivalente Thévenin en tiempo real (V_{TH} , Z_{TH}) como se ve en la Fig.4.5 y fijar un criterio de ajuste para una determinada zona de cobertura deseada [17]. De esta forma se genera un ajuste adaptable que independientemente de que los parámetros V_{TH} y Z_{TH} estén cambiando todo el tiempo, las zonas de cobertura se mantendrán constantes ante cualquier cambio detrás de la protección.

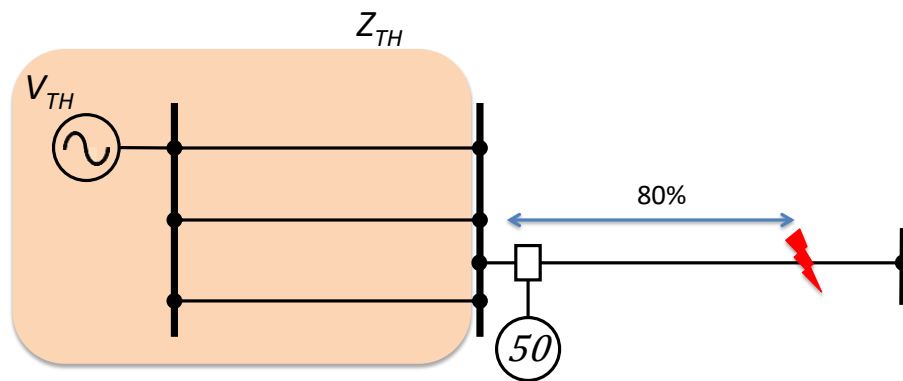


Fig. 4.5 Ajuste de protección de sobrecorriente instantánea adaptable.

El algoritmo está basado en la estimación del equivalente Thévenin (Fig.3.2) que permite obtener los parámetros (V_{TH} , Z_{TH}) que se miden a espaldas de relevador de sobrecorriente instantáneo (50) y se adaptan ante los cambios de topología que pueda sufrir una red eléctrica en el tiempo real.

Con los parámetros obtenidos del algoritmo de estimación del equivalente Thévenin (Fig. 3.2) se puede emplear la ecuación (4.5) para obtener el ajuste adaptable de la protección de sobrecorriente instantánea (I_{50A}).

$$I_{50A} = \frac{V_{TH}}{Z_{TH} + Z_{\%}} \quad (4.5)$$

dónde V_{TH} y Z_{TH} son el voltaje y la impedancia del equivalente Thévenin en tiempo real respectivamente y $Z_{\%}$ es la impedancia de la zona de cobertura deseada.

En la Fig. 4.6 se presenta la estructura general del algoritmo propuesto.

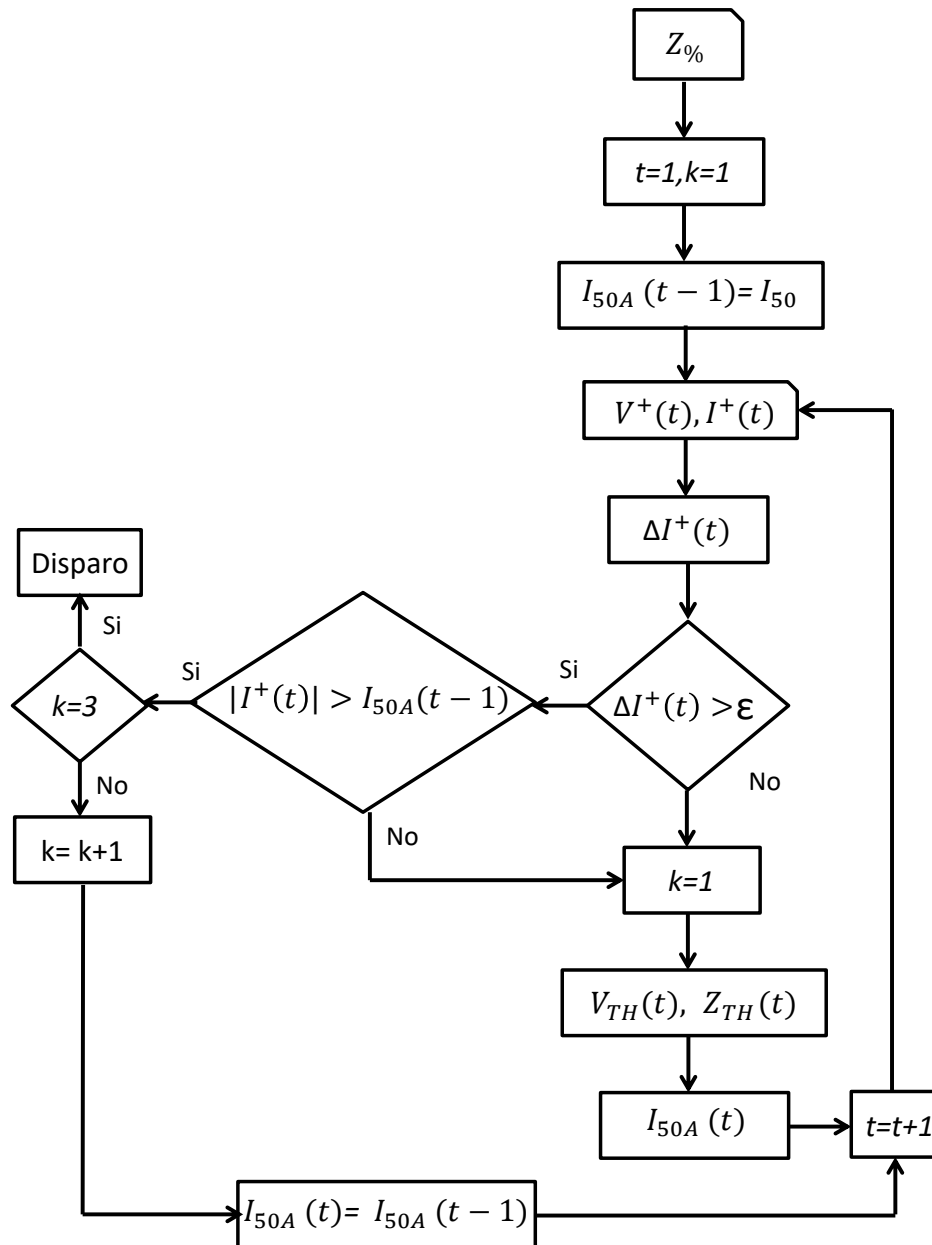


Fig. 4.6 Diagrama de flujo del algoritmo de ajuste adaptable de la protección de sobrecorriente instantánea.

Una vez definida la zona de cobertura ($Z\%$) en la línea protegida, se inicializa un contador (k) que permitirá emitir la señal de disparo si la condición de fallas persiste durante 3 muestras de corriente consecutiva; esto aumenta la seguridad del algoritmo ante condiciones transitorias. A continuación se define el ajuste inicial de la protección, que permite su operación en caso de que la línea tenga una falla en el momento de conectarse al sistema de potencia; este ajuste puede ser el valor calculado por (4.4), que el ajuste de una protección 50 convencional.

