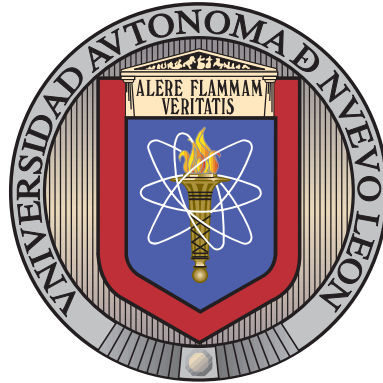


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA
SENSIBILIDAD PARA DETECCIÓN DE
FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DE
GENERADORES

POR

ING. ENRIQUE DE JESÚS CHÁVEZ CERVANTES

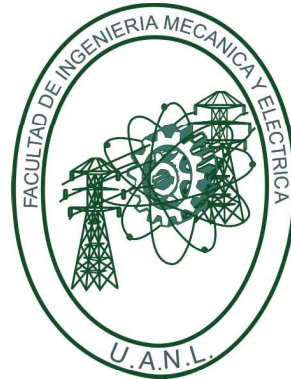
EN OPCIÓN AL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

OCTUBRE 2020

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA
SENSIBILIDAD PARA DETECCIÓN DE
FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DE
GENERADORES

POR

ING. ENRIQUE DE JESÚS CHÁVEZ CERVANTES

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

OCTUBRE 2020



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Posgrado

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis “Protección diferencial de alta sensibilidad para detección de fallas a tierra en el estator de generadores”, realizada por el alumno Enrique de Jesús Chávez Cervantes, con número de matrícula 1983170, sea aceptada para su defensa como requisito para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis

Dr. Ernesto Vazquez Martínez
Director

Dr. Manuel Antonio Andrade Soto
Revisor

Dr. Emilio Barocio Espejo
Revisor

Vo. Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado



057

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, Octubre de 2020



A mi novia, María Isabel Quevedo Chávez

A mis hermanos, Lutvia, Edson y Melissa

A mis padres, Gerardo y Bertha

Agradecimientos

Agradezco a mis compañeros de maestría, gracias a su compañía en estos años pude aprender de ellos. A mi asesor el Dr. Ernesto Vázquez Martínez que bajo su tutela, tanto como profesor y como asesor, me ayudo en adquirí las bases para desarrollar este trabajo con un método que desconocía, me abrió un nuevo horizonte del significado de ser un investigador y que me queda claro que siempre hay algo nuevo por aprender. Un agradecimiento especial al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo brindado durante mi estancia en la maestría. A mi familia, por todo el apoyo incondicional que me tienen. Y sobre todo, al amor de mi vida, María Isabel Quevedo Chávez, que aun teniendo más de seis años de noviazgo, me sigues sorprendiendo con todo el amor y apoyo incondicional que me otorgas. Muchas gracias a todos.

Resumen

Los generadores síncronos son el elemento más esencial utilizado en los sistemas de energía eléctrica, ellos se encargan de convertir la energía mecánica de las turbinas (térmicas, hidráulicas o eólicas) en energía eléctrica que suministran a las distintas cargas conectadas a la red eléctrica. Debido a la inmensurable importancia que tienen los generadores, estos están protegidos para garantizar su correcto funcionamiento, las protecciones deben desconectar el generador si ocurre una falla. La desconexión temprana protegerá la integridad del generador y también del sistema eléctrico, reduciendo el costo y el tiempo para la reparación de la maquina.

El generador esta sometido a varios peligros y problemas, como lo son, los disturbios del sistema varios riesgos operativos, así como también las fallas internas. Estas ultimas pueden ocurrir tanto en el devanado del estator como en el del rotor. En el roto y áreas asociadas se tienen: fallas a tierra y falla de excitación por perdida de campo. Mientras que en el devanado del estator se podría dar el caso de tener fallas entre fases o fallas de fase a tierra.

Estas ultimas rara vez ocurren pero son uno de los casos más destructivos. En el caso de generadores que tienen un sistema de puesta a tierra de baja impedancia, podría generar daños graves en el núcleo de la maquina, afortunadamente, como la corriente de falla es alta, su detección es sencilla. Sin embargo, esto cambia cuando se tiene un generador con un aterrizamiento de alta impedancia, esto es debido a que en dicha situación la magnitud de la corriente de falla es muy pequeña, lo que ocasiona una mayor dificultad al querer detectar la fallas, sobre todo en las fallas internas muy cercanas al punto neutro de la maquina, siendo estas las que se encuentran por debajo del 5% del devanado.

Los esquemas más utilizados para la detección de fallas a tierra en generadores síncronos con aterrizamiento de alta impedancia son los de sobretensión fundamental de tierra (59GN), subvoltaje de tercer armónico (27TN), diferencial de voltaje de tercer armónica e inyección de voltaje. Sin embargo, el esquema 59GN no es capaz de proteger el 100% del devanado del estator, solamente es sensible hasta en un 95%, por esto se recurre a la implementación del esquema de subvoltaje de tercer armónico (27TN), el cual es capaz de detectar las fallas aun por debajo del 5% del devano más próximo al neutro. Pero esto significa que se requirió de dos esquemas para la completa protección del generador, lo cual lo hace más probable de sufrir fallas en el funcionamiento. Por otro lado, el esquema de inyección de voltaje si es capaz de proteger en su totalidad el devanado del estator, sin embargo, al depender de un generador externo que se encargue de inyectar el voltaje, aumenta las probabilidades de falla o mal funcionamiento del

esquema, sin mencionar que es mucho más costoso que el esquema compuesto de las protecciones 59GN y 27TN. Como resultado de estas situaciones, existe la necesidad de nuevos algoritmos de protección contra fallas a tierra en el devanado de generadores que no comprometan la seguridad del mismo, pero que proporcionen una identificación segura ante fallas internas.

Una vez comentado el problema general, se propone un nuevo elemento de protección para generadores que se puede aplicar a cualquiera de estas maquinas independientemente de los parámetros de la misma o del sistema. El algoritmo propuesto utiliza un esquema diferencial basado en el segundo momento central estadístico (SCM), este se utiliza para caracterizar los patrones de la corriente diferencial y lograr una oportuna detección de fallas internas. El algoritmo calcula la magnitud del SCM utilizando formas de onda de una señal sinusoidal como base para definir las similitudes y diferencias entre una corriente en estado estable y una de falla. El algoritmo aplica una etapa de normalización para resaltar cualquier cambio en las señales de corriente diferencial. Se propuso y estableció un umbral universal para identificar las condiciones de falla interna. El resultado es un umbral único universal aplicable para cualquier generador síncrono.

El algoritmo fue probado considerando diferentes eventos que pueden ocurrir en un generador como son las, fallas externas y fallas internas a lo largo de todo el devanado del estator. El rendimiento del algoritmo se comparó con los métodos convencionales más aplicados utilizados para proteger generadores ante fallas a tierra. En todos los eventos de prueba, el algoritmo mostró una identificación correcta de todo tipo de eventos, con al rededor de 100 eventos creados utilizando simulaciones digitales en tiempo real (RTDS).

El algoritmo introdujo distintas mejoras, como la generalización del método a cualquier generador síncrono; un umbral de identificación universal que no cambia si se modifica el generador o el sistema eléctrico; una implementación fácil con un bajo costo computacional y un tiempo de detección de fallas más rápido que las protecciones convencionales.

Índice general

1. Introducción	2
1.1. Motivación	2
1.2. Antecedentes	5
1.3. Objetivos de investigación	5
1.4. Alcance	6
1.5. Estructura de tesis	6
2. Esquemas de protección contra fallas a tierra en generadores sincros	8
2.1. Introducción	8
2.2. Métodos de conexión a tierra	9
2.2.1. Ejemplo: Calculo de puesta a tierra de baja impedancia	10
2.2.1.1. Puesta a tierra de baja reactancia	10
2.2.1.2. Puesta a tierra de baja resistencia	10
2.2.2. Ejemplo: Calculo de puesta a tierra de alta impedancia	12
2.3. Esquema diferencial	16
2.3.1. Protección diferencial de porcentaje	16
2.3.2. Protección diferencial del generador (87G)	18
2.3.3. Protección diferencial de tierra (87GN)	20
2.4. Esquema de sobretensión de frecuencia fundamental de neutro (59GN)	22
2.5. Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica	23
2.5.1. Esquema de subtensión de tercer armónica (27TN)	26
2.5.2. Esquema diferencial de voltaje de tercer armónico	27
2.6. Esquema de inyección de voltaje	28
2.7. Conclusiones	31
3. Momentos centrales de variables aleatorias	33
3.1. Introducción	33
3.2. Momentos	33
3.3. Segundo momento central	37
3.3.1. Ejemplo 1	37
3.3.2. Ejemplo 2	38

3.3.3.	Segundo momento central en una forma de onda	38
3.4.	Aplicación en sistemas de potencia	43
3.5.	Conclusiones	48
4.	Protección contra fallas a tierra basado en el SMC	50
4.1.	Introducción	50
4.2.	Algoritmo propuesto	50
4.2.1.	Adquisición de datos y pre-procesamiento	52
4.2.2.	Ventana de datos deslizante	53
4.2.3.	Normalización	55
4.2.4.	Calculo del SMC	55
4.2.5.	Umbral de identificación	56
4.2.6.	Esquema de bloqueo direccional	56
4.2.7.	Complejidad computacional	58
4.3.	Conclusiones	58
5.	Resultados	60
5.1.	Introducción	60
5.2.	Sistemas de prueba	60
5.2.1.	Sistema de prueba Generador - Carga	60
5.2.2.	Sistema de prueba Generador - Carga - Bus Infinito	62
5.3.	Escenarios considerados para la evaluación del desempeño del algoritmo	63
5.4.	Evaluación del desempeño del algoritmo	63
5.4.1.	Desempeño en el sistema Generador - Carga	64
5.4.1.1.	Fallas dentro de la zona de protección diferencial	64
5.4.1.2.	Fallas externas	68
5.4.2.	Desempeño en el sistema Generador - Carga - Bus Infinito	71
5.4.2.1.	Fallas dentro de la zona de protección diferencial	71
5.4.2.2.	Fallas externas	73
5.5.	Resultados del rendimiento del algoritmo propuesto	76
5.6.	Conclusiones	78
6.	Conclusiones y recomendaciones	80
6.1.	Conclusiones	80
6.2.	Aportaciones	81
6.3.	Recomendaciones para trabajos futuros	82

Índice de figuras

2.1. Diferentes métodos de conexión a tierra. a) Aterrizamiento por baja impedancia resistiva b) Aterrizamiento por baja impedancia con reactor c)Aterrizamiento por alta impedancia resistiva d)Aterrizamiento por alta impedancia resonante (bobina Petersen)	9
2.2. Sistema de ejemplo para calculo de puesta a tierra de baja impedancia.	12
2.3. Sistema de ejemplo para calculo de puesta a tierra de alta impedancia.	13
2.4. Redes de secuencia del sistema de ejemplo para calculo de puesta a tierra de alta impedancia.	14
2.5. Distribución de corrientes de falla.	14
2.6. Principio de protección diferencial durante a) Una falla externa y b) Una falla interna	16
2.7. Elemento protegido en cortocircuito a tierra.	17
2.8. Diagrama esquemático del relevador de porcentaje diferencial.	17
2.9. Característica de operación del relevador de porcentaje diferencial.	18
2.10. Conexión típica de protección diferencial (87G) para un generador síncrono conectado en estrella.	19
2.11. Esquema de sobrecorriente de tierra.	20
2.12. Relevador diferencial de tierra.	21
2.13. Relevador diferencial de tierra.	22
2.14. Voltaje generado en rama neutral ante distintos puntos de falla.	23
2.15. Distribución de voltaje de tercer armónico a través del devanado del estator del un generador.	25
2.16. Esquema de subtensión de tercer armónica.	26
2.17. Esquema diferencial de voltaje de tercer armónico.	27
2.18. Esquema de inyección de voltaje con un transformador en serie al sistema de puesta a tierra.	29
2.19. Esquema de inyección de voltaje.	30
2.20. Cobertura proporcionada por diferentes esquemas de protección contra fallas a tierras monofásicas en el devanado del estator de generadores sincronos con puesta a tierra de alta impedancia.	32

3.1.	Concepto del término momento en mecánica.	34
3.2.	Concepto del término momento en finanzas.	34
3.3.	Concepto del término momento en física.	35
3.4.	Representación de los distintos momentos con respecto a un valor medio. Dispersión, asimetría y curtosis.	35
3.5.	Conjunto de formas de onda comúnmente vistas en literatura. a) Sinusoidal básica, b) Cuadrada, c) Triangular y d) Media senoide	39
3.6.	Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal sinusoidal. . .	39
3.7.	Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal cuadrada. . . .	40
3.8.	Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal triangular. . .	40
3.9.	Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal medio sinusoidal.	41
3.10.	Señal sinusoidal básica.	41
3.11.	Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal sinusoidal. . .	42
3.12.	Cambio en la magnitud del segundo momento central después de un disturbio. . .	43
3.13.	Aplicación del segundo momento central para la detección de contenido armónico.	43
3.14.	Oscilación de voltaje después de liberar una falla trifásica.	45
3.15.	Aplicación del segundo momento central para detectar oscilaciones de voltaje. . .	46
3.16.	Corriente de fase A después de experimentar una falla trifásica.	47
3.17.	Aplicación del segundo momento central para detectar fallas.	48
4.1.	Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para identificar fallas monofásicas internas en el devanado del estator de generadores síncronos.	51
4.2.	Conversión de una señal analógica a una señal digital.	52
4.3.	Esquema simplificado de bloque generador-transformador con protección diferencial digital de generación.	53
4.4.	Ejemplo numérico de como se logra apreciar el deslizamiento de la ventana de datos.	54
4.5.	Ejemplo de ventana deslizante.	55
4.6.	Ejemplo de ventana deslizante.	57
5.1.	Primer sistema de pruebas (Generador - Carga).	61
5.2.	Segundo sistema de pruebas (Generador - Carga - Bus Infinito).	62
5.3.	Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 1%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	65

5.4. Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 5%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	66
5.5. Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 20%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	67
5.6. Resultados de la simulación de una falla monofásica en la terminal B del generador. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	68
5.7. Resultados de la simulación de una falla monofásica en fase A fuera de la zona de protección diferencial. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	69
5.8. Resultados de la simulación de una falla bifásica A-B fuera de la zona de protección diferencial. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	70
5.9. Resultados de la simulación de una falla trifásica externa. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	71
5.10. Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 1%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	72
5.11. Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 5%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	73

5.12. Resultados de la simulación de una falla monofásica en la fase A fuera de la zona de protección diferencial. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	74
5.13. Resultados de la simulación de una falla bifásica AB externa. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	75
5.14. Resultados de la simulación de una falla trifásica externa. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.	76

Índice de cuadros

2.1. Capacitancias involucradas en el punto de falla.	13
4.1. Criterio de umbral de identificación.	56
4.2. Configuración de esquema direccional. Conexión 90° (Angulo de Torque Máximo (ATM) a 45°).	57
5.1. Parámetros del sistema de pruebas Generador - Carga.	62
5.2. Eventos considerados para prueba del algoritmo.	63
5.3. Tiempo de detección de falla del algoritmo propuesto, esquema de Sobre Voltaje Fundamental (59GN) y el esquema de Bajo Voltaje de 3er Armónico (27TH).	78

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En la actualidad, el uso masivo de la energía eléctrica es prácticamente esencial en todas las actividades que realiza el ser humano, desde la iluminación de los hogares, servicios tan fundamentales hoy en día como el internet, equipo médico hasta los equipos industriales. Ante esta constante necesidad de una mayor capacidad de generación eléctrica se ha incrementado al mismo tiempo la complejidad en la operación, control, supervisión y protección de los elementos que conforman el sistema eléctrico. Las redes eléctricas demandan una alta confiabilidad, en caso de cortocircuito, los esquemas de protección deberán actuar en el menor tiempo posible y con la correcta selectividad para asegurar la integridad del sistema.

Los generadores síncronos son los elementos más relevantes del sistema de potencia, debido a su función de convertir la energía mecánica de las turbinas (térmicas, hidráulicas o eólicas) en energía eléctrica que suministran a las distintas cargas conectadas a la red eléctrica. Debido a la gran importancia que estos tienen, los generadores están protegidos mediante diferentes esquemas de protección para asegurar la desconexión del equipo si se produce una falla o alguna condición de operación anormal; el objetivo de la desconexión es reducir el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, también evitar el costo substancial de comprar energía de reemplazo durante el período en que la unidad está fuera de servicio. Además la confiabilidad de todo el sistema eléctrico dependen del funcionamiento exitoso de cada unidad individual conectada a la red.

Algunos de los peligros y problemas a los que esta expuesto un generador son [1]:

(A) Fallas internas

1. Falla entre fases o fallas de fase a tierra en el estator y áreas asociadas
2. Fallas a tierra en el rotor y falla de excitación por pérdida de campo

(B) Disturbios del sistema y riesgos operativos

1. Pérdida del primo-motor, motorización

2. Sobreexcitación
3. Energización inadvertida
4. Desbalance de corriente
5. Sobrecalentamiento
6. Sobretensión
7. Pérdida de sincronismo
8. Oscilaciones subsíncronas

La falla de fase a tierra en el devanado del estator es una preocupación importante. Esta falla podría resultar de una falla de aislamiento causada por el deterioro debido al envejecimiento o daño mecánico causado por la vibración. La gran mayoría de las fallas internas del generador comienzan en las ranuras como fallas a tierra.

Se reconocen dos tipos de fallas a tierra [2]:

1. La corriente de falla se conduce desde la bobina con falla al núcleo a través del contacto directo o los restos carbonizados de aislamiento.
2. Conducción a través de un arco.

El último es el más destructivo porque el arco concentra la energía de falla en un punto del núcleo [1]. Una falla a tierra del bobinado del estator requerirá el reemplazo de las bobinas dañadas, lo cual es una reparación costosa. Sin embargo, si el arco eléctrico en el punto de falla causa un daño significativo de las laminaciones del núcleo del estator, el costo y la duración de la interrupción aumentarán dramáticamente. Por ello en esta tesis nos centraremos en la falla de fase a tierra en el devanado del estator.

La conexión a tierra del generador puede ser uno de los cuatro tipos generales [3]:

1. Sólidamente aterrizado (para unidades muy pequeñas).
2. Aterrizamiento por baja impedancia (resistencia o reactor).
3. Aterrizamiento por alta impedancia (resistencia o resonante).
4. Sin aterrizamiento.

La conexión a tierra del generador debe limitar la tensión térmica y mecánica de la máquina durante fallas a tierra internas y externas, limitar las sobretensiones temporales y transitorias, proporcionar un medio para detectar fallas a tierra y permitir la coordinación de la protección del generador. En generadores sin conexión a tierra, las fallas a tierra pueden causar sobretensiones transitorias altas. En generadores con conexión a tierra efectiva, las corrientes de falla a tierra pueden ser mayores que las corrientes de falla trifásicas y causar daños térmicos o mecánicos [2]. Por ello, la práctica es conectar a tierra los generadores a través de una impedancia,

esto es típico en generadores de una potencia mayor a 10 MVA , según IEEE [5]. Los métodos típicos de conexión a tierra del generador son la conexión a tierra de baja y alta impedancia.

Las fallas de fase rara vez ocurren, pero cuando lo hacen, pueden fluir grandes corrientes de falla. La mejor protección es el diferencial (87), se recomienda para todos los generadores. Esto proporciona una protección sensible para fallas de fase, pero puede no proporcionar una protección 100 % efectiva para fallas a tierra, dependiendo del tipo de conexión a tierra utilizada [6]. Debido a esta situación los esquemas más utilizados para la protección contra fallas a tierra del devanado del estator de generadores síncronos con conexión a tierra de baja impedancia son la protección de sobrecorriente de tierra (51G) y para proporcionar una mayor sensibilidad o para proporcionar un disparo selectivo también se utiliza la protección diferencial de tierra (87GN).

En el caso de los generadores síncronos con conexión a tierra de alta impedancia se tienen problemas para proteger el 100 % del devanado del estator. La protección mayormente utilizada es el esquema de sobretensión fundamental de tierra (59GN) el cual censa el voltaje en la impedancia de puesta a tierra. Si el generador esta en operación normal, el voltaje en la impedancia es prácticamente cero, y al ocurrir un desbalance a causa de una falla monofásica se manifestará un voltaje en la impedancia de puesta a tierra la cual causará la operación del 59GN. Sin embargo, este esquema solamente es capaz de detectar fallas en el 95 % del devanado, dejando expuesto el 5 % más próximo al punto neutro de la máquina. Para lograr proteger en su totalidad el devanado es necesario contar con otro esquema de protección, como lo son aquellos basados en el voltaje de tercer armónico o la protección por inyección de voltaje subarmónico.

Lamentablemente, al tener la necesidad de contar con dos esquemas para proteger el 100 % del devanado del estator se incrementan la posibilidad de que alguno de los esquemas falle, lo que dejaría al devanado parcialmente desprotegido. El único esquema que tiene la capacidad de proteger en su totalidad el devano es la protección por inyección de voltaje subarmónico, pero su mayor inconveniente es el alto costo de implementarlo, además de que este esquema depende enteramente de la fuente que inyecta voltaje y en caso de que esta falle el generador quedaría completamente desprotegido ante fallas monofásicas. Por esto, es conveniente tener un esquema que sea capaz de proteger por sí mismo el 100 % del devanado del estator y que además no requiera de aditamentos extra a los que ya se utilizan comúnmente, esto con el fin de reducir el riesgo de que alguno de los elementos que componen al esquema fallen. Debido a ello, esta investigación propone un nuevo algoritmo para la protección contra fallas a tierra en el devanado del estator basado en el principio diferencial y que utiliza el segundo momento central para resaltar los patrones característicos de la corriente de falla a tierra en el 100 % del estator de las corrientes de falla generadas por cualquier otro tipo de falla y/o evento transitorio.

1.2. Antecedentes

Para superar las limitaciones que se tienen al querer detectar fallas a tierra en el devanado del estator se han desarrollado y propuesto varias técnicas. Existen algunas variaciones en el proceso de detección de fallas de una sola línea a tierra, dependiendo de la magnitud de la impedancia de tierra. Se puede clasificar en dos grupos: conexión a tierra de baja y alta impedancia. En caso de conexión a tierra de baja impedancia, un relé diferencial puede detectar y proporcionar protección de solo alrededor del 95 % de los devanados. Sin embargo, para la conexión a tierra de alta impedancia, las fallas a tierra normalmente no son detectables por el relé diferencial porque la corriente de falla es, generalmente, menor que la sensibilidad del relé. En tal caso, se ha utilizado un relé de sobretensión (59GN) conectado a través de la resistencia de tierra para detectar el voltaje de secuencia cero. Este relé de sobretensión garantiza una protección del devanado del estator del 95 %. Para proteger el 100 % de los devanados del estator contra fallas a tierra, se han adoptado esquemas de protección suplementarios de dos técnicas diferentes. Estas técnicas se basan en esquemas basados de la tercera armónica o la inyección de un voltaje de baja frecuencia al neutro [7].

Además, se proponen algunos otros métodos, como lo son el método de filtrado de Kalman [9], método basado en redes neuronales controladas por lógica difusa [10], método basado en transformación de Wavelet [11], método basado en el análisis de componentes independientes (ICA) [13], etc. Sin embargo, estos métodos presentan diferentes inconvenientes, tales como: costo computacional moderado [9-11] [13] y en el caso del método basado en redes neuronales controlada por lógica difusa, falta de un procedimiento sistemático para diseñar las reglas de control y elegir las funciones afiliadas en la lógica difusa [10].

Por lo tanto, existe la necesidad de desarrollar nuevos algoritmos para la protección contra fallas a tierra en el devanado del generador síncrono que operen en el menor tiempo posible para disminuir los daños y en medida de lo posible ahorrar en el costo computacional.

1.3. Objetivos de investigación

Esta investigación se centra en desarrollar un algoritmo para la protección diferencial de los generadores síncronos que no requiera ajustes utilizando como base de funcionamiento la varianza (Segundo Momento Central) y la desviación estándar (Índice Discriminante).

El algoritmo debe ser capaz de detectar fallas de fase a tierra en el 100 % del devanado del estátor utilizando un umbral universal propuesto, de manera que a través de un reconocimiento de patrones en función de la magnitud del segundo momento central (SMC) y el índice discriminante de una corriente diferencial sea posible la detección de condiciones de falla de fase a tierra de un generador síncrono a pesar de esta ocurrir muy próxima al neutro del generador.

El algoritmo se probará en un simulador en tiempo real (RTDS) para demostrar el correcto funcionamiento del mismo, ya que en la actualidad empresas a nivel mundial utilizan el modelo

proporcionado por RTDS como principal herramienta para la prueba previa de sistemas cerrados de nuevos conceptos de protección y para pruebas de rendimiento funcional y dinámico.

También se realizara su posterior prueba, análisis de desempeño e implementación en MATLAB para comparar el algoritmo con los esquemas de protección más utilizados comercialmente y determinar las ventajas substanciales obtenidas al utilizar el algoritmo desarrollado.

1.4. Alcance

El algoritmo propuesto se probará en un generador síncrono con conexión a tierra de alta impedancia para demostrar que detecta fallas monofasicas a tierra inclusive por debajo del 5% del devanado del estátor a pesar de que en dichas condiciones las corrientes de falla son muy pequeñas.

El algoritmo tendrá como características principales:

1. Protegerá el 100% del devanado del estátor ante fallas monofasicas a tierra.
2. El umbral de ajuste será universal, porque se puede aplicar en cualquier generador síncrono independientemente de los parámetros del mismo o de las condiciones del sistema de potencia.
3. La implementación del algoritmo tendrá una baja carga computacional.

1.5. Estructura de tesis

La tesis está organizada en 6 capítulos de la siguiente manera.

El Capítulo 1 presenta la motivación que alienta el desarrollo de esta investigación, los principales desafíos que se enfrentan ante la protección del 100% del devanado del estátor contra fallas a tierra del generador síncrono y los métodos que se han propuesto para un mejor rendimiento en la detección de esta falla. Además, se presentan los objetivos y el alcance de la tesis.

El Capítulo 2 describe los esquemas de protección contra fallas a tierra en generadores síncronos y los problemas a enfrentarse dependiendo del tipo de aterrizamiento que se tenga en la máquina.

El capítulo 3 presenta los fundamentos matemáticos del segundo momento central y el índice discriminante.

El Capítulo 4 presenta la base del algoritmo propuesto. El algoritmo se describe en detalle, desde cómo se adquieren las señales de entrada hasta la decisión final del algoritmo. Además, se muestra un ejemplo demostrativo del rendimiento del algoritmo.

El Capítulo 5 muestra y describe los resultados obtenidos del sistema de pruebas en diferentes condiciones, como lo sería una falla monofásica a tierra en diferentes secciones del devanado,

fallas externas y condiciones de desbalance. El algoritmo se probó en un simulador en tiempo real (RTDS).

El capítulo 6 menciona las conclusiones y contribuciones de la tesis. Además, se incluyen recomendaciones y el trabajo futuro generado a partir de esta investigación.

Capítulo 2

Esquemas de protección contra fallas a tierra en generadores sincronicos

2.1. Introducción

En la actualidad existen dos tipos de prácticas de puesta a tierra que representan los principales métodos usados en la industria para aterrizar los devanados del estátor del generador síncrono. Estos son la puesta a tierra de baja impedancia y alta impedancia. Un sistema conectado a tierra de baja impedancia tiene una impedancia conectada entre la terminal neutra del generador y tierra. Esta impedancia limita la corriente de falla a tierra a un valor típicamente entre 100 A y la magnitud de una falla trifásica [2]. En un sistema conectado a tierra de alta impedancia, la impedancia de tierra a neutro es lo suficientemente grande como para limitar la corriente de falla a tierra a un valor entre 2 y 15 A [2].

Las fallas de fase a tierra rara vez ocurren pero, por lo general, un generador se retira sin ningún retraso intencional una vez que se detecta la falla a tierra. El riesgo de que un generador con conexión a tierra de baja impedancia continúe en operación sería de un daño importante en el núcleo, mientras que el riesgo con una conexión a tierra de alta impedancia es la posibilidad de una segunda falla [5]. Es por ello que es primordial contar con esquemas de protección contra fallas a tierra altamente sensibles para detectar la falla a lo largo de todo el devanado del estátor, rápidos para evitar poner en riesgo el núcleo, selectivos y fiables.

La información provista en este capítulo presentara de manera breve los dos tipos principales de puesta a tierra de los generadores síncronicos, los cuales son, puesta a tierra de baja impedancia y alta impedancia. Además se presentaran los esquemas de protección contra fallas a tierra más utilizados comercialmente en generadores síncronicos. Como lo son el esquema diferencial (87) y el esquema de sobre-voltaje frecuencia fundamental (59GN). También, se describen los principales problemas que afectan el rendimiento de estos. Finalmente, se mostrarán los métodos más importantes que buscan una solución para proteger el 100 % del devanado del estátor como la técnica basada en la tensión de tercera armónica y el esquema de inyección de voltaje.

2.2. Métodos de conexión a tierra

La conexión a tierra de los generadores es de gran importancia, especialmente porque la mayoría de las fallas en todo el sistema implican una conexión a tierra. Por lo tanto, tiene un efecto significativo en la protección de todos los componentes del sistema de potencia.

