



Universidad Nacional Autónoma de México

Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería
Eléctrica - Sistemas Eléctricos de Potencia

Implementación de la Protección Direccional en Redes de Distribución
con Generación Distribuida Utilizando ATP/EMTP

T E S I S

Que para optar por el grado de:

Maestro en Ingeniería

PRESENTA:

Hugo Baldemar Hernández Aparicio

Tutor Principal:

Dr. Vicente Torres García; Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, CD, MX. Abril 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. ÁNGELES CAMACHO CÉSAR
Secretario: Dr. RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ JUAN RAMÓN
1 er. Vocal: Dr. TORRES GARCÍA VICENTE
2 do. Vocal: Dr. TAPIA OLVERA RUBÉN
3 er. Vocal: Dr. ARRIETA PATERNINA MARIO ROBERTO

Lugar donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM, CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.

TUTOR DE TESIS:

Dr. VICENTE TORRES GARCÍA

FIRMA

Agradecimientos

Agradezco a Dios por darme salud y permitirme terminar este trabajo de tesis.

Agradezco a mi esposa quién me ha apoyado incondicionalmente en esta etapa de crecimiento.

Agradezco a mi tutor de tesis Dr. Vicente Torres García, por el conocimiento transmitido, por su paciencia y apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo de tesis.

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico para la realización de mis estudios de maestría.

Agradezco al proyecto UNAM-PAPIIT: IA105022, por el apoyo para la terminación de este trabajo.

Resumen

La integración de nuevas fuentes de generación eléctrica a las Redes Generales de Distribución (RGD), han tenido impactos positivos como negativos, dentro los impactos positivos se pueden destacar la minimización en la pérdida de potencia en las líneas, ya que las unidades se encuentran instaladas lo más cercano a los puntos de consumo, también aumenta la confiabilidad en el suministro de la energía.

Por otra parte, los efectos negativos que se presentan es el cambio en las topologías de los sistemas, haciendo que los flujos de corrientes sean bidireccionales. Los esquemas de protecciones tradicionales que se encuentran operando en las redes de distribución radiales tienden a fallar con la presencia de las unidades de generación distribuida, ya que estos no logran detectar ni aislar las zonas de falla o bien pueden actuar fuera de su zona de operación.

En este sentido, en este trabajo de tesis se presenta la implementación de la protección direccional a sistemas eléctricos de distribución con unidades de Generación Distribuida (*GD*). La metodología utiliza las componentes de secuencia cero para determinar las magnitudes de polarización para fallas desbalanceadas y las componentes de secuencia positiva para las fallas balanceadas. El algoritmo propuesto es capaz de determinar los ángulos y corrientes de falla, utilizando la Transformada Discreta de Fourier.

Se utiliza el circuito de pruebas del IEEE de 13 nodos con una unidad de generación distribuida, para evaluar el desempeño del algoritmo y posteriormente, se utiliza un circuito real subterráneo con dos alimentadores y cargas variables, donde se simulan fallas monofásicas bifásicas y trifásicas en ATP/EMTP. Así mismo, se evalúa la capacidad de que la unidad de generación distribuida permanezca conectada al sistema de distribución cuando ocurre una perturbación en el sistema, esto de acuerdo a lo que establece el Código de Red Mexicano.

Contenido

1. Introducción	1
1.1. Estado del arte	3
1.2. Justificación	5
1.3. Hipótesis	5
1.4. Objetivos	5
1.5. Organización de la tesis	6
2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales	7
2.1. Introducción	7
2.2. Conceptos generales de protección en sistemas de distribución	8
2.3. Zonas de operación	10
2.3.1. Protección primaria	10
2.3.2. Protección de respaldo	11
2.3.3. Elementos de un esquema de protección	11
2.4. Relevadores digitales	12
2.5. Entradas analógicas	14
2.5.1. Transformadores de corriente (TC's)	14
2.5.2. Transformadores de potencial (TP's)	15
2.6. Teorema de muestreo	16
2.6.1. Efecto anti-aliasing	17
2.7. Conversión analógica digital	18
2.8. Filtrado digital	20
2.9. Transformada Discreta de Fourier	21
2.10. Conclusiones del capítulo	25
3. Protección Direccional	26
3.1. Introducción	26
3.2. Principios de operación de la protección direccional	26
3.3. Diagrama vectorial	28
3.4. Polarización	30
3.5. Polarización por voltaje de secuencia cero	30
3.6. Polarización por voltaje de secuencia negativa	31
3.7. Polarización por corriente de secuencia cero	32
3.8. Polarización por voltaje de propia fase	33
3.9. Conclusiones del capítulo	34
4. Cortocircuito en SEP's	35
4.1. Introducción	35
4.2. Componentes simétricas	36
4.3. Falla monofásica (Fase a tierra)	38
4.4. Falla línea-línea	40
4.5. Falla línea-línea-tierra	43

Contenido

4.6. Falla trifásica	45
4.7. Conclusiones del capítulo	47
5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida	48
5.1. Introducción	48
5.1.1. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto	48
5.2. Modelado y simulación	49
5.2.1. Modelo de la Línea de Distribución	49
5.2.2. Máquina síncrona	50
5.2.3. Equivalente de Thevenin	51
5.2.4. Modelo de cargas	51
5.3. Código de red	52
5.4. Casos de estudio	54
5.4.1. Caso 1 Sistema IEEE 13 nodos	54
5.4.2. Caso 2 Sistema de distribución subterráneo real	61
5.4.3. Caso 3 Evaluación de Fault Ride Through (FRT)	68
6. Conclusiones	72
6.1. Trabajos Futuros	73
A. Datos de los elementos del circuito 23kV caso dos	79

Lista de Figuras

2.1.	Localización de zonas de protección	10
2.2.	Diagrama de bloques de un relevador digital [29].	13
2.3.	Tipo de conexión: a) Delta y b) Estrella	16
2.4.	a) Señal analógica b) Señal muestreada	17
2.5.	Efecto Anti-aliasing	18
2.6.	Señal cuantificada	19
2.7.	Señal codificada	20
2.8.	Representación de la señal senoidal y su fasor	22
2.9.	Ventana de datos deslizante	24
3.1.	Esquema de un relevador tipo copa de inducción	27
3.2.	Diagrama vectorial de polarización	29
3.3.	Representación de la dirección de falla	30
3.4.	Esquema de polarización por voltaje de secuencia cero.	31
3.5.	Esquema de polarización por voltaje de secuencia negativa.	32
3.6.	Diagrama de conexión del método polarización por corriente de secuencia cero.	33
3.7.	Conexión y diagrama fasorial para la polarización del voltaje en su propia fase.	34
4.1.	Componentes de secuencia a) positiva, b) negativa, c) cero.	37
4.2.	Representación de una falla monofásica.	39
4.3.	Redes de secuencia para una falla monofásica (a) sin impedancia y (b) con impedancia.	40
4.4.	Representación de la falla bifásica en fases (b-c).	41
4.5.	Conexiones de secuencia para una falla bifásica.	42
4.6.	Representación de una falla línea-línea-tierra.	43
4.7.	Conexión de las redes de secuencia para una falla bifásica a tierra.	44
4.8.	Representación de una falla trifásica	45
4.9.	Conexión de las redes de secuencia para una falla trifásica.	46
5.1.	Diagrama de flujo propuesto	49
5.2.	Datos del modelo de línea π IEEE utilizada.	50
5.3.	Equivalente de Thevenin en ATP/Draw.	51
5.4.	Valores correspondientes a una carga monofásica.	52
5.5.	Respuesta de la Central Eléctrica de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.	54
5.6.	Sistema de pruebas 13 nodos IEEE.	55
5.7.	Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.	56
5.8.	Corrientes de secuencia cero visto por el relevador dos.	56
5.9.	Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.	57
5.10.	Corrientes de secuencia cero visto por el relevador uno.	57

Lista de Figuras

5.11. Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.	58
5.12. Corriente de secuencia cero visto por el relevador dos.	58
5.13. Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.	59
5.14. Corriente de secuencia cero visto por el relevador uno.	59
5.15. Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.	60
5.16. Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.	60
5.17. Sistema de pruebas 23 kV.	62
5.18. Corriente de fase vista en el alimentador uno.	63
5.19. Corriente de secuencia cero vista por el relevador uno.	63
5.20. Corriente de fase vista en el alimentador dos.	64
5.21. Corriente de secuencia cero vista por el relevador dos.	64
5.22. Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.	65
5.23. Corriente de secuencia cero vista por el relevador uno.	65
5.24. Corriente de fase vista en el alimentador dos.	66
5.25. Corriente de secuencia cero vista por el relevador dos.	66
5.26. Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.	67
5.27. Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.	67
5.28. Evaluación de FRT para una falla monofásica al inicio de la línea. . . .	69
5.29. Evaluación de FRT para una falla monofásica al final de la línea. . . .	69
5.30. Evaluación de FRT para una falla trifásica al inicio de la línea.	70
5.31. Evaluación de FRT para una falla trifásica al final de la línea.	71
A.1. Sistema de pruebas 23 kV en ATP/DRAW.	79
A.2. Modelo de la fuente de voltaje a 23kV en ATP.	80
A.3. Modelo de línea circuito 23kV en ATP.	81
A.4. Modelo del transformador de 2.5 MVA en ATP.	81
A.5. Modelo del transformador de 8 MVA en ATP.	82
A.6. Modelo del transformador de 500 KVA en ATP.	82

Lista de Tablas

1.1. Clasificación de las unidades GD de acuerdo con su capacidad de generación [3]	2
5.1. Parámetros de la maquina síncrona [55].	50
5.2. Clasificación de las centrales eléctrica según su capacidad.	53
5.3. Parámetros para la capacidad de respuesta de centrales síncronas del tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.	53
5.4. Prueba de fallas para el caso de estudio uno	61
5.5. Prueba de fallas para el caso de estudio uno	68
A.1. Parámetros de la maquina síncrona 2.5 MVA.	80

1. Introducción

Actualmente, el código de red establece los requerimientos mínimos de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Para cumplir este objetivo, el sistema se diseña bajo un estándar de confiabilidad para diferentes condiciones de operación con cambios normales, tales como conexión y desconexión de cargas, cambio de configuración de la red, o bien cambios imprevistos producidos por contingencias o fallas.

Las redes de distribución actuales de energía eléctrica están normalmente conectadas a una estructura radial, donde el flujo de corriente va de la zona de generación hacia la carga, teniendo así un flujo unidireccional. Hasta hace unos años las protecciones que se utilizaban en este tipo de redes eran relativamente sencillas como lo son los relevadores de sobrecorriente convencionales, restauradores, cuchillas y fusibles.

Por otra parte, una de las alternativas tecnológicas para compensar el requerimiento adicional de energía es la integración de generación eléctrica mediante instalaciones más pequeñas que las centrales convencionales, las cuales se encuentran más cerca de los consumidores y son conectadas a las redes de distribución [1].

En los años recientes ha sido de gran interés el tema de generación distribuida, dentro del cual, se ha venido discutiendo su conexión a los sistemas eléctricos de distribución. El Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) [2], define como generación distribuida a la generación con instalaciones más pequeñas en comparación a las centrales generadoras con el fin de interconectarse en casi cualquier punto del sistema eléctrico de potencia.

En este sentido en [3], se discuten los diferentes nombres que se tienen para los sistemas de GD, variando entre generación integrada o generación dispersa, siendo este último empleado preferencialmente en Europa. También se discute la capacidad de las estaciones que son instaladas. Por ejemplo, The Electric Power Research Institute [4], considera a la generación distribuida con una capacidad de pocos kilowatts a 50 MW, mientras que para The Gas Research Institute [5], ésta debe ser de 25 MW dentro del

1. Introducción

diseño de los sistemas eléctricos. Por otro lado, The International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE) [6], considera que la generación distribuida debe tener una capacidad de entre 50 y 100 MW.

En la Tabla 1.1 se muestra una clasificación de las capacidades de las unidades de generación distribuida.

Tabla 1.1.: Clasificación de las unidades GD de acuerdo con su capacidad de generación [3]

Categoría	Capacidad
Micro generación Distribuida	1W < Potencia < 5kW
Pequeña generación Distribuida	5kW < Potencia < 5MW
Mediana generación Distribuida	5MW < Potencia < 50MW
Gran generación Distribuida	50MW < Potencia < 300MW

Para la integración de las unidades GD algunos autores toman en cuenta dos puntos importantes que son: la localización y la capacidad de la fuente. La localización está definida por el tipo de conexión a la red eléctrica, siendo conectada en el lado del consumidor o bien directamente a la red de distribución. En complemento, la capacidad comprende al tamaño máximo que soporta la red de distribución para poder conectar la unidad GD [7].

Los sistemas de generación distribuida por medio de generadores síncronos al ser de pequeña escala son clasificados de manera general en dos tipos de generación: plantas hidráulicas de pequeña escala y plantas de cogeneración. Las plantas hidráulicas constituyen cerca del 58 % de la energía eléctrica de las energías renovables. Según [8], estas fuentes son el segundo mayor contribuyente en la producción de energía eléctrica a nivel mundial después de las unidades de combustible fósil.

La tendencia de los sistemas de generación distribuida está orientada a la utilización eficiente de dichos sistemas. Está pensado para suministrar energía a cargas pequeñas en lugares remotos o más alejados del sistema eléctrico siendo más económico que establecer una línea nueva en el sitio de carga. También está pensado para satisfacer las necesidades de los consumidores que requieren un sistema de energía ininterrumpido como es el caso de los hospitales, bancos y centros de datos [9]. En México se tienen algunas fuentes de generación distribuida conectadas a la red general de distribución (*RGD*) de hasta 2.5 MVA.

La integración de las unidades de generación distribuida a las redes de distribución

genera cambios en la redistribución del flujo de corriente, por lo cual, es de suma importancia proteger a la red con dispositivos capaces de detectar la dirección de los flujos de corriente. Se deben diseñar esquemas de protección con elementos direccionales, donde el dispositivo de protección deba responder a las condiciones cambiantes del sistema protegiéndolo de diferentes tipos de falla. El resultado: una protección adaptativa, cuyo objetivo principal es cambiar la configuración del relevador para que coincida con las condiciones del sistema de distribución [10].

El desarrollo tecnológico en la ingeniería de protecciones ha hecho un gran avance para los sistemas de potencia logrando sustituir en gran parte las tecnologías obsoletas como los relevadores electromecánicos por relevadores digitales que contienen un amplio abanico de funciones de protección y comunicación.

1.1. Estado del arte

El aumento en la integración de unidades de generación distribuida a las redes de distribución ha tenido un cambio significativo en la configuración de la red, el impacto que tienen en el sistema de protección se produce debido al aumento del nivel de corrientes de cortocircuito y a las alteraciones de las direcciones de flujos de potencia, dando como resultado la pérdida de la coordinación y selectividad de los dispositivos de protección convencionales [11]. En [12], se propone una protección de sobrecorriente adaptativa basada en la caída de voltaje y la ubicación de la falla también incluyen el factor de aceleración de caída de voltaje el cual permite crear una diferencia de tiempo del funcionamiento de los relevadores. De igual manera en [13], utilizan dispositivos inteligentes para almacenar los parámetros de la línea obteniendo así los voltajes en tiempo real lo cual facilita la comunicación entre los dispositivos de protección.

Por otra parte, el desarrollo de algoritmos propone nuevos métodos que son incorporados en los relevadores haciéndolos adaptables, en [14] utilizan la transformada rápida de Fourier para modelar las señales utilizando las incertidumbres dadas por las unidades GD. La entrada y salida de las unidades de GD pueden alterar la coordinación de los dispositivos de protección debido a la complejidad y a la no linealidad en la coordinación de las protecciones. En [15] y [16] se proponen algoritmos para realizar la coordinación mediante la programación lineal y programación lineal entera mixta.

1. Introducción

Sin embargo, la estimación de la dirección de las corrientes de falla es muy importante en los sistemas radiales cuando existen unidades de GD, por tal motivo se deben integrar dispositivos capaces de detectar dichos flujos de corriente. En [17], se discute el uso de relevadores de sobrecorriente direccionales comunes los cuales integran funciones de transferencia y bloqueo que garantizan la selectividad de los relevadores, reemplazando los fusibles instalados en los buses de la subestación, los elementos direccionales dan soluciones a los problemas que se puedan encontrar para diferentes fallas. En [18], utilizan elementos direccionales para detectar las fallas asimétricas usando la magnitud y el ángulo de la impedancia en secuencia negativa y para las fallas simétricas utilizan la corriente en secuencia positiva, así mismo en [19], se analiza la polarización de elemento direccional a neutro en los relevadores direccionales. En [20], se presenta un método, el cual estima la dirección de la falla mediante el cambio de fase de la corriente tomando en cuenta el ángulo de fase de la secuencia positiva durante la falla y la prefalla.

Por otra parte, el tiempo de funcionamiento de los dispositivos de protección se convierte en una preocupación cuando se tienen las unidades de GD conectadas a la red, en [21], proponen características de disparo de voltaje mediante la programación lineal logrando una reducción en el tiempo de actuación de los relevadores, así mismo en [22], se presenta un algoritmo genético para la coordinación de las protecciones el cual es resuelto a través de programación lineal tomando como referencia la corriente de pickup como constantes, mientras que los ajustes del dial son determinados en la optimización de las variables, en [23], se propone un esquema de protección que utilizan la configuración dual, los cuales son capaces de operar tanto en dirección hacia adelante o hacia atrás con una configuración diferente, proporcionando a cada relevador un par de configuraciones, este problema también es formulado como un problema de programación no lineal con el objetivo de minimizar el tiempo de operación de los relevadores durante la operación de la protección primaria y la protección de respaldo.

Cómo se observa el problema de la incorporación de *GD* en las Redes Generales de Distribución *RGD*, trae consigo nuevos retos que se pueden analizar desde diferentes perspectivas. Por otra parte, se han propuesto nuevas técnicas y estudios que ayudan al correcto funcionamiento en los sistemas de protecciones.

1.2. Justificación

Cuando ocurre una falla, la corriente de esta es alimentada por todas las fuentes conectadas del sistema haciendo que los esquemas de protección tradicionales sean ineficientes, dando lugar al mal funcionamiento de los dispositivos provocando una mala coordinación y disparos de los dispositivos que se encuentran en otras zonas de protección, debido a que estos no pueden distinguir si la falla ocurre en el alimentador principal o en una línea adyacente. Por lo tanto, el personal de protecciones debe contar con los conocimientos técnicos y herramientas adicionales que ayuden a minimizar los riesgos y que faciliten el ajuste y coordinación de los dispositivos de protección.

1.3. Hipótesis

Comúnmente, las protecciones convencionales instaladas en las redes de distribución radiales operan de manera adecuada con base a la corriente de pickup. Sin embargo, con la conexión de las unidades de generación distribuida en los sistemas de distribución los flujos de corriente se vuelven bidireccionales. Por tal motivo, es necesario evaluar el ángulo de corriente para determinar la dirección. La protección direccional es capaz de evaluar la magnitud y ángulo de la corriente de falla. Además si se utiliza la polarización de secuencia cero se pueden detectar fallas desbalanceadas, durante las fallas simétricas no se presentan componentes de secuencia cero, en ese sentido la polarización de secuencia positiva puede detectar este tipo de fallas, esto garantiza una protección contra fallas en forma segura, rápida y selectiva.

1.4. Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivo principal el diseño de un algoritmo de protección direccional adaptativo utilizando ATP/EMTP y aplicado en redes de distribución con generación distribuida.

- Implementar un algoritmo de protección direccional en “Models” de ATP/EMTP, utilizando la polarización de secuencia cero y secuencia positiva.
- Simular los diferentes tipos de fallas utilizando un sistema de prueba del IEEE y

un sistema real de distribución con generación distribuida en ATP/EMTP.

- Evaluar Fault Ride-Through en un sistema de distribución real de acuerdo con el Código de Red de México.

1.5. Organización de la tesis

Los capítulos posteriores de este trabajo de tesis esta organizado de la siguiente manera:

Capítulo 2: se realiza una descripción de los conceptos generales de protección, así como su filosofía y la explicación de las zonas de protección, también se presentan los componentes que conforman a los relevadores digitales, de igual manera se presenta la descripción del método de la Transformada Rápida de Fourier, la cual se utilizara para determinar los fasores de secuencias cero y positiva.

Capítulo 3: en este capítulo se expone la protección direccional, así como los principios de operación y la determinación de las magnitudes de polarización, también de presentan los métodos de polarización que son utilizados para determinar la dirección de las corrientes de falla.

Capítulo 4: se aborda uno de los métodos utilizado para analizar las fallas que se presentan en los sistemas trifásicos, también se describen los tipos de fallas que se presentan en los sistemas eléctricos, las cuales serán simuladas posteriormente en los casos de estudio.

Capítulo 5: en este capítulo se presentan los modelos de los componentes de los casos de estudio, que son las líneas de distribución, la unidad de generación distribuida, las cargas que se encuentran conectadas a los sistemas de prueba, también se integran los relevadores direccionales con el algoritmo diseñado, se presentan dos sistemas de estudio, uno corresponde al IEEE 13 nodos y otro es un caso real subterráneo, así mismo se podrá evaluar la capacidad de respuesta de la unidad de generación distribuida cuando se presenta una perturbación en el sistema de prueba, de acuerdo a lo que solicita el código de red mexicano.

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

2.1. Introducción

El avance tecnológico que se ha tenido en el ámbito de las protecciones (por relevadores) ha permitido mejorar la calidad de los SEP's dando lugar al desarrollo de diferentes algoritmos de protección, los cuales localizan las fallas y minimizan los tiempos de operación de los relevadores asegurando una adecuada coordinación y ajuste de los dispositivos de protección. Así mismo el avance en los softwares o plataformas de simulación han aportado un gran conocimiento al mostrar el comportamiento de los sistemas al simular los efectos que causan las perturbaciones en diferentes zonas de la red bajo diferentes condiciones. La planeación y el diseño de un esquema de protecciones tiene la intención de disminuir la probabilidad de fallas, a pesar de esto se debe tomar en cuenta un factor muy importante que es la economía ya que no es factible proteger los equipos de todas las fallas, por tal motivo, las protecciones deben cumplir con ciertos aspectos que brinden seguridad y continuidad en el sistema o (servicio), la protección por relevadores es una característica importante la cual se implementa en el diseño de los SEP's, la función principal de los relevadores se basa en la desconexión del sistema en forma parcial o total cuando se presentan perturbaciones ó fallas. Los relevadores de protección actúan directamente sobre los interruptores que son los elementos del sistema encargados de abrir el circuito en la línea o equipo afectado, una característica importante que se debe considerar para los interruptores es que deben tener la capacidad suficiente para soportar la corriente de falla permitiendo que este opere al momento de recibir la señal de disparo por parte del relevador.

2.2. Conceptos generales de protección en sistemas de distribución

El objetivo del sistema de protecciones es aislar el área afectada lo más rápido posible, por ello existen cinco aspectos básicos en la utilización de relevadores, estos son: fiabilidad, selectividad, simplicidad, economía y velocidad de operación [26].

- **Confiabilidad**, es definida como la probabilidad de que el sistema funcione correctamente al detectar anomalías en la red, para la utilización de los relevadores se tienen dos aspectos que evalúan la confiabilidad estos son la seguridad y dependabilidad.

La *dependabilidad* es definida como el grado de certeza de que los relevadores operen correctamente para las fallas en las cuales fueron diseñados, esto es relativamente sencillo al probar el sistema de protecciones en el cual se asegura de que funcionara según lo previsto cuando se excedan los umbrales de operación.

La *seguridad* se relaciona con el grado de certeza de que el relevador no funcionara incorrectamente, este punto es más complicado en definir ya que existe una infinita variedad de transitorios que pueden alterar al sistema de protección lo cual resulta imposible determinar todas estas posibilidades.

- **Selectividad**, Las zonas de protección es un concepto que manejan los relevadores en la cual es asignada un área para su protección permitiendo al relevador operar adecuadamente ante una respuesta anómala en el sistema, pero también puede operar fuera de su zona de operación. La selectividad también es conocida como la coordinación de relevadores y es definida como la capacidad que debe tener el relevador para poder clasificar si la falla se ha producido dentro o fuera de su área asignada para protección, si la falla se encuentra dentro de la zona de protección del relé este debe dar la orden de operación de los interruptores permitiendo la eliminación de esta. Por otro lado, si la perturbación se produce fuera de la zona de protección del relevador este no debe de actuar, dejando que operen los relevadores que se encuentran en el área afectada ya que si el relevador actúa fuera de su área asignada podría dejar fuera de servicio a un número considerable de circuitos, la selectividad juega un papel importante ya que garantiza

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

la continuidad del servicio con la desconexión mínima de circuitos.

- **Simplicidad**, Esta faceta hace referencia a que el sistema debe tener el menor número de conexiones y dispositivos, esto es para que el sistema funcione correctamente, en otras palabras, cada vez que se anexa un circuito se proporciona una fuente potencial de problemas y mantenimiento del sistema, por ello se deben evitar complejidades innecesarias ya que esto compromete la funcionalidad del sistema.
- **Economía**, Es esencial obtener la máxima protección por el costo mínimo ya que este es un factor importante, un sistema de protección con un bajo costo no siempre será el más confiable, también puede presentar mayor dificultad en su instalación y operación, así como mayores costos de mantenimiento. Por lo tanto, el costo de la protección debe ser evaluado en base al costo del equipo que se protegerá, también se debe estimar el costo que tendrá la salida o pérdida del equipo protegido debido a la instalación de una protección inapropiada.
- **Velocidad de operación**, Al ser detectada una falla en el sistema esta, debe ser removida lo más rápido posible. Para algunas aplicaciones, esto no es difícil, en otras en particular donde se encuentra involucrada la selectividad, la operación más rápida puede lograrse con una protección más compleja y de mayor costo. El tiempo de operación es un factor importante ya que en cuanto más se tarde en aislar la falla más daño causará al sistema, por el contrario, si esta es mitigada de manera rápida los efectos serán menores. La rapidez con la que una protección puede actuar depende del diseño de su construcción, en función de esto las protecciones se pueden clasificar en la velocidad de operación dando lugar a los siguientes tipos de relevadores [27]:
 - Protecciones instantáneas: son aquellos que operan tan pronto como han tomado una decisión de disparo y su rapidez varía de un ciclo a un segundo dependiendo de la construcción.
 - Protecciones con retardo de tiempo: son aquellos en los que se introduce un retraso de tiempo entre el momento en que se toma la decisión de disparo y la acción efectiva de desconexión. Los retrasos también dependen de la construcción de los dispositivos.

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

- Protecciones de alta velocidad: son relevadores que operan debajo de un tiempo especificado; la tecnología actual permite tiempos de alrededor de 50 milisegundos o tres ciclos en un sistema de 60Hz.
- Protecciones de ultra alta velocidad: son dispositivos que operan en 4 milisegundos o menos.