Se procede a medir los datos del voltaje y la corriente de secuencia positiva (V^+, I^+) del sistema de potencia, y se determina la señal incremental de corriente para determinar si ha ocurrido una falla. La señal incremental de corriente se obtiene con un filtro delta [26], que elimina la componente de estado estable de la corriente; esto elimina la periodicidad de la señal, haciendo que el algoritmo sea prácticamente inmune a cualquier armónica presenta en la corriente. En la Fig. 4.7 se puede observar la señal incremental de una señal de corriente donde ocurre una falla y se puede apreciar el cambio abrupto debido a la falla; el umbral (ϵ) para determinar que existe una falla se selecciona como 5 A, que es la corriente nominal por secundario de los TC.

Si no existe falla, se mantienen la condición $k = 1$, y se procede a estimar el voltaje y la impedancia del equivalente Thévenin utilizando los voltajes y corrientes de secuencia positiva; se actualiza el ajuste vigente y se procede a analizar los datos del siguiente instante de tiempo.

En el caso de que exista una falla, se verifica si la corriente actual es mayor que el ajuste vigente (instante $t-1$). Si la falla esta fuera de la cobertura de la protección, se mantiene la condición inicial $k = 1$, y se procede a determinar el nuevo ajuste. En caso contrario, se verifica si la condición de una corriente de falla que ha superado el ajuste se ha mantenido durante tres muestras consecutivas; si $k = 3$, se emite la orden de disparo al interruptor, o en caso contrario, se incrementa el contador k y se procese al siguiente instante de tiempo actualizando el ajuste vigente. En el caso de que la falla se autoextinga antes de que se cumpla la condición de disparo ($k = 3$), el contador k se reinicializa en 1, y se procede a determinar el nuevo ajuste.

De esta forma, el algoritmo considera los cuatro escenarios que se pueden presentar:

- No existe falla, y se actualiza el ajuste vigente.
- Ocurre una falla fuera de la zona de cobertura de la protección, y se actualiza el ajuste vigente.
- Ocurre una falla, si ésta desaparece antes de $k = 3$, se actualiza el ajuste vigente.
- Ocurre una falla, si esta persiste ($k = 3$) se manda la orden de disparo al interruptor.

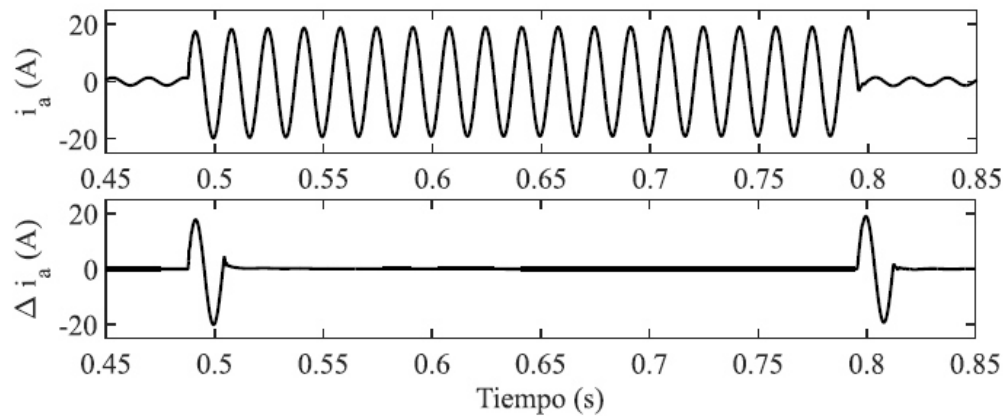


Fig. 4.7 Señal de corriente incremental (filtro delta).

El ajuste adaptable de la protección de sobrecorriente instantánea (I_{50A}) permite mantener las zonas de cobertura constantes a partir de la actualización de los parámetros del equivalente Thévenin (V_{TH} , Z_{TH}) ante cambios en la operación de generadores, entrada y salida de líneas de transmisión y cualquier otro cambio en la red eléctrica.

La zona de cobertura de la protección de sobrecorriente instantánea (Z_{CO}) se puede obtener a partir de la ecuación (4.6) donde Z_m es la impedancia desde el equivalente del sistema detrás de la protección hasta el punto máximo de alcance establecido en el ajuste e I_{50p} es el ajuste vigente de la protección.

$$Z_m = \frac{V_{TH}}{I_{50p}} \quad (4.6)$$

En la Fig. 4.7, la zona de cobertura de la protección (Z_{CO}), que se determina como un porcentaje de la línea protegida:

$$Z_{CO} = \frac{Z_m - Z_{TH}}{Z_L} \times 100 \quad (4.7)$$

donde Z_m está definida por la ecuación (4.6), Z_{TH} es la impedancia del equivalente Thévenin y Z_L es la impedancia de la línea protegida. Combinando (4.6) y (4.7), se obtiene la expresión para determinar la zona de cobertura de la protección:

$$Z_{CO} = \frac{V_{TH} - Z_{TH} * I_{50p}}{Z_L * I_{50p}} \times 100 \quad (4.8)$$

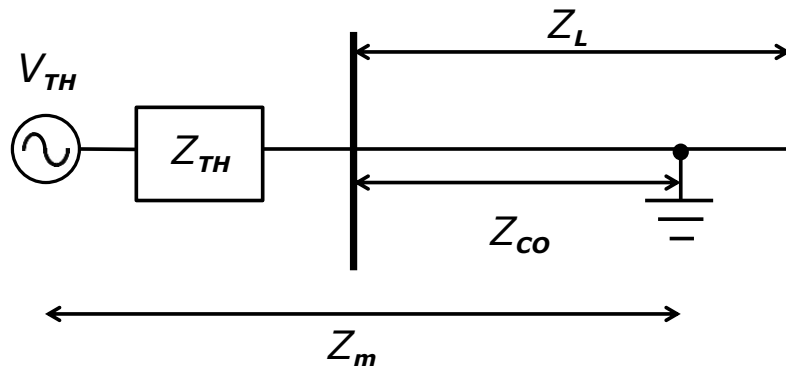


Fig. 4.8 Determinación de la zona de cobertura del relevador.

Esta expresión se puede utilizar para determinar la zona de cobertura de la protección de sobrecorriente instantánea, tanto de ajuste fijo como de ajuste adaptable. Para el ajuste fijo, V_{TH} es el voltaje nominal del sistema de potencia e I_{50p} es el ajuste fijo determinado para una cobertura pre-establecida; para el ajuste adaptable, V_{TH} es el voltaje estimado del equivalente Thévenin e I_{50p} es el ajuste adaptable de la protección.