Los métodos de conexión a tierra generalmente se clasifican como sin aterrizamiento, sólidamente aterrizados, aterrizamiento por baja impedancia o por alta impedancia. Los generadores sin aterrizamiento no tienen conexión física entre el neutro del generador y tierra. Pero una pequeña corriente de falla a tierra fluirá como resultado de la capacitancia de fase a tierra de los componentes del generador [2]. Los generadores sólidamente aterrizados tienen una conexión directa desde el neutro del generador hasta tierra. La corriente de falla de fase a tierra en un sistema sólidamente aterrizado es muy alta, en muchos casos, mayor que la de una falla trifásica [2]. Un generador con aterrizamiento por baja impedancia tiene una impedancia conectada entre el neutro del generador y tierra, figura 2.1(a) y (b). Esta impedancia limita la corriente de falla a tierra a un valor típicamente entre 100 A y la magnitud de una falla trifásica [3]. En un generador con aterrizamiento por alta impedancia, al igual que en el caso de baja impedancia, contara con una impedancia conectada entre el neutro del generador y tierra; Si el generador es de gran capacidad, dicha impedancia se conectara a través de un transformador de distribución, como se muestra en la figura 2.1(c) o (d). Esto debido a que es más práctico aprovechar la relación de transformación del transformador para que esta se vea reflejada como mayor de lo que realmente es. Esta impedancia será lo suficientemente grande como para limitar la corriente de falla a tierra a un valor entre 2 y 15 A [3]. Dicho esto, en la practica las situaciones más comunes son, que para generadores de mediana capacidad se suele utilizar el aterrizamiento a través de una baja impedancia y cuando se tienen generadores de gran capacidad se tiene un aterrizamiento por alta impedancia, más concretamente resistivamente, ya que con la bobina Petersen los sistemas de protección se tornan más complejos.

Las prácticas generales utilizadas para la conexión a tierra de los generadores se resumen en [14] y [5]. Y como complemento, se mostraran los métodos más tradicionales para calcular el valor de la puesta a tierra, tanto el de baja impedancia como el de alta impedancia, excluyendo el calculo de la bobina Petersen.

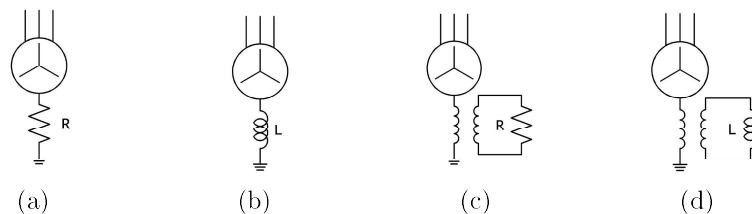


Figura 2.1: Diferentes métodos de conexión a tierra. a) Aterrizamiento por baja impedancia resistiva b) Aterrizamiento por baja impedancia con reactor c)Aterrizamiento por alta impedancia resistiva d)Aterrizamiento por alta impedancia resonante (bobina Petersen)

2.2.1. Ejemplo: Calculo de puesta a tierra de baja impedancia

2.2.1.1. Puesta a tierra de baja reactancia

El reactor de puesta a tierra en el sistema típico de la Figura 2.2 se aplicará para limitar la corriente máxima de falla de línea a tierra a 400 A primarios. Para mayor comodidad, se asumirán los siguientes valores de reactancia para el generador. $X_1 = X_2 = 0.2$ pu, $X_0 = 0.04$ pu.

La impedancia de Thevenin en secuencia positiva y negativa para el punto de falla es,

$$X_{th1} = X_{th2} = j0.2 \text{ pu} \quad (2.1)$$

mientras que la impedancia equivalente en secuencia cero seria,

$$X_{th0} = j(0.04 + 3X) \text{ pu} \quad (2.2)$$

Para una corriente primaria de falla de 400 A,

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{400}{3} = 133.33 \text{ A a } 20 \text{ kV} \quad (2.3)$$

$$I_{Base} = \frac{50,000}{\sqrt{3} \times 20} = 1443.3757 \text{ A} \quad (2.4)$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{133.33}{1443.3757} = 0.09237 \text{ pu} \quad (2.5)$$

$$X_{th1} + X_{th2} + X_{th0} = j(0.44 + 3X) \text{ pu} \quad (2.6)$$

$$0.09237 = \frac{j1}{j(0.44 + 3X)} \quad (2.7)$$

$$X = 3.46177 \text{ pu}$$

Multiplicando por la impedancia base,

$$\frac{20^2 (3.46177)}{50} = 27.69418 \Omega \text{ a } 20 \text{ kV} \quad (2.8)$$

2.2.1.2. Puesta a tierra de baja resistencia

La resistencia de conexión a tierra se debe aplicar en el sistema típico de la Figura 2.2 para limitar la corriente máxima de falla de línea a tierra a 400 A primarios. En cuanto al ejemplo anterior, $Z_{th1} = Z_{th2} = j0.2$, pero con una resistencia y en la impedancia equivalente de secuencia cero,

$$Z_{th0} = 3R + j0.04 \text{ pu} \quad (2.9)$$

Además, como antes, 400 A para una falla de fase a tierra tiene una magnitud de 0.09237 pu como se muestra en la ecuación 2.5. Así, podemos asumir lo siguiente,

$$I_1 = I_2 = I_0 = 0.09237 \angle ?^\circ = \frac{j1.0}{3R + j0.44} \quad (2.10)$$

$$3R + j0.44 = \frac{j1.0}{0.09237 \angle ?^\circ}$$

$$3R + j0.44 = 10.82531 \angle (90^\circ - ?^\circ)$$

Si sabemos que para determinar la magnitud de un número complejo es,

$$Z = a + jb \quad (2.11)$$

$$|Z| = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (2.12)$$

Podríamos utilizar,

$$|Z|^2 = a^2 + b^2 \quad (2.13)$$

Quedando de la siguiente manera,

$$(3R)^2 + 0.44^2 = 10.82531^2 \quad (2.14)$$

$$9R^2 = 117.1875 - 0.1936$$

$$R = \sqrt{\frac{117.15002}{9}} = 3.60786 \text{ pu}$$

Multiplicando por la impedancia base

$$\frac{20^2 (3.60786)}{50} = 28.8629 \Omega \quad a \quad 20 \text{ kV} \quad (2.15)$$

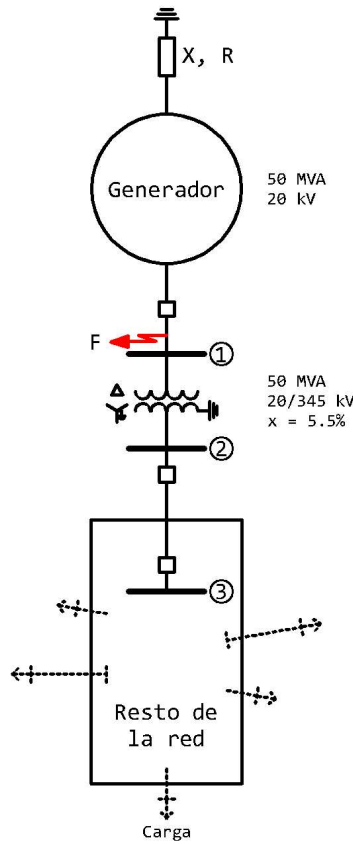


Figura 2.2: Sistema de ejemplo para calculo de puesta a tierra de baja impedancia.

La comparación de los valores 27.69418Ω (ver ecuación 2.8) para un reactor y 28.8629Ω (ver ecuación 2.15) para una resistencia muestra que en muchos casos con conexión a tierra resistiva, el ángulo puede ignorarse y la resistencia puede agregarse aritméticamente, en lugar de vectorialmente. Esto simplifica los cálculos, generalmente con poco error. Por lo tanto, desde un punto de vista práctico, donde el valor de la resistencia es grande en comparación con la reactancia o impedancia del sistema, su valor puede calcularse directamente como

$$R = \frac{V_{LN}}{I} = \frac{20,000}{\sqrt{3} \times 400} = 28.8675 \Omega \quad (2.16)$$

2.2.2. Ejemplo: Calculo de puesta a tierra de alta impedancia

Este tipo de conexión a tierra se aplicara a una unidad generadora de 160 MVA y 18 kV, como se muestra en la Figura 2.3.

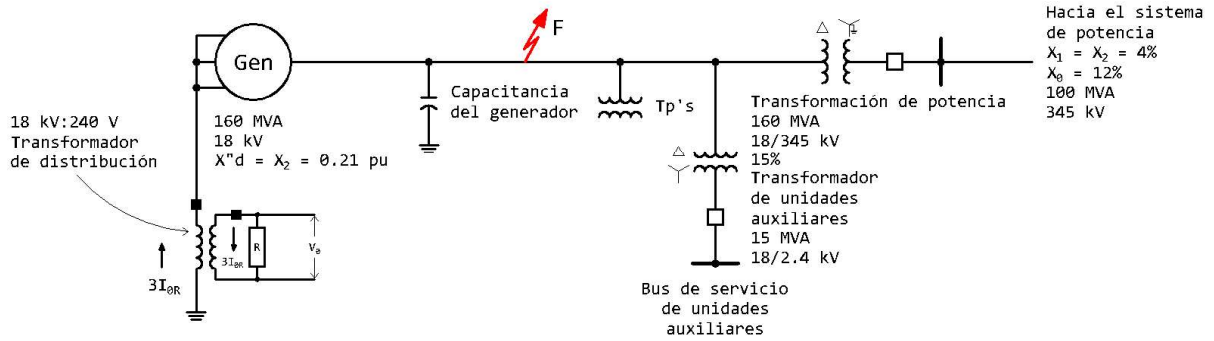


Figura 2.3: Sistema de ejemplo para calculo de puesta a tierra de alta impedancia.

El área de protección de tierra o área implicada en la limitación de la corriente de falla son el generador, el devanado de baja tensión del transformador de potencia, el devanado de alta tensión del transformador de servicios auxiliares y el devanado del TP. Por ello en esta área, se deben considerar las siguientes capacitancias a tierra (en microfaradios por fase):

Devanado del Generador	0.24
Capacitancia interna del generador	0.25
Conductores del generador al transformador de potencia	0.004
Devanado de baja tensión del transformador de potencia	0.03
Devanado de alta tensión del transformador de servicios auxiliares	0.004
Devanado del TP	0.0005
Capacitancia a tierra total	0.5285

Tabla 2.1: Capacitancias involucradas en el punto de falla.

Sabiendo esto, la reactancia capacitiva por fase será,

$$X_C = -j \frac{10^6}{2\pi f C} = -j \frac{10^6}{2\pi(60)(0.5285)} = 5019.07 \Omega / \text{fase} \quad (2.17)$$

Esta reactancia capacitiva en pu con una base de 100 MVA y 18 kV,

$$X_{C_{pu}} = \frac{100(5019.07)}{18^2} = 1549.098 \text{ pu} \quad (2.18)$$

Seleccionando la resistencia de tierra para que sea igual a la reactancia capacitiva y usando la conveniente base de 100 MVA, $3R$ en la red de secuencia cero sería 1549.098 pu. Para una falla monofásica en el punto mostrado en la figura 2.3, la impedancia de Thevenin en secuencia cero, sería,

$$Z_{th_0} = \frac{(1549.098)(1549.098 \angle -90^\circ)}{1549.098 - j1549.098} = 1095.3777 \angle -45^\circ \quad (2.19)$$

Por otro lado, la impedancia equivalente de secuencia positiva y negativa para este sistema

es $j0.066$ pu (como se muestra en la figura 2.4) y, por lo tanto, bastante insignificante. Así que estos valores se despreciarían.

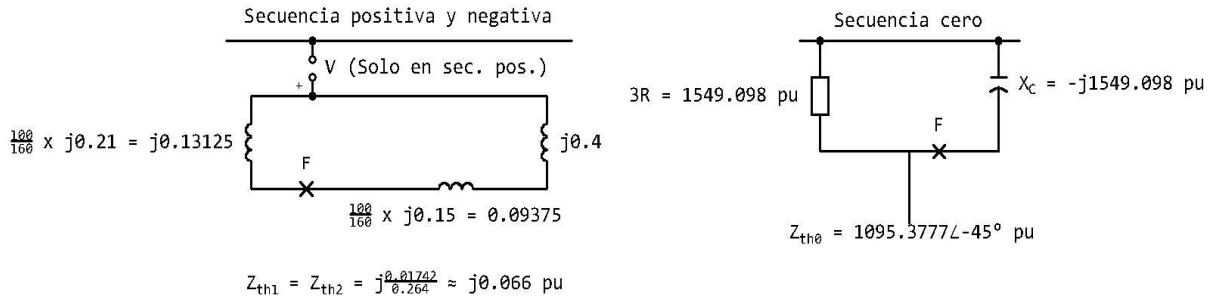


Figura 2.4: Redes de secuencia del sistema de ejemplo para calculo de puesta a tierra de alta impedancia.

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1.0}{1095.3777 \angle -45^\circ} = 0.00091 \angle 45^\circ \text{ pu} \quad (2.20)$$

$$I_{Base} = \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 18} = 3207.5 \text{ A a } 18 \text{ kV} \quad (2.21)$$

Entonces las corrientes de falla son,

$$I_1 = I_2 = I_0 = 0.00091 \angle 45^\circ (3207.5) = 2.92 \angle 45^\circ \text{ A a } 18 \text{ kV} \quad (2.22)$$

$$I_a = 3I_0 = 3(2.92 \angle 45^\circ) = 8.76 \angle 45^\circ \text{ A a } 18 \text{ kV} \quad (2.23)$$

La distribución de las corrientes de falla se muestran en la Figura 2.5.

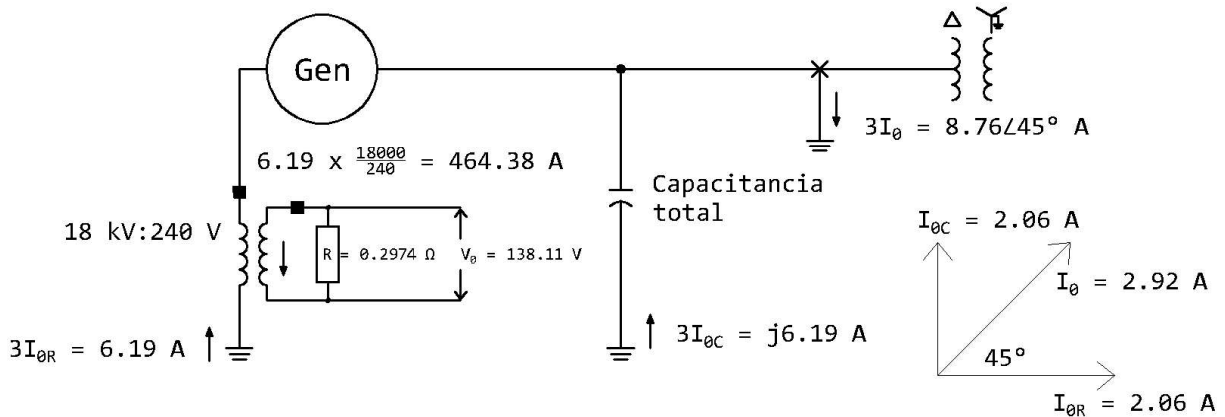


Figura 2.5: Distribución de corrientes de falla.

La resistencia que se seleccionara en base a la resistencia primaria $3R$, que es igual a XC , será,

$$R_{prim} = \frac{5019.07}{3} = 1673.025 \Omega \quad a \quad 18kV \quad (2.24)$$

El valor de resistencia real conectado al secundario del transformador de distribución sería,

$$R = 1673.025 \left(\frac{240}{18,000} \right)^2 = 0.2974 \Omega \quad (2.25)$$

Con una corriente secundaria de $6.19 (18,000 / 240) = 464.38$ A en el transformador de distribución secundario (visto en la figura 2.5), el V_0 que está disponible para una falla de fase a tierra será,

$$V_0 = (464.38)(0.2974) = 138.11 V \quad (2.26)$$

La potencia disipada en la resistencia durante la falla es,

$$\frac{(464.38)^2(0.2974)}{1000} = 64.13 kW \quad (2.27)$$

De manera similar, la potencia aparente en el transformador de distribución es,

$$6.19 \left(\frac{18}{\sqrt{3}} \right) = 64.33 kVA \quad (2.28)$$

Estos valores nos ayudan en la selección del transformador de distribución utilizado para el aterrizamiento de la maquina. También, como comentario, cuando esta conexión a tierra se usa para unidades generadoras, se recomienda disparar la unidad [1].

El uso de un transformador de distribución y una resistencia secundaria, en lugar de una resistencia conectada directamente en el neutro, es una consideración económica. Con una conexión a tierra de alta resistencia, generalmente es menos costoso usar la resistencia en el secundario, como se muestra en la figura 2.3.

Concluyendo esta pequeña sección, se mostró la metodología de manera general para calcular el valor de la impedancia de aterrizamiento de baja y alta impedancia, que de cierta manera son bastante similares, ya que primeramente se debe de tomar en cuenta los datos de los elementos conectados junto al generador y especificar el punto de falla critico para delimitar la corriente de falla al valor que se planea.

Una vez cubierto este pequeño paréntesis, abordaremos los esquemas de protección mayoritariamente utilizados para proteger el generador ante fallas monofásicas en el devanado del estator del generador síncrono tanto con aterrizaje de baja o alta impedancia.

2.3. Esquema diferencial

El esquema diferencial se ilustra en la Fig. 2.6. Este se basa en la ley de corrientes de Kirchhoff [15]. Cuyo funcionamiento es el calcular la suma de todas las corrientes que fluyen desde las terminales de entrada a las terminales de salida del elemento protegido. Los TC's delimitan el área protegida. En condiciones ideales, estado estable o fallas fuera de la zona protegida, la corriente diferencial será cero, como se muestra en la Fig. 2.6 a). Por otro lado, si ocurre una falla dentro de la zona de protección como se muestra en la Fig. 2.6 b), la corriente diferencial será mayor a cero y dicha corriente sería nuestra señal de disparo para desconectar el elemento protegido.

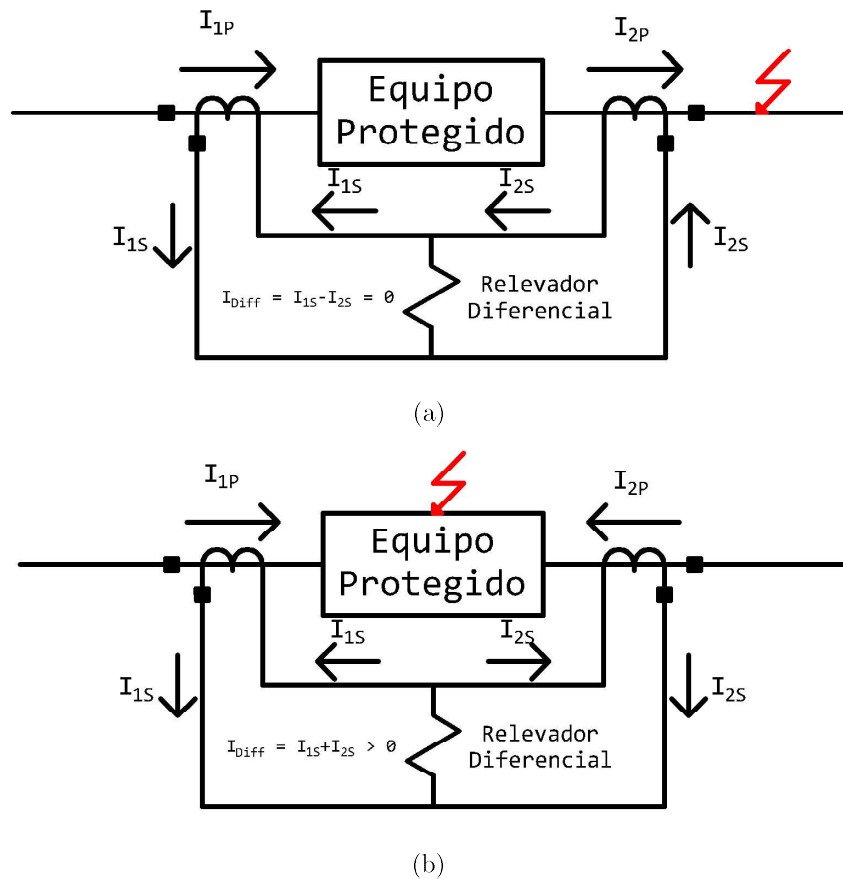


Figura 2.6: Principio de protección diferencial durante a) Una falla externa y b) Una falla interna

2.3.1. Protección diferencial de porcentaje

En muchos tipos de equipos, la falla se desarrolla como un cortocircuito a tierra, como se muestra en la Figura 2.7. Este tipo de falla es fácilmente detectado por el relé diferencial si no hay errores debido a los TC's. Los transformadores de corriente prácticos están sujetos a varios errores, incluso si son del mismo tipo y clasificación. Los errores pueden deberse a diferencias de

fabricación, diferencias en la carga previa a la falla y diferencias en la saturación, por ejemplo. Estas diferencias pueden requerir que el umbral del relé se establezca por encima de cero, y esto reduce la sensibilidad del relé [17].

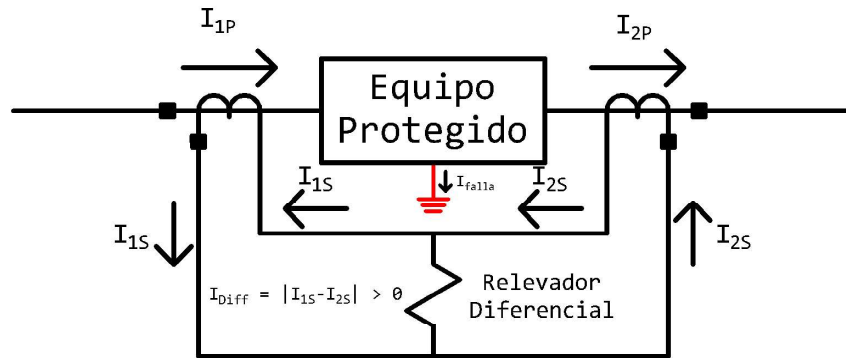


Figura 2.7: Elemento protegido en cortocircuito a tierra.

La solución a este problema es diseñar el relé con dos tipos de devanados, llamados devanados operativos y de restricción, como se muestra en la Figura 2.8. Las corrientes en el devanado de operación tienden a provocar un disparo, mientras que las de los devanados de restricción (o retención) evitan el disparo. Los relés de este tipo se denominan relés diferenciales de porcentaje (o porcentuales).

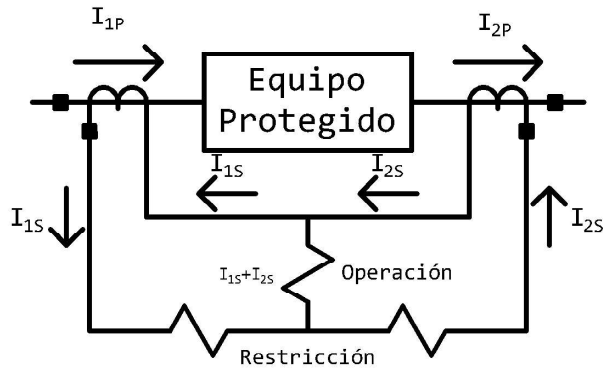


Figura 2.8: Diagrama esquemático del relevador de porcentaje diferencial.

La razón del término diferencial porcentual es que la corriente en la bobina de operación es una fracción fija de la corriente total en las bobinas de restricción. Esto proporciona una característica de disparo como se muestra en la figura 2.9 a). Con esta disposición, la corriente requerida para disparar el relé aumenta a medida que aumenta la corriente de falla. Por lo general, las clasificaciones de los relés diferenciales porcentuales están diseñadas para dispararse a valores dados, como 10 % o 25 % [17], y estos valores expresan el porcentaje de desbalance de la corriente requerido para operar el relé, expresado en términos de la corriente más pequeña requerida para la operación [18].

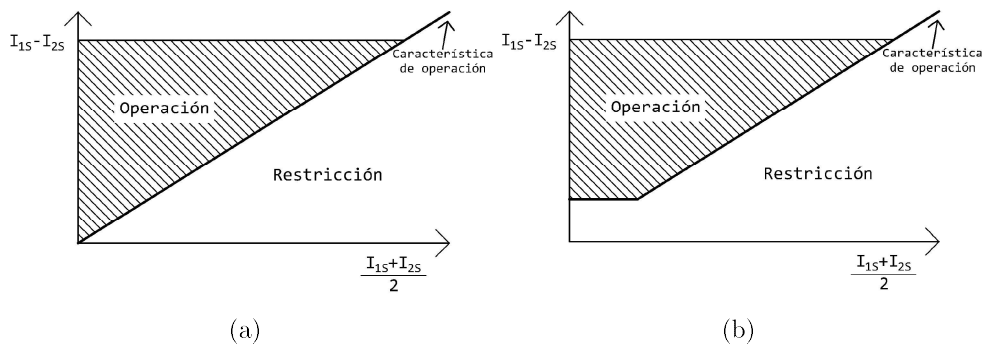


Figura 2.9: Característica de operación del relevador de porcentaje diferencial.

Con el esquema diferencial hay buena discriminación para detectar fallas dentro de la zona diferencial, excepto por fallas internas muy leves [1]. Para proporcionar una alta sensibilidad ante fallas internas muy leves y una alta seguridad para fallas externas, los relevadores diferenciales son del tipo diferencial porcentual. Cabe mencionar que en algunos casos, se cambia el ajuste de la corriente de pick up mínima lo cual genera una mayor seguridad para fallas externas, lo que aumentara la zona de restricción como se ve en la figura 2.9 b).

2.3.2. Protección diferencial del generador (87G)

Las fallas de fase rara vez ocurren, pero cuando lo hacen, pueden fluir grandes corrientes de falla. Como se a mencionado en ocasiones anteriores, la mejor protección es el esquema diferencial (87); en consecuencia, este tipo de protección se recomienda para todos los generadores. Esto proporciona protección sensible a fallas de fase, pero puede no proporcionar protección de falla a tierra, dependiendo del tipo de conexión a tierra utilizada, más específicamente cuando la puesta a tierra es a través de alta impedancia o cuando deliberadamente no hay conexión a tierra.

Los principios básicos de esta protección fueron cubiertos en la Sección anterior. Este esquema es ampliamente utilizado para proporcionar protección rápida y muy sensible al generador y los circuitos asociados. Los relés 87 están conectados a dos conjuntos de TC's: uno en el lado neutro del generador y el otro conjunto en el lado línea. Para los generadores con interruptores asociados, los TC del lado de la línea generalmente están asociados con el interruptor.

Para los generadores unitarios, los TC del lado de la línea suelen estar bastante cerca del generador, básicamente en los terminales de este. La conexión típica para las unidades trifásicas se muestra en la figura 2.10 para los generadores conectados en estrella.

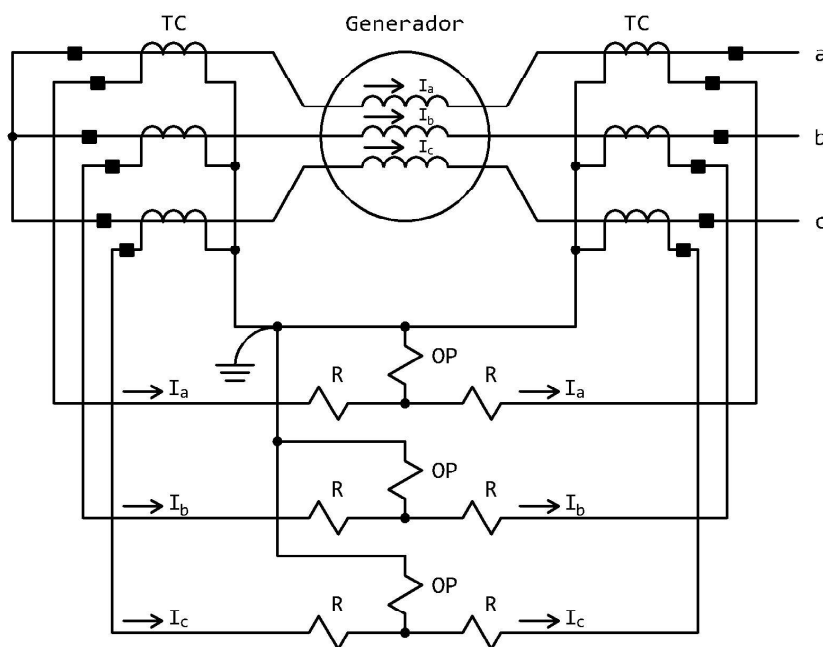


Figura 2.10: Conexión típica de protección diferencial (87G) para un generador síncrono conectado en estrella.

Por lo general, los TC's diferenciales tienen la misma relación, y preferiblemente deben ser del mismo tipo y fabricación para minimizar los errores de no coincidencia para fallas externas.

Las recomendaciones de aplicación permiten el uso de relés diferenciales generadores sensibles con características de porcentaje bajo, típicamente 10% – 25% [13].

Las sensibilidades de los relés (corriente de arranque) están cerca de 0.14–0.18 A para los de porcentaje en aproximadamente 10% y alrededor 0.50 A para los de 25%. El tiempo de operación debe ser rápido para abrir los interruptores, eliminar el campo e iniciar la reducción de la entrada del primo-motor. Desafortunadamente, el flujo en la máquina continúa suministrando la falla durante varios segundos (aproximadamente 8–16 s)[1], por lo que no es posible la desactivación instantánea de las fallas del generador.

Como se menciona al inicio de esta sección, la protección 87G fue pensada más que nada para proteger el generador ante fallas de fase, más sin embargo es interesante saber que este esquema es tan sensible por naturaleza que es capaz de detectar fallas de fase a tierra en el devanado del estator de la máquina, aunque solo en el caso de los generadores que tengan un sistema de puesta a tierra de baja impedancia o en su defecto, sólidamente aterrizados. Pero claro, por el simple hecho de tener la capacidad de detectar fallas monofásicas internas no significa que debamos prescindir de una protección especializada en la protección de dichas fallas, por ello a continuación se mostrara la protección diferencial de tierra (87GN) la cual fue especialmente pensada para las fallas monofásicas internas en el generador.

2.3.3. Protección diferencial de tierra (87GN)

Cuando se utiliza una conexión a tierra de baja impedancia, las corrientes de falla pueden variar desde 100 A hasta la magnitud de una falla trifásica. Estas corrientes más altas facilitan la utilización del esquema de protección de sobrecorriente, como los que se muestran en la figura 2.11.