2.3. Zonas de operación

El sistema de potencia se divide en zonas, las cuales clasifican el área a proteger por los relevadores, de acuerdo con la literatura se pueden categorizar seis zonas de protección las cuales son: (1) unidades generadoras, (2) transformadores, (3) buses, (4) líneas de transmisión o distribución, (5) protección de motores y (6) unidades generador transformador [42].

En la Figura 2.1 se presentan las zonas de protección de un sistema eléctrico, estas son diseñadas específicamente para cada una de las zonas de protección, basadas en las características de los equipos que se quieren proteger.

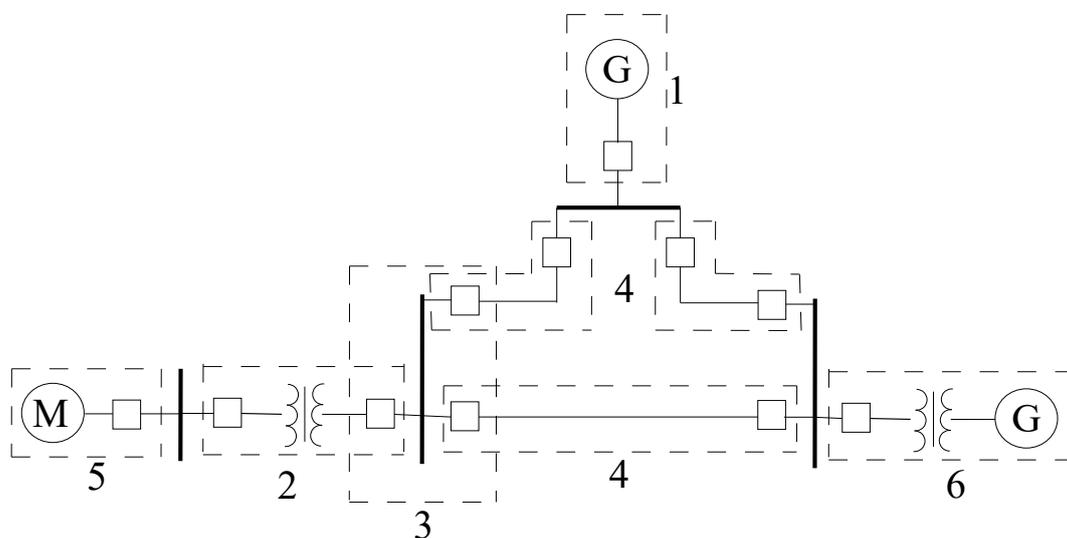


Figura 2.1.: Localización de zonas de protección

2.3.1. Protección primaria

La protección principal de una zona de protección es conocida como protección primaria, la cual tiene la responsabilidad de eliminar la falla lo más rápido posible, y está diseñada para desconectar el menor número de elementos del sistema, generalmente se

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

utilizan relevadores de fabricantes diferentes, los cuales son basados en principios de diferente operación, esto hace que la insuficiencia en el diseño de uno de los relevadores no se repita en otro.

2.3.2. Protección de respaldo

La protección de respaldo es aquella que tiene la responsabilidad de eliminar la falla en segunda instancia, por lo general tiene un accionamiento más lento con respecto a la protección principal, esta protección solamente debe operar cuando la protección primaria correspondiente haya fallado.

Las protecciones de respaldo pueden ser local o remota. Las protecciones de respaldo local son aquellas que se ubican en la misma subestación donde está la protección principal, por lo tanto, si la protección primaria no opera esta protección liberara la falla, con esto se logra mayor velocidad de liberación y el menor número de elementos desconectados. Por otra parte, la protección de respaldo remoto opera desde una subestación contigua, la desventaja de este tipo de protección es que su operación deja fuera de servicio a una área más amplia de lo que se debería aislar con la acción de la protección primaria.

2.3.3. Elementos de un esquema de protección

Un esquema de protección no se compone solamente de un relevador, sino que incluye más componentes los cuales permiten detectar, analizar y eliminar la falla, estos elementos son los siguientes:

- **Bancos de baterías**, son un elemento que garantiza la continuidad del suministro de energía necesaria para el funcionamiento de los dispositivos de protección, ya que los relevadores no pueden tomar la alimentación directa de las líneas, si esto se hiciera y ocurriera una falla se desactivarían todas las protecciones instaladas en la subestación. Generalmente la batería de corriente directa (CD) se encuentra conectada mediante un cargador a la línea de corriente alterna (CA) de los servicios auxiliares de la subestación.
- **Sistemas de comunicación**, estos están compuestos por un transmisor, receptor y canales de comunicación, que brinda diferentes oportunidades que mejoran

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

las facetas del diseño de los relevadores, que permite la transferencia de información de diferentes puntos de la red.

- **Interruptores**, la liberación de la falla en el sistema de potencia depende de la acción coordinada de la operación del interruptor, el objetivo de este es aislar la falla mediante la interrupción de la corriente cuando esta pasa cerca de un cero. Opera bajo las órdenes del relevador.
- **Transductores**, son dispositivos capaces de convertir un determinado tipo de energía de entrada a otra diferente a la salida. El uso de estos elementos es indispensable por seguridad del equipo de medición y control, ya que proveen las señales variables, también aísla eléctricamente al equipo del sistema logrando alargar la vida de los equipos dando espacios seguros para los dispositivos al personal.
- **Relevadores**, es el elemento más importante del equipo de protección ya que recibe la información, la procesa, toma las decisiones y da la orden de la actuación del interruptor o de alarmas.

2.4. Relevadores digitales

Los relevadores con microprocesadores son conocidos como relevadores digitales o numéricos, los cuales tiene la capacidad de realizar funciones de protección, control, medición y supervisión convirtiendo a este dispositivo como una pieza fundamental dentro de los sistemas eléctricos de potencia. El principio de operación de los relevadores digitales se basa en los cambios que se presentan sistemas eléctricos, dichos cambios pueden ser causados por una perturbación, uno de los ejemplos más comunes son las fallas de cortocircuito, debido a que las corrientes se incrementan mientras que los voltajes tienden a abatirse en las fases involucradas, como resultado se presentan cambios en voltajes, corrientes, los ángulos de fase, frecuencia, y en la potencia activa y reactiva.

A diferencia de los relevadores tradicionales, los relevadores digitales constan de dos partes principales que son: el hardware y el software. El software incorporado en los relevadores no solo decide sus características sino, también su función, se trata

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

de un dispositivo de medición de sobrecorriente, diferencial o basado en impedancia. Una parte integral importante del software son los algoritmos que se han desarrollado, los algoritmos son un conjunto de instrucciones matemáticas que son utilizados para procesar los datos de las corrientes o voltajes de entrada para estimando los parámetros del sistema [28]

En la Figura 2.2 se muestra un diagrama de bloques simplificado, donde las entradas del relevador son señales analógicas las cuales son obtenidas a través de los transformadores de potencial y de corriente ($TP's$ y $TC's$), estos trabajan principalmente a 60 Hz ya que es a la frecuencia a la cual trabaja la red eléctrica en México.

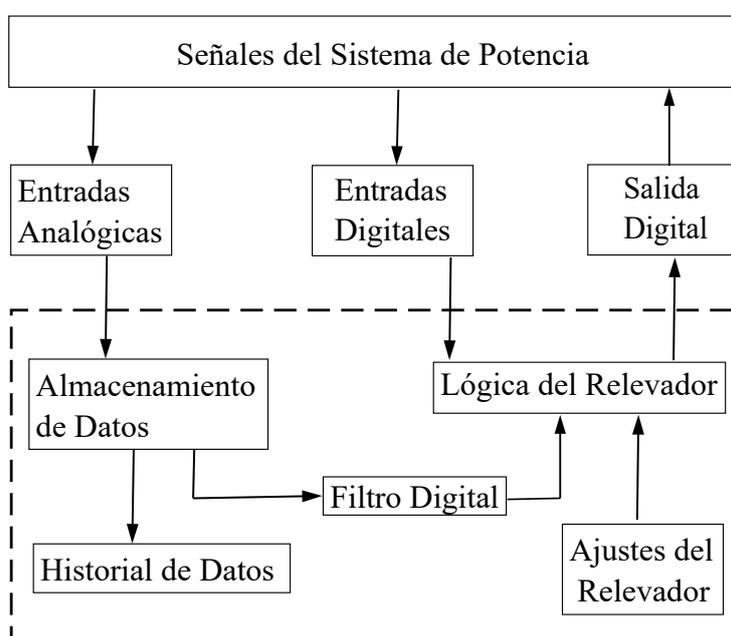


Figura 2.2.: Diagrama de bloques de un relevador digital [29].

Los relevadores digitales exceden el desempeño de los relevadores de estado sólido y electromecánicos, ya que estos convierten las señales analógicas de voltaje y corriente a cantidades binarias por medio de convertidores, posteriormente estas cantidades son procesadas por medio de algoritmos discretos. Los relevadores por computadora consisten en subsistemas bien definidos, dentro de la arquitectura de estos dispositivos una pieza fundamental es el procesador ya que es el responsable de la ejecución de programas o los algoritmos, para ello también es necesario la integración de diferentes memorias como la RAM (Memoria de Acceso Aleatorio) la cual permite al microprocesador leer los datos de muestra de entrada a medidas que se realizan y se procesan, así mismo, se utiliza una memoria ROM (Memoria de Solo Lectura) esta es la encarga-

da de almacenar los programas de forma permanente, en algunos casos los programas pueden ejecutarse en esta memoria solo si estos son muy cortos, si no se cumple esta parte o disposición los programas deben copiarse de la memoria ROM a la memoria RAM durante una etapa de inicialización para después ser ejecutado en tiempo real, la memoria de solo lectura programable y borrable (EPROM) es requerida para almacenar ciertos parámetros los cuales pueden cambiarse de vez en cuando pero una vez que estos son establecidos deben permanecer fijos, incluso si se interrumpe la fuente de alimentación [30], [31].

2.5. Entradas analógicas

Las entradas análogas del relevador son los elementos más simples, los cuales son conocidos como transformadores de potencial y de corriente. Estos dispositivos tienen el objetivo de reducir los niveles de voltaje o corriente de tal forma que las señales puedan ser censadas por los equipos de medición sin que estos sufran un daño.

2.5.1. Transformadores de corriente (TC's)

Son dispositivos encargados de suministrar un valor de corriente reducido en el circuito secundario proporcionando un valor que se adapte a las características de los instrumentos de medición, esta corriente se encuentra desplazada a un ángulo cercano a cero con respecto a la corriente del lado primario. El lado primario de los TC's se conecta en serie con el circuito que se desea controlar, el lado secundario se conecta a los circuitos de corriente de los dispositivos de medición conectados en serie. La relación de transformación (RTC) que se tiene en los TC's entre las corrientes primarias y secundarias está dada por la siguiente expresión matemática:

$$RTC = \frac{I_p}{I_s} \quad (2.1)$$

Donde;

I_p = Corriente del devanado primario (A).

I_s = Corriente del devanado secundario (A).

Esta relación de transformación se debe seleccionar de acuerdo con las condiciones de cortocircuito en el punto de conexión, se debe considerar corrientes de hasta 20 veces

la corriente nominal con esto se evitaría las condiciones de saturación del núcleo. Las magnitudes de las corrientes del lado secundario de los TC's se encuentran normalizados para una magnitud de 5A para tecnologías norteamericanas y de 1A para las tecnologías europeas.

2.5.2. Transformadores de potencial (TP's)

Los transformadores de potencial son los encargados de reducir los altos niveles de voltaje a niveles manipulables para los equipos de medición, similarmente a los TC's, se tiene una relación entre las tensiones del lado primario y secundario de los TP's, la relación de transformación (RTP) está dada por la siguiente expresión:

$$RTP = \frac{V_p}{V_s} \quad (2.2)$$

Donde;

V_p = Voltaje del devanado primario (V)

V_s = Voltaje del devanado secundario (V)

La relación de transformación estándar en el lado secundario es de 120 V entre fases y 69.3 V para voltajes de fase a neutro. La conexión de estos transformadores en los sistemas trifásicos son: conexión delta (Δ) o conexión estrella (Y) como se ilustra en la Figura 2.3

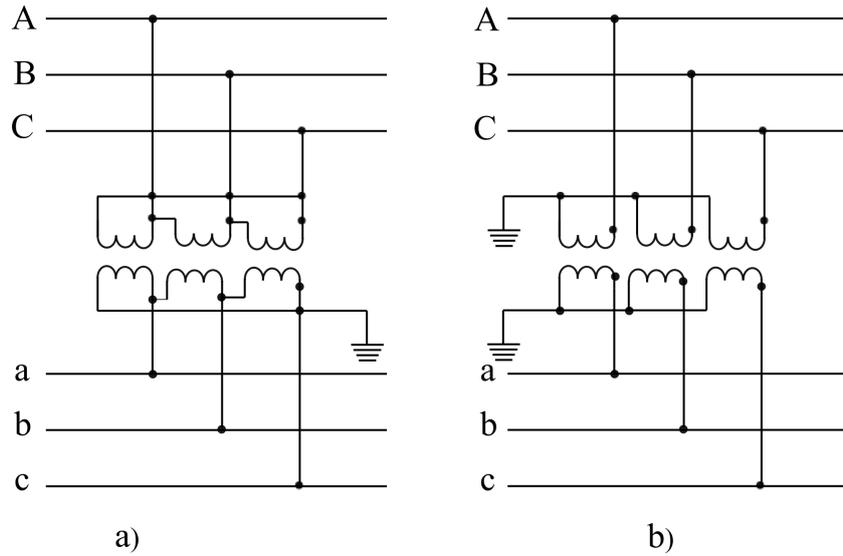


Figura 2.3.: Tipo de conexión: a) Delta y b) Estrella

2.6. Teorema de muestreo

El muestreo es un proceso de adquisición de datos a intervalos de tiempo regular que convierte una señal de tiempo continuo, como una corriente o voltaje en una señal de tiempo discreto, es decir que no se considera todo el tiempo de forma continua sino solamente unos valores en el tiempo, dando como resultado un conjunto finito de valores.

El teorema de muestreo establece que si una señal analógica $x(t)$ contiene componentes frecuenciales hasta una frecuencia f_{max} , entonces la señal puede representarse sin ambigüedad, por un conjunto de muestras equiespaciadas en el tiempo $x(nT)$, el criterio de Nyquist-Shannon[32], establece que la frecuencia de muestreo f_s debe satisfacer la siguiente relación:

$$f_s > 2f_{max} \quad (2.3)$$

Donde f_s es el recíproco del periodo de muestreo (T)

$$f_s = \frac{1}{T} \quad (2.4)$$

Si se tiene una señal analógica

$$x(t) = X \sin(2 * \pi * f_0 * t) \quad (2.5)$$

Donde:

f_0 es la frecuencia del sistema.

t es el tiempo de observación.

En la Figura 2.4a se muestra la señal análoga $x(t)$ y su respectiva señal muestreada $x(nT)$ en la Figura 2.4b.

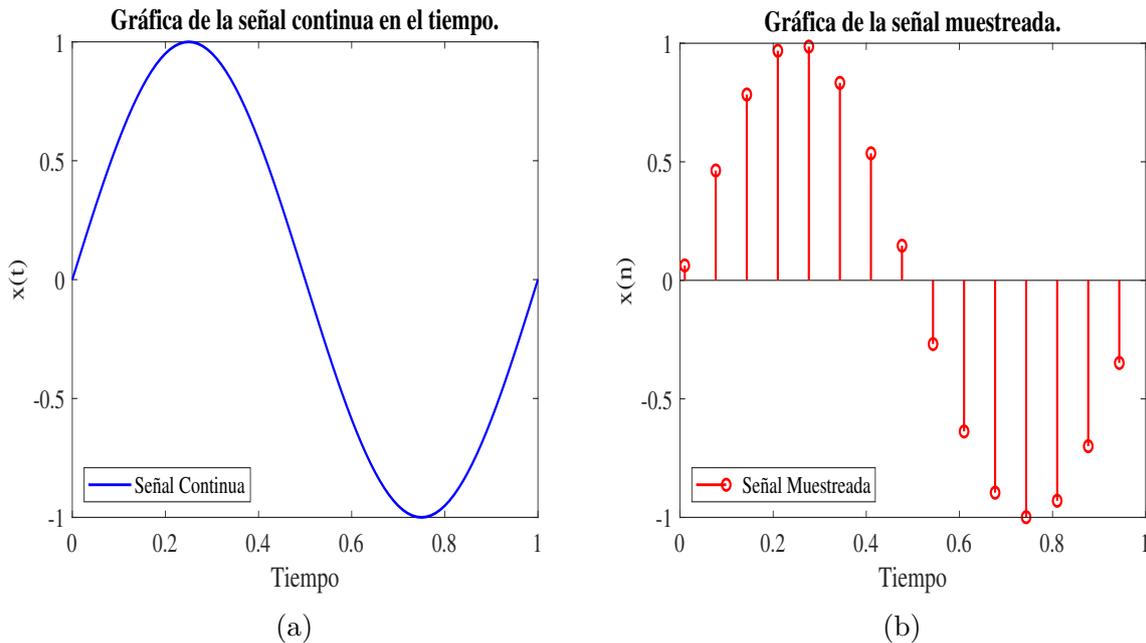


Figura 2.4.: a) Señal análoga b) Señal muestreada

2.6.1. Efecto anti-aliasing

El efecto de anti-aliasing sucede cuando no se cumple el criterio de Nyquist-Shannon dando como resultado la reconstrucción de las señales erróneamente, esto se debe a que se eligió una frecuencia de muestreo baja. Para ejemplificar el efecto de anti-aliasing, se presenta la Figura 2.5, en la cual se muestra una señal de entrada con un ancho de banda de 5 Hz, representada por la línea azul y se emplea una frecuencia de muestreo $f_s = 4Hz$, la cual está representada por las muestras en color rojo, de acuerdo con la expresión (2.3) el teorema de Nyquist no se cumple, por lo tanto, la señal no puede ser reconstruida a pesar de que las muestras aparentan generar una señal fundamental que es representada por la línea color verde.

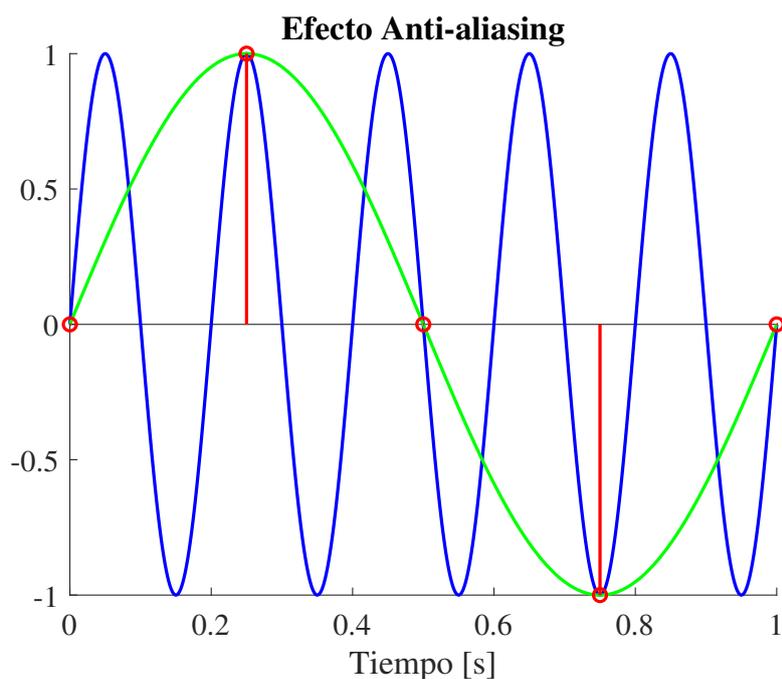


Figura 2.5.: Efecto Anti-aliasing

2.7. Conversión analógica digital

El desarrollo y utilización de los microprocesadores digitales hacen posible que los sistemas de medición sean más confiables tanto por ser más económicos y por la capacidad que tienen en el almacenamiento de información. Sin embargo, los procesadores digitales requieren de una interfaz que sea capaz de interactuar entre las señales analógicas, para esto se requiere un dispositivo que sea capaz de realizar la conversión entre la parte analógica y la parte digital, estos dispositivos son llamados convertidores analógico digital [33].

La interacción de la parte analógica y la digital consiste en transformar la señal física a través de un transformador en su parte análoga, esta señal entra al convertidor analógico-digital (ADC) donde la señal es cuantizada y codificada dando lugar al formato digital el cual es entendido por el procesador, para este proceso la señal debe ser muestreada y retenida previamente. El convertidor analógico-digital (ADC) es un dispositivo que actúa sobre una señal comúnmente de un voltaje o corriente eléctrica, y lo convierte en un número binario que usualmente consiste en (n) bits.

En la etapa de cuantificación se convierte una señal muestreada en un conjunto finito de datos discretos (N) que dependen del número de bits n , esto se puede representar

con la siguiente expresión:

$$N = 2^n \tag{2.6}$$

Un número binario de $n = 3$ bits pueden tomar hasta $2^3 = 8$ valores discretos, la conversión de la señal analógica $x(t)$ ocurre repetitivamente en instantes de tiempo $T(s)$, T es llamado periodo de muestreo [34]-[35].

En la Figura 2.6 se observa la señal cuantificada en 8 niveles, representada por la línea magenta, este proceso sucede después del muestreo en el cual es asignado un valor binario a cada muestra, esto quiere decir que es el número de valores que se utilizan para medir la señal. Por otra parte, a mayor número de valores asignados a dicha señal tendrá una mayor semejanza a la señal analógica original, esto marca la altura en bits de dicha señal.

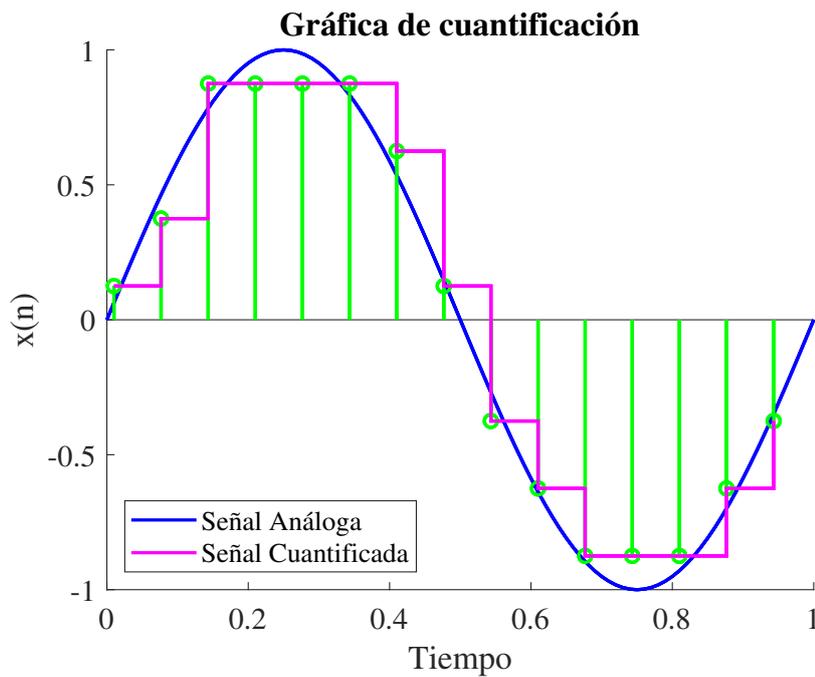


Figura 2.6.: Señal cuantificada

La codificación es el paso siguiente a la cuantificación, los valores de la muestra de los voltajes son representados numéricamente por medio de los códigos binarios, los cuales representan los valores eléctricos que conforman la señal analógica original, esto se puede observar en la Figura 2.7.

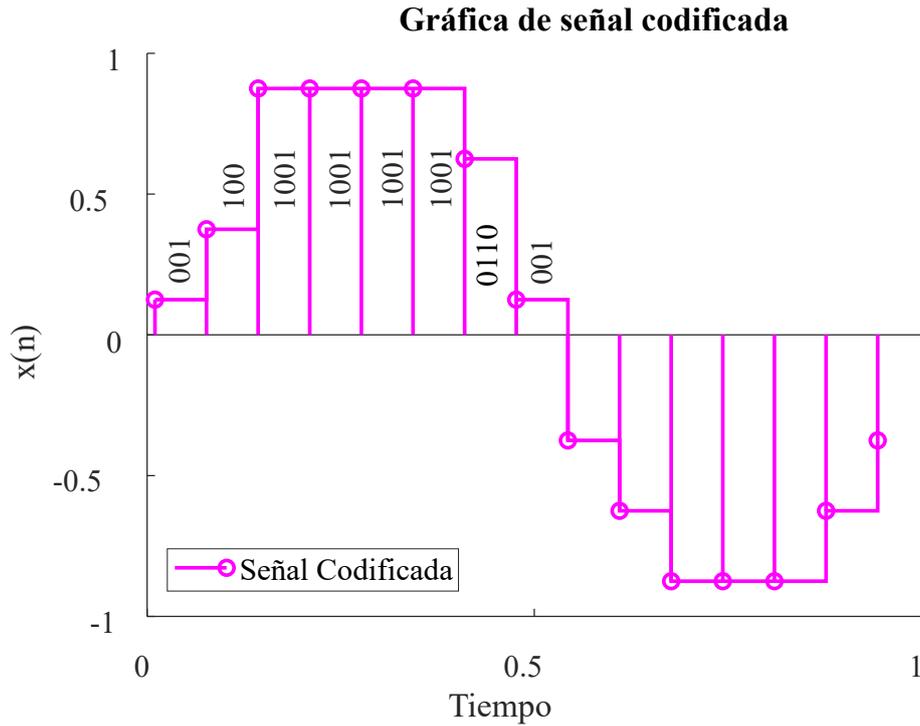


Figura 2.7.: Señal codificada

2.8. Filtrado digital

El ingreso de las señales al relevador de protección digital puede contener frecuencias diferentes a los 60 Hz, las cuales deben ser eliminadas para garantizar la operación correcta del relevador [36]. El filtro digital opera en las formas de onda del sistema de potencia muestreadas, existe un proceso matemático el cual es utilizado para calcular el valor de la salida del filtro sin que se tenga referencia del dominio de la frecuencia, el cual es conocido como convolución y utiliza una característica del filtro llamado respuesta al impulso que calcula la forma de onda de salida resultante, por lo tanto, la señal obtenida del filtro es el resultado de convolucionar la señal de entrada con la respuesta de impulso del filtro, esto se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$y[t] = \int_0^{\infty} g(\tau)x(t - \tau)d\tau \quad (2.7)$$

Donde $x(t)$ es la señal de entrada y $g(\tau)$ es la respuesta al impulso del sistema lineal.