4.7 CASO DE ESTUDIO

El algoritmo es verificado en una red monofásica balanceada que se describe a detalle en la figura 4.9. El sistema de potencia consiste en un generador (4160 V, 60Hz), cuatro líneas de transmisión y tres nodos, donde hay carga dinámica trifásica (335000 W, 167500 Var) conectada en el nodo 3; el punto de medición de la protección de sobrecorriente instantánea corresponde al nodo 2. Se considera una variación del 5% a las cargas respecto a su valor nominal. Se simulará el efecto del cambio del Thévenin modificando el número de líneas conectadas detrás de la ubicación del punto de medición.

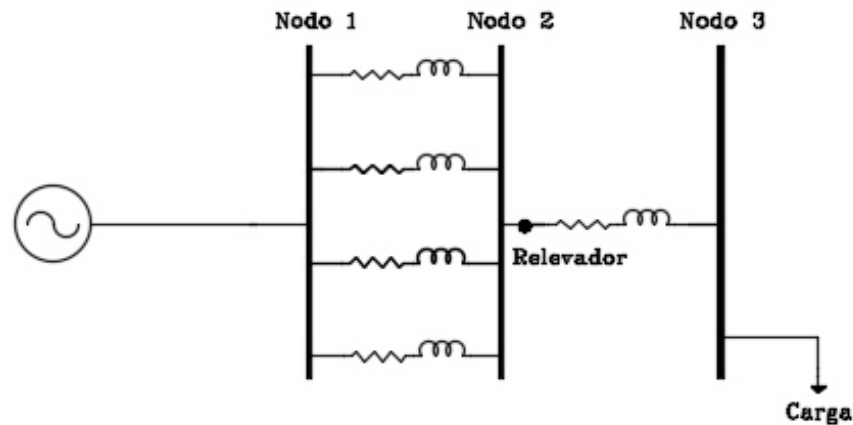


Fig. 4.9 Sistema de Prueba.

Los parámetros del sistema de potencia se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Parámetros del sistema de prueba.

Voltaje del generador	$4160 \angle 0^\circ$	V
Impedancia de las líneas	$7.6409 \angle 15.77^\circ$	Ω
Zona de cobertura deseada (80%)	$6.1128 \angle 15.77^\circ$	Ω

Considerando que la protección de sobrecorriente instantánea debe proteger el 80% de la línea entre los nodos 2 y 3, el ajuste fijo de la protección se calcula como:

$$I_{50} = \frac{E}{Z_{eq} + Z_{\%}}$$

El valor de ajuste fijo (I_{50}) es 432 A. En el caso del ajuste adaptable, éste se calcula con (4.5). Ambos ajustes se muestran en la figura 4.10, la línea azul representa el ajuste fijo y la línea verde el ajuste adaptable.

En un principio, en condiciones de carga, los ajustes fijo y adaptable son prácticamente iguales; la corriente medida por la protección corresponde a la corriente de carga, que tiene un valor de 196 A (línea roja en la figura 4.10).

En $t = 200$ ciclos, se simula una falla trifásica transitoria al 75 % de la línea protegida. En la figura se observa que la corriente medida por la protección debido a la falla sobrepasa ambos ajustes, indicando que la protección (con ajuste fijo o adaptable) tiene la sensibilidad adecuada para detectar la falla. La falla se autoextingue en $t = 400$ ciclos.

Cuando se desconecta una de las cuatro líneas detrás del relevador ($t = 600$), el equivalente del sistema se hace débil y aumenta la impedancia equivalente. Esto no afecta el ajuste fijo de la protección, sin embargo el ajuste adaptable se modifica en función de la estimación del voltaje e impedancia del equivalente detrás de la protección. A fin de seguir protegiendo el 80% de la línea en un sistema de potencia más débil, el ajuste se reduce, y ahora es de 396 A.

En $t = 1000$ ciclos se simula una falla trifásica permanente en el 75% de la línea protegida; en la figura 4.9 se aprecia el incremento de la corriente medida por la protección debido a la falla, sin embargo, debido al incremento de la impedancia, el valor de corriente no supera el ajuste fijo, pero si sobrepasa el ajuste adaptable. Esto significa que una protección de sobrecorriente instantánea con ajuste fijo no detectaría la falla, sin embargo, la misma protección con un ajuste adaptable si es capaz de detectarla.

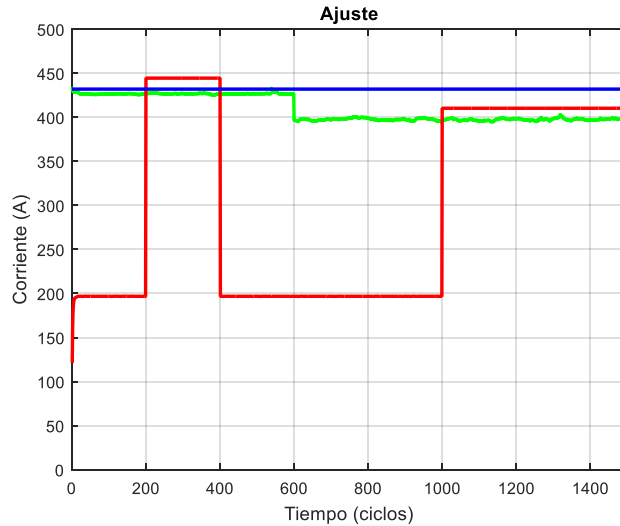


Fig. 4.10 Ajustes de la protección de sobrecorriente instantánea (azul-ajuste fijo, verde-ajuste adaptable, rojo-corriente medida).

En la figura 4.11 se muestra el alcance de la protección, con ajuste fijo (naranja) y con ajuste adaptable (morado). Se puede apreciar como el ajuste adaptable mantiene constante una cobertura del 80% de la línea protegida, independientemente del cambio de impedancia en la red, sin embargo con el ajuste fijo, la zona de cobertura de colapsa, siendo del 71% cuando la línea es desconectada. Esto justifica que la protección con ajuste fijo pierda sensibilidad para detectar la falla al 75%, ya que fue ajustada al 80% con un valor de impedancia de fuente (equivalente) más reducida.

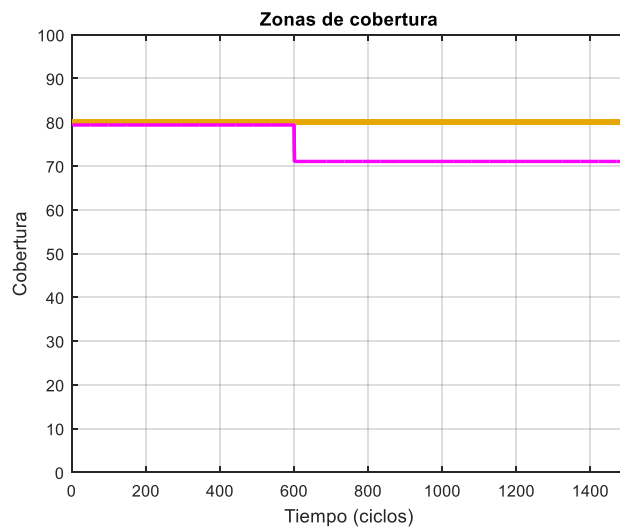


Fig. 4.11 Zonas de cobertura (naranja-ajuste adaptable, morado-ajuste fijo).