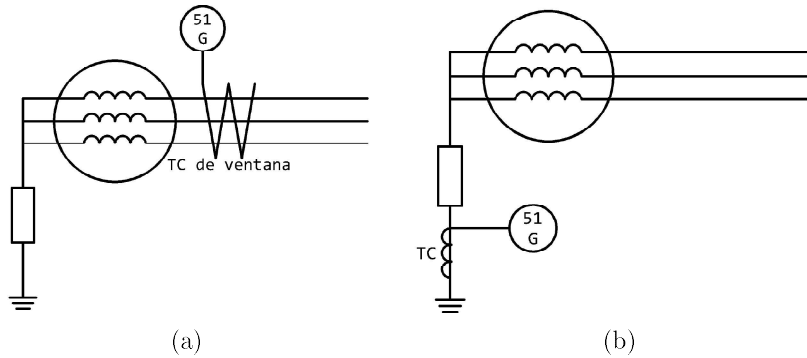
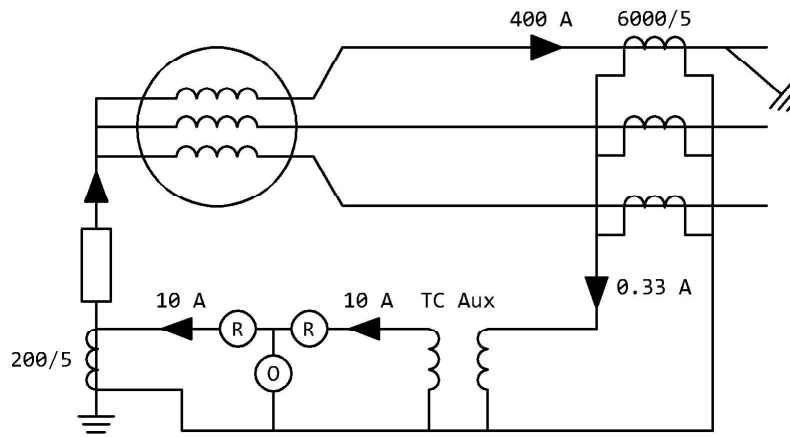


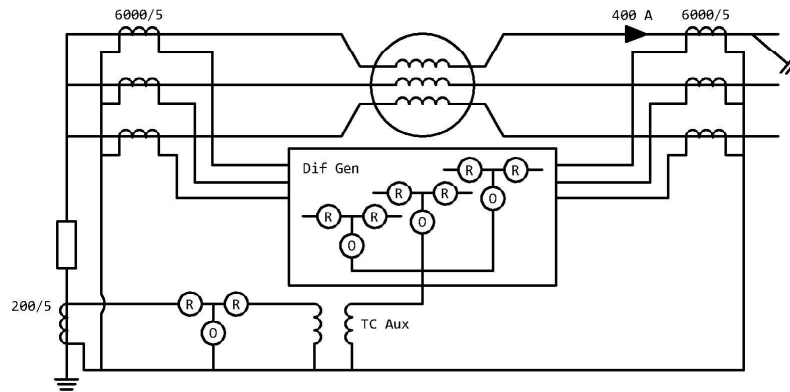
Figura 2.11: Esquema de sobrecorriente de tierra.

La configuración de esta protección está determinada por la magnitud de la corriente de tierra. Más sin embargo el ajuste del relevador de sobrecorriente y el retraso de tiempo elegido para tener un disparo selectivo pueden proporcionar una protección inaceptable para el generador, y puede ser necesario otro esquema de protección como lo es el esquema diferencial de tierra (87GN) [2].

Los esquemas de diferencial de tierra que se muestran en la Figura 2.12 son dos métodos utilizados para proporcionar protección adicional de falla a tierra en un sistema conectado de baja impedancia. La protección diferencial de tierra puede aplicarse para proporcionar una mayor sensibilidad o para proporcionar un disparo selectivo cuando varias unidades están conectadas directamente a un bus común. Los esquemas deben usar relés diferenciales porcentuales.



(a)



(b)

Figura 2.12: Relevador diferencial de tierra.

La relación de los TC's de fase se elige sobre la base de la corriente de carga, mientras que la relación del TC neutro se elige para proporcionar aproximadamente 10 a 20 amperios secundarios para una corriente máxima de falla a tierra. Por lo general, se requiere un TC auxiliar para unir las dos corrientes en el relé en cualquiera de los esquemas. Estos esquemas diferenciales son menos propensos a funcionar incorrectamente ante las corrientes de falla externas, a comparación del esquema de relé diferencial del generador discutido en la sección 2.3.2, porque la magnitud de la corriente de falla a tierra generalmente está fuertemente limitada por el sistema de conexión a tierra.

Cabe mencionar que el uso de una conexión entre los TC's para obtener la corriente de tierra dará como resultado una corriente residual falsa para fallas de fase. Por esto el relé diferencial de tierra debe tener un ajuste suficiente en su pendiente para evitar la operación ante estas corrientes de error.

2.4. Esquema de sobretensión de frecuencia fundamental de neutro (59GN)

Este esquema se emplea comúnmente en sistemas conectados a tierra de alta impedancia y se ha convertido en una protección estándar para estos generadores. Como se muestra en la Figura 2.13, la protección se proporciona conectando un relé sensible de sobretensión de tiempo inverso a través de la resistencia o reactor de conexión a tierra en el devanado secundario del transformador de conexión a tierra. Este relé observa el voltaje en el punto neutro del devanado del estátor equivalente a V_0 [2].

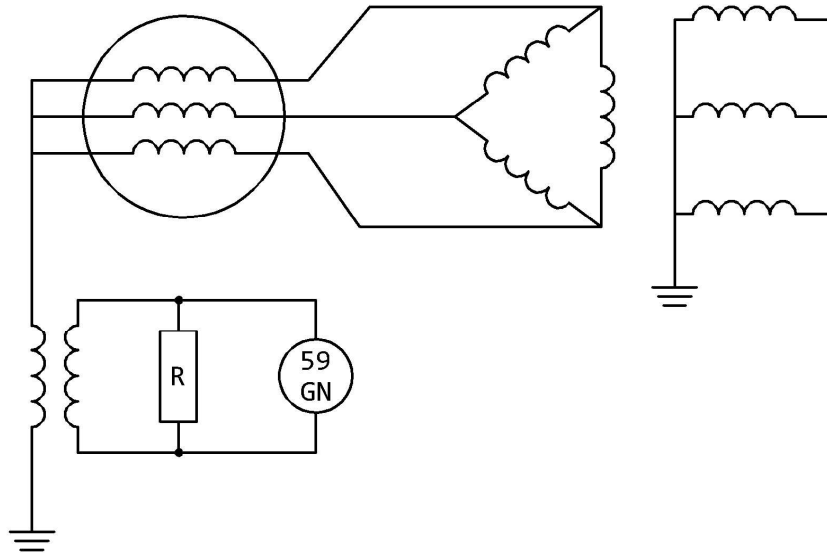


Figura 2.13: Relevador diferencial de tierra.

Para generadores con conexión a tierra de alta impedancia, puede usar el voltaje en el punto neutro del devanado del estator para detectar fallas a tierra. Este voltaje es cercano a cero cuando el sistema está equilibrado y aumenta significativamente por el desequilibrio del sistema causado por fallas a tierra del estator. El voltaje en el punto neutro tiene la máxima magnitud para fallas en los terminales del generador y va disminuyendo a medida que la ubicación de la falla se acerca al punto neutro. Como se muestra en la figura 2.14, un elemento de sobretensión (59GN) conectado al secundario del transformador de distribución detecta fallas a tierra del estator. El elemento 59GN responde al voltaje de frecuencia fundamental; su ajuste debe estar por encima del voltaje en el neutro que resulta del normal desequilibrio del sistema. Este ajuste por lo regular tiene un valor típico de 6 V para un voltaje nominal en el secundario del transformador de distribución de 120 V (12 V cuando el secundario es de 240 voltios). Asumiendo que el devanado primario del transformador de distribución es igual al voltaje de fase a tierra del generador y tiene un voltaje secundario de 120 V, el relé verá una falla de 120 V en los terminales del generador [6].

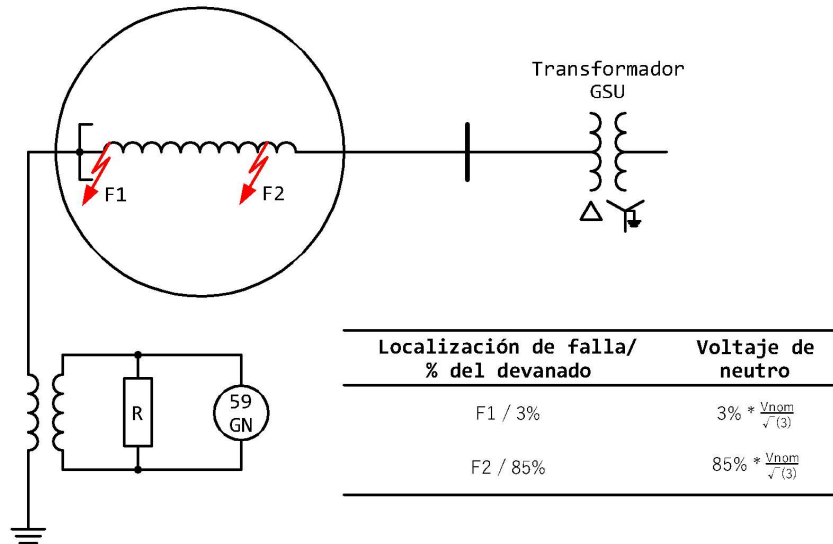


Figura 2.14: Voltaje generado en rama neutral ante distintos puntos de falla.

Cuando se tiene la falla monofásica en el punto 1, el elemento de sobretensión estaría censando un voltaje equivalente al 3 % del voltaje monofásico nominal de la maquina, que de haber hecho una selección correcta en el transformador de distribución para que el voltaje secundario sea igual a 120 V al ocurrir una falla en terminales, eso significaría que el voltaje neutro al 3 % sería 3.6 V, que dicho valor estaría por debajo del ajuste típico del relevador (6 V) así que en este supuesto, la protección no operaría. Por otro lado, cuando analizamos la falla 2, podemos observar que el voltaje neutro sería igual al 85 % del voltaje monofásico nominal del generador (102 V) el cual superaría el ajuste, lo que ocasionaría la eventual operación de la protección.

Como se a explicado la magnitud del voltaje a través del elemento 59GN depende directamente de la ubicación de la falla a tierra dentro del devanado del generador. El 59GN medirá el voltaje completo de fase a tierra del generador si la falla ocurre en la terminal del generador, y medirá voltaje cero si la falla a tierra ocurre en el punto neutro del generador. Por lo tanto, el elemento 59GN no puede detectar fallas en el punto neutro del generador. Por ello, el esquema de sobre-voltaje de frecuencia fundamental de neutro no protege una región de aproximadamente el 5 % de la longitud total del devanado, comenzando desde el punto neutro. Debido a este vacío en la zona de protección del devanado del estator requeriremos de alguna protección o esquema extra para lograr proteger en su totalidad el devanado del estator ante fallas monofásicas.

2.5. Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica

Como se indicó, el esquema de sobretensión (59GN) a través de la resistencia de conexión a tierra proporciona aproximadamente un 90 % – 95 % de protección contra fallas a tierra en el

devanado del estator. Se requiere protección adicional para fallas a tierra que pueden ocurrir cerca del extremo neutro del devanado. Existen varios métodos y son de dos tipos básicos: El primer tipo es utilizar alguno de los esquemas basados en el uso del voltaje de tercer armónico. El segundo, es recurrir al esquema de inyección de voltaje subarmónico, el cual se tratara en otra sección.

La tensión generada por la máquina, medida en los terminales del estator, contiene componentes armónicas, debido a que las bobinas no están exactamente distribuidas en el estator. De estos armónicos, los llamados armónicos triples 3ω , 9ω , 15ω , 21ω , etc., aparecen en cada fase, iguales en magnitud y ángulo de fase. Debido a que estos armónicos están en fase, no suman cero y aparecen en el circuito neutro como cantidades de secuencia cero. El voltaje del tercer armónico es el mayor de estos voltajes armónicos.[19]. Este voltaje armónico se comporta de manera similar al voltaje de secuencia cero (V_0).

Con el generador conectado a transformadores en delta o estrella sin aterrizar, el tercer armónico no puede pasar a través del devanado en estrella aterrizada y circular en el delta. Por lo tanto, aparece a través de la resistencia de tierra. Los voltajes típicos del tercer armónico se muestran en la figura 2.15 [1].

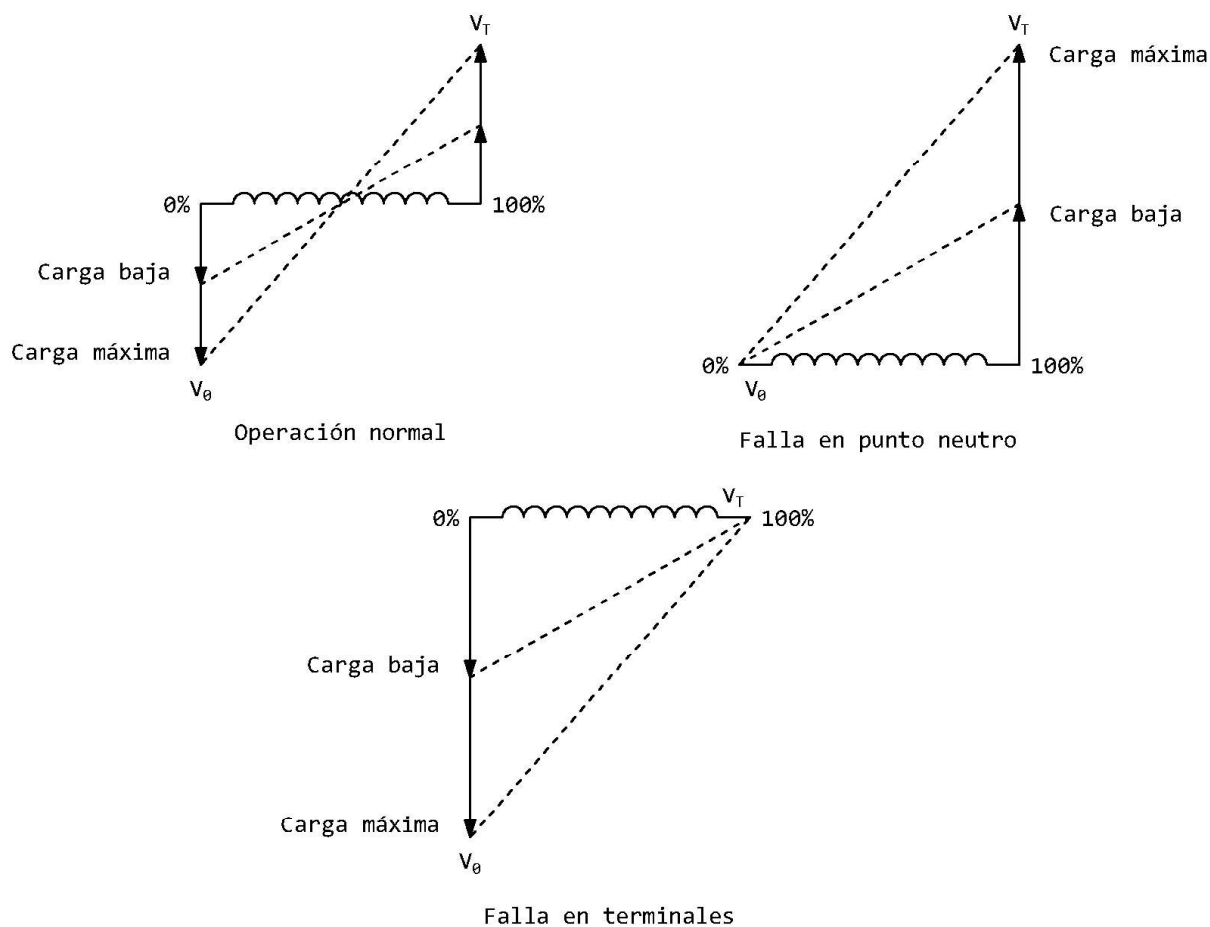


Figura 2.15: Distribución de voltaje de tercer armónico a través del devanado del estator del un generador.

El nivel de tensión armónica varía con la carga, la posición a lo largo del devanado del estator donde se mide, y también con la presencia o no de fallas. El valor normal de tercer armónico en los generadores síncronos está entre el 1 % y 6 % de la tensión nominal [21] [22].

En la figura 2.15 se presenta la distribución de los voltajes del tercer armónico producidos a lo largo de los devanados del estator del generador, en condiciones normales de operación. En la misma figura se consideran las variaciones debidas al nivel de carga del generador.

Ante una falla fase tierra en el neutro del generador, la tensión del tercer armónico presente en el neutro se hace prácticamente cero. La tensión de tercer armónico se puede medir en los terminales del generador, tal como se muestra en la figura 2.15.

En el caso de que la falla fase tierra ocurra en los terminales del generador, las tensiones se comportan de manera opuesta al caso de falla en el neutro. La tensión de tercer armónico en el neutro se hace máxima, mientras que en los terminales, su valor se hace cercano a cero, como se observa en la figura 2.15.

Gracias a esta manera de comportarse el voltaje de tercer armónico se emplean los siguientes

esquemas.

2.5.1. Esquema de subtensión de tercer armónica (27TN)

Este esquema de protección conecta un relé de bajo voltaje (27) que responde a terceros armónicos en paralelo con el 59GN como se muestra en la Figura 2.16. Cuando ocurre una falla a tierra cerca del neutro del generador, el voltaje del tercer armónico se reduce significativamente, ocasionando así su operación.

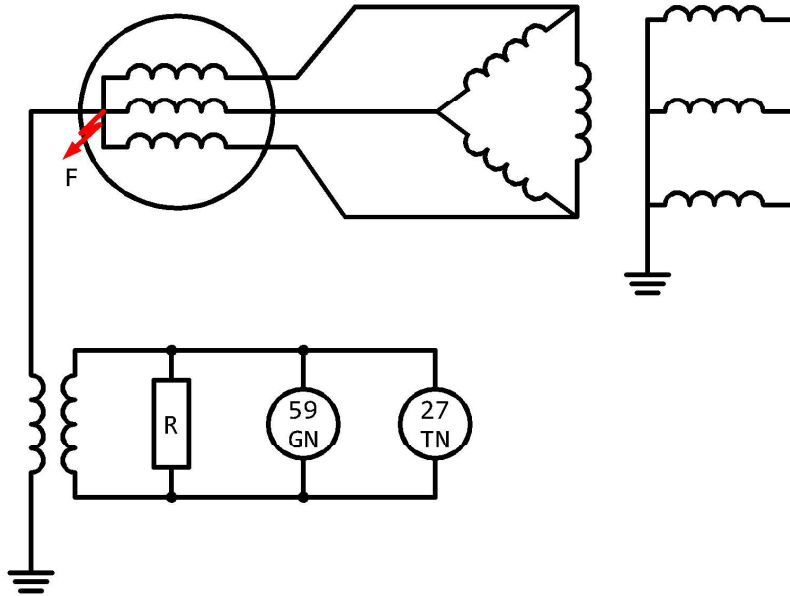


Figura 2.16: Esquema de subtensión de tercer armónica.

Otro esquema intimamente asociado a este aplica un relé de sobretensión (59) que responde a los terceros armónicos a través de los TP's del generador. Este deberá establecerse en un valor por encima del voltaje de tercer armónico normal máximo. Para las fallas a tierra muy cercanas al neutro, los voltajes del tercer armónico se redistribuirán y aumentarán en los terminales del generador. Pero este esquema puede ofrecer una protección limitada cuando el voltaje del tercer armónico a plena carga normal es alto, y la coordinación de tiempo se usa para evitar la operación para un voltaje del tercer armónico más alto durante fallas externas [21].

Resumiendo entonces, un elemento de subtensión de tercer armónico que mide el voltaje neutro o un elemento de sobretensión de tercer armónico que mide el voltaje terminal puede detectar fallas a tierra en la proximidad del punto neutro. Establecer estos elementos requiere conocer los valores normales de los voltajes del tercer armónico en todo el rango de condiciones de salida del generador. Y gracias a estos esquemas podemos proteger el área del devanado que no puede ser protegida naturalmente por el esquema de sobretensión de frecuencia fundamental de neutro (59GN).

2.5.2. Esquema diferencial de voltaje de tercer armónico

Una solución mejor que el esquema de subtensión neutral de tercer armónico o el elemento de sobretensión en terminales de tercer armónico es un esquema diferencial de voltaje de tercer armónico que responde a la diferencia entre los voltajes de tercer armónico en el neutro y en terminales.

Esta diferencia varía menos con la condición de carga del generador que el voltaje neutro o terminal de tercer armónico. El esquema diferencial de voltaje de tercer armónico (59THD en la figura 2.17) funciona cuando la magnitud de

$$|k \cdot |V_T| - |3V_0|| \quad (2.29)$$

sea mayor que el ajuste de arranque. Donde k es una configuración del relé en pu, seleccionada para equilibrar el elemento diferencial sobre el rango de carga del generador. La configuración de arranque debe estar por encima del voltaje diferencial más alto medido en varias condiciones de carga.

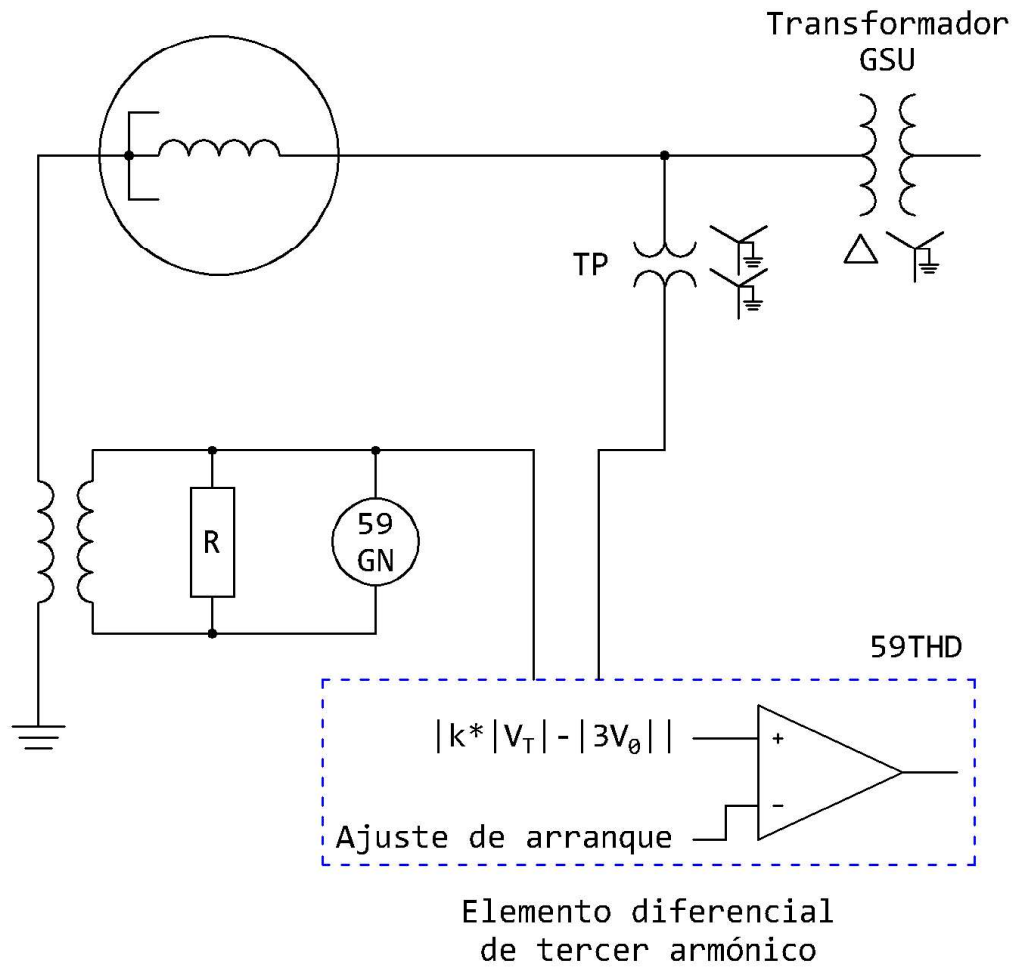


Figura 2.17: Esquema diferencial de voltaje de tercer armónico.

Dado que la diferencia es bastante grande cuando hay una falla en el punto neutro o en terminales, el esquema logra operar. Sin embargo la diferencia de voltajes se ve disminuida cuando ocurren fallas próximas al 50% del devanado. Esto es debido a que con la distribución del voltaje de tercer armónico, tendrán un valor prácticamente igual del lado neutro como en el lado terminal, lo que en consecuencia ocasiona que el esquema no sea capaz de detectar fallas de fase a tierra próximas al centro del devanado.

2.6. Esquema de inyección de voltaje

Algunos generadores no producen suficiente voltaje de tercer armónico para aplicar los esquemas de protección contra fallas a tierra basados en el tercer armónico. Si un generador no produce un voltaje de tercer armónico adecuado, un esquema de inyección de voltaje en el neutro es un método alternativo para proporcionar una protección contra fallas a tierra del 100%.

La inyección de corriente de frecuencia subarmónica puede realizarse mediante un transformador en el neutro como se observa en la figura 2.18.

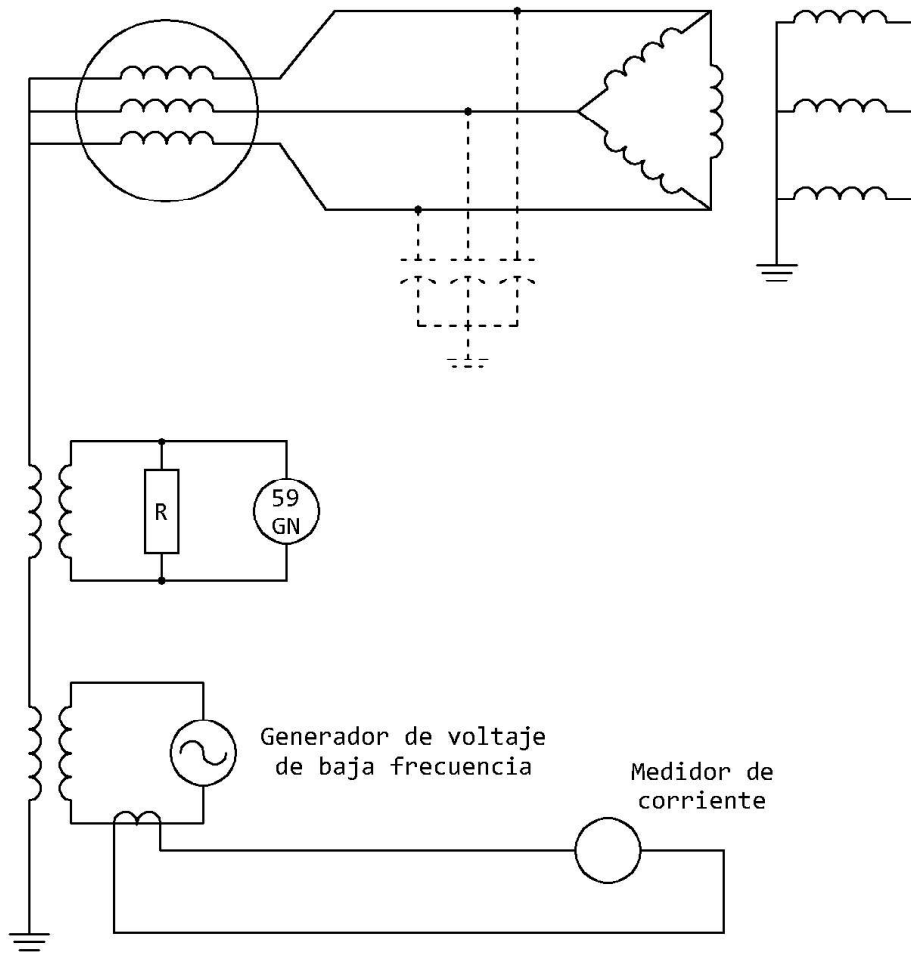


Figura 2.18: Esquema de inyección de voltaje con un transformador en serie al sistema de puesta a tierra.

Se aplica una señal de voltaje de CA en el neutro utilizando un transformador de inyección en serie con el transformador de puesta a tierra. Esta señal se encuentra en una frecuencia subarmónica del sistema de 60 Hz. A menudo se utilizan 15 Hz [2]. La corriente resultante de 15 Hz está determinada por la impedancia del transformador de inyección, el de puesta a tierra y la capacitancia de derivación del circuito de la máquina (mostrados en la figura 2.18). Un elemento de sobrecorriente en el secundario del transformador de inyección censa la corriente de 15 Hz. Una falla a tierra disminuye la capacitancia del generador para causar un aumento en la corriente que ocasionara la operación. Estos esquemas brindan la posibilidad de proteger el 100% del devanado. Este esquema de protección contra fallas a tierra es relativamente nuevo, por lo que aun se están llevando a cabo investigaciones y estudios [23].

Otra manera de emplear este esquema es realizar la inyección de voltaje en el propio transformador de distribución utilizado para el aterrizamiento de la máquina.

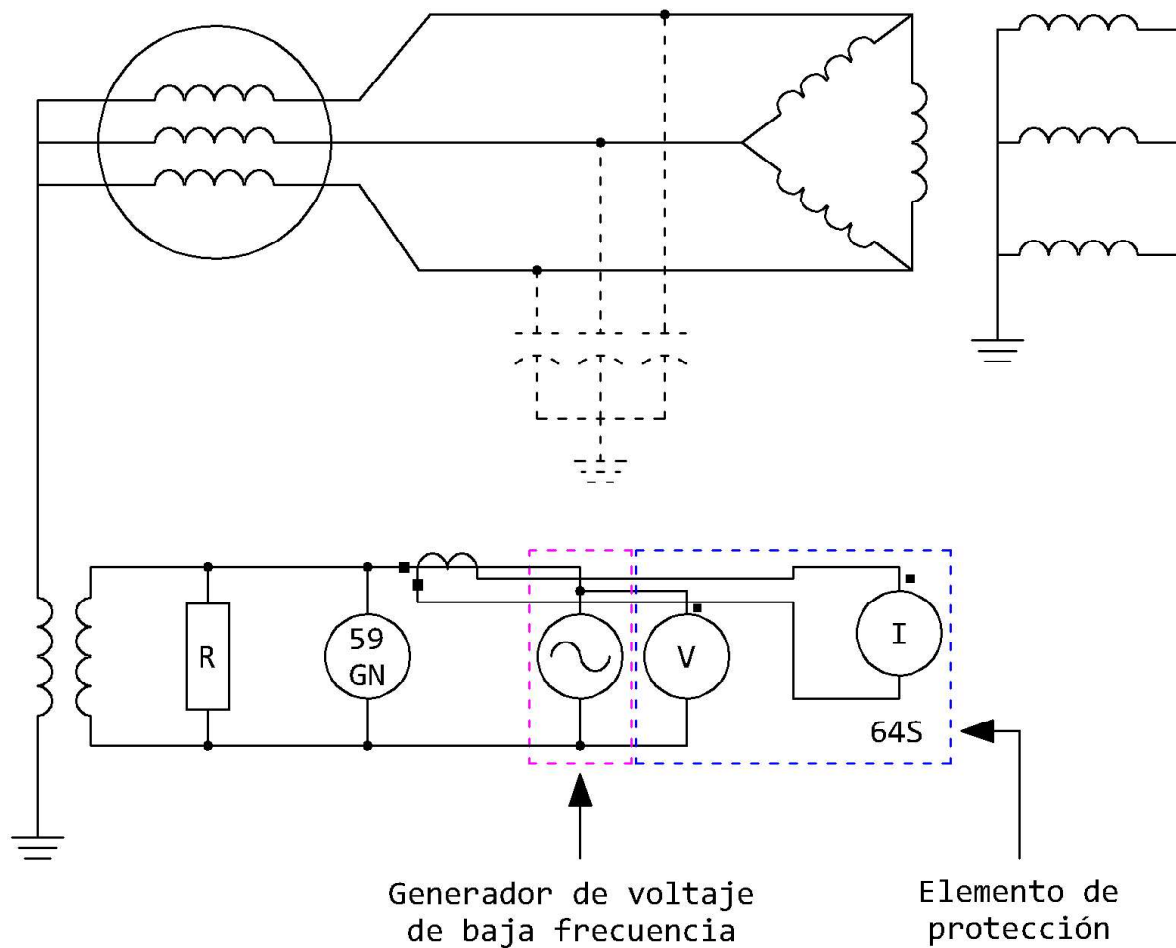


Figura 2.19: Esquema de inyección de voltaje.

Como en la figura 2.19 se muestra uno de los esquemas típicos que inyecta una señal de baja frecuencia (alrededor de 15 Hz) en el neutro del generador. El elemento de protección (64S) mide el voltaje inyectado y la corriente resultante. Para una falla a tierra del estator, la corriente aumenta y hace que el elemento funcione.

En ambos esquemas mostrados la sensibilidad del esquema es constante en todo el devanado del estator. También puede proporcionar protección completa contra fallas a tierra durante el arranque del generador, el apagado y por supuesto al estar en operación.

El esquema normalmente se deja fuera de servicio cuando la máquina está fuera de línea para la seguridad del personal, debido a que el voltaje inyectado generalmente es superior a 100 V. La principal desventaja del esquema es el costo, también en caso de perder la fuente que proporciona el voltaje subarmónico el generador quedara inutilizado.

2.7. Conclusiones

Este capítulo introdujo los tipos principales de puesta a tierra de los generadores síncronos, ejemplifico la manera convencional de calcular los valores de puesta a tierra y presento los esquemas de la protección contra fallas a tierra más utilizados comercialmente.

los esquemas basados en la protección diferencial se basa en la LCK y generalmente tiene un buen rendimiento respondiendo a fallas dentro de la zona de protección diferencial. Sin embargo, este esquema tiene dificultades al detectar fallas en generadores con puesta a tierra de alta impedancia. Por esto, se abordó en los diferentes esquemas de protección pensados para las maquinas con una alta impedancia.

A manera de resumen, tenemos la figura 2.20. En esta imagen se observa como el esquema de sobretensión fundamental (59GN) es bueno para detectar fallas monofásicas en un aproximadamente 95 % del devanado, más sin embargo este esquema por si solo no es capaz de proteger por completo al generador. Como primera solución, se propuso el esquema de subtensión de tercer armónico que tiene la característica ideal para complementar al 59GN, por lo que para proteger al 100 % el devanado es necesario tener un 59GN complementado por el 27TD. Esto en si, crea una problemática, con estas dos protecciones el devanado del estator esta cubierto al 100 % pero al tener dos esquemas distintos se incrementaría la probabilidad de que alguna de las dos protecciones fallen. El esquema diferencial de voltaje de tercer armónico (59THD) es solo una mejora en los esquemas basados en el voltaje de tercer armónico, y aun así este tiene una zona muerta donde no es capaz de detectar fallas a tierra, por lo que una vez más, este esquema se utilizaría como complemento para la protección 59GN. Por ultimo, se abordó en el esquema de inyección de voltaje, el cual, es el único esquema capaz de proteger por si mismo el 100 % del devanado del estator [24]. Bien podríamos utilizar solamente este esquema, pero al combinarlo con el esquema de sobretensión fundamental se tiene una redundancia en al menos el 95 % del devanado. Aquí los inconvenientes son que el costo del esquema de inyección es muy elevado y que en un siniestro la fuente encargada de la inyección de voltaje se avería, nos quedaremos sin el esquema de inyección. Si solamente tenemos este esquema, al fallar, nos quedaríamos completamente expuestos ante las fallas monofásicas a tierra. En un supuesto caso donde tengamos ambos esquemas (inyección y sobretensión fundamental), nos quedaríamos desprotegidos en al menos la zona del 5 % del devanado próxima al punto neutro.

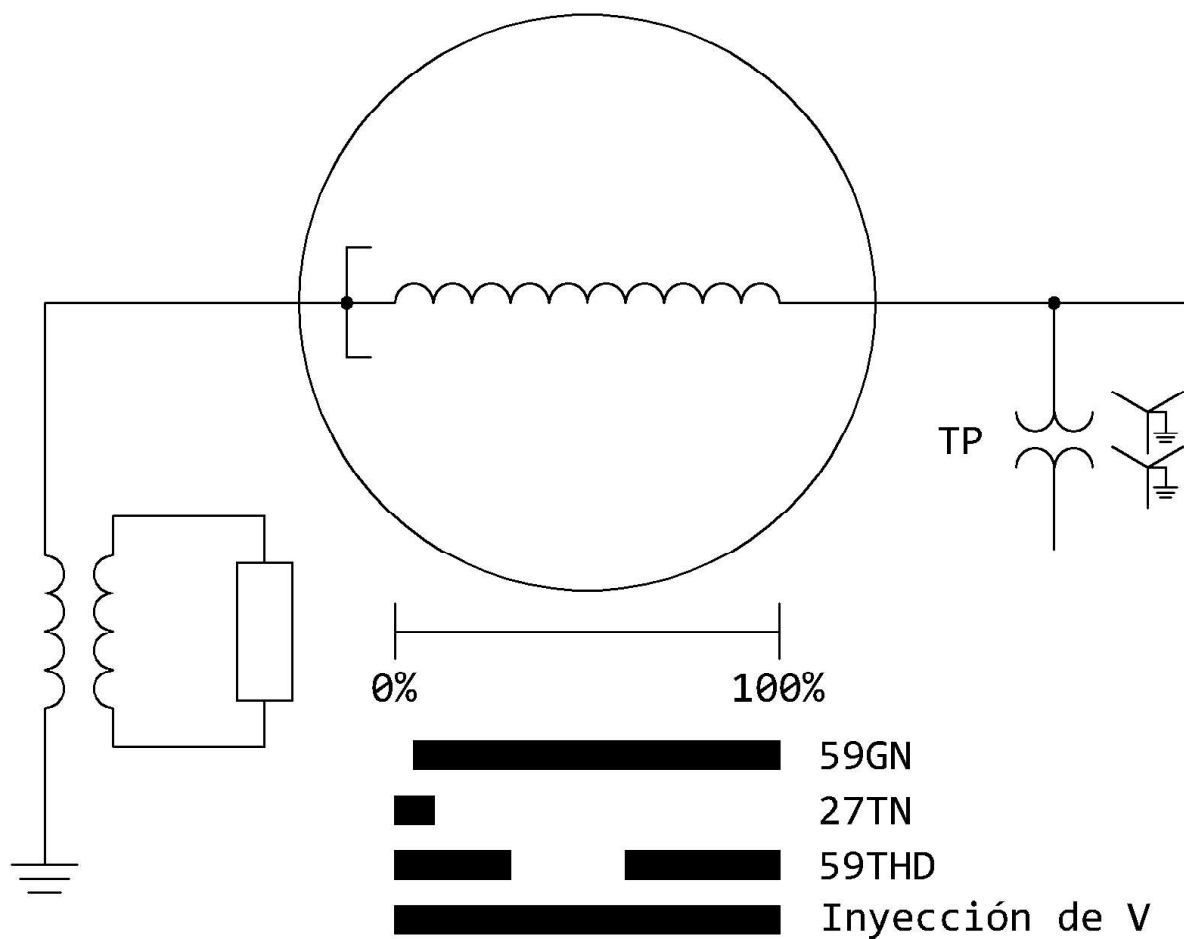


Figura 2.20: Cobertura proporcionada por diferentes esquemas de protección contra fallas a tierras monofásicas en el devanado del estator de generadores sincros con puesta a tierra de alta impedancia.

Capítulo 3

Momentos centrales de variables aleatorias

3.1. Introducción

Los momentos se han utilizado durante varios años para representar patrones característicos que nos ayudan a describir diferentes fenómenos. La mayoría de las aplicaciones clásicas en la literatura se centran en los campos de la física, mecánica, estadística, matemáticas y financieras. Por ello, esta sección presenta los fundamentos matemáticos de los momentos y explica cuáles son las principales diferencias según la ubicación del punto de referencia. Típicamente, los primeros cuatro momentos se utilizan ampliamente para describir las características de una forma de onda. Particularmente uno de estos, el segundo momento describe la cantidad de dispersión en un conjunto de datos. Esta información podría utilizarse para determinar si se ha producido algún cambio brusco en la información. Por esto, el segundo momento se analizará en detalle para describir sus características principales y mostrar cómo este puede extenderse al campo de la ingeniería eléctrica.

Se abordaran diferentes aplicaciones en los sistemas de potencia para demostrar que la magnitud del segundo momento central podría ser un indicador de que la forma de onda de una señal bajo análisis ha cambiado. En este sentido, si las señales se normalizan adecuadamente, la magnitud del segundo momento central podría aplicarse para la protección de los sistemas eléctricos de potencia, como en el esquema diferencial de los generadores síncronos.

3.2. Momentos

El término de *momento* tiene distintas definiciones según el campo de aplicación. En mecánica, se utiliza para denotar la cantidad de movimiento de rotación en un objeto, es un valor que caracteriza las propiedades de inercia de un cuerpo que gira en relación con un cierto punto [25], como se presenta en la figura 3.1. En las aplicaciones financieras, se centra en determinar

y analizar la gestión de riesgos a partir de una serie de datos en el tiempo, como se presenta en la figura 3.2.

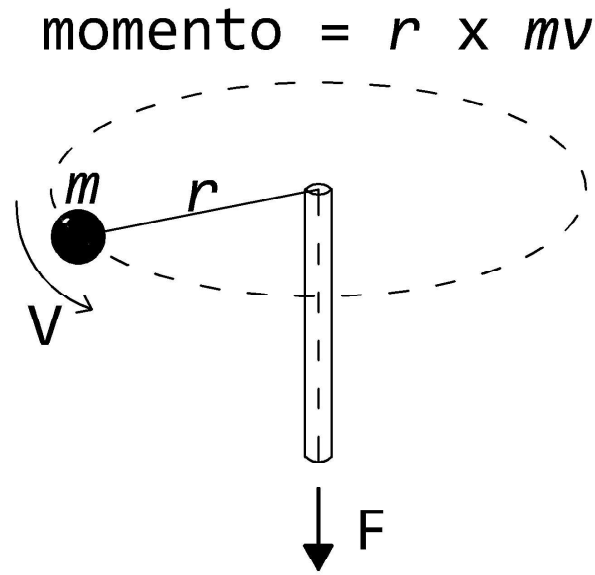


Figura 3.1: Concepto del término momento en mecánica.

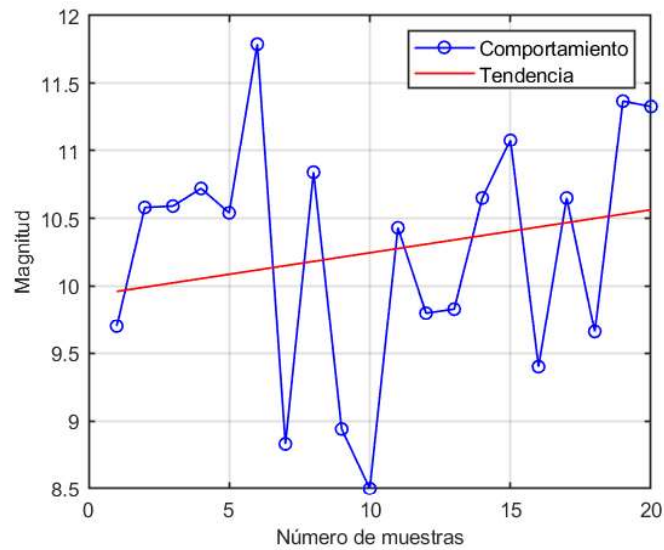


Figura 3.2: Concepto del término momento en finanzas.

En el campo de la física, este término se usa como una medida de fuerza relativa con referencia a un punto de soporte comúnmente conocido como fulcro. El momento M de una fuerza aplicada a una distancia Y desde el punto de apoyo está dado por $M = F \bullet Y$ [26], como se muestra en la figura 3.3.

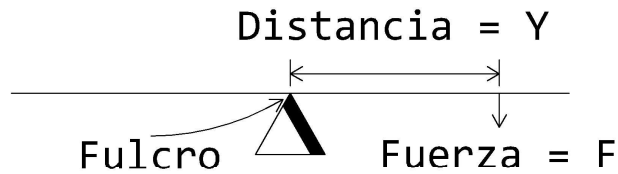


Figura 3.3: Concepto del término momento en física.

Mientras tanto en estadística, se refiere a los valores específicos de cada distribución que caracterizan a un conjunto de datos. Por lo tanto, los momentos representan medidas de la tendencia central de una serie; dispersión (varianza), asimetría y el pico de una curva (curtosis) [27], como se ilustra en la figura 3.4.

Independientemente de la rama donde se adopte el termino de momento, este representa una medida con respecto a un punto de referencia que caracteriza diferentes fenómenos.

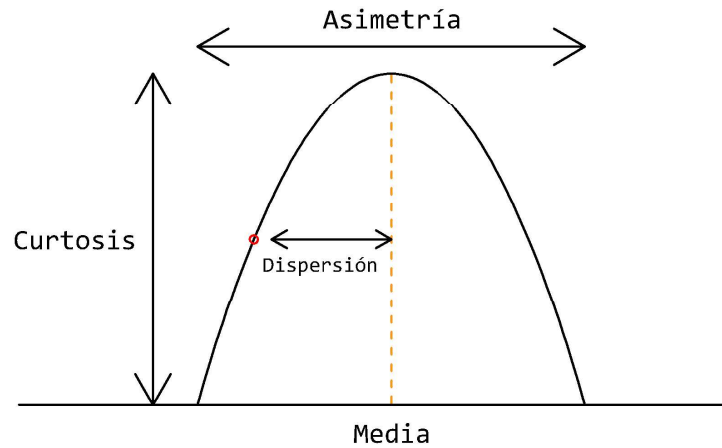


Figura 3.4: Representación de los distintos momentos con respecto a un valor medio. Dispersión, asimetría y curtosis.

Existen distintos tipos de momentos según la ubicación del punto de referencia a seleccionar. El primer tipo de momento se expresa de la siguiente manera,

$$m'_r = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - C)^r}{N} \quad (3.1)$$

Donde X es la variable aleatoria, N es el número total de muestras y C es un valor de referencia cualquiera.

La ecuación (3.1) se denomina como el r -ésimo momento respecto a cualquier origen C y analiza las diferencias entre la variable medida y un punto a convenir.

Si $C = 0$, la ecuación (3.1) se reduciría a (3.2),

$$\overline{X^r} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i^r}{N} = \frac{X_1^r + X_2^r + \dots + X_N^r}{N} \quad (3.2)$$

Debido a esto, la ecuación (3.2) suele ser llamada como el *r-ésimo momento respecto a cero* o *el origen*. El primer momento, en el que $r = 1$ es la media aritmética \bar{X} .

Los primeros cuatro momentos describen la ubicación, dispersión, asimetría y el pico de las características de una forma de onda, y se definen como:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} \quad (3.3)$$

$$\bar{X}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N X_i^2}{N} \quad (3.4)$$

$$\bar{X}^3 = \frac{\sum_{i=1}^N X_i^3}{N} \quad (3.5)$$

$$\bar{X}^4 = \frac{\sum_{i=1}^N X_i^4}{N} \quad (3.6)$$

Sin embargo, los momentos sobre el origen u otro valor arbitrario no proporcionan suficiente información para describir las características de una forma de onda, esto es porque el punto de referencia no se actualiza. Es decir, en el caso de determinar los *momentos respecto a cualquier origen* el punto de referencia es constante, ya que se determina antes de calcular los momentos, de igual manera, al determinar los *momentos respecto al origen* el punto de referencia siempre será cero. Esto implica que al tener valores muy lejanos al punto de referencia (arbitrario o cero) los cambios pequeños en estos no serán apreciables. Por lo tanto, existe la necesidad de una medida que equilibre las observaciones de los cambios más pequeños y los grandes. Este equilibrio se logra cuando el punto de referencia de los momentos está sobre la media aritmética (\bar{X}). Estos se denominan *momentos centrales* y el *r-ésimo momento central* se expresa como,

$$m_r = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^r}{N} \quad (3.7)$$

donde m representa el *r-ésimo momento respecto a la media o momento central*, \bar{X} es el valor medio y N es el número total de muestras. Por lo tanto, los momentos centrales del primero al cuarto son:

$$m_1 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})}{N} \quad (3.8)$$

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N} \quad (3.9)$$

$$m_3 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^3}{N} \quad (3.10)$$

$$m_4 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^4}{N} \quad (3.11)$$

donde m_1 , m_2 , m_3 y m_4 son los primer, segundo, tercero y cuarto momentos centrales, respectivamente. En base a esto, el *segundo momento central* podría ser un mejor indicador en comparación con el *segundo momento respecto a cualquier origen* y el *segundo momento central respecto a cero* para determinar si la forma de onda de una señal ha cambiado. En la siguiente sección, se abordará este concepto.

3.3. Segundo momento central

Los *momentos centrales* se han utilizado durante décadas para determinar diferentes características de información específica. En este caso, el *segundo momento central*, también conocido como varianza, se utiliza para calcular la propagación de datos sobre un fenómeno específico. El segundo momento central es una medida de propagación, pero con la característica de que es muy sensible al valor de cada muestra respecto a la media. El segundo momento central resaltarán los patrones característicos de los datos si se modifican. El segundo momento central cuadra las diferencias entre los datos reales y la media, luego se obtiene la media de las diferencias al cuadrado. A continuación, se muestran un par de ejemplos numéricos de como se calcula el segundo momento central.

3.3.1. Ejemplo 1

Considere los siguientes datos:

$$X = \{1, 2, 3, 4, 5\} \quad (3.12)$$

El valor medio de (3.12) es,

$$\bar{X} = \frac{1 + 2 + 3 + 4 + 5}{5} = 3 \quad (3.13)$$

cada diferencia individual del SMC se calcula como,

$$(X_i - \bar{X}) = [(1 - 3), (2 - 3), (3 - 3), (4 - 3), (5 - 3)] \quad (3.14)$$

$$= [-2, -1, 0, 1, 2] \quad (3.15)$$

determinando las diferencias al cuadrado,

$$(X_i - \bar{X})^2 = [4, 1, 0, 1, 4] \quad (3.16)$$

finalmente se calcula el valor promedio de las diferencias al cuadrado,

$$\sum_{i=1}^5 (X_i - \bar{X})^2 = 10 \quad (3.17)$$

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^5 (X_i - \bar{X})^2}{5} = 2 \quad (3.18)$$

El segundo momento central para los datos de (3.12) es 2.

Como complemento se mostrara un segundo ejemplo.

3.3.2. Ejemplo 2

Considere los datos:

$$X = \{1, 1, 2, 4, 7\} \quad (3.19)$$

El valor medio de (3.19) es,

$$\bar{X} = \frac{1 + 1 + 2 + 4 + 7}{5} = 3 \quad (3.20)$$

el valor del segundo momento central será,

$$m_2 = \frac{\sum_{i=1}^5 (X_i - \bar{X})^2}{5} = \frac{(1 - 3)^2 + (1 - 3)^2 + (2 - 3)^2 + (4 - 3)^2 + (7 - 3)^2}{5} \quad (3.21)$$

$$m_2 = 5.2 \quad (3.22)$$

Como se puede apreciar en los dos ejemplos el valor medio de ambos conjuntos de datos es $\bar{X} = 3$ sin embargo el valor del segundo momento central es distinto. Eso significa que en el caso del ejemplo 2 los datos están más dispersos respecto al valor medio a comparación de los datos del ejemplo 1. Esta es una característica que desvela el segundo momento central, con la cual podemos saber que a pesar de tener un mismo valor medio y un cambio pequeño en los datos la dispersión variara, con lo cual podemos identificar que hubo un cambio en los datos.

3.3.3. Segundo momento central en una forma de onda

Ahora como en los ejemplos anteriores, esta medida de propagación su puede utilizar para caracterizar una forma de onda de una señal aleatoria. Consideremos primero una señal sinusoidal en el tiempo, como se muestra en la figura 3.5 a). Las señales se han muestreado a 960 Hz (16 muestras / ciclo), y tienen una amplitud en el rango de $[-1, +1]$.

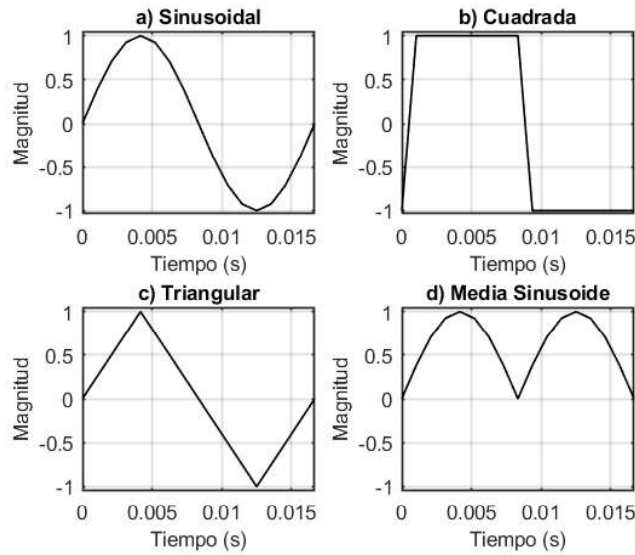


Figura 3.5: Conjunto de formas de onda comúnmente vistas en literatura. a) Sinusoidal básica, b) Cuadrada, c) Triangular y d) Media sinusoide

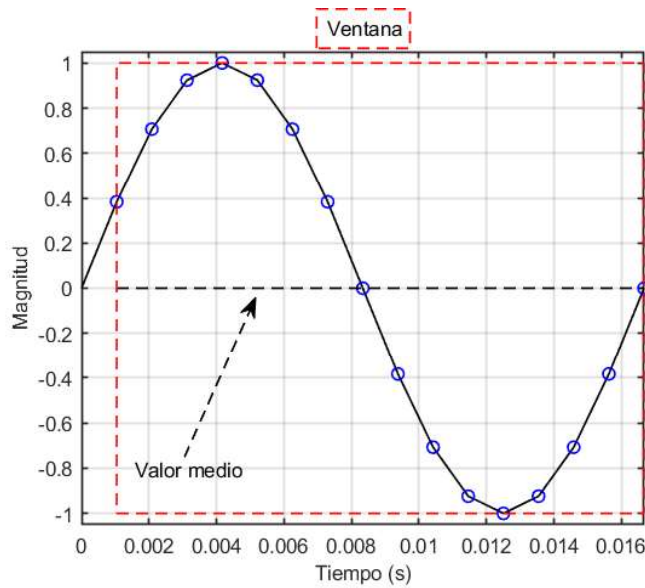


Figura 3.6: Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal sinusoidal.

Si calculamos el segundo momento central en la ventana de datos, como se muestra en la figura 3.6, el valor de m_2 será:

$$m_2 = 0.5; \text{ para una forma de onda sinusoidal} \quad (3.23)$$

De la misma manera, al calcular el segundo momento central de las formas de onda cuadrada (figura 3.7), triangular (figura 3.8) y media sinusoide (figura 3.9), los valores serán:

$$m_2 = 1; \text{ para una forma de onda cuadrada} \quad (3.24)$$

$$m_2 = 0.3438; \text{ para una forma de onda triangular} \quad (3.25)$$

$$m_2 = 0.1051; \text{ para una forma de onda medio sinusoidal} \quad (3.26)$$

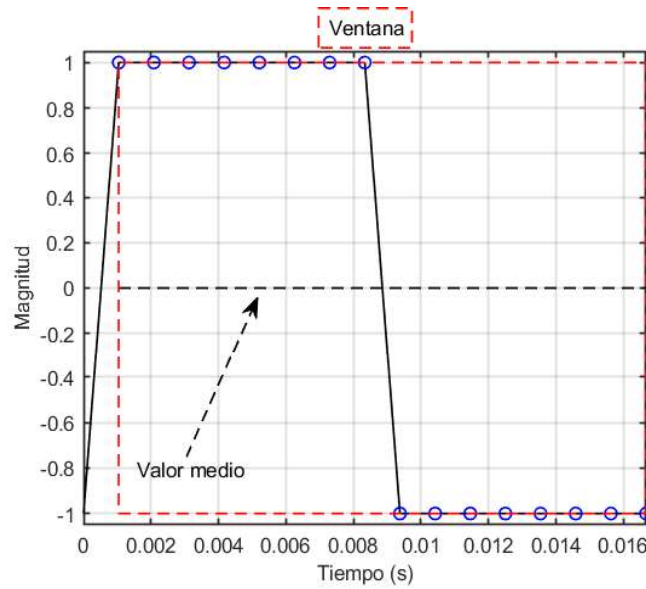


Figura 3.7: Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal cuadrada.

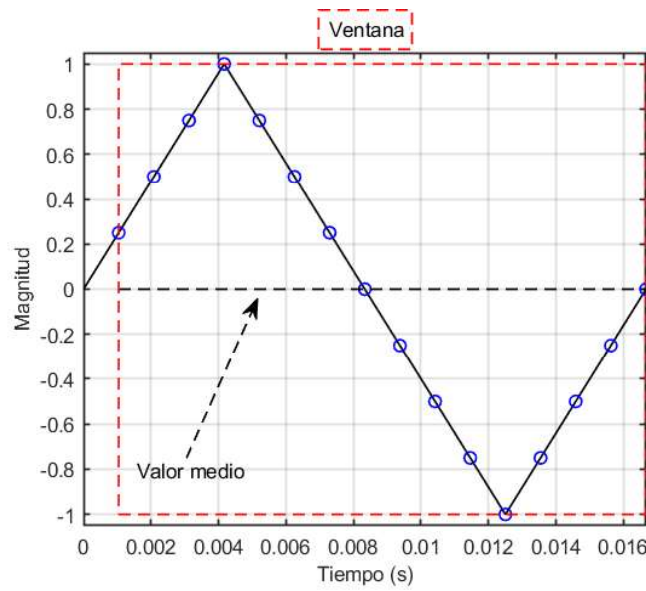


Figura 3.8: Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal triangular.

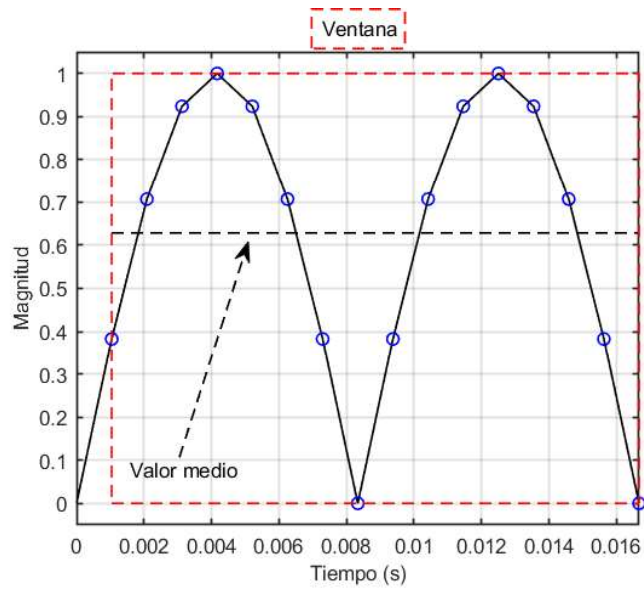


Figura 3.9: Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal medio sinusoidal.

Como se puede observar, gracias al valor de propagación obtenido con el segundo momento central podemos caracterizar o diferenciar la forma de onda de las distintas formas de onda, como las de la figura 3.5.

Otra manera de mostrar la utilidad del segundo momento central es que si se determina esta medida de propagación de manera activa, se puede utilizar para determinar si la forma de onda de una señal aleatoria cambio o ha sido alterada. Consideremos primero una señal sinusoidal en el tiempo, como se muestra en la figura 3.10. Esta tiene las mismas características que la forma de onda de la figura 3.5 a).

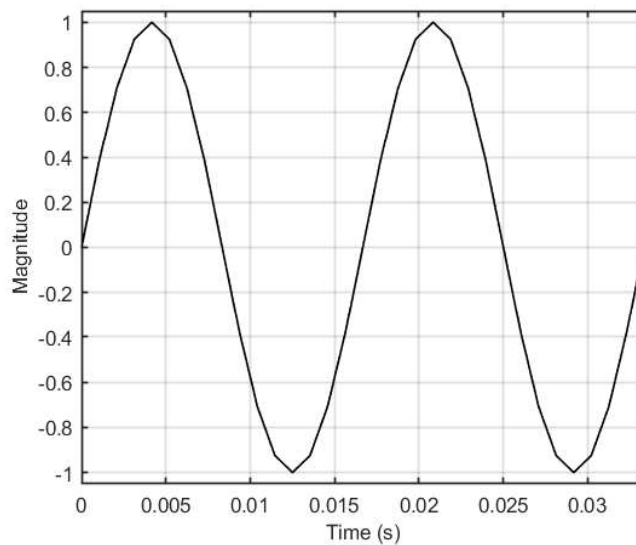


Figura 3.10: Señal sinusoidal básica.

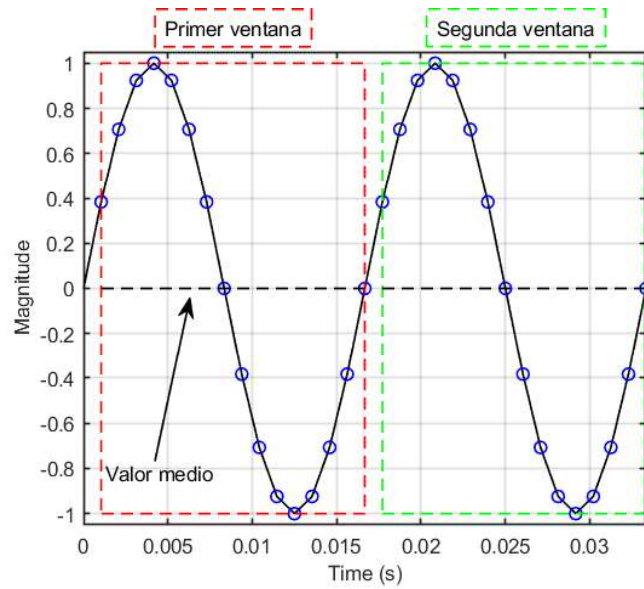


Figura 3.11: Ejemplo de aplicación del segundo momento central en una señal sinusoidal.

Si se calcula el valor del segundo momento central en la primer ventana, como se muestra en la figura 3.11, el m_2 tendría el valor:

$$m_2 = 0.5 \quad (3.27)$$

Conforme vamos avanzando en el tiempo la ventana deslizante (se explicara el funcionamiento de esta en el próximo capítulo) también lo hace, hasta llegar a la posición de la ventana 2 en la figura 3.11. como la forma de onda no cambia en absoluto a lo largo de su transcurso en el tiempo el segundo momento central no cambia, o sea, que su valor medio \bar{X} y su medida de propagación m_2 son exactamente iguales que cuando estaba en la ventana 1. Por lo tanto, el segundo momento central para la señal sinusoidal completa en las dos primeras ventanas es 0.5. Sin embargo, si se produce un cambio en la forma de onda después del segundo ciclo en la forma de onda, como se ilustra en la figura 3.12, la magnitud del segundo momento central en la tercer ventana será:

$$m_2 = 1.2659 \quad (3.28)$$

Es evidente que en el instante en que se produjo el cambio abrupto, la magnitud del segundo momento central aumentó porque el centro de ubicación se ha movió. Por esto y los ejemplos anteriores, la magnitud del segundo momento central podría usarse como un índice estadístico para determinar si la forma de onda de una señal base ha cambiado. Como en el caso del ejemplo, una forma de onda sinusoidal, ya que, en sistemas eléctricos cuando se esta en estado estable se desea una forma de onda sinusoidal a una frecuencia de 60Hz.

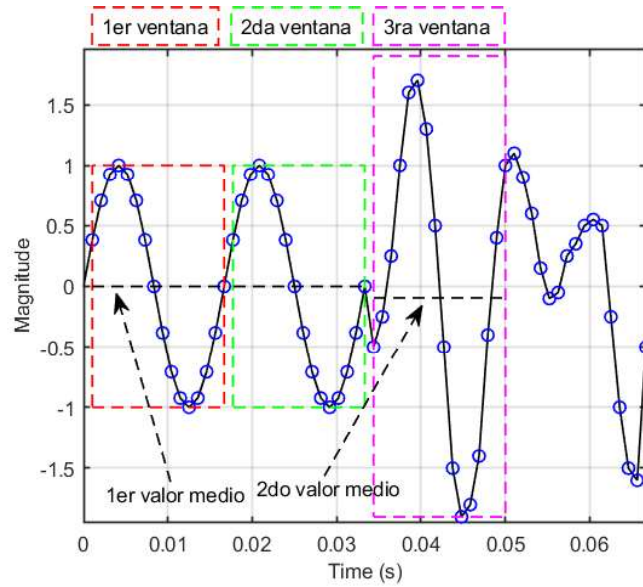


Figura 3.12: Cambio en la magnitud del segundo momento central después de un disturbio.

3.4. Aplicación en sistemas de potencia

El uso de la característica del segundo momento central para determinar si la forma de onda de una señal ha cambiado podría considerarse para distintas aplicaciones en la protección de los sistemas eléctricos de potencia. Una de estas aplicaciones se podría utilizar para identificar la presencia de contenido armónico. Por ejemplo, una señal de voltaje como se puede observar en la figura 3.13.

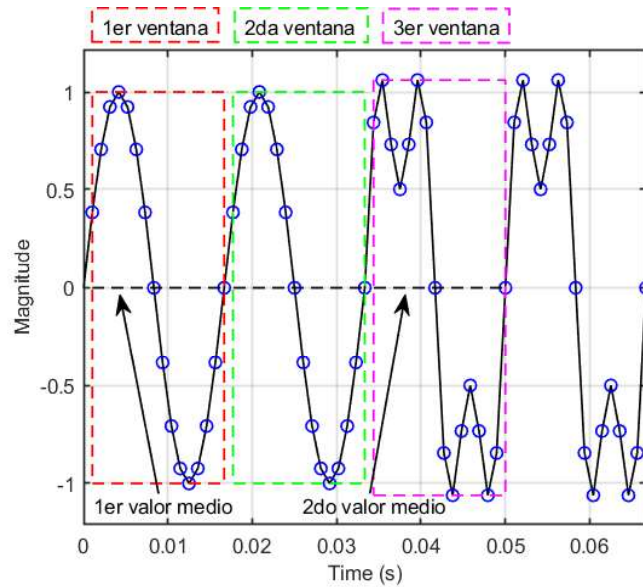


Figura 3.13: Aplicación del segundo momento central para la detección de contenido armónico.

A esta señal de voltaje se le agregó un componente armónico de 3^{er} orden, o sea que contiene

una frecuencia de 180 Hz además de la frecuencia fundamental de 60 Hz, como se muestra en la siguiente ecuación de voltaje instantáneo:

$$v = \text{sen}(\omega t) + (0.5) \text{sen}(3\omega t) \quad (3.29)$$

Como se sabemos la distorsión armónica puede causar diferentes problemas en los sistemas de potencia, tales como resonancias armónicas, calentamiento en conductores y cables, problemas en la calidad de la energía suministrada a los usuarios finales, como claramente la distorsión de la forma de onda y aumento de perdidas en motores de inducción [29]. Además, el contenido armónico puede afectar el desempeño de los esquemas de protección [30-33]. Si la magnitud del segundo momento central se calcula antes de la introducción del contenido armónico, o sea, en la ventana 1 o ventana 2, el valor de m_2 será:

$$m_2 = 0.5 \quad (3.30)$$

Sin embargo, en el instante donde que se incluye el contenido armónico, la magnitud del segundo momento central cambió a:

$$m_2 = 0.625 \quad (3.31)$$

El aumento en la magnitud del valor de propagación con el contenido armónico introducido es muestra de que algo ha modificado la forma de onda de estado estable de la señal. Por lo tanto, el segundo momento central podría tener suficiente información para identificar los cambios en el contenido armónico en una señal, por ejemplo, la saturación de los transformadores de corriente. El segundo momento central podría identificar el contenido armónico en una forma de onda sinusoidal comparando la magnitud del segundo momento central de la señal en estado estable con una forma de onda sinusoidal con los armónicos más representativos que podrían aparecer en casos específicos como en la sobreexcitación de transformadores. Durante este evento, es característico tener la presencia del quinto armónico en las formas de onda [34].

Por otro lado, cuando se producen cambios repentinos en la carga, fallas en el regulador del generador o en el sistema de excitación o tiene lugar una falla, se producen transitorios que pueden provocar oscilaciones en la corriente, la tensión y en la separación angular entre generadores. A este fenómeno se le conoce como *oscilación de potencia*. Si esta oscilación de potencia es estable, las oscilaciones previamente indicadas tienden a desaparecer en unos segundos. Sin embargo, en una situación de no retorno, la oscilación de potencia puede generar la pérdida de sincronismo entre el generador o el grupo de generadores y el resto de elementos del sistema de potencia. Esta pérdida de sincronismo es el denominado *deslizamiento de polos* [35] [37-38]. Este fenómeno introduce componentes de baja frecuencia que distorsionan las formas de onda en las señales de corriente y voltaje que pueden causar el mal funcionamiento en los esquemas de protección. La figura 3.14 muestra un evento después de que ocurrió una falla en el sistema

de potencia, en $t = 100ms$ a partir del estado estable. Se produjo un cambio de potencia como se muestra en la figura 3.14.

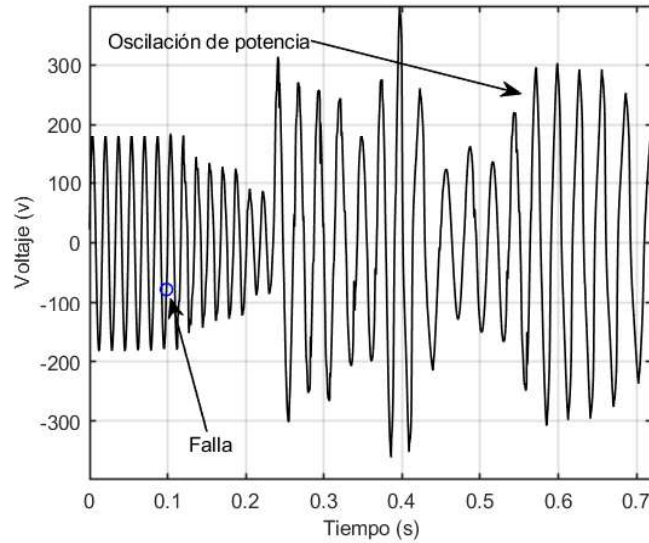


Figura 3.14: Oscilación de voltaje después de liberar una falla trifásica.

Si la magnitud del segundo momento central se calcula durante el estado estable, tendrá el valor de:

$$m_2 = 0.5 \tag{3.32}$$

Durante la oscilación de potencia, el segundo momento central se calcula a partir de la señal de voltaje como se ilustra en la figura 3.15. La magnitud del segundo momento central disminuirá a:

$$m_2 = 0.2863 \tag{3.33}$$

Por lo tanto, la magnitud de la segunda central podría ser un indicador de que se está produciendo una oscilación de potencia en el sistema y utilizar el resultado para bloquear el funcionamiento de los esquemas de protección. Además, un problema o desafío clave sería el determinar cuando se tiene una oscilación estable o una oscilación inestable, que esta última es la que se desea detectar.

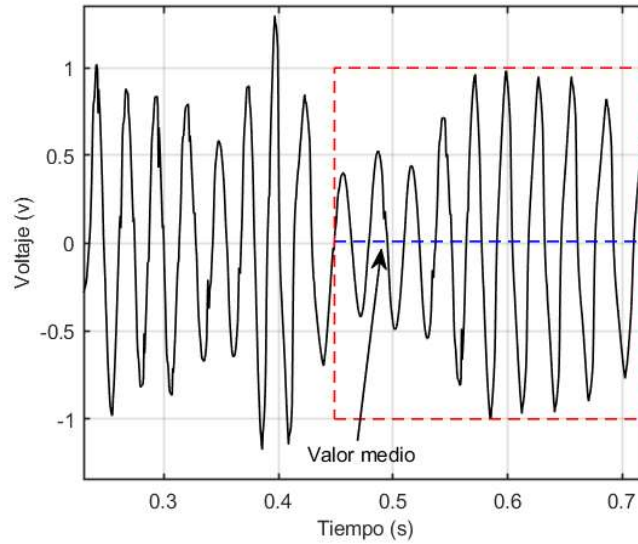


Figura 3.15: Aplicación del segundo momento central para detectar oscilaciones de voltaje.

Otra manera en la que se podría aplicar el segundo momento central en sistemas eléctricos de potencia es utilizar el valor de propagación para detectar una falla. Es de vital importancia el determinar cuando a ocurrido una falla, ya que estas ocasionan un gran daño al sistema de potencia, como lo es el sobrecalentamiento, daño en aislamientos, destrucción parcial o total del elemento donde este ocurriendo la falla, inestabilidad en las maquinas y una posible causa de accidente a algún trabajador o a un usuario.

El uso del segundo momento seria posible si se esta determinando el valor de este en cada instante, como ejemplo, tenemos en la figura 3.16 la forma de onda de una corriente en estado estable hasta que en $t = 0.1$ s ocurre una falla. Como se logra apreciar, al momento de ocurrir el siniestro, la forma de onda cambia y como es natural, la corriente comienza a aumentar.

La magnitud del segundo momento central en estado estable se calculó en las aplicaciones anteriores con una magnitud de $m_2 = 0.5$. Pero cuando ocurre la falla, al determinar nuevamente la magnitud del segundo momento central justo un ciclo después de ocurrir la falla, como se muestra en la figura 3.17, el valor sería:

$$m_2 = 0.4474 \quad (3.34)$$

Si sabemos que la forma de onda de la corriente en estado estable tiene una forma sinusoidal, el valor del segundo momento central sería o tendería a ser (debido a la naturaleza cambiante del sistema) 0.5. En otras palabras, si la magnitud del segundo momento central no es 0.5 hay un problema en el sistema de potencia.

Así como se plantea, se tendría el reto de delimitar la tolerancia en el rango del valor del segundo momento central en estado estable, para que un valor fuera de ese rango defina que la forma de onda cambio demasiado, lo que significaría una falla o perturbación grande o dañina

para el sistema de potencia.

Viendo el cambio que tuvo la magnitud del segundo momento central tan solo un ciclo después podría ser muy apresurado decirse que existe una falla o una perturbación lo suficientemente grande, por lo que como se observa en la figura 3.17, conforme se avanza en el tiempo la corriente va aumentando, lo que esto a su vez, ocasiona que la magnitud de propagación cambie. Si este valor se calcula en cada instante, veríamos como la magnitud de m_2 llega al punto donde se muestra la *ventana 3*, donde el segundo momento central será:

$$m_2 = 2.9667 \quad \text{Tercer ventana} \quad (3.35)$$

Como vemos, a solo tres ciclos y medio después de ocurrir la falla el segundo momento central a cambiado muchísimo, donde aquí claramente se puede dar por sentado que ocurrió una falla. Pero como se menciono con anterioridad, si el segundo momento central se estuviese calculando a cada instante, la magnitud hubiera sido lo suficientemente diferente a 0.5 como para determinar una falla en la corriente de la figura 3.16 antes de si quiera haber llegado a la *ventana 3*.

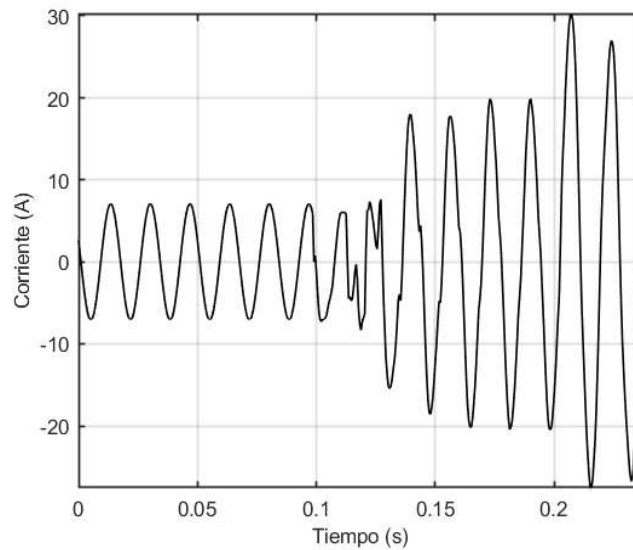


Figura 3.16: Corriente de fase A después de experimentar una falla trifásica.

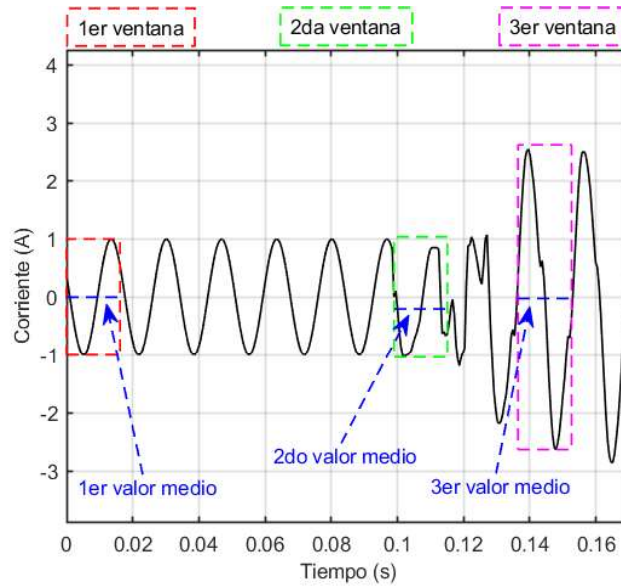


Figura 3.17: Aplicación del segundo momento central para detectar fallas.

Si el cambio en la magnitud del segundo momento central se compara con un umbral de identificación o se determina un rango, la magnitud del segundo momento central podría usarse para indicar si las corrientes están experimentando una falla.

Como han demostrado las aplicaciones anteriores, la aplicación del segundo momento central podría usarse para identificar presencia de armónicos, oscilaciones de potencia o inclusive detectar fallas. También la forma de onda de una corriente o voltaje tienen algunas características que se pueden resaltar utilizando el segundo momento central. Estos patrones característicos son diferentes en comparación con una forma de onda de falla, oscilación o armónico y por lo tanto, la discriminación puede ser posible.

3.5. Conclusiones

Los momentos se utilizan en diferentes campos de investigación para determinar patrones característicos de distintos fenómenos o grandes grupos de datos respecto a un punto de referencia establecido. Se introdujeron los diferentes tipos de momentos según el punto de referencia. Los momentos respecto al origen determinan las medidas características (como la media, propagación, asimetría y el pico) entre la variable aleatoria bajo análisis y cero. De manera similar, los momentos respecto a cualquier origen determinan las mismas características, solamente que el punto de referencia es seleccionado arbitrariamente, y además, de que en estos dos tipos de momentos tenemos el problema de que el punto de referencia es constante; lo que ocasionara que cuando los datos de la variable aleatoria tiendan a alejarse del punto de referencia los valores de los momentos serán menos sensibles a cambios pequeños. Por otro lado, los momentos respecto al valor medio, conocidos como momentos centrales, miden los datos de la variable aleatoria respecto al valor medio, lo que proporciona un equilibrio en la relación existente entre

los cambios de los datos de la variable pequeños y grandes. En este sentido específicamente, el segundo momento central mide la propagación de los datos. Se introdujeron diferentes ejemplos de la aplicación del segundo momento central para demostrar cómo podría usarse el valor de propagación como base de un índice estadístico de que una señal base ha sido modificada o alterada. Además, se introdujeron posibles aplicaciones para los sistemas de potencia, enfocadas en la detección de contenido armónico, oscilaciones de potencia y fallas en el sistema eléctrico.

Capítulo 4

Protección contra fallas a tierra basado en el SMC

4.1. Introducción

Desde hace varios años, se han desarrollado diferentes métodos para detectar fallas a tierra en el devanado del estator de generadores síncronos. Aunque estos métodos pretenden detectar fallas en el 100 % del devanado, todos estos esquemas de protección tienen algunos inconvenientes. Como dificultades para detectar fallas por debajo del 5 % en el devanado, aumento en el costo de aplicación de los esquemas debido a subesquemas adicionales necesarios para lograr cubrir el 100 % del devanado o la necesidad de utilizar una fuente de inyección de voltaje independiente del sistema. Debido a esto, la necesidad de tener nuevos algoritmos de protección para la protección contra fallas a tierra en el devanado del estator de generadores síncronos es evidente.

Por ello, este capítulo tiene el objetivo de introducir el algoritmo basado en el segundo momento central para detectar condiciones de falla monofásica a lo largo del 100 % del devanado en el estator del generador. Cada sección del algoritmo propuesto se abordará y describirá en detalle para una mejor comprensión del rendimiento general del algoritmo. Finalmente, se determinará la complejidad computacional para comparar la viabilidad de la implementación del algoritmo en un entorno en tiempo real con un bajo costo computacional.

4.2. Algoritmo propuesto

El algoritmo propuesto se basa en la magnitud del segundo momento central (SMC) determinado a partir de las corrientes diferenciales para detectar las fallas monofásicas internas a lo largo de todo el devanado del estator en los generadores síncronos. El algoritmo calcula la magnitud del SMC de cada corriente diferencial, que se ha normalizado, para identificar el evento. La magnitud del SMC se compara con un umbral de identificación. Si la magnitud del SMC cruza el umbral, el algoritmo identificara una condición de falla. En caso contrario, si la magnitud

del SMC no logra cruzar o su valor es igual al umbral, el algoritmo determinara un estado de operación normal, a lo cual no causara operación. La figura 4.1 muestra el diagrama de flujo del algoritmo propuesto, que se divide en distintas etapas. Las secciones del algoritmo son: adquisición de datos, ventana de datos deslizante, normalización, cálculo del SMC y comparación con los umbrales de identificación. Cada sección se explicará en detalle de la manera mencionada.

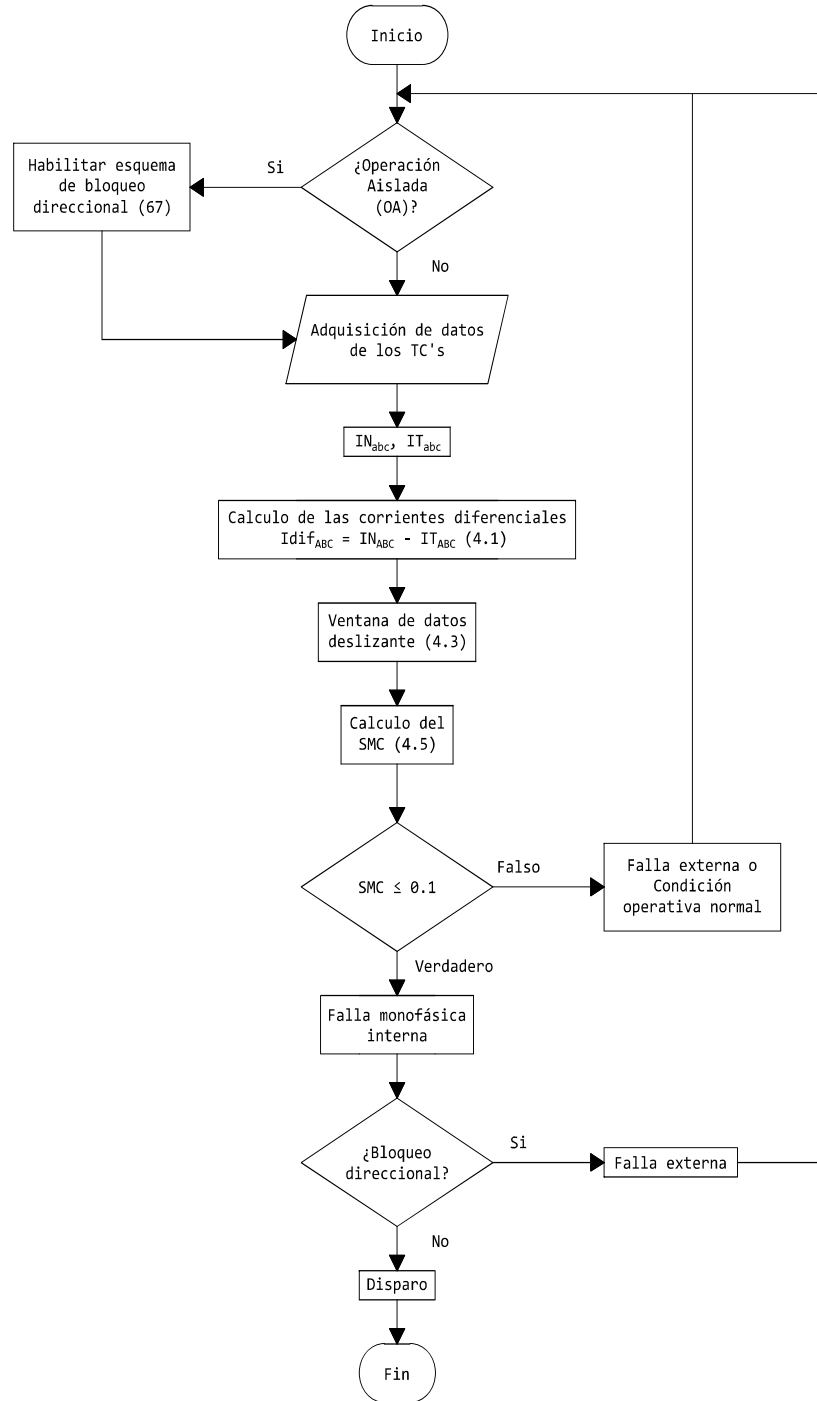


Figura 4.1: Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para identificar fallas monofásicas internas en el devanado del estator de generadores síncronos.

4.2.1. Adquisición de datos y pre-procesamiento

El algoritmo propuesto es aplicado en un relevador digital y como en todos los relevadores digitales la adquisición de datos se realiza a través de un convertidor analógico digital. Este se encarga de digitalizar o convertir en cantidades binarias de los voltajes y corrientes analógicos de los TC's y TP's. Al digitalizar una señal analógica, se deben de tomar muestras con una frecuencia de muestreo mínima del doble de la frecuencia fundamental de la señal, de acuerdo con el teorema de Nyquist [39]. La figura 4.2 ilustra la conversión de una señal analógica a digital.

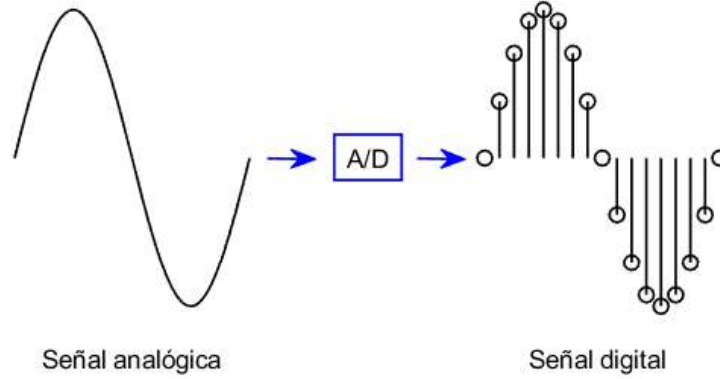


Figura 4.2: Conversión de una señal analógica a una señal digital.

Para una señal de 60 Hz, la frecuencia de muestreo de Nyquist sería mayor que 120 Hz. Pero, normalmente en los relevadores digitales se usan frecuencias de muestreo de 960 Hz o superiores. Una frecuencia de muestreo típica en la actualidad es de 3,840 Hz [41-42]; con esta frecuencia de muestreo se tendrían 64 muestras por cada ciclo de 60 Hz.

La protección diferencial del generador se basa en la medición de la corriente obtenida como la diferencia entre la corriente del lado neutro y la corriente del lado terminal de cada fase (Figura 4.3). Por lo tanto, las corrientes diferenciales se definen como:

$$\begin{bmatrix} I_{dif_A} \\ I_{dif_B} \\ I_{dif_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{N_A} \\ I_{N_B} \\ I_{N_C} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{T_A} \\ I_{T_B} \\ I_{T_C} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$I_{dif_{ABC}} = I_{N_{ABC}} - I_{T_{ABC}} \quad (4.2)$$

donde $I_{N_{ABC}}$ e $I_{T_{ABC}}$ representan las corrientes secundarias de los TC's para el lado neutro y lado terminales, respectivamente.

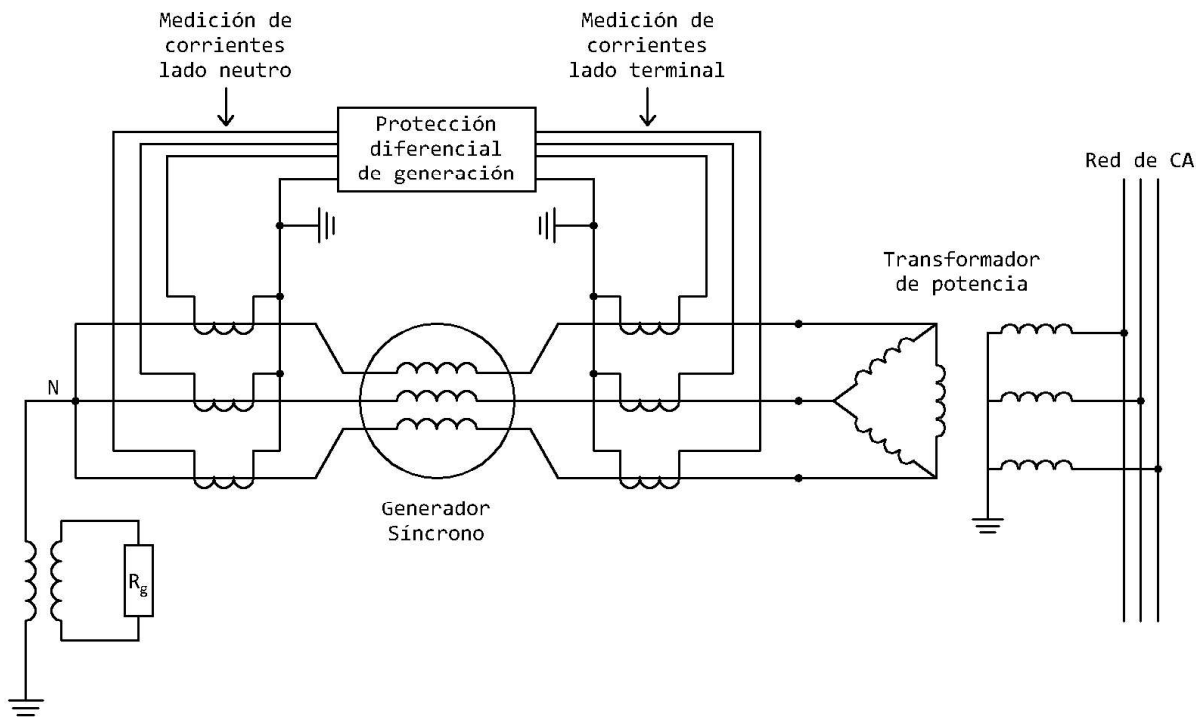


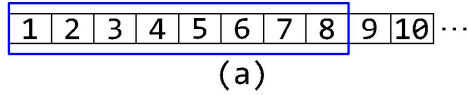
Figura 4.3: Esquema simplificado de bloque generador-transformador con protección diferencial digital de generación.