La estimación de parámetros por medio de los filtros digitales son clasificados en dos tipos: filtros de respuesta finita al impulso (FIR) y filtro de respuesta infinita al

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

impulso (IIR). Los filtros FIR tienen la propiedad que sus retrasos de grupo no son mayores que $N * T$, donde N es el número de muestras y T es el periodo de muestreo, la base de estos filtros consiste en conectar la entrada del filtro a una serie de retrasos, por ello este filtro puede ser representada por la siguiente expresión matemática:

$$y[n] = \sum_{k=1}^N x[n + 1 - k] * h[k] \quad (2.8)$$

Donde: $x[n]$ es la señal de entrada y $h[k]$ es la respuesta al impulso del filtro digital.

Los filtros de respuesta infinita al impulso (IIR) tiene como característica principal que la salida depende de todos los valores previos a la señal de entrada y a la salida del filtro, la cual puede ser representada mediante la expresión (2.9).

$$y[n] = \sum_{k=1}^M x[n + 1 - k] * a[k] + \sum_{k=1}^M x[n + 1 - k] * b[k] \quad (2.9)$$

Donde a y b son un conjunto de coeficientes del filtro M .

Los filtros FIR presentan algunas ventajas sobre los filtros IIR, por ejemplo, los filtros FIR analizan las señales que corresponden a la falla, una vez que el filtro está lleno, sus fasores estimados de corriente y voltaje de falla no son afectados por los datos de pre-falla.

2.9. Transformada Discreta de Fourier

Hoy en día el procesamiento de señales forma parte de un conjunto de herramientas importantes y utilizadas en el análisis de los sistemas eléctricos, ya que con esto se realizan las mediciones en diferentes puntos de la red, existen diferentes técnicas para la estimación de fasores, entre los que destaca la Transformada Discreta de Fourier (DFT), siendo una de las técnicas más utilizadas. La DFT utiliza una señal de entrada que se encuentra en el dominio del tiempo, es decir, una señal del tipo $x(t)$, muestreada a partir de un periodo de tiempo establecido. Si se considera una señal de entrada con amplitud constante, está puede ser escrita por la siguiente expresión:

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \delta) \quad (2.10)$$

Donde X_m representa el valor pico de la amplitud de la señal, ω es la frecuencia angular de la señal expresada en radianes y δ es el ángulo de fase en radianes. Así mismo la expresión anterior puede ser reescrita de la siguiente manera:

$$x(t) = \text{Re}[X_m e^{i(\omega t + \delta)}] \quad (2.11)$$

La representación del fasor en forma matemática está compuesta por un número complejo X , obteniendo la siguiente expresión:

$$X = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{i\delta} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) \cos(\delta) + i \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) \sin(\delta) \quad (2.12)$$

La expresión $x(t)$ puede ser representada gráficamente por la Figura 2.8:

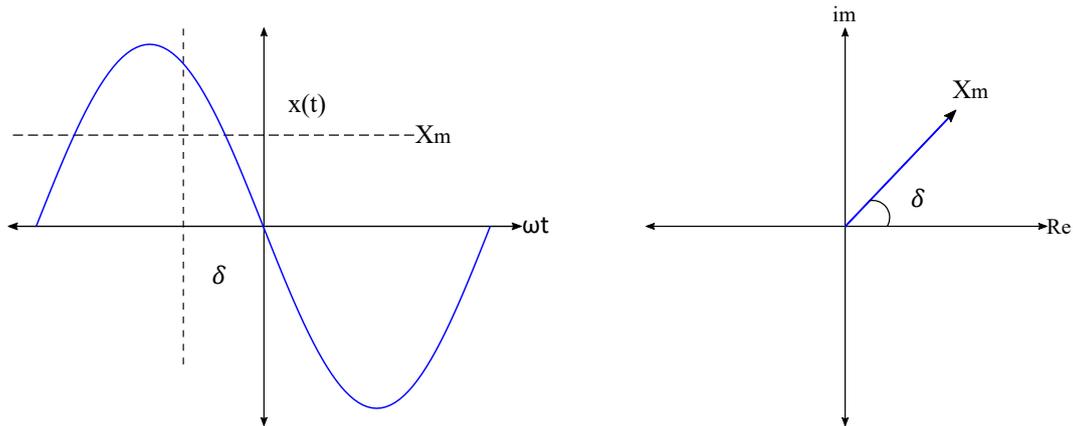


Figura 2.8.: Representación de la señal senoidal y su fasor

Si se tiene una señal de entrada $x(t)$ y es muestreada N veces en un ciclo, se obtendría un conjunto de muestras (x_n) , que se podría expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$x_n = X_m \cos(\theta n + \delta) \quad (2.13)$$

A la expresión (2.13) se le puede aplicar la Transformada Discreta de Fourier para obtener la representación fasorial de la señal muestreada, así mismo se tiene que, $n = 1, 2, 3, \dots, N - 1$ y $\theta = 2\pi/N$:

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

$$X_n = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-i\theta n} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cos\theta - i \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \sin\theta \quad (2.14)$$

$$X = X_c - jX_s \quad (2.15)$$

Donde X_c representa la parte real y jX_s es la parte imaginaria del fasor, si se sustituye la expresión (2.13) en (2.14) y (2.15) se obtendrá la demostración de una señal discreta que tiene $(N - 1)$ muestras, en primer lugar, se obtiene la parte real mediante la suma de cosenos de la DFT dado por:

$$X_c^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_n \cos(\theta n) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_m \cos(\theta n + \delta) \cos(\theta n) \quad (2.16)$$

$$X_c^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_m [\cos(\delta) \cos^2(\theta n) - \frac{1}{2} \sin(\delta) \sin(2\theta n)] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cos(\delta) \quad (2.17)$$

Así mismo, se aplica la suma de senos y se puede obtener la parte imaginaria del fasor;

$$X_s^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_n \sin(\theta n) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_m \cos(\theta n + \delta) \sin(\theta n) \quad (2.18)$$

$$X_s^{N-1} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_m [\frac{1}{2} \cos(\delta) \sin(2\theta n) - \sin(\delta) \sin^2(\theta n)] = -\frac{X_m}{\sqrt{2}} \sin(\delta) \quad (2.19)$$

De tal manera se puede decir que el fasor se compone de la suma de la parte real y la parte imaginaria:

$$X^{N-1} = X_c^{N-1} - jX_s^{N-1} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [\cos\delta + j\sin\delta] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\delta} \quad (2.20)$$

En la expresión (2.20) δ representa el ángulo entre el tiempo del primer muestreo y el pico de la señal de entrada [37], esta expresión representa el fasor que corresponde a un ciclo, para N ciclos se utiliza una ventana de datos deslizante, que es el intervalo limitado de observación de la señal. El contenido espectral de la señal es determinado a través de un intervalo infinito de tiempo, la ventana de datos tiene una limitación en la

2. Conceptos Generales de Protección y Relevadores Digitales

resolución espectral en el dominio de la frecuencia. Para el procesamiento digital, solo se obtiene una porción del evento en cada ventana de observación, por consiguiente, los resultados pueden ser erróneos si dicha ventana de datos no es lo suficientemente grande como para formar una imagen adecuada del proceso.

En la Figura 2.9 se muestra una ventana de datos deslizante de tres muestras para una forma de onda muestreada a 12 muestras por ciclo aplicada a una señal de tensión. La señal presenta una interrupción ocasionada por una falla. La ventana etiquetada con la letra *A* contiene tres muestras de datos previos a la falla, las ventanas *B* y *C* contienen datos previos y posteriores a la falla, y la ventana *D* solo contiene datos posteriores a la falla. Los datos contenidos en las ventanas *A* y *D* son correctos, sin embargo, los datos que están contenidos en las ventanas *B* y *C* no pueden ajustarse a una senoide pura y el fasor calculado tiene poco significado [30].

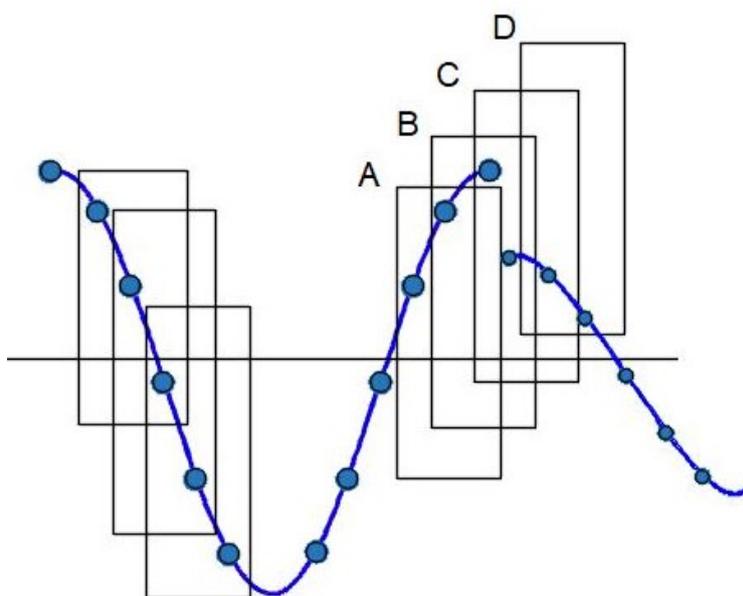


Figura 2.9.: Ventana de datos deslizante

De lo anterior se puede decir que el relevador debe esperar un tiempo mínimo igual a la longitud de la ventana de datos para tomar una decisión de disparo de la unidad de protección.

2.10. Conclusiones del capítulo

El conocimiento de los conceptos y funciones de las protecciones digitales es una parte importante, ya que con esto se puede comprender el funcionamiento de estos dispositivos. Por otra parte, el análisis de los elementos que conforman a los relevadores digitales como el hardware y software apoyan al entendimiento del proceso interno que se lleva a cabo al recopilar la información necesaria proveniente de los dispositivos de medición para que esta sea procesada y así se puedan tomar decisiones de operación ante las variaciones que puedan presentarse en los sistemas eléctricos cuando ocurra una falla. La Transformada Discreta de Fourier es utilizada en este trabajo para el procesamiento de fasores y su implementación se llevará a cabo con Models de ATP/EMTP.

3. Protección Direccional

3.1. Introducción

Los flujos de potencia en un sistema radial se ven afectados cuando existen fuentes de generación distribuida conectadas al sistema, cuando ocurre una perturbación, las corrientes de falla fluyen en distintas direcciones (hacia adelante o atrás), cuando esto sucede los esquemas de protección tradicionales son insuficientes para proteger al sistema ya que estos pueden operar en distintas zonas dejando algunos elementos de la red fuera de servicio lo cual conlleva a la pérdida de selectividad y confiabilidad. Bajo estas circunstancias se proponen los dispositivos de sobrecorriente direccionales, los cuales son utilizados para protección primaria en sistemas de distribución y como protección secundaria en sistemas de transmisión [38].

La coordinación adecuada de los dispositivos direccionales supera los cortes de energía aislando la falla en el menor tiempo posible y mantiene al sistema seguro y confiable, el objetivo de la coordinación de los relevadores de protección es optimizar los ajustes de todos los relevadores asegurando el buen funcionamiento y eliminando el mal funcionamiento de los dispositivos de protección [39].

La coordinación de los relevadores debe llevarse a cabo cuando se ha determinado la selección del relevador primario y secundario, lo cual garantiza la calidad y selectividad entre los dispositivos, de tal manera los relevadores primarios verán la corriente de falla dentro de zona de operación (hacia adelante) mientras que los relevadores de respaldo verán la corriente de falla fuera de su zona de operación (hacia atrás) [40].

3.2. Principios de operación de la protección direccional

La protección por relevadores es una de las herramientas más importantes que utilizan los ingenieros de protecciones, por ello es importante conocer las características y

3. Protección Direccional

capacidades de dichas herramientas.

Todos los relevadores funcionan con respecto a una u otra magnitud eléctrica las cuales cierran o abren contactos, el funcionamiento de los relevadores solo se producen por dos tipos de funcionamiento que son:

- Relevadores de atracciones electromagnéticas.
- Relevadores de inducción electromagnética.

Los Relevadores de atracciones electromagnéticas funcionan mediante un émbolo que es atraído por un solenoide o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán, mientras que los relevadores de inducción electromecánica utilizan el principio de los motores de inducción por medio del cual desarrolla el par por inducción en un rotor, esto aplica solo para los relés accionados por corriente alterna. La Figura 3.1 muestra un ejemplo de un relevador de inducción el cual consta de dos bobinas de alambre enrolladas alrededor de cuatro polos de un electroimán, así mismo las magnitudes de operación y referencia se aplican individualmente en las dos bobinas.

El diseño de estos relevadores se hizo con el fin de que no se produjera algún movimiento de rotación cuando los flujos magnéticos de las dos bobinas estuvieran en fase.

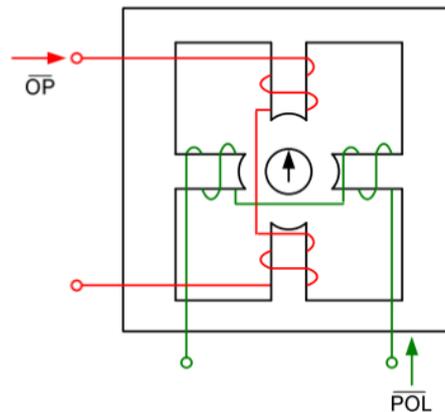


Figura 3.1.: Esquema de un relevador tipo copa de inducción

Los términos de ángulo de torque máximo y ángulo de par cero tienen sus raíces en el diseño de los relevadores electromecánicos, estos términos aún siguen vigentes en la actualidad para el cálculo de la dirección de la corriente de falla en los relevadores digitales, por lo tanto, el torque que se aplica al cilindro puede ser calculado por la expresión (3.1) [41]:

3. Protección Direccional

$$T = k * \phi_1 * \phi_2 * \sin\theta \quad (3.1)$$

Donde:

T = par de torsión.

ϕ_1 = al valor de polarización de corriente.

ϕ_2 = al valor de polarización de voltaje.

θ = al ángulo formado entre ϕ_1 y ϕ_2 .

3.3. Diagrama vectorial

La representación de la polarización de los dispositivos direccionales se puede visualizar mediante los diagramas fasoriales, los cuales muestran la dirección de la falla a través de sus magnitudes de polarización. Mediante estos diagramas se muestran las características de sus elementos, el ángulo de la corriente puede ser expresado con respecto al ángulo máximo de torque (T_{max}) o el ángulo característico del relevador (RCA), α y β son medidos con referencia a la magnitud polarizante. La cantidad de polarización es la que define la zona de operación, ya que cada método tiene una característica y zona de operación distinta, esto se debe a que los voltajes de operación no son los mismos.

En la Figura 3.2 se expresa el voltaje como la cantidad de polarización y la corriente como cantidad de operación, el ángulo β determina el máximo torque del relevador con respecto al voltaje de polarización, mientras que α representa el desfaseamiento de la corriente con respecto a la cantidad de polarización.

3. Protección Direccional

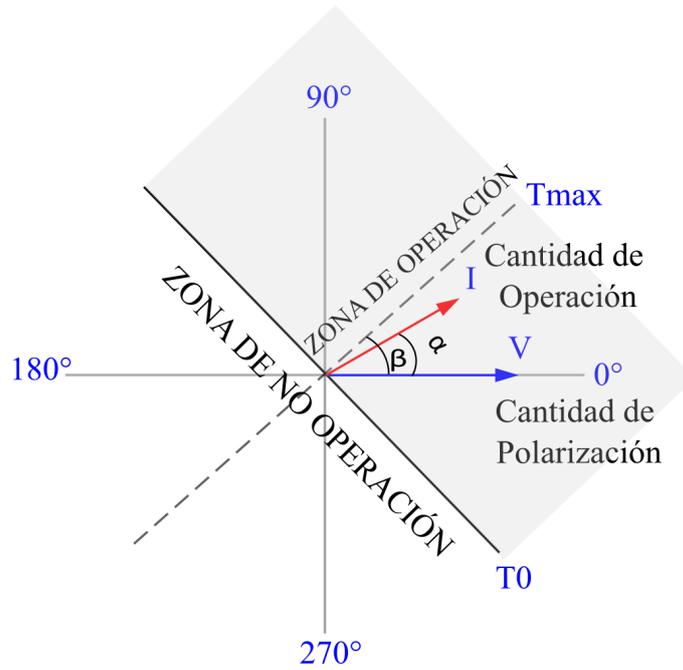


Figura 3.2.: Diagrama vectorial de polarización

Así mismo se pueden deducir las siguientes expresiones de torque:

$$T = KV I \sin(\beta) \quad (3.2)$$

$$T = KV I \cos(\alpha - \beta) \quad (3.3)$$

La expresión anterior indica que, toda falla con $90^\circ < (\alpha - \beta) < -90^\circ$ tendrá como resultado un torque positivo, lo cual daría la operación del relevador ya que la corriente de falla caerá dentro de zona de operación, mientras que si se tuviera otro desfase se tendría un torque negativo.

En la Figura 3.3 se muestra la dirección de las corrientes cuando ocurre una falla, la corriente de la falla dos (F2) se encuentra hacia adelante del relevador, lo que indica que la corriente está atrasada con respecto al voltaje en un ángulo β menor a 90° , mientras que la corriente de falla uno (F1), se encuentra hacia atrás vista por el relevador, lo que indica que la corriente se encuentra adelantada con respecto al voltaje en un ángulo menor a: $180^\circ - \beta$.

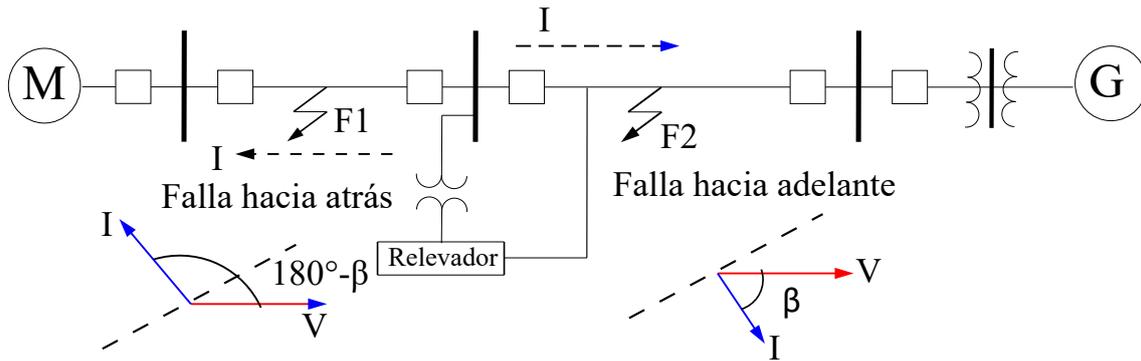


Figura 3.3.: Representación de la dirección de falla

3.4. Polarización

Los relevadores direccionales requieren una magnitud de referencia la cual es utilizada para detectar la dirección del flujo de corriente, esta magnitud se denomina magnitud de polarización.

Los métodos que se utilizan para la polarización de los dispositivos direccionales son:

- Polarización por voltaje de secuencia cero.
- Polarización por voltaje de secuencia negativa.
- Polarización por corriente de secuencia cero.
- Polarización por voltaje de propia fase.

3.5. Polarización por voltaje de secuencia cero

De acuerdo con la relación de transformación de las componentes simétricas de secuencia cero, el voltaje residual es obtenido a partir de la suma vectorial de los voltajes de fase divididos entre tres, para el caso balanceado la suma es igual a cero, cuando el sistema esta desbalanceado el voltaje residual es diferente de cero.

El voltaje residual o de secuencia cero es obtenido a través de un conjunto de transformadores de potencial trifásicos conectados en estrella-aterrizada en el lado primario, mientras que los devanados secundarios de los TP's deberán ser conectados en estrella-aterrizadas como se muestra en la Figura 3.4 (a), en la Figura 3.4 (b) se muestra el diagrama fasorial cuando ocurre una falla en la fase (A), se puede apreciar que la

3. Protección Direccional

corriente residual $3I_0$ adelanta al voltaje $3V_0$ en un ángulo superior a 90° , también se observa que girando en 180° el voltaje residual es igual a $-3V_0$, en este punto la corriente $3I_0$ atrasa el voltaje residual en un ángulo menor a 90° .

Cabe mencionar que la conexión de los transformadores del lado secundario debe estar puestos a tierra en el mismo punto en el gabinete de protecciones, ya que, si estos están aterrizados en puntos diferentes, en caso de falla a tierra causaría que la corriente circule en ambos puntos dando como resultado una incorrecta operación del relevador [44].

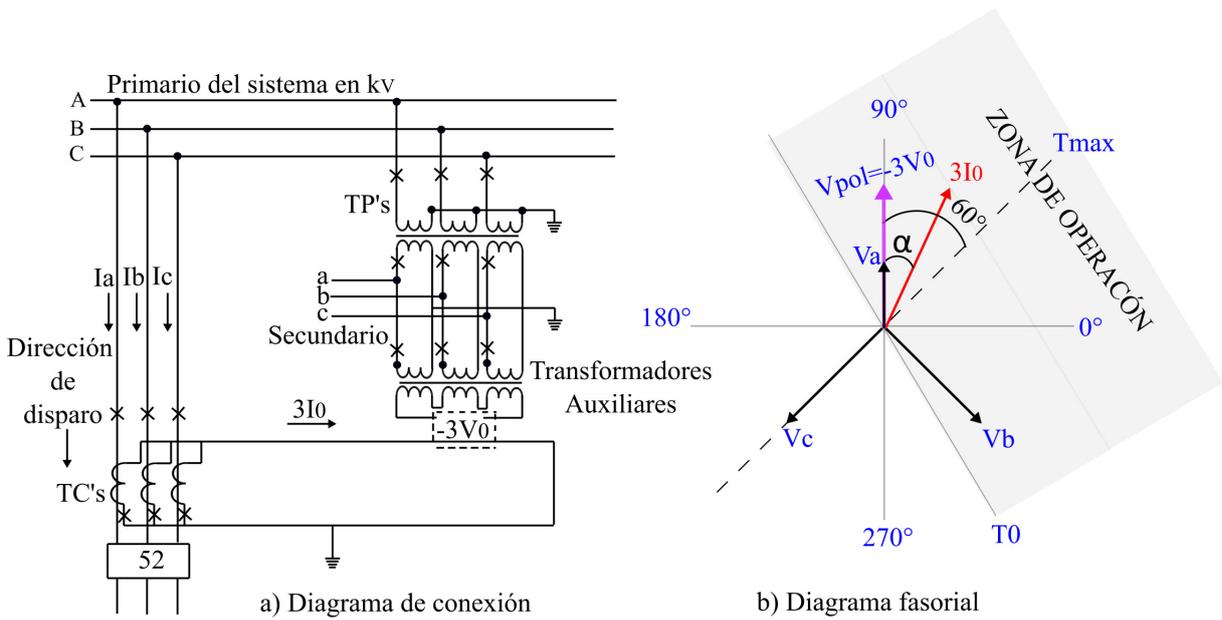


Figura 3.4.: Esquema de polarización por voltaje de secuencia cero.

3.6. Polarización por voltaje de secuencia negativa

Este método utiliza, el voltaje de secuencia negativa como cantidad de polarización y la corriente de secuencia negativa como cantidad de operación ($3I_2$), en los relevadores antiguos se utilizaban filtros pasivos los cuales obtienen los voltajes y corrientes de secuencia negativa a través de los $TP's$ y $TC's$, actualmente los relevadores numéricos calculan las cantidades de secuencia negativa.

En la Figura 3.5 (a) se presenta el diagrama de alambrado para la polarización de secuencia negativa, el filtro de secuencia negativa en los relevadores digitales ya se encuentra dentro del relevador numérico, en la Figura 3.5 (b) se observa el diagrama fasorial de la polarización de la corriente tomando en cuenta el voltaje $-3V_2$, la pola-

3. Protección Direccional

rización es similar a la polarización con voltaje de secuencia cero y su típico ángulo característico está a 60° con respecto al voltaje de polarización. Este método es más utilizado cuando se tiene acoplamiento mutuo en las líneas de transmisión.

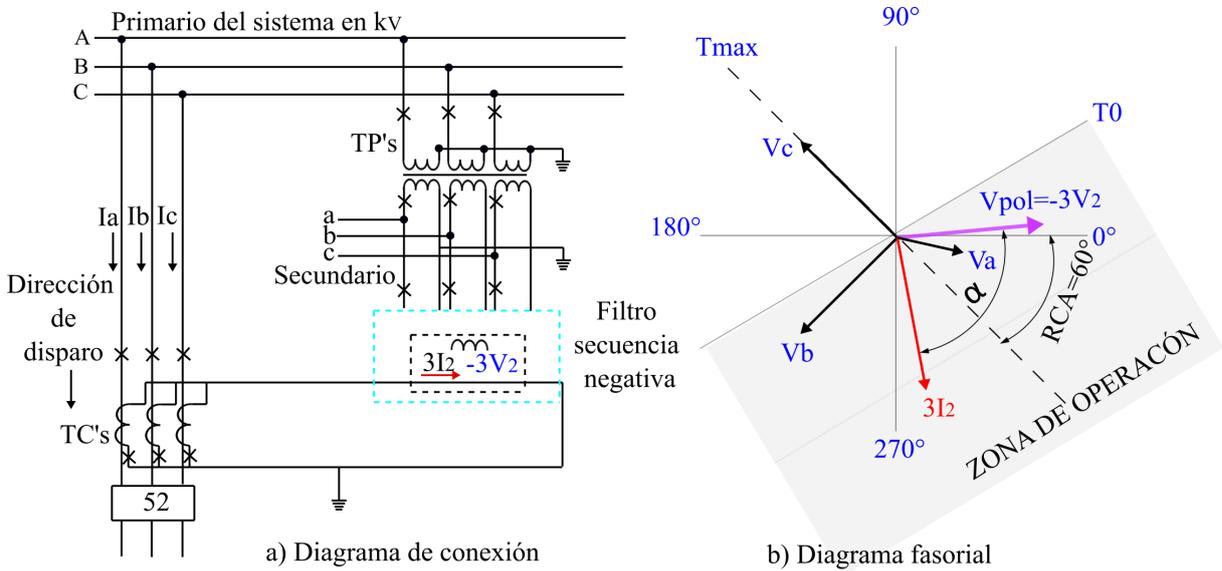


Figura 3.5.: Esquema de polarización por voltaje de secuencia negativa.