4.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se presentó un algoritmo de ajuste adaptable para la protección de sobrecorriente instantánea (esquema 50). Esto resuelve el problema de una cobertura variable originado por utilizar un ajuste fijo en la protección ante cualquier cambio de topología que experimenta la red, debido a que este ajuste es calculado para una falla, considerando una zona de cobertura deseada, en una condición de operación distinta en el sistema de potencia.

El ajuste adaptable que se propone se determina a partir de la estimación del voltaje e impedancia del equivalente Thévenin detrás de la protección. Este ajuste permite tener una zona de cobertura constante independientemente de cambios en la red eléctrica.

La efectividad del algoritmo propuesto para mantener prácticamente constante la zona de cobertura de la protección, puede ser la base para definir un nuevo criterio de ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea en líneas de transmisión; en lugar de proteger entre un 80 y 90% para evitar problemas de sobrealcance, se podría tener una zona de cobertura mayor al 95% de la línea protegida.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se evaluará el desempeño del algoritmo propuesto para el ajuste adaptable de la protección de sobrecorriente instantánea ante cambios que experimenta la red, tales como: la salida o entrada de líneas de transmisión y el cambio de condiciones de operación.

Se evaluará un sistema de prueba con configuración radial, en él se describirán diferentes escenarios seleccionados para la evaluación del algoritmo. En cada uno de los casos seleccionados se presenta de forma gráfica el comportamiento del ajuste adaptable y el ajuste fijo del relevador de sobrecorriente instantáneo y el comportamiento que experimenta la zona de cobertura.

5.2 SISTEMA DE PRUEBA

El algoritmo para el ajuste adaptable es verificado en una red balanceada que se describe a detalle en la figura 5.1. El sistema de potencia consiste en un generador (4160 V, 60 Hz), cuatro líneas de transmisión y tres nodos, donde hay carga dinámica (335000 W, 167500 Var) conectada en el nodo 3; el punto de medición donde está conectada la protección de sobrecorriente instantánea corresponde al nodo 2. Se considera una variación del 5% de las cargas respecto a su valor nominal.

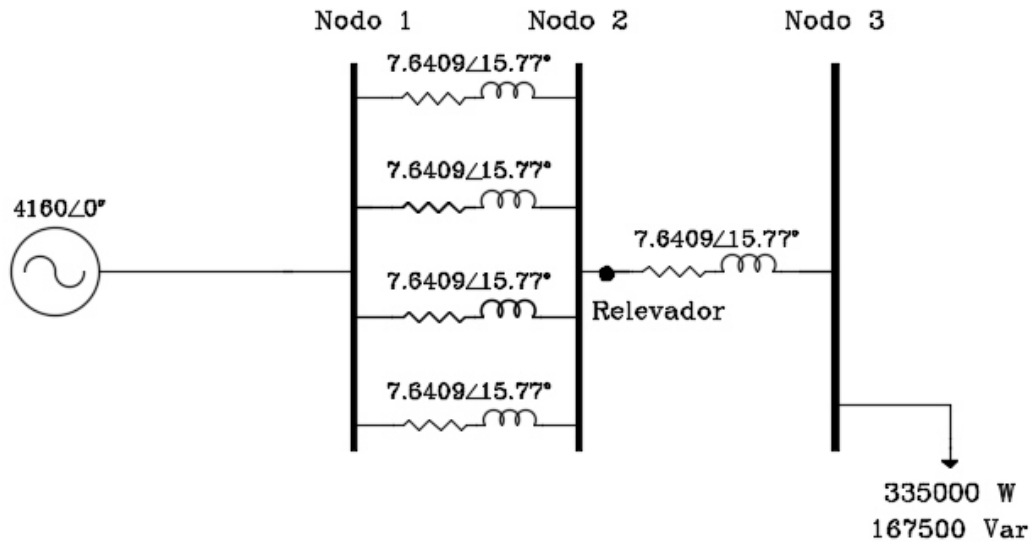


Fig. 5.1 Sistema de prueba.

5.3 CASOS DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL ALGORITMO

Para la evaluación del desempeño del algoritmo se realizaron 4 escenarios, en cada uno de estos se incluyen una figura que contiene información gráfica de los ajustes I_{50} (fijo) e I_{50A} (adaptable) así como la zona de cobertura de la protección (Z_{CO}) para ambos ajustes.

5.3.1 SUBALCANCE

En este caso se parte del sistema con 4 líneas, a partir de este escenario se calcula el ajuste fijo (I_{50}) como 432 A, para proteger el 80% de la línea entre los nodos 2 y 3. Así mismo el ajuste adaptable (I_{50A}) se obtiene con (4.5). Ambos ajustes se muestran en la figura 5.2a), la línea de color azul representa el ajuste fijo y la línea de color verde el ajuste adaptable. La corriente medida por la protección corresponde a la corriente de carga, que tiene un valor de 81.19 A (línea roja en figura 5.2 a)).

En $t = 400$ ciclos, sale de operación una línea de transmisión detrás del relevador, el equivalente del sistema se hace débil y aumenta la impedancia equivalente. El ajuste fijo (I_{50}) permanece sin cambios mientras que el ajuste adaptable (I_{50A}) actualiza su valor a

400 A en función de la estimación de voltaje e impedancia del equivalente detrás de la protección. Se presentan más salidas de líneas de transmisión en $t = 800$ y $t = 1200$ ciclos respectivamente, en ambos casos no se afecta al ajuste fijo (I_{50}) de la protección, sin embargo el ajuste adaptable (I_{50A}) se continua modificando en función de los estimados del equivalente Thévenin, a fin de seguir protegiendo el 80% de la línea en un sistema de potencia más débil, el ajuste se reduce a 246 A.

En $t = 1400$ ciclos se simula una falla trifásica permanente en el 75% de la línea protegida; en la figura 5.2 a) se aprecia el incremento de la corriente medida por la protección debido a la falla, sin embargo, debido al incremento de la impedancia, el valor de corriente no supera el ajuste fijo, pero si sobrepasa el ajuste adaptable. Esto significa que una protección de sobrecorriente instantánea con ajuste fijo no detectaría la falla, sin embargo, la misma protección con un ajuste adaptable tiene la sensibilidad adecuada para detectarla.

En la Figura 5.2 b) se muestra el alcance de la protección, con ajuste fijo (naranja) y con ajuste adaptable (morado). Se puede observar como el ajuste adaptable mantiene constante una cobertura del 80% de la línea protegida, independientemente del cambio de impedancia que experimenta la red, sin embargo con el ajuste fijo, la zona de cobertura se colapsa a partir de la salida de líneas de transmisión a un porcentaje del 71, 54 y 5 % respectivamente. Esto justifica que la protección con ajuste fijo pierde sensibilidad para detectar fallas al 75% ya que fue ajustada al 80% con un valor de impedancia de fuente más reducida.