Antes de continuar, cabe aclarar que para el algoritmo propuesto no se utilizara un filtro pasa bajos, como lo es el filtro coseno [42], esto se decidió así por dos motivos de gran impacto, primeramente, no se quiere introducir un retardo de tiempo adicional en el procesamiento de la señal y además, por la manera en que se aplica el algoritmo, no se requiere, ya que no se están estimado fasores, únicamente se utiliza el valor instantáneo.

4.2.2. Ventana de datos deslizante

La ventana de datos deslizante consiste tener en memoria un conjunto de datos almacenados para su eventual procesamiento (búfer de datos). Como se menciona en la sección de adquisición de datos, se toma una muestra de la corriente o voltaje a una cierta frecuencia de muestreo, así que cuando se tome la primera muestra, esta se guardara en la primera posición de la ventana de datos deslizante, de la misma manera, al tomar la segunda muestra, esta se almacenara en el siguiente espacio de la ventana. Como ejemplo visual, si asumimos que tenemos una ventana de tamaño 8, como en la figura 4.4 a).

Estado inicial de la ventana deslizante



Estado de la ventana una vez deslizada

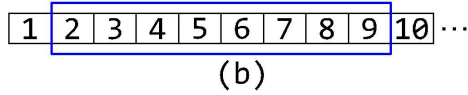


Figura 4.4: Ejemplo numérico de como se logra apreciar el deslizamiento de la ventana de datos.

El proceso de guardado de datos se realizara en ocho ocasiones, inmediatamente con este conjunto de datos se realizara el procesamiento matemático de dichos datos, cuando todo el procesamiento que se requiera según el caso finalice la ventana desechara el primer dato de la lista y recorrerá las 7 muestras restantes, quedando vacío el ultimo lugar de almacenamiento, al tener disponibilidad de memoria para un nuevo dato se procede a almacenar el valor muestreado más nuevo, quedando así la ventana de la misma forma que en la figura 4.4 b). Este proceso se realiza cada vez que se toma una nueva muestra de la señal analógica. Debido a la manera de desechar el dato más obsoleto y agregar al final el dato más actual se crea el efecto de tener una "ventana" que nos permite observar una cantidad finita de datos y esta ventana a su vez se va recorriendo o "deslizand".

El algoritmo utiliza una ventana deslizante, como se muestra en la figura 4.5, para organizar las corrientes diferenciales para cada fase de la siguiente manera:

$$I_{dif_{ABC}} = \begin{bmatrix} I_{DIF_{A1}} & I_{DIF_{B1}} & I_{DIF_{C1}} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ I_{DIF_{A32}} & I_{DIF_{B32}} & I_{DIF_{C32}} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ I_{DIF_{A64}} & I_{DIF_{B64}} & I_{DIF_{C64}} \end{bmatrix}_{64 \times 3} \quad (4.3)$$

Donde I_{dif_A} , I_{dif_B} e I_{dif_C} son las corrientes diferenciales para las fases A, B y C, respectivamente. La ventana deslizante tiene una dimensión de $(m = 64 \times n = 3)$, correspondiente a 64 muestras / ciclo para cada corriente diferencial.

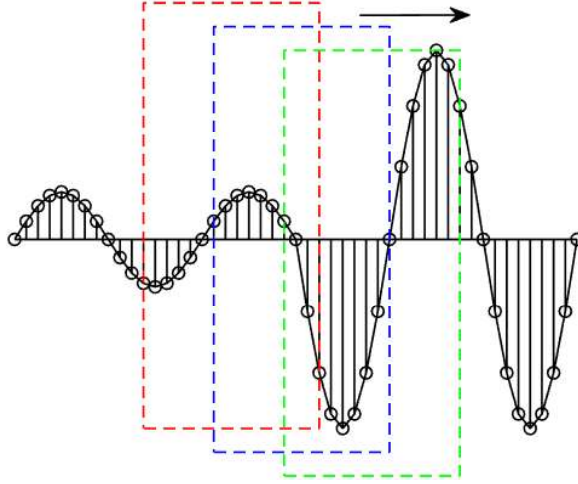


Figura 4.5: Ejemplo de ventana deslizante.

4.2.3. Normalización

Las señales diferenciales deben normalizarse para poder aplicar el algoritmo a cualquier generador síncrono, independientemente de las características que éste tenga. La normalización escalará las señales para tener amplitudes entre $[-1, +1]$. La normalización se realiza dividiendo cada muestra por el valor absoluto máximo en cada ventana como:

$$I_{DIFF_{ABC}N}(i) = \frac{I_{DIFF_{ABC}}(i)}{|max(I_{DIFF_{ABC}})|} \quad (4.4)$$

donde i es la muestra real, $I_{DIFF_{ABC}N}$ son las corrientes diferenciales normalizadas, $I_{DIFF_{ABC}}$ son las corrientes diferenciales y $|max(I_{DIFF_{ABC}})|$ es el valor absoluto máximo en cada ventana.

4.2.4. Calculo del SMC

El algoritmo calcula la magnitud del *segundo momento central* para cada ventana de datos a partir de las corrientes diferenciales normalizadas (Ec. 4.4) como:

$$SMC = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [I_{DIFF_{ABC}N}(i) - \bar{x}]^2 \quad (4.5)$$

donde \bar{x} es el valor promedio definido como:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{DIFF_{ABC}N}(i)}{n} \quad (4.6)$$

donde n es el número total de muestras por cada ventana e i es la muestra actual. Se seleccionó una ventana de 64 muestras/ciclo, por lo que $n = 64$.

4.2.5. Umbrales de identificación

La magnitud del SMC se compara con un umbral para identificar el tipo de evento como se muestra en la Tabla 4.1, donde el objetivo es diferenciar entre una falla monofásica interna o una condición de operación normal.

Si alguna muestra del SMC se encuentra por encima de 0.1, el evento se identificara como una condición normal de operación o estado estable, por esto el algoritmo iniciaría de nuevo, obtendría una nueva muestra y avanzaría hasta determinar y comparar el nuevo resultado del SMC. De lo contrario, si $SMC \leq 0.1$, el evento se detecta como una falla monofásica interna, por ende se envía una señal de disparo y finaliza el algoritmo.

El valor del umbral 0.1 se determinó por medio de varias pruebas, por lo que este umbral para identificar las corrientes de falla a lo largo de todo el devanado del estator, es un valor heurístico.

Evento	Magnitud del SMC
Condición de operación normal o estado estable	$[SMC > 0.1]$
Falla monofásica interna en devanado del estator	$[SMC \leq 0.1]$

Tabla 4.1: Criterio de umbral de identificación.

4.2.6. Esquema de bloqueo direccional

Hasta ahora se ha explicado el funcionamiento general del algoritmo propuesto. Ahora, se discutirá en detalle del esquema de bloqueo direccional y la condición de Operación Aislada (OA) que se observa en la figura 4.1.

Esta condición de operación aislada se refiere al escenario donde el generador es la única maquina capaz de aportar una corriente de falla. Si esto es así, se define como verdadera la variable OA, lo cual causara que se habilite un esquema de bloqueo direccional (67). Esta función forma parte del algoritmo propuesto debido a un comportamiento anormal en la magnitud del segundo momento central ante fallas externas de la zona de protección diferencial del generador que involucren más de una fase (fallas bifásicas y trifásicas), dicho comportamiento se explica a detalle en el *capítulo 5*.

Si tenemos un escenario donde el generador forma parte de un sistema, donde además de él, dicho sistema es capaz de aportar energía al punto de falla, se dice que el generador no esta operando en forma aislada, por lo que se define la variable OA como falsa, y se deshabilita el esquema de bloqueo direccional. Un ejemplo de este escenario es del tener un bloque generador

transformador conectado a un bus infinito.

El objetivo del esquema de bloqueo direccional tiene el propósito de *bloquear* la operación del esquema diferencial basado en el SMC, esta condición ocurre cuando se tiene una falla externa que involucre más de una fase. El esquema direccional detecta la falla externa antes que la magnitud del SMC, cuando esto ocurre, el esquema direccional evita el disparo mandado por la protección diferencial. Debido a que el SMC se comporta de manera errática solo en las fallas externas que involucren más de una fase, el esquema direccional implementado para el bloqueo es una protección direccional de fase. Esto significa que la comparativa entre la magnitud polarizante y la magnitud actuante es la mostrada en la tabla 4.2

Magnitud actuante	Magnitud polarizante
I_a	$V'_{bc} = V_{bc} + 45^\circ$
I_b	$V'_{ca} = V_{ca} + 45^\circ$
I_c	$V'_{ab} = V_{ab} + 45^\circ$

Tabla 4.2: Configuración de esquema direccional. Conexión 90° (Angulo de Torque Máximo (ATM) a 45°).

Esta configuración es la utilizada para la detección de fallas de fase. Un elemento en donde se aplica son en líneas, por ejemplo. También en la figura 4.6 se observa un diagrama fasorial del tipo de configuración utilizada en el esquema direccional.

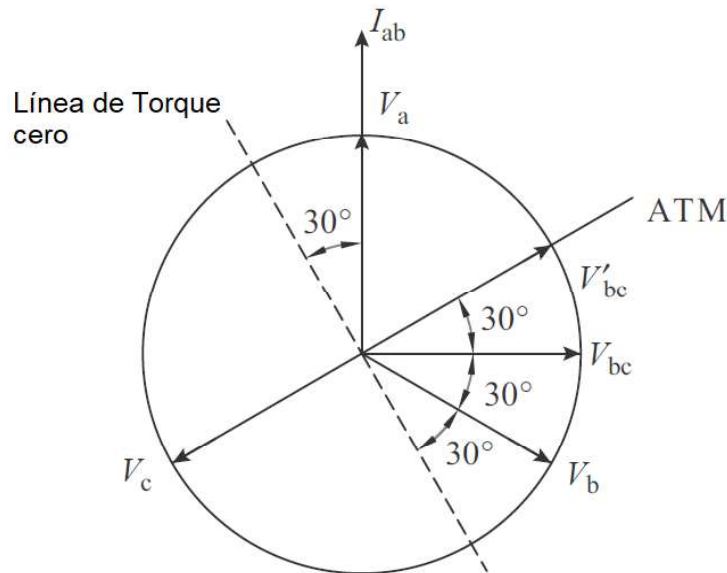


Figura 4.6: Ejemplo de ventana deslizante.

Con esta configuración, el esquema direccional es capaz de detectar las fallas externas y bloquear el disparo de la protección diferencial. Para más detalles consultar [47].

4.2.7. Complejidad computacional

El segundo momento central calculado a partir de las corrientes diferenciales se utilizó para identificar entre condiciones de operación normal y fallas monofásicas internas. El segundo momento central se calculó utilizando el método *One-Pass* [45] que requiere productos $O(N)$. O sea, que el costo computacional total del algoritmo propuesto es $O(N)$ donde N es la longitud de la ventana. La protección diferencial basada en fasores utiliza la transformada discreta de Fourier o DFT por sus siglas en inglés, este método tiene un costo computacional de $O(N^2)$ [46]. Con un enfoque para reducir el número de cálculos del DFT, se introdujo la transformada rápida de Fourier o FFT por sus siglas en inglés, en este caso se tiene un costo computacional de $O(N \log_2(N))$. Para $N = 64$, el algoritmo propuesto solo requiere $O(2 \cdot 64) = 128$ cálculos en comparación con $O(64^2) = 4096$ y $O(64 \cdot \log_2(64)) = 384$ cálculos necesarios para el DFT y el FFT, respectivamente. Por lo tanto, el algoritmo propuesto es más eficiente computacionalmente en comparación con el DFT y el FFT. Estos resultados muestran que la implementación en tiempo real del algoritmo es factible si el algoritmo se ejecuta utilizando un período de muestreo basado en un múltiplo de 60 Hz.

4.3. Conclusiones

Se propuso un algoritmo basado en el segundo momento central para detectar fallas monofásicas en el devanado del estator de generadores síncronos dentro de la zona de protección diferencial. El algoritmo propuesto se dividió en diferentes etapas para lograr la identificación correcta del evento.

En la primera etapa, se determina si el generador a proteger se encuentra en Operación aislada, de ser verdad, se habilita el esquema de bloqueo direccional, en caso contrario se deja inactivo. Una vez determinado esto, el algoritmo usa las corrientes secundarias de los transformadores de corriente del lado neutro y terminales como señales de entrada al algoritmo. Las corrientes secundarias de los transformadores de corriente se utilizaron para determinar las corrientes diferenciales.

Una vez que se obtuvieron las corrientes diferenciales, el método utilizó una ventana deslizante para organizar las corrientes diferenciales en una matriz que representa un ciclo de la corriente diferencial para cada fase. La ventana deslizante tenía una dimensión de 64 muestras/ciclo, utilizando un número de muestreo típico utilizado en relés digitales. Sin embargo, la ventana deslizante podría usarse con cualquier frecuencia de muestreo estándar.

Las corrientes diferenciales se normalizaron para generalizar la aplicación del algoritmo a cualquier generador síncrono. La normalización escaló las señales para tener amplitudes entre $[-1, +1]$. Las salidas de la normalización son las corrientes diferenciales normalizadas.

Se estableció un umbral para identificar la condición de falla monofásica interna en los generadores síncronos. Este umbral determina de tal manera que si las magnitudes del Segundo

Momento Central inferiores a dicho umbral, el evento se identificaría como una falla monofásica interna. De lo contrario, el evento se determinaría como una condición de operación normal.

Finalmente, se calculó la complejidad computacional para determinar si el algoritmo propuesto podría implementarse en tiempo real. Los resultados mostraron que el algoritmo era más eficiente desde el punto de vista computacional que los métodos convencionales utilizados para proteger los generadores síncronos, y una implementación en tiempo real es factible en un relé digital.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Introducción

Este capítulo muestra los resultados del desempeño del algoritmo en distintas condiciones de falla, como lo son en el devanado del estator, terminales del generador y fallas externas al esquema de protección diferencial. Además, el algoritmo se probó en dos sistemas de prueba, un sistema simple, que consiste en un conjunto generador-transformador y una carga que se alimenta, mientras que el segundo sistema de pruebas es para comprobar el funcionamiento del algoritmo bajo la condición de tener una aportación externa al punto de falla. También, se realiza una comparativa entre el algoritmo propuesto y los métodos convencionales de protección contra fallas a tierra e el devanado del estator de generadores síncronos.

La plataforma que se utilizó para validar el rendimiento del algoritmo fue un Simulador Digital en Tiempo Real, RTDS por sus siglas en inglés. Como ya se mencionó con anterioridad, se utilizaron distintos sistemas de prueba para emular las condiciones más realistas.

En cada caso, un gráfico ilustra en detalle el comportamiento de las señales que impactan directamente en las corrientes diferenciales. En este sentido, se comparó el algoritmo propuesto con los métodos de protección de sobre voltaje fundamental de tierra (59GN) y la protección de bajo voltaje de tercer armónico de tierra (27TH) que son algunos de los esquemas más utilizados para la protección contra fallas a tierra en el devanado del estator de los generadores síncronos. Por último, se comparó el tiempo de detección de fallas entre los métodos de referencia y el algoritmo propuesto.

5.2. Sistemas de prueba

5.2.1. Sistema de prueba Generador - Carga

Al utilizar el simulador digital en tiempo real para verificar la efectividad de la respuesta del algoritmo ante eventos dinámicos, se implementaron dos sistemas de prueba diferentes para evaluar el rendimiento del algoritmo. El primer sistema de prueba en el RTDS se ilustra en la 5.1.

El sistema consiste de un generador síncrono de 150 MVA a 13.8 kV cuyo devanado del estator esta conectado en estrella y aterrizado, inmediatamente después se encuentra un bus de 13.8 kV, a este bus se encuentra conectado un transformador ideal con una relación de transformación de 13.8/115 kV. En el lado de alta del transformador ideal, se encuentra un bus de 115 kV, en este ultimo se conecta una carga de 105 MW y 72 MVAR's. Los TC's utilizados en la protección diferencial del generador son 1000:5 (C200), la conexión de los transformadores de corriente será Y-Y , el transformador de distribución utilizado para aterrizzar el generador síncrono tiene una relación de transformación de $\frac{13800}{\sqrt{3}}/120 V$, como se quiso aplicar el algoritmo a un sistema de generación con un aterrizamiento de alta impedancia, se tiene que el valor de aterrizaje en términos del lado debajo voltaje del transformador de distribución es $R = 0.2973 \Omega$. Los parámetros del primer sistema de prueba en el RTDS se presentan en la Tabla 5.1

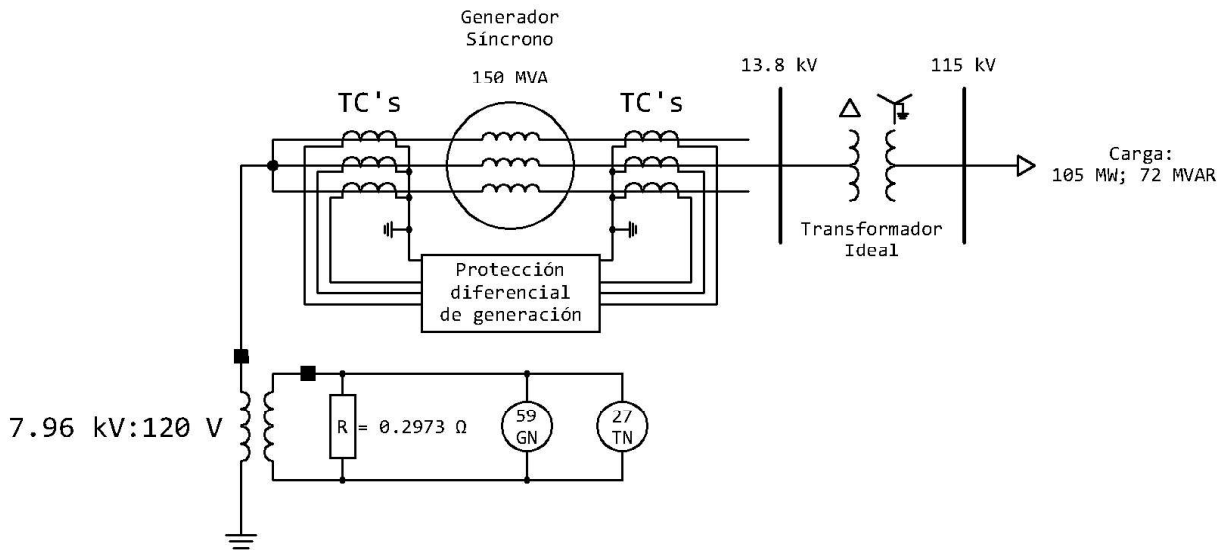


Figura 5.1: Primer sistema de pruebas (Generador - Carga).

Características	Generador	Transformador	Carga
Potencia	150 MVA	-	105 MW; 72 MVAR
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Voltaje	13.8 kV	13.8/115 kV	115 kV
Conexión	Estrella aterrizada	Delta - Estrella	Estrella aterrizada
Sator Leakage Reactance (X_a)	0.18	-	-
D-axis: Unsatured Reactance (X_d)	1.305	-	-
D: Unsatured Transient Reactance (X_d')	0.296	-	-
D: Unsatured Sub-Trans. Reactance (X_d'')	0.252	-	-
Q-axis Unsaturated Reactance (X_q)	0.474	-	-
Q: Unsatured Sub-Trans. Reactance (X_q'')	0.243	-	-
Sator Resistance (R_a)	0.0028544	-	-
D: Unsat. Transient Open T Const. (T_{d0}')	4.452871	-	-
D: Unsat. Sub-Trans. Open T Const. (T_{d0}'')	0.06225397	-	-
Q: Unsat. Sub-Trans. Open T Const. (T_{q0}'')	0.1	-	-
Inertia Constant (H)	3.7	-	-

Tabla 5.1: Parámetros del sistema de pruebas Generador - Carga.

5.2.2. Sistema de prueba Generador - Carga - Bus Infinito

Se considero un segundo sistema de pruebas en el RTDS para evaluar su correcto funcionamiento ante un aporte externo hacia el punto de falla, tanto fallas internas como externas. El sistema de potencia simulado se muestra en la figura 5.2. Como logra apreciarse a simple vista, este sistema es muy similar al mostrado con anterioridad 5.1, la única diferencia notable es que el bus de 115 kV a parte de contar con la carga ya mencionada con anterioridad, esta conectado directamente a bus infinito. Por todo lo demás es exactamente igual, así que los parámetros de las componentes utilizados en esta simulación son los mismos que se mostraron en la tabla 5.1.

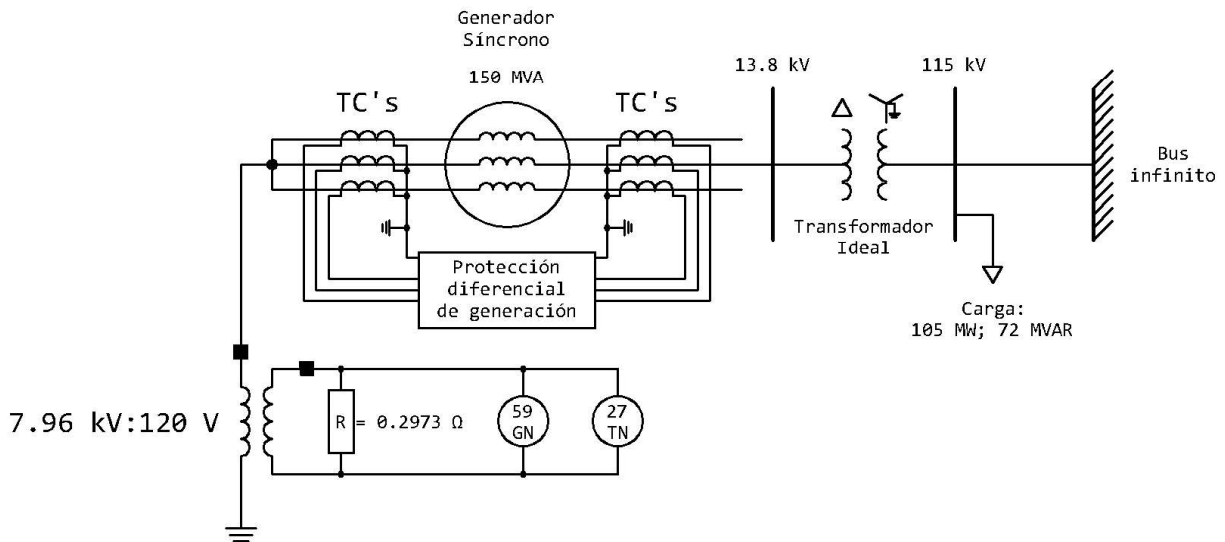


Figura 5.2: Segundo sistema de pruebas (Generador - Carga - Bus Infinito).

5.3. Escenarios considerados para la evaluación del desempeño del algoritmo

La Tabla 5.2 resume todos los eventos cubiertos en la prueba del algoritmo. Se llevaron al rededor de 100 eventos cubiertos considerados los dos sistemas de prueba mostrados con anterioridad. Los escenarios cubiertos son, fallas monofásicas internas en el devanado del estator variando el porcentaje del devanado donde ocurre la falla, fallas monofásicas en los terminales del generador y fallas fuera de la zona de protección del esquema diferencial, como lo son, fallas monofásicas (Para ver comportamiento ante un alto grado de desbalance), fallas bifásicas y trifásicas. Así como la combinación de varios escenarios entre fallas internas y externas.

En todos los eventos las señales se adquirieron utilizando una frecuencia de muestreo de 57.6 kHz para el RTDS. Después, las señales se muestrearon en MATLAB a 3,84 kHz, ya que es una frecuencia de muestreo estándar utilizada en relevadores comerciales. No obstante, las señales también se pueden muestrear a otras frecuencias de muestreo estándar.

Escenario	Numero de casos
Falla Monofásica interna en el devanado del estator (1 %, 2 %, 3 %, 4 %, 5 %, 6 %, 7 %, 8 %, 9 %, 10 %, 11 %, 12 %, 13 %, 14 %, 15 %, 16 %, 17 %, 18 %, 19 %, 20 %, 50 %, 95 %)	88
Falla en terminales del generador (A, B, C)	6
Falla Monofásica externa (A, B, C)	6
Falla Bifásica externa (AB, BC, CA)	6
Falla Trifásica externa	2
Total	108

Tabla 5.2: Eventos considerados para prueba del algoritmo.

5.4. Evaluación del desempeño del algoritmo

Esta sección presenta los resultados del rendimiento del algoritmo durante diferentes tipos de eventos. Los eventos fueron seleccionados entre los más comunes a los que se enfrenta un generador y los más complejos de detectar por las fallas convencionales (fallas por debajo del 5 % del devanado). El algoritmo detectará una condición de falla si las magnitudes del segundo momento central (SMC) caen por debajo del umbral ($SMC \leq 0.1$) el evento se detectara como una falla monofásica y por ende se envía una señal de disparo y finaliza el algoritmo. En cada evento analizado, el tiempo en que ocurre la falla y la magnitud del SMC se muestran con dos líneas verticales discontinuas que indican el momento en que ocurre la falla y el momento en que el algoritmo detecto la falla. El algoritmo se comparo con los esquemas de protección de sobre voltaje fundamental de tierra (59GN) y el esquema de bajo voltaje de tercer armónico de tierra (27TH).

Los resultados se organizan de la siguiente manera. La gráfica a) Muestra las corrientes de cada fase que se observa en el secundario de los transformadores de corriente, tanto del lado neutro (Línea solida) como del lado terminal (Línea discontinua). En b) se muestran las corrientes diferenciales por fase ya normalizadas con ayuda de la ecuación 4.4. En la gráfica c) se observa el comportamiento por fase del SMC en comparación con el umbral de 0.1 (Línea discontinua horizontal). Por ultimo, la gráfica d) se muestra la operación de las distintas protecciones utilizadas en los distintos sistemas de prueba, en esta gráfica se mostrara con una línea vertical discontinua negra el momento en el cual ocurre la falla, a su vez, si el algoritmo detecta una condición de falla se mostrara en la gráfica con una línea vertical discontinua azul el momento en que el algoritmo detecte la falla, también se gráfica con una línea vertical discontinua roja el momento en que las protecciones tradicionales (59GN o 27TH) detectan la condición de falla. Cabe mencionar que en la gráfica d) se mostrara la operación de los esquemas de protección de la siguiente manera: cuando la línea horizontal (De cualquier esquema de protección) tenga el grosor predeterminado de la gráfica, significa que el esquema aun no a operado, cuando el grosor de la línea horizontal aumente significara que la protección a operado, en el supuesto caso de tener el generador en Operación Aislada (OA), como se menciono en el capitulo 4, el algoritmo requerirá de una protección direccional (67) para discriminar entre una falla monofásica o una falla multi-fase externa, en estos casos (Como en las fallas bifásicas y trifásicas externas) como la protección direccional bloquee al esquema diferencial, cuando opere la protección diferencial está tendrá un grosor mayor al predeterminado, pero esta línea horizontal será de color rojo, dando a entender que el esquema diferencial ah operado pero fue bloqueado.

5.4.1. Desempeño en el sistema Generador - Carga

5.4.1.1. Fallas dentro de la zona de protección diferencial

La figura 5.3 muestra el desempeño del algoritmo en una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 1% del generador. La falla ocurrió en el tiempo $t = 0.0794s$. La figura 5.3a) ilustra el comportamiento de las corrientes que observan los TC's del generador, si se observa con cuidado, vemos una ligera disminución en la corriente del lado terminal, debido a este cambio tan pequeño, el esquema diferencial convencional no es capas de determinar que es una falla, pero el algoritmo propuesto es capas de detectar la falla porque las magnitudes del SMC cruzaron el limite del umbral después de $260\mu s$ una vez que ocurrió la falla, como se muestra en la figura 5.3d). El Esquema de bajo voltaje de tercer armónico de tierra (27TH) detecto correctamente la falla en $20.8 ms$ una vez que ocurrió la falla, esto también se puede observar en la figura 5.3d).

