

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**TEMA:**

ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS POR MEDIO DE ALGORITMOS  
BASADOS EN IMPEDANCIAS PARA LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE  
EMELNORTE.

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

**AUTOR:**

Gallegos Valverde Jorge Alexander

**DIRECTOR:**

MSc. Jhonny Javier Barzola Iza

Ibarra, febrero 2025



## AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

<b>DATOS DE CONTACTO</b>			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	1005211212		
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Gallegos Valverde Jorge Alexander		
<b>DIRECCIÓN:</b>	La Merced de Chorlavi		
<b>EMAIL:</b>	jagallegosv@utn.edu.ec		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>		<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0990270096

<b>DATOS DE LA OBRA</b>	
<b>TÍTULO:</b>	ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS POR MEDIO DE ALGORITMOS BASADOS EN IMPEDANCIAS PARA LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE.
<b>AUTOR:</b>	Gallegos Valverde Jorge Alexander
<b>FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA</b>	04/02/2025
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TÍTULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniero Eléctrico
<b>ASESOR/ DIRECTOR:</b>	Ing. Hernán Pérez, MSc Ing. Jhonny Barzola, MSc.



## 2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de esta y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 4 días del mes de febrero de 2025

### EL AUTOR:

Gallegos Valverde Jorge Alexander  
CI: 1005211212



**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN  
CURRICULAR**

Yo, Ing. Jhonny Javier Barzola Iza, MSc. en calidad de director del señor estudiante Jorge Alexander Gallegos Valverde certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS POR MEDIO DE ALGORITMOS BASADOS EN IMPEDANCIAS PARA LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE"

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Ing. Jhonny Barzola, MSc.

**DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**



## **CARRERA DE ELECTRICIDAD**

### **DEDICATORIA**

El presente trabajo de grado está dedicado a mis padres, Olmedo Gallegos y Martha Valverde, quienes han brindado su amor y apoyo incondicional a lo largo de mi trayectoria académica. Sin su respaldo constante, nada de esto habría sido posible. Este logro es tanto de ustedes como mío, y les estaré eternamente agradecido.

A mi pareja, Liliana Echevarría, por ser mi mayor apoyo en cada paso de este camino. Tu amor, paciencia y palabras de aliento han sido la fuerza que me ha impulsado a seguir adelante en los momentos más desafiantes.

A mis hermanos y demás familiares, les agradezco sinceramente su apoyo incondicional a lo largo de este camino. Su constante presencia y aliento han sido una fuente de fortaleza y motivación para mí.



## **CARRERA DE ELECTRICIDAD**

### **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi más sincero y profundo agradecimiento a mis queridos padres, Olmedo Gallegos y Martha Valverde, por su invaluable apoyo lo largo de mi carrera. Su amor, comprensión y sacrificios han sido la base sobre la cual he podido construir mis logros.

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento al Ingeniero Johnny Barzola, director de mi trabajo de titulación, y al Ingeniero Hernán Pérez, mi asesor, por su invaluable orientación, paciencia y guía durante el desarrollo de este proyecto. Asimismo, deseo extender mi gratitud a la carrera de Electricidad y a cada uno de sus docentes, por los conocimientos y habilidades que me han impartido a lo largo de mi formación académica.



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN .....	14
ABSTRACT .....	15
CAPITULO I .....	16
1.1 Planteamiento del Problema .....	16
1.1.1 Formulación de la Pregunta de Investigación .....	16
1.2 Objetivos .....	17
1.2.1 Objetivo General .....	17
1.2.2 Objetivos Específicos .....	17
1.3 Alcance y Delimitación.....	17
1.4 Justificación .....	17
CAPÍTULO II.....	19
2.1 Antecedentes .....	19
2.2 Fallas Eléctricas .....	21
2.2.1 Fallas simétricas .....	22
2.2.2 Redes de Secuencia .....	22
2.2.3 Teoría de las Componentes Simétricas .....	23
2.2.4 Fallas Asimétricas .....	23
2.2.5 Falla Línea – Tierra .....	23
2.2.6 Falla Línea – Línea.....	24
2.3 Localización de Fallas.....	25
2.3.1 Algoritmos de Localización de Fallas Basados en Impedancia de un Extremo .....	25
2.3.2 Método de la Reactancia Simple .....	26
2.3.3 Método Takagi .....	27
2.3.4 Método Takagi Modificado.....	28
2.3.5 Algoritmos de Localización de Fallas Basados en Impedancia de Dos Extremos .....	29
2.3.6 Método Sincronizado .....	30
2.3.7 Método Desincronizado .....	31
2.3.8 Método Sincronizado de Corriente Diferencial .....	32
CAPÍTULO III .....	33



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



3.1 Lugar de Estudio .....	33
3.1.1 Datos Técnicos .....	34
3.2 Metodología .....	34
3.3 Recopilación de Fundamentos Matemáticos .....	35
3.3.1 Fundamentos de los Algoritmos Basados en Impedancias para la Localización de Fallas en un Extremo .....	35
3.3.2 Análisis del Método Reactancia Simple.....	37
3.3.3 Análisis Método Takagi .....	38
3.3.4 Análisis del Método Takagi Modificado.....	41
3.3.5 Análisis Método Sincronizado .....	42
3.3.6 Análisis Método No Sincronizado .....	43
3.4 Software MATLAB & SIMULINK.....	44
3.5 DIgSILENT PowerFactory .....	44
3.6 Línea de Subtransmisión Cajas - Cayambe .....	45
3.7 Determinación de Funcionamiento de la Línea Cajas – Cayambe .....	45
3.8 Parámetros de la línea Cajas – Cayambe .....	45
3.8.1 Impedancias de Secuencia de la Línea Tabacundo – Cayambe .....	48
3.8.2 Equivalente de Thévenin.....	49
3.9 Desarrollo de la Simulación de Funcionamiento de la Línea Cajas – Cayambe en Estado Estable.....	49
3.9.1 Datos del Sistema en Estado Estable.....	52
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>53</b>
4.1 Algoritmo para la Localización de Fallas .....	53
4.2 Sistema Propuesto.....	53
4.2.1 Datos del Sistema en Distintos Escenarios de Falla.....	54
4.2.2 Simulación de Falla Monofásica en el Sistema.....	54
4.2.3 Simulación de Falla Bifásica en el Sistema .....	56
4.2.4 Simulación de Falla Bifásica a Tierra en el Sistema.....	58
4.2.5 Simulación de Falla Trifásica en el Sistema .....	60
4.3 Aplicación de los Algoritmos Basados en Impedancias por Medio de MATLAB63	
4.5 Fuentes de error en la ubicación de fallas basada en impedancia.....	66
4.5.1 Resistencia de falla.....	66
4.5.2 Sistema con Carga.....	69