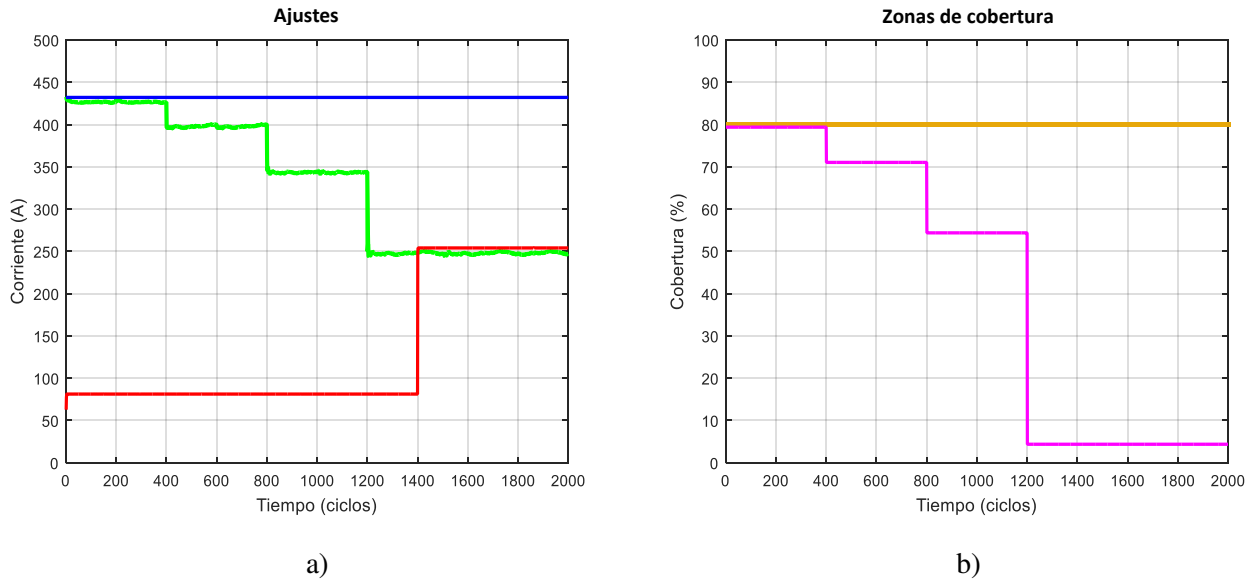


Fig. 5.2 Escenario de subcance.

5.3.2 SOBREALCANCE

En este caso se parte del sistema con una 1 línea, a partir de este escenario se calcula el ajuste fijo como 235 A, para proteger el 80% de la línea entre los nodos 2 y 3. Inicialmente en condiciones de carga, los ajustes fijo y adaptable son prácticamente iguales. Ambos ajustes se muestran en la figura 5.3 a); la corriente medida por la protección corresponde a la corriente de carga, que tiene un valor de 196.8 A (figura 5.3 a)).

En $t = 400$ ciclos, entra una línea de transmisión detrás del relevador, el equivalente del sistema se vuelve más fuerte y disminuye la impedancia equivalente. El ajuste fijo permanece sin cambios mientras que el ajuste adaptable actualiza su valor a 329 A en función de la estimación de voltaje e impedancia del equivalente detrás de la protección. Se presentan más entradas de líneas de transmisión en $t = 800$ y $t = 1200$ ciclos respectivamente, en ambos casos no afecta al ajuste fijo de la protección, sin embargo el ajuste adaptable se continua modificando en función de los estimados del equivalente Thévenin, a fin de seguir protegiendo el 80% de la línea en un sistema de potencia más fuerte, el ajuste aumenta a 406 A.

En $t = 1400$ ciclos se simula una falla trifásica permanente al 85% de la línea protegida; en la figura 5.3 a) se aprecia la disminución de la corriente medida por la protección debido a la falla, sin embargo, debido a la reducción de la impedancia, el valor de corriente supera el ajuste fijo, pero no sobrepasa el ajuste adaptable. Esto significa que una protección de sobrecorriente instantánea con ajuste fijo detectaría la falla y operaría incorrectamente, sin embargo, la misma protección con un ajuste adaptable tiene la selectividad adecuada para no detectarla.

En la Figura 5.3 b) se muestra el alcance de la protección, con ajuste fijo (naranja) y con ajuste adaptable (morado). Se puede observar como el ajuste adaptable mantiene constante una cobertura del 80% de la línea protegida, independientemente del cambio de impedancia que experimenta la red, sin embargo con el ajuste fijo, la zona de cobertura se expande a partir de la entrada de líneas de transmisión a un porcentaje del 131, 148 y 156 % respectivamente. Esto justifica que la protección con ajuste fijo pierde selectividad y opera de forma incorrecta para una falla al 85% ya que fue ajustada al 80% con un valor de impedancia de fuente mayor.

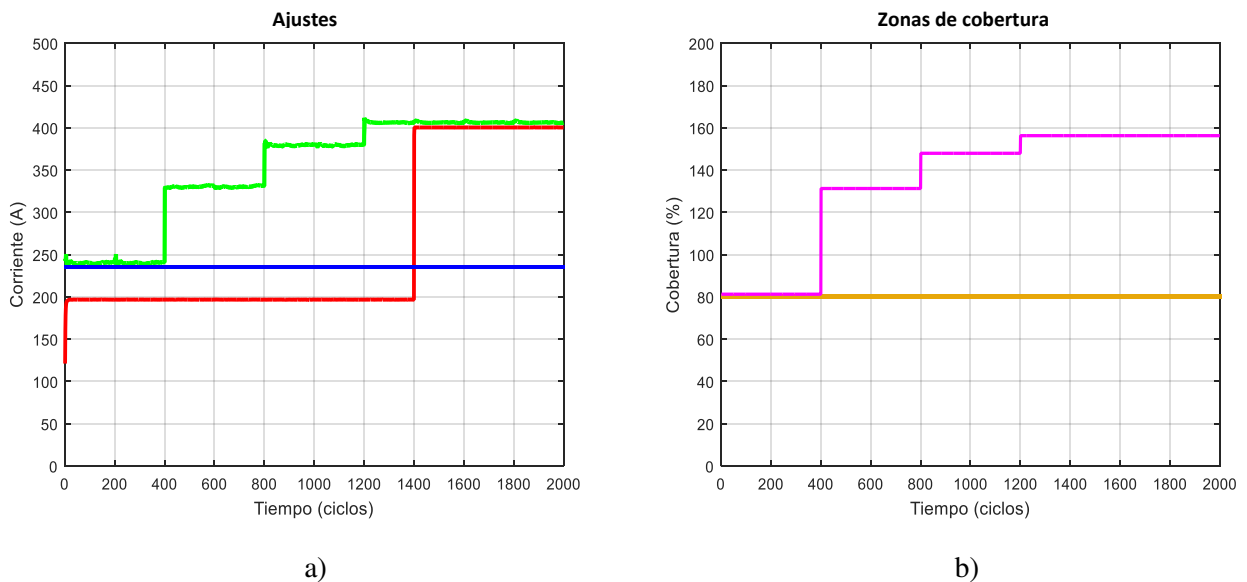


Fig. 5.3 Escenario de sobrealcance.