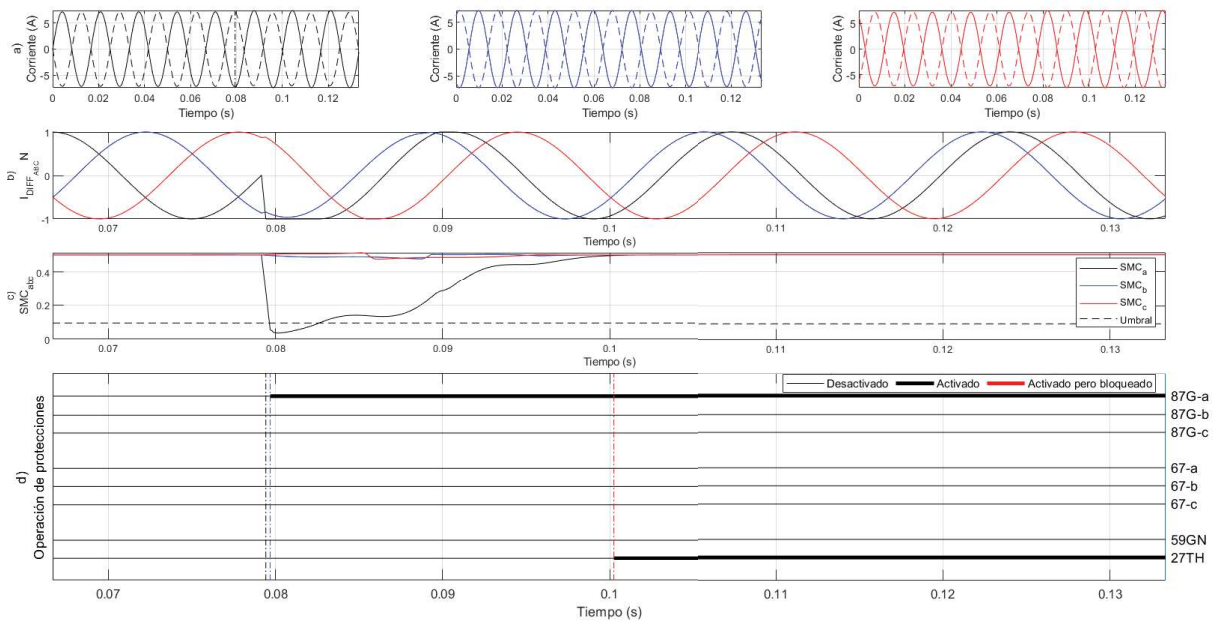


Figura 5.3: Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 1%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

En la figura 5.4 se muestra el desempeño del algoritmo en una falla monofásica interna en el devanado del estator del generador en la fase A al 5%. La falla ocurrió en el tiempo $t = 0.0794s$. La figura 5.4d) nos muestra que la protección diferencial basada en el SMC detecto la falla $260\mu s$ una vez ocurrida la falla, a su vez, podemos observar que la protección 27TH detecta la falla $22.658ms$ después de que ocurriera la falla. En este caso podemos notar como con el algoritmo propuesto el tiempo de respuesta es el mismo que en el caso de una falla al 1%, mientras que la protección 27TH se vio ralentizada debido al aumento de la magnitud del valor de tercer armónico que existe en el neutro del generador.

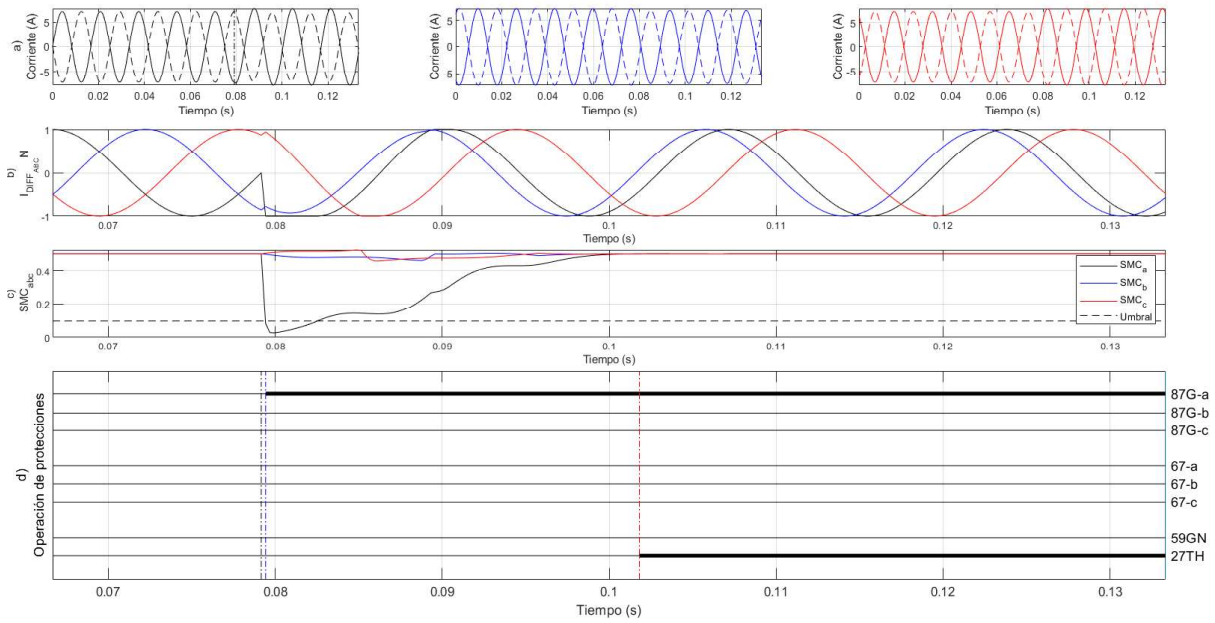


Figura 5.4: Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 5 %. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

En la figura 5.5 se muestra el desempeño del algoritmo en una falla monofásica interna en el devanado del estator del generador en la fase A al 20 %. La falla ocurrió en el tiempo $t = 0.0794s$. La figura 5.5d) nos muestra que la protección diferencial basada en el SMC detecto la falla $260\mu s$ una vez ocurrida la falla, en esta ocasión es la protección de sobre voltaje fundamental de tierra (59GN) quien opera ante la falla monofásica, esto en lo natural, ya que es quien se encarga de cubrir el 95 % del devanado del estator ante fallas monofásicas internas. Dicha protección opero en $41.668ms$ después de que ocurriera la falla. Seguimos viendo que el esquema con el algoritmo propuesto es más rápido que los métodos de protección convencionales y su tiempo de respuesta sigue siendo el mismo.

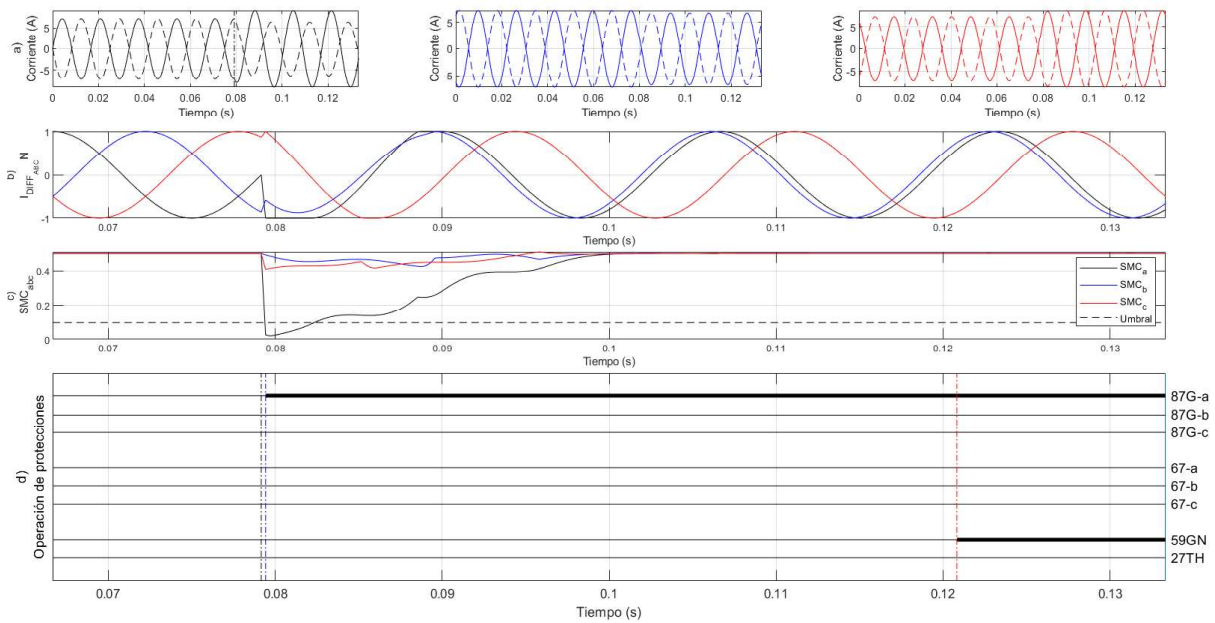


Figura 5.5: Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 20%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

En la figura 5.6 se muestra el desempeño del algoritmo en una falla monofásica en la terminal B del generador. La falla ocurrió en el tiempo $t = 0.0737$. La figura 5.6d) nos muestra que la protección diferencial basada en el SMC detecta la falla $260\mu s$ una vez ocurrida la falla, mientras que la protección de sobre voltaje (59GN) detecta la falla $20.8ms$ después de ocurrida la falla. Este caso nos demuestra que a pesar de tener las condiciones de falla más favorables para la protección de sobre voltaje, aun así no es más veloz que el algoritmo propuesto. Además como se observa que a pesar de la posición de la falla, el algoritmo lo detecta en el mismo tiempo.

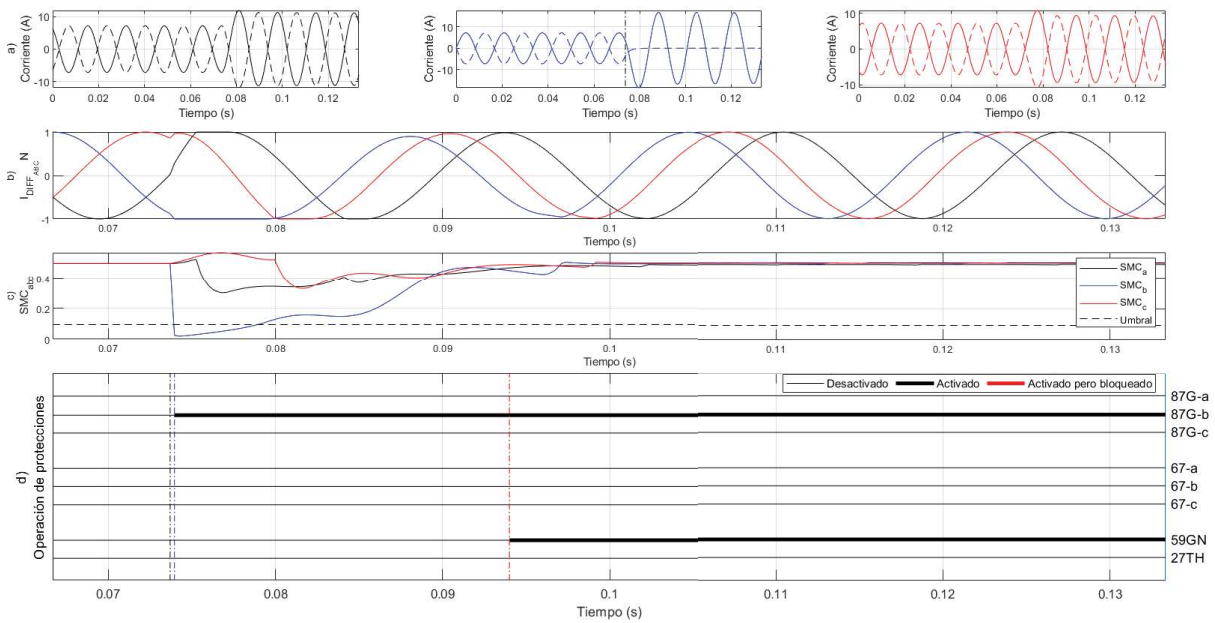


Figura 5.6: Resultados de la simulación de una falla monofásica en la terminal B del generador. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

5.4.1.2. Fallas externas

La figura 5.7 muestra el desempeño del algoritmo ante una falla monofásica en fase A fuera de la zona de protección diferencial. La falla ocurrió en el tiempo $t = 0.0794s$. Como es de esperarse, el algoritmo no detecta la falla externa. En el caso del esquema de sobre voltaje, este opera con un gran tiempo de retraso, pero esto ocurre debido a que al tener un caso en donde tenemos una falla monofásica externa, este (59GN) hace la función de protección de respaldo, por ello en la figura 5.7d) se muestra su operación pero este tiene un gran retraso de tiempo de operación.

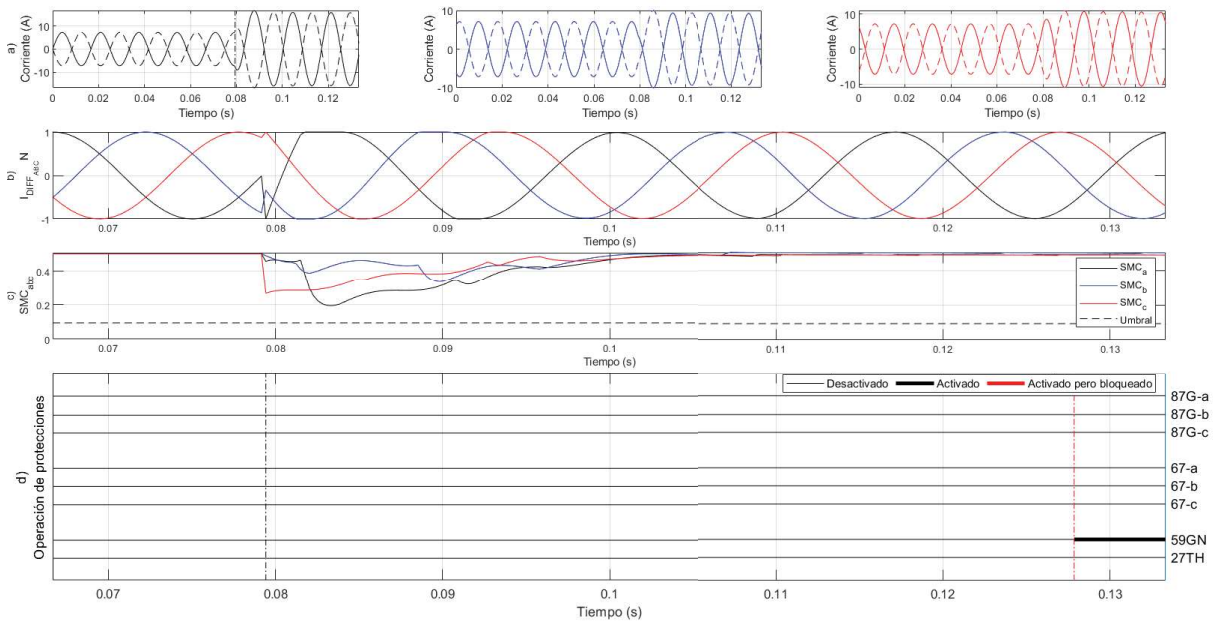


Figura 5.7: Resultados de la simulación de una falla monofásica en fase A fuera de la zona de protección diferencial. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

Idealmente, las fallas externas no deben conducir a la operación del algoritmo propuesto. Sin embargo, ocurre algo curioso con las fallas externas que involucren más de una fase. Como se muestra en la figura 5.8c) vemos que al momento de ocurrir la falla la magnitud del SMC no desciende por debajo del umbral, por lo que en principio no opera, más sin embargo el comportamiento de la corriente diferencial ocasiona que la magnitud del SMC vaya por debajo del umbral de operación propuesto. Esto nos indica que el algoritmo propuesto es muy sensible, así que se tienen dos posibles soluciones, una es cambiar el umbral de operación y volver al algoritmo menos insensible, o en su defecto, bloquear la función del esquema diferencial basado en el segundo momento central. Como se había mencionado en el capítulo 4, se optó por el bloqueo, esto es debido a que en todas las simulaciones realizadas donde intervinieran más de una fase al momento de la falla, tienen el mismo comportamiento que se observa en la figura 5.8c), o sea, primeramente no opera y tiempo después ocurre la operación. Debido a este tiempo en que ocurre la falla y la magnitud del SMC lo detecta se puede implementar una protección direccional de fase, la cual podemos utilizar para detectar una falla externa y bloquear el aspecto diferencial del algoritmo. De manera heurística se observó este comportamiento solamente cuando se tiene un solo generador, o sea, cuando la máquina está en Operación Aislada (OA). Por ello, esta implementación de bloqueo por direccional solamente es utilizada en el sistema de prueba Generador - Carga.

Esta implementación se observa en la figura 5.8d). Se puede observar como después de ocurrir la falla el esquema direccional detecta la misma, lo cual ocasiona el bloqueo del aspecto dife-

rencial del algoritmo. Con esta implementación de bloque direccional logramos que el esquema diferencial basado en el SMC no opere ante fallas externas.

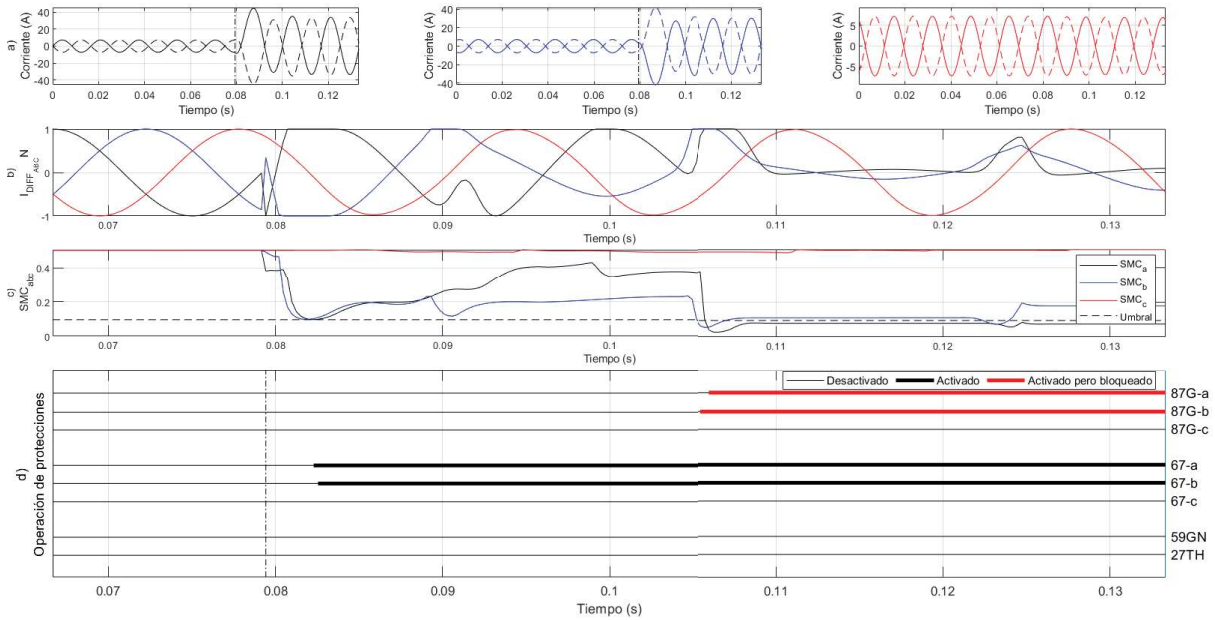


Figura 5.8: Resultados de la simulación de una falla bifásica A-B fuera de la zona de protección diferencial. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

Como se menciono anteriormente, el algoritmo propuesto no deberá de operar ante ningún tipo de fallas externas. En el caso de fallas trifasicas, la magnitud del SMC cae por debajo del umbral de operación establecido, pero gracias a la implementación de bloqueo direccional (explicado anteriormente) el algoritmo no opera.

En la figura 5.9c) se observa como al momento de ocurrir la falla, la magnitud del SMC esta muy cerca del umbral de operación, más sin embargo no causa la operación. Tiempo después la magnitud de la SMC de la fase A cae por debajo del umbral, lo que ocasiona su operación, pero antes de que esto ocurriera, como se observa en la figura 5.9d) el esquema direccional logra detectar antes la falla trifasica, lo cual ocasiona el bloqueo del aspecto diferencial del algoritmo.

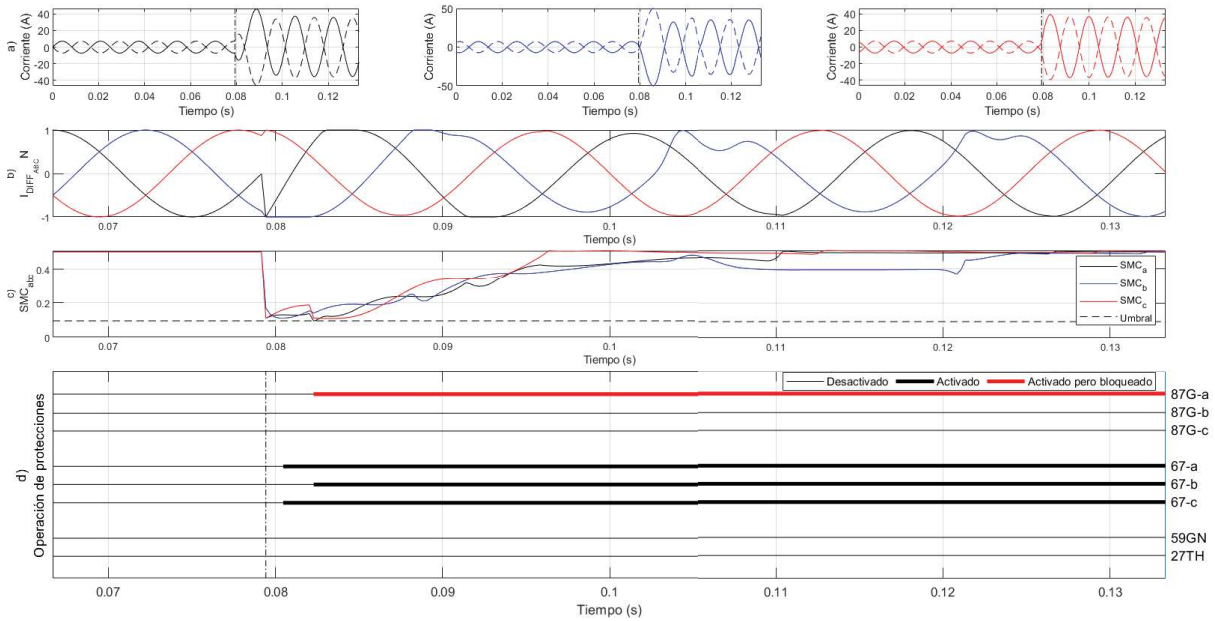


Figura 5.9: Resultados de la simulación de una falla trifásica externa. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

Así que cuando tenemos un generador síncrono en Operación Aislada (OA) es necesario contar con un esquema direccional de bloqueo, para que el esquema diferencial basado en el SMC no opere ante fallas externas que tengan involucradas más de una fase; dicho bloqueo no es necesario ante fallas monofásicas externas.

5.4.2. Desempeño en el sistema Generador - Carga - Bus Infinito

Una vez analizado el desempeño del algoritmo en el primer sistema de pruebas, analizaremos el desempeño del algoritmo en el segundo sistema de pruebas presentado en la figura 5.2.

5.4.2.1. Fallas dentro de la zona de protección diferencial

La figura 5.10 muestra el desempeño del algoritmo ante una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 1% del generador y como el sistema esta conectado a un bus infinito, en este caso, como en los contiguos, existe una aportación externa al punto de falla. Dicho suceso ocurrió en $t = 0.0752s$. En la figura 5.10d) se observa como la magnitud de la fase a cae por debajo del umbral de operación $260\mu s$ después de que ocurriera la falla, a su vez, se observa como el esquema de bajo voltaje (27TH) detecta la falla $19.27ms$ una vez que ocurrió la falla. Igual que en el primer sistema de pruebas, el algoritmo propuesto detecta la falla antes que el método convencional.

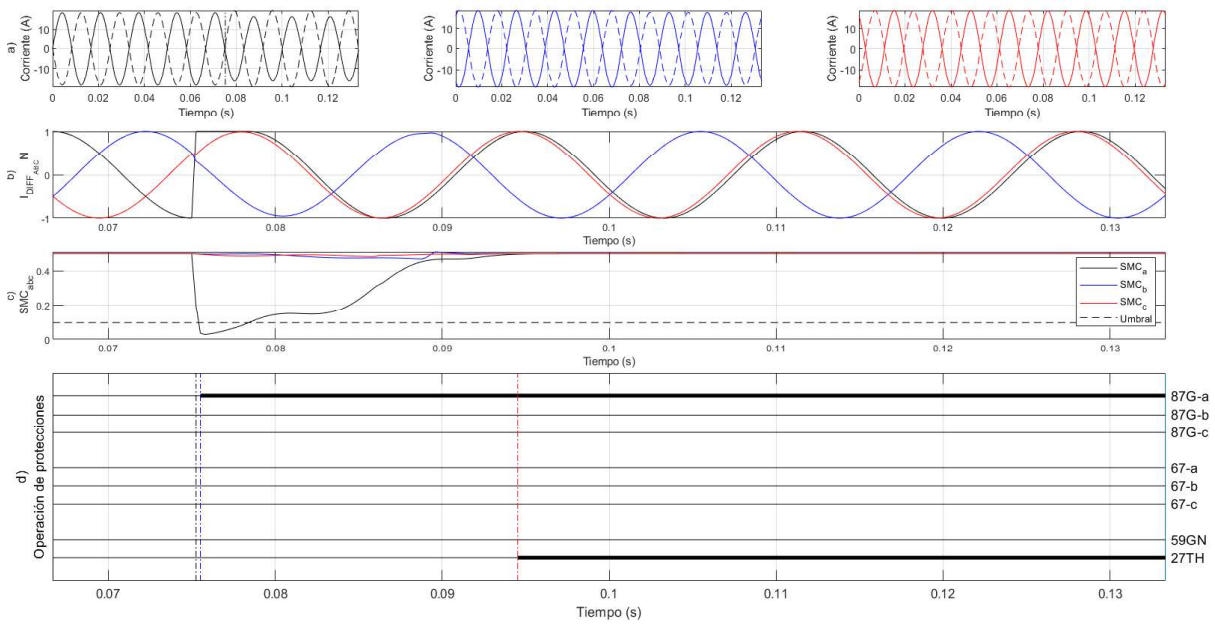


Figura 5.10: Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 1%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

En la figura 5.11d) se observa el desempeño del algoritmo en una falla monofásica interna en el devanado del estator del generador en la fase A al 5%. La falla ocurre en $t = 0.0752s$. La protección $87G_a$ detecta la falla $261\mu s$ después de ocurrir la falla, mientras que la protección 27TH opera $22.655ms$ una vez ocurrida la falla.

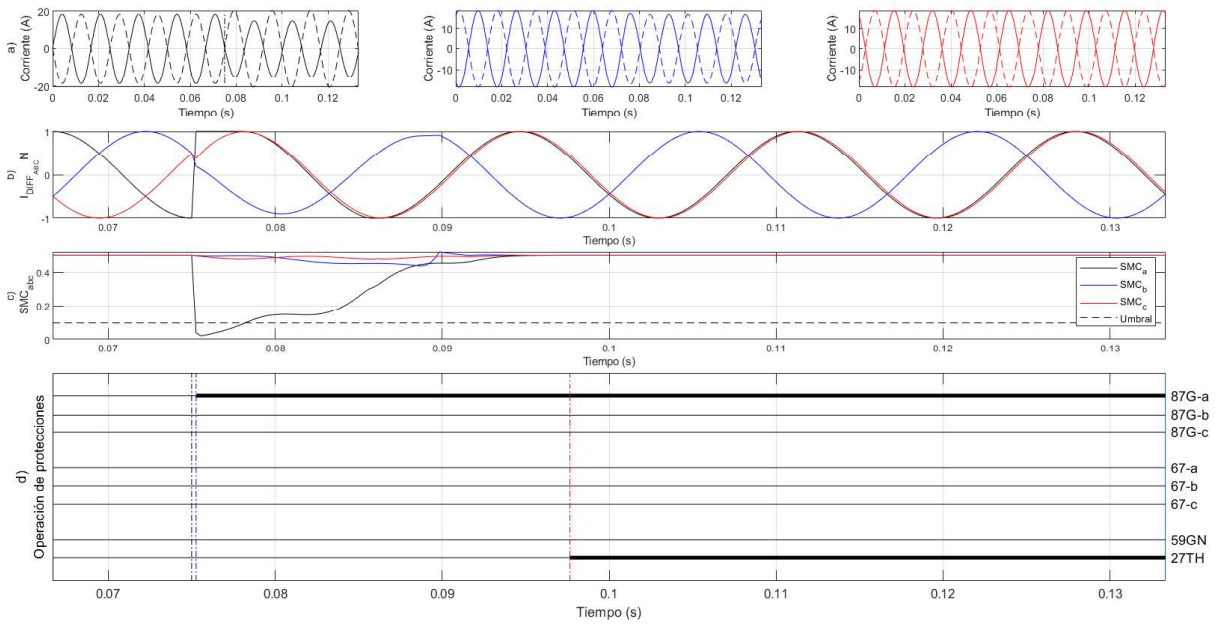


Figura 5.11: Resultados de la simulación de una falla monofásica interna en el devanado del estator en la fase A al 5%. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

Como se a observado en estos dos casos mostrados, vemos que el comportamiento del algoritmo es bastante similar a los casos mostrados en el sistema de pruebas anterior. De las misma manera, el resto de simulaciones realizadas obtuvieron valores similares en el tiempo de respuesta ente las fallas dentro de la zona de protección diferencial.

5.4.2.2. Fallas externas

Veamos el comportamiento del algoritmo ante fallas fuera de la zona diferencial cuando se tiene aportación externa hacia el punto de falla.

En la figura 5.12 se muestra el desempeño del algoritmo ante una falla monofásica externa, en la fase A. Si observamos en la figura 5.12d) vemos como el algoritmo en ningún momento decae por debajo del umbral de operación, lo cual es un comportamiento correcto para el esquema diferencial basado en el SMC. También se logra apreciar la operación de la protección de sobre voltaje fundamental (59GN) como respaldo.

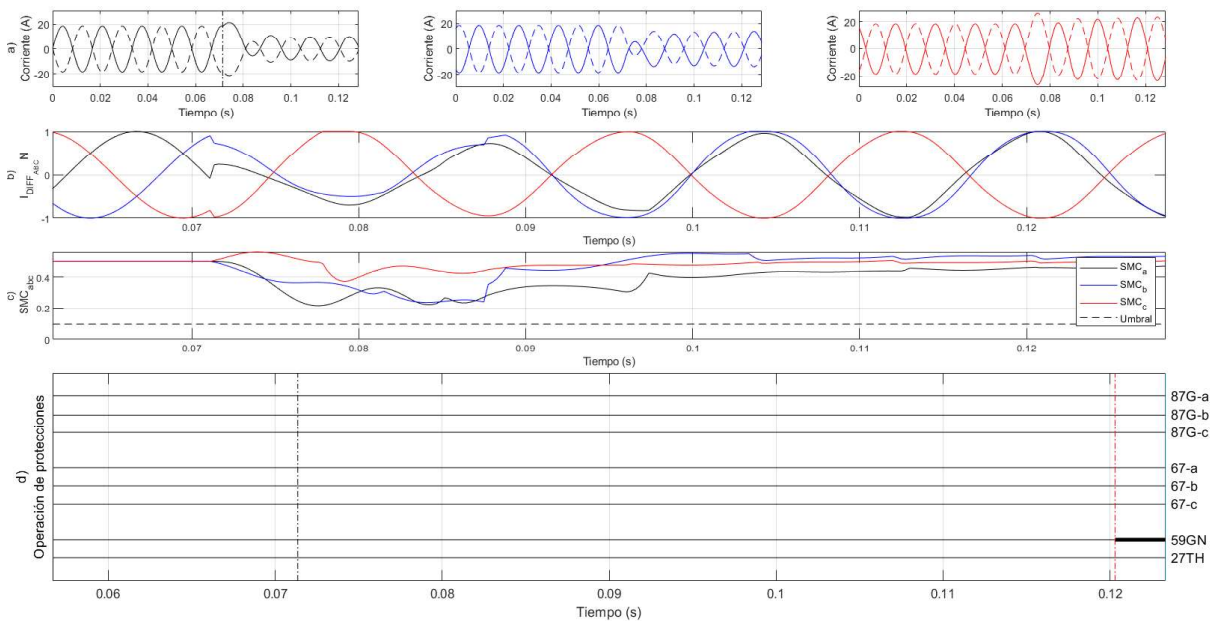


Figura 5.12: Resultados de la simulación de una falla monofásica en la fase A fuera de la zona de protección diferencial. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

Lo interesante viene a continuación. En la figura 5.13 se aprecia el comportamiento del algoritmo propuesto ante una falla bifásica AB fuera de la zona de protección diferencial; aquí vemos como debido al aporte de corriente externa hacia el punto de falla, la corriente vista por los TC's del generador es igual tanto en el lado neutro, como en el lado terminales aun después de ocurrida la falla, esto ocasiona que la forma de onda de la corriente diferencial no cambie bruscamente al momento de la falla, y como se explico en el capítulo 3, el Segundo Momento Central nos ayuda a identificar los cambios en la forma de onda de una señal a analizar, así que en términos simples. Como la forma de onda de la corriente diferencial no cambio, la magnitud del SMC no cambio prácticamente nada y al no caer por debajo del umbral de operación, el algoritmo no operará.

También, gracias a este caso se observa que el esquema de bloqueo direccional solamente se utiliza en el supuesto caso de tener un generador en Operación Aislada.

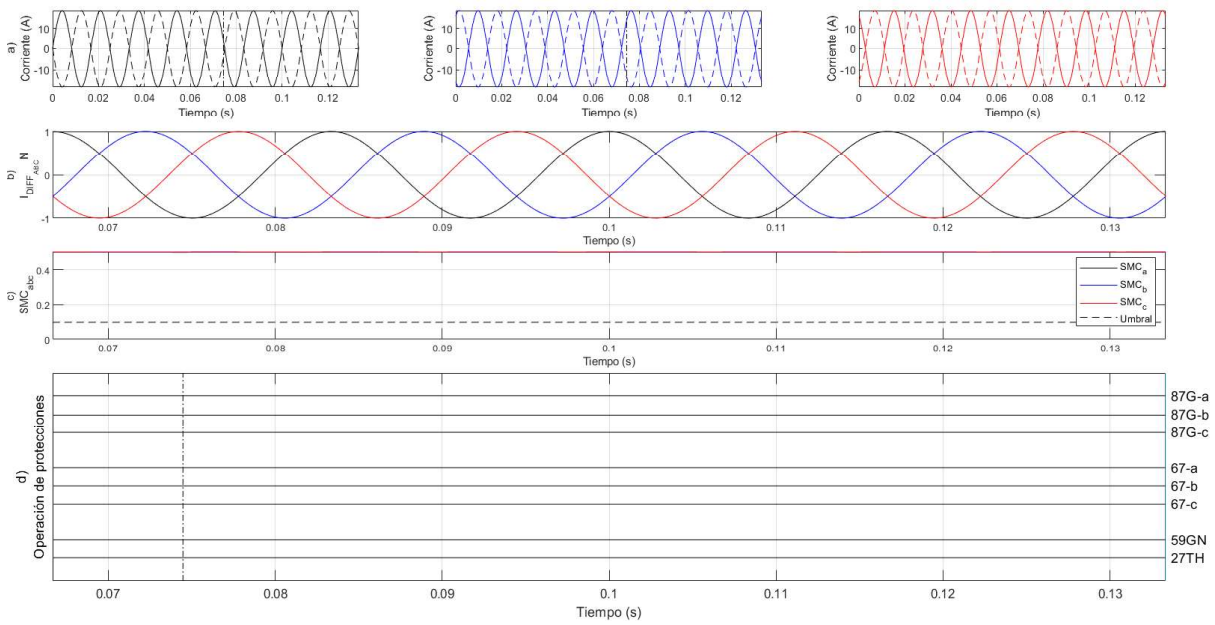


Figura 5.13: Resultados de la simulación de una falla bifásica AB externa. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador sincrónico. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

En la figura 5.14 observamos el desempeño del algoritmo propuesto ante una falla trifásica externa.

De la misma manera que el caso anterior, gracias al aporte externo, la forma de onda de la corriente diferencial no se ve tan fuertemente afectada cuando ocurre la falla, lo que ocasiona que la magnitud del SMC no decaiga y por ende el algoritmo no opere.

Con este caso, vemos que cuando tenemos aportación externa el algoritmo funciona de la manera correcta. Es decir, detecta Las fallas monofásicas internas con un excelente tiempo de respuesta y no opera ante fallas fuera de la zona de protección diferencial.

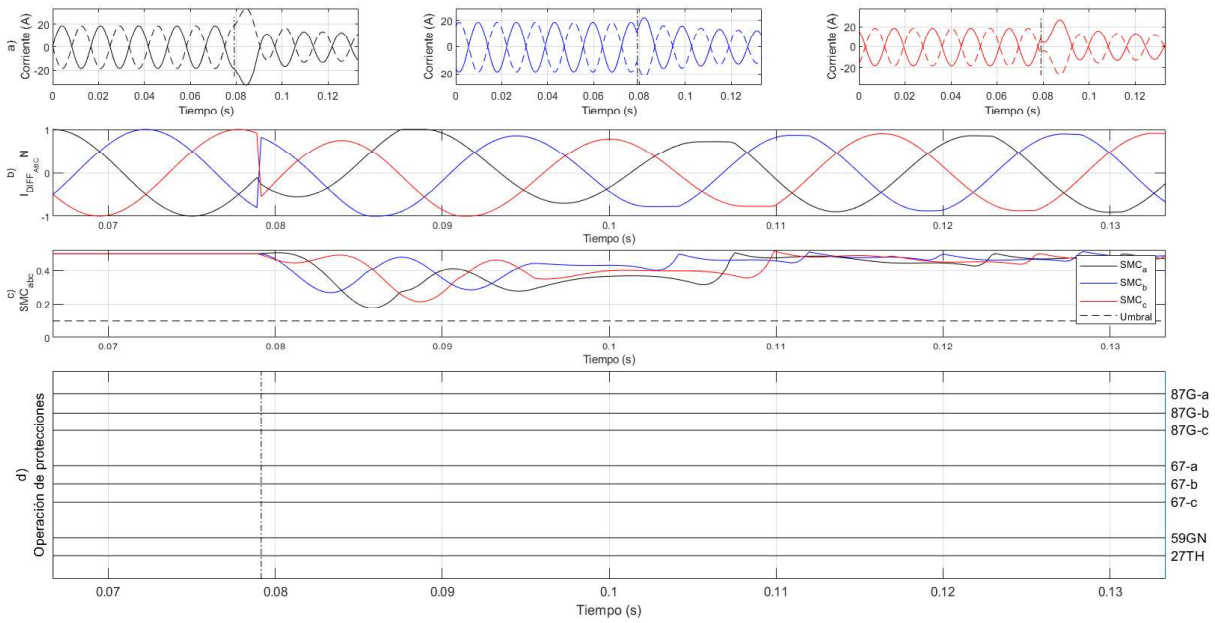


Figura 5.14: Resultados de la simulación de una falla trifásica externa. a) Corrientes secundarias por fase de los TC's del generador síncrono. b) Corrientes diferenciales normalizadas. c) Comportamiento por fase de la magnitud del SMC. d) Operación de protecciones implementadas en los sistemas de prueba.

5.5. Resultados del rendimiento del algoritmo propuesto

Todos los eventos analizados con anterioridad muestran la efectividad del algoritmo para detectar fallas monofásicas internas en el devanado del estator y discriminar entre fallas dentro de la zona de protección diferencial y externas, como se menciono anteriormente, se simularon un total de 108 evento. En la tabla 5.3 se encuentra un resumen del tiempo que le toma a cada esquema implementado en los distintos sistemas de simulación, o sea, que se tiene una comparativa entre el tiempo de respuesta del algoritmo propuesto, el esquema de sobre voltaje fundamental de tierra (59GN) y el esquema de bajo voltaje de tercer armónico de tierra. La tabla muestra el tiempo máximo (T_{max}), mínimo (T_{min}) y promedio (T_{prom}) de operación para cada método evaluado. Además, se presenta el número de errores de operación ($\#Op.$ Incorrectas) de cada método probado. Los errores de operación representan la falla de disparo en caso de fallas internas y los disparos en falso por fallas externas.

analizando la tabla 5.3 se observa que todos los casos de fallas dentro de la zona de protección diferencial; el algoritmo propuesto es mucho más rápido que el esquema convencional contra el que se compara. Esto se logra gracias a que la normalización (ecuación 4.4) se realiza ventana a ventana, eso significa que justo después de que ocurra la falla el valor de la magnitud de la nueva muestra (muestra de falla) comparada con las muestras pasadas (muestra en estado estable) es mucho más grande, por lo que al momento de normalizar dicha ventana la base sería la muestra de falla que acaba de ser tomada, debido a esto los datos de estado estable serán

ínfimos y en esa ventana en particular, la forma de onda será muy deforme, lo que ocasiona que la magnitud del SMC decaiga por debajo del umbral de operación.

Como se menciono con anterioridad, si el generador esta en Operación aislada, se tendrá que habilitar un esquema de bloqueo direccional, esto es para evitar disparos en falso ante fallas monofásicas externas que involucren más de una fase; y en el supuesto caso de tener el generador en un sistema donde exista un aporte hacia el punto de falla, dicho esquema de bloqueo no será necesario. Como se muestra en la tabla 5.3 y en los casos de fallas externas mostrados con anterioridad, el algoritmo propuesto no tiene ninguna operación en falso.

Falla	Metodo	# Eventos	Tmax	Tmin	Tprom	#Op. Incorrectas
Monofásica al 1%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	260μs	585μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		21.5ms	19.9	20.65ms	
Monofásica al 2%	Algoritmo Propuesto	4	260μs	260μs	260μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		21.6ms	19.6	20.675ms	
Monofásica al 3%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	520μs	650μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		22.6ms	21.2ms	21.85ms	
Monofásica al 4%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	520μs	780μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		22.1ms	21.6	21.925ms	
Monofásica al 5%	Algoritmo Propuesto	4	780μs	260μs	650μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		23.6ms	22.4	23.15ms	
Monofásica al 6%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	780μs	975μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		23.97ms	22.93ms	23.41ms	
Monofásica al 7%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	780μs	845μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		24.068ms	23.63ms	23.92ms	
Monofásica al 8%	Algoritmo Propuesto	4	520μs	520μs	520μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		24.08ms	23.9ms	24.01ms	
Monofásica al 9%	Algoritmo Propuesto	4	780μs	780 μs	780μs	-
	Esqm. de Bajo Voltaje de 3er Armónico		24.41ms	24.2ms	24.34ms	
Monofásica al 10%	Algoritmo Propuesto	4	780μs	260μs	520μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		44.11ms	43.99ms	44.01ms	
Monofásica al 11%	Algoritmo Propuesto	4	780μs	260μs	455μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.98ms	43.72ms	43.81ms	
Monofásica al 12%	Algoritmo Propuesto	4	260μs	260μs	260μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.81ms	43.54ms	43.6ms	
Monofásica al 13%	Algoritmo Propuesto	4	520μs	520μs	520 μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.56ms	43.21ms	43.43ms	
Monofásica al 14%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	260μs	585μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.43ms	43.13ms	43.24ms	
Monofásica al 15%	Algoritmo Propuesto	4	520μs	260μs	390μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.41ms	42.68ms	43ms	
Monofásica al 16%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	780μs	845μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.1ms	42.53ms	42.86ms	
Monofásica al 17%	Algoritmo Propuesto	4	780μs	260μs	390μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.3ms	42.23ms	42.52ms	
Monofásica al 18%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	520μs	780μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.3ms	41.97ms	42.29ms	
Monofásica al 19%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	520μs	845μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.22ms	41.86ms	42.1ms	
Monofásica al 20%	Algoritmo Propuesto	4	780μs	260μs	585μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		43.1ms	40.4ms	41.9ms	
Monofásica al 50%	Algoritmo Propuesto	4	780 μs	520μs	585μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		25.9ms	23.6ms	24.75ms	
Monofásica al 95%	Algoritmo Propuesto	4	1.04ms	520μs	650μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		19.6ms	18ms	18.9ms	
Monofásica en Terminales	Algoritmo Propuesto	6	1.04ms	260μs	520μs	-
	Esqm. de Sobre Voltaje Fundamental		20.8ms	18ms	19.03ms	
Monofásica externa A-g; B-g; C-g	Algoritmo Propuesto	6	-	-	-	-
Bifásica externa A-B; B-C; C-A	Algoritmo Propuesto	6	-	-	-	-
Trifásica externa	Algoritmo Propuesto	2	-	-	-	-

Tabla 5.3: Tiempo de detección de falla del algoritmo propuesto, esquema de Sobre Voltaje Fundamental (59GN) y el esquema de Bajo Voltaje de 3er Armónico (27TH).

5.6. Conclusiones

Este capítulo ha presentado el rendimiento del algoritmo durante distintos sistemas de pruebas, así como distintos casos de eventos transitorios, como lo son las fallas dentro de la zona de protección diferencial como las fallas externas. Estos escenarios fueron seleccionados considerando

que tienen las condiciones de operación más complejas para la detección de fallas monofásicas internas por debajo del 5% en el devanado del estator de los generadores síncronos, así como también varias de las fallas más comunes a las que se enfrenta esta máquina (Fallas externas varias). El algoritmo se comparó con el esquema de sobre voltaje fundamental de tierra (59GN) y con el esquema de bajo voltaje de 3er armónico de tierra (27TH). El análisis del rendimiento del algoritmo mostró que el susodicho lograba de manera satisfactoria el diferenciar entre las fallas internas y las fallas externas, así como también el lograr la detección de fallas monofásicas internas por debajo del 5% del devanado del estator. Además el tiempo de detección de fallas del algoritmo propuesto fue mucho menor que el de los métodos convencionales de protección contra fallas a tierra (59GN y 27TH). Como se a explicado en capítulos anteriores, el algoritmo se puede aplicar a cualquier generador, independientemente de su clasificación, conexiones, características o configuración del sistema de potencia. Esto gracias a que el algoritmo propuesto tiene un umbral de ajuste único y que teóricamente no tiene que ser reajustado si se modifica el generador síncrono de potencia o la red. Esta característica proporciona un algoritmo con portabilidad y confiabilidad para la protección de los generadores síncronos de potencia.

Cabe mencionar que como se desvelo en este capítulo, es posible hacer lo mencionado solo si el generador se encuentra en un sistema interconectado, es decir, que pueda aportar al momento de ocurrir una falla (que normalmente es así), de lo contrario (cuando se tiene Operación Aislada), el único ajuste que se deberá de hacer sería el ajustar los parámetros del esquema de bloqueo direccional.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. conclusiones

En el presente capítulo se resume el trabajo de investigación y extrae conclusiones relacionadas con el logro de los objetivos del proyecto. Se identifican las principales contribuciones de la tesis en el campo de la protección de generadores síncronos, seguidas de recomendaciones para el trabajo futuro basado en la investigación, incluidas otras aplicaciones potenciales.

Actualmente se cuentan con varios esquemas de protecciones contra fallas a tierra en generadores, aun teniendo en cuenta el método de conexión a tierra de este. Sin embargo, como se explico en capítulos anteriores, en el caso de los generadores con una puesta a tierra de alta impedancia, la complejidad de detectar una falla a tierra aumenta, debido a la magnitud de la corriente, que es limitada por el propio sistema de tierra.

Como resultado de esta complejidad, se han implementado distintos métodos de protección para operar correctamente ante fallas a tierra. Como lo son, el esquema de sobretensión de frecuencia fundamental de neutro (59GN), subtensión de tercer armónico (27TN), diferencial de voltaje de tercer armónico, inyección de voltaje, entre otros. Sin embargo, algunos solamente protegen secciones del devanado, por lo que se recurre a sistemas compuestos, lo que aumenta la probabilidad de un mal funcionamiento en alguno de ellos; mientras que otros son capaces de dar una cobertura total al devanado, tienen un alto costo económico.

Por esto, se propuso un nuevo algoritmo que aprovecha la protección diferencial de generadores. El método utilizó el segundo momento central como base para extraer los patrones característicos de las corrientes diferenciales y tomar una decisión, si el evento corresponde a una falla externa o una falla interna.

El segundo momento central es un índice estadístico que mide qué tan lejos está cada punto de la variable de su respectiva media. Esta medida se utilizó como indicador para determinar si las formas de onda de las corrientes diferenciales han cambiado considerando la similitud de una señal sinusoidal a una corriente de estado estable, donde el valor medio es cero. Por lo tanto, la magnitud del segundo momento central se asoció con los datos de dispersión para los

casos de una corriente falla interna o externa.

El algoritmo propuesto utilizó como señales de entrada las corrientes secundarias de los TC's, para formar la corriente diferencial de cada fase. Las corrientes diferenciales se procesaron en una ventana deslizante que representa un ciclo de información.

Para generalizar la aplicación del algoritmo se normalizaron las corrientes diferenciales filtradas en una escala de $[-1, +1]$.

Las magnitudes del segundo momento central de cada fase se calcularon a partir de las corrientes diferenciales normalizadas. El algoritmo comparó las magnitudes del SCM respecto a un umbral establecido. Si las magnitudes del segundo momento central caen por debajo del umbral, el algoritmo identificará el evento como una falla interna. De lo contrario, se determina como una falla externa. El umbral fue determinado por medio de varias pruebas, por lo que este umbral para identificar las corrientes de falla a lo largo de todo el devanado del estator, es un valor heurístico.

El algoritmo se probó en dos sistemas de prueba para validar la efectividad del método. Se utilizó un simulador digital en tiempo real (RTDS) para realizar la evaluación del algoritmo. Se probaron al rededor de 100 eventos, incluidas fallas a tierra en distintos porcentajes del devanado y fallas fuera de la zona de protección diferencial del generador, en condiciones de operación aislada y con aportación de corriente externa hacia el punto de falla para evaluar la sensibilidad del algoritmo para evaluar la sensibilidad del algoritmo. En todos los escenarios evaluados, el algoritmo propuesto mostró un tiempo promedio de detección de fallas de $800\mu s$. Todos estos resultados mostraron que el algoritmo puede ser la base de un nuevo esquema de protección diferencial para generadores síncronos.

6.2. Aportaciones

El principal aporte de esta investigación es el desarrollo de un nuevo algoritmo de protección diferencial de generadores síncronos utilizando el segundo momento central para identificar fallas a tierra en el devanado del estator de los mismos. Asimismo, el trabajo de investigación presento los siguientes aportes:

- Un algoritmo diferencial con ajuste universal que se puede aplicar a cualquier generador independientemente de los parámetros del mismo.
- Tiempo de detección de fallas menor que en los esquemas tradicionales basados en fasores.
- Detección de fallas a tierra en el devanado del estator por debajo del 5% de las espiras.

6.3. Recomendaciones para trabajos futuros

Con base en los resultados obtenidos en este trabajo de investigación, se recomiendan las siguientes vías de investigación para un estudio posterior sobre la aplicación:

1. Demostrar matemáticamente y formalizar el umbral de operación presentado en el algoritmo.
2. Extender la exploración e investigación a la detección o discriminación de fallas y eventos transitorios en otros elementos inductivos en el sistema eléctrico de potencia como motores, líneas, reactores con núcleo de hierro, en serie o derivación, considerando el comportamiento de las formas de onda durante la energización de los elementos o en condiciones de operación anormal.
3. Extender la exploración e investigación a la detección de fallas a tierra en generadores asíncronos.
4. Extender la exploración e investigación a la detección de fallas a tierra en motores síncronos.
5. Extender la exploración y la investigación a la detección de fallas a tierra en motores de inducción.
6. Explorar la aplicación del algoritmo propuesto a la protección de barras. En dicho elemento la saturación del TC es el principal inconveniente de la protección diferencial. Por lo que, la aplicación del algoritmo podría tener un cambio de enfoque en la manera de implementar el comportamiento de la magnitud del segundo momento central, realizando comparaciones en el comportamiento de este ante las formas de onda características cuando se tiene saturación en un TC.
7. Explorar y evaluar la aplicación del segundo momento central a la protección diferencial de líneas de transmisión con compensación en serie.
8. Explorar y evaluar la aplicación del segundo momento central para la detección de fallas en líneas de transmisión con generación electrónica de potencia.
9. Ampliar la aplicación del algoritmo propuesto para la detección de fallas entre espiras en el estator de un generador síncrono o máquina de inducción.

Referencias

- [1] Protective relaying principles and applications, 4th ed., J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin
- [2] Protective relaying for power generation systems, Donald Reimert; Cap. 5 Generator Ground Fault Protection.
- [3] IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems Part II –Grounding of Synchronous Generator Systems.
- [4] IEEE Standard C37.102, IEEE Guide for AC Generator Protection.
- [5] ANSI/IEEE C37.101-1985, IEEE Guide for Generator Ground Protection, IEEE, New York, 1985, IEEE Guides and Standards for Protective Relaying Systems - 1989 Edition, IEEE, New York, 1989.
- [6] D. Jones, M.Sc., C. Eng., M.I.E.E., Analysis and Protection of Electrical Power Systems, Pitman Publishing, 1971.
- [7] H. Ungrad, W. Winker and A. Wiszniewski, “Protection techniques in Electrical Energy Systems”, Marcel Dekker, 1995.
- [8] Denis Robertson, “Power system protection”, reference manual, reylolle protection, first published in 1982 by Oriell Press Ltd., pp. 104.
- [9] Safari-Shad N., and Franklin R.: “Adaptive 100% Stator Ground Fault Protection Based on Third-Harmonic Differential Voltage Scheme”, IEEE Transactions on Power Delivery (2015)
- [10] Bo, Z.Q., Wang, G.S., Wang, P.Y., Weller, G.: Non-Differential Protection of Generator using Fuzzy Neural Networks. In: International Conference on Power System Technology, pp. 1072–1076 (1998)

- [11] Gaffor, S.A., Ramana Rao, P.V.: A New Wavelet Based Ground Fault Protection Scheme for Turbo Generators. In: Second International Conference on Industrial and Information Systems, Sri Lanka, pp. 353–355 (2007)
- [12] J. Roberts, D. Tziouvaras, G. Benmouyal, and H. J. Altuve, “The Effect of Multiprinciple Line Protection on Dependability and Security,” proceedings of the 55th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA, May 2001.
- [13] N. Yadaiah , N. Ravi, "Fault Detection in Synchronous Generators Based on Independent Component Analysis",Proceedings of the International Conference on Frontiers of Intelligent Computing: Theory and Applications (FICTA) Volume 199 of the series Advances in Intelligent Systems and Computing pp 285-292
- [14] Basileco, J., and J. Taylor, Report on Methods for Earthing of Generator Step-Up Transformer and Generator Winding Neutrals as Practiced Throughout the World,.*Electra*, 121, December 1988, pp.86-101.
- [15] G. Ziegler, Numerical Differential Protection, 2nd ed., Ed. Erlangen, Germany: Publicist Pub, 2012,pp.10–16
- [16] B. Kasztenny, N. Fischer, and H. J. Altuve, “Negative-Sequence Differential Protection—Principles, Sensitivity, and Security,” proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2014.
- [17] P. M. Anderson, *Power System Protection*, Canada: IEEE Press Power Engineering Series: P. M. Anderson, Series Editor, 1999.
- [18] IEEE Committee Report, Computer Representation of Overcurrent Relay Characteristics,IEEE Trans., PWRD-4 (2), July 1989, pp. 1659-1667.
- [19] M. Saucedo “Diagnóstico integral del devanado del estator de generadores eléctricos”. Comisión Federal de Electricidad. México 2001
- [20] A. Guzmán, N. Fischer, and C. Labuschagne, “Improvements in Transformer Protection and Control,” proceedings of the 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2009.
- [21] J. W. Pope. “A comparison of 100 % stator ground fault protection schemes for generator stator windings” IEEE Trans on Power Apparatus and Systems.,vol.PAS-103 No 4,april 1984

- [22] G. Rockefeller “Generator Protection Application Guide” Basler Electric 1994
- [23] Lui Xiaobo “The research and exploitation of subharmonic injection scheme for generator stator ground protection”, CIGRE 2010 Proceedings
- [24] Z. Gajić, I. Brnčić, B. Hillström, F. Mekić, and I. Ivanković, “Sensitive Turn-to-Turn Fault Protection for Power Transformers,” proceedings of the 32nd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2005.
- [25] Kreighbaum, E. y Barthels, K. M. (1988). Biomechanics: a qualitative approach for studying human movement. Minnesota: Burgess Publishing Company.
- [26] R. S. Bhardwaj, “Moments, skewness and kurtosis,” in Business Statistics, Excel Books India, 2nd ed., pp. 241–242, 2009.
- [27] R. S. Bhardwaj, “Measures of central tendency,” in Business Statistics, Excel Books India, 2nd ed., pp. 165–166, 2009.
- [28] H. J. Altuve, N. Fischer, G. Benmouyal, and D. Finney, “Sizing Current Transformers for Line Protection Applications,” proceedings of the 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2013.
- [29] A. Ghosh, and G. Ledwich, “Power quality enhancement using custom power devices,” Kluwer academic publishers, 2002
- [30] A. A. Memon, and K. Kauhaniemi, “A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions,” Elec. Pow. Syst. Res., vol. 129, pp. 23–31, Aug. 2015.
- [31] S. A.Hosseini, H. A. Abyaneh, S. H. Sadeghi, F. Razavi, and A.Nasiri, “An overview of microgrid protection methods and the factors involved,” Ren. and Sust. Energy Rev., vol. 64, pp. 174–186, Jun. 2016.
- [32] A. B. Dehkordi, A. M. Gole, and T. L. Maguire, “Real Time Simulation of Internal Faults in Synchronous Machines,” proceedings of the 7th International Conference on Power System Transients, Lyon, France, June 2007.
- [33] K. Nadipalli, et al. “Influence of Harmonic Injections on the performance of Certain Analog and Digital Protection and Regulation Equipment,” in Power Symposium, 2008.

- [34] D. Chapman, *Application Note Harmonics: Causes and Effects*. European Copper Institute. 2011
- [35] A. Haddadi, I. Kocar, U. Karaagac, H. Gras, and E. Farantatos, "Impact of Wind Generation on Power Swing Protection," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 34, no. 3, pp. 1118-1128, Jun. 2019.
- [36] M. J. Thompson, H. Miller, and J. Burger, "AEP Experience With Protection of Three Delta/Hex Phase Angle Regulating Transformers," proceedings of the 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2007.
- [37] B. Patel, P. Bera, and S. H. N. Dey, "Differential voltage-based fault detection during power swing," *IET Gen., Trans. & Dist.*, vol. 14, no. 1, pp. 157–165, Jan. 2020.
- [38] S. M. Hashemi, M. Sanaye-Pasand, and M. Shahidehpour, "Fault Detection During Power Swings Using the Properties of Fundamental Frequency Phasors," *IEEE Trans. On Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1385–1394, Mar. 2019.
- [39] Douglas K. Linder, "Introduction to Signals and Systems", Mc Graw Hill International Editions, Electrical Engineering Series, 1999.
- [40] N. Fischer, and B. Kasztenny, "Testing Superimposed-Component and Traveling Wave Line Protection", in Proc. 26th Annu. Western Protective Relay Conf, Spokane, WA, Oct. 2017
- [41] P. Gill, "Electrical Power Equipment Maintenance and Testing", 2nd Ed., CRC Press Taylor & Francis Group p. 544, Chapter 9. 2008.
- [42] E.O. Schweitzer and Daqing Hou, "Filtering for protective relays," 19th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 1992.
- [43] J. A. de la O, H. J. Altuve and I. Diaz, "A new digital filter for phasor computation. I. Theory [power system protection], in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 1026-1031, Aug. 1998, doi: 10.1109/59.709093.
- [44] B. Kasztenny, G. Benmouyal, H. J. Altuve, and N. Fischer, "Tutorial on Operating Characteristics of Microprocessor-Based Multiterminal Line Current Differential Relays," proceedings of the 38th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2011.

- [45] B. P. Welford, "Note on a method for calculating corrected sums of squares and products," *Technometrics*, vol. 4, no. 3, pp. 419–420, 1962.
- [46] J. G. Proakis and D. G. Manolakis, *Digital Signal Processing: Principles, Algorithms, and Applications*, pp. 511-527, 4th ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, 2006.
- [47] J. M. Gers, E. J. Holmes, "*Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Ed.*," Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2011.