3.7. Polarización por corriente de secuencia cero

Este método utiliza las componentes de la corriente de secuencia cero como cantidad de referencia, la cuales son obtenidas por medio de un transformador de potencia que está conectado a la línea de distribución, el cálculo de la corriente de secuencia cero es similar al cálculo del voltaje de secuencia cero y es tres veces la corriente cero $3I_0$. En un sistema desbalanceado, la corriente residual fluye en el neutro del lado del transformador conectado en estrella. por lo tanto, el flujo de la corriente se puede usar para determinar la dirección de la corriente de falla durante una falla a tierra [45].

En la Figura 3.6 se observa una representación de la obtención de la cantidad de polarización, la cual es obtenida a través del neutro de un transformador trifásico conectado a la línea.

3. Protección Direccional

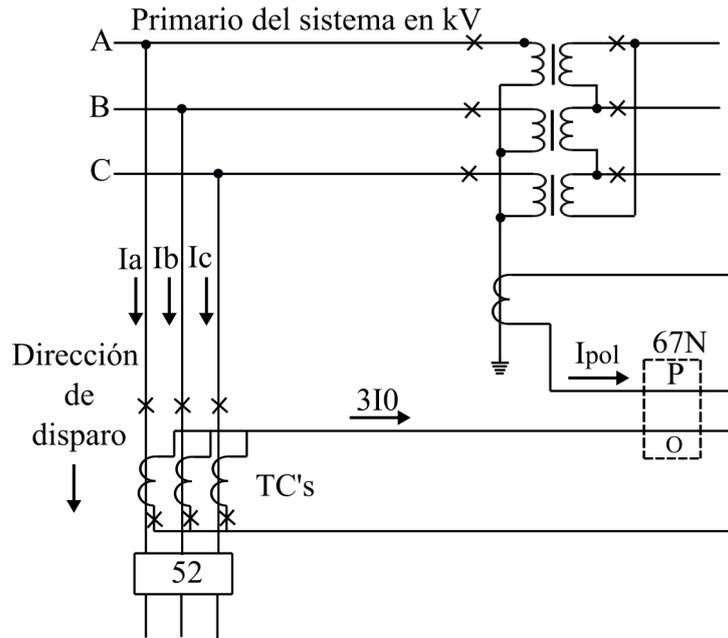


Figura 3.6.: Diagrama de conexión del método polarización por corriente de secuencia cero.

3.8. Polarización por voltaje de propia fase

Este método también es conocido como polarización propia, este método es una de las primeras formas de polarización, utiliza la corriente como sistema de operación, mientras que el voltaje sería la magnitud de polarización, en otras palabras, el voltaje de la fase A, (V_a) es utilizado para polarizar la corriente I_a , el voltaje V_b polariza a la corriente I_b , y el voltaje V_c polarizará el voltaje I_c .

En la Figura 3.7 (a) se observa la conexión del relevador direccional de fases, así como su diagrama fasorial en la Figura 3.7 (b), este método es utilizado para la detección de fallas trifásicas. La cantidad de polarización de este método se ve afectada ante este tipo de fallas ya que el voltaje es capaz de abatirse completamente.

3. Protección Direccional

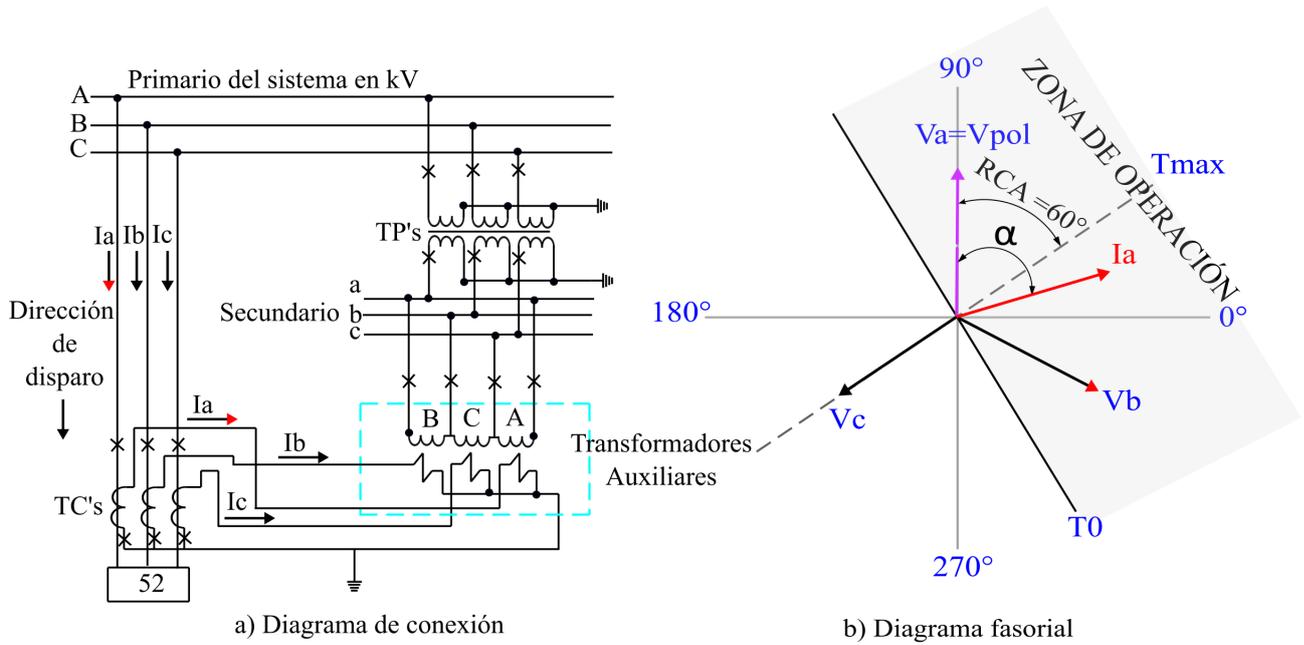


Figura 3.7.: Conexión y diagrama fasorial para la polarización del voltaje en su propia fase.

3.9. Conclusiones del capítulo

Las protecciones direccionales son de gran utilidad para la protección de los sistemas eléctricos cuando se tiene múltiples fuentes de generación, esto se debe que son capaces de detectar los cambios de dirección de los corrientes de falla cuando ocurre un corto circuito ya sea entre fases a o fase a tierra, los métodos de polarización hacen que estos dispositivos sean utilizados en diferentes configuraciones de redes de distribución, lo cual aporta confiabilidad a los esquemas de protección.

4. Cortocircuito en SEP's

4.1. Introducción

El diseño de los sistemas eléctricos se realiza con la finalidad de evitar la mayor cantidad de perturbaciones posibles, a pesar de esto la ocurrencia de fallas en redes de transmisión y distribución llegan a suceder, ya que el sistema de líneas es el que más se encuentra expuesto a dichas perturbaciones, las cuales llegan a afectar al sistema en general.

Las fallas a las que está expuesto el sistema eléctrico pueden identificarse de dos formas, *fallas de naturaleza transitoria* y *fallas de naturaleza permanente*. Las *fallas de naturaleza transitoria* son definidas como la pérdida de aislamiento de los elementos que están conectados al sistema, estas fallas son momentáneas, y ocurren frecuentemente en los sistemas eléctricos aéreos y pueden ocurrir cuando las ramas de los árboles tienen contacto con los conductores, también se pueden ocasionar por el flameo del aislamiento debido a la contaminación ó por descargas atmosféricas. Las *fallas de naturaleza permanente* son aquellas donde los elementos fallados salen de servicio del sistema y no es posible su recuperación, se originan por el contacto del sistema a tierra ó cuando existe el contacto entre dos o más elementos del mismo sistema, este tipo de perturbaciones ocurren como consecuencia de fallas mecánicas o factores ajenos al sistema eléctrico [46].

Las perturbaciones que ocurren frecuentemente en los sistemas eléctricos son los cortocircuitos, estos son comúnmente causados por las fallas en el aislamiento en los elementos de conducción, para casos especiales el cortocircuito puede producir un arco eléctrico, este puede dañar a los equipos o partes adyacentes del sistema eléctrico.

En los sistemas trifásicos las magnitudes de corriente de cortocircuito dependen del tipo de falla, las fallas trifásicas tienen una mayor magnitud en la corriente, mientras que las fallas de menor impacto son las que ocurren en una sola fase, las fallas trifásicas se presentan con menor posibilidad, mientras que las fallas monofásicas son las que comúnmente se presentan en el sistema, la corriente de cortocircuito se caracteriza

4. Cortocircuito en SEP's

principalmente por el aumento abrupto de la corriente nominal en un instante de tiempo, esta corriente está relacionada con la capacidad del sistema eléctrico en el punto donde ocurre la falla [47].

Los tipos de fallas que se presentan en el sistema eléctrico son:

- Fallas de una sola fase a tierra.
- Fallas de fase a fase a tierra.
- Fallas fase a fase.
- Fallas de tres fases.

Las fallas mencionadas anteriormente pueden ser clasificadas como fallas simétricas las cuales involucran las tres fases del sistema, y las fallas monofásicas y bifásicas pueden ser clasificadas en fallas asimétricas [48].

4.2. Componentes simétricas

Este método fue creado por Fortescue, para tratar circuitos polifásicos desbalanceados, siendo una de las herramientas más usadas para la solución de los circuitos eléctricos, estos sistemas normalmente están balanceados, pero al presentarse una perturbación en el sistema entra en condiciones desbalanceadas haciendo que los voltajes y corrientes presenten oscilaciones.

De acuerdo con el teorema de Fortescue, los tres fasores desbalanceados se pueden descomponer en tres sistemas de fasores balanceados conocidos como componentes de secuencia positiva, negativa y cero. Los componentes de secuencia positiva consisten en tres vectores de igual magnitud desplazados uno de otro por 120° teniendo la misma secuencia de fases que los fasores originales, Las componentes de secuencia negativa; son tres fasores desplazados uno de otro por fase de 120° con una secuencia de fase opuesta a los fasores originales, las componentes de secuencia cero consisten en tres fasores iguales en magnitud con un desplazamiento de fase en 0° . Como se muestra en la Figura 4.1

4. Cortocircuito en SEP's

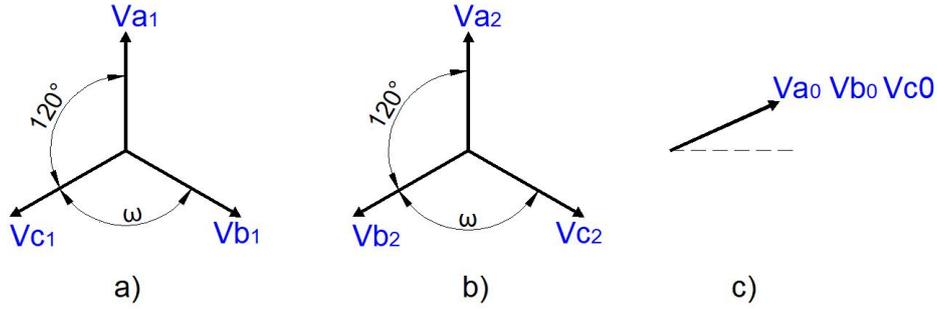


Figura 4.1.: Componentes de secuencia a) positiva, b) negativa, c) cero.

La descomposición de los fasores originales puede ser expresados en sus componentes para voltajes:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (4.1)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (4.2)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (4.3)$$

así mismo es posible obtener las corrientes de fase:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (4.4)$$

$$I_b = I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \quad (4.5)$$

$$I_c = I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} \quad (4.6)$$

Las ecuaciones de corrientes de fase se pueden reducir al expresar las componentes de \$V_b\$ y \$V_c\$ como producto de la componente \$V_a\$ y utilizando el operador \$a = 1\angle 120^\circ\$ quedando de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

La matriz de estado \$T\$ de la expresión (4.7) está dada por:

4. Cortocircuito en SEP's

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Las ecuaciones de secuencia de fase pueden ser determinadas al hacer la matriz de estado T en su forma inversa T^{-1} y multiplicándola a la expresión (4.7).

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (4.11)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (4.12)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (4.13)$$

4.3. Falla monofásica (Fase a tierra)

Este tipo de falla se produce comúnmente con una incidencia del 80 %, esta se presenta cuando una de las líneas o fases tiene contacto a tierra, la corriente de falla producida es un poco menor a la que se presenta en la falla trifásica [49].

En la Figura 4.2 se representa la falla monofásica en la fase a a tierra de un sistema trifásico a través de una impedancia Z_f .

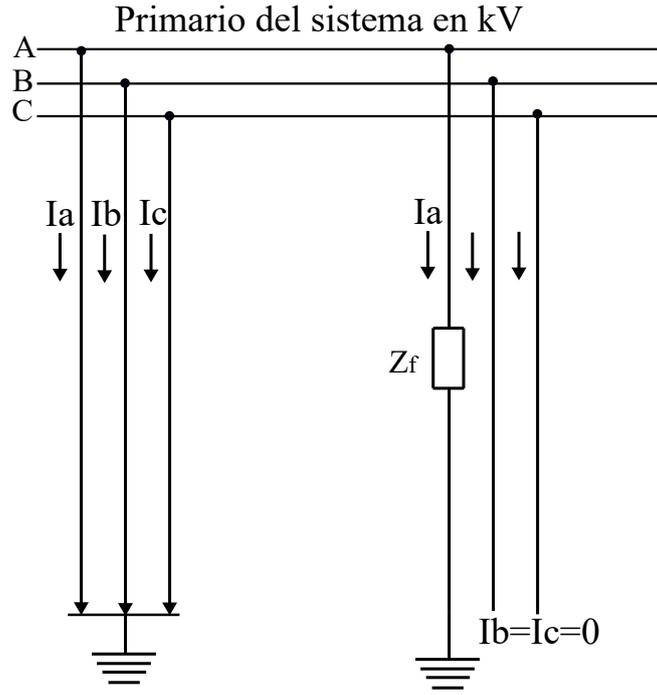


Figura 4.2.: Representación de una falla monofásica.

De acuerdo con la representación de la Figura 4.2 se deducen las siguientes expresiones:

$$I_a = I_{cc1\phi} \quad (4.14)$$

$$I_b = I_c = 0 \quad (4.15)$$

$$V_a = Z_f I_a \quad (4.16)$$

Las condiciones del sistema dadas por la falla en la fase (A) establecen que las corrientes de las fases adyacentes tienen valor de cero debido a que el generador alimenta la falla y el voltaje de la falla se abate, dando como resultado una falla desbalanceada por ello es posible analizar el sistema mediante el uso de las componentes simétricas.

Utilizando la matriz de transformación se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

4. Cortocircuito en SEP's

Resolviendo la expresión anterior se obtiene el valor de $Ia_0 = Ia_1 = Ia_2 = \frac{1}{3}$

De las expresiones (4.16) y (4.17) también se deducen la expresión para el voltaje.

$$Va = Va_0 + Va_0 + Va_0 = 3(Z_f Ia) \quad (4.18)$$

La expresión anterior se satisface si se interconectan las redes de secuencia en serie en el punto de la falla por medio de una impedancia como se muestra en la Figura 4.3.

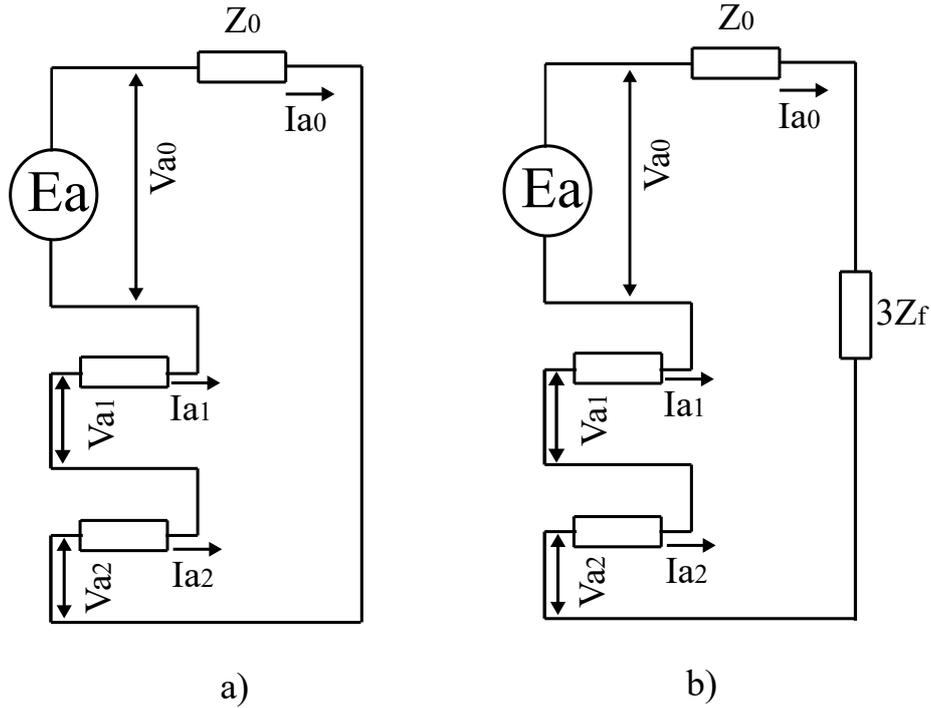


Figura 4.3.: Redes de secuencia para una falla monofásica (a) sin impedancia y (b) con impedancia.

Las componentes de secuencia de las corrientes de falla pueden ser escritas mediante la siguiente expresión:

$$Ia = Ia_0 + Ia_1 + Ia_2 = 3(Ia_1) = \frac{Ea_1}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (4.19)$$

4.4. Falla línea-línea

Este tipo de falla ocurre cuando dos de las fases tienen contactado entre sí, estas pueden ser las fases $(a - b)$, $(b - c)$ ó $(c - a)$, la ocurrencia de este tipo de falla en los sistemas trifásicos es de un 15 %, los niveles de corriente de falla bifásica es aproximadamente el 85 % de la corriente trifásica [50] y [51].

4. Cortocircuito en SEP's

La Figura 4.4 muestra la representación típica de una falla bifásica línea-línea.

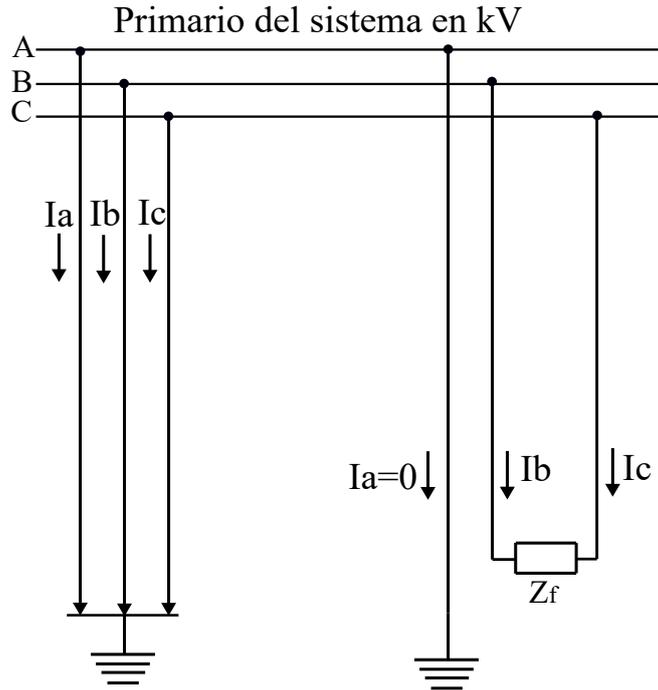


Figura 4.4.: Representación de la falla bifásica en fases (b-c).

De acuerdo con la representación de Figura 4.4 se pueden deducir las siguientes expresiones:

$$I_a = 0 \quad (4.20)$$

$$I_b = -I_c \quad (4.21)$$

$$V_b - V_c = Z_f I_b \quad (4.22)$$

Las expresiones anteriores pueden ser transformadas de corrientes de fase a corrientes de secuencia mediante la matriz de simetría obteniendo la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ (a - a^2)I_b \\ (a^2 - a)I_b \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

De la expresión (4.22) sustituimos los valores de secuencia de la matriz de impedancia y tenemos:

4. Cortocircuito en SEP's

$$(V_{a0} + a^2V_{a0} + aV_{a0}) - (V_{a0} + aV_{a0} + a^2V_{a0}) = Z_f(I_{a0} + a^2I_{a1} + aI_2) \quad (4.24)$$

Simplificando la expresión anterior y despejando los operadores a obtenemos:

$$(a^2 - a)V_{a1} - (a^2 - a)V_{a2} = Z_f(a^2 - a)I_{a1} \quad (4.25)$$

$$V_{a1} - V_{a2} = Z_f I_{a1} \quad (4.26)$$

La expresión 4.26 se puede satisfacer si las impedancias de secuencia positiva y negativa son conectadas en serie y la impedancia de falla debe estar a la mitad de estas, quedando el siguiente diagrama.

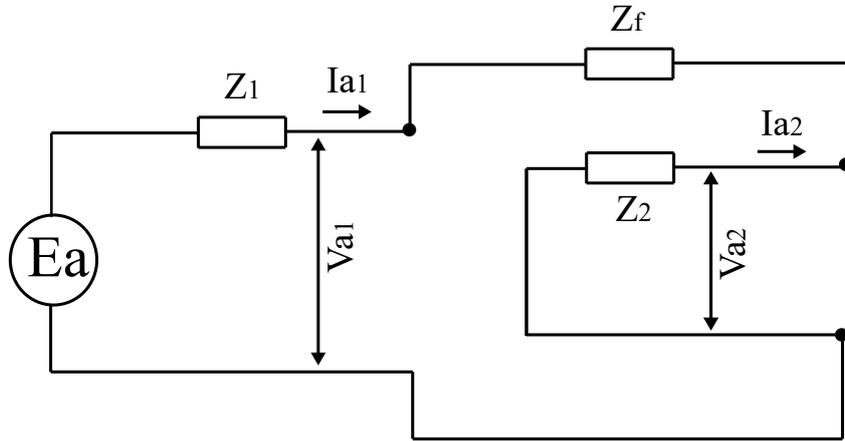


Figura 4.5.: Conexiones de secuencia para una falla bifásica.

Del diagrama de la Figura. (4.5) se puede deducir el valor de la corriente de secuencia de falla obteniendo la siguiente manera:

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_f + Z_2} \quad (4.27)$$

La corriente de falla de la fase b puede ser determinada a partir de la transformación de las corrientes de secuencia a fase dando como resultado la siguiente expresión:

$$I_b = I_{a0} + a^2I_{a1} + aI_{a2} = (a^2 - a)I_{a1} \quad (4.28)$$

La identidad $(a^2 - a)$ es igual a $-j\sqrt{3}$, sustituyendo este valor en la expresión (4.28) tenemos como resultado:

$$I_b = -I_c = \frac{-j\sqrt{3}Ea}{Z_1 + Z_f + Z_2} \quad (4.29)$$

4.5. Falla línea-línea-tierra

Esta falla ocurre cuando dos de las líneas del sistema trifásico tienen contacto entre ellas y con tierra, esta es considerada como la más crítica después de la falla trifásica, las magnitudes de las fases involucradas son muy similares, generalmente se encuentran desfasadas 120° , mientras que la fase que no es afectada presenta corrientes de falla muy bajas [52]. La Figura 4.6 muestra una falla típica bifásica a tierra.

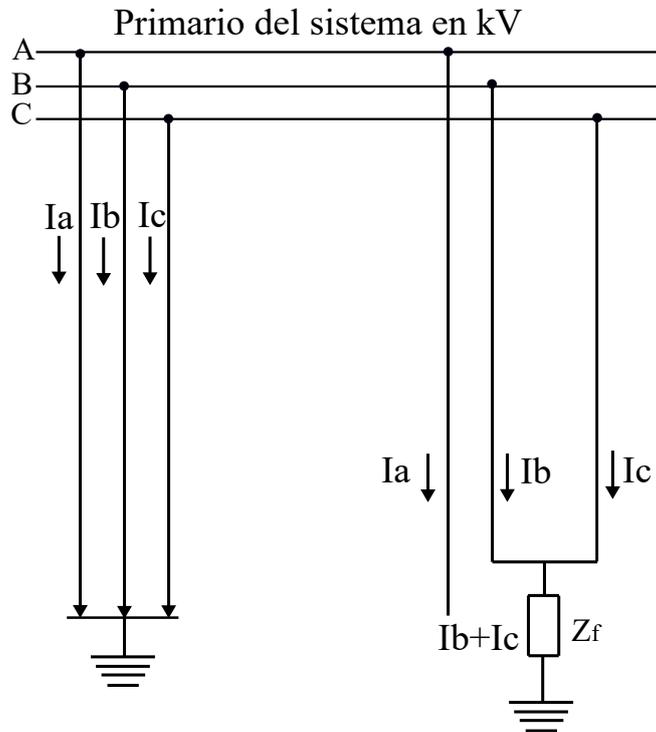


Figura 4.6.: Representación de una falla línea-línea-tierra.

Para el análisis de esta falla se pueden establecer las condiciones a partir del diagrama anterior donde se muestra una falla bifásica entre las fases $(b - c)$ a través de una impedancia de falla aterrizada a tierra, las condiciones están dadas por las siguientes expresiones:

$$I_a = 0 \quad (4.30)$$

4. Cortocircuito en SEP's

$$V_b = V_c = Z_f(I_b + I_c) \quad (4.31)$$

La corriente I_{a0} es igual a cero ya que por esta fase no circula corriente.