**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



4.4 Evaluación del algoritmo de Reactancia Simple en la línea Cajas – Cayambe ....	71
4.5 Evaluación del algoritmo del algoritmo de Takagi en la línea Cajas - Cayambe .	72
4.6 Evaluación del algoritmo de Takagi Modificado en la línea Cajas - Cayambe....	72
4.7 Evaluación del algoritmo Sincronizado en la línea Cajas - Cayambe .....	73
4.8 Evaluación del algoritmo no Sincronizado en la línea Cajas – Cayambe.....	74
4.9 Determinación de algoritmos para la línea Cajas - Cayambe .....	74
Conclusiones.....	78
Recomendaciones .....	79
Referencias Bibliográficas.....	80



## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Clasificación de los tipos de fallas. ....	22
Fig. 2. Falla Trifásica.....	22
Fig. 3. Redes de secuencia.....	23
Fig. 4. Falla monofásica. ....	24
Fig. 5. Falla monofásica. ....	24
Fig. 6. Falla monofásica a tierra. ....	25
Fig. 7. Diagrama unifilar de un sistema fallado. ....	26
Fig. 8. Circuito equivalente de un circuito trifásico de: a) pre-falla y en b) falla. ....	28
Fig. 9. Diagrama unifilar: a) Subestación Cajas y b) Subestación Cayambe. ....	33
Fig. 10. Metodología empleada para la determinación de la localización de fallas, usando algoritmos basados en impedancias.....	34
Fig. 11. Diagrama unifilar de un sistema de dos terminales.....	36
Fig. 12. Sistema pre-falla y de falla.....	40
Fig. 13. Modelo de la línea Cajas – Cayambe.....	45
Fig. 14. Geometría de una Torre de 69 kV.....	46
Fig. 15. Línea Cajas – Cayambe implementada en SIMULINK.....	49
Fig. 16. Características del voltaje en Cajas y Cayambe.....	50
Fig. 17. Característica de la impedancia de los terminales.....	50
Fig. 18. Características de las barras en los terminales de Cajas y Cayambe. ....	51
Fig. 19. Características de la línea Cajas – Cayambe.....	51
Fig. 20. Bloques para obtener las mediciones del sistema. ....	52
Fig. 21. Línea Cajas – Cayambe.....	53
Fig. 22. Error reactancia simple con RF.....	68
Fig. 23. Error Takagi Modificado y métodos de dos extremos con RF. ....	68
Fig. 24. Error métodos de uno y dos extremos en sistema con carga.....	70
Fig. 25. Error métodos de uno y dos extremos en sistema no homogéneo. ....	71



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>TABLA I.</b> VOLTAJES Y CORRIENTES MEDIDAS POR EL RELÉ.....	38
<b>TABLA II.</b> VALORES PARA $I_G$ .....	39
<b>TABLA III.</b> DEFINICIÓN DE $I_{seq}$ PARA LAS DISTINTAS FALLAS .....	42
<b>TABLA IV.</b> CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR ACSR HAWK 477 .....	46
<b>TABLA V.</b> IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA LÍNEA TABACUNDO - CAYAMBE .....	48
<b>TABLA VI.</b> EQUIVALENTES DE THÉVENIN DE LA LÍNEA CAJAS – CAYAMBE .....	49
<b>TABLA VII.</b> VOLTAJES Y CORRIENTES DEL SISTEMA PRE – FALLA.....	52
<b>TABLA VIII.</b> VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	54
<b>TABLA IX.</b> VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	55
<b>TABLA X.</b> VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	55
<b>TABLA XI.</b> VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	56
<b>TABLA XII.</b> VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	56
<b>TABLA XIII.</b> VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	57
<b>TABLA XIV.</b> VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	57
<b>TABLA XV.</b> VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	58
<b>TABLA XVI.</b> VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	58
<b>TABLA XVII.</b> VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA.....	59



**TABLA XVIII.** VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA..... 59

**TABLA XIX.** VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA..... 60

**TABLA XX.** VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA..... 61

**TABLA XXI.** VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA..... 61

**TABLA XXII.** VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA..... 62

**TABLA XXIII.** VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA..... 62

**TABLA XXIV.** RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA MONOFÁSICA..... 63

**TABLA XXV.** RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA BIFÁSICA..... 63

**TABLA XXVI.** RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA..... 64

**TABLA XXVII.** RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA TRIFÁSICA..... 64

**TABLA XXVIII.** RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA MONOFÁSICA..... 65

**TABLA XXIX.** RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA BIFÁSICA..... 65

**TABLA XXX.** RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA..... 65

**TABLA XXXI.** RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA TRIFÁSICA..... 66

**TABLA XXXII.** RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS INCLUYENDO RESISTENCIA DE FALLA ..... 67



**TABLA XXXIII. ERROR POCENTUAL DE LOS ALGORITMOS INCLUYENDO RESISTENCIA DE FALLA ..... 67**

**TABLA XXXIV. ERROR POCENTUAL DE LOS ALGORITMOS EN UN SISTEMA CON SOBRECARGA..... 69**

**TABLA XXXV. ERROR POCENTUAL DE LOS ALGORITMOS EN UN SISTEMA NO BALANCEADO..... 70**

**TABLA XXXVI. DESMPEÑO DE ALGORITMOS DE UN SOLOEXTREMO EN DIFERENTES FALLAS, EN LA LÍNEA CAJAS – CAYAMBE ..... 75**

**TABLA XXXVII. DESMPEÑO DE ALGORITMOS DE DES EXTREMOS EN DIFERENTES FALLAS, EN LA LÍNEA CAJAS – CAYAMBE ..... 75**

**TABLA XXXVIII. DESEMPEÑO DE LOS ALGORITMOS DE UN EXTREMO EN DIFERENTES CONDICIONES DEL SISTEMA..... 76**

**TABLA XXXIX. DESEMPEÑO DE LOS ALGORITMOS DE DOS EXTREMO EN DIFERENTES CONDICIONES DEL SISTEMA..... 76**



## RESUMEN

En un sistema eléctrico de potencia, las líneas de transmisión están expuestas a fallas eléctricas debido a su extensión y ubicación. Ante una falla, deben ser desconectadas para evitar daños en otros componentes del sistema. Los algoritmos de localización de fallas buscan ubicar con la mayor precisión posible el punto de falla, lo que permite reducir los tiempos de desconexión. En este estudio se analizaron distintos algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, específicamente en la línea Cajas – Cayambe. La investigación fue de tipo aplicada y cuantitativa, describiendo cada uno de los algoritmos de un extremo y dos extremos empleados, recopilando los datos necesarios para modelar la línea de subtransmisión. Se utilizó un software computacional para simular el sistema en estado estable y obtener los parámetros eléctricos antes de la ocurrencia de una falla. Para determinar la ubicación de las fallas, se simularon distintos tipos de fallas eléctricas en diferentes ubicaciones a lo largo de la línea, recopilando los valores de voltajes y corrientes de falla. Con estos datos, se desarrolló un código en Matlab que aplica cada algoritmo de localización de fallas, estimando la posición de la falla y calculando el error respecto a la ubicación real. A partir de estos resultados, se realizó un análisis y una comparación de las respuestas de cada algoritmo en distintas situaciones de falla. Los resultados muestran que cada algoritmo responde de manera diferente según las condiciones de la falla, y algunos mantienen su precisión en escenarios donde otros pierden efectividad.

**Palabras clave:** Falla, localización, algoritmo, impedancia.



### ABSTRACT

In a power system, transmission lines are exposed to electrical faults due to their length and location. In the event of a fault, they must be disconnected to prevent damage to other system components. Fault location algorithms aim to determine the fault point as accurately as possible, minimizing disconnection times. This study analyzed various impedance-based algorithms for fault location in the EMELNORTE subtransmission system, specifically on the Cajas – Cayambe line. The research was applied and quantitative, describing single-ended and double-ended algorithms and gathering the necessary data to model the subtransmission line. Computational software was used to simulate the system under steady-state conditions and obtain electrical parameters prior to fault occurrence. To locate faults, different types of electrical faults were simulated at various locations along the line, collecting fault voltage and current values. Using this data, a Matlab code was developed to apply each fault location algorithm, estimate the fault position, and calculate the error relative to the actual location. Based on these results, an analysis and comparison of the algorithms' responses under different fault scenarios were conducted. The results indicate that each algorithm responds differently depending on the fault conditions, with some maintaining accuracy in scenarios where others lose effectiveness.

**Keywords:** Fault, location, Algorithm, impedance.



## CAPITULO I

### INTRODUCCIÓN

#### **Tema:**

Estudio de localización de fallas por medio de algoritmos basados en impedancias para la red de subtransmisión de EMELNORTE.

#### **El Problema**

##### **1.1 Planteamiento del Problema**

La red de subtransmisión de EMELNORTE, como parte esencial en la infraestructura eléctrica, desempeña un papel crucial en la distribución de la energía eléctrica a los consumidores. Sin embargo, enfrenta a desafíos críticos en la detección y localización de fallas eléctricas en su estructura. Estas fallas pueden ocasionar interrupciones en el suministro de la energía, lo que conlleva a pérdidas económicas y afecta la continuidad del servicio.

Una vez ocurrida la falla, las protecciones del sistema se activan para aislar el motivo de la falla, evitando que el sistema se vea afectado por las altas corrientes que provoca. Luego, es necesario enviar a los técnicos de mantenimiento a buscar y corregir la falla. Sin embargo, estas líneas se extienden a largas distancias y atraviesan lugares de difícil acceso. Además, la altura de los postes y torres de subtransmisión es de aproximadamente 21 metros desde el suelo, lo que dificulta, aún más, la localización manual de la falla y alarga los tiempos de restauración del servicio eléctrico. Cuando es detectada la falla que está afectando a la transmisión de energía eléctrica, el reto de los operadores de las redes de subtransmisión es determinar cuál es el punto exacto o un radio aproximado a la falla, para que los técnicos de mantenimiento solucionen la falla en campo lo más rápido posible para brindar un buen servicio de energía eléctrica.

##### **1.1.1 Formulación de la Pregunta de Investigación**

¿Cuáles son los algoritmos basados en impedancias idóneos para la localización de fallas en la línea Tabacundo (Cajas) – Cayambe de la red de subtransmisión de EMELNORTE?





## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo General

Determinar la localización de fallas por medio de algoritmos basados en impedancias para la línea Tabacundo (Cajas) – Cayambe de la red de subtransmisión de EMELNORTE.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir los diferentes métodos de localización de fallas basados en impedancias.
- Analizar los algoritmos basados en impedancias para la red de subtransmisión de EMELNORTE.
- Evaluar los algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas en la línea Tabacundo (Cajas) – Cayambe.

## 1.3 Alcance y Delimitación

El propósito de este estudio es investigar y evaluar la localización de fallas en la red de subtransmisión de EMELNORTE (Empresa Eléctrica Regional Norte), una empresa de distribución de energía cuyo sistema de subtransmisión comprende un total de 276.06 kilómetros de líneas de subtransmisión. El análisis se centrará en un caso base establecido en el alimentador de Tabacundo (Cajas), que operará a un voltaje de 68.8 kV y suministrará una potencia activa de 23.8 MW. La línea que se extenderá desde el alimentador de Tabacundo (Cajas) hasta la subestación Cayambe consume una potencia activa de 15 MW. La longitud de la línea a analizar es de 10 kilómetros y se conocerá como la línea Tabacundo (Cajas) – Cayambe.

En este contexto, el estudio se enfocará en la aplicación de algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas simétricas y asimétricas en la mencionada línea Tabacundo (Cajas) - Cayambe. Para llevar a cabo esta investigación, se empleará el software MATLAB – Simulink, utilizando los datos proporcionados por EMELNORTE del caso de estudio planteado.

## 1.4 Justificación

La importancia de esta investigación radica en que las empresas de distribución eléctrica deben garantizar la continuidad del suministro eléctrico a sus consumidores. Cuando se presentan eventos de fallas eléctricas en la línea de subtransmisión, esta continuidad se ve afectada y el tiempo de restablecimiento del servicio es igual al tiempo



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
APLICADAS**



que se tarde en resolver la falla. En este contexto, el uso de un algoritmo de localización de fallas resulta crucial para reducir este tiempo de restablecimiento del servicio. Para abordar esta problemática, este proyecto se enfocará en la localización con algoritmos basados en impedancias.

De esta manera, los resultados de esta investigación dentro de la sociedad contribuirán al conocimiento técnico sobre la de localización de fallas con el uso algoritmos basados en impedancias, beneficiando a empresas de distribución eléctrica, mediante un caso de estudio particular de una línea de subtransmisión. Esto se logrará aplicando un análisis que busca minimizar los tiempos de las interrupciones del servicio eléctrico. La viabilidad de esta investigación se basa en el convenio entre la Universidad técnica del Norte y la Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE S.A. Esta empresa posee la información necesaria para llevar a cabo el presente trabajo de investigación. Además, se hará uso del software MATLAB – Simulink, aprovechando las licencias académicas disponibles en la Universidad Técnica Del Norte.



## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes

En un sistema eléctrico de potencia, las líneas de transmisión desempeñan un papel crucial en el transporte de la energía eléctrica desde las grandes generadoras de energía eléctrica como son las centrales hidroeléctricas hasta los consumidores. Hoy en día, la energía eléctrica es una necesidad en la vida cotidiana ya que abastece una gran variedad de sectores, desde el hogar hasta la industria, la atención médica, la educación y la tecnología.

Sin embargo, estos sistemas de transmisión son susceptibles a sufrir fallas, las cuales afectan al suministro normal de la energía eléctrica [1]. Estas fallas pueden afectar el funcionamiento del sistema, alterándolo y dejando sin suministro eléctrico a diferentes lugares, lo que se describe en pérdidas económicas. Algunas de las fallas son causadas por descargas atmosféricas, incendios forestales, daños causados por aves, fuerzas externas y otras razones [2].

Las fallas de las líneas de transmisión se pueden catalogar en fallas en serie y fallas de cortocircuito, en donde las fallas en serie son menos probables. Estas fallas producen que fluyan por el sistema corrientes desequilibradas, las cuales generan calor y ocasionen daños en transformadores y motores [3].

Las fallas en derivación producen un cortocircuito y se clasifican en fallas simétricas y asimétricas. Estas fallas causan un desequilibrio en el sistema, existen cuatro tipos de fallas, fallas monofásicas a tierra, fallas de fase a fase, fallas de fase a fase a tierra y fallas trifásicas [1].

Las fallas simétricas son eventos en los que el sistema de potencia mantiene un equilibrio entre las tres fases del sistema trifásico (Fallas trifásicas). La falla simétrica es aquella falla que se produce por un cortocircuito simultáneo en las tres fases o un cortocircuito trifásico [4].

Para su análisis, se lleva a cabo en una sola fase debido a que las otras dos fases tienen la misma magnitud, pero con un desfase de 120 entre fases. Por otro lado, las fallas asimétricas son eventos en los cuales el sistema de potencia mantiene un desequilibrio entre las tres fases. Estas fallas pueden implicar una o dos fases del sistema, lo que



provoca un desequilibrio entre los voltajes y corrientes, que son distintos en cada una de las fases del sistema, dentro de este tipo de fallas se encuentran las fallas monofásicas a Tierra, bifásicas y bifásicas a tierra [4].

Según [5], la principal causa de desconexión de las líneas de transmisión es debido al impacto de rayos. Los rayos producen corrientes de un máximo de 200 000 amperios, y dependiendo de la resistencia de la atmosfera y de la tierra, un voltaje de 100 millones de voltios. Lo que provoca variaciones de voltaje, llamados transitorios y lo que afecta a la carga a la cual esté alimentando la línea de transmisión [6].

Las descargas atmosféricas provocan daños a la estructuras y componentes que conforman una línea de transmisión como a los aisladores los cuales pueden provocar cortocircuitos, rupturas de conductores debido a las altas corrientes las cuales pueden provocar una sobrecarga en la línea y causar su ruptura [7].

Cuando se produce una falla, se interrumpe el flujo normal de la corriente, lo que deja sin energía a las cargas aguas abajo de la falla. Si la energía se desvía hacia otras líneas, estas líneas pueden sobrecargarse y provocar una serie de disparos en cascada que pueden resultar en un apagón. Los daños en las líneas de transmisión son mucho más difíciles de localizar en comparación con otros elementos del sistema, dado que estas cubren largas distancias [1]. Según [8], hay 276.06 km de líneas de subtransmisión en la concesión de EMELNORTE.

En el momento que se presenta una falla en el sistema eléctrico, la eficacia del sistema de protección se convierte en un factor clave para preservar la integridad y estabilidad del sistema. En este contexto, es esencial que el sistema de realice un análisis detallado para detectar y aislar la línea afectada de manera precisa y rápida [1].

Esta detección de fallas en la línea es fundamental para los equipos de manteniendo realicen las labores pertinentes en la línea para restaurar el servicio eléctrico y reducir tiempos de inactividad del suministro eléctrico [1].

Los algoritmos de localización de fallas se basan en mediciones de voltajes y corrientes para estimar la ubicación de la falla [9]. Los algoritmos de localización de fallas proporcionan una estimación de la distancia entre el punto de medición (relé de protección) y el punto de la falla en la línea de transmisión [10].



Los algoritmos de localización de fallas basados en impedancias utilizan las ondas de voltaje y corriente de frecuencia fundamental para estimar la impedancia aparente desde un extremo de la línea hasta la falla y compararla con la impedancia total de la línea, después, se calcula la ubicación de la falla [11].

Los algoritmos de localización de fallas basados en impedancias se pueden dividir en dos subcategorías: Los algoritmos de datos en un solo extremo de la línea que usan las señales de voltajes y corrientes de un solo extremo de la línea para su análisis, y los algoritmos de datos de dos extremos que usan las señales de falla de voltajes y corrientes de ambos extremos de las líneas para su respectivo análisis [12]. Los Algoritmos de localización de fallas son económicos, fáciles de implementar, pero su precisión afectada se ve afectada por errores de mediciones [12, 13].

Los algoritmos de localización de fallas basados en datos de dos extremos emplean señales de voltaje y corriente remotas para mejorar la precisión en la localización de fallas. Estos algoritmos requieren canales de comunicación para reunir las señales defectuosas en un relé o ubicación central [12].

Los algoritmos de ondas viajeras pueden proporcionar resultados muy precisos, ya que utilizan los componentes de alta frecuencia de las ondas de voltaje o corriente generadas por la ocurrencia de la falla. Para esto, es necesario utilizar dispositivos de alta frecuencia de muestreo. Sin embargo, la implementación de estos algoritmos es costosa debido a la necesidad de contar con dispositivos de alta frecuencia de muestreo y a la arquitectura y organización especiales del sistema de microprocesadores [14], [15].

## **2.2 Fallas Eléctricas**

Una falla es un evento anormal en el sistema eléctrico por la cual el funcionamiento normal del sistema se interrumpe debido a cambio externos o internos repentinos [16].



Las fallas en sistemas triásicos se pueden clasificar de la siguiente manera como se muestra en la Fig. 1:

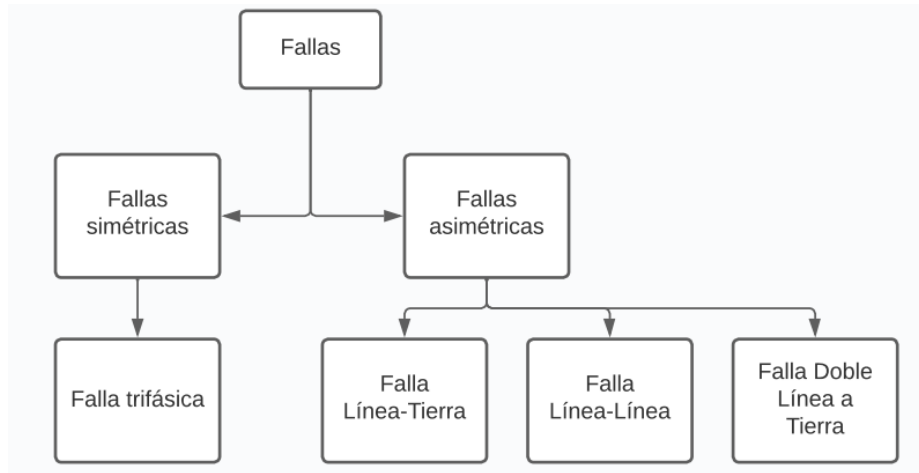


Fig. 1. Clasificación de los tipos de fallas.

**2.2.1 Fallas simétricas**

Se define una falla simétrica como un cortocircuito simultaneo que ocurre en las tres fases del sistema, lo que conlleva que sus magnitudes de corriente de cortocircuito e impedancias implicadas en la falla sean iguales en las tres fases [4]. Según [17], las fallas trifásicas representan solo el 2% de todos los tipos de fallas según los datos operativos reales en el sistema de energía. En la Fig. 2, se muestra su representación gráfica de una falla trifásica.

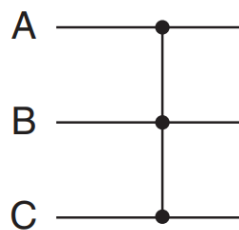


Fig. 2. Falla Trifásica.

Nota: Adaptada de [1].

**2.2.2 Redes de Secuencia**

Para sistemas desbalanceados, se recurre al uso de redes de secuencia. Esta herramienta facilita el trabajo con circuitos polifásicos desequilibrados, empleando el método de las componentes simétricas desarrollado por Charles L. Fortescue en 1913 [18].



### 2.2.3 Teoría de las Componentes Simétricas

Según [19], Fortescue demostró que cualquier sistema desbalanceado de “n” fasores interrelacionados puede transformarse en un conjunto de “n” fasores balanceados, conocidos como componentes simétricas respecto a los fasores originales.

- **Componente de secuencia cero:** consiste en un conjunto de tres fasores idénticos en magnitud y con un desplazamiento de su ángulo de cero respecto al otro fasor [18].
- **Componente de secuencia positiva:** consiste en un conjunto de tres fasores con la misma magnitud, con desplazamiento de su ángulo de 120 grados entre fasores y con una secuencia de fases en sentido horario [18].
- **Componente de secuencia negativa:** consiste en un conjunto de tres fasores con la misma magnitud, con desplazamiento de su ángulo de 120 grados entre fasores y con una secuencia de fases opuesta a la original [18].

En la Fig. 3, se aprecia la representación gráfica de cada una de las secuencias:

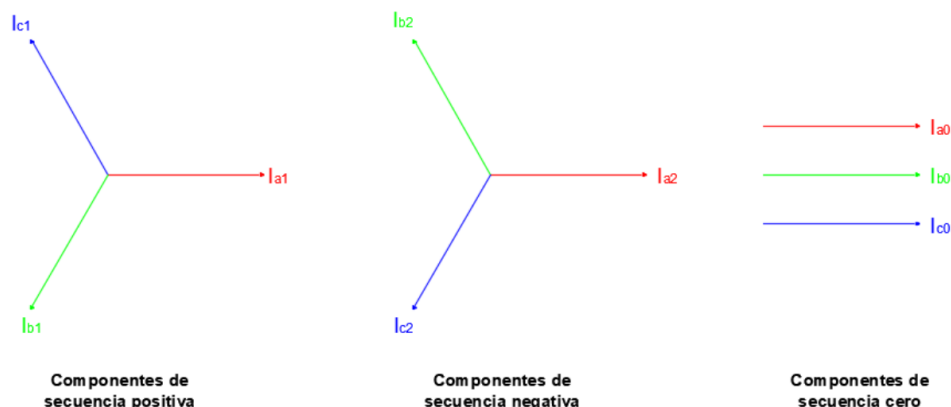


Fig. 3. Redes de secuencia.

Nota: Tomada de [20].

### 2.2.4 Fallas Asimétricas

La mayoría de las fallas que ocurren en un sistema de potencia son las fallas asimétricas. Estas fallas ocasionan un desbalance en el sistema, este tipo de falla involucra una o dos fases del sistema y con una unión hacia tierra [21].

### 2.2.5 Falla Línea – Tierra

La falla línea – Tierra, también llamada falla monofásica, es la más frecuente en los sistemas de potencia. Según [22], las fallas monofásicas tienen una tasa de ocurrencia



de un 80% en sistemas de potencia, estas son ocasionadas por descargas atmosféricas o porque los conductores hacen contacto con alguna estructura aterrizada [21, 23].

En la Fig. 4, se representa la falla monofásica:

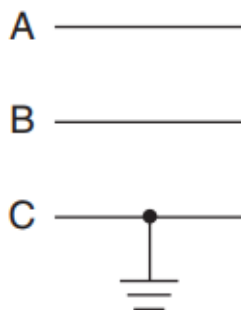


Fig. 4. Falla monofásica.

Nota: Adaptada de [1].

### 2.2.6 Falla Línea – Línea

Falla línea – línea o falla bifásica, se da cuando dos conductores están cortocircuitados [21].

Como se muestra en la Fig.5, donde se tiene la conexión de la fase B con la fase C:

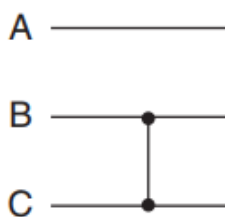


Fig. 5. Falla monofásica.

Nota: Adaptada de [1].

### 2.2.7 Falla Doble Línea Tierra

Las Fallas doble línea a tierra o también llamada falla bifásica a tierra, es una falla donde se cortocircuitan dos fases de un sistema trifásico y tocan tierra al mismo instante [21].





En la Fig. 6, se observa la representación gráfica de la falla bifásica:

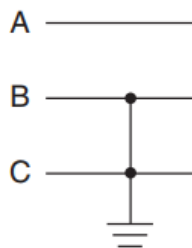


Fig. 6. Falla monofásica a tierra.

Nota: Adaptada de [1].

### 2.3 Localización de Fallas

La localización de fallas en sistemas de potencia es fundamental para garantizar la continuidad del servicio eléctrico brindado por las empresas distribuidoras en cada región [24].

Existen diversos métodos para la localización de fallas en sistemas de transmisión, como la localización de fallas basados en la medición de impedancia, este método es ampliamente usado por su simplicidad y bajo costo de implementación, en donde se utiliza fasores de voltaje y corriente de frecuencia fundamental (60 Hz) registrado por relés digitales o también llamados IED por sus siglas en inglés intelligent electronic devices, para estimar la impedancia aparente y calcular la distancia a la falla. Dada la impedancia de la línea en ohmios por unidad de distancia, es posible transformar la impedancia aparente en una aproximación de la distancia [25].

Se han creado diversos algoritmos basados en impedancias para sistemas de transmisión. Donde se utiliza dispositivos electrónicos inteligentes o IED para registrar los datos del sistema en un extremo de la línea, también conocido como algoritmos basados en impedancias en un solo extremo, también existen los algoritmos basados en impedancias que usan datos guardados por los IED en todos los extremos de una línea de transmisión [25].

#### 2.3.1 Algoritmos de Localización de Fallas Basados en Impedancia de un Extremo

Los algoritmos basados en impedancias que emplean datos de un solo extremo, y que emplean señales de voltaje y corriente de un único extremo de la línea, son considerablemente utilizados debido a su simplicidad y no requieren un canal de comunicación con el extremo remoto [26].



Se utilizan fasores de voltaje y corriente medidas por un relé en un único extremo de la línea durante una falla para determinar la impedancia aparente entre el relé y la falla. La mayoría de los relés digitales cuentan con la función de localización de fallas con datos de un solo extremo. La limitación de estos algoritmos radica en la falta de conocimiento en relación con la magnitud de la corriente de falla en el extremo remoto, se producen errores en la estimación del punto de falla. Estos errores son principalmente consecuencia de la resistencia de la falla y de los ángulos de las impedancias equivalentes en ambos extremos de las líneas. [26].

Cuando la resistencia de la falla es nula, la estimación del punto de falla permanece inalterada por la magnitud de la corriente en el extremo opuesto. No obstante, si la resistencia de la falla es distinta de cero, es esencial considerar esta corriente. Dado que los algoritmos de un solo extremo no tienen acceso a las mediciones del extremo opuesto, realizan ciertas aproximaciones para desestimarla, lo que provoca cierto error en la determinación del punto de falla [12], [25].

La Fig. 7, muestra el diagrama unifilar de un sistema de potencia de dos terminales  $G$  y  $H$  con sus vales de voltaje ( $E_G$  y  $E_H$ ) y sus impedancias equivalentes ( $Z_G$  y  $Z_H$ ) con la impedancia de línea representada por  $Z_L$ , donde sucede una falla en dicha línea, con un valor de resistencia de falla  $R_F$ . La impedancia del terminal  $G$  hasta la falla es  $mZ_L$ , en el que la distancia a la falla se representa por  $m$  [25].

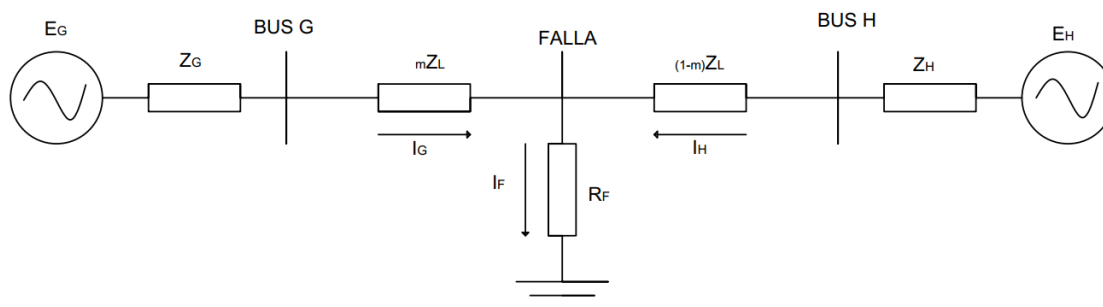


Fig. 7. Diagrama unifilar de un sistema fallado.

### 2.3.2 Método de la Reactancia Simple

La reactancia simple es un método que se centra en la naturaleza resistiva de la resistencia de la falla, asumiendo que las corrientes de falla en el sistema están en fase entre si [25].



La premisa fundamental de este método es que, es que la resistencia asociada a la falla es resistiva [27]. Este método se enfoca en la parte imaginaria de la impedancia de falla para eliminar la componente resistiva y obtener una estimación precisa de la ubicación de la falla [28].

En un sistema eléctrico balanceado, donde las impedancias de las fuentes y las líneas tienen ángulos de impedancias iguales, las corrientes de falla generada por cada terminal se encuentran en fase entre sí. Esta alineación facilita el desarrollo de los cálculos y permite tratar el termino de resistencia de la falla ( $R_f$ ) dividido por la relación de corrientes ( $I_f/I_G$ ) como un número real [25].

En un sistema no homogéneo, las fuentes de impedancia tienen ángulos diferentes entre sí, lo que ocasiona en corrientes de falla con diferentes ángulos de fase entre sí. Esta diferencia introduce un componente complejo en la ecuación, ya que el termino  $R_f(I_f/I_G)$  se convierte en un numero complejo [25].

El "error de reactancia" se produce cuando las corrientes de falla no están perfectamente alineadas en fase [27]. Este error puede resultar en una sobreestimación o subestimación de la ubicación de la falla. Si la corriente de falla del lado de la fuente ( $I_f$ ) se adelanta a la del generador ( $I_G$ ), se genera un efecto inductivo, haciendo que la reactancia simple sobreestime la ubicación de la falla, aparentando estar más lejos. Por otro lado, si  $I_f$  está retrasada en comparación con  $I_G$ , se produce un efecto capacitivo, causando una subestimación de la falla, dando la impresión de que está más cerca de su posición real [25].

### 2.3.3 Método Takagi

El método de Takagi [25] se fundamenta en corregir el error del algoritmo de Reactancia mediante la multiplicación del término del voltaje en la falla por una magnitud específica, de modo que el resultado obtenido sea un valor real.

Este método fue desarrollado para mejorar la eficiencia del método de la reactancia simple para la ubicación de fallas en sistemas de transmisión eléctrica, emplea el principio de superposición y aborda los efectos de la carga. En este contexto se aplica en el principio de superposición, que establece que una red durante una falla es la combinación de una red antes de la falla y una red de falla pura [29].



Antes de la falla, la red opera normalmente, pero al ocurrir la falla, se crea una red de falla pura. El método de Takagi se enfoca en utilizar esta red en falla pura y la superposición de condiciones para analizar el sistema [25].

Durante la falla, se observa que la red en falla pura está impulsada por un fasor de voltaje de secuencia positiva en el punto de la falla. Takagi introduce la noción de corriente de falla pura, esta corriente se puede descomponer en sus componentes simétricas de secuencia cero, positiva y negativa, se miden en terminal de referencia en amperios. [25], [29].

En sistemas homogéneos, el método de Takagi logra resultados precisos al hacer uso de la corriente de falla pura y la aplicación del principio de superposición [29].

No obstante, es importante destacar que, en sistemas no homogéneos, donde las variables pueden variar, este método puede introducir errores proporcionales al grado de no homogeneidad. Esto es importante para comprender las limitaciones del método y aplicarlo sabiendo las características del sistema [25].

En la Fig. 8, se puede apreciar los circuitos equivalentes de pre-falla y falla respectivamente para el sistema.

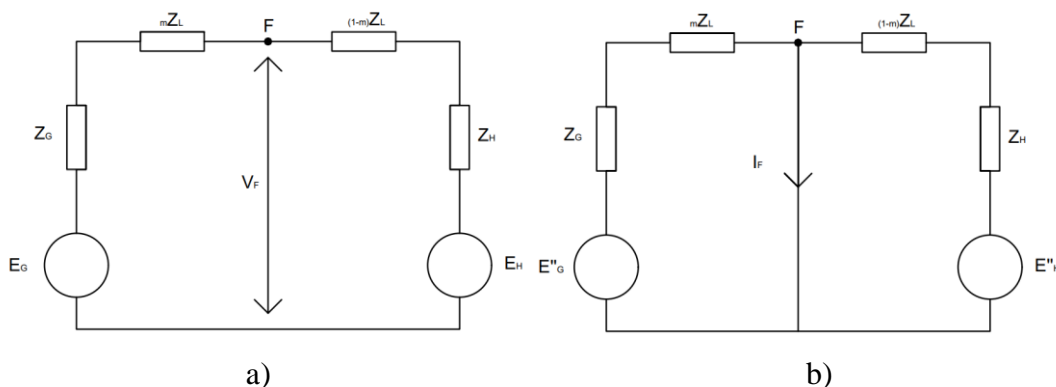


Fig. 8. Circuito equivalente de un circuito trifásico de: a) pre-falla y en b) falla.

**2.3.4 Método Takagi Modificado**

El método de Takagi modificado representa una evolución del método Takagi original y fue diseñado para abordar algunas limitaciones como en términos de la carga y la no homogeneidad del sistema [30].

La base fundamental del método sigue siendo la superposición, lo nuevo en este método radica en la forma en que el método aborda la carga durante una falla línea a tierra. En lugar de usar la corriente pura de falla, este método recurre a la corriente de



secuencia cero para incorporar la presencia de la carga en el sistema durante esta condición de falla [25].

La razón de este cambio es debido en la similitud temporal entre la secuencia cero de la corriente y la corriente de falla pura. Ambas existen solamente durante una falla a tierra, lo que permite una sustitución en los cálculos sin comprometer su validez. Esto proporciona una herramienta valiosa para determinar la distancia de la falla desde el terminal de referencia, expresada como la relación de magnitudes entre el voltaje en el terminal y la secuencia cero de la corriente, normalizada por la impedancia de secuencia cero [25].

El método de Takagi modificado destaca por su capacidad para compensar la falta de homogeneidad en los sistemas eléctricos de potencia, que son inherentemente no homogéneos. Las variaciones en las impedancias pueden introducir errores significativos en la estimación de la ubicación de la falla [30]. Para solucionar estas limitaciones, el método utiliza un factor de corrección de ángulo, calculado mediante la aplicación de la regla de división de corriente en la red de secuencia cero. Este factor corrige las desviaciones angulares causadas por la falta de homogeneidad, mejorando así la precisión en la estimación de la ubicación de la falla [25].

Un aspecto crítico del método Takagi modificado es su capacidad para adoptar a la no homogeneidad del sistema mediante el ajuste de ángulos. La precisión de la aproximación de la ubicación de la falla mejora significativamente al aplicar este ajuste, haciendo que este método sea más eficiente y aplicable a una variedad más amplia de condiciones de operación [25].

### **2.3.5 Algoritmos de Localización de Fallas Basados en Impedancia de Dos Extremos**

Los algoritmos de localización de fallas basados en impedancia de dos extremos utilizan datos de forma de onda capturados en ambos extremos de la línea. Las mediciones desde el extremo remoto de la línea de transmisión ayudan a eliminar cualquier error de reactancia causado por la resistencia de falla, la no homogeneidad del sistema o corriente de carga. [25].

Los dispositivos de localización de fallas de dos extremos emplean información compartida desde ambos extremos de la línea. Fundamentalmente, hay tres variantes: método sincronizado, no sincronizado y solo corriente no sincronizado. Al contar con



datos suplementarios del extremo remoto, simplifican la compensación de las fuentes de error previamente señaladas [31].

Este método se basa en comprar las características de las ondas de voltaje y corriente en ambos extremos de la línea durante la falla. Al analizar la diferencia en las señales registradas y considerar la velocidad de propagación de las ondas a lo largo de la línea, el método puede estimar la distancia hasta la ubicación de la falla [31].

Para determinar la ubicación de fallas, es posible utilizar cualquiera de las tres componentes simétricas. No obstante, las componentes de secuencia negativa son más adecuadas, ya que son influenciadas por la corriente de carga, el acoplamiento mutuo de secuencia cero, la incertidumbre en la impedancia de línea de secuencia cero y la alimentación de cargas conectadas a tierra de secuencia cero. [25].

La implementación de este método requiere la sincronización precisa de las mediciones entre ambos extremos de la línea y el procesamiento adecuado de las señales para extraer la información necesaria. Este método se beneficia significativamente de la disponibilidad y accesibilidad de sistemas de navegación por satélite GPS, que faciliten la sincronización temporal de las mediciones [25].

### 2.3.6 Método Sincronizado

Este método asume que las mediciones de ambos extremos de una línea de transmisión se registran a la misma velocidad de muestreo y se sincronizan con una referencia de tiempo común a través del Sistema de Posicionamiento Global (GPS) [25].

El fundamento de este método sincronizado está la necesidad de mediciones temporales y de fase precisa. La sincronización a través de tecnologías como el GPS permite que ambos terminales de la línea registren datos con la misma marca de tiempo, lo cual es esencial para realizar comparaciones y cálculos precisos en el análisis de fallas. [32].

Este método utiliza mediciones de tres componentes simétricas: positiva negativa y cero. Estas componentes proporcionan una información muy importante sobre las condiciones de la red durante la falla. Como en métodos anteriores se usa la componente cero para evitar el impacto de la corriente de carga y otros fenómenos con la no homogeneidad del sistema que afectan a la precisión del método [33].



Este método se basa en la premisa de que la red es homogénea, es decir, sus propiedades son uniformes a lo largo de la línea de transmisión. Esta suposición es crucial para minimizar errores y asegurar la validez de los resultados. Sin embargo, se debe tener precaución al aplicar el método en sistemas no homogéneos, ya que esto podría introducir errores proporcionales al grado de no homogeneidad [25].

Además, el método sincronizado no se limita a fallas desequilibradