



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

EVALUACIÓN DEL ALGORITMO BASADO EN
CANTIDADES INCREMENTALES DE LA FUNCIÓN DE
SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA LA
PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON
PENETRACIÓN DE RECURSOS BASADOS EN
INVERSORES

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA

P R E S E N T A:

ING. MARIA DE LOURDES GARRIDO GARRIDO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS

CODIRECTOR:

DR. JORGE LUIS AGUILAR MARIN

CUERNAVACA, MORELOS

MAYO 2026

CONTENIDO

CONTENIDO.....	1
ÍNDICE DE FIGURAS	4
ÍNDICE DE TABLAS	6
AGRADECIMIENTOS	7
RESUMEN.....	8
ABSTRACT	10
ACRÓNIMOS.....	11
1 INTRODUCCIÓN	12
1.1 Antecedentes.....	13
1.2 Objetivo general	16
1.2.1 Objetivos específicos.....	16
1.3 Hipótesis	17
1.4 Justificación	17
1.5 Alcances.....	17
2 MARCO TEORICO.....	19
2.1 Introducción.....	19
2.2 Sistema eléctrico de potencia	20
2.3 Componentes de un sistema de protección.....	21
2.3.1 Transformadores de instrumento	21
2.3.2 Interruptor de potencia.....	22
2.3.3 Batería de alimentación	23
2.3.4 Relevador de protección	23
2.4 Zonas de protección.....	24
2.5 Protección principal y de respaldo.....	25
2.6 Fundamentos de los sistemas de protección	26
2.6.1 Selectividad	26
2.6.2 Rapidez	27
2.6.3 Confiabilidad	27
2.6.4 Sensibilidad	27
2.6.5 Economía	27
2.6.6 Simplicidad.....	27
2.7 Método de protección de líneas de transmisión.....	27
2.8 Relevador de sobrecorriente	28
2.9 Limitaciones de los sistemas de protección tradicionales	30
2.10 Algoritmo de protección basado en cantidades incrementales	31
2.10.1 Extracción de valores incrementales y cálculo de valores de réplica	33

2.10.2	Cálculo de cantidades de operativas y de polarización.....	38
2.10.3	Funcionamiento del elemento de sobrecorriente.....	39
2.10.4	Lógica del elemento de sobrecorriente direccional.....	40
3.	METODOLOGÍA.....	41
3.1	Introducción.....	41
3.2	Descripción general de la metodología	41
3.3	Definición del sistema de prueba.....	42
3.4	Modelado de la red en ATP/ATPDraw	42
3.5	Simulación de escenarios de falla.....	43
3.6	Obtención de señales de voltaje y corriente	44
3.7	Conversión de archivos PL4 a MAT	44
3.8	Implementación del algoritmo en MATLAB/Simulink	45
3.9	Criterios de evaluación del algoritmo.....	46
3.10	Organización de la base de datos de simulaciones	46
3.11	Análisis de resultados	47
4.	CASO DE ESTUDIO	48
4.1	Introducción.....	48
4.2	Descripción general del sistema de prueba.....	48
4.3	Recurso basado en inversor tipo Grid-Following.....	50
4.4	Generador síncrono.....	51
4.5	Transformadores de potencia	52
4.6	Transformadores de instrumento	52
4.7	Modelado de cargas	52
4.8	Nivel de penetración de recursos basados en inversores	53
4.9	Justificación del caso de estudio.....	53
5.	MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA RED.....	55
5.1	Introducción.....	55
5.2	Descripción general de la red de prueba.....	55
5.3	Configuración operativa del sistema	56
5.4	Modelado de la línea de transmisión para estudios de falla	57
5.5	Ubicación de fallas sobre la línea	57
5.6	Tipos de cortocircuito simulados.....	58
5.7	Resistencia de falla	59
5.8	Implementación de esquemas de falla en ATPDraw.....	60

5.9	Generación de archivos base	60
5.10	Ejecución de simulaciones.....	61
5.11	Conversión de archivos PL4 a MATLAB	61
5.12	Base de datos de simulaciones.....	62
6.	IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN	63
6.1	Introducción.....	63
6.2	Filosofía general del esquema de protección.....	63
6.3	Obtención de señales de entrada.....	64
6.4	Cálculo de corrientes réplica	65
6.5	Cantidades incrementales	66
6.6	Formación de lazos de falla	66
6.7	Elemento direccional TD32.....	67
6.8	Elemento direccional TD67.....	68
6.9	Lógica de decisión final.....	68
6.10	Secuencia temporal de operación	69
6.11	Ventajas frente a métodos fasoriales	69
6.12	Parámetros ajustables del relevador	70
6.13	Integración con la base de simulaciones.....	70
7.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	72
7.1	Introducción.....	72
7.2	Criterios de evaluación	72
7.3	Respuesta general del algoritmo.....	73
7.4	Fallas monofásicas a tierra	76
7.5	Fallas bifásicas.....	78
7.6	Fallas bifásicas a tierra	78
7.7	Fallas trifásicas	79
7.8	Influencia de la ubicación de la falla	79
	CONCLUSIONES	83
	REFERENCIAS	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Tendencias globales en la matriz energética.....	12
Figura 1.2 Diferentes etapas del relevador de protección	14
Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia.....	20
Figura 2.2 Componentes de un sistema de protección	21
Figura 2.3 Transformadores de corriente	22
Figura 2.4 Transformadores de potencial.....	22
Figura 2.5 Interruptor de potencia.....	23
Figura 2.6 Revisión de los electrolitos en el banco de baterías.....	23
Figura 2.7 Relevadore de protección SEL-T401L	24
Figura 2.8 Sistema eléctrico de potencia y sus zonas de protección.....	25
Figura 2.9 Protección primaria y de respaldo	26
Figura 2.10 Funcionamiento básico de la protección de sobrecorriente direccional	29
Figura 2.11 Diagrama fasorial y respuesta del elemento 67N	30
Figura 2.12 Principio de funcionamiento de las cantidades incrementales y del retardo	32
Figura 2.13 Resultado del principio de cantidad incremental en la corriente de falla	32
Figura 2.14. Aplicación del principio de superposición para determinar la red equivalente en condición de falla	32
Figura 2.15 Red RL con falla	33
Figura 2.16 Filtro delta para extraer cantidades incrementales.....	34
Figura 2.17 Cálculo de corriente de réplica	36
Figura 2.18 Cálculo de la Corriente de Lazo	38
Figura 2.19 Cálculo de las cantidades operativas y de polarización.....	38
Figura 2.20 Corriente incremental de réplica y su integral en el tiempo	39
Figura 2.21 Principio de operación del elemento de sobre corriente no direccional basado en cantidades incrementales.....	40
Figura 2.22 Diagrama lógico simplificado del elemento de sobrecorriente basado en cantidades incrementales (bucle AG).....	40
Figura 3.1 Diagrama de bloques de la metodología.....	42
Figura 5.1 Diagrama general de la red de prueba implementada.....	56
Figura 5.2 Modelo segmentado de la línea de transmisión con nodos internos N1, N2, N3 y N4	57
Figura 5.3 Clasificación de los tipos de cortocircuito considerados	59

Figura 5.4 Esquemas de conexión para fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas	60
Figura 5.5 Proceso de conversión PL4 a MAT mediante terminal de comandos	62
Figura 5.6 Estructura de carpetas o base de datos con archivos MAT.....	62
Figura 6.1 Diagrama general del algoritmo de protección implementado en Simulink	64
Figura 6.2 Series de tiempo generadas para Simulink	64
Figura 6.3 Calculo de corrientes de réplica MATLAB/Simulink	65
Figura 6.4 Extracción de cantidades incrementales	66
Figura 6.5 Cálculo de la cantidad de restricción del elemento TD32 para el lazo AG	68
Figura 6.6 Cálculo de la cantidad operativa del elemento TD32 para el lazo AG	68
Figura 6.7 Lógica interna del TD67 implementado en Simulink.....	68
Figura 6.8 Lógica de disparo implementado en Simulink	69
Figura 7.1. Corrientes y tensiones referidas al secundario de los transformadores de instrumento durante una falla monofásica AG.....	73
Figura 7.2 Corrientes de réplica incremental para una falla monofásica AG	74
Figura 7.3 Voltajes incrementales para una falla monofásica AG	74
Figura 7.4 Respuesta típica del algoritmo ante una falla interna: la cantidad de restricción hacia adelante supera la cantidad operativa, del elemento TD32	75
Figura 7.5 Elemento direccional para la falla monofásica AG	75
Figura 7.6 Respuesta de la lógica de disparo ante una falla monofásica AG	76
Figura 7.7 Corrientes para el caso AG con resistencia: a) 0Ω	77
Figura 7.8 Corrientes para el caso AG con resistencia: b) 50Ω	77
Figura 7.9 Corrientes para el caso CA con resistencia a 50Ω	78
Figura 7.10 Corrientes para el caso AC-G con resistencia a 200Ω	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Funciones de protección empleadas típicamente para líneas de transmisión	28
Tabla 4.1 Parámetros generales del sistema de prueba	49
Tabla 4.2 Parámetros generales del IBR	51
Tabla 4.3 Parámetros del generador síncrono	51
Tabla 4.4 Parámetros del generador síncrono	52
Tabla 4.5 Datos generales de cargas	53
Tabla 5.1 Condición operativa base del sistema	57
Tabla 5.2 Ubicaciones de falla evaluadas	58
Tabla 5.3 Resistencia de falla evaluadas	60
Tabla 6.1 Lazos de análisis implementados	67
Tabla 6.2 Comparación conceptual	70
Tabla 7.1 Resultados representativos para fallas monofásicas	77
Tabla 7.2 Resultados representativos para fallas bifásicas	78
Tabla 7.3 Resultados representativos para fallas bifásicas a tierra	78
Tabla 7.4 Resultados representativos para fallas trifásicas	79
Tabla 7.5 Comparación conceptual	80
Tabla 7.6 Evaluación de seguridad	81
Tabla 7.7 Comparación técnica	81

AGRADECIMIENTOS

A Dios por el regalo de la vida, que como consecuencia me ha permitido estar aquí y culminar esta etapa de mi formación.

A mi director de Tesis el Dr. Luis Cisneros Villalobos, por la oportunidad de trabajar en este tema, pero sobre todo por la orientación y paciencia a lo largo del camino.

A mi codirector de tesis, el Dr. Jorge Luis Aguilar Marín, por su disposición, acompañamiento continuo y por sus valiosas aportaciones, las cuales fueron esenciales en los momentos de mayor incertidumbre.

A todos mis profesores y sinodales, quienes a lo largo de mi formación académica compartieron sus conocimientos y experiencias, contribuyendo significativamente al desarrollo de esta tesis.

A mi querida Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos, por abrirme nuevamente sus puertas y brindarme el espacio donde fortalecí mis conocimientos, viví nuevos aprendizajes y avancé en la culminación de esta etapa académica; experiencias que hoy forman parte de mi historia y atesoro profundamente.

Dedico este trabajo a la memoria de mi madre, Laudina Garrido Cuevas, por su amor infinito, fortaleza y enseñanzas, que siguen siendo mi guía e inspiración en cada meta alcanzada.

Especialmente a mi amado compañero de vida, Rubén Vidal García, por ser mi refugio en los momentos difíciles y mi motivación para continuar superándome. Gracias por tu amor y por acompañarme siempre.

RESUMEN

La creciente integración de recursos energéticos basados en inversores dentro de los sistemas eléctricos de potencia ha modificado de manera significativa el comportamiento dinámico de las redes modernas, particularmente durante condiciones de falla. A diferencia de los generadores síncronos convencionales, los recursos *Inverter-Based Resources* (IBR) presentan limitada contribución de corriente de cortocircuito, menor inercia y respuestas controladas por electrónica de potencia, lo cual representa un reto importante para los esquemas tradicionales de protección basados en magnitudes fasoriales.

En este contexto, la presente investigación propone y evalúa un algoritmo de protección direccional para líneas de transmisión fundamentado en el uso de cantidades incrementales de voltaje y corriente, orientado a mejorar la rapidez y confiabilidad operativa en redes con alta penetración de IBR.

Para el desarrollo del estudio se modeló un sistema híbrido de transmisión de 115 kV compuesto por generación síncrona convencional y un recurso basado en inversor tipo *grid-following*. El sistema fue implementado en ATP/ATPDraw con el propósito de simular distintos escenarios de falla, considerando cortocircuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos, así como diferentes ubicaciones sobre la línea y valores de resistencia de falla.

A partir de las señales obtenidas, se desarrolló en MATLAB/Simulink un relevador digital basado en cantidades incrementales, incorporando criterios direccionales tipo TD32 y TD67, además de una lógica final de disparo para la discriminación entre fallas internas y externas.

Los resultados obtenidos demostraron que el algoritmo propuesto identifica correctamente la dirección de la falla, presenta tiempos de respuesta reducidos respecto a metodologías convencionales y mantiene sensibilidad adecuada incluso en condiciones de alta resistencia de falla o baja aportación de corriente por parte de los IBR.

Se concluye que los esquemas de protección basados en dominio del tiempo representan una alternativa técnicamente viable y necesaria para los sistemas eléctricos del futuro, donde la

presencia creciente de recursos inverter-based exige nuevas filosofías de protección más rápidas, robustas y adaptables.

ABSTRACT

The increasing integration of inverter-based resources into electric power systems has significantly modified the dynamic behavior of modern grids, particularly under fault conditions. Unlike conventional synchronous generators, Inverter-Based Resources (IBRs) provide limited short-circuit current contribution, lower inertia, and responses governed by power electronic controls, which creates major challenges for traditional protection schemes based on phasor quantities.

In this context, this research proposes and evaluates a directional transmission line protection algorithm based on incremental voltage and current quantities, aimed at improving speed and operational reliability in power networks with high IBR penetration.

For this purpose, a 115 kV hybrid transmission system composed of conventional synchronous generation and a grid-following inverter-based resource was modeled. The system was implemented in ATP/ATPDraw in order to simulate different fault scenarios, including single-line-to-ground, line-to-line, double-line-to-ground, and three-phase short circuits, as well as different fault locations along the line and various fault resistance values.

Using the obtained signals, a digital relay was developed in MATLAB/Simulink based on incremental quantities, incorporating TD32 and TD67 directional criteria together with a final tripping logic for discrimination between internal and external faults.

The obtained results demonstrated that the proposed algorithm correctly identifies fault direction, provides faster operating times compared with conventional methodologies, and maintains adequate sensitivity even under high fault resistance or reduced fault current contribution from inverter-based resources.

It is concluded that time-domain protection schemes represent a technically viable and necessary alternative for future electric power systems, where the increasing presence of inverter-based resources requires faster, more robust, and adaptive protection philosophies.

ACRÓNIMOS

GEI:	Gases de Efecto Invernadero
PV:	Fotovoltaico
IBRs:	Recursos Basados en Inversores
SGs:	Generadores síncronos
GFL:	Seguidor de Red
EMTP:	Programa de Transitorios Electromagnéticos
SEL:	Laboratorios de Ingeniería Schweitzer
SEP:	Sistema eléctrico de potencia
TC:	Transformador de corriente
TP:	Transformador de potencial
DC:	Corriente Directa
ANSI:	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
IRC:	Corriente de Replica Incremental
EIBR:	Equivalente Recursos Basados en Inversores
PLL:	Bucle De Enganche De Fase
PSC:	Componente De Secuencia Positiva
DSOGI-QSG:	Integrador Generalizado de Segundo Orden Dual
SRF-PLL:	Bucle de Enganche de Fase
ACSR:	Conductor de Aluminio Reforzado con Acero

1 INTRODUCCIÓN

La evolución de la sociedad a lo largo de los años, especialmente después de la Primera Revolución Industrial, ha tenido un impacto significativo en la forma en que se generan, transportan y consumen diversos bienes. En particular, la electricidad ha experimentado una transformación profunda impulsada por el desarrollo tecnológico, el aumento de la demanda de energía y los cambios en la disponibilidad de los recursos naturales utilizados para su producción. Este último factor ha sido el principal motor de dichas transformaciones, ya la crisis del petróleo en la década de 1970 evidenció la vulnerabilidad de los sistemas energéticos basados en combustibles fósiles. Además, la preocupación no solo se centró en la seguridad energética, sino también en el impacto ambiental de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de las fuentes convencionales.

En los últimos años, ha aumentado considerablemente la participación de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, en la matriz energética mundial. Según la gráfica mostrada en la Figura 1.1, se estima que para 2027 los sistemas fotovoltaicos (PV) se consolidarán como una de las principales fuentes de energía globales [1].

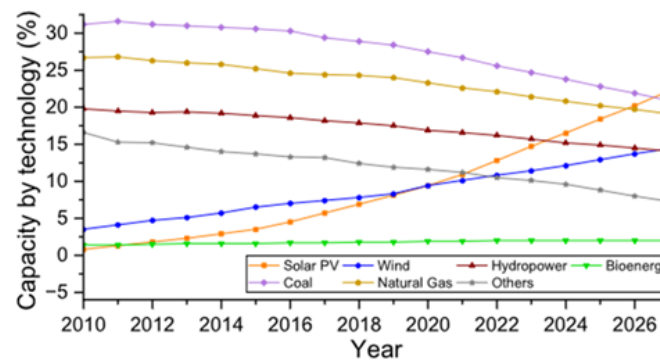


Figura 1.1 Tendencias globales en la matriz energética [1].

Estas fuentes, conocidas como Recursos Basados en Inversores (IBRs) debido a su interconexión con la red a través de inversores, presentan nuevos desafíos para los sistemas de energía eléctrica. En particular, la dinámica de los IBRs durante fallas o incluso en condiciones normales de operación difiere significativamente de la de los generadores síncronos (SGs), lo que complica las aplicaciones de protección y control dentro del sistema eléctrico [2].

Los IBRs de tipo seguidores de red (Grid-Following, GFL), constituyen actualmente la tecnología dominante en plantas solares y eólicas. En ciertos sistemas dominados por inversores GFL, se han registrado pérdidas significativas debido a fallos en la respuesta de los relés de protección. Un ejemplo de esto se presenta en [3], donde una desconexión inesperada afectó 1200 MW de una planta fotovoltaica. En este caso, las protecciones se dispararon de manera sucesiva debido a una detección incorrecta de baja frecuencia, lo que provocó una pérdida considerable de recursos en la red.

Es crucial evaluar nuevos algoritmos disponibles que garanticen no solo la protección eficiente del sistema eléctrico, sino también la continuidad del servicio, especialmente en entornos con alta penetración de IBRs, donde los métodos tradicionales de protección pueden ser insuficientes debido a la naturaleza dinámica y no síncrona de los inversores. Esta evaluación permitirá implementar soluciones más efectivas para mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema en situaciones de falla, minimizando el riesgo de desconexiones innecesarias y mejorando la seguridad operativa.

En esta investigación, se implementará un inversor tipo grid-following y un algoritmo basado en cantidades incrementales de los elementos de sobrecorriente direccional, ambos en el dominio del tiempo, para la protección de líneas de transmisión medias con alta penetración de recursos basados en inversores. Inicialmente, los diferentes escenarios de falla serán implementados en ATPDraw. La evaluación del rendimiento del algoritmo se llevará a cabo en el entorno de simulación de Matlab/Simulink, con el objetivo de determinar su precisión y robustez.

1.1 Antecedentes

Desde los inicios del uso de la energía eléctrica se reconoció la necesidad del uso de dispositivos para prevenir o limitar eventos indeseados en los sistemas eléctricos de potencia.

La evolución de los relevadores de protección en los sistemas eléctricos se divide comúnmente en tres generaciones tecnológicas: electromecánicos, de estado sólido y digitales. Los relevadores electromecánicos, desarrollados a principios del siglo XX (alrededor de 1900–1920), fueron los primeros en ser utilizados ampliamente y se basan en principios electromagnéticos que actúan

sobre partes móviles para abrir o cerrar contactos eléctricos. Estos dispositivos se caracterizan por su resistencia y fiabilidad mecánica, aunque presentan limitaciones en velocidad de respuesta y adoptabilidad operativa [4]. Posteriormente, a principios de la década de 1940 comenzó el desarrollo de relés estáticos, también conocidos como relés de estado sólido, los cuales reemplazaron las partes móviles por componentes electrónicos como tiristores y transistores. Esta segunda generación mejoró significativamente la velocidad de operación y redujo el mantenimiento requerido, aunque su susceptibilidad a interferencias electromagnéticas y menor capacidad de manejo térmico representaron desafíos importantes [5]. Finalmente, a partir de los años 1980–1990, se introdujo la tercera generación: los relevadores digitales o numéricos, los cuales integran microprocesadores que permiten analizar señales eléctricas digitalizadas y ejecutar múltiples funciones de protección, medición, control y comunicación [6].

En la Figura 1.2, la gráfica no solo presenta la cronología de la generación de los relevadores, sino también la densidad de uso de dichos dispositivos desde principios del siglo XX hasta la actualidad [7].

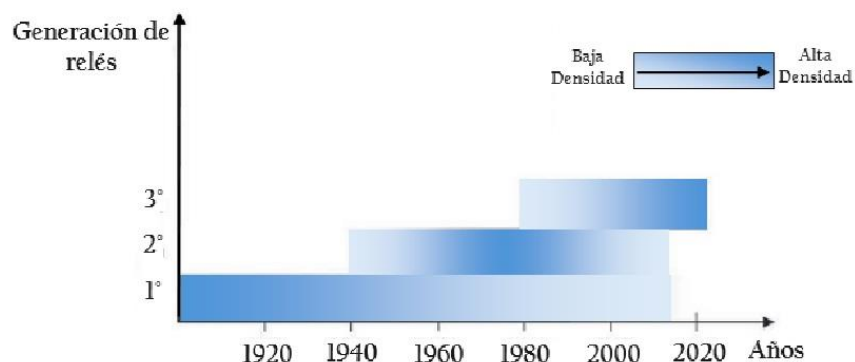


Figura 1.2 Diferentes etapas del relevador de protección [7].