En la expresión (4.31) la igualdad $V_b = V_c$ se puede desarrollar a partir de la matriz de simetría quedando de la siguiente manera:

$$V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2} = V_{a0} + aV_{a2} + a^2V_{a1} \quad (4.32)$$

$$V_{a0} + (a^2 + a)V_{a1} = Z_f(I_{a0} + a^2I_{a0} + aI_{a2} + I_{a0} + aI_{a2} + a^2I) \quad (4.33)$$

$$V_{a0} + (a^2 + a)V_{a1} = Z_f(2I_{a0} + (a^2 + a)I_{a1} + (a^2 + a)I_{a2}) \quad (4.34)$$

$$V_{a0} - V_{a1} = Z_f(2I_{a0} - I_{a1} - I_{a2}) \quad (4.35)$$

$$I_{a0} = -(I_{a1} - I_{a2}) \quad (4.36)$$

$$V_{a0} - V_{a1} = Z_f(3I_{a0}) \quad (4.37)$$

Para satisfacer la ecuación (4.37) se requiere que las redes de secuencia estén conectadas en paralelo con el punto de falla, incluyendo de igual manera la impedancia de falla $3Z_f$, la cual será conectada en serie con la impedancia de secuencia cero quedando de la siguiente manera:

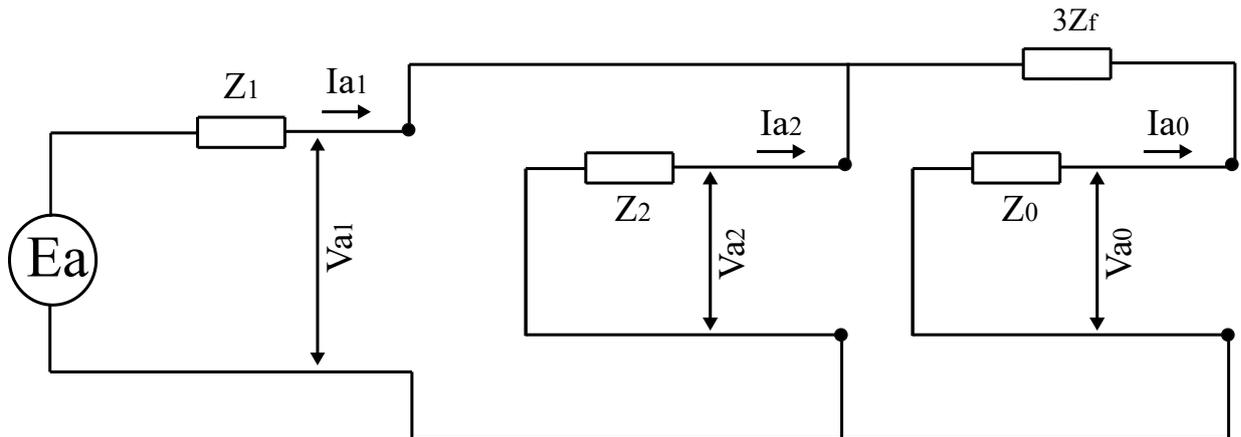


Figura 4.7.: Conexión de las redes de secuencia para una falla bifásica a tierra.

De la Figura 4.7 se pueden determinar las corrientes de secuencia cero, positiva y

4. Cortocircuito en SEP's

negativa mediante las siguientes expresiones:

$$I_{a1} = \frac{Ea}{Z_1 + \frac{Z_2(Z_0+3Z_f)}{Z_2+Z_0+3Z_f}} \quad (4.38)$$

$$I_{a2} = \frac{I_{a1} - (Z_0 + 3Z_f)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (4.39)$$

$$I_{a0} = \frac{I_{a1} * Z_2}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (4.40)$$

4.6. Falla trifásica

La falla trifásica como su nombre lo dice involucra las tres fases del sistema eléctrico, como característica principal que tiene es la baja impedancia de línea, la cual se opone a la corriente de falla, este tipo de falla no se presenta frecuentemente se tiene un estimado del 5% de ocurrencia y es considerada una falla simétrica ya que la suma vectorial de las corrientes es igual a cero, por tal motivo este tipo de falla no cuenta con secuencia cero y secuencia negativa [53] y [54].

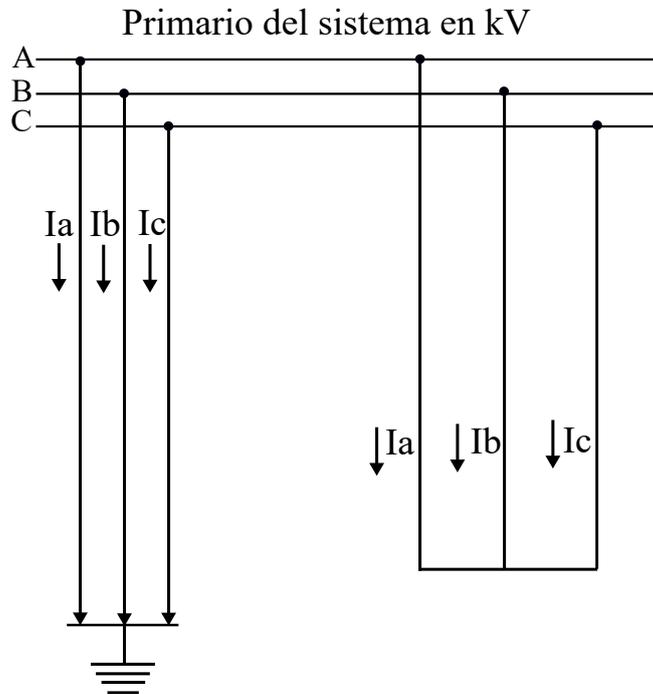


Figura 4.8.: Representación de una falla trifásica

4. Cortocircuito en SEP's

De la Figura 4.8 y sabiendo que la falla es simétrica se pueden deducir las siguientes expresiones:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (4.41)$$

$$V_a + V_b + V_c = 0 \quad (4.42)$$

De las ecuaciones de las componentes simétricas y sabiendo que no existen componentes de secuencia cero y negativa se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$I_a = I_{a1} \quad (4.43)$$

$$I_b = I_{b1} = a^2 I_{a1} \quad (4.44)$$

$$I_c = I_{c1} = a I_{a1} \quad (4.45)$$

También se puede dibujar la red de secuencia positiva la cual se observa en la Figura 4.9.

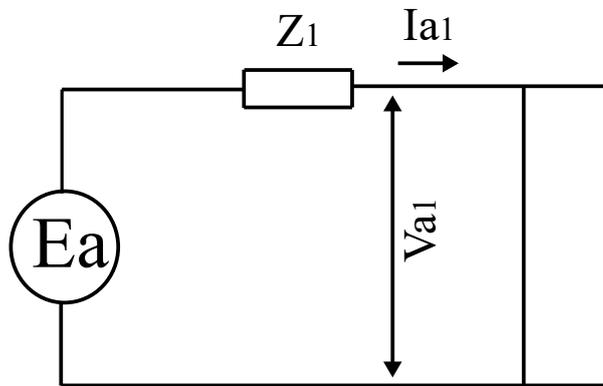


Figura 4.9.: Conexión de las redes de secuencia para una falla trifásica.

De la red de secuencia positiva se obtiene la siguiente expresión:

$$E_a = Z_f I_{a1} \quad (4.46)$$

De la expresión (4.46) se puede obtener la corriente de secuencia positiva quedando de la siguiente manera:

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1} \quad (4.47)$$

El cálculo de la corriente de falla se puede calcular sustituyendo la expresión (4.47)

4. Cortocircuito en SEP's

en (4,43), (4,44), (4,45) quedando las siguientes expresiones.

$$I_a = I_{a1} \quad (4.48)$$

$$I_b = a^2 I_{a1} \quad (4.49)$$

$$I_c = a I_{a1} \quad (4.50)$$

4.7. Conclusiones del capítulo

El análisis del corto circuito es una parte importante para la selección de los esquemas de protección, ya que con ello se puede determinar la capacidad de los dispositivos de protección, a pesar de que existen varios métodos para el cálculo de la corriente de corto circuito, el método de las componentes simétricas permite analizar a los sistemas que contienen circuitos desbalanceados, obteniendo los fasores de secuencia negativa, positiva y cero que son utilizados en los relevadores direccionales como magnitudes de referencia para la polarización de dichos dispositivos.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

5.1. Introducción

La simulación de los SEP's es una parte fundamental en la cual se desarrollan o diseñan los modelos que se desean estudiar, en el presente capítulo utilizaremos la plataforma de ATP/EMTP (Programa de Transitorios Alternativo), el cual es usado para el estudio de transitorios electromagnéticos, el modelado de los sistemas eléctricos de distribución y transmisión. Mediante este software se desarrollarán las pruebas correspondientes de los dispositivos de protección direccional y la integración de las unidades de generación distribuida a la red, utilizaremos el lenguaje de programación Models y TACS que presenta el programa y permitirá desarrollar las simulaciones correspondientes para cada caso de estudio presentado.

5.1.1. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto

En la Figura 5.1 se muestra el diagrama de flujo, el cual inicia con la entrada de datos del sistema eléctrico, así mismo analiza si se cuenta con unidades de GD, posteriormente se calculan las corrientes de fase, una vez obtenido los cálculos, el relevador ajusta la corriente de umbral en función de la corriente de carga, como siguiente paso se analiza en el sistema si existen perturbaciones, las cuales pueden ser monofásica, bifásica o trifásica, una vez que se identifica el tipo de falla se calculan los fasores de corriente mediante DFT recursiva, posteriormente se hace la comparación de las corrientes de falla y la corriente de umbral así como el ángulo, si estos cumplen las condiciones requeridas se envía la señal de disparo para que se abra el interruptor y sea mitigada la falla.

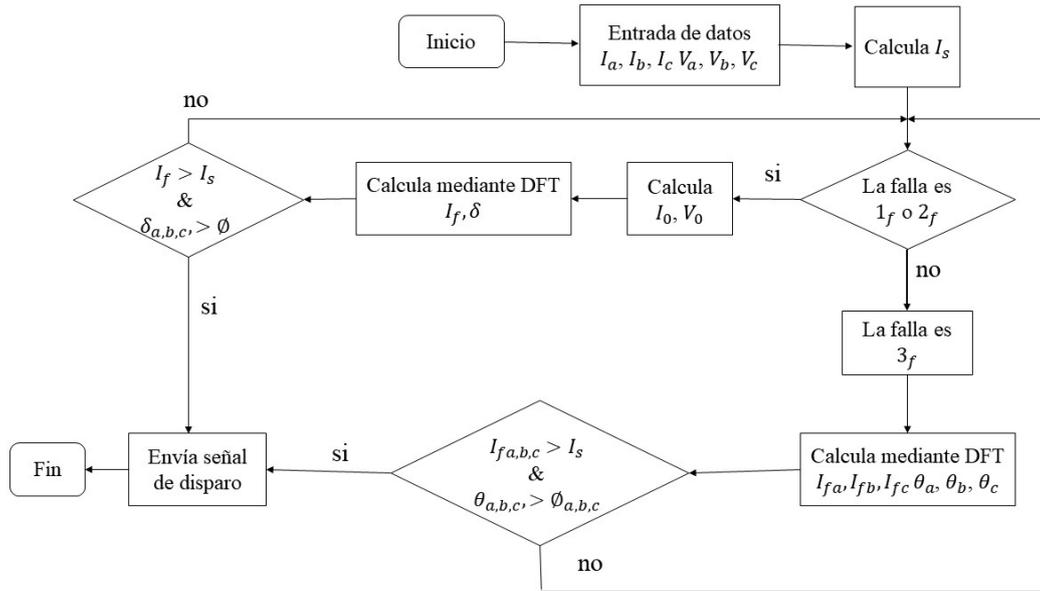


Figura 5.1.: Diagrama de flujo propuesto

5.2. Modelado y simulación

La planificación de los sistemas de protección es una parte muy importante, para ello es necesario realizar el análisis de los diferentes tipos de falla, la condición previa a la falla y la condición posterior a la falla, con este análisis se pueden seleccionar los dispositivos de protección, así como su configuración y coordinación. La integración de las unidades GD tienden a aumentar las corrientes de falla en todo el sistema, por ello se modelarán los elementos que conforman al sistema de distribución.

5.2.1. Modelo de la Línea de Distribución

El modelo PI nominal es bastante exacto el cual se usa en simulaciones para el estado estable. En la Figura 5.2 se muestran los parámetros que se utilizan para la simular los casos de estudio aéreo.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

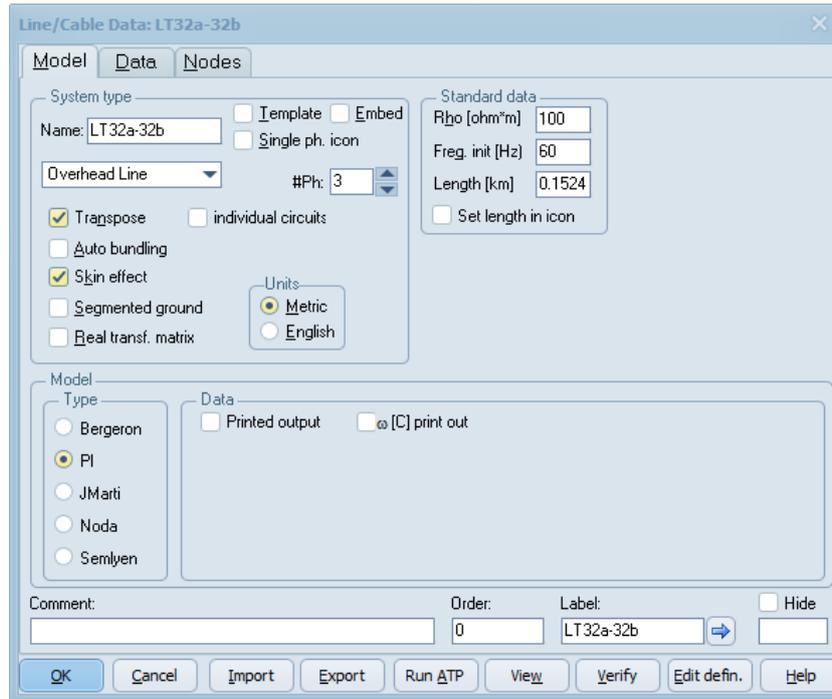


Figura 5.2.: Datos del modelo de línea π IEEE utilizada.

5.2.2. Máquina síncrona

Los generadores síncronos son la principal fuente de energía eléctrica en los SEP por ello hoy en día estas máquinas están siendo usadas como unidades de GD, la representación de este generador será modelado mediante la fuente tipo 58/59 de ATPDraw, por ello se toman los parámetros de la Tabla 5.1:

Tabla 5.1.: Parámetros de la maquina síncrona [55].

Parámetro	Descripción	Valor
S_n	Capacidad nominal (kVA)	1000
U_n	Tensión nominal (V)	416/240
F	Frecuencia (Hz)	60
X_d	Reactancia síncrona del eje directo (pu)	2.49
X_d''	Reactancia subtransitoria del eje directo (pu)	0.14
X_q	Reactancia síncrona del eje en cuadratura (pu)	1.48
X_q''	Reactancia subtransitoria del eje en cuadratura (pu)	0.16
X_L	Reactancia de dispersion (pu)	0.07
X_2	Reactancia de secuencia negativa (pu)	0.17
X_0	Reactancia de secuencia cero (pu)	0.02
T_d'	Constante de tiempo en periodo transitorio (s)	0.185
T_d''	Constante de tiempo en periodo subtransitorio (s)	0.025
T_{d0}'	Constante de tiempo del devanado de campo (s)	2.44
T_a	Constante de tiempo del devanado de armadura (s)	0.185

5.2.3. Equivalente de Thevenin

Para analizar el comportamiento ante fallas en el sistema eléctrico, es necesario hacer el equivalente de Thevenin, el cual es representado por una fuente y una impedancia Z_{th} dicha equivalencia puede ser representada en ATP/Draw por medio de la componente RLC , en la Figura 5.3 se aprecian los datos necesarios que modelaran el equivalente de Thevenin para el sistema de distribución del IEEE 13 nodos.

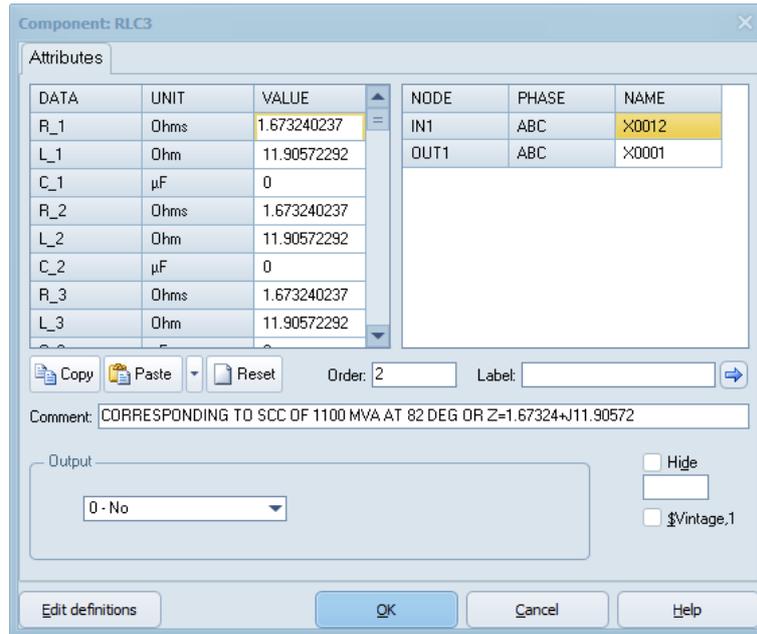


Figura 5.3.: Equivalente de Thevenin en ATP/Draw.

5.2.4. Modelo de cargas

Las cargas son uno de los puntos más importantes dentro de los sistemas de distribución, estas pueden estar conectadas en delta o estrella depende la configuración requerida por el usuario final, dichas cargas so representadas en ATP/Draw por medio de valores potencia nominal activa (PN), potencia nominal reactiva (PQ) y el voltaje nominal de la carga (VN). En la Figura 5.4 se muestran los parámetros para una carga monofásica.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

DATA	UNIT	VALUE
PN	MW	0.16
QN	MVar	0.11
UN	kV	0.27549640868

NODE	PHASE	NAME
From	A	X0005
To	1	

Order: 0 Label:

Comment:

Output:

Hide
 \$Vintage.1
NumPh

Figura 5.4.: Valores correspondientes a una carga monofásica.

5.3. Código de red

Como se ha mencionado en este trabajo de tesis las perturbaciones que ocurren en los sistemas de distribución provocan un desequilibrio de potencia entre las cargas y la generación. Debido al incremento de la conexión de las unidades de generación distribuida a los sistemas de distribución se han establecido algunas condiciones que se deben de cumplir cuando ocurre una falla, las cuales establecen que la unidad debe permanecer conectada al sistema de distribución cuando sucede una perturbación, esta evaluación se realiza mediante la caída de voltaje, la cual se debe mantener por encima de un determinado punto para fallas externas. El código de red mexicano publicado por el diario oficial de la federación en 2021 [56], establece los requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas, los cuales se deben cumplir de acuerdo con la clasificación de la central que se va a conectar a la red de distribución, dicha clasificación se basa en la capacidad de generación, esta se puede observar en la tabla 5.2.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

Tabla 5.2.: Clasificación de las centrales eléctrica según su capacidad.

Áreas sín- cronas	Central Eléc- trica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléc- trica tipo D
Sistema Interco- nectado Nacional	$P < 500kW$	$500kW \leq P < 10kW$	$10MW \leq P < 30MW$	$P \geq 30MW$
Sistema Baja Cali- fornia	$P < 500kW$	$500kW \leq P < 5MW$	$5MW \leq P < 20MW$	$P \geq 20MW$
Sistema Baja Cali- fornia Sur	$P < 500kW$	$500kW \leq P < 3MW$	$5MW \leq P < 10MW$	$P \geq 10MW$
Sistema interco- nectado Mulegé	$P < 500kW$	$500kW \leq P < 1MW$	$1MW \leq P < 3MW$	$P \geq 3MW$

Uno de los requerimientos generales para las centrales eléctricas tipo B que se deben cumplir ante condiciones dinámicas o de falla es el control de tensión, en el cual se establece que la central eléctrica debe estar interconectada y en operación estable mientras la tensión permanezca dentro de la zona permitida de acuerdo con los parámetros de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3.: Parámetros para la capacidad de respuesta de centrales síncronas del tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.

Punto de Operación	Parámetros de Tensión (pu)	Parámetros de Tiempo (s)
P_{B1}	0.00	0.00
P_{B2}	0.00	0.25
P_{B3}	0.70	0.25
P_{B4}	0.70	0.70
P_{B5}	0.90	1.50
P_{A1}	1.20	0.00
P_{A2}	1.20	0.20
P_{A3}	1.10	0.20

Los parámetros de la Tabla 5.3 son representados por la gráfica de la Figura 5.5, en la cual se representan los límites de tensión contra tiempo. La zona de operación permitida se encuentra en la zona A y debe estar expresada entre el límite inferior y superior de las tensiones de fase a fase del sistema durante una falla.

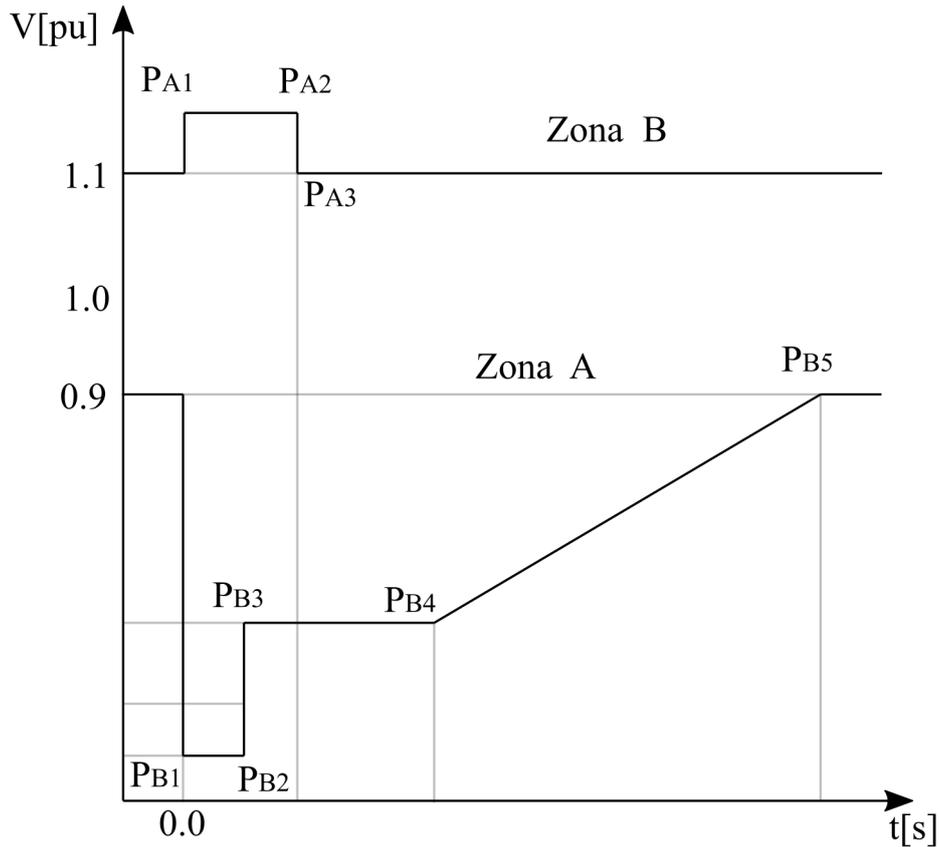


Figura 5.5.: Respuesta de la Central Eléctrica de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.

5.4. Casos de estudio

5.4.1. Caso 1 Sistema IEEE 13 nodos

Para el primer caso de estudio se utiliza el circuito de 13 nodos del IEEE [13], el cual se conecta a una red de 115 kVA a través de un transformador de 5 MVA, 115 kV/4.16 kV, en este sistema se integra un generador síncrono de 1 MVA en el nodo 692, el cual representa la unidad de GD. Se utilizarán dos relevadores direccionales los cuales estarán ubicados entre los nodos 632 y 633 siendo este el alimentador número uno, y para el alimentador dos, ubicaremos un relevador entre los nodos 632 y 671, como se muestra en la Figura 5.6.

El desbalance del sistema a que existen líneas y cargas tanto monofásicas y trifásicas, también cabe aclarar que solo se evalúa la parte trifásica que es donde se conecta la GD.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

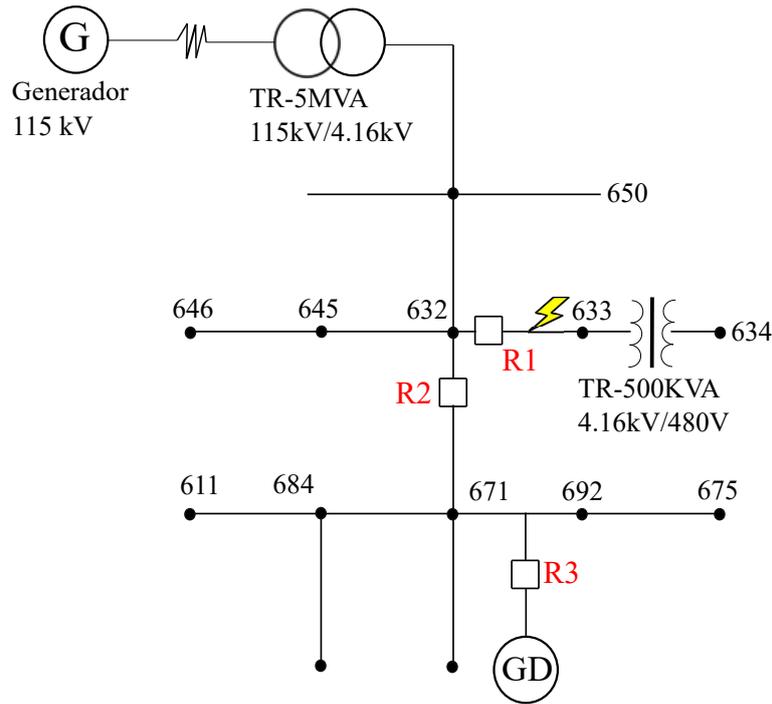


Figura 5.6.: Sistema de pruebas 13 nodos IEEE.

Al circuito de la Figura 5.6 se le aplica una falla monofásica y bifásica en el alimentador dos, el cual comprende la línea que va del nodo 632 al nodo 671 y una falla trifásica en el alimentador uno el cual se tomara del nodo 632 al nodo 633. Para la falla monofásica se utiliza polarización secuencia cero y para la trifásica se utiliza polarización de la propia fase según el algoritmo de la Figura 5.1.

Falla monofásica en el alimentador dos

En este caso se simula una falla monofásica en el alimentador 2 en $t = 0,2s$, la corriente de falla se muestra en la Figura 5.7, donde se puede observar la magnitud de corriente de alrededor de $9kA$, la cual es liberada $150ms$, después debido a que se encuentra dentro de su zona de operación. Y en la Figura 5.8 se muestra la trayectoria de la corriente que ve el relevador 2, donde se observa que la corriente se encuentra dentro del área de operación cumpliéndose las condiciones para que el dispositivo opere correctamente.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

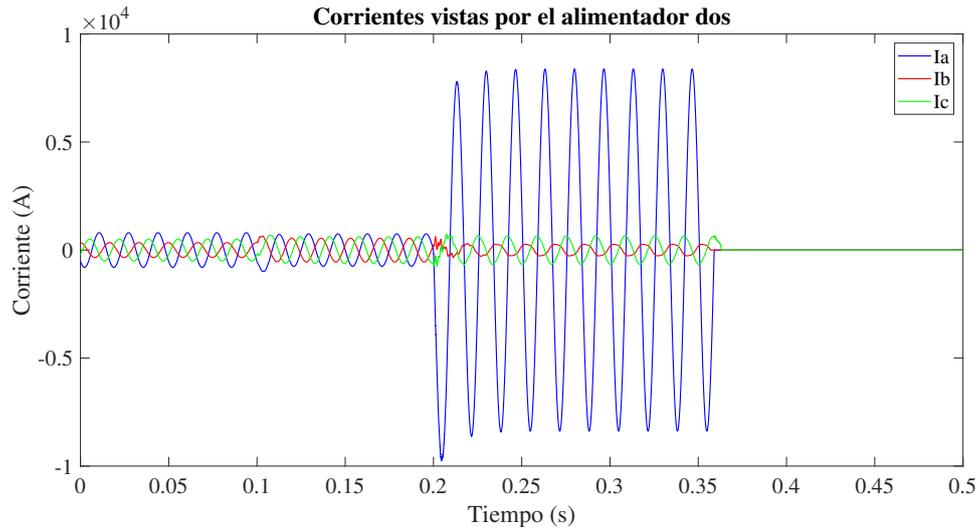


Figura 5.7.: Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.