5.3.3 CAMBIO DE CONDICIÓN DE OPERACIÓN DEL GENERADOR

Considerando que el sistema opera con las 4 líneas detrás del relevador energizadas, se presenta un cambio en la condición de operación del generador. Igual que en el escenario de subalcance, el ajuste fijo es de 432 A y la corriente de carga medida por la protección es de 128.4 A. En $t = 600$, se modifica la impedancia del generador, pasa de ser un generador ideal (cero impedancia) a tener un valor de impedancia de $\frac{1}{4}$ del valor de una línea de transmisión; el equivalente del sistema se vuelve débil y aumenta la impedancia equivalente. El ajuste fijo permanece sin cambios mientras que el ajuste adaptable actualiza su valor a 343 A en función de la estimación de voltaje e impedancia del equivalente detrás de la protección a fin de seguir protegiendo el 80% de la línea en un sistema de potencia más fuerte.

En $t = 1000$ ciclos se simula una falla trifásica permanente en el 75% de la línea protegida; en la figura 5.4 a) se aprecia el incremento de la corriente medida por la protección debido a la falla, sin embargo, debido al incremento de la impedancia, el valor de corriente no supera el ajuste fijo, pero sí sobrepasa el ajuste adaptable. La falla no es detectada por el ajuste fijo, pero sí por el ajuste adaptable, que envía la señal de disparo al interruptor.

En la Figura 5.4 b) se muestra el alcance de la protección, con ajuste fijo (naranja) y con ajuste adaptable (morado). Se puede observar como el ajuste adaptable mantiene constante una cobertura del 80% de la línea protegida, independientemente del cambio de impedancia que experimenta la red, sin embargo con el ajuste fijo, la zona de cobertura se colapsa a partir del cambio de operación del generador a un porcentaje del 54%. Esto provoca la pérdida de sensibilidad para la detección de fallas al 75% por parte del ajuste fijo que originalmente fue ajustada al 80%.

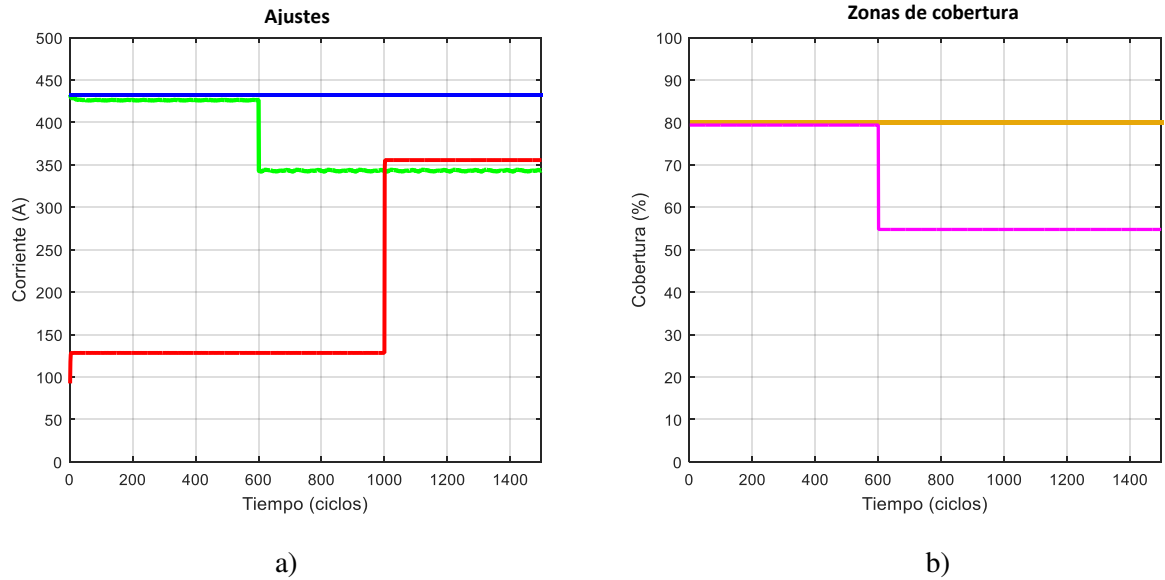


Fig. 5.4 Escenario de cambio de condición de operación del generador.

5.3.4 ENTRADA DE UN GENERADOR EN SERVICIO

En este caso el sistema opera con 4 líneas, el generador tiene una impedancia de $\frac{1}{4}$ del valor de impedancia de la línea, y el ajuste fijo que es 326 A, para proteger el 80% de la línea entre los nodos 2 y 3. En un principio en condiciones de carga, los ajustes fijo y adaptable son prácticamente iguales. Ambos ajustes se muestran en la figura 5.5 a); la corriente medida por la protección corresponde a la corriente de carga, que tiene un valor de 118 A (figura 5.5 a)).

En $t = 600$ ciclos, se conecta un generador con el mismo voltaje e impedancia detrás del relevador, este cambio de configuración ocasiona que el sistema se vuelva más fuerte, lo que significa una reducción en la impedancia equivalente detrás del relevador. El ajuste fijo permanece sin cambios mientras que el ajuste adaptable actualiza su valor a 445 A en función de la estimación de voltaje e impedancia del equivalente detrás de la protección a fin de seguir protegiendo el 80% de la línea. En $t = 1000$ ciclos se simula una falla trifásica permanente al 85% de la línea protegida; en la figura 5.5 a) se aprecia la disminución de la corriente medida por la protección debido a la falla, sin embargo, debido a la reducción de la impedancia, el valor de corriente supera el ajuste fijo, pero

no sobrepasa el ajuste adaptable. Esto significa que una protección de sobrecorriente instantánea con ajuste fijo detectaría la falla, sin embargo, la misma protección con un ajuste adaptable no la detecta.

En la Figura 5.5 b) se muestra el alcance de la protección, con ajuste fijo (naranja) y con ajuste adaptable (morado). Se puede observar como el ajuste adaptable mantiene constante una cobertura del 80% de la línea protegida, independientemente de la conexión del nuevo generador a la red eléctrica, sin embargo con el ajuste fijo, la zona de cobertura se expande a un 120% ocasionando sobrealcance .