Esta evolución ha permitido mejorar la precisión, velocidad y selectividad en la detección de fallas. Sin embargo, se desarrolló bajo la premisa de que el sistema eléctrico estaría dominado por generadores síncronos. Por lo que introducción de esto nuevos inversores supone un desafío tanto para las redes eléctricas como para los sistemas de protección existentes.

Se ha demostrado en [8] que la forma de onda de la corriente puede experimentar distorsiones severas y no seguir realmente una referencia estable, ni siquiera representar una señal limpia de 60

Hz, lo que puede hacer que los algoritmos actuales no interpreten correctamente o no calculen adecuadamente las fases y magnitudes. La mayoría de los esquemas de protección para líneas de transmisión en operación incluyen el cálculo de fasores, ya sea mediante transformadas de Fourier o filtros coseno, los cuales proporcionan al relevador información en un ciclo completo o medio ciclo [9]. Cuando la información suministrada a los algoritmos es defectuosa o no representa el comportamiento típico de la falla, puede impedir que el relevador identifique correctamente la naturaleza de la falla, provocando una operación inapropiada.

Esta situación fue analizada en [10], donde los algoritmos típicos para determinar la dirección de la falla no operaron correctamente, con el relé de protección de línea cambiando constantemente entre fallas hacia adelante y reversas. El inconveniente no se origina directamente en el algoritmo en sí, sino en los datos que se espera recibir. Debido a que los inversores no siguen el comportamiento convencional de las señales eléctricas, y las fases de la señal experimentan variaciones significativas durante la falla, se hace imposible tomar una decisión fiable sobre la dirección de la falla. Esta incertidumbre en el análisis de la señal dificulta la operación precisa de los algoritmos de protección.

Frente a los desafíos que plantea el nuevo entorno de los sistemas eléctricos, tanto fabricantes como investigadores están desarrollando estrategias innovadoras. Por ejemplo, en [11], donde se propone una revisión adicional para reforzar la seguridad de los esquemas actuales, sin embargo, el estudio también señala que los algoritmos más seguros pueden volverse ineficaces en escenarios donde ambos extremos están alimentados por fuentes no convencionales, una situación posible donde podría llevar a contribuciones de cortocircuito reducidas. Además, se introducen nuevos algoritmos en el dominio del tiempo resultado adecuados para la protección de líneas, enfocándose en la velocidad y eliminando la necesidad de medio o un ciclo completo de información para estimar un fasor. Sin embargo, es necesario probarlos en los sistemas débiles que se desarrollarán en los próximos años.

Los fabricantes de relevadores han investigado e implementado algoritmos basados en cantidades incrementales en dominio del tiempo. En [12], se propone un algoritmo incremental para la protección de líneas de transmisión, combinado con una característica de Ohm para mejorar la

confiabilidad. En [13], se propone un relevador direccional de ultra alta velocidad basado en cantidades incrementales. Además, en [14] se propone combinación de cantidades incrementales con la transformación de Park para acelerar la protección de distancia. Asimismo, en [15] se muestra la implementación de un elemento de distancia basado en cantidades incrementales simulado en EMTP, con énfasis en mejorar la rapidez de los tiempos de operación. Por último, en [16], se presenta una comparación de desempeño entre elementos Mho y elementos de distancia basados en cantidades incrementales.

El fabricante SEL ha investigado el uso de cantidades incrementales en sus desarrollos, como se expone en [17] y [18]; en este último, se introduce una técnica innovadora para la comparación direccional que integra el uso de ondas viajeras junto con cantidades incrementales.

En [19] se implementó y analiza un modelo digital de un elemento de protección direccional basado en cantidades incrementales, implementado en EMTP. Se valida su desempeño comparándolo con un relevador comercial en condiciones reales, demostrando su eficacia para la detección de fallas en el dominio del tiempo. El análisis se realiza considerando generación síncrona convencional, sin incluir escenarios con fuentes basadas en inversores. Además, el estudio se enfoca únicamente en el comportamiento del elemento direccional, sin abordar otras funciones adicionales de protección.

1.2 Objetivo general

Evaluar el desempeño y la fiabilidad del algoritmo basado en cantidades incrementales del elemento de sobrecorriente direccional para la protección de líneas de transmisión medias en entornos con alta penetración de IBR, con el fin de proporcionar una protección confiable y eficiente que garantice la estabilidad y seguridad del sistema.

1.2.1 Objetivos específicos

- Implementar un inversor tipo GFL en dominio del tiempo utilizando ATPDraw, que responda adecuadamente ante condiciones de falla.
- Implementar una red de prueba constituida por una línea de transmisión bialimentada, integrando un inversor tipo GFL y un generador síncrono en ATP/ATPDraw.

- Investigar el comportamiento de la red de prueba ante diversos escenarios de falla, los cuales consistirán principalmente en la variación de la ubicación y resistencia de la falla.
- Implementar y configurar el algoritmo de sobrecorriente direccional basado en cantidades incrementales en el entorno de simulación de Matlab/Simulink.
- Evaluar el algoritmo en los diferentes escenarios de falla en Matlab/Simulink, registrando los tiempos de respuesta de cada elemento y fiabilidad en la acción de protección.

1.3 Hipótesis

Se espera que el algoritmo basado en cantidades incrementales en el dominio del tiempo mejoré la detección de fallas en redes con alta penetración de IBRs, debido a que opera con ventanas de muestreo es mucho más pequeñas que la de los relevadores en dominio de la frecuencia, permitiendo capturar con mayor precisión los fenómenos transitorios provocado por las fluctuaciones en las señales de voltaje y corriente durante fallas o disturbios provocadas por los IBRs.

1.4 Justificación

La integración de recursos basados en inversores está cambiando la dinámica de los sistemas eléctricos, afectando la efectividad de los esquemas de protección tradicionales diseñados para generación síncrona. Su baja inercia y limitada contribución de corriente, además de la fluctuación en la señal podría causar errores pueden dificultar la detección de fallas, comprometiendo la estabilidad y continuidad del sistema. Evaluar nuevos algoritmos como los basados en cantidades incrementales en el dominio del tiempo, es de crucial importancia ya que pueden superar las limitaciones de los métodos convencionales y adaptarse mejor a estos nuevos escenarios.

1.5 Alcances

Esta investigación se enfocará en evaluar el desempeño del algoritmo basado en cantidades incrementales de los elementos de sobrecorriente direccional para la protección de una línea de transmisión media en una red con alta penetración de IBRs. Los diferentes escenarios de falla se implementaron en el software simulación de ATP/ATPDraw, mientras que el análisis del rendimiento del algoritmo de cantidades incrementales se realizó en Matlab/Simulink. Los resultados obtenidos serán de gran utilidad para los sistemas de transmisión que ya hayan superado

o estén próximos a alcanzar altos niveles de penetración de IBRs, ya que contribuirán a mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas de protección en entornos con una alta integración de IBR.

2. MARCO TEORICO

2.1 Introducción

La calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica se mide, básicamente, en términos del número y duración de las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites prefijados o nominales.

La acción de los factores atmosféricos, fallos del material y errores humanos hacen que se produzcan disturbios (incidentes) en la red. Éstos pueden reducirse al mínimo si los sistemas están correctamente proyectados, con márgenes de seguridad, una estudiada selección de los equipos, una organización del mantenimiento adecuada y, por último, una correcta selección, formación y motivación del personal encargado.

Pero, aun así, siempre existen posibilidades de que se produzcan incidentes y en tal caso, éstos deben ser eliminados de forma que quede desconectada del sistema la menor parte posible, a fin de que éste siga funcionando. Esto se logra mediante el uso generalizado de equipos de protección. La calidad del suministro eléctrico se evalúa principalmente por la continuidad del servicio, la cual se refleja en el número y duración de las interrupciones, así como en la estabilidad de los parámetros eléctricos fundamentales, como la tensión y la frecuencia, manteniéndolos dentro de rangos especificados.

No obstante, la red eléctrica está expuesta a múltiples factores externos e internos que pueden generar perturbaciones o fallas. Entre estos factores destacan las condiciones atmosféricas adversas, el desgaste o falla de componentes, y errores operativos. Estos eventos pueden afectar la confiabilidad y seguridad del sistema si no son gestionados adecuadamente.

Para mitigar estos riesgos, es imprescindible diseñar sistemas eléctricos con márgenes adecuados de seguridad, seleccionar equipos de protección con criterios técnicos rigurosos, implementar un programa de mantenimiento preventivo eficiente y contar con personal capacitado y motivado que garantice la correcta operación y supervisión del sistema.

Sin embargo, incluso con todas estas precauciones, la ocurrencia de fallas es inevitable. Por ello, los sistemas de protección desempeñan un papel fundamental al detectar rápidamente las condiciones anómalas y aislar únicamente la sección afectada del sistema eléctrico. Esto permite minimizar el impacto de la falla, proteger los equipos y mantener la operación continua y segura del resto de la red.

La correcta selección y aplicación de estos equipos de protección es, por tanto, una pieza clave en la ingeniería de sistemas eléctricos, asegurando que las interrupciones sean mínimas y que el sistema mantenga su integridad operativa frente a contingencias.

2.2 Sistema eléctrico de potencia

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un conjunto de elementos cuyo objetivo es generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir energía eléctrica de manera que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un SEP está compuesto por plantas de generación donde se producen la energía solicitada para las cargas. La red de transmisión y distribución se encarga de transportar grandes bloques de energía desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo, ajustando los niveles de tensión según los requerimientos de los usuarios, e incorporando los equipos auxiliares necesarios para asegurar un suministro confiable y continuo [20].

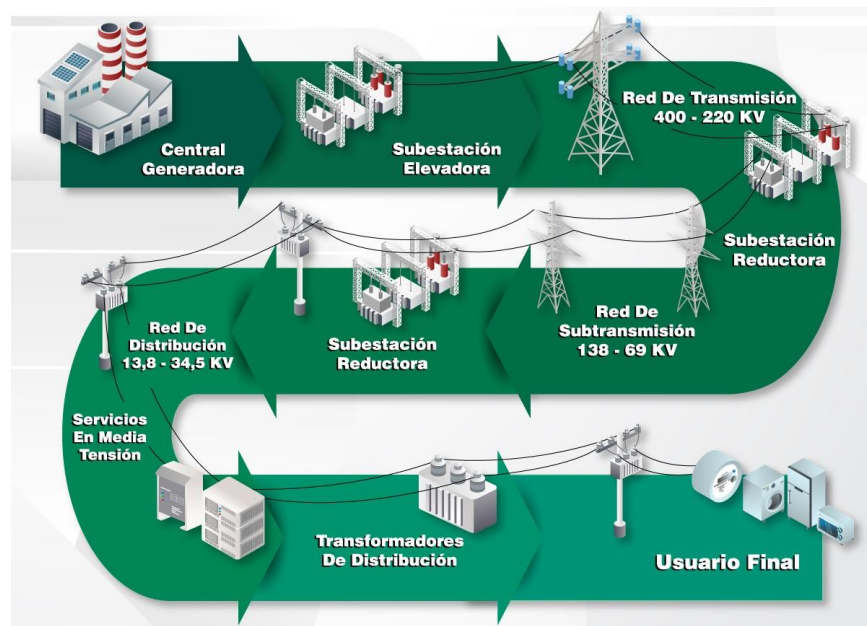


Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia [20].

2.3 Componentes de un sistema de protección

El sistema de protecciones eléctricas tiene como objetivo principal salvaguardar los equipos, garantizar la continuidad del servicio y preservar la estabilidad del sistema eléctrico ante fallas o condiciones anormales de operación. Con este fin, se emplea un esquema de protección que integra sensores, relevadores y dispositivos de maniobra, los cuales operan de forma sincronizada para identificar y aislar de manera rápida las áreas del sistema afectadas por fallas [21]. En la Figura 2.2 se ilustran los elementos fundamentales que conforman el esquema de un sistema de protección.

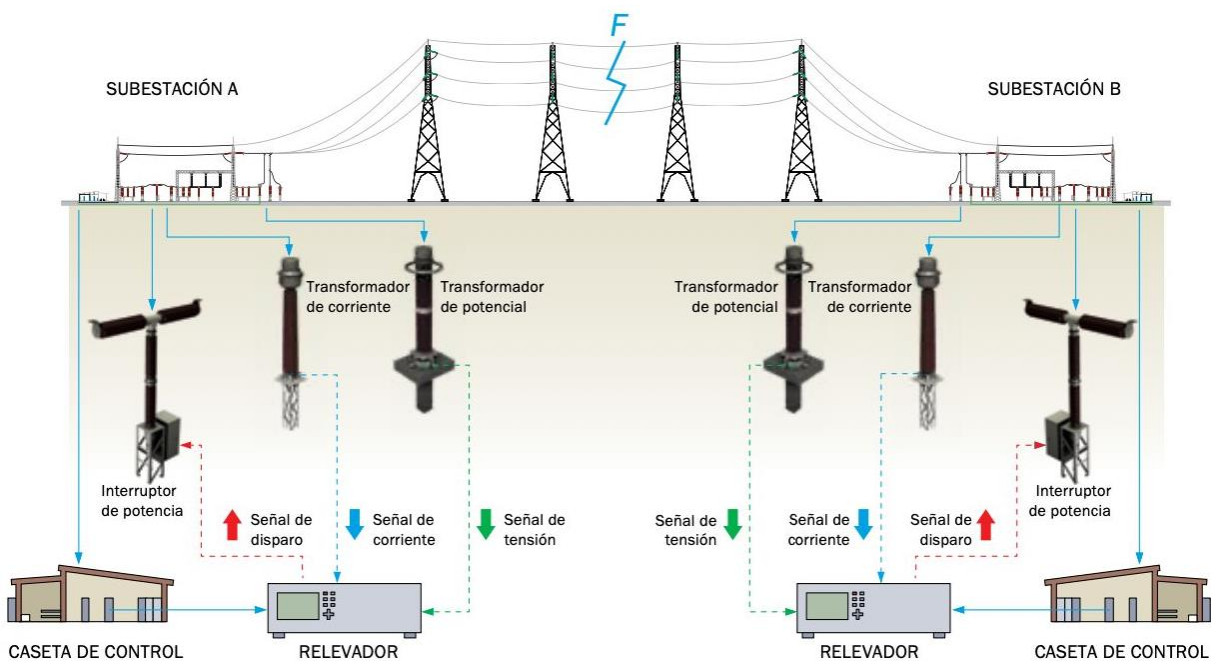


Figura 2.2 Componentes de un sistema de protección [22].

Un sistema de protección no se limita únicamente al relevador, sino que integra diversos componentes cuyo propósito conjunto es identificar, analizar y aislar las fallas en un sistema eléctrico [23]. A continuación, se mencionan dichos elementos:

2.3.1 Transformadores de instrumento

Dado que en los sistemas eléctricos se manejan corrientes y tensiones de magnitudes elevadas, es necesario reducirlos a niveles más adecuados y seguros para su uso en dispositivos de baja tensión, como relevadores y medidores. Estos transformadores de instrumento se instalan en los ramales del elemento a proteger y se dividen principalmente en dos categorías:

a) Transformador de corriente (TC)

La principal función de un TC es reducir las corrientes elevadas del circuito eléctrico, de acuerdo con su relación de transformación, a valores estandarizados de 5 A o 1 A en el devanado secundario. El devanado primario se conecta en serie con el circuito principal a controlar, mientras que el devanado secundario alimenta los equipos de medición y/o protección.



Figura 2.3 Transformadores de corriente [24].

b) Transformador de potencial (TP)

El TP tiene como función reducir el voltaje en función de su relación de transformación a una tensión nominal secundaria estandarizada que va de 120 V o 115 V. Estos se conectan con el devanado primario en paralelo al circuito a controlar y el devanado secundario en paralelo con las bobinas de tensión de los equipos de medición y/o protección.



Figura 2.4 Transformadores de potencial [24].

2.3.2 Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos, tanto en condiciones normales de operación como en

escenarios de falla, garantizando el aislamiento del punto afectado mediante la apertura de sus contactos principales al recibir una señal de disparo emitida del relevador de protección.



Figura 2.5 Interruptor de potencia [24].

2.3.3 Batería de alimentación

El relevador debe contar con una fuente de alimentación propia, generalmente una batería de corriente directa (CD), que garantiza la continuidad del suministro de la energía durante un tiempo suficiente en el caso de que la alimentación proveniente del transformador de servicios propios se vea interrumpida.



Figura 2.6 Revisión de los electrolitos en el banco de baterías [24].

2.3.4 Relevador de protección

Los relés de protección se refieren al equipo y los métodos de diseño utilizados para monitorear continuamente los parámetros eléctricos del sistema que se protege en busca de anomalías que indiquen una falla, esto lo hace comparando mediciones recibidas por los transformadores de instrumento con respecto a los umbrales predeterminados. Si el relevador confirma una falla envía una señal de disparo al interruptor para poder aislar el elemento fallado del resto del sistema.



Figura 2.7 Relevadore de protección SEL-T401L [25].

2.4 Zonas de protección

Una zona de protección es una región claramente definida por una línea límite imaginaria en el diagrama unifilar del sistema eléctrico. Un sistema de protección, que consta de uno o varios relés, es responsable de todas las fallas que ocurren dentro de la zona de protección. Las zonas de protección se diseñan de manera que se superponen ligeramente entre sí, asegurándose que no existan puntos ciegos en los que una falla pudiera pasar desapercibida para los sistemas de protección primaria [26].

Los sistemas de potencia se dividen en zonas de protección, como se muestra en la Figura 2.8, en las regiones siguientes:

- Zona de protección del generador.
- Zona de protección del transformador.
- Zona de protección de la barra.
- Zona de protección de líneas de transmisión.
- Zona de protección de reactores.
- Zona de protección de carga.

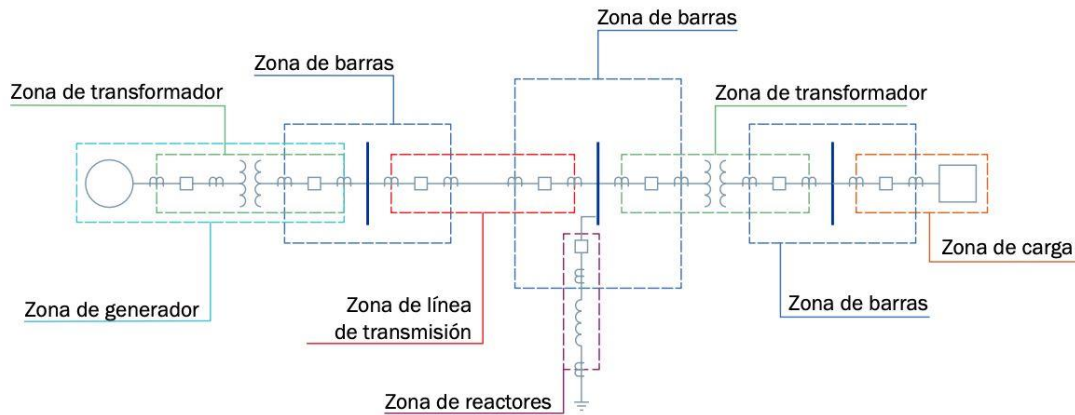


Figura 2.8 Sistema eléctrico de potencia y sus zonas de protección [22] [27].

2.5 Protección principal y de respaldo

En los sistemas eléctricos de potencia se debe tener en cuenta que cualquier tipo de falla tendrá efectos semejantes en diferentes partes del sistema, por lo cual el sistema de protección deberá ordenar la apertura de todos los interruptores donde se detecten los efectos de dicha falla. Lo ideal es despejar el disturbio desconectando el menor número de interruptores. Esto se logra dividiendo el sistema de protección en zonas de protección. Considerando el equipo de protección contra cortocircuitos, que son las fallas más comunes, existen dos grupos [28] [29]:

- **Protecciones primarias o principal:** Es la primera línea de acción en la protección contra fallas del sistema.
- **Protecciones de respaldo:** Operan cuando la protección principal no lo hace.

Por lo tanto, cuando ocurre una falla, ambas protecciones la detectan, pero dado que la protección principal está configurada con un tiempo de respuesta mínimo, es la primera en despejar la falla. La protección de respaldo por otro lado, incorpora un retardo intencional en el tiempo de actuación, garantizando de esta manera que solo intervenga si la protección primaria falla, evitando desconexiones innecesarias o no selectivas. Esta secuencia escalonada es esencial para asegurar selectividad y coordinación entre dispositivos, manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico [30].

Con el fin de ilustrar el principio de coordinación entre protección principal y de respaldo se muestra en la Figura 2.9, donde se observa una falla “F” en la zona de protección primaria, la cual está a cargo de los relevadores R2 y R3, los cuales envían una señal de disparo a los interruptores B2 y B3, que deberán aislar la falla en la LT. En caso de que la condición de falla persista, como resultado del mal funcionamiento en la protección primaria, la comunicación o los interruptores, la protección de respaldo estará a cargo de los relevadores R1 y R4, los cuales entra en operación con un retardo temporal envían señales de disparo a los interruptores B1 y B4, aislando una zona más amplia del sistema.