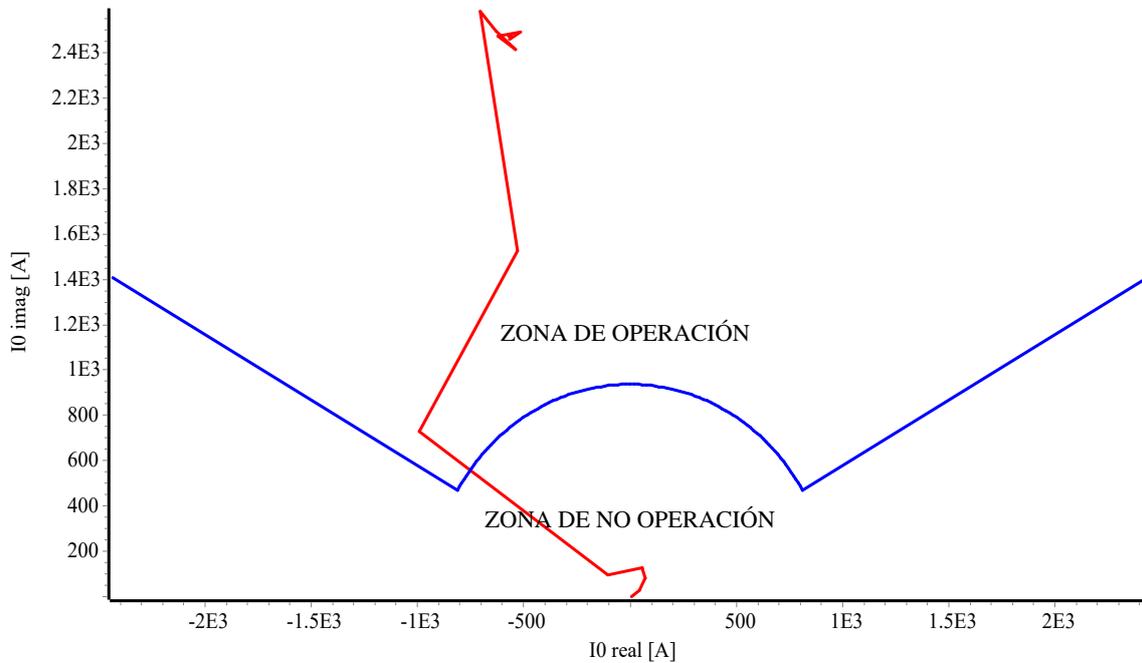


Figura 5.8.: Corrientes de secuencia cero visto por el relevador dos.

En la Figura 5.9 se observan las corrientes vistas desde el alimentador 1 cuando se aplica una falla monofásica en el alimentador 2, en $t=0.2$ s y es liberada por el relevador 1 en $t=0.35$ s y las corrientes del alimentador 1 regresan a su estado normal. Así mismo en la Figura 5.10 se observa la corriente de falla vista por el relevador del alimentador 1, donde se observa que se encuentra fuera de su zona de operación, dicho de otra manera, el relevador ve la corriente hacia atrás haciendo el dispositivo selectivo ya que no actúa, aunque en un instante de tiempo la corriente alcanza el umbral de operación. Cabe señalar que la generación distribuida se encuentra en el alimentador dos.

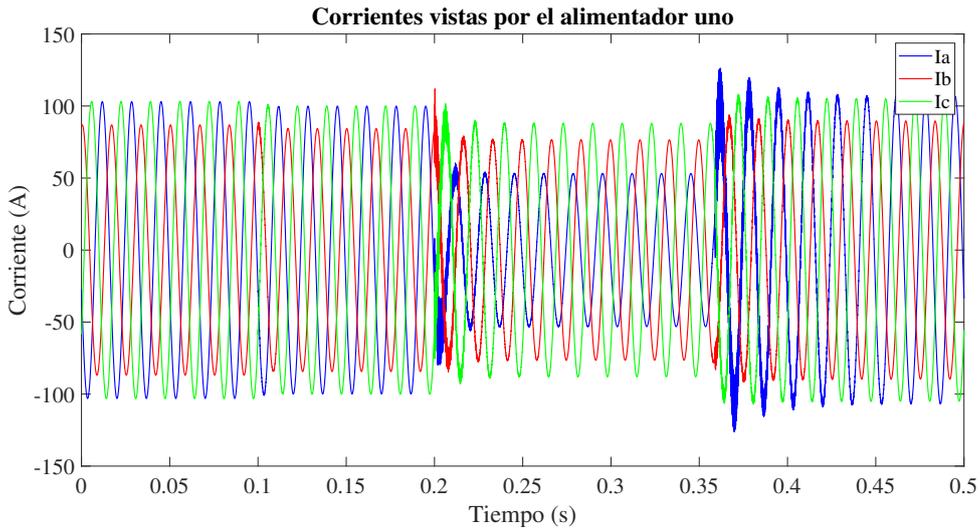


Figura 5.9.: Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.

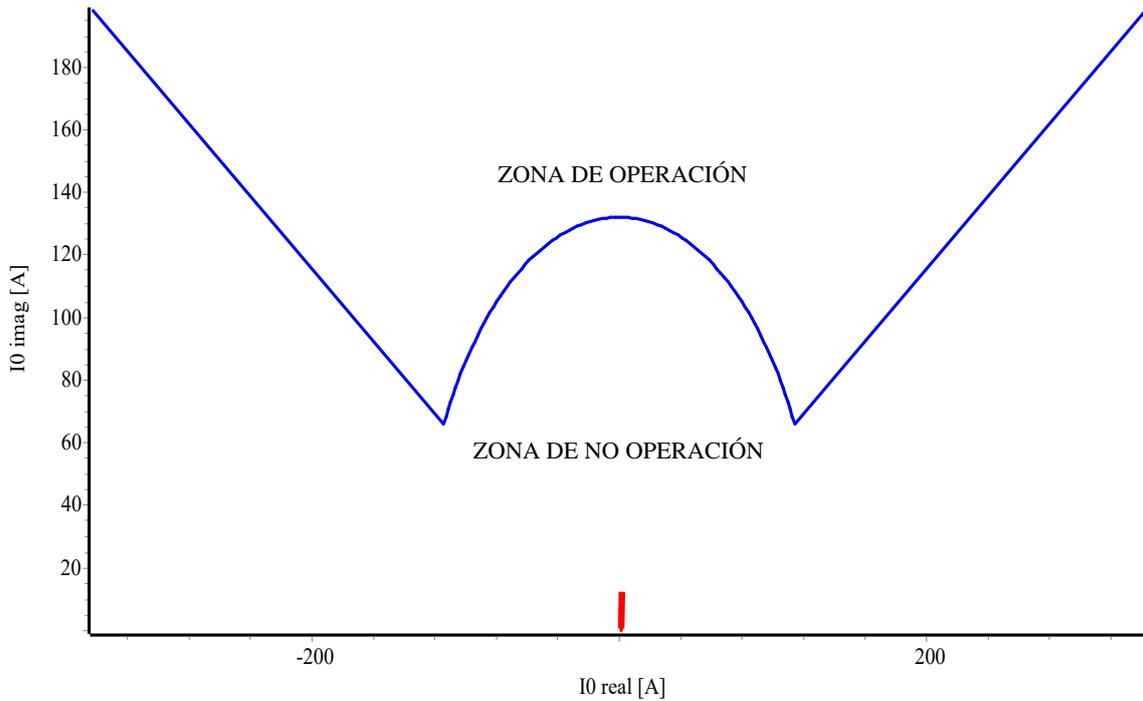


Figura 5.10.: Corrientes de secuencia cero visto por el relevador uno.

Falla bifásica en el alimentador dos

En la Figura 5.11 se observan las corrientes debido a una falla bifásica en el alimentador 2 en $t=0.2s$ la magnitud de la corriente alcanza hasta 9 kA. En la Figura 5.12 se observa que la corriente de falla se encuentra dentro de zona de operación lo cual comprueba o ratifica la operación del relevador número 2.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

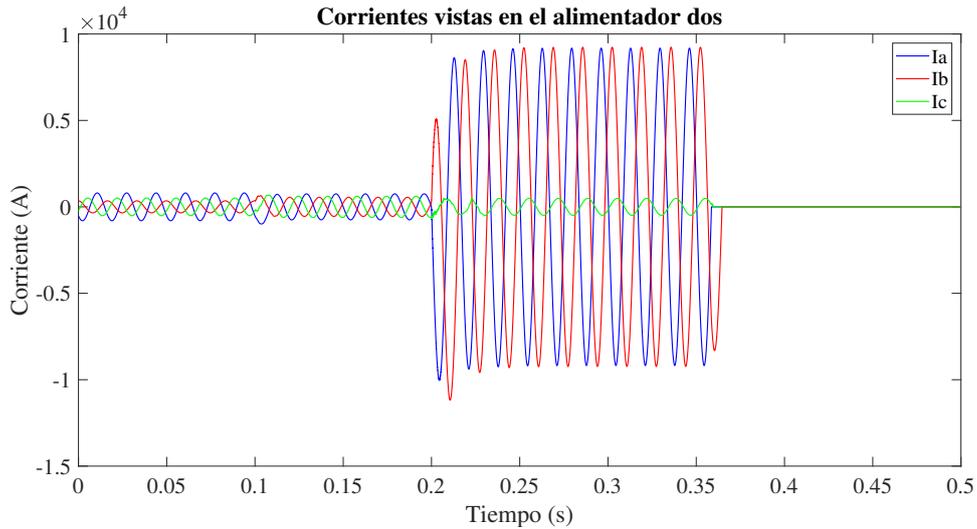


Figura 5.11.: Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.

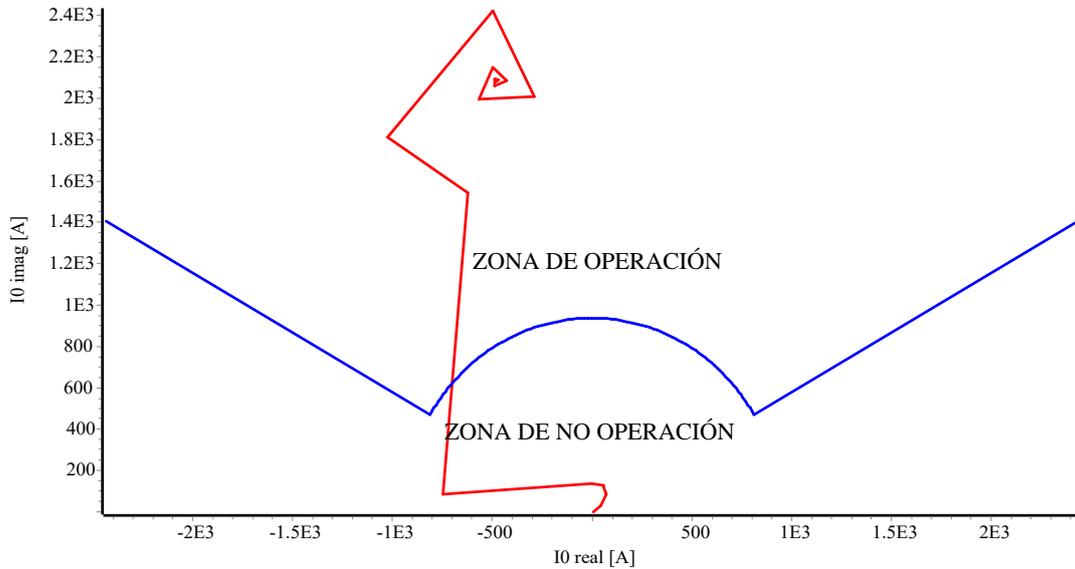


Figura 5.12.: Corriente de secuencia cero visto por el relevador dos.

En la Fig. 5.13 se puede apreciar las corrientes en el alimentador 1 durante la falla bifásica en $t=0.2$ s y las cuales son mitigadas por el relevador 2 en $t=0.35$ s, esto se debe a que se cumple con las condiciones para operar tanto en ángulo como en corriente. La Fig. 5.14 muestra la corriente fuera de la zona de operación del relevador 1, comprobando su selectividad.

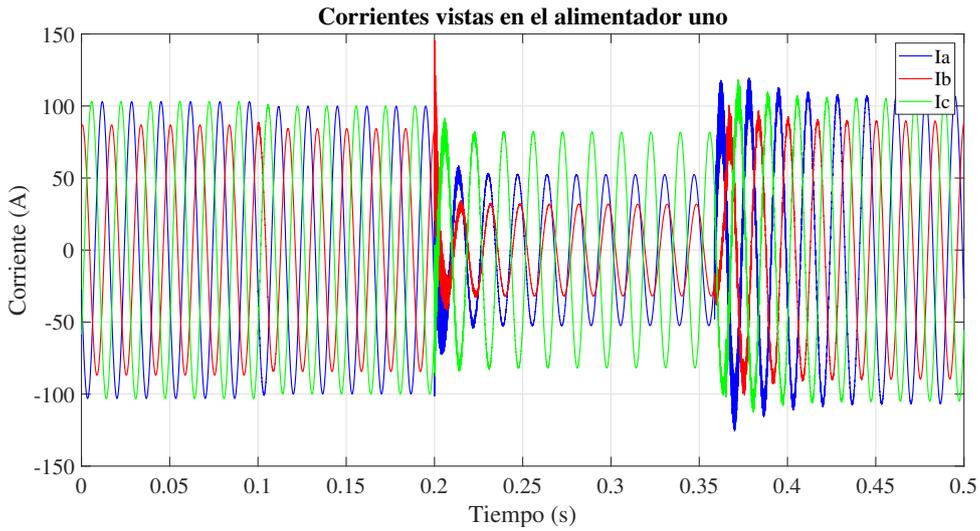


Figura 5.13.: Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.



Figura 5.14.: Corriente de secuencia cero visto por el relevador uno.

Falla trifásica alimentador uno

En este caso se simula una falla trifásica en el alimentador número uno, para la cual se utilizará la polarización en su propia fase. En la Figura 5.15 se muestra la corriente de falla trifásica en el alimentador 1 en $t=0.2$ s y es liberada en $t=0.3$ s. La corriente alcanza valores por arriba de 10kA.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

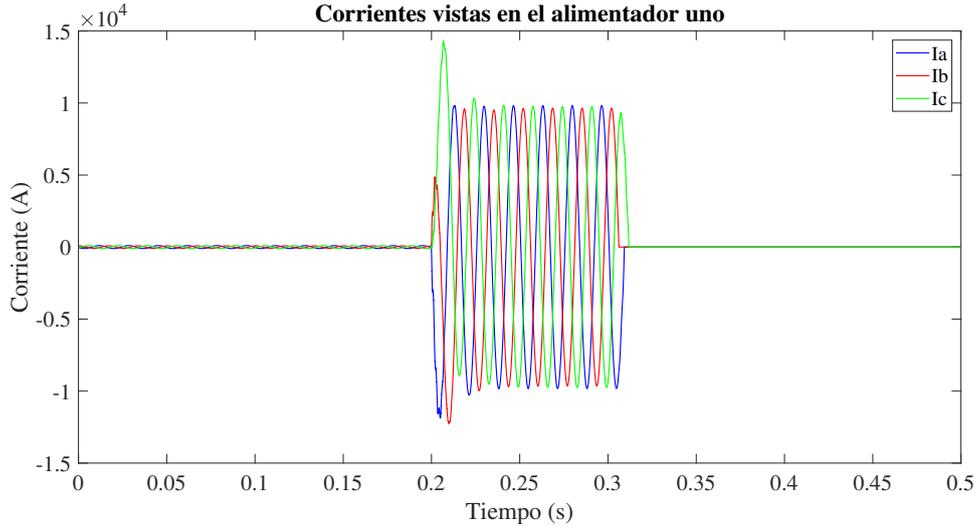


Figura 5.15.: Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.

En la Figura 5.16 se observa la corriente en el alimentador 2 bajo falla trifásica en el alimentador 1 en $t=0.2$ s y es liberada en $t=0.31$ s. por tal motivo el relevador número 2 no opera dando selectividad a los dispositivos de protección.

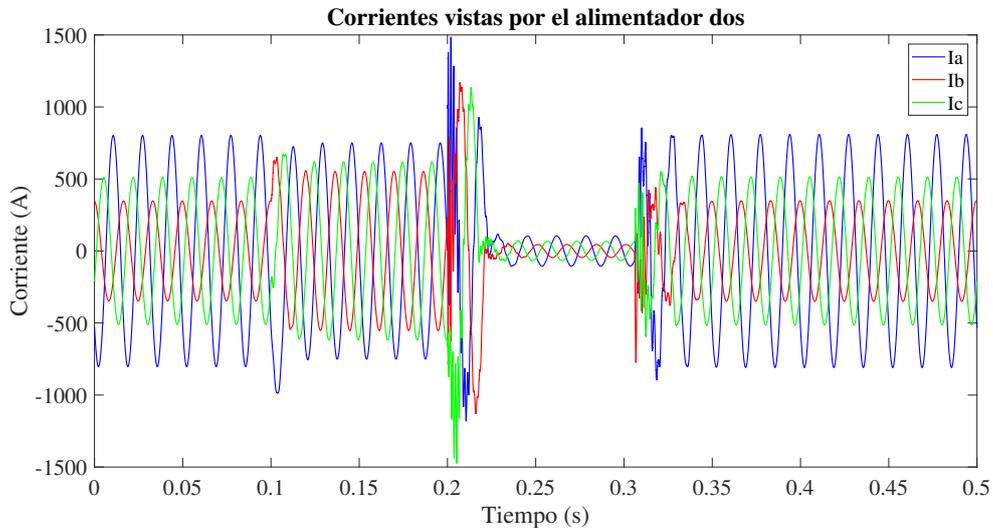


Figura 5.16.: Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.

Para verificar la respuesta de los dispositivos direccionales que se incorporaron al circuito de prueba se presentan la siguiente tabla en la cual se muestran la información de operación de los relevadores de protección para los diferentes tipos de fallas probadas en el circuito.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

Tabla 5.4.: Prueba de fallas para el caso de estudio uno

Relevador Tipo de falla	R1	R2	R3
Monofásica AL2	×	✓	✓
Bifásica AL2	×	✓	✓
Trifásica AL1	✓	×	×

5.4.2. Caso 2 Sistema de distribución subterráneo real

Para el segundo caso de estudio se utiliza una red subterránea de distribución la cual está formada por un equivalente de Thévenin de 23kV, con dos alimentadores subterráneos, el alimentador uno se compone de cargas constantes y un generador de 2.5MW, el cual tendrá la función de la unidad de generación distribuida. El alimentador dos consta de varias cargas de impedancia constante alimentadas por transformadores estrella-estrella, asimismo consta de una carga intermitente la cual aumenta progresivamente. Para este circuito se proponen dos relevadores direccionales 67N para cada alimentador representados por R1 y R2, también se propone un relevador 50/51 como protección para la unidad GD representado por R3. El circuito de ATP se encuentra en el Apéndice A.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

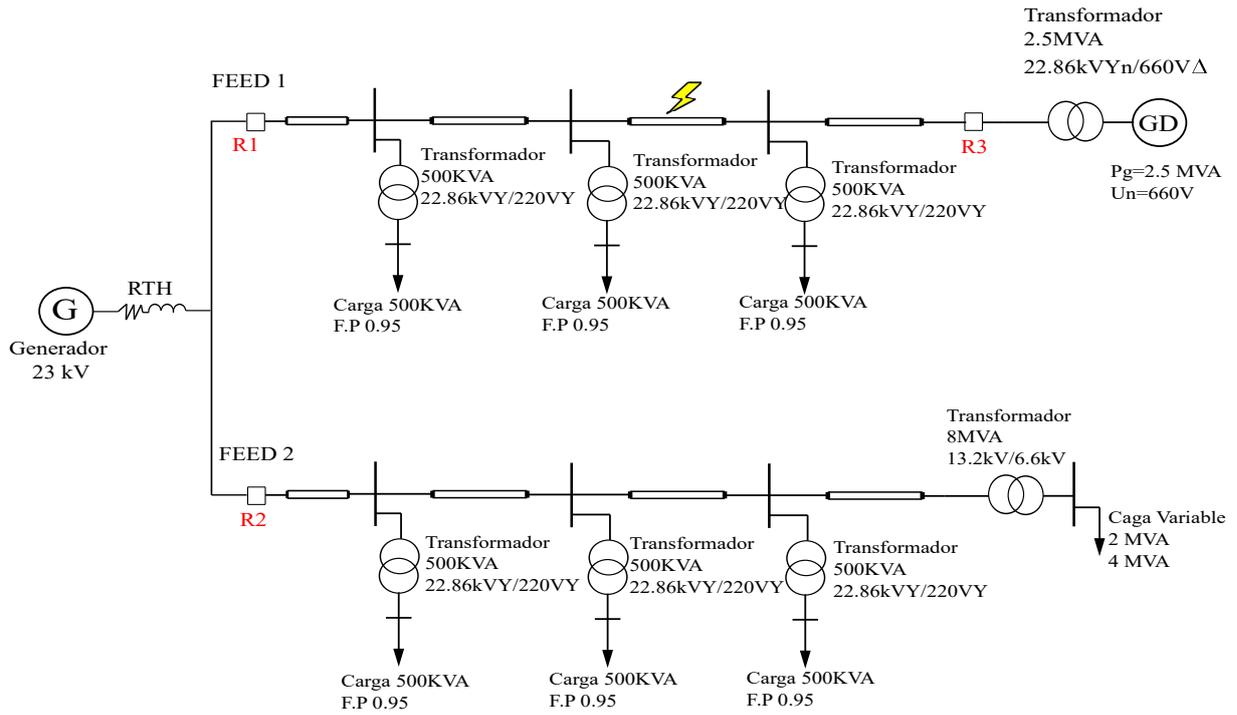


Figura 5.17.: Sistema de pruebas 23 kV.

En el circuito de la Figura. 5.17 se modelará una falla monofásica, bifásica en el alimentador uno y una falla trifásica en el alimentador dos.

Falla monofásica

Para este caso se simulará una falla monofásica en el alimentador 1 en $t=0.35s$, la corriente de falla es mostrada en la Figura 5.18, la magnitud de la corriente alcanza un valor de $3 kA$ y esta es liberada en $100 ms$, también se puede apreciar que en $t = 0,25s$ hay un aumento en la corriente esto se debe que la unidad GD es conectada a la red.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

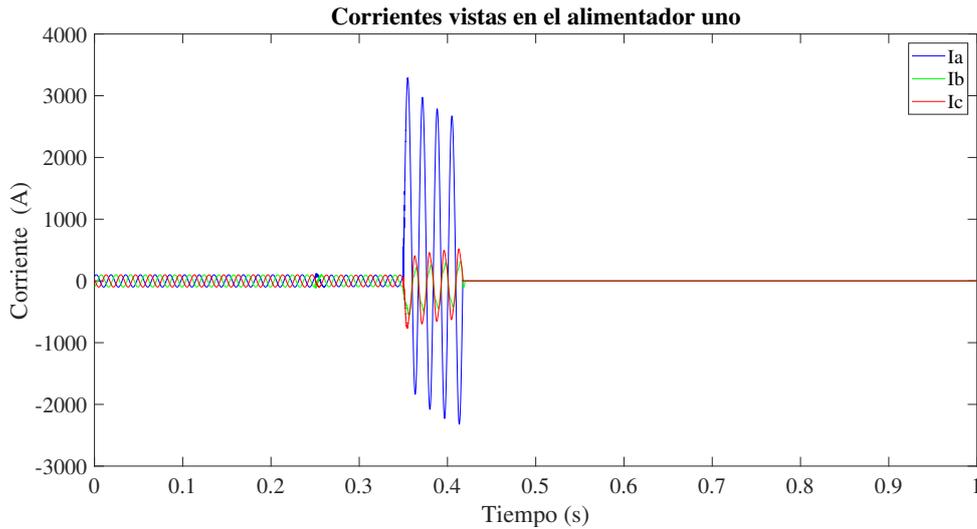


Figura 5.18.: Corriente de fase vista en el alimentador uno.

En la Figura 5.19 se observa que la corriente vista por el relevador uno, esta se encuentra dentro del área de operación.

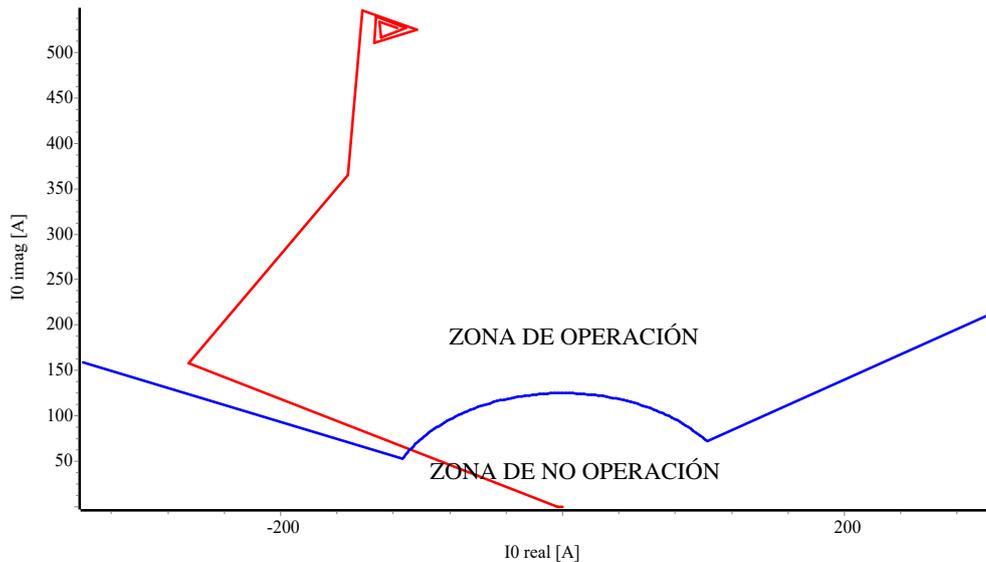


Figura 5.19.: Corriente de secuencia cero vista por el relevador uno.

En la Figura 5.20 en $t=0.35$ s se aprecia la corriente de falla visto por el relevador dos la cual es liberada en $t=0.45$ s, así mismo se aprecia en $t=0.25$ s la entrada de la carga variable y el aumento progresivo de la misma.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

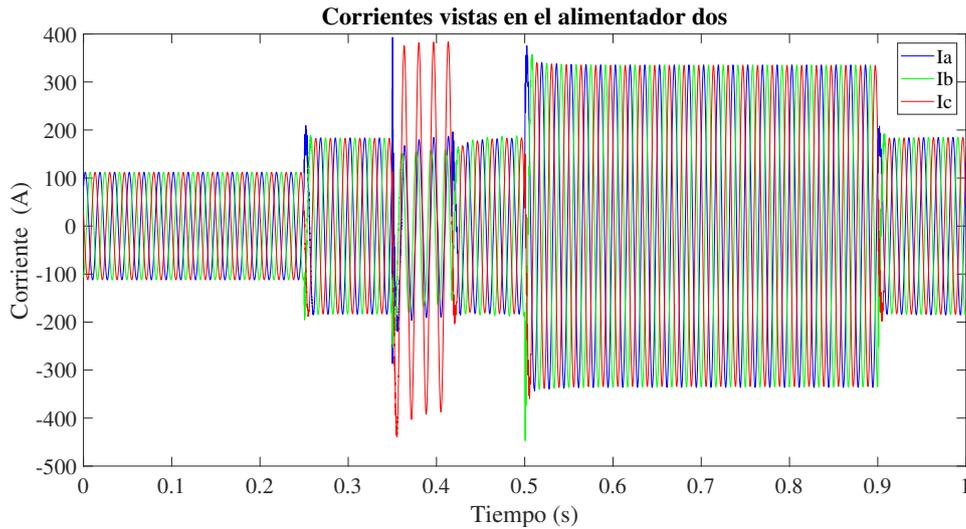


Figura 5.20.: Corriente de fase vista en el alimentador dos.

En la Figura 5.21 se observa la corriente fuera de zona de operación lo que deja ver que el relevador no opera a pesar de que la corriente tiene un aumento progresivo debido a la conexión de cargas.

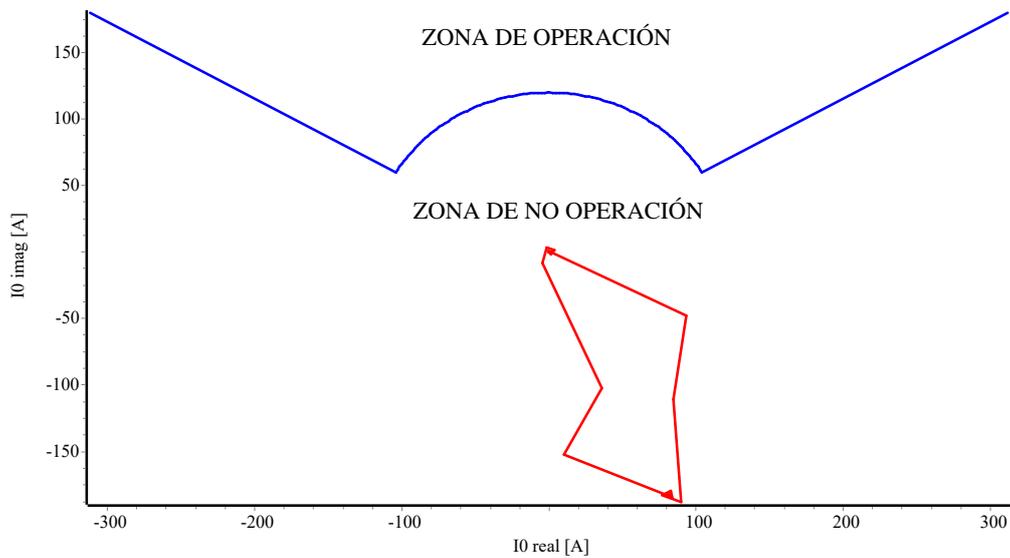


Figura 5.21.: Corriente de secuencia cero vista por el relevador dos.

Falla bifásica

En la Figura 5.22 se observa la actuación del relevador número uno ante una falla bifásica en $t=0.35s$ la cual es liberada en $t=0.45s$, las corrientes de falla tienen una magnitud de hasta $3kA$ que rebasan la corriente de umbral del relevador dando la actuación del dispositivo de protección.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

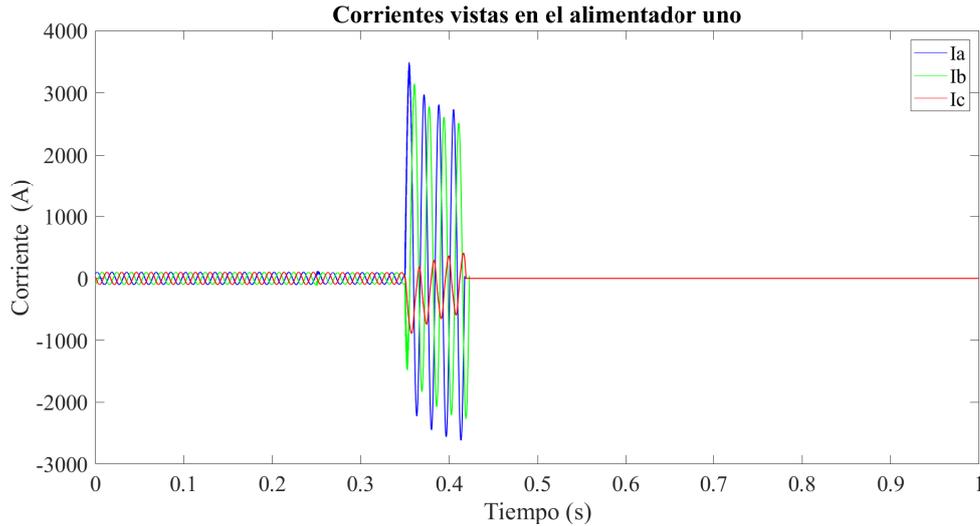


Figura 5.22.: Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.

En la Figura 5.23 se presenta la corriente de falla vista por el relevador uno la cual está dentro del área de operación cumpliéndose las condiciones necesarias para que este opere correctamente enviando la señal de disparo.

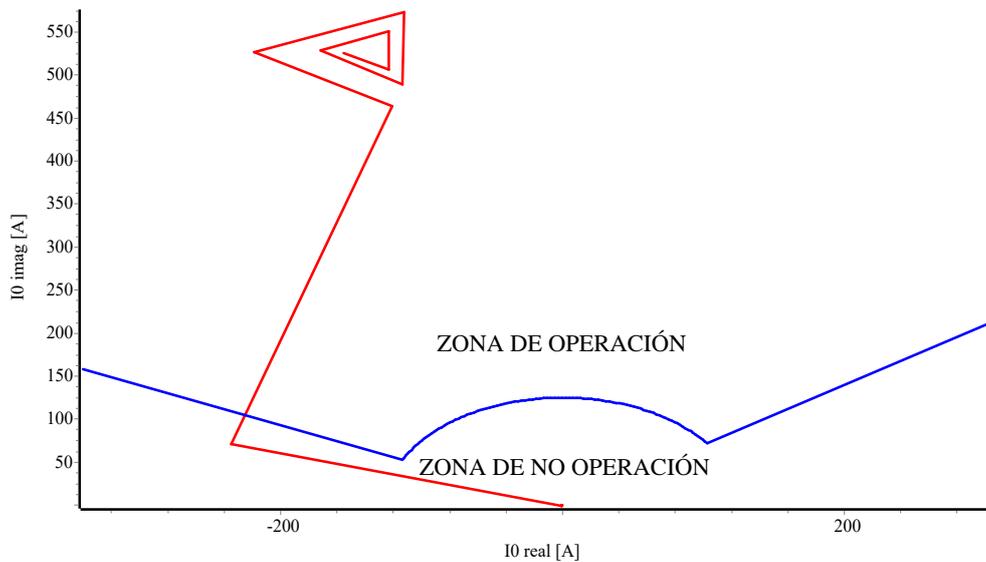


Figura 5.23.: Corriente de secuencia cero vista por el relevador uno.

En la Figura 5.24 se observan las corrientes de la falla bifásica en el alimentador dos, a pesar de que aparece una corriente superior a la corriente de umbral del relevador no opera ya que no se cumplen las condiciones necesarias.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

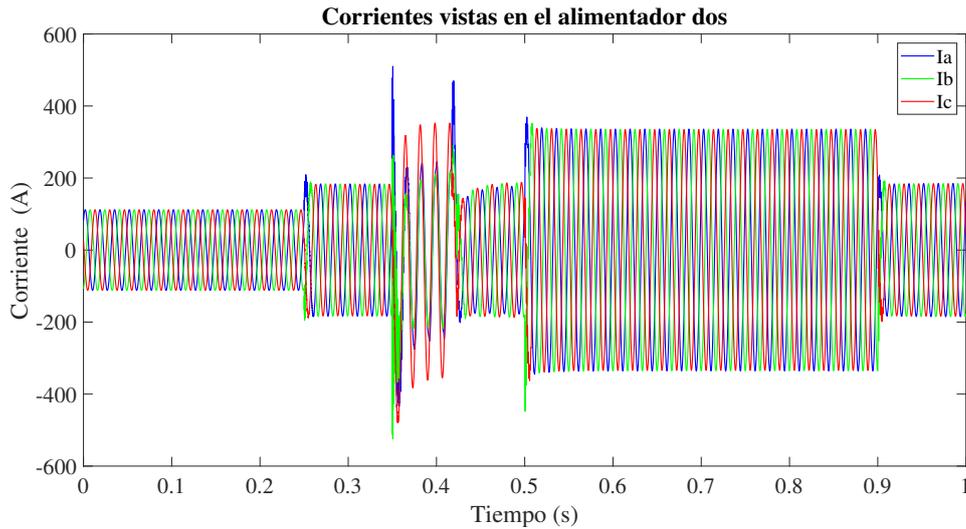


Figura 5.24.: Corriente de fase vista en el alimentador dos.

En la Figura 5.25 muestra la corriente vista por el relevador dos, esta se encuentra hacia atrás y no entra en zona de operación.

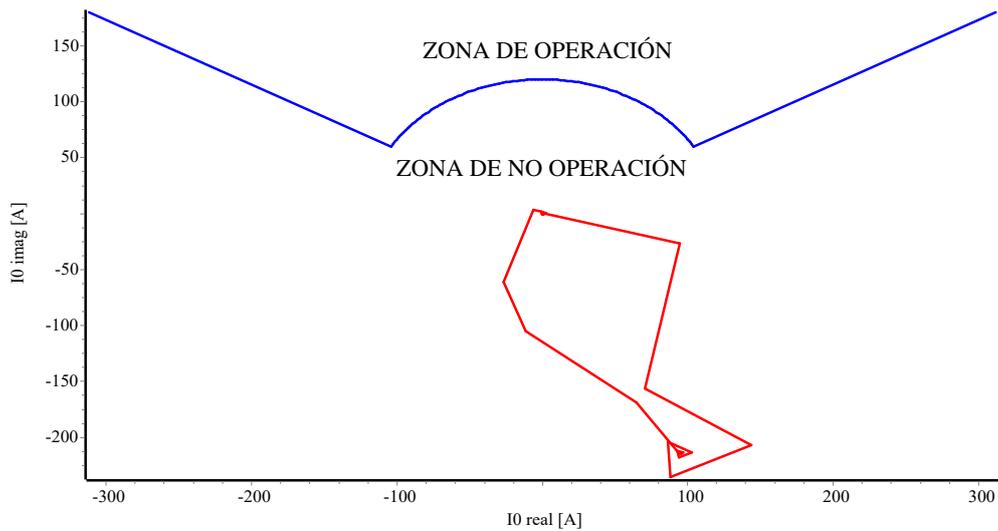


Figura 5.25.: Corriente de secuencia cero vista por el relevador dos.

Falla trifásica

Para este caso se aplica una falla trifásica en el alimentador número dos, en la Figura 5.26 la falla se presenta en $t = 0,35s$ y esta es libera en $100ms$, la magnitud de la corriente falla alcanza a los $3,5kA$.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

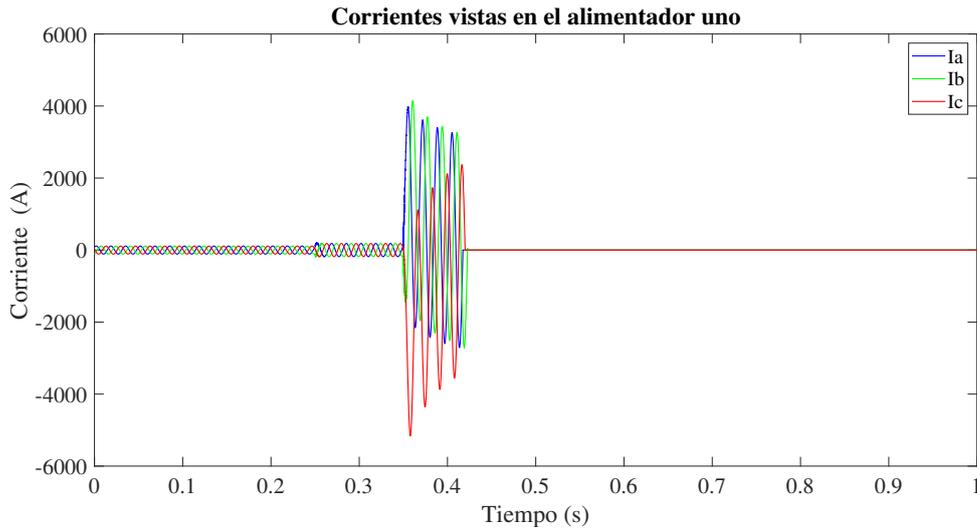


Figura 5.26.: Corrientes de fase vistas en el alimentador dos.

En la Figura 5.27 se aprecian las corrientes de falla del alimentador uno en $t = 0,35s$, dichas corrientes alcanzan un valor de 400A rebasando el corriente de umbral del relevador uno y se observa que el relevador no opera, ya que no se cumplen las condiciones necesarias para que se envié la señal de disparo. Una vez que la falla es mitigada por el relevador dos en $t = 0,45s$ las corrientes del alimentador uno regresan a su estado estable.

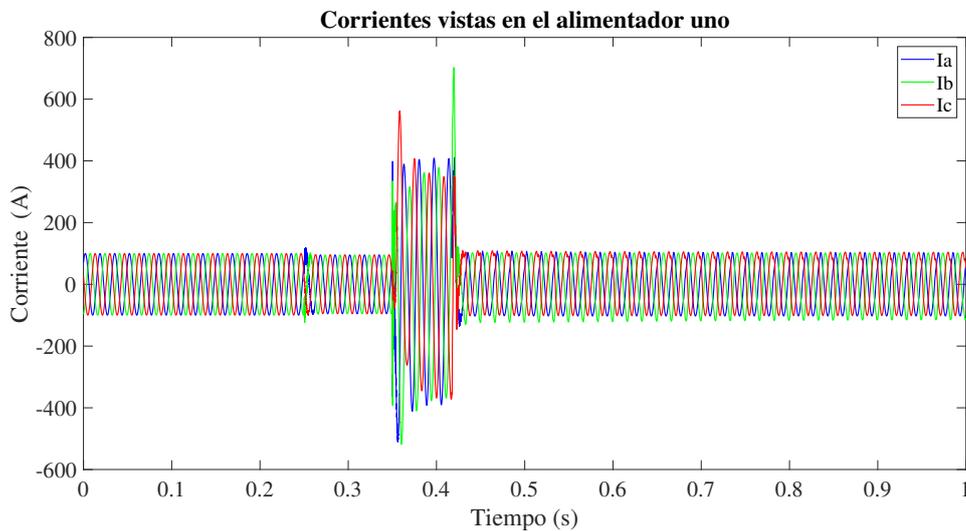


Figura 5.27.: Corrientes de fase vistas en el alimentador uno.

Para este caso de estudio también se muestra la tabla de operación de los relevadores, donde se observa cuando ocurre una falla en el alimentador número uno, los relevadores que entran en operación corresponden al relevador (R1) que es el dispositivo direccional y el relevador tres (R3) el cual que protege a la unidad GD, mientras que el relevador

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

del alimentador numero dos está inactivo ya que la corriente de falla no se encuentra en su zona de operación.

Tabla 5.5.: Prueba de fallas para el caso de estudio uno

Tipo de falla \ Relevador	R1	R2	R3
Monofásica AL1	✓	×	✓
Bifásica AL1	✓	×	✓
Trifásica AL2	×	✓	×

5.4.3. Caso 3 Evaluación de Fault Ride Through (FRT)

En este caso se simulará una falla monofásica y una falla trifásica al inicio y final del alimentador 1 del circuito de la Figura 5.17, en donde se observará la operación del relevador número uno (R1) y su zona de operación. Adicionalmente se evaluará la capacidad de permanecer conectado el generador (GD) durante la falla.

Falla Monofásica

En la Figura 5.28 se muestran la actuación de los dispositivos de protección, en el inciso (a) se muestra el voltaje cuando se presenta una falla monofásica en $t = 0,3s$ al inicio de la línea, el cual se abate, cuando la falla es despejada por el relevador direccional los niveles de voltaje regresan a su estado estable, mientras que en el inciso (b) se muestra las corrientes de falla vistas por el relevador y la cual es despejada, en la gráfica del inciso (c) se muestra el voltaje de la unidad de generación distribuida cuando se presenta la perturbación, el despeje de la falla por parte del relevador 51 es más tardado, en primer lugar se debe a que esta se encuentra alejada de la zona de protección y en segundo lugar se debe a que el código red estable el tiempo en que la unidad de GD debe estar conectada al sistema de distribución durante la falla, una vez que esta es despejada la unidad GD es desconectada del sistema, esta acción se puede ver en el inciso (d) en donde opera el relevador 51 en $t = 0,55s$.

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

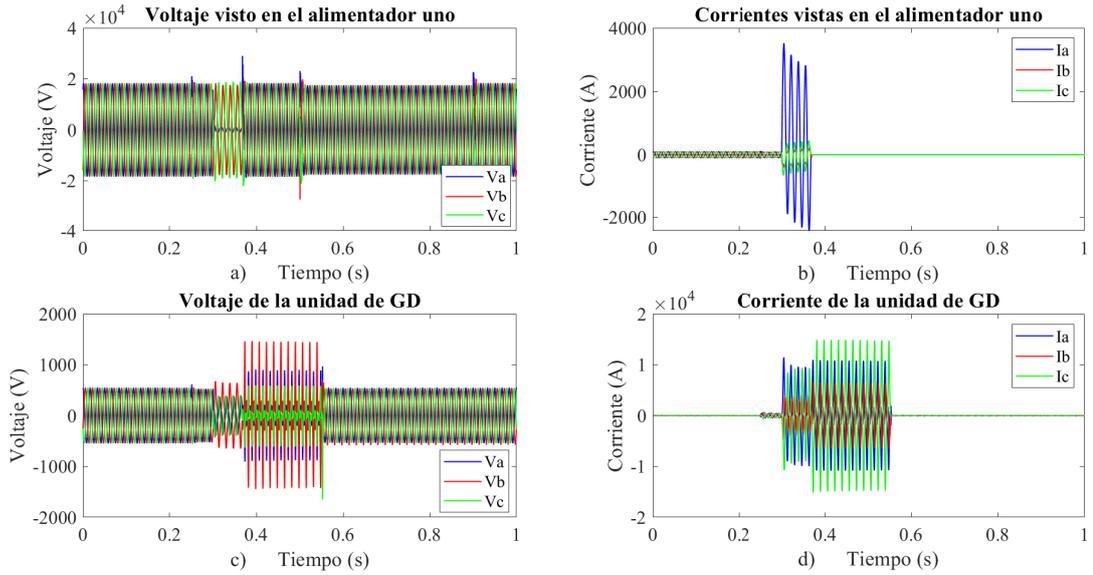


Figura 5.28.: Evaluación de FRT para una falla monofásica al inicio de la línea.

En la Figura 5.29 se presenta la acción de los dispositivos de protección cuando ocurre una falla monofásica al final de la línea, en las gráficas de los incisos (a) y (b) se muestran los voltajes y corrientes del alimentador uno, así como el despeje de la misma por parte del relevador direccional, en las gráficas de los incisos (c) y (d) se muestran los voltajes y corrientes por parte de la una unidad de generación distribuida, esta permanece conectada durante la falla hasta que es despejada por el relevador 51, el tiempo de operación del relevador es en menor tiempo ya que la perturbación se encuentra muy cerca de la unidad de GD.

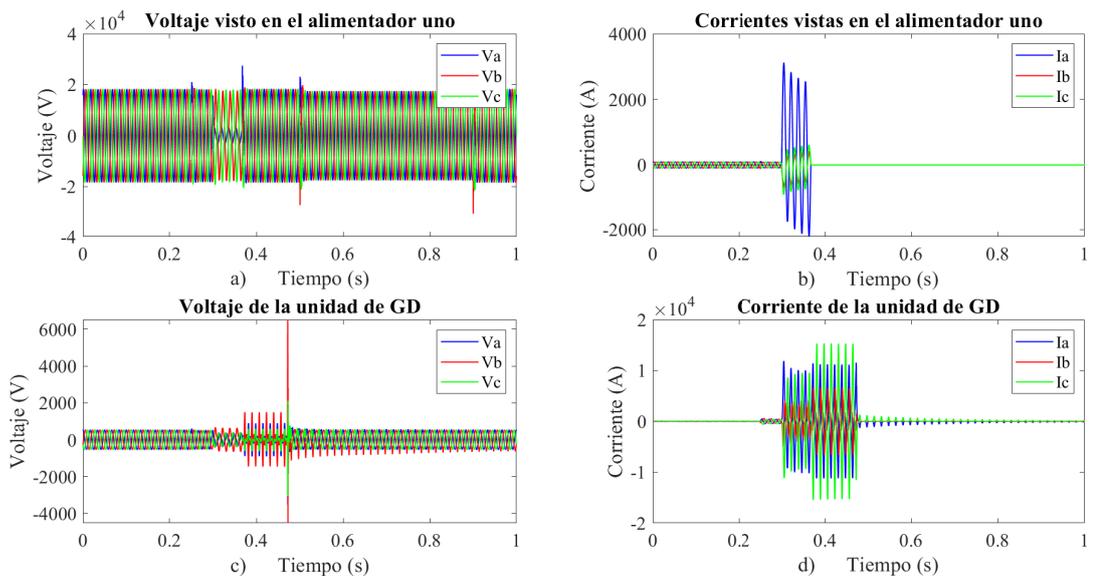


Figura 5.29.: Evaluación de FRT para una falla monofásica al final de la línea.

Falla Trifásica

En la Figura A.2 se muestra la operación de los dispositivos de protección cuando se presenta una falla trifásica en $t = 0,3s$ al inicio de la línea, en la gráfica del inciso (a) se presentan los voltajes del alimentador uno se aprecia el abatimiento de los mismos, una vez que la falla es eliminada estos regresan a su estado estable, en el inciso (b) se presentan las corrientes del alimentador uno durante la falla, así mismo se observa su eliminación en $t = 0,36s$. En la gráfica del inciso (c) se muestran los voltajes de la unidad de generación distribuida, estos también presentan abatimiento por la falla, el tiempo de despeje de la falla por el relevador 51 tiene un retardo mayor ya que la falla se encuentra alejada de la unidad de protección y de acuerdo al código red la unidad de generación distribuida debe estar conectada durante la falla, en el inciso (d) se presentan las corrientes de falla vistas por el relevador 51, este operara en $t = 0,58s$ desconectado la unidad de GD.

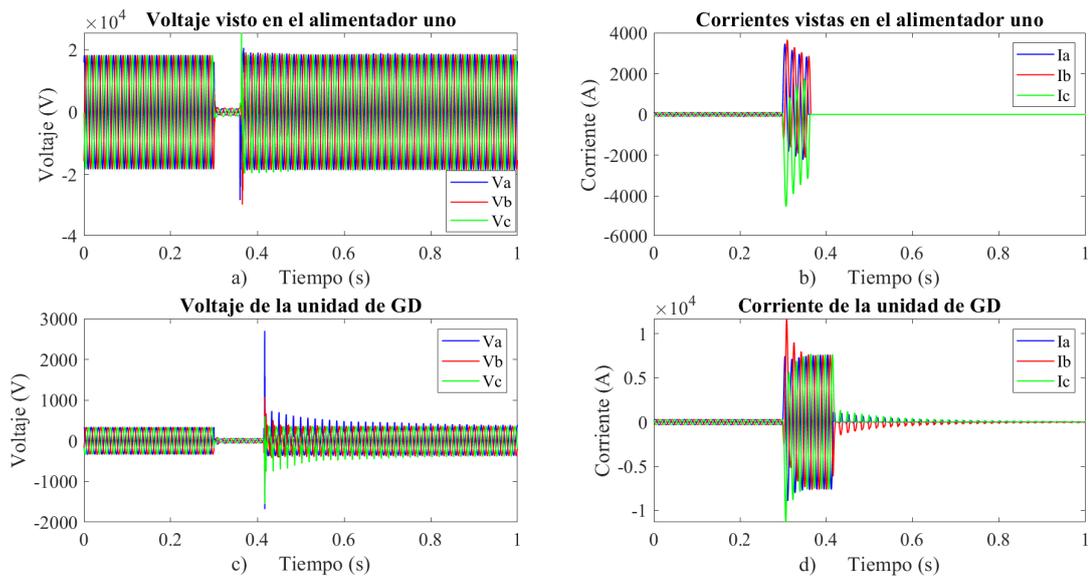


Figura 5.30.: Evaluación de FRT para una falla trifásica al inicio de la línea.

En la Figura 5.31 se presenta una falla trifásica al final de la línea del alimentador uno, en las gráficas del inciso (a) y (b) se observan los voltajes y corrientes cuando se presenta una perturbación en el alimentador uno, cuando la falla es despejada por el relevador direccional presentado en el inciso (b) los voltajes del alimentador uno regresan a su estado estable, la operación del relevador 51 se puede apreciar en la gráfica del inciso (d) en donde la unidad de generación distribuida es desconectada

5. Modelo del Sistema de Distribución con Generación Distribuida

del sistema de distribución en $t = 0,42s$, esto se debe a que se debe cumplir con el código red y la unidad de GD permanece conectada aun después de que el relevador direccional haya operado, en la gráfica del inciso (c) se observa el abatimiento de los voltajes y una vez que la falla es despejada por el relevador 51 estos vuelven a su estado estable.

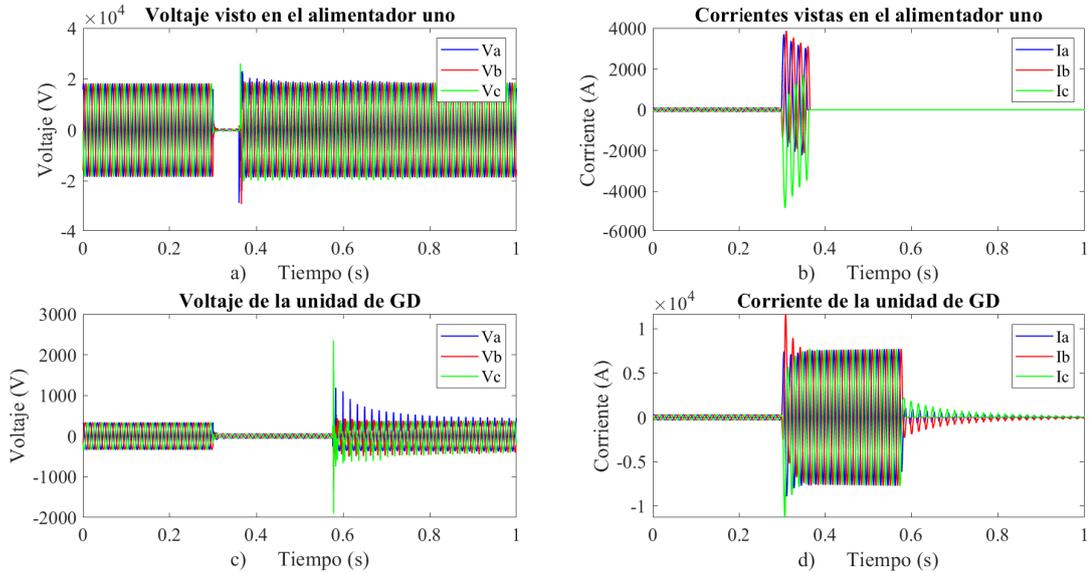


Figura 5.31.: Evaluación de FRT para una falla trifásica al final de la línea.

La simulación de los sistemas de distribución es de suma importancia ya que permite observar el comportamiento cuando se han integrado fuentes de generación distribuida al presentarse condiciones dinámicas o de falla, la operación de los dispositivos de protección deben ser rápidos ante la presencia de estos fenómenos, como se ha visto en los casos de estudios presentados para diferentes tipos de falla los dispositivos operan correctamente, también se ha podido realizar la evaluación de uno de los apartados del Código de Red en donde se observa que la unidad de generación distribuida permanece conectada al sistema de distribución hasta que la falla es despejada por la protección principal, posteriormente la protección (51) opera dejando la unidad fuera del sistema, también se observó que los voltajes de la unidad de GD se reestablecen y esta sigue funcionando, el tiempo de despeje de fallas por parte de los dispositivos de protección depende de la ubicación siendo más notable en el relevador 51.

6. Conclusiones

El incremento de las unidades de generación distribuida en las redes de distribución presenta problemas con los flujos de corriente haciendo que los dispositivos de protección tradicionales sean ineficientes y ocasiona coordinación, por ello se deben integrar protecciones que sean capaces de distinguir la dirección de los flujos de corriente, las cuales ofrecen confiabilidad a los sistemas eléctricos de distribución.

En el presente trabajo se desarrollo un algoritmo adaptativo de protección direccional, el cual se integró a un modelo de relevador que es capaz de actuar ante diferentes tipos de fallas aún cuando exista generación distribuida, utilizando el software de simulación ATP/EMTP.

Se utilizaron dos sistemas de prueba para evaluar el desempeño del algoritmo, el primero es un sistema de distribución del IEEE de 13 nodos. En este sistema se observo un decremento en la corriente vista por el relevador uno cuando se conecta la generación distribuida y bajo estas condiciones la corriente de secuencia cero y secuencia positiva no supera la corriente de pick up, sin embargo bajo condiciones de falla se observo un correcto funcionamiento ya que las corrientes de polarización superaron la corriente de pick up incluso ante condiciones de generación distribuida. El caso dos presento la parametrización de un sistema real de distribución subterránea con dos alimentadores; uno de ellos con generación distribuida y el otro con carga variable. El desempeño del algoritmo mostró un correcto funcionamiento de la protección direccional en ambos alimentadores ya que ante los diferentes tipos de falla, las corrientes de polarización superaron la corriente de pickup.

Además, se evaluó un caso hipotético de las condiciones que se pueden presentar en un alimentador real y los límites operativos del FRT y se evaluaron en tiempo y en caída de tensión según se indica el código de red. Se observo que si las corrientes de falla son altas las caídas de voltaje son mayores y los tiempos de operación de los Generadores distribuidos pueden ser cortos. Caso contrario si las corrientes de falla son bajas las caídas de voltaje son menores y los tiempos de desconexión son mayores.

6. Conclusiones

Los resultados obtenidos en los sistemas de pruebas indican que el algoritmo funciona ante cualquier perturbación que se produzca en la red desconectando solo la línea que presenta fallas, con esto se dice que los esquemas de protección con dispositivos direccionales garantizan que el sistema de distribución estará protegido contra los diferentes tipos de fallas que se presenten de una forma segura, selectiva y rápida.

6.1. Trabajos Futuros

De acuerdo con los resultados presentados surgen algunos temas de interés que pueden desarrollarse a futuro:

- Incluir otras funciones de protección como la protección por baja frecuencia de acuerdo con los criterios establecidos por el código de red.
- Incluir en los sistemas de prueba fuentes de energías renovables como son: generadores eólicos y fotovoltaicos.

Referencias

- [1] S. A. M. SALEH, E. OZKOP AND A. S. ALJANKAWAY, "*Performance of the Phaselet Frames-Based Digital Protection for Distributed Generation Units*", in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, no. 3, pp. 2095-2109, May-June 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2511089.
- [2] IEEE *Approved Draft Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*, "in IEEE P1547.7/D11, June 2013 , vol., no., pp.1-129, 28 Feb. 2014.
- [3] ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., & SÖDER, L. (2010), *Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research*, 57(3), 195–204. doi:10.1016/s0378-7796(01)00101-8.
- [4] KHETRAPAL, PAVAN. (2020). *Distributed Generation: A Critical Review of Technologies, Grid Integration Issues, Growth Drivers and Potential Benefits*. International Journal of Renewable Energy Development. 9. 189-205. 10.14710/ijred.9.2.189-205.
- [5] GAS RESEARCH INSTITUTE, *DISTRIBUTED POWER GENERATION: A Strategy for a Competitive Energy Industry*, Gas R. Chicago, USA 1998.
- [6] CIGRE, *Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system*. CIGRE Study Committee no 37, Final Report, September 1998.
- [7] HUANG, S.-J., HSIEH, C.-W., WAN, H.-H. (2015). *Confirming the Permissible Capacity of Distributed Generation for Grid-Connected Distribution Feeders*. IEEE Transactions on Power Systems, 30(1), 540–541
- [8] RAMÍREZ RAMOS, C., & CASTRO, L. M. (2021). *Modelado de redes generales de distribución en corriente directa considerando generación distribuida para estudios de flujo de carga*.
- [9] DISTRIBUTED GENERATION. (2018). *Electric Distribution Systems, Second Edition*. 487–533.doi:10.1002/9781119509332.ch18.
- [10] S.H. HOROWITZ, A. G. PHADKE (2018) "*Power System Relaying (3er ed.) Research Studies Press Limited*. ISBN: 978-0-470-05712-4.
- [11] N. E. NAILY, S. M. SAAD, J. WAFI, A. ELHAFFAR AND N. HUSSEINZADCH, "*Adaptive Overcurrent Protection to Mitigate High Penetration of Distributed Generation in Weak Distribution Systems*," 2017 9th IEEE-GCC Conference and Exhibition (GCCCE), 2017, pp. 1-9, doi: 10.1109/IEEEGCC.2017.8448233.

- [12] S. M. BRAHMA AND A. A. GIRGIS, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, Jan. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2003.820204.
- [13] [HTTPS://CMTE.IEEE.ORG/PES-TESTFEEDERS/RESOURCES/](https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/)
- [14] D. S. KUMAR, D. SRINIVASAN AND T. REINDL, ".^A Fast and Scalable Protection Scheme for Distribution Networks With Distributed Generation," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 1, pp. 67-75, Feb. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2464107.
- [15] M. -G. CHOI, S. -J. AHN, J. -H. CHOI, S. -M. CHO AND S. -Y. YUN, ".^Aadaptive Protection Method of Distribution Networks Using the Sensitivity Analysis for Changed Network Topologies Based on Base Network Topology," in IEEE Access, vol. 8, pp. 148169-148180, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3015517.
- [16] M. GHOTBI-MALEKI, R. M. CHABANLOO, H. H. ZEINELDIN AND S. M. HOSSEINI MIANGAFSHEH, "Design of Setting Group-Based Overcurrent Protection Scheme for Active Distribution Networks Using MILP," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 12, no. 2, pp. 1185-1193, March 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3027371.
- [17] V. C. NIKOLAIDIS, E. PAPANIKOLAOU AND A. S. SAFIGIANNI, ".^A Communication-Assisted Overcurrent Protection Scheme for Radial Distribution Systems With Distributed Generation," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 114-123, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2411216.
- [18] A. HOOSHYAR AND R. IRAVANI, ".^A New Directional Element for Microgrid Protection," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 6, pp. 6862-6876, Nov. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2727400.
- [19] M. PINTOS, M. MORETO AND J. G. ROLIM, ".^Aapplicability Analysis of Directional Overcurrent Relay without Voltage Reference in Microgrids," in IEEE Latin America Transactions, vol. 14, no. 2, pp. 687-693, Feb. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7437211.
- [20] A. K. PRADHAN, A. ROUSTRAY AND S. MADHAN GUDIPALLI, "Fault Direction Estimation in Radial Distribution System Using Phase Change in Sequence Current," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 4, pp. 2065-2071, Oct. 2007, doi: 10.1109/TPWRD.2007.905340.
- [21] K. A. SALEH, H. H. ZEINELDIN, A. AL-HINAI AND E. F. EL-SAADANY, ".^optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time-Current-Voltage Characteristic," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 30, no. 2, pp. 537-544, April 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2341666.
- [22] P. ALAEE AND T. AMRAEE, ".^optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Meshed Active Distribution Network Using Imperialistic Competition Algorithm," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 9, no. 2, pp. 416-422, March 2021, doi: 10.35833/MPCE.2019.000184.

Referencias

- [23] H. H. ZEINELDIN, H. M. SHARAF, D. K. IBRAHIM AND E. E. -D. A. EL-ZAHAB, *Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems With DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays*, " in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 115-123, Jan. 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2357813.
- [24] T. P. HUGHES, *Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930*. JHU Press, 1993.
- [25] MAKI, K., REPO, S., & JARVENTAUSTA, P. (2007). *Protection requirement graph for interconnection of distributed generation on distribution level*. International Journal of Global Energy Issues, 28(1), 47. doi:10.1504/ijgei.2007.014924.
- [26] M. P. SANDERS, *Protective Relaying: Principles and Applications [Book Reviews]*, " in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 13, no. 5, pp. 89-90, Sept.-Oct. 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2431217.
- [27] S.H. HOROWITZ, A. G. PHADKE (2018) *Power System Relaying (3er ed.) Research Studies Press Limited.* iISBN: 978-0-470-05712-4
- [28] A.T JOHNS Y S.K. SALMAN, *Digital Protection for Power Systems* (IEE Power Engineering Series.). Institution of Electrical Engineers, 1995.
- [29] P.M ANDERSON, *Power System Protection*. New York: McGraw-Hill, 1999 pp74.
- [30] J.S THORP Y A.G PHADKE, *Computer Relaying for Power System*. Wiley & Sons, Incorporated, John,2009.
- [31] V. GUREVICH, *Digital Protective Relay: Problems and Solutions*. Boca Raton: CRC Press, 2011.
- [32] LAI, E. (2003). *Converting analog to digital signals and vice versa. Practical Digital Signal Processing*, 14–49. doi:10.1016/b978-075065798-3/50002-3.
- [33] MIGUEL A. PERÉZ GARCÍA. *Instrumentación Electrónica*. 2ª edición, Parininfo, 2014.
- [34] M. P. RANSICK, *Numeric protective relay basics*, " Conference Record of 1998 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Third IAS Annual Meeting (Cat. No.98CH36242), 1998, pp. 2342-2347 vol.3, doi: 10.1109/IAS.1998.730141.
- [35] W. REBIZANT, J. SZAFRAN Y A. WISZNIEWSKI, *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*. London: Springer London, 2011. Accedido el 8 de marzo de 2022.
- [36] R. H. WALDEN, *Analog-to-digital converter survey and analysis*, " in IEEE Journal on Selected Areas in Communications, vol. 17, no. 4, pp. 539-550, April 1999, doi: 10.1109/49.761034.
- [37] PHADKE, A. G., & THORP, J. S. (2017). *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. Power Electronics and Power Systems.
- [38] M. N. ALAM, *Adaptive Protection Coordination Scheme Using Numerical Directional Overcurrent Relays*, " in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 15, no. 1, pp. 64-73, Jan. 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2834474.

Referencias

- [39] T. KHURSHAD, A. WADOOD, S. GHOLAMI FARKOUSH, C. KIM, J. YU AND S. RHEE, *Improved Firefly Algorithm for the Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays*, in IEEE Access, vol. 7, pp. 78503-78514, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2922426.
- [40] A. R. AL-ROOMI AND M. E. EL-HAWARY, *Optimal Coordination of Double Primary Directional Overcurrent Relays Using a New Combinational BBO/DE Algorithm*, in Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 42, no. 3, pp. 135-147, Summer 2019, doi: 10.1109/CJECE.2018.2802461.
- [41] https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6009_DirectionalELAG_20060803_Web.pdf.
- [42] BLACKBURN, J.L., & DOMIN, T.J. (2006). *Protective Relaying: Principles and Applications, Third Edition (3rd ed.)*. PP58 CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781420017847>
- [43] JOHN J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON JR., *Power Systems Analysis* Editorial Mc.Graw Hill, 1996
- [44] WORKING GROUP D-3, *“Considerations in Choosing Directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications”*, Line Protection subcommittee, IEEE PES Power system Relaying Committee.
- [45] J. P. NELSON, *System grounding and ground-fault protection in the petrochemical industry: a need for a better understanding*, in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 38, no. 6, pp. 1633-1640, Nov.-Dec. 2002, doi: 10.1109/TIA.2002.804754.
- [46] N. BERISHA, P. KASTRATI, D. STOILOV AND R. STANEV, *Analysis of short circuit currents in interface nodes of Kitka wind power park in Kosovo*, 2021 17th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ELMA52514.2021.9502988.
- [47] NASSER TLEIS, 2 *Symmetrical components analysis of faulted three-phase networks containing voltage and current sources*, Editor(s): Nasser Tleis, Power Systems Modelling and Fault Analysis (Second Edition), Academic Press, 2019, Pages 3-5, ISBN 9780128151174,
- [48] Y. WANG, X. WANG, Y. WU AND Y. GUO, *Power System Fault Classification and Prediction Based on a Three-Layer Data Mining Structure*, in IEEE Access, vol. 8, pp. 200897-200914, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3034365.
- [49] JOHN J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON JR., *Power Systems Analysis* Editorial Mc.Graw Hill, 1996 pp 391-397.
- [50] <HTTPS://WWW.SE.COM/ES/ES/DOWNLOAD/DOCUMENT/CT-158-Z002/>
- [51] J. LEWIS BLACKBURN, MARCEL DEKKER, *Shunt Unbalance Sequence Network Interconnections, Symmetrical Components for Power Systems Engineering*, Inc, 1993 Pages 85-100, ISBN 0-8247-8767-6.

Referencias

- [52] RAMESH BANSAL, *Faults Analysis and Power System Protection Devices*, Power System Protection in Smart Grid Environment, University of Sharjah, UAE, 2019, Pages 33-80, ISBN 13: 978-1-1380-3241-5.
- [53] ABDELHAY A. SALLAM; OM P. MALIK, "*Short-Circuit Studies*," in *Electric Distribution Systems*, IEEE, 2019, pp.111-161, doi: 10.1002/9781119509332.ch6.
- [54] J. C. DAS, "*Short-Circuit Calculations According to ANSI/IEEE Standards for Arc Flash Analysis*," IEEE, 2021, pp.130-177, doi: 10.1002/9781119709787.ch5.
- [55] https://www.stamford-avk.com/sites/stamfordavk/files/HCI6H-13-TD-EN_Rev_A.pdf.
- [56] Diario Oficial de la Federación, "Resolución de Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del sistema Eléctrico Nacional," Código de Red Tercera sección. pp1065

A. Datos de los elementos del circuito 23kV caso dos

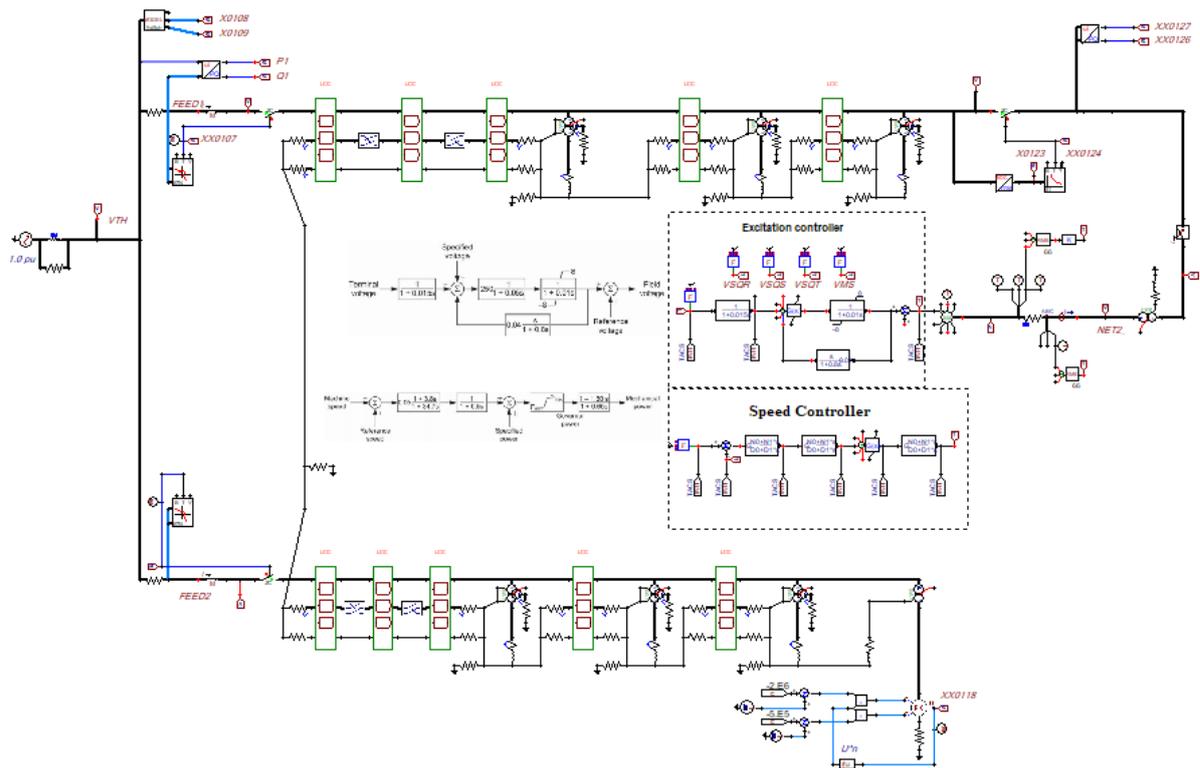


Figura A.1.: Sistema de pruebas 23 kV en ATP/DRAW.

A. Datos de los elementos del circuito 23kV caso dos

Tabla A.1.: Parámetros de la maquina síncrona 2.5 MVA.

Parámetro	Descripción	Valor
S_n	Capacidad nominal (MVA)	2.5
U_n	Tensión nominal (V)	660
F	Frecuencia (Hz)	60
X_d	Reactancia síncrona del eje directo (pu)	2.9
X''_d	Reactancia subtransitoria del eje directo (pu)	0.13
X_q	Reactancia síncrona del eje en cuadratura (pu)	1.86
X''_q	Reactancia subtransitoria del eje en cuadratura (pu)	0.26
X_L	Reactancia de dispersion (pu)	0.03
X_2	Reactancia de secuencia negativa (pu)	0.19
X_0	Reactancia de secuencia cero (pu)	0.02
T'_d	Constante de tiempo en periodo transitorio (s)	0.185
T''_d	Constante de tiempo en periodo subtransitorio (s)	0.025
T'_{d0}	Constante de tiempo del devanado de campo (s)	2.54
T_a	Constante de tiempo del devanado de armadura (s)	0.02

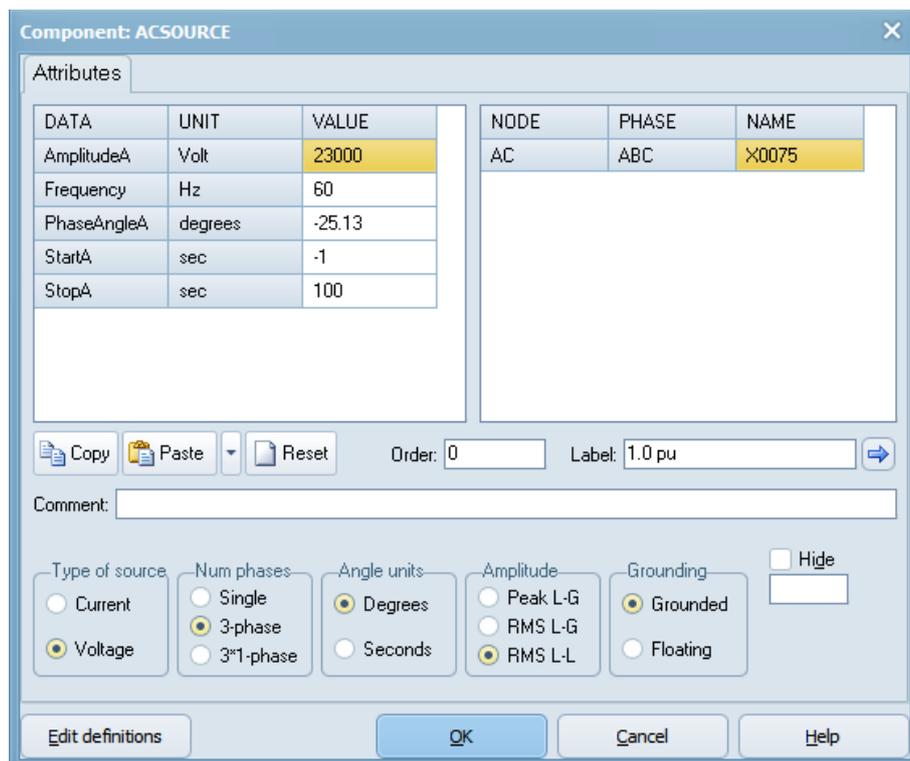


Figura A.2.: Modelo de la fuente de voltaje a 23kV en ATP.

A. Datos de los elementos del circuito 23kV caso dos

Line/Cable Data: CU507C1

Model Data Nodes

Cable number: 1 Paste Copy Delete Move # cables: 4

	CORE	SHEATH
Rin [m]	0	0.02295
Rout [m]	0.01335	0.023593
Rho [ohm*m]	1.853E-8	2.024E-7
mu	1	1
mu (ins)	1	1
eps (ins)	3.8436	5
semicon in [m]	0	0
semicon out [m]	0	0

Total radius
Rout [m] 0.0272

Core
 On Ground

Sheath
 On Ground

Armor
 On Ground

Position
Vertical [m] 1.5485
Horizontal [m] -0.028

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura A.3.: Modelo de línea circuito 23kV en ATP.

Saturable transformer: SATTRAFO

Attributes Characteristic

	Prim.	Sec.
U [V]	0.66	13.2791
R [ohm]	0.0005	0.4232
L [ohm]	0.01	5.29

Coupling D Y

Phase shift 30

I(0)= 8.74773 Rm= 522.7
F(0)= 2.48

RMS
 3-winding
 3-leg core

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	NET_2
Secondary	ABC	VTRGD
Starpoint	ABC	X0025
Sec-N	1	XX0026

Order: 0 Label:

Comment: Twt: 660V D : 22.86 kV Yn5 2.5 MVA Z1 = Z0 = 5.0% Ef = 99.6% Iexc = 0.5%

Output
0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura A.4.: Modelo del transformador de 2.5 MVA en ATP.

A. Datos de los elementos del circuito 23kV caso dos

Saturable transformer: SATTRAFO

Attributes Characteristic

	Prim.	Sec.	
U [V]	22.86	3.8105	
R [ohm]	0.441045	0.008168	
L [ohm]	4.9005	0.1361	

Coupling: D Y

Phase shift: 330

I(0)= 0.71318 Rm= 156900

F(0)= 85.7551

RMS
 3-winding
 3-leg core

Order: 0 Label:

Comment: THs: 13.2 : 6.6 kV 8 MVA Z1 = Z0 =5.0%

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	T2
Secondary	ABC	X0095
Starpoint	ABC	X0052
Sec-N	1	X0059

Figura A.5.: Modelo del transformador de 8 MVA en ATP.

Saturable transformer: SATTRAFO

Attributes Characteristic

	Prim.	Sec.	Tert.
U [V]	22.86	0.22	22.86
R [ohm]	1.672	0.0001549	15.66
L [ohm]	26.08	0.002415	58.28

Coupling: Y Y D

Phase shift: 0 30

I(0)= 0.1332 Rm= 1306000

F(0)= 49.5107

RMS
 3-winding
 3-leg core

Order: 0 Label:

Comment: 500 kVA 22.86Y:0.22Y Z1=5% Pcu=1.6,0.4kW Iexc=0.75% Z0=4.25% Pcu0=1.882kW

Output: 0 - No Hide

Edit definitions OK Cancel Help

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	X0072
Secondary	ABC	X0068
Starpoint	ABC	X0001
Prim-N	1	X0061
Sec-N	1	X0061
Tertiary	ABC	X0002

Figura A.6.: Modelo del transformador de 500 KVA en ATP.