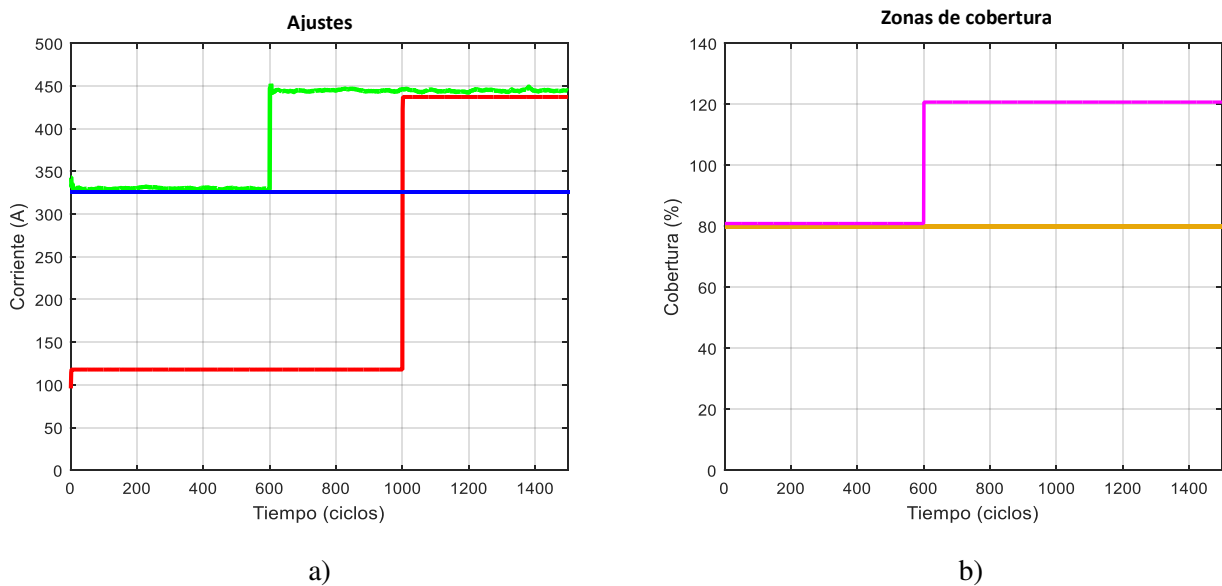


Fig. 5.5 Escenario de entrada de un generador en servicio.

5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los escenarios analizados en la sección anterior muestran que el algoritmo es capaz de identificar y seleccionar el ajuste adecuado para la protección de sobrecorriente instantánea y mantener su zona de cobertura constante ante cualquier cambio de condición de la red que ocurra detrás del relevador. Se observó como el ajuste fijo se ve afectado en sus zonas de coberturas en los distintos escenarios analizados. En la Tabla 5.1 se muestra un resumen de la cobertura de ambos ajustes en estos escenarios.

Tabla 5.1. Coberturas de ajuste de relevador de sobrecorriente instantáneo.

Caso	Condiciones	Adaptable (%)	Fijo (%)
Subalcance	4 líneas	80	80
	3 líneas	80	71
	2 líneas	80	54
	1 línea	80	5
Sobrealcance	1 línea	80	80
	2 líneas	80	131
	3 líneas	80	148
	4 líneas	80	156
Cambio de condición del operación del generador	Sistema original	80	80
	Nueva configuración	80	54
Entrada de generador	Sistema original	80	80
	Nueva configuración	80	120

5.4 CONCLUSIONES

El algoritmo para el cálculo del ajuste adaptable basado en la estimación del equivalente Thévenin es capaz de identificar y seleccionar de forma correcta el ajuste necesario para mantener las zonas de cobertura constantes ante cualquier cambio que pueda experimentar la red detrás de la protección.

Se evaluaron 4 escenarios distintos que comprendieron subalcance, sobrealcance, cambio de operación del generador y entrada de un generador en servicio. En todos los casos, el algoritmo propuesto identificó correctamente el escenario y se adecuó a las condiciones del sistema, mientras que el ajuste fijo (tradicional) se vio afectado en su zona de cobertura en cada cambio de operación de la red.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan las conclusiones generales de este trabajo de investigación, las principales aportaciones realizadas y las recomendaciones para trabajos futuros relacionadas con la protección de sobrecorriente instantánea.

6.2 CONCLUSIONES

El principal problema de la protección de sobrecorriente instantánea es que su zona de cobertura varía con las condiciones de operación de la red eléctrica y el tipo de corto circuito para un ajuste determinado (ajuste fijo), provocando problemas de subalcance y sobrealcance. El uso de protecciones adaptables proporciona un esquema donde su ajuste se modifica en forma automática en dependencia de los cambios que se presentan en el sistema eléctrico de potencia. Esto permite que el relevador sea altamente confiable a las condiciones variables del sistema, manteniendo una adecuada sensibilidad para la detección de fallas y selectividad para simplificar los cálculos de sus parámetros de ajuste.

Se desarrolló un algoritmo basado en la estimación de los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real para establecer un ajuste adaptable de la protección de sobrecorriente instantánea, que asegure que el alcance de la protección permanecerá sin cambios independientemente de la condición de operación del sistema. Este algoritmo utiliza los valores de voltaje y corriente de secuencia positiva e implementa un sistema de ecuaciones no lineales resuelto de forma iterativa por el método Gauss Newton y determina los valores de los parámetros del equivalente Thévenin con un error de estimación no mayor al 10 %.

Los parámetros del equivalente Thévenin detrás del punto de medición (relevador) permiten mantener una zona de cobertura constante ante cualquier cambio de topología que experimenta la red eléctrica. Esto resuelve el problema de una cobertura variable originado por utilizar un ajuste fijo en la protección ante cualquier cambio de topología que experimenta la red, debido a que este ajuste es calculado para una falla, considerando una zona de cobertura deseada, en una condición operación distinta en el sistema de potencia.

Se utilizó un sistema de prueba para la validación del desempeño del algoritmo compuesto por un generador, cinco líneas de transmisión y tres nodos, donde hay una carga dinámica. Se evaluaron 4 escenarios distintos que comprendieron subalcance, sobrealcance, cambio de operación del generador y entrada de un generador en servicio. En todos los casos, el algoritmo propuesto realizó las modificaciones del ajuste y se adecuó a las condiciones del sistema para mantener la zona de cobertura constante, mientras que el ajuste fijo (tradicional) se vio afectado en su zona de cobertura en cada cambio de operación de la red, presentando condiciones de subalcance o sobrealcance.

La efectividad del algoritmo sirve de base para definir un nuevo criterio de ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea en líneas de transmisión; en lugar de proponer entre un 80 y 90% para evitar problemas de sobrealcance, se podría tener una zona de cobertura mayor al 95 % de la línea protegida.

6.3 APORTACIONES

Las principales aportaciones de este trabajo de investigación son:

- Un algoritmo de estimación para calcular los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real detrás de un nodo en una red eléctrica balanceada y simétrica, siendo independiente de los modelos de carga y la sincronización de datos entre terminales de una línea de transmisión. El error en la estimación del voltaje y la impedancia del equivalente Thévenin es menor al 10%.
- Un algoritmo de ajuste adaptable para la protección de sobrecorriente instantánea basado en los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real, que permite mantener sus zonas de cobertura constantes ante cualquier cambio que experimente la red eléctrica detrás del punto donde está instalada la protección.
- Definir un nuevo criterio de ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea en líneas de transmisión; en lugar de proteger entre un 80 y 90%, tener una zona de cobertura mayor al 95% de la línea protegida.

6.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

A partir de los resultados de esta investigación, las recomendaciones para trabajos futuros en esta área del conocimiento son:

- Evaluar el desempeño del algoritmo de ajuste adaptable para la protección de sobrecorriente instantánea en sistemas de potencia con configuraciones en anillo y considerando cargas no lineales.
- Considerar una red anillada para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto, que permita continuar con un error de estimación no mayor al 10 %.
- Incorporar los equipos de medición que se utilizan en los esquemas de protección que son transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP).A fin de incorporar su respuesta transitoria en los algoritmos de estimación del equivalente Thévenin y de ajuste adaptable.
- Extender la aplicación de la metodología utilizada en este trabajo de investigación para el desarrollo de protecciones adaptables en otros elementos del sistema de potencia, incluyendo variantes de secuencia negativa y secuencia cero.

REFERENCIAS

- [1] M. Q. Singh y V. Telukunta, “Adaptive Over current Relay Coordination algorithm for Changing Short Circuit Fault levels” in Power System Division in IEEE Trans. Power Delivery, Nov.2015.
- [2] F.B. Costa y B.A Souza, “Adaptive Instantaneous Overcurrent Powered by Frequency Estimation: a Case Study Using a Real Brazilian System” in IEEE Trans. Power Delivery, Jul.2016.
- [3] S. Shen, D. Lin, H. Wang, P.Hu, K.Jiang,D.Lin and B.He “An Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With DGs Based on Optimized Thevenin Equivalent Parameters Estimation” in IEEE Trans. Power Delivery, vol. 32, pp.411-419, Feb. 2017.
- [4] S.H.Horowitz and A.G. Phadke, “Relaying for systems performance” in Power System Relaying J. Wiley and S.Ltd, Ed.Sons Ltd, Ed. Research Studies Press limited: England,2008,pp.273-274.
- [5] A.J.Urdaneta and L.G. Phadke, “Optimal coordination of directional overcurrent relays considering dynamic changes in the network topology” in IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, pp.1458-1464, Oct. 1997.
- [6] S. M. Brahma and A. A. Girgis, “Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation,” IEEE Trans. Power Del., vol. 19, no. 1, pp. 56–63, Jan.2008.
- [7] S. P. Apostolov and D. Tholomier, “Superimposed Components based sub-cycle protection of transmission lines,” IEEE Trans. Power Del., Oct.2004.
- [8] K. F. Cheung and R. I. Marks II, "Imaging sampling below the Nyquist density without aliasing," 1. Opt.Soc. Am. A, vol. 7, pp. 92-105, Jan. 1990.
- [9] B. Osorno, "Application of Microprocessor Based Protective Relays in Power Systems" 1. Opt.Soc. Am. A, vol. 23, pp. 773-779-, Jan. 2009.
- [10] A. Alheraish and W. Alomar, “Programmable logic controller system for controlling and monitoring home application using mobile network” in IMTC Instrumentation and measurement technology conference, pp.469-472, Apr. 2006.
- [11] D. Arvind and S Khushdeep, “Condition Monitoring of Power Transformer:” in Dhingra Arvind , Singh Khushdeep , Kumar Deepak Guru Nanak Dev Engineering

- College, Ludhiana, India , pp.677-781, Mar. 2008.
- [12] J. Ahola and T Ahonen, “Design Considerations for Current TransformerBased Energy Harvesting for ElectronicsAttached to Electric Motor Condition Monitoring of Power TransformerInternational Symposium on Power Electronics,Electrical Drives, Automation and Motion:”, pp.901-905, Jun. 2008.
- [13] D. Costello and K. Zimmerman, “Determining the Faulted Phase”, proceedings Of the 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, March 2010.
- [14] Su Qianli, Dong Xinzhou y Z. Q. Bo, “New Approach of Fault Detection and Fault Phase Selection Based on Initial Current Traveling Waves”, IEEE Power Engineering Society, 2002.
- [15] E. O. Schweitzer III and J. Roberts, “Distance Relay Element Design”,published in the SEL Journal of Reliable Power, Vol. 1, No. 1, July 2010.
- [16] H. Nikkhajoei and R. H. Lasseter, “Microgrid protection,” in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meeting, Tampa, FL, USA, 2007, pp. 1–6
- [17] F. Coffele, C. Booth, and A. Dysko, “An adaptive overcurrent protectionscheme for distribution networks,” IEEE Trans. Power Del., vol.30, no. 2, pp. 561–568, Apr. 2015
- [18] H. Hooshyar and M. E. Baran, “Fault analysis on distribution feederswith high penetration of PV systems,” IEEE Trans. Power Syst., vol.28, no. 3, pp. 2890–2896, Aug. 2013.
- [19] W.H Hayt, J.E Kemmerly and S.M. Durbin, “Useful techniques for the analysis of circuits” in Analysis of circuits in engineering, R.A del Bosque Ed. Mc Graw-Hill interamericana: Mexico, 2007, pp.141-143
- [20] S.A. Arefifa and Wilsun Xu, “Online Tracking of Power System Impedance Parameters and Field Experiences” in IEEE Trans. On Power Delivery, vol.24, No.4,pp.1781-1788, Oct. 2009.
- [21] K. Vu,M.M. Begovic, D.Novosel, and M.M.Saha, “Use of local measurements estimate voltaje stability margin” in IEEE Trans. Power System, vol.14, No.3, pp.1029-1035, Aug.1999.
- [22] A. De Oliveira, J.C. De Oliveira, J.W. Resende and M.S. Miskulin, “Practical approaches for AC system harmonic impedance measurements” in IEEE Trans. Power Delivery , vol.6, pp.1721-1726, Oct.1991.

- [23] C.K.Alexander and M.N.O. Sadiku, "Circuit Theorems" in Fundamental of electrical circuits, R.A del Bosque Ed. McGraw-Hill interamericana: Mexico, 2006,pp.139-140.
- [24] J.L.Santos.F.P.M.Barbosa,"Voltage stability evaluation using the relation between impedances", Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, vol.3, pp.927-930, 2004.
- [25] M.R Spiegel, "Estimation Theorem" in Probability and Statistics, Ed. Mc Graw-Hill interamericana: Mexico,1977,pp.194-196.
- [26] G. Benmouyal y J. Roberts, "Superimposed Quantities: Their True Nature and Application in Relays", Schweitzer Engineering Laboratories, 1999.