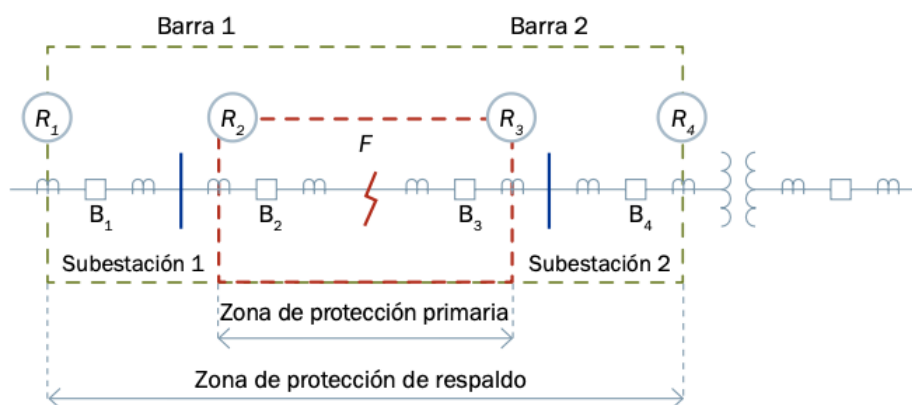


Figura 2.9 Protección primaria y de respaldo [27].

2.6 Fundamentos de los sistemas de protección

En los sistemas de protección eléctrica se deben cumplir una serie de características que permiten la integración entre distintos esquemas de protección, garantizando su funcionamiento en conjunto con el objetivo de despejar fallas y/o perturbaciones. A continuación, se describen dichas características funcionales [31]:

2.6.1 Selectividad

La selectividad también es el principio mediante el cual se asegura que, ante una falla eléctrica, solo los interruptores más cercanos al punto de falla actúen. Esto permite aislar únicamente la zona afectada, evitando perjudicar zonas no involucradas y permitiendo la continuidad del servicio eléctrico.

2.6.2 Rapidez

La rapidez con la que el sistema responde ante una falla es crítica para evitar daños mayores en los equipos y mantener la estabilidad del sistema. Según la IEEE StdC37.113, los tiempos típicos de actuación deben estar en el orden de los milisegundos (que no exceda los 50 ms). El término “instantáneo” indica que no existe un retardo de tiempo intencional en la operación.

2.6.3 Confiabilidad

Seguridad de que el sistema funcionara correctamente cuando se requiera, minimizando fallas de operación (falsos positivos o negativos).

2.6.4 Sensibilidad

La sensibilidad en un sistema de protección es la capacidad de ese sistema para identificar una condición anormal que excede el umbral de detección e iniciar una acción defensora cuando las cantidades detectadas exceden ese umbral. Se dice que los esquemas de protección son sensibles si sus parámetros operativos primeros son bajos.

2.6.5 Economía

La economía en la protección de sistemas eléctricos hace referencia a la capacidad de cumplir los objetivos técnicos al menor costo posible, considerando la inversión inicial y el manteamiento.

2.6.6 Simplicidad

La simplicidad en un sistema de protección significa que debe ser fácil de entender, configurar, operar y mantener. Un diseño simple reduce la probabilidad de errores humanos y facilita la resolución de problemas en el caso de que ocurra una falla. Aunque un sistema debe ser sofisticado en términos de su capacidad de protección, la implementación y la operación deben ser lo más claras y simples posible.

2.7 Método de protección de líneas de transmisión

Existen diversos métodos para proteger las líneas de transmisión; sin embargo, en este trabajo se revisa la protección por sobrecorriente direccional ANSI 67, ya que constituye una protección de

respaldo esencial, complementaria a las protecciones primarias, que garantiza el despeje de fallas cuando estas no actúan oportunamente [32].

La Tabla 2.1 muestra las funciones de protección típicamente aplicadas en líneas de transmisión, según el nivel de tensión. Mientras que las protecciones primarias se basan en esquemas diferenciales (87L) o de distancia (21/21N), la sobrecorriente direccional (67/67N) se emplea como respaldo confiable, asegurando la continuidad de la protección frente a fallas internas del sistema.

Tabla 2.1 Funciones de protección empleadas típicamente para líneas de transmisión [27].

Nivel de tensión	Protección primaria 1 (PP1)	Protección primaria 2 (PP2)	Protección de respaldo (PR)
400 kV	Diferencial (87L) Distancia(21/21N) Comparación diferencial (85L)	Diferencial (87L) Distancia (21/21N)	Direccional (67N)
230 kV	Diferencial (87L) Distancia (21/21N)	Diferencial (87L) Distancia (21/21N)	Direccional (67N)
Protección Primaria 1 (PP1)			Protección de Respaldo (PR)
115 kV	Diferencial (87L) Distancia(21/21N)		Direccional (67/67N)

2.8 Relevador de sobrecorriente

La protección de líneas con relés de sobrecorriente es una de las soluciones más utilizadas en los sistemas eléctricos debido a su simplicidad y bajo costo de implementación. No obstante, presenta limitaciones importantes, especialmente en lo referente a la coordinación y selectividad, ya que, al depender únicamente de la magnitud de la corriente, puede resultar complejo discriminar entre diferentes zonas de protección. Estos inconvenientes se reducen mediante el empleo de características de tiempo de operación ajustables y, en particular, con el uso de restricciones de tipo direccional, que permiten mejorar la confiabilidad de la operación [33].

Los relevadores se sobrecorriente se pueden agrupar en dos categorías según la detección en la que detectan el flujo de corriente [34]:

- Relevador no direccional: Opera únicamente en función de la magnitud de la corriente, sin considerar su dirección. Debido a esta característica, no pueden identificar el sentido del flujo de la corriente de falla, lo que restringe su aplicación a sistemas radiales, donde las corrientes circulan siempre en una sola dirección, los cuales se designan con los números ANSI 50 (instantáneo) y ANSI 51 (temporizado) [35].
- Relevador direccional: Incorpora, además de la medición de la corriente, una referencia de tensión que les permite determinar la dirección del flujo de potencia. Estos dispositivos actúan únicamente cuando la corriente supera el valor de ajuste preestablecido y además circula en el sentido configurado dentro de la zona protegida. Gracias a esta capacidad, se utilizan ampliamente en sistemas en anillo, mallados o con múltiples fuentes de generación, donde una misma falla puede originar corrientes en sentidos opuestos [36], la cual se designa con el numero ANSI 67.

La Figura 2.10 se representa el principio de operación de un relé de sobrecorriente direccional, en el cual se consideran tanto la magnitud de la corriente como su dirección para la adecuada discriminación de la falla. En ambos casos se asume que la corriente de falla ha superado el valor de ajuste de la protección, sin embargo, la actuación del sistema de protección se lleva a cabo únicamente cuando el flujo se presenta en el sentido hacia adelante.

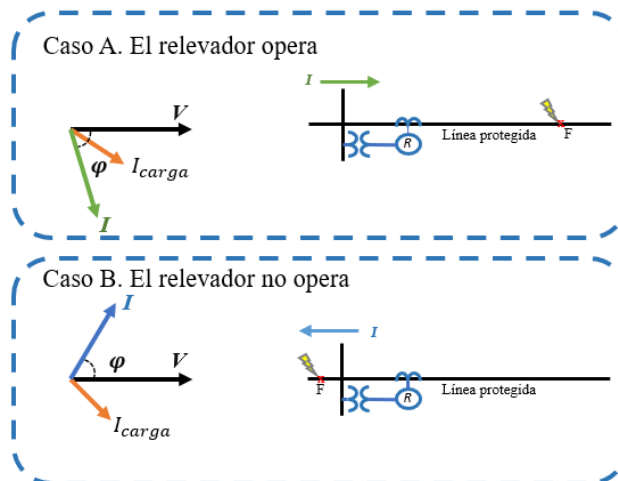


Figura 2.10 Funcionamiento básico de la protección de sobrecorriente direccional [37].

2.9 Limitaciones de los sistemas de protección tradicionales

Los relevadores direccionales de secuencia cero pueden fallar en sistemas con alta penetración de IBR debido a la rápida variabilidad del voltaje de falla en comparación con el voltaje de memoria utilizado para la polarización. Esto se debe a la reducción de la inercia del sistema y la respuesta rápida de los controles IBR, lo que provoca desajustes en el ángulo de fase y lleva a una mala decisión sobre la dirección de la falla [38].

La Figura 2.11 muestra el comportamiento del relevador 67N en dos escenarios diferentes: (a) y (b) bajo generación síncrona (SG), donde el voltaje de falla V_{sc} se desvía solo ligeramente 11° respecto al voltaje polarizador V_p , lo que permite que el relevador detecte correctamente la dirección de la falla hacia adelante. Sin embargo, en los escenarios (c) y (d), bajo generación por IBR se observa que el voltaje de falla V_{sc} se desvía significativamente 65° respecto a V_p . Esta mayor desviación de fase impide que el relevador detecte correctamente la dirección de la falla hacia adelante, debido a la respuesta rápida y a menudo distorsionada de los IBR, lo que genera un comportamiento no deseado en el sistema de protección.

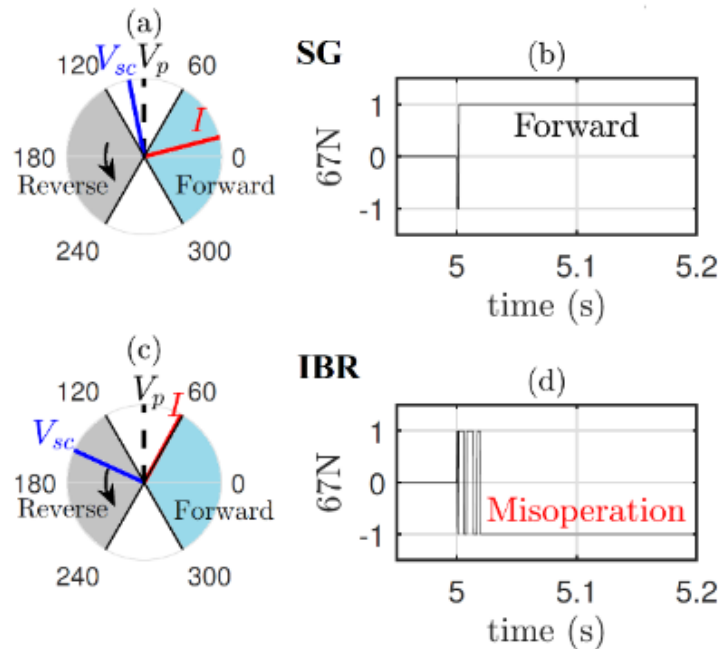


Figura 2.11 Diagrama fasorial y respuesta del elemento 67N (a) y (b) bajo SG, (c) y (d) bajo IBR [38].

Estos escenarios evidencian las limitaciones de los relés direccionales convencionales en sistemas con alta penetración de IBR, donde la rápida variabilidad del voltaje y la respuesta dinámica de los inversores pueden generar errores en la determinación de la dirección de la falla. Para superar estas restricciones y lograr una detección más precisa y rápida, se necesita evaluar nuevos algoritmos de protección en dominio del tiempo, capaces de adaptarse mejor a las condiciones transitorias y no lineales de estos sistemas.

2.10 Algoritmo de protección basado en cantidades incrementales

El principio basado en cantidades incrementales se basa fundamentalmente en el circuito equivalente de Thévenin y el teorema de superposición, donde los voltajes y corrientes durante la falla se expresan como la suma de los valores instantáneos previos a la falla y los inducidos por la falla [39]. Con base a lo anterior, los parámetros sistemas eléctricos experimentan un cambio lento, por lo que un breve retraso antes de la ocurrencia de una falla implica la condición previa a la falla. La cantidad incremental de cualquier señal s se define como:

$$\Delta s_{(t)} = s_{(t)} - s_{(t-pT)} \quad (2.1)$$

donde $\Delta s_{(t)}$ se refiere a la cantidad incremental instantánea en un momento dado t , $s_{(t)}$ es el valor instantáneo medido, T es el período del ciclo de potencia, y P determina el retraso al calcular la cantidad incremental $\Delta s_{(t)}$. Según el fabricante, P generalmente se selecciona entre uno y dos ciclos [25].

Por ejemplo, la Figura. 2.12 muestra el instante de inicio de la falla y el retraso en el cálculo de la cantidad incremental. Según la ecuación 2.1, la cantidad incremental elimina el valor previo a la falla, pero mantiene la parte transitoria de las mediciones como se explica en [40]. La Figura 2.12 muestra cómo se calculan las cantidades incrementales con una tasa de muestreo de 16 muestras por ciclo, y la cantidad incremental resultante con $P = 1$.

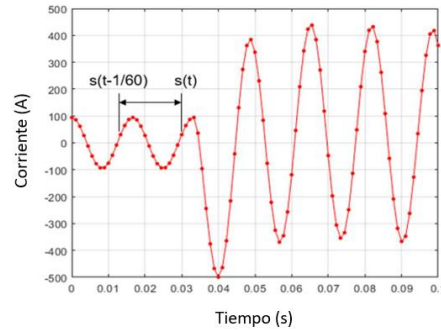


Figura 2.12 Principio de funcionamiento de las cantidades incrementales y del retardo [41].

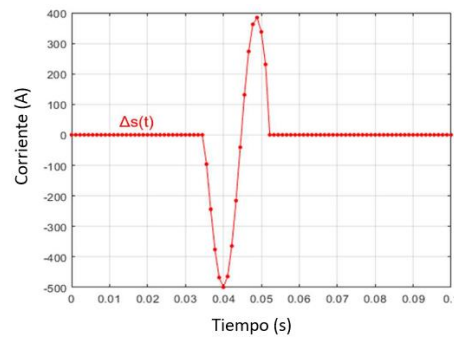


Figura 2.13 Resultado del principio de cantidad incremental en la corriente de falla [41].

Como se mencionó anteriormente, los transitorios inducidos por fallas son típicamente lo que los relés monitorean. Una red con falla puede representarse como la suma de la red pre-falla y la red con falla, utilizando el principio de superposición [25]. Este concepto se ilustra en la Figura 2.14.

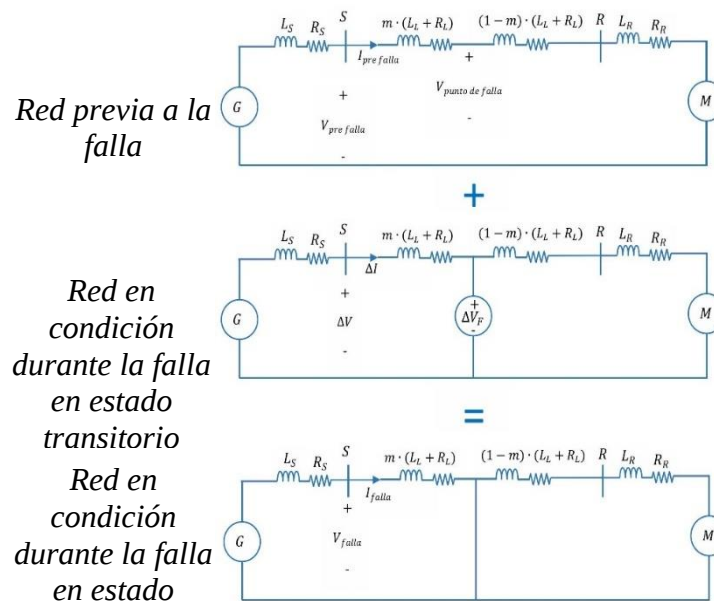


Figura 2.14. Aplicación del principio de superposición para determinar la red equivalente en condición de falla [39].

Las corrientes y tensiones observadas en la red con falla de la Figura 2.15 son cantidades incrementales (es decir, la diferencia entre los valores pre-falla y post-falla). Se utiliza comúnmente un símbolo delta (Δ) para indicar las cantidades incrementales [39].

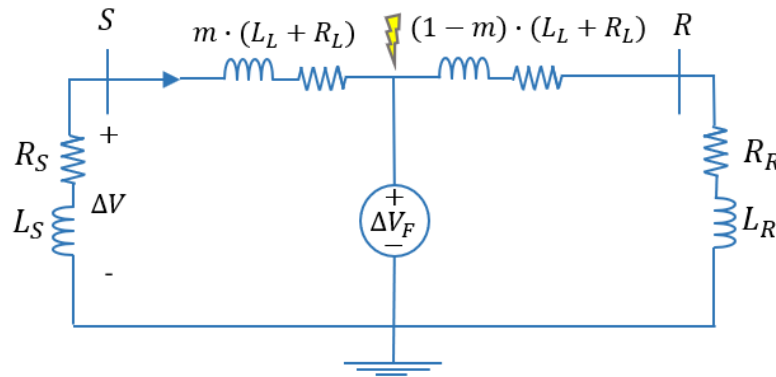


Figura 2.15 Red RL con falla [39].

Para evitar las ecuaciones diferenciales que rigen el voltaje y la corriente en una red RL, se introducen las corrientes de réplica incremental en los algoritmos de los elementos basados en cantidades incrementales. Esto convierte efectivamente una red RL en una red puramente resistiva, permitiendo que la relación entre el voltaje y la corriente se vuelva algebraica [39]. La derivación de una ecuación para las corrientes de réplica incremental se describe en la siguiente sección.

2.10.1 Extracción de valores incrementales y cálculo de valores de réplica

Un relé basado en cantidad incremental utiliza los voltajes incrementales (Δv), las corrientes incrementales (Δi) y las corrientes de réplica incremental (IRC), junto con la magnitud de las impedancias de la línea y el sistema, para realizar cálculos. Los resultados de estos cálculos pueden usarse para determinar una variedad de cosas, dependiendo del propósito del elemento dentro del relé, como la dirección de la falla con respecto al relé en el caso del TD32 y la sobrecorriente en el caso del TD67. Se espera que estas señales sean filtradas por un filtro pasivo de baja frecuencia en los sistemas del mundo real (con frecuencias de corte que dependen del elemento en cuestión) antes de que se extraigan los valores incrementales.

Para comenzar a realizar los cálculos necesarios, los valores de voltaje incremental y corriente de réplica deben ser extraídos del sistema protegido. Esto se logra mediante el uso de un filtro delta,

visto en la Figura 2.16, que calcula la diferencia entre el valor instantáneo actual y el valor instantáneo con retraso temporal [42]. El retraso temporal es igual a un ciclo del sistema o aproximadamente 16.667 ms para una frecuencia de operación de 60 Hz.

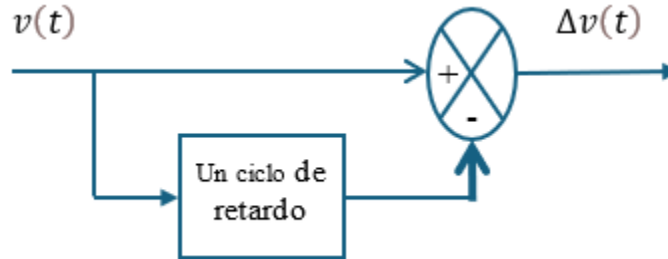


Figura 2.16 Filtro delta para extraer cantidades incrementales.

Para los valores incrementales, el proceso de extracción se completa después de que la entrada instantánea haya pasado a través del filtro delta mostrado en la Figura 2.16, ya que estos son simplemente la diferencia entre el valor presente y el valor instantáneo de un ciclo anterior. Sin embargo, el cálculo de los valores de la corriente de réplica incremental (IRC) es más complejo, ya que están destinados a replicar una caída de voltaje y no son simplemente una diferencia de valores. La derivación de la ecuación utilizada para calcular los valores de IRC puede extraerse la red RL con falla, como se discute a continuación.

Considere la red con falla mostrada en la Figura 2.15, donde m es la ubicación de la falla en términos de porcentaje de la línea, R_L y L_L representan los valores de resistencia e inductancia de la línea respectivamente, y R_S , L_S , R_R y L_R representan las resistencias e inductancias del sistema de lado fuente y de lado remoto respectivamente.

Con referencia a la Fig. 2.15, y asumiendo que un relé está instalado en el Bus S, ocurrió una falla hacia adelante. El voltaje incremental Δv y la corriente incremental Δi en el Bus S están relacionados de la siguiente manera [43].

$$\Delta v = - \left(R_S \cdot \Delta i + L_S \cdot \frac{d}{dt}(\Delta i) \right) \quad (2.2)$$

donde Δi se refiere a la corriente incremental, R_S y L_S son las resistencia e inductancias totales detrás del terminal S, que son representantes generales de sistemas de potencia típicamente inductivos. El lado derecho de (2.2) puede ser multiplicado y dividido por $|Z_S|$, que es el valor absoluto de la impedancia detrás del relé, $Z_S = \sqrt{R_S^2 + L_S^2}$. Por lo tanto:

$$\Delta v = -|Z_S| \left(\frac{R_S}{|Z_S|} \cdot \Delta i + \frac{L_S}{|Z_S|} \cdot \frac{d}{dt}(\Delta i) \right) \quad (2.3)$$

Considerando que $\Delta v = -\Delta i_Z |Z_S|$, la corriente replica Δi_Z se define de la siguiente manera:

$$\Delta i_Z = \frac{R_S}{|Z_S|} \cdot \Delta i + \frac{L_S}{|Z_S|} \cdot \frac{d}{dt}(\Delta i) \quad (2.4)$$

La corriente replica incluye la corriente incremental instantánea y su primera derivada. Según [25], esta expresión puede simplificarse definiendo.

$$D_0 \stackrel{\text{def}}{=} \frac{R_S}{|Z_S|}, \quad D_1 \stackrel{\text{def}}{=} \frac{L_S}{|Z_S|} \quad (2.5)$$

La corriente réplica Δi_Z es una corriente virtual que combina la parte instantánea de la corriente incremental Δi y la respuesta inductiva (la derivada $\frac{d}{dt}(\Delta i)$). Los coeficientes D_0 y D_1 ponderan cuánto aporta cada término según cuánta resistencia (R_S) y reactancia inductiva (L_S) haya detrás del relé [44].

Aplicando (2.5) a (2.4) se obtiene:

$$\Delta i_Z = D_0 \cdot \Delta i + D_1 \cdot \frac{d}{dt}(\Delta i) \quad (2.6)$$

Por lo que para implementar el buffer que calcula las corrientes de réplica el subsistema implementa (2.6) en el dominio del tiempo. Sus parámetros de entrada son las mediciones de corriente, D_1 y D_0 , que se definen en (2.5), y Z_1 se refiere a la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

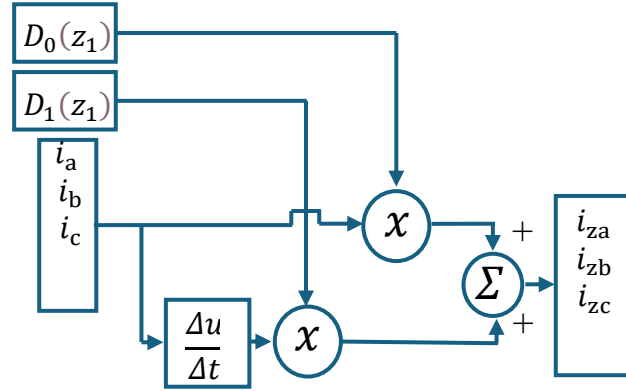


Figura 2.17 Cálculo de corriente de réplica.

La corriente replica Δi_z es la base para los algoritmos basados en cantidades incrementales para desarrollar funciones de protección direccional, y es válida para redes RL [44]. Las siguientes fórmulas han sido presentadas en [45] para identificar los tipos de fallas utilizando la teoría de circuitos en lazo. El voltaje de la fase A durante una falla AG a tierra con falla es:

$$V_A = Z_{1L}I_1 + Z_{2L}I_2 + Z_{0L}I_0 \quad (2.7)$$

donde V_A denota el voltaje de la fase A con referencia a tierra, $Z_{1L}Z_{2L}Z_{0L}$ son respectivamente las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de la línea de transmisión, I_1I_2 y I_0 son las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero. Considerando que $Z_{1L} = Z_{2L}$ en las líneas de transmisión, y sumando y sustrayendo los términos $Z_{1L}I_0$ al lado derecho de (2.7), V_A es:

$$V_A = Z_{1L}I_1 + Z_{1L}I_2 + (Z_{1L}I_0 - Z_{1L}I_0) + Z_{0L}I_0 \quad (2.8)$$

Como $I_A = I_1 + I_2 + I_0$, (2.8) es reformulada como:

$$V_A = Z_{1L}(I_A) + (Z_{1L} - Z_{0L})I_0 \quad (2.9)$$

y se puede mostrar como:

$$V_A = Z_{1L} \left[I_A - \left(1 - \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right) I_0 \right] \quad (2.10)$$

El término $I_A - \left(1 - \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right) I_0$ se conoce como la corriente de bucle de fase A, y la corriente de réplica de bucle es:

$$I_{ZAG} = \left[I_A - \left(1 - \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right) I_0 \right] \quad (2.11)$$

Δi_{ZA} representa la corriente de réplica de la Fase A y Δi_{Z0} es la corriente de réplica de secuencia cero expresada por:

$$\Delta i_{Z0} = \frac{1}{3} (\Delta i_{ZA} + \Delta i_{ZB} + \Delta i_{ZC}) \quad (2.12)$$

Las corrientes y voltajes incrementales de los lazos correspondientes a diferentes tipos de fallas se presentan en la Tabla 2.2. Los autores de [43] demostraron que la ubicación de las fallas determina las polaridades de las corrientes réplica del lazo. Las corrientes réplica del lazo son negativas para fallas directas, pero son positivas para fallas inversas, mientras que las polaridades de los voltajes incrementales permanecen igual. Este comportamiento permite la definición de la cantidad operativa T_{op} para encontrar la dirección de la falla.

T_{op} es el producto de la corriente replica incremental del lazo Δi_z y el voltaje incremental del lazo Δv_z , de la siguiente manera:

$$T_{op} = \Delta i_z + \Delta v_z \quad (2.13)$$

Tabla 2.2 Lazos de cantidades incrementales [43].

Lazo de circuito	Cantidad operativa T_{op}	Cantidad de polarización reversa
AG	$\Delta i_{AB} = \Delta i_{AZ} - \Delta i_{BZ}$	$\Delta v_{AB} = \Delta v_A - \Delta v_B$
BG	$\Delta i_{BC} = \Delta i_{BZ} - \Delta i_{CZ}$	$\Delta v_{BC} = \Delta v_B - \Delta v_C$
CG	$\Delta i_{BA} = \Delta i_{CZ} - \Delta i_{AZ}$	$\Delta v_{CA} = \Delta v_C - \Delta v_A$
AB	$\Delta i_{AG} = \Delta i_{AZ} - \left(1 - \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right) \Delta i_{0Z}$	$\Delta v_{AG} = \Delta v_A$
BC	$\Delta i_{BG} = \Delta i_{BZ} - \left(1 - \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right) \Delta i_{0Z}$	$\Delta v_{BG} = \Delta v_B$

Después de filtrar las cantidades incrementales, el cálculo de las corrientes de lazo se realiza de acuerdo con las expresiones presentadas en la Tabla 2.2.

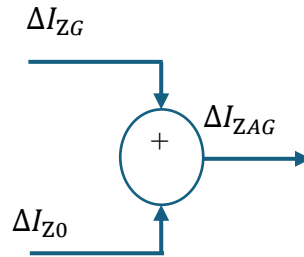


Figura 2.18 Cálculo de la Corriente de Lazo.

2.10.2 Cálculo de cantidades de operativas y de polarización

El paso final del proceso es el cálculo de la cantidad operativa T_{OP} utilizando (2.13) y las cantidades de polarización (es decir, los productos de las corrientes de lazo y los umbrales).

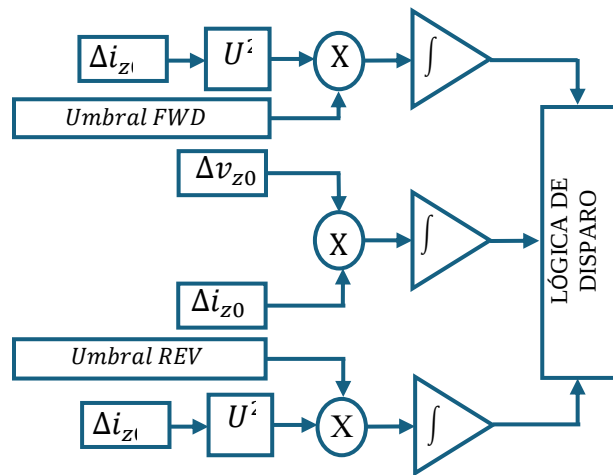


Figura 2.19 Cálculo de las cantidades operativas y de polarización.

Este bloque también suma las cantidades operativas y de polarización según el procedimiento explicado en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Cantidades operativas y polarización [43].

Lazo de circuito	Cantidad operativa T_{op}	Cantidad de polarización hacia adelante	Cantidad de polarización reversa
AG	$\Delta i_{AB} \cdot \Delta v_{AB}$	$(\Delta i_{AB})^2 \cdot TD32ZF$	$(\Delta i_{AB})^2 \cdot TD32ZR$
BG	$\Delta i_{BC} \cdot \Delta v_{BC}$	$(\Delta i_{BC})^2 \cdot TD32ZF$	$(\Delta i_{BC})^2 \cdot TD32ZR$
CG	$\Delta i_{CA} \cdot \Delta v_{CA}$	$(\Delta i_{CA})^2 \cdot TD32ZF$	$(\Delta i_{CA})^2 \cdot TD32ZFR$

AB	$\Delta i_{AG} \cdot \Delta v_{AG}$	$(\Delta i_{AG})^2 \cdot TD32ZF$	$(\Delta i_{AG})^2 \cdot TD32ZR$
BC	$\Delta i_{BG} \cdot \Delta v_{BG}$	$(\Delta i_{BG})^2 \cdot TD32ZF$	$(\Delta i_{BG})^2 \cdot TD32ZR$
CA	$\Delta i_{CG} \cdot \Delta v_{CG}$	$(\Delta i_{CG})^2 \cdot TD32ZF$	$(\Delta i_{CG})^2 \cdot TD32ZR$

2.10.3 Funcionamiento del elemento de sobrecorriente

Los elementos de sobrecorriente basados en cantidades incrementales utilizan como referencia las corrientes de lazo de réplica. Estas corrientes son nulas antes de la falla, según la definición de corriente incremental, no presentan un componente exponencial decreciente en corriente continua, característico de la corriente de réplica [25].

Cuando se integra en el tiempo una señal que parte de cero y no contiene un componente decreciente en corriente continua, la integral resulta en una recta con pendiente positiva, la cual es proporcional a la magnitud de la corriente, como se ilustra en la Figura 2.20 [25].

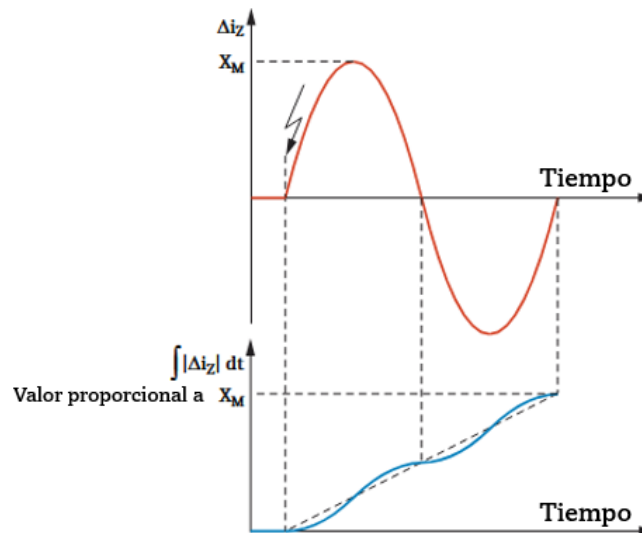


Figura 2.20 Corriente incremental de réplica y su integral en el tiempo [25].

El principio de operación del elemento de sobrecorriente incremental consiste en integrar la corriente de réplica y compararla con una línea recta que define el umbral de disparo [25]. Cuando ocurre una falla la magnitud de la corriente supera dicho umbral, la integral sobrepasa la recta de referencia y se produce el disparo; en caso contrario, la integral se mantiene por debajo de esta, como se muestra en la Figura 2.21.

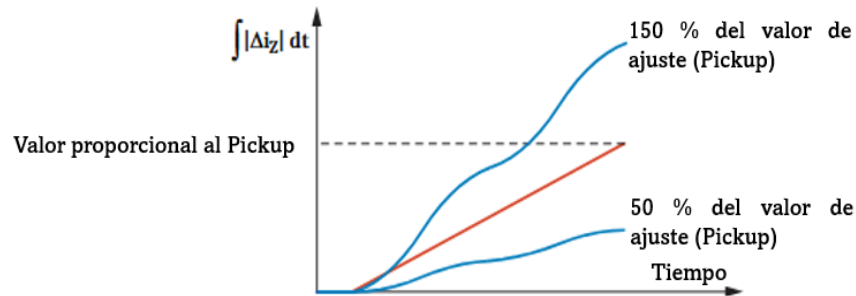


Figura 2.21 Principio de operación del elemento de sobre corriente no direccional basado en cantidades incrementales [25].

2.10.4 Lógica del elemento de sobrecorriente direccional

Se presenta la lógica simplificada de los elementos de sobrecorriente basados en cantidades incrementales del SEL-T401L, el cual se muestra en la Figura 2.22 donde el integrador superior procesa la corriente de entrada, mientras el integrador inferior, integra una constante proporcional al umbral de disparo configurado para el elemento, generando así una señal de referencia en forma de línea recta con pendiente ascendente proporcional a dicho umbral. A esta señal se le añade un pequeño margen de seguridad. El elemento se activa cuando la corriente integrada supera la línea de referencia que representa el umbral de disparo más el margen definido.

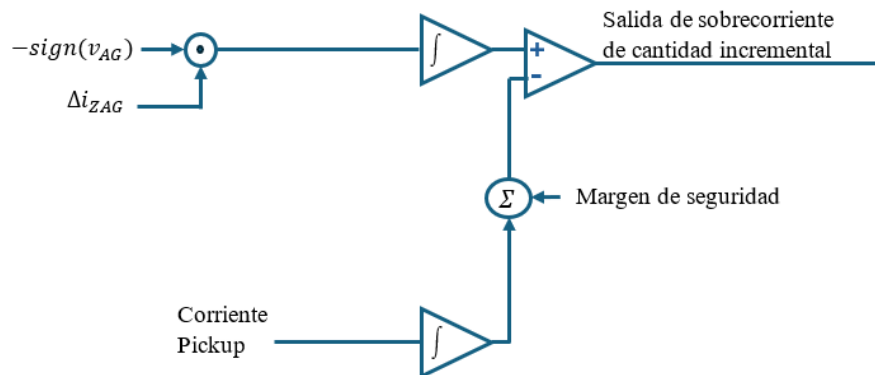


Figura 2.22 Diagrama lógico simplificado del elemento de sobrecorriente basado en cantidades incrementales (bucle AG) [25].

3. METODOLOGÍA

3.1 Introducción

La metodología desarrollada en esta investigación tiene como finalidad evaluar el desempeño de un algoritmo de protección de sobrecorriente direccional basado en cantidades incrementales, aplicado a una línea de transmisión con alta penetración de recursos basados en inversores. Para ello, se integra un procedimiento de simulación y análisis compuesto por dos etapas principales: la generación de escenarios de falla en ATP/ATPDraw y la evaluación del algoritmo de protección en MATLAB/Simulink.

El uso combinado de ambas herramientas permite aprovechar las capacidades de ATP/ATPDraw para representar fenómenos electromagnéticos transitorios en sistemas eléctricos de potencia, así como las ventajas de MATLAB/Simulink para el procesamiento de señales, implementación de algoritmos y análisis de resultados.

La metodología considera la construcción de una red de prueba, la simulación de diferentes tipos de cortocircuito, la obtención de señales de voltaje y corriente, la conversión de archivos de salida y la aplicación del algoritmo basado en cantidades incrementales para determinar la operación del relevador ante cada escenario evaluado.

3.2 Descripción general de la metodología

El procedimiento metodológico se estructura en seis etapas principales:

1. Definición del sistema de prueba.
2. Modelado de la red en ATP/ATPDraw.
3. Simulación de escenarios de falla.
4. Conversión de archivos PL4 a MAT.
5. Implementación del algoritmo en MATLAB/Simulink.
6. Evaluación del desempeño del algoritmo de protección.

Estas etapas permiten mantener una secuencia lógica desde la construcción del caso de estudio hasta la obtención y discusión de los resultados, como se muestra en la Figura 3.1, la cual presenta el diagrama de flujo de la metodología empleada en este trabajo.

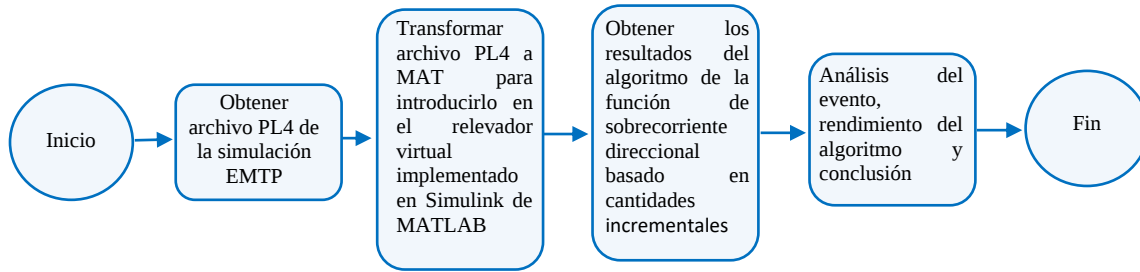


Figura 3.1 Diagrama de bloques de la metodología.

3.3 Definición del sistema de prueba

En la primera etapa se define el sistema eléctrico que será utilizado como caso de estudio. La red propuesta corresponde a un sistema de transmisión de 115 kV integrado por una línea de transmisión de longitud media, generación síncrona convencional, un recurso basado en inversor tipo *grid-following*, transformadores de potencia, transformadores de instrumento y cargas equivalentes.

Esta configuración permite representar una red híbrida en la que coexisten fuentes convencionales y fuentes basadas en electrónica de potencia. Lo anterior es relevante debido a que la presencia de IBR modifica la magnitud, forma de onda y comportamiento dinámico de las corrientes de falla, afectando la operación de esquemas tradicionales de protección.

En esta etapa se definen los parámetros eléctricos principales del sistema, tales como tensión nominal, frecuencia, longitud de línea, potencia de las fuentes, nivel de penetración del IBR, características de transformadores y condiciones de carga.

3.4 Modelado de la red en ATP/ATPDraw

Una vez definido el sistema de prueba, se realiza su implementación en ATP/ATPDraw. Esta herramienta se emplea para representar de manera detallada el comportamiento transitorio de los elementos eléctricos que conforman la red.

El modelado incluye los siguientes componentes:

- Línea de transmisión aérea de 115 kV.
- Generador síncrono convencional.
- Inversor tipo *grid-following* mediante el modelo equivalente EIBR.
- Transformadores de potencia.
- Transformadores de corriente y potencial.
- Cargas trifásicas equivalentes.
- Elementos de medición para registrar voltajes y corrientes.
- Interruptores o arreglos de falla para generar los distintos cortocircuitos.

La línea de transmisión se representa mediante un modelo adecuado para estudios de transitorios electromagnéticos, considerando su geometría, longitud y parámetros eléctricos. Asimismo, se incorporan nodos internos sobre la línea con el propósito de aplicar fallas en diferentes ubicaciones.

3.5 Simulación de escenarios de falla

Posteriormente, se generan los escenarios de falla que permiten evaluar el comportamiento del sistema y la respuesta del algoritmo de protección. Para ello, se consideran diferentes tipos de cortocircuito, ubicaciones y resistencias de falla.

Los tipos de falla considerados son:

- Fallas monofásicas a tierra: AG, BG y CG.
- Fallas bifásicas: AB, BC y CA.
- Fallas bifásicas a tierra: AB-G, BC-G y CA-G.
- Falla trifásica: ABC.

Además, las fallas se aplican en diferentes puntos de la línea de transmisión, por ejemplo:

- 20 % de la longitud de la línea.
- 50 % de la longitud de la línea.
- 65 % de la longitud de la línea.
- 80 % de la longitud de la línea.

Para analizar la sensibilidad del algoritmo ante condiciones de baja corriente de falla, se consideran diferentes valores de resistencia en el punto de falla, tales como:

- 0Ω .
- 15Ω .
- 50Ω .
- 200Ω .

Esta combinación de condiciones permite evaluar la robustez del algoritmo ante fallas francas, fallas resistivas y fallas de alta impedancia.

3.6 Obtención de señales de voltaje y corriente

Para cada escenario simulado en ATP/ATPDraw se registran las señales instantáneas de voltaje y corriente trifásicas en los puntos de medición definidos para los relevadores local y remoto.

Las variables principales obtenidas son:

- Voltajes de fase: V_a, V_b, V_c .
- Corrientes de fase: I_a, I_b, I_c .
- Tiempo de simulación.
- Señales medidas en el extremo local.
- Señales medidas en el extremo remoto.

Estas señales constituyen la base de entrada del algoritmo de protección, ya que contienen la información transitoria asociada a la ocurrencia de una falla. Dichos transitorios, obtenidos a partir de la simulación, permiten representar con alta precisión el comportamiento electromagnético del sistema de potencia durante condiciones de falla [47].

3.7 Conversión de archivos PL4 a MAT

Los resultados generados por ATP/ATPDraw se almacenan en archivos con extensión PL4. Sin embargo, debido a que el algoritmo de protección se implementa en MATLAB/Simulink, es necesario convertir dichos archivos al formato MAT.

La conversión se realiza mediante la herramienta pl42mat, la cual permite extraer las variables contenidas en el archivo PL4 y almacenarlas en una estructura compatible con MATLAB. Este paso es fundamental, ya que permite trasladar las señales simuladas desde ATP/ATPDraw hacia el entorno de procesamiento y análisis [46].

Una vez convertidos los archivos, las señales quedan disponibles para ser importadas en Simulink, conservando su eje temporal y sus valores instantáneos originales.

3.8 Implementación del algoritmo en MATLAB/Simulink

Con las señales convertidas al formato MAT, se implementa el algoritmo de protección en MATLAB/Simulink. Este algoritmo se basa en el uso de cantidades incrementales, las cuales se obtienen al comparar el valor instantáneo actual de una señal con su valor correspondiente en un ciclo anterior.

El procesamiento del algoritmo considera las siguientes etapas:

1. Importación de señales de voltaje y corriente.
2. Aplicación del filtro delta para obtener cantidades incrementales.
3. Cálculo de corrientes de réplica.
4. Formación de lazos de falla.
5. Cálculo de cantidades operativas.
6. Cálculo de cantidades de polarización.
7. Evaluación del elemento direccional TD32.
8. Evaluación del elemento de sobrecorriente TD67.
9. Aplicación de la lógica de disparo.
10. Registro del tiempo de operación y estado del relevador.

La implementación en MATLAB-Simulink permite visualizar el comportamiento de cada bloque funcional del relevador y analizar la evolución temporal de las variables internas del algoritmo, además de facilitar el procesamiento de señales y la implementación de esquemas de protección mediante modelos modulares en bloques [47].

3.9 Criterios de evaluación del algoritmo

Para determinar el desempeño del algoritmo de protección se establecen los siguientes criterios de evaluación:

a) Detección de la falla

Se verifica si el algoritmo identifica correctamente la aparición de una condición anormal en la línea de transmisión.

b) Determinación direccional

Se analiza si el algoritmo clasifica adecuadamente la falla como directa o reversa respecto al punto de instalación del relevador.

c) Tiempo de operación

Se calcula el intervalo entre el instante de inicio de la falla y la activación de la señal de disparo.

d) Sensibilidad

Se evalúa la capacidad del algoritmo para operar ante fallas con baja magnitud de corriente, especialmente en escenarios con alta resistencia de falla o contribución limitada del IBR.

e) Seguridad

Se verifica que el algoritmo no emita disparos indebidos ante fallas externas o condiciones que no correspondan a la zona protegida.

f) Robustez

Se analiza la consistencia del algoritmo ante variaciones en el tipo de falla, ubicación y resistencia.

3.10 Organización de la base de datos de simulaciones

Los casos simulados se organizan en una base de datos estructurada por tipo de falla, ubicación y resistencia. Esta organización permite procesar de forma sistemática cada escenario y comparar los resultados obtenidos.

La base de datos se clasifica de la siguiente manera:

- Carpeta de fallas monofásicas.
- Carpeta de fallas bifásicas.
- Carpeta de fallas bifásicas a tierra.
- Carpeta de fallas trifásicas.

Dentro de cada grupo se almacenan los archivos correspondientes a las distintas ubicaciones y resistencias de falla. Esta estructura facilita la trazabilidad de los resultados y permite identificar con claridad el escenario asociado a cada respuesta del relevador.

3.11 Análisis de resultados

Finalmente, los resultados obtenidos del algoritmo se analizan con base en los criterios definidos previamente. Para cada escenario se registra:

- Tipo de falla.
- Ubicación de la falla.
- Resistencia de falla.
- Relevador que opera.
- Dirección identificada.
- Tiempo de disparo.
- Estado de operación correcta o incorrecta.

A partir de esta información se elaboran tablas comparativas y gráficas de respuesta, con el propósito de identificar tendencias en el comportamiento del algoritmo. Particularmente, se analiza el efecto de la resistencia de falla y la ubicación sobre el tiempo de operación y la sensibilidad del esquema.

4. CASO DE ESTUDIO

4.1 Introducción

Con el propósito de evaluar el desempeño del algoritmo basado en cantidades incrementales aplicado a la función de sobrecorriente direccional, se desarrolló un sistema de prueba representativo de una red moderna de transmisión con integración mixta de generación convencional y recursos basados en inversores (IBR, *Inverter-Based Resources*).

El caso de estudio fue diseñado para reproducir condiciones operativas realistas en sistemas eléctricos donde coexisten generadores síncronos e inversores conectados a la red, escenario cada vez más común debido al crecimiento de la generación renovable fotovoltaica y eólica.

La red implementada permite analizar el comportamiento dinámico del sistema ante diversos tipos de fallas eléctricas, así como verificar la capacidad del algoritmo de protección para identificar correctamente la dirección de la falla, operar con rapidez y mantener sensibilidad incluso bajo condiciones adversas como alta resistencia de falla o aportaciones limitadas de corriente por parte de los IBR.

Para el modelado del sistema se utilizó el software ATP/ATPDraw, herramienta ampliamente reconocida para el análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia.

4.2 Descripción general del sistema de prueba

El sistema de prueba consiste en una red simplificada de dos barras conectadas mediante una línea de transmisión aérea de 115 kV. En uno de los extremos se ubica una fuente convencional representada por un generador síncrono, mientras que en el extremo opuesto se integra un inversor tipo *grid-following*, modelado mediante un equivalente dinámico en el dominio del tiempo.

Adicionalmente, se incorporan transformadores elevadores y reductores, así como cargas equivalentes conectadas al nivel de subtransmisión. Esta configuración permite representar una condición bialimentada, en la cual una falla sobre la línea recibe contribuciones de corriente desde ambos extremos.

La Figura 4.1 presenta el esquema general de la configuración geométrica de la torre de transmisión.

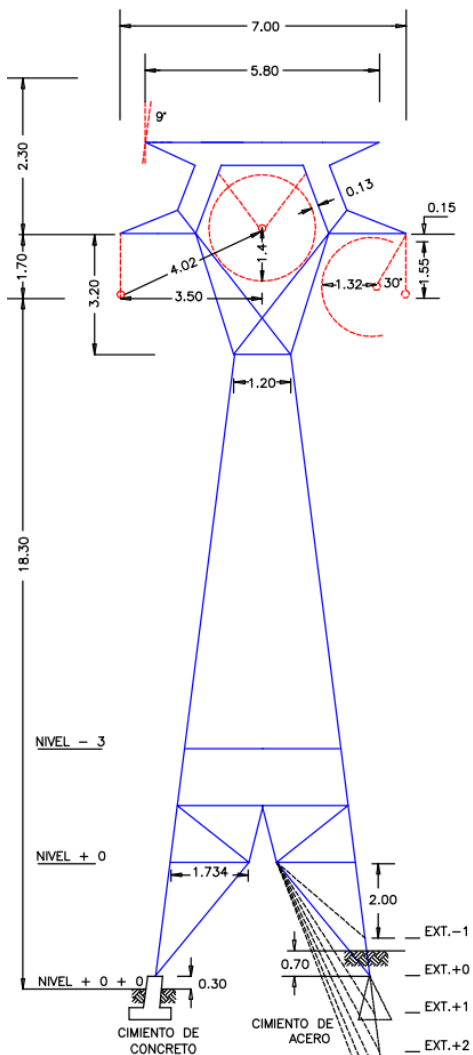


Figura 4.1 Distribución de conductores en torre normalizada [48].

La Tabla 4.1 resume las principales características generales del sistema eléctrico analizado.

Tabla 4.1 Parámetros generales del sistema de prueba.

Parámetro	Valor
Nivel de tensión de transmisión	115 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Longitud de línea	200 km
Número de fases	3
Tipo de estudio	Transitorios electromagnéticos

La línea de transmisión representa el elemento principal protegido dentro del presente estudio, por lo que su modelado adecuado resulta fundamental para obtener resultados confiables.

Se utilizó una línea aérea trifásica de 115 kV y 200 km de longitud, clasificada como línea de longitud media. Para su representación en ATPDraw se seleccionó el modelo equivalente en π , ampliamente utilizado para estudios donde se requiere representar de forma adecuada los parámetros serie y shunt distribuidos.

La geometría física de la línea se basó en una estructura típica de un circuito simple con disposición vertical de conductores y cable de guarda.

La correcta representación geométrica permite estimar con mayor precisión:

- Resistencia serie.
- Inductancia propia y mutua.
- Capacitancia entre fases y tierra.
- Acoplamiento electromagnético entre conductores.

Estos parámetros influyen directamente en las corrientes de falla y en la respuesta transitoria observada por el algoritmo de protección.

4.3 Recurso basado en inversor tipo Grid-Following

Para representar la generación no convencional se implementó un inversor tipo *grid-following* mediante el modelo equivalente EIBR (*Equivalent Inverter-Based Resource*), desarrollado para estudios dinámicos en ATP [49].

Los inversores *grid-following* sincronizan su operación mediante un lazo PLL (*Phase Locked Loop*), siguiendo la frecuencia y ángulo de tensión de la red eléctrica. A diferencia de los generadores síncronos, no aportan inercia física significativa y su contribución de corriente durante fallas suele estar limitada por estrategias de control electrónico.

Esta característica modifica de manera importante la respuesta del sistema durante contingencias y constituye uno de los principales desafíos para los esquemas de protección convencionales.

En el sistema de prueba, el inversor fue configurado para suministrar una fracción importante de la potencia total, representando una red con alta penetración de IBR.

Tabla 4.2 Parámetros generales del IBR.

Parámetro	Valor
Tipo	Grid-Following
Método de sincronización	PLL
Potencia asignada	Según despacho
Control	P-Q
Tecnología	Electrónica de potencia

4.4 Generador síncrono

La fuente convencional del sistema fue modelada mediante un generador síncrono trifásico balanceado, representando una central de generación tradicional.

El generador síncrono aporta al sistema:

- Inercia rotacional.
- Corrientes elevadas de cortocircuito.
- Referencia electromecánica natural.
- Mayor robustez dinámica ante perturbaciones.

Su presencia dentro del sistema de prueba permite comparar el comportamiento de una red híbrida donde coexisten fuentes convencionales y no convencionales.

La Tabla 4.3 presenta los datos principales utilizados.

Tabla 4.3 Parámetros del generador síncrono.

Parámetro	Valor
Tensión nominal	13.8 kV
Frecuencia	60 Hz
Potencia nominal	30 MVA
Número de fases	3

4.5 Transformadores de potencia

Para adecuar los niveles de tensión entre generación y transmisión, se incorporaron transformadores elevadores y reductores dentro del sistema.

Estos equipos permiten enlazar:

- Generador síncrono con barra de transmisión.
- Inversor con red de 115 kV.
- Barras de carga con niveles requeridos.

El modelo implementado considera impedancia de dispersión y relación de transformación, suficientes para estudios transitorios de protección.

Tabla 4.4 Parámetros del generador síncrono.

Equipo	Tipo
T1	Elevador
T2	Acoplamiento IBR
Frecuencia	60 Hz
Número de fases	3

4.6 Transformadores de instrumento

Con la finalidad de suministrar señales adecuadas al relevador digital implementado en MATLAB/Simulink, se incluyeron transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP).

Estos dispositivos reducen las magnitudes primarias a niveles normalizados aptos para medición, supervisión y protección.

Su incorporación permite reproducir de forma más realista las condiciones de operación de un esquema de protección práctico.

4.7 Modelado de cargas

Las cargas fueron representadas mediante impedancias equivalentes trifásicas conectadas al sistema de 115 kV.

El propósito de incluir cargas es establecer condiciones realistas de flujo de potencia previo a la falla, afectando:

- Corriente prefalla.
- Perfil de tensión.
- Dirección de potencia.
- Condiciones iniciales del sistema.

Las cargas fueron definidas mediante potencias activa y reactiva constantes.

Tabla 4.5 Datos generales de cargas.

Parámetro	Valor
Nivel de tensión	115 kV
Tipo	Trifásica balanceada
Modelo	P-Q constante

4.8 Nivel de penetración de recursos basados en inversores

En [50] se reporta que a partir de niveles medios de penetración de generación basada en inversores de entre 30% y 40%, los esquemas de protección convencionales comienzan a mostrar degradación en su desempeño, incrementándose los problemas de sensibilidad. Este comportamiento ha sido también documentado en la literatura técnica, donde se observa que la reducción de la corriente de cortocircuito y la modificación de la dinámica de falla afectan directamente la operación de protecciones convencionales basadas en magnitud de corriente y direccionalidad [51]. Por lo anterior, en este trabajo se selecciona un nivel de penetración del 40% para la red de prueba, esta condición permite representar una red futura o en transición energética, donde los recursos electrónicos dominan progresivamente la generación total.

4.9 Justificación del caso de estudio

El sistema propuesto reúne las condiciones necesarias para analizar los principales retos actuales de protección eléctrica:

- Red bialimentada.
- Corrientes de falla desde ambos extremos.
- Fuente síncrona + fuente inverter-based.

- Baja inercia equivalente.
- Limitación de corriente del inversor.
- Cambios dinámicos rápidos durante fallas.

Por ello, el caso de estudio constituye una plataforma adecuada para validar algoritmos modernos de protección en dominio del tiempo.

5. MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA RED

5.1 Introducción

Una vez definido el sistema de prueba y los componentes que integran el caso de estudio, el siguiente paso consiste en desarrollar el modelado completo de la red y la simulación de los diferentes escenarios de falla requeridos para evaluar el algoritmo de protección propuesto.

El objetivo de este capítulo es describir la forma en que la red eléctrica fue implementada en ATP/ATPDraw, así como el procedimiento seguido para generar una base de datos confiable de señales de voltaje y corriente ante distintos tipos de cortocircuito.

Debido a que el algoritmo de protección opera en el dominio del tiempo y depende de la respuesta transitoria del sistema, resulta indispensable utilizar una herramienta capaz de representar fenómenos electromagnéticos con alta precisión. Por esta razón, se seleccionó ATP/ATPDraw, software ampliamente utilizado para estudios de fallas, maniobras y transitorios en sistemas eléctricos de potencia.

Los resultados obtenidos en esta etapa constituyen la base de entrada para la implementación posterior del relevador digital desarrollado en MATLAB/Simulink.

5.2 Descripción general de la red de prueba

La red modelada corresponde a un sistema trifásico bialimentado de 115 kV, compuesto por una fuente convencional basada en generación síncrona y una fuente no convencional representada por un inversor tipo *grid-following*. Ambos extremos se conectan mediante una línea de transmisión aérea de longitud media.

El sistema incluye, además:

- Transformadores de potencia.
- Cargas equivalentes.
- Puntos de medición local y remoto.

Esta topología permite reproducir condiciones reales de operación en redes modernas donde existen flujos bidireccionales de potencia y contribuciones de falla no homogéneas.

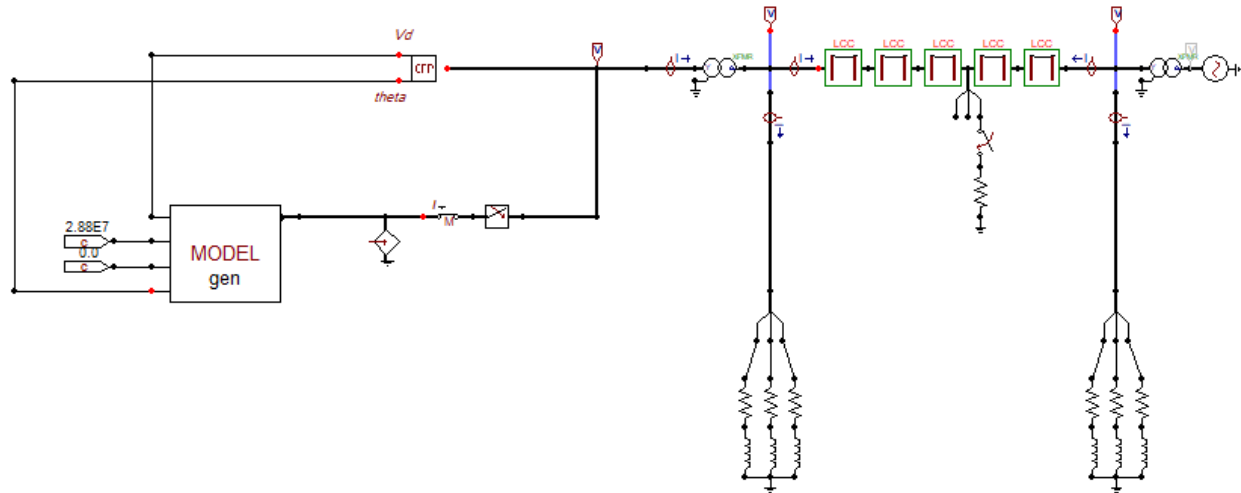


Figura 5.1 Diagrama general de la red de prueba implementada.

5.3 Configuración operativa del sistema

Previo a la aplicación de fallas, la red fue ajustada en régimen permanente para garantizar condiciones eléctricas estables y coherentes con una operación normal.

Se consideraron los siguientes criterios:

- Frecuencia nominal de 60 Hz.
- Tensión de operación cercana al valor nominal.
- Flujo de potencia estable.
- Participación mixta de generación.

La distribución de potencia fue definida con una penetración aproximada de:

- 40 % generación basada en inversores.
- 60 % generación síncrona.

Dicha condición representa un escenario realista de transición energética y permite analizar el efecto de los IBR sobre los esquemas de protección.

Tabla 5.1 Condición operativa base del sistema.

Parámetro	Valor
Frecuencia nominal	60 Hz
Nivel de tensión	115 kV
Participación IBR	40 %
Participación síncrona	60 %
Estado inicial	Régimen permanente

5.4 Modelado de la línea de transmisión para estudios de falla

Para la representación de la línea protegida se utilizó el modelo equivalente en π disponible en ATPDraw, adecuado para líneas de longitud media.

Este modelo permite representar de manera satisfactoria:

- Resistencia serie.
- Reactancia inductiva.
- Capacitancia shunt.
- Acoplamiento entre fases.

La línea fue dividida en varios tramos internos con el propósito de insertar fallas en diferentes ubicaciones sin necesidad de reconstruir completamente el sistema en cada simulación.

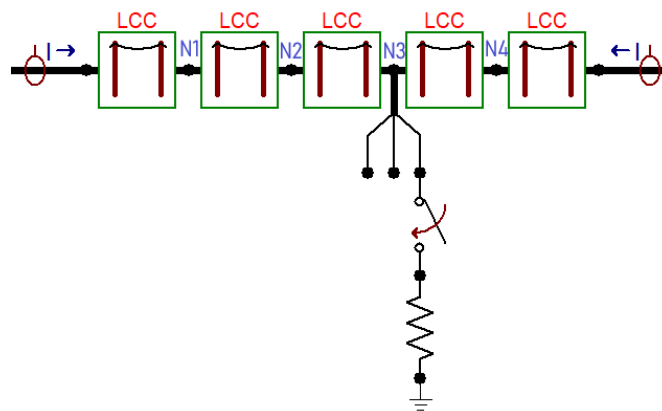


Figura 5.2 Modelo segmentado de la línea de transmisión con nodos internos N1, N2, N3 y N4.

5.5 Ubicación de fallas sobre la línea

Con el fin de evaluar la sensibilidad direccional del algoritmo, las fallas fueron aplicadas en diferentes puntos de la línea respecto al relevador local.

Las ubicaciones seleccionadas fueron:

- 20 %
- 50 %
- 65 %
- 80 %

Estas posiciones permiten analizar:

- Fallas cercanas al extremo local.
- Fallas en zona media.
- Fallas cercanas al extremo remoto.

La respuesta del relevador puede variar significativamente según la distancia eléctrica al punto de falla, por lo que este análisis resulta esencial.

Tabla 5.2 Ubicaciones de falla evaluadas.

Caso	Ubicación
N1	20 %
N2	50 %
N3	65 %
N4	80 %

5.6 Tipos de cortocircuito simulados

Se consideraron los tipos de falla más representativos en sistemas eléctricos de potencia, incluyendo eventos simétricos y asimétricos.

Fallas monofásicas a tierra

- AG
- BG
- CG

Fallas bifásicas

- AB
- BC
- CA

Fallas bifásicas a tierra

- AB-G
- BC-G
- CA-G

Falla trifásica

- ABC

La inclusión de estos casos permite validar el algoritmo ante distintas condiciones de desbalance, magnitud de corriente y contenido transitorio.

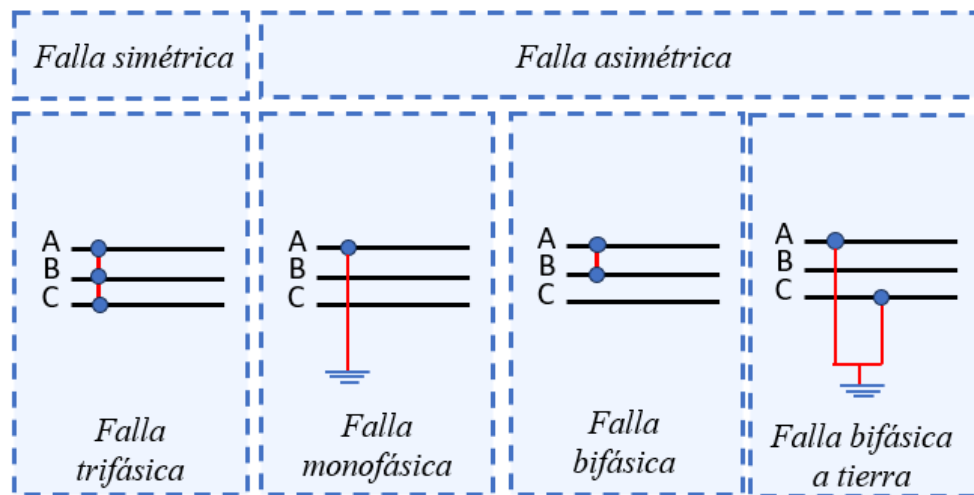


Figura 5.3 Clasificación de los tipos de cortocircuito considerados.

5.7 Resistencia de falla

Además de la ubicación, se analizó la influencia de la resistencia en el punto de falla, variable especialmente importante en fallas a tierra y fallas de alta impedancia.

Se utilizaron los siguientes valores:

- 0Ω
- 15Ω
- 50Ω
- 200Ω

Las resistencias elevadas reducen considerablemente la magnitud de la corriente de cortocircuito, dificultando la detección por relevadores convencionales.

Tabla 5.3 Resistencia de falla evaluadas.

Caso	Resistencia
R1	0 Ω
R2	15 Ω
R3	50 Ω
R4	200 Ω

5.8 Implementación de esquemas de falla en ATPDraw

Cada tipo de cortocircuito fue implementado mediante interruptores controlados y conexiones específicas entre fases y tierra dentro del entorno ATPDraw.

Este procedimiento permitió reutilizar una misma red base y modificar únicamente la topología del punto de falla.

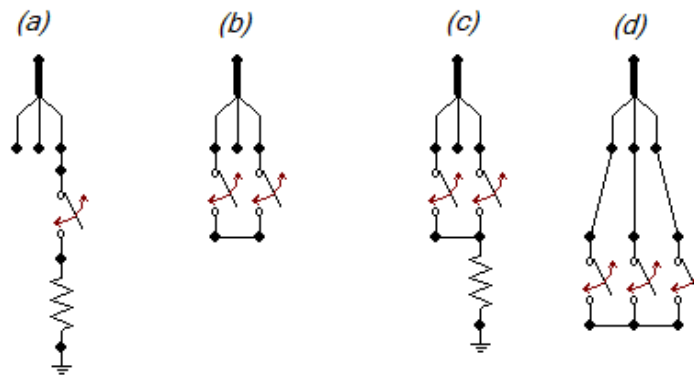


Figura 5.4 Esquemas de conexión para fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas.

5.9 Generación de archivos base

Para optimizar el proceso de simulación se desarrollaron cuatro archivos principales:

1. Caso base monofásico
2. Caso base bifásico
3. Caso base bifásico a tierra
4. Caso base trifásico

A partir de estos archivos fue posible modificar automáticamente:

- Tipo de falla.
- Ubicación.
- Resistencia.
- Tiempo de aplicación.

Esto redujo considerablemente el tiempo de construcción de escenarios.

5.10 Ejecución de simulaciones

Cada caso fue ejecutado en ATP considerando un horizonte temporal suficiente para observar:

- Estado prefalla.
- Instante de ocurrencia.
- Transitorio inicial.
- Régimen de falla.

Las variables registradas fueron:

- Voltajes trifásicos.
- Corrientes trifásicas.
- Variables locales.
- Variables remotas.

La información fue almacenada en archivos con extensión .PL4.

5.11 Conversión de archivos PL4 a MATLAB

Los archivos PL4 generados por ATP fueron convertidos al formato .MAT utilizando la utilidad pl42mat, permitiendo su posterior procesamiento en MATLAB/Simulink.

Este procedimiento conserva:

- Eje temporal.
- Señales eléctricas.
- Magnitudes instantáneas.

```

Administrador: Símbolo del sistema
Microsoft Windows [Versión 10.0.22631.5624]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Windows\System32>cd ..
C:\Windows>cd ..
C:\>cd pl42mat09
C:\Pl42mat09>pl42mat /m4 SGN1RF0.pl4

*** ATP (.PL4) to MATLAB (.MAT) freeware conversion program ***
*** By University of Pisa & 3E Ingegneria (Italy) - rel. 5.1 ***

*** Converting SGN1RF0.pl4 to SGN1RF0.MAT ***
Reading ATP file "SGN1RF0.pl4"...
The file contains 34 variables (plus time), 1000001 points each.
Writing MATLAB (V4) data...

1 File(s) Converted.
  
```

Figura 5.5 Proceso de conversión PL4 a MAT mediante terminal de comandos.

5.12 Base de datos de simulaciones

Combinando:

- 10 tipos de falla
- 4 ubicaciones
- 4 resistencias principales

Se generó una base robusta de casos de estudio para validar el algoritmo.

Número estimado de escenarios:

$$10 \times 4 \times 4 = 160 \text{ casos}$$

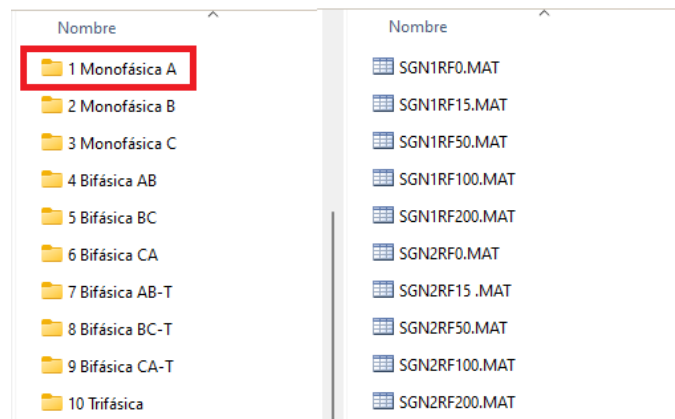


Figura 5.6 Estructura de carpetas o base de datos con archivos MAT.

6. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN

6.1 Introducción

Una vez generada la base de datos de señales eléctricas obtenidas mediante ATP/ATPDraw, el siguiente paso consiste en implementar el algoritmo de protección encargado de procesar la información de voltaje y corriente con el fin de detectar fallas y determinar su dirección.

En este trabajo, se complementa el algoritmo del elemento supervisor direccional TD32 basado en cantidades incrementales, previamente implementado en [52], se le incorpora el elemento de sobrecorriente de cantidades incrementales como criterio principal de operación, ya que con este se complementa la fusión para emitir una señal de disparo para la protección. De esta manera, el esquema integra ambas funciones, permitiendo evaluar de forma conjunta la magnitud de la corriente y su dirección de propagación durante condiciones de falla.

Esta característica resulta especialmente relevante en redes modernas con alta penetración de recursos basados en inversores, donde las corrientes de falla pueden presentar magnitudes reducidas, limitada contribución sostenida y formas de onda no convencionales.

6.2 Filosofía general del esquema de protección

El objetivo principal del relevador desarrollado es identificar si una falla ocurre en la dirección adelante (forward) o reversa (reverse) respecto al punto de instalación del relevador.

Para ello, el algoritmo utiliza:

- Voltajes instantáneos trifásicos.
- Corrientes instantáneas trifásicas.
- Componentes incrementales.
- Señales de polarización.
- Comparadores lógicos.

La filosofía de operación se resume en:

1. Adquisición de señales.
2. Cálculo de cantidades incrementales.

3. Formación de lazos de falla.
4. Evaluación direccional.
5. Emisión de señal de disparo.

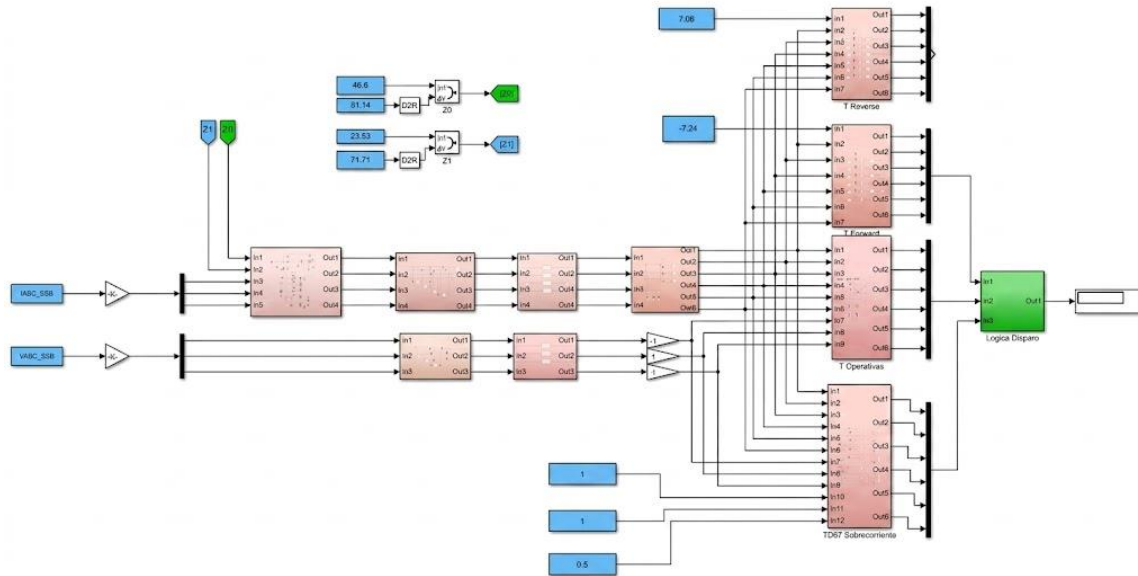


Figura 6.1 Diagrama general del algoritmo de protección implementado en Simulink.

6.3 Obtención de señales de entrada

Las señales exportadas desde ATP fueron importadas a MATLAB mediante archivos tipo MAT, conservando su estructura temporal original. En la Figura 6.2 se muestran dichas señales, correspondientes al conjunto de datos procesados para su posterior análisis en Simulink.

Las variables utilizadas fueron:

- V_a, V_b, V_c
- I_a, I_b, I_c

Estas señales constituyen las entradas primarias del relevador digital.

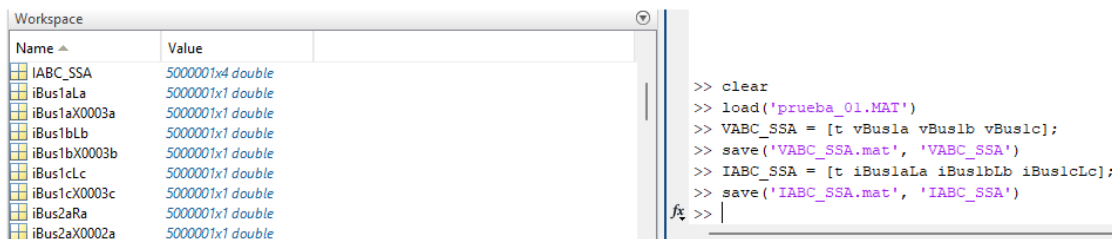


Figura 6.2 Series de tiempo generadas para Simulink.

Antes del procesamiento de señales, estas fueron acondicionadas mediante un bloque de preprocesamiento encargado del ajuste de escala, que corresponde a los valores secundarios proporcionados por los transformadores de instrumento.

6.4 Cálculo de corrientes réplica

La corriente de réplica representa una corriente equivalente que circula en un circuito RL que modela la línea de transmisión, de manera que la relación entre el voltaje de lazo y dicha corriente se comporta como una resistencia equivalente asociada a la impedancia de secuencia del sistema, la cual puede estar relacionada tanto con la impedancia de secuencia positiva como con la impedancia de secuencia cero en los lazos de falla a tierra.

Tras calcular los coeficientes $D0$ y $D1$, que representan la contribución resistiva e inductiva de la impedancia de la línea, se ponderan la componente instantánea de la corriente incremental y su variación temporal, permitiendo así el cálculo de las corrientes de réplica mediante la ecuación 2.6.

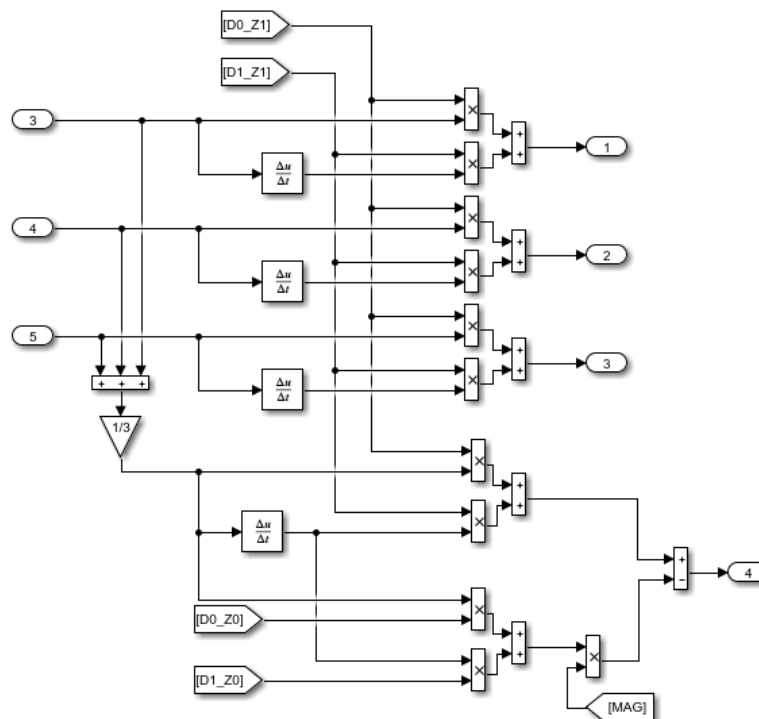


Figura 6.3 Cálculo de corrientes de réplica MATLAB/Simulink [52].

6.5 Cantidades incrementales

Para la extracción de las cantidades incrementales se implementa el filtro delta mostrado en la Figura 2.16 del capítulo 2. En la Figura 6.4, la señal se divide en dos caminos: uno mantiene el valor instantáneo y el otro genera una versión retardada de la misma. Para ello, se utiliza un bloque Transport Delay con un tiempo de $1/60$ segundos, con lo cual se obtiene una copia de la señal correspondiente a un ciclo anterior. Finalmente, la señal retardada se resta de la señal instantánea, obteniendo así las cantidades incrementales.

Adicionalmente, la función en MATLAB establece las salidas “a” en cero para $t \leq 1/60$ segundos con el fin de evitar el efecto de los transitorios iniciales. Para tiempos mayores, la salida toma los valores de entrada “x”, permitiendo destacar únicamente las variaciones relevantes de la señal.

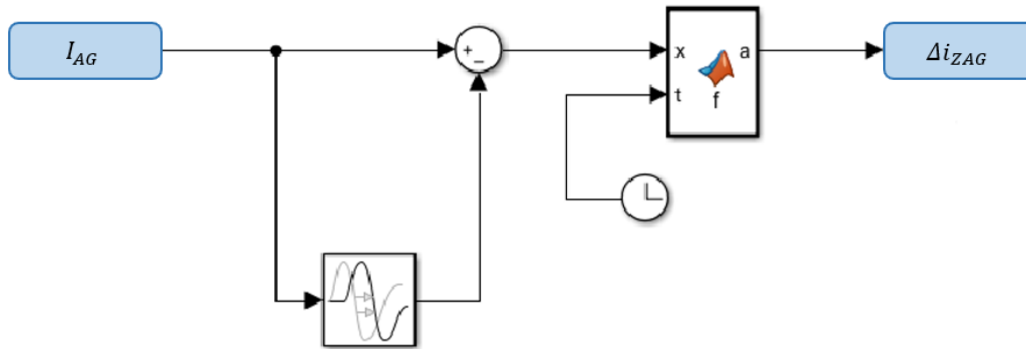


Figura 6.4 Extracción de cantidades incrementales [52].

Este procedimiento elimina la componente prefalla y resalta únicamente el cambio producido por la contingencia.

Las cantidades incrementales aplicadas en este trabajo fueron:

- Voltajes incrementales.
- Corrientes incrementales.

6.6 Formación de lazos de falla

Para evaluar cada tipo de cortocircuito, el relevador construye lazos eléctricos equivalentes a partir de combinaciones entre fases y tierra.

Lazos fase-tierra:

- A-G
- B-G
- C-G

Lazos fase-fase:

- A-B
- B-C
- C-A

Lazos trifásicos:

- A-B-C

Estos lazos permiten asociar la señal medida con la falla predominante.

Tabla 6.1 Lazos de análisis implementados.

Tipo de falla	Lazo asociado
AG	A-G
BG	B-G
CG	C-G
AB	A-B
BC	B-C
CA	C-A

6.7 Elemento direccional TD32

El elemento TD32 corresponde a una función direccional basada en cantidades incrementales, utilizada para determinar la dirección de la falla mediante la comparación entre la cantidad operativa y la cantidad de restricción hacia adelante en el lazo AG. Las lógicas de cálculo de ambas magnitudes se muestran en las Figuras 6.4 y 6.5, respectivamente. Para este trabajo, se utilizó la implementación en MATLAB/Simulink disponible en [25].

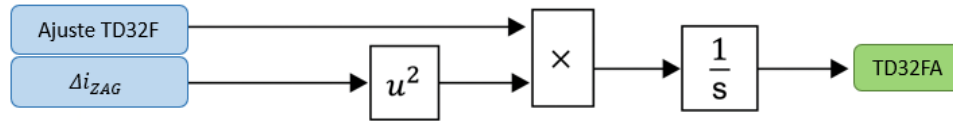


Figura 6.5 Cálculo de la cantidad de restricción del elemento TD32 para el lazo AG [52].

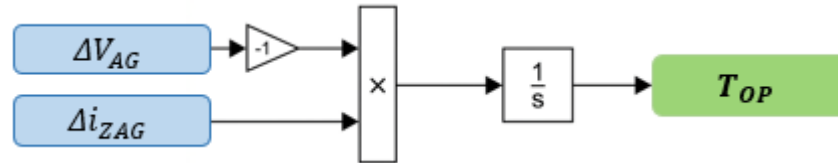


Figura 6.6 Cálculo de la cantidad operativa del elemento TD32 para el lazo AG [52].

6.8 Elemento direccional TD67

A fin de complementar la filosofía de protección, se implementó el elemento TD67 como equivalente a una lógica de sobrecorriente, constituyendo el criterio principal de operación, mientras que el elemento direccional TD32 se emplea como función supervisora. La Figura 6.7 presenta la lógica de operación del elemento de sobrecorriente para el lazo AG,

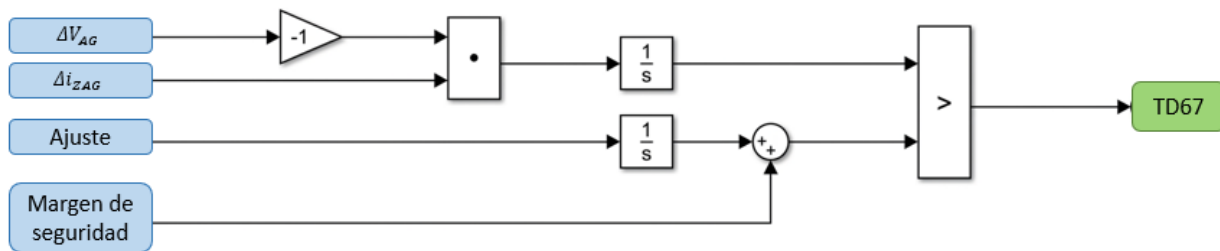


Figura 6.7 Lógica interna del TD67 implementado en Simulink [25].

6.9 Lógica de decisión final

El elemento TD32 actúa como función supervisora encargada de determinar la dirección de la falla. Una vez validada la condición direccional hacia adelante, el elemento TD67 complementa la lógica de protección al confirmar la presencia de una condición de sobrecorriente y habilitar la operación final del esquema.

La lógica general puede expresarse como:

$$TRIP = TD32 \wedge TD67 \wedge Pickup$$

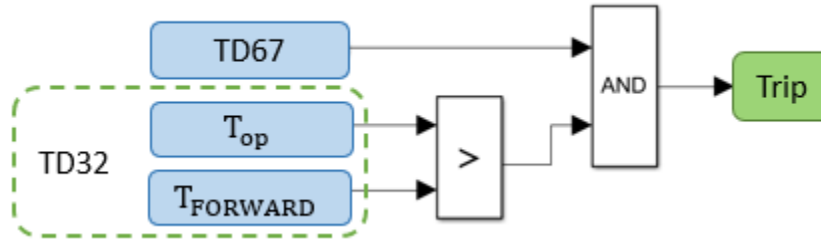


Figura 6.8 Lógica de disparo implementado en Simulink [25].

Esto reduce operaciones indebidas ante oscilaciones o disturbios no asociados a fallas internas.

6.10 Secuencia temporal de operación

El funcionamiento del relevador ocurre conforme a la siguiente secuencia:

1. Sistema en estado estable.
2. Ocurre la falla.
3. Aparece cambio abrupto en señales.
4. Se calculan cantidades incrementales.
5. Se evalúa dirección.
6. Se confirma condición interna.
7. Se genera TRIP.

6.11 Ventajas frente a métodos fasoriales

El algoritmo desarrollado presenta ventajas relevantes respecto a protecciones convencionales:

- No requiere ciclo completo para estimar fasores.
- Respuesta ultrarrápida.
- Mayor sensibilidad ante baja corriente de falla.
- Mejor desempeño con IBR.
- Operación en dominio del tiempo.

Tabla 6.2 Comparación conceptual.

Característica	Método Fasorial	Método Incremental
Tiempo de respuesta	Medio ciclo o más	Milisegundos
Dependencia sinusoidal	Alta	Baja
Desempeño con IBR	Limitado	Alto
Sensibilidad transitoria	Media	Alta

6.12 Parámetros ajustables del relevador

Se ingresan las impedancias de secuencia positiva $Z1$ y secuencia cero $Z0$, en forma polar para el modelado de la línea de transmisión y el procesamiento de señales.

Durante la implementación se definieron parámetros configurables:

TD32ZF: Umbral de impedancia en sentido hacia adelante.

TD32R: Umbral de impedancia en sentido hacia inverso.

TD67P: Pickup de sobrecorriente incremental de fase

TD67G: Pickup de sobrecorriente incremental a tierra

Estos valores fueron calibrados mediante pruebas preliminares para evitar falsas operaciones.

6.13 Integración con la base de simulaciones

Cada archivo MAT generado en el Capítulo 5 fue procesado automáticamente por el modelo en Simulink, permitiendo evaluar múltiples escenarios sin intervención manual.

Esto facilitó:

- Repetibilidad.
- Validación masiva.
- Comparación estadística.
- Reducción de tiempo experimental.

Limitaciones consideradas

El algoritmo fue validado bajo condiciones controladas y no incluye en esta etapa:

- Saturación severa de TC.
- Errores de comunicación.

- Muestreo distribuido PMU.
- Hardware en tiempo real.
- Distorsión armónica extrema.

Estos aspectos pueden abordarse en investigaciones futuras.

7. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

7.1 Introducción

Una vez implementado el algoritmo de protección basado en cantidades incrementales y generada la base de datos de simulaciones descrita en capítulos anteriores, se procede a evaluar su desempeño bajo distintos escenarios de falla.

El objetivo de este capítulo es analizar la capacidad del relevador propuesto para:

- Detectar fallas internas de manera rápida.
- Determinar correctamente la dirección del evento.
- Mantener sensibilidad ante corrientes limitadas por IBR.
- Operar con seguridad frente a fallas externas.
- Conservar estabilidad ante variaciones de resistencia y ubicación.

Los resultados se presentan mediante señales temporales, tiempos de operación, tablas comparativas y discusión técnica orientada al comportamiento esperado en redes modernas con alta penetración de recursos basados en inversores.

7.2 Criterios de evaluación

Para valorar el desempeño del esquema propuesto se utilizaron los siguientes indicadores:

- Tiempo de operación

Intervalo transcurrido entre la ocurrencia de la falla y la emisión de la señal TRIP.

- Exactitud direccional

Capacidad del algoritmo para distinguir entre fallas:

- Hacia adelante (*forward*)
- Hacia atrás (*reverse*)

- Sensibilidad

Capacidad de detectar fallas aun con:

- Alta resistencia.

- Baja corriente aportada por IBR.
- Condiciones eléctricas débiles.

- Seguridad

Ausencia de disparos indebidos durante:

- Estado normal.
- Fallas externas.
- Perturbaciones no asociadas a la zona protegida.

7.3 Respuesta general del algoritmo

En términos generales, el relevador propuesto mostró una respuesta satisfactoria en la totalidad de los escenarios internos simulados. Las cantidades incrementales permitieron identificar con rapidez el inicio del disturbio, activando los elementos direccionales antes de que los métodos convencionales basados en fasores completaran una ventana de estimación.

La Figura 7.1 muestra las corrientes y tensiones trifásicas en valores secundarios obtenidas mediante TC y TP durante una falla monofásica en la fase A a tierra a los 2.7 segundos. Se aprecia que, previo a la falla, el sistema opera bajo condiciones balanceadas; sin embargo, al presentarse la perturbación, la fase A experimenta una variación progresiva en corriente y una disminución de tensión, generando componentes transitorias.

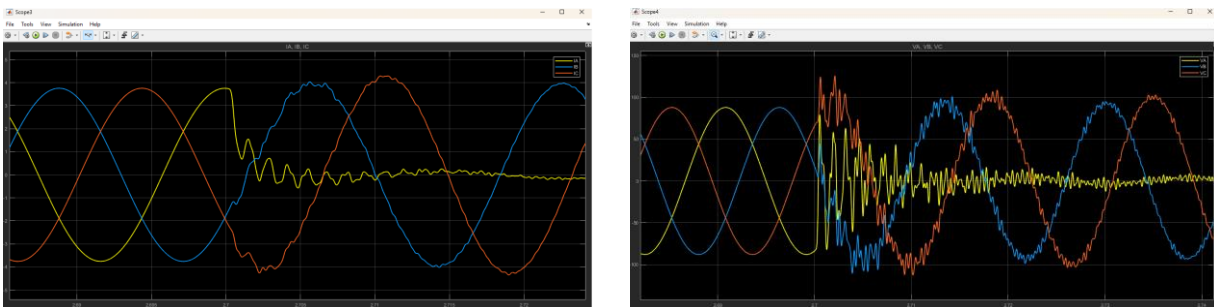


Figura 7.1. Corrientes y tensiones referidas al secundario de los transformadores de instrumento durante una falla monofásica AG.

Dichas variaciones son capturadas por el filtro delta del algoritmo, permitiendo obtener las cantidades incrementales de corriente y tensión mostradas en las Figuras 7.2 y 7.3,

respectivamente, las cuales son utilizadas por los elementos TD32 y TD67 para determinar la dirección y magnitud de la falla.

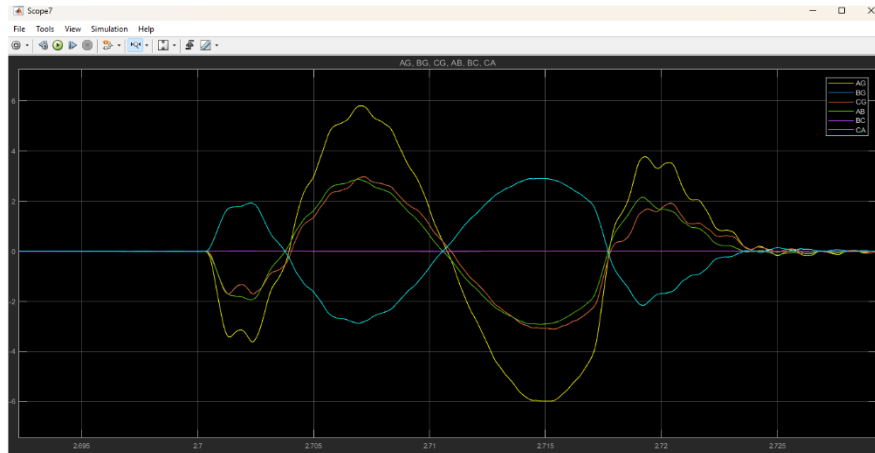


Figura 7.2 Corrientes de réplica incremental para una falla monofásica AG.

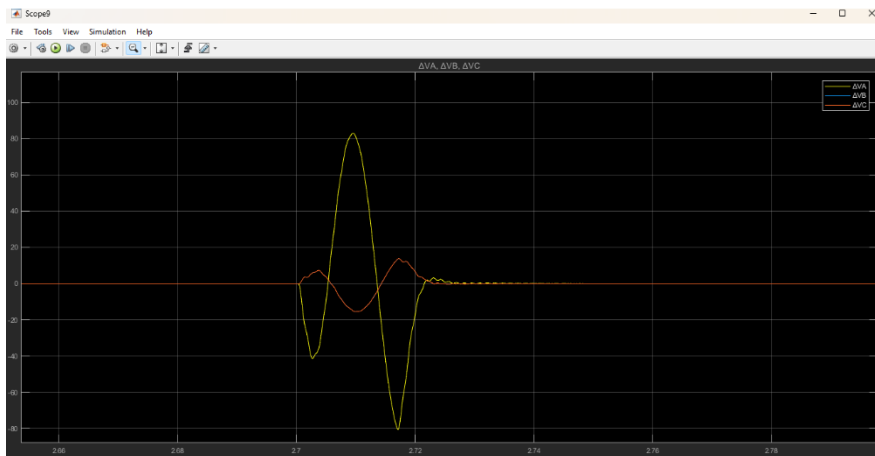


Figura 7.3 Voltajes incrementales para una falla monofásica AG.

La Figura 7.4 muestra la respuesta del elemento TD32 ante una falla interna, donde la cantidad de restricción hacia adelante (morado) supera a la cantidad operativa (amarillo), indicando una correcta identificación de falla en dirección directa.

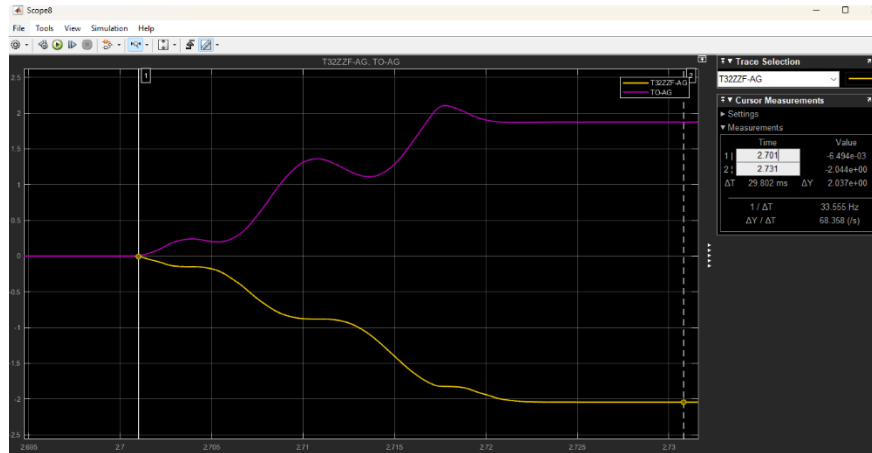


Figura 7.4 Respuesta típica del algoritmo ante una falla interna: la cantidad de restricción hacia adelante supera la cantidad operativa, del elemento TD32.

La Figura 7.5 presenta la respuesta del elemento TD67, donde la corriente incremental de la fase A (verde) supera el umbral de ajuste TD67G establecido (amarillo) posterior a la falla, cumpliendo la condición de operación para la detección de sobrecorriente incremental.

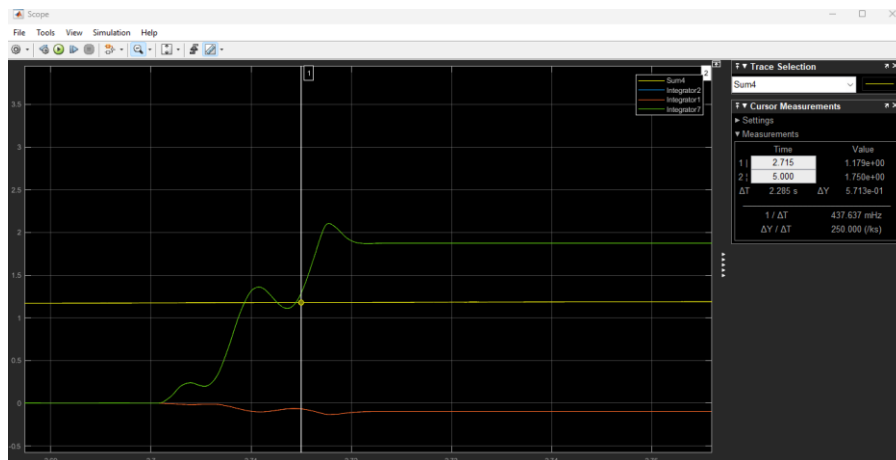


Figura 7.5 Elemento direccional para la falla monofásica AG.

Una vez cumplidas ambas condiciones de operación, la lógica de disparo emite una salida lógica “1” asociada al lazo AG, visualizada en el display como se observa en la Figura 7.6, confirmando la detección de una falla monofásica A–tierra.

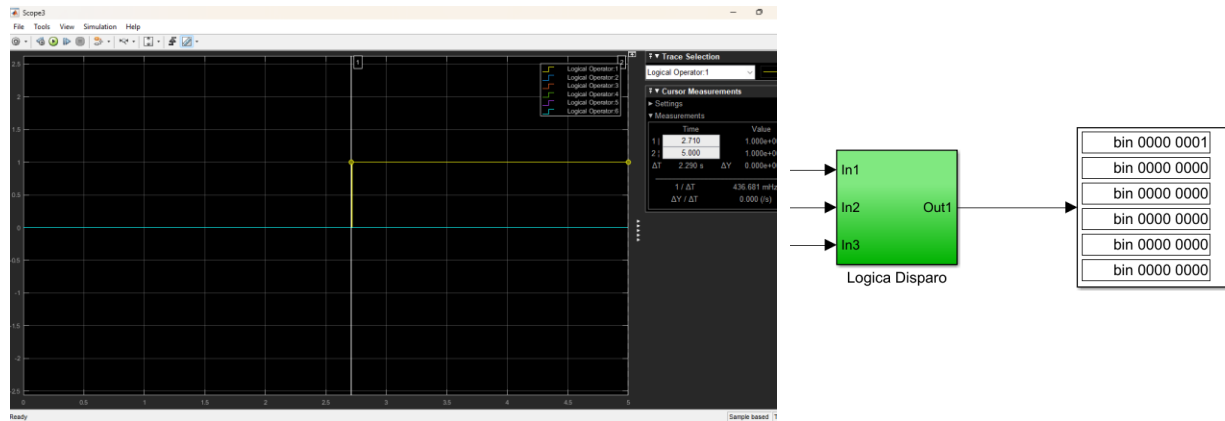


Figura 7.6 Respuesta de la lógica de disparo ante una falla monofásica AG.

De manera análoga, la respuesta de los elementos TD32 y TD67G confirma la presencia de una falla en dirección hacia adelante, comportamiento que también se observa en el relevador ubicado en el lado remoto.

La principal ventaja observada fue la rapidez de respuesta durante los primeros milisegundos posteriores a la falla, etapa en la que la información transitoria es más rica y útil para la toma de decisiones.

7.4 Fallas monofásicas a tierra

Las fallas monofásicas a tierra representan uno de los eventos más comunes en sistemas eléctricos de potencia, por lo que su correcta detección resulta prioritaria.

Durante las pruebas tipo:

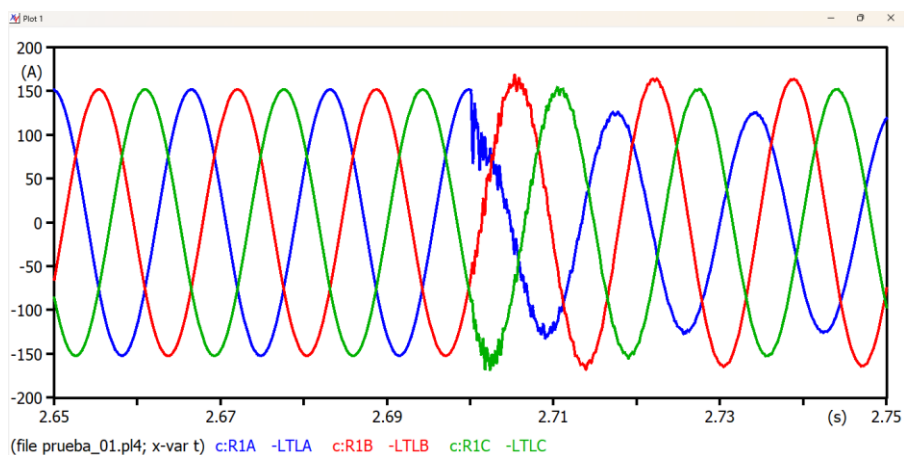
- AG
- BG
- CG

El relevador respondió correctamente en todos los casos internos evaluados. La presencia de cantidades incrementales de voltaje y corriente facilitó la identificación temprana del desequilibrio.

Se observó que, incluso para resistencias elevadas, la lógica direccional conservó desempeño estable.

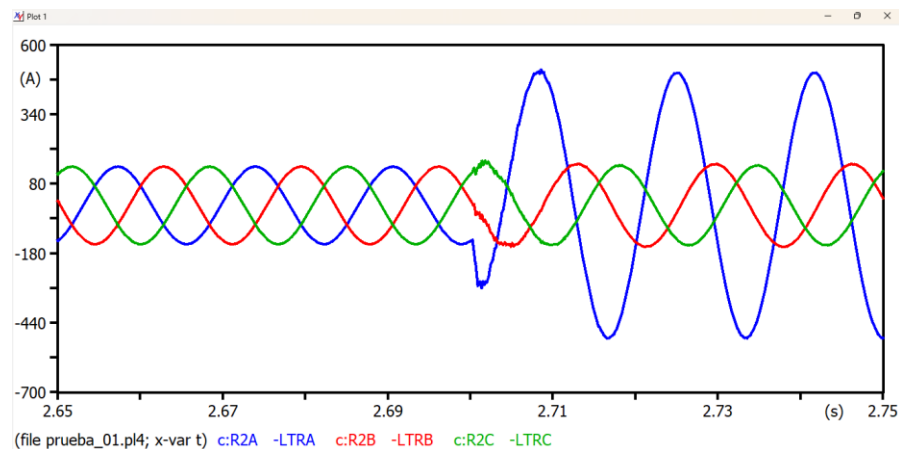
Tabla 7.1 Resultados representativos para fallas monofásicas.

Tipo	Ubicación	Rf (Ω)	Dirección detectada	Operación
AG	25 %	0	Forward	Correcta
AG	50 %	50	Forward	Correcta
BG	65 %	15	Forward	Correcta
CG	80 %	200	Forward	Correcta



a)

Figura 7.7 Corrientes para el caso AG con resistencia: a) 0 Ω .



b)

Figura 7.8 Corrientes para el caso AG con resistencia: b) 50 Ω .

7.5 Fallas bifásicas

En fallas entre fases (AB, BC y CA), el algoritmo presentó tiempos de respuesta menores respecto a las fallas monofásicas, debido a que la magnitud de corriente resultó superior y el desequilibrio apareció de forma más abrupta.

Las señales incrementales mostraron pendientes pronunciadas, favoreciendo la rápida actuación del esquema.

Tabla 7.2 Resultados representativos para fallas bifásicas.

Tipo	Ubicación	Rf (Ω)	Dirección detectada	Operación
AB	20 %	0	Forward	Correcta
BC	50 %	15	Forward	Correcta
CA	60 %	50	Forward	Correcta

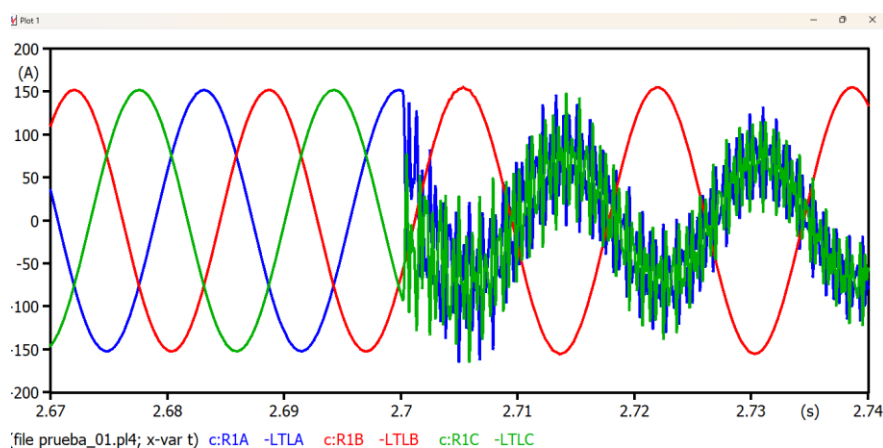


Figura 7.9 Corrientes para el caso CA con resistencia a 50 Ω .

7.6 Fallas bifásicas a tierra

Las fallas dobles a tierra combinan componentes de secuencia negativa y cero, generando escenarios más severos desde el punto de vista operativo.

El algoritmo mantuvo desempeño adecuado gracias a la formación correcta de lazos de falla y al uso simultáneo de TD32 y TD67.

Tabla 7.3 Resultados representativos para fallas bifásicas a tierra.

Tipo	Ubicación	Rf (Ω)	Dirección detectada	Operación
AB-G	20 %	0	Forward	Correcta
BC-G	65 %	50	Forward	Correcta
CA-G	80 %	200	Forward	Correcta

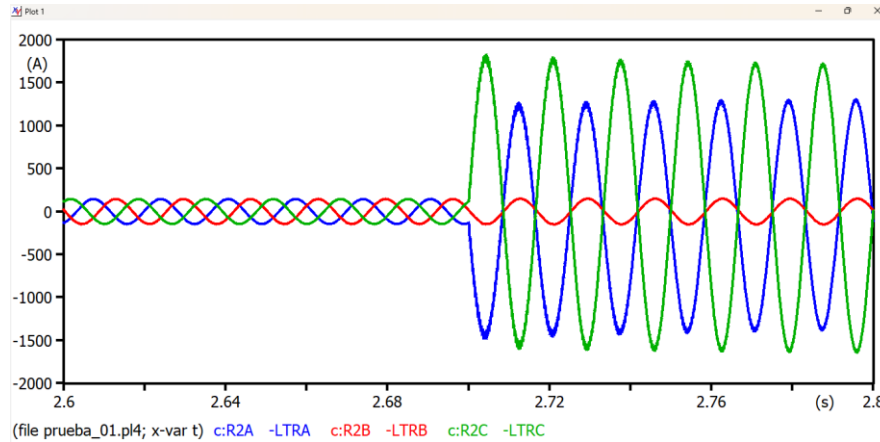


Figura 7.10 Corrientes para el caso AC-G con resistencia a 200 Ω .

7.7 Fallas trifásicas

Las fallas trifásicas representan el caso más severo en términos de corriente de cortocircuito. Bajo estas condiciones, el relevador emitió la señal de disparo con los menores tiempos registrados.

Esto confirma que el esquema aprovecha adecuadamente el incremento brusco de energía transitoria.

Tabla 7.4 Resultados representativos para fallas trifásicas.

Tipo	Ubicación	Rf (Ω)	Dirección detectada	Operación
ABC	20 %	0	Forward	Correcta
ABC	50 %	15	Forward	Correcta
ABC	80 %	50	Forward	Correcta

7.8 Influencia de la ubicación de la falla

La distancia eléctrica entre el relevador y el punto de falla impacta la magnitud de las señales observadas.

Se identificó la siguiente tendencia:

- Fallas cercanas (20 %): mayor amplitud y respuesta más rápida.
- Fallas medias (50 %): comportamiento estable.
- Fallas lejanas (80 %): menor magnitud, pero operación correcta.

- **Influencia de la resistencia de falla**

El incremento de la resistencia reduce la corriente de cortocircuito y dificulta la detección mediante esquemas convencionales.

Sin embargo, el método incremental mostró robustez debido a que detecta el cambio abrupto inicial, no únicamente la magnitud permanente de corriente.

Se observó una ligera tendencia al aumento del tiempo de operación conforme crece R_f , sin comprometer la actuación.

- **Comportamiento con alta penetración IBR**

Uno de los objetivos centrales de la investigación fue validar la protección en sistemas con recursos basados en inversores.

En este contexto se comprobó que:

- La corriente de falla fue menor que en sistemas convencionales.
- La contribución sostenida del IBR fue limitada.
- El contenido transitorio inicial continuó siendo útil para protección.

Esto confirma la conveniencia de utilizar técnicas basadas en dominio del tiempo frente a métodos dependientes de magnitud fasorial.

Tabla 7.5 Comparación conceptual.

Característica	Sistema Convencional	Sistema con IBR
Corriente de falla	Alta	Moderada/Baja
Inercia	Alta	Baja
Ventaja del método incremental	Alta	Muy alta

- **Seguridad ante fallas externas**

Se realizaron pruebas con fallas ubicadas fuera de la zona protegida, verificando que el algoritmo identificara correctamente dirección reversa y bloqueara el disparo.

No se observaron operaciones indebidas en los casos analizados.

Tabla 7.6 Evaluación de seguridad.

Tipo de evento	Dirección detectada	TRIP
Falla externa cercana	Reverse	No
Falla externa remota	Reverse	No
Operación normal	Sin falla	No

- **Comparación con protección convencional**

En comparación con esquemas basados en fasores, el método incremental presenta ventajas importantes:

- No requiere esperar un ciclo completo.
- Mejor respuesta con corrientes reducidas.
- Mayor velocidad de decisión.
- Menor dependencia de forma sinusoidal.

Tabla 7.7 Comparación técnica.

Parámetro	Protección convencional	Protección propuesta
Tiempo de detección	Medio ciclo o más	Milisegundos
Sensibilidad con IBR	Media/Baja	Alta
Uso de transitorios	Limitado	Directo
Robustez direccional	Buena	Alta

- **Discusión técnica**

Los resultados obtenidos demuestran que la migración hacia sistemas eléctricos dominados por electrónica de potencia exige nuevas filosofías de protección.

Los relevadores tradicionales fueron concebidos para redes con alta inercia y corrientes de cortocircuito elevadas. Sin embargo, en sistemas con IBR estas condiciones cambian sustancialmente.

El algoritmo propuesto aprovecha la información contenida en los primeros instantes de la falla, lo cual constituye una estrategia técnicamente sólida para redes futuras.

Además, la combinación de TD32 y TD67 incrementa la confiabilidad operativa al requerir coincidencia entre criterios energéticos y magnitud de corriente.

- **Limitaciones observadas**

Aunque el desempeño general fue favorable, se identifican áreas de mejora:

- Ajuste fino de umbrales para redes débiles extremas.
- Validación con saturación de TC.
- Inclusión de ruido de medición real.
- Pruebas Hardware-in-the-loop.
- Escenarios con múltiples IBR distribuidos.

CONCLUSIONES

La transformación actual de los sistemas eléctricos de potencia, impulsada por la creciente integración de recursos energéticos basados en inversores, ha generado nuevos desafíos técnicos en materia de protección eléctrica. La reducción de niveles de cortocircuito, la limitada contribución de corriente durante fallas y la modificación del comportamiento dinámico del sistema evidencian la necesidad de desarrollar esquemas de protección más rápidos, sensibles y adaptables que los métodos convencionales.

En este contexto, la presente investigación tuvo como objetivo principal analizar e implementar un algoritmo de protección direccional de líneas de transmisión basado en cantidades incrementales, evaluando su desempeño en una red híbrida compuesta por generación síncrona convencional y recursos inverter-based.

Para cumplir dicho propósito, se desarrolló un sistema de prueba representativo en ATP/ATPDraw, modelando una red de transmisión de 115 kV con presencia simultánea de generación tradicional y un inverter tipo *grid-following*. Sobre esta red se simulaban múltiples escenarios de falla, considerando distintos tipos de cortocircuito, ubicaciones sobre la línea y valores de resistencia de falla, con el fin de construir una base de datos robusta de señales eléctricas transitorias.

Posteriormente, se implementó en MATLAB/Simulink un relevador digital fundamentado en el procesamiento de cantidades incrementales de voltaje y corriente, incorporando criterios direccionales tipo TD32 y TD67, así como lógica final de disparo orientada a maximizar rapidez y confiabilidad operativa.

Los resultados obtenidos permitieron comprobar que el algoritmo propuesto fue capaz de detectar correctamente fallas internas y discriminar adecuadamente entre eventos en dirección hacia adelante y reversa. Asimismo, presentó tiempos de respuesta reducidos respecto a metodologías convencionales basadas en estimación fasorial, aprovechando la información contenida en los primeros instantes posteriores a la contingencia.

De igual forma, se observó un comportamiento satisfactorio ante fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, manteniendo sensibilidad incluso en casos con resistencia de falla elevada o ubicaciones remotas dentro de la línea protegida. Esto confirma la robustez del enfoque incremental frente a condiciones que normalmente dificultan la actuación de relevadores tradicionales.

Uno de los aportes más relevantes del trabajo radica en demostrar que las técnicas de protección en dominio del tiempo representan una alternativa técnicamente viable para sistemas eléctricos con alta penetración de recursos basados en inversores. Mientras los esquemas clásicos dependen de magnitudes fasoriales y niveles altos de corriente de cortocircuito, el método desarrollado aprovecha transitorias iniciales menos afectados por las limitaciones propias de la electrónica de potencia.

En términos generales, la hipótesis planteada en la investigación se valida, al demostrarse que un algoritmo basado en cantidades incrementales puede ofrecer mayor rapidez y adecuada confiabilidad direccional en redes modernas con presencia significativa de IBR.

Finalmente, se concluye que la evolución de los sistemas eléctricos requiere también una evolución paralela en los sistemas de protección. En consecuencia, los algoritmos fundamentados en señales transitorias y procesamiento rápido constituyen una línea estratégica para garantizar la seguridad, continuidad y estabilidad operativa de las redes del futuro.

REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, *Renewables 2022: Analysis and Forecast to 2027*. Paris, France: IEA, 2022.
- [2] B. Kroposki, “Achieving a 100% renewable grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017.
- [3] North American Electric Reliability Corporation, *1,200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report*. Atlanta, GA, USA: NERC, 2016.
- [4] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, 4th ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2014.
- [5] A. M. Sleva, *Protective Relay Principles*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2009.
- [6] G. Ziegler, *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. Berlin, Germany: Siemens AG, 2006.
- [7] A. Abdelmoumene and H. Bentarzi, “A review on protective relays developments and trends,” *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 25, no. 2, pp. 91–95, 2014.
- [8] M. Bini, R. Abboud, P. Lima, and F. Lollo, “Challenges and solutions in the protection of transmission lines connecting nonconventional power sources,” in *Proc. Western Protective Relay Conference*, 2021.
- [9] A. E. Quintero Veliz, “Implementation of incremental quantities algorithm and improved distance function for the protection of highly penetrated power systems with inverter-based resources,” M.S. thesis, 2023.
- [10] A. Haddadi, E. Farantatos, I. Kocar, and U. Karaagac, “Impact of inverter-based resources on system protection,” *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 1050, 2021.
- [11] B. Kasztenny, “Distance elements for line protection applications near unconventional sources,” in *Proc. Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2022.
- [12] A. N. R. L. Sirisha and S. R. Bhide, “Incremental quantities based relays,” in *Proc. INPAC*, 2014, pp. 27–32.
- [13] A. Lei, X. Dong, and V. Terzija, “An ultra-high-speed directional relay based on correlation of incremental quantities,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 2726–2735, 2018.
- [14] Y. Chen, M. Wen, Z. Wang, X. Yin, and D. Chen, “An incremental quantities distance protection using Park’s transformation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 4, pp. 3200–3212, 2022.
- [15] T. Russell et al., “Implementation and analysis of a digital model of the incremental-quantity distance element using EMTP,” in *Proc. Protective Relay Engineers Conference*, 2023.
- [16] G. Benmouyal, N. Fischer, and B. Smyth, “Performance comparison between mho elements and incremental quantity-based distance elements,” in *Proc. CPRE*, 2017.
- [17] E. O. Schweitzer et al., “New time-domain line protection principles and implementation,” in *Developments in Power System Protection*, 2016.

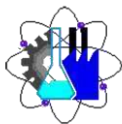
- [18] A. Guzmán et al., “Traveling-wave and incremental quantity directional elements speed up directional comparison protection schemes,” in *Developments in Power System Protection*, 2018.
- [19] D. Hymel, “Digital implementation of an incremental quantity directional protective relay element and its applications using an automated testing procedure,” M.S. thesis, 2023.
- [20] Comisión Federal de Electricidad (CFE), Boletín 2470, 17 de febrero del 2020. Disponible en: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2470>
- [21] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [22] Comisión Federal de Electricidad, *Manual de diseño electromecánico para subestaciones de transmisión*. Comisión Federal de Electricidad, 2017.
- [23] S. Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [24] A. O. Rodríguez, *Facultad de Estudios Superiores Aragón*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.
- [25] A. E. Quintero Veliz, “Implementation of incremental quantities algorithm and improved distance function for the protection of highly penetrated power systems with inverter-based resources,” M.S. thesis, 2023.
- [26] IEEE Power System Relaying Committee, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*, IEEE Std C37.113-2015, 2015.
- [27] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 4th ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2014.
- [28] C. R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*. USA: General Electric, 1967.
- [29] C. Romero y R. Stephens, *Protecciones de Sistemas de Potencia*. Colombia: Universidad de los Andes, 2002.
- [30] P. M. Anderson et al., *Power System Protection*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2021.
- [31] W. M. Carpenter, “*IEEE guide for protective relay applications to transmission lines*,” IEEE Std C37.113, 1999.
- [32] Comisión Federal de Electricidad. (2013). Especificación CFE G1000-65: Esquemas normalizados de protección para líneas de transmisión y subtransmisión (No. NRF 041 CFE 2013). <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/v/G1000 65.pdf>
- [33] M. Y. V. Bedoya Toro y F. Cadavid Giraldo, *Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de generación distribuida*, 2015.
- [34] J. L. Blackburn y T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2006.
- [35] C. Romero y R. Stephens, *Protección de Sistemas de Potencia*. Venezuela: Universidad de los Andes, 1995.
- [36] S. Ramírez Castaño, *Protección de sistemas eléctricos*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, 2003.

- [37] LPS Working Group D-3, Considerations in Choosing Directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications. 2014.
- [38] E. Farantatos et al., “Impact of inverter-based resources on transmission line protection,” *Energies*, vol. 14, no. 4, art. 1050, 2021.
- [39] B. Kasztenny, A. Guzmán, N. Fischer, M. V. Mynam y D. Taylor, Practical Setting Considerations for Protective Relays That Use Incremental Quantities and Traveling Waves, in *Proceedings of the 43rd Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, WA, USA, Oct. 2016.
- [40] A. Guzmán, M. V. Mynam, V. Skendzic, J. L. Eternod y R. M. Morales, Directional Elements – How Fast Can They Be?, in *Proceedings of the 44th Annual Western Protective Relay Conference*, pp. 1–16, Spokane, WA, USA, Oct. 2017.
- [41] J. Rodriguez y R. J. Hamidi, Implementation of Directional Incremental-Quantity Relay in Simulink, in *SoutheastCon 2023*, pp. 11–16, IEEE, Apr. 2023.
- [42] Y. Tang, W. Zhen, Z. Huang, M. Liu y W. Pu, Study on Effect of Current Transformer and Its Secondary Cable to Travelling Wave Propagation Characteristic of Electric Power Lines, in *2012 Second International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application*, pp. 1495–1498, IEEE, Jan. 2012.
- [43] E. O. Schweitzer, B. Kasztenny, A. Guzmán, V. Skendzic y M. V. Mynam, Speed of Line Protection – Can We Break Free of Phasor Limitations?, in *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 448–461, IEEE, Mar. 2015.
- [44] A. N. R. L. Sirisha y S. R. Bhide, *Incremental Quantities Based Relays*, in *2014 International Conference on Power, Automation and Communication (INPAC)*, pp. 27–32, IEEE, Oct. 2014.
- [45] E. O. Schweitzer, B. Kasztenny y M. V. Mynam, *Performance of Time-Domain Line Protection Elements on Real-World Faults*, in *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, pp. 1–17, IEEE, Apr. 2016.
- [46] Y. Liu et al., *Performance Testing of Complete Digital Relays*. 2011. Menciona el uso de PL42MAT para convertir archivos PL4 a formato MAT previo al análisis en MATLAB.
- [47] M. Kanwar, K. Arora y S. K. Sharma, *Comparison of Simulation Tools ATP-EMTP and MATLAB-Simulink for Time Domain Power System Transient Studies*. *International Journal of Research Studies in Computer Science and Engineering*, vol. 1, no. 3, pp. 50–56, 2014.
- [48] Comisión Federal de Electricidad, *Catálogo de torres: 400 kV, 230 kV y 115 kV. Coordinación de Proyectos y Transformación*, 5ª ed.
- [49] M. B. Luchini et al., “Equivalent grid-following inverter-based generator model for ATP/ATPDraw simulations,” *Electric Power Systems Research*, vol. 223, p. 109624, 2023.
- [50] C. Yusta Fernández, “Simulación en tiempo real de la actuación de protecciones de línea en sistemas eléctricos con elevada penetración de generación conectada a través de inversores,” *Universidad Pontificia Comillas (ICAI)*, Madrid, España, 2021.

- [51] E. Farantatos et al., “Impact of inverter-based resources on transmission line protection,” *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 1050, 2021.
- [52] J. Rodríguez and R. Hamidi, “SEL TD32 directional algorithm from SEL T401L in Simulink,” *IEEE DataPort*, 2022, doi: 10.21227/cgve-c054.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA

PROGRAMAS EDUCATIVOS DE CALIDAD RECONOCIDOS POR CIEES, CACEI Y SECIHTI
SGI Certificada en las Normas ISO 9001:2015, ISO 21001:2018 y NMX-R-025-SCFI-2015

FORMATO T-2

NOMBRAMIENTO DE COMISIÓN REVISORA
Y DICTAMEN DE REVISIÓN

Cuernavaca, Mor., a 29 de abril del 2026.

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
DR. JORGE LUIS AGUILAR MARIN
DR. OUTMANE OUBRAM
DR. JOSE GERARDO VERA DIMAS
DR. RAMON CABELLO RUIZ
P R E S E N T E

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la comisión revisora de la tesis que presenta **ING. MARIA DE LOURDES GARRIDO GARRIDO** titulado: **EVALUACIÓN DEL ALGORITMO BASADO EN CANTIDADES INCREMENTALES DE LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON PENETRACIÓN DE RECURSOS BASADOS EN INVERSORES** realizada bajo la dirección del Dr. Luis Cisneros Villalobos y la Co-dirección del Dr. Jorge Luis Aguilar Marín, del Programa Educativo de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

ATENTAMENTE
Por una humanidad culta

MTRA. ANGELICA GALINDO FLORES
DIRECTORA DE LA FCQEI

D I C T A M E N

MTRA. ANGELICA GALINDO FLORES
DIRECTORA DE LA FCQEI
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:

DICTAMEN

NOMBRE	VOTO	FIRMA
DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS	APROBADO	
DR. JORGE LUIS AGUILAR MARIN	APROBADO	
DR. OUTMANE OUBRAM	APROBADO	
DR. JOSE GERARDO VERA DIMAS	APROBADO	
DR. RAMON CABELLO RUIZ	APROBADO	

Se anexan firmas electrónicas





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento con firma electrónica UAEM, soportada por el certificado vigente a la fecha de su elaboración y con efectos plenos de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS PUBLICADOS en el ÓRGANO INFORMATIVO UNIVERSITARIO "ADOLFO MENÉNDEZ SAMARÁ" número 117 de fecha 20 de abril de 2021.

Sello electrónico

ANGELICA GALINDO FLORES | Fecha:2026-04-30 09:48:59 | FIRMANTE

pjZd6kufz7Tyzq/VERbDrrlrhljswExN0s3HWqRMh4G0nG1jKmn0TwCO2aRZl3XyYGOOrdw+Gt6tJbcXj2beyFK9/TGaGP130LWuovGmjw1aWo66vE86dmoZjYuPPI92nfaq0If5+Fu
aZecFnzVCU+Y73AWlrkt5jc9RXfIN2kP2G4kqiWFeI0hb3/OXdl4kk+mWFLbJbRjz0fEvgBJHkiPg0fwcdmyuQRfHsdEn9BZnoJuTxn5b86l8ask9wgDiUdPIeYGv1wWz5/nksGPza6W
UVjyHkNOJ+sgS5/iYBIYQNiQ9oildN4QKw38u5VY7X7+GaWag8FK/RsYOOo1MFcg==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



[nVvmpbgLU](#)

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/xb4ERLDLn2TIC4oi4WHoChbeMkpTD2l>



UAEM
RECTORÍA
2023-2029



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento con firma electrónica UAEM, soportada por el certificado vigente a la fecha de su elaboración y con efectos plenos de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS PUBLICADOS en el ÓRGANO INFORMATIVO UNIVERSITARIO "ADOLFO MENÉNDEZ SAMARÁ" número 117 de fecha 20 de abril de 2021.

Sello electrónico

JORGE LUIS AGUILAR MARIN | Fecha:2026-04-30 12:02:29 | FIRMANTE

LeSF/EkRm5+zyy6zLPxDmsTFm9uVcSLTmSVOMhFbKN6HrSGVyJY5sWwkS/GrlaAn2g1ejl3B9gDK5W+TFNJjz3RqqJdO6rB8tCa2GnjqJTx7YYdHD6tvoAvDglyF/VnmEMFRlcRj4fEpnq7MPTN2hjG6YgSHt6ICRTJN98uDaUBymXuvH/1NuTYv3TyD2zQHq/wLed1t9oV1Ry26LHuhUB5SUz0mRIY0VzMQOAiich5soGp4a0MI1EJ24IPqRn7iqVLSAobORbHiK WJeJm0ySZceROTKHaGsZh+TEo8YTw1O3wdDDxoyoViWgPT8LzF0z07bv0JeHs1Qtu+WC5nw==

RAMON CABELLO RUIZ | Fecha:2026-04-30 12:02:50 | FIRMANTE

RczBJoUzOSEySm7cz34uUOXM3oL3RTLNT4AoeiCSfMoaQAPhsi09+tfH71LQsP6wzKr2wdPHdp6aZGfOssCcbauOnL7y/P04jQpG7UT8iOld7MzrMbLjqS3F4/q45xQm1k4F11h QhFPShuDO5MrN8tk9wX9CEbyV2FmYVoe8SEr78DjupVxV3DXoJWCbVnq5vkgiQtd98k2j/Q2EXuUhmTGWMPjpd3OV+M9z2dqphhiSbZenMhyZc45aRo0yLyCLc6suJJ0yZhD8 dotQCtz4CwGKvArslg0yDFC74BjPfPeqbDmrU8GfoJLndbhPWpyzWUY512joH9eQ9KZP6qyw==

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2026-04-30 13:57:16 | FIRMANTE

Kl3Mx9CuppjiW3mZglaSLFsWi27ne/b7cuaMGLr4VesHKMLm81Blocazy6G1BZmLC/IEA0P+cNtgrwQxlgvkC2wjAdYx1//s1X0Sr+BEb4B5uiRNEYaKrw95/Qr18EuVrNa68rqRjt Be+YZan5ESvtD0p166yhMHXlu7Ik7Gn+awSDVuo0BQZVaEA7ji5kP3osVoF6eZnY8uneZTbMtk7sjHXzdWv3uiFmZkMUy4AJG2mE2dTRNIBjFKsA4UFVx+vaZaMOBjx73Qbmd YMRcd50UD/8dvRu7ZnMe9JPZEisgFiQpj8GueLk2f88/VJbdgBaOFCMEplOR/mQVaWJ8g==

OUTMANE OUBRAM | Fecha:2026-04-30 14:24:40 | FIRMANTE

Sa6TB3Y9z44n6LM+xx5zvA9qC3kPjli0qp9dd5LULLayisIX3QlhaHrO8GOvEWCIMSilhLd2eyS1xAvVZqVdl5ft4kB9Ai9q5kZZgwS/6eLmm8KteaiOh8kbvTl8wITMzV9MRpXznDV1i AIQB+rOJ1wze7SIJMejfcfnymK5LGdCn/4JzWpIXOdLWOtXk0fVPAVFtUuQKHCoTsu6NrDuGLK5J2EXDOxkZl5sq76zqSMC8/00NT9c0ZyeU7U+2zwnjY7B1XTRa5qlw+ibcuvO3 1Hv12LprMTQM3XskR3/fag7vEEfVgfyEEemSSPz8RjAM6GRhPmjmTm2SIIYcAw7A==

JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2026-04-30 21:23:16 | FIRMANTE

fjriTh+W8CQ0wLlIHILW7XaM7hHjmaDZ3yvDMHB5P+whae7xBTT+NYgAncEA8VcT5M7beKUycEtMSUzF8x1PYZ/p/iGHY2epDqlAdlCs+kzreqHVFYukgZOPjUBs5TWzwpL3C BlaBWQIW+7DRiUm0RcuJ8LdGW+huZleN/+xN+ewgIFK4gpyvS+K2iv1znLTrXc/v2KCcsOwD50t7raOzzDccm0T6VSLxkhge1DrJPYCg8au4RI3eUluge876K5WiYpn1LRsPCX99x vxbzPZml2/Z3lKmmqXYNojyjonT6AJ3yyVi4roT1esfrbWB0jKdn+bnuxctiE+uTkfUdmA==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



3am7yOBDU

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/K2m5y3ITzAJNMH8zQHRRXcS8GRm0bUxH>



UAEM
RECTORÍA
2023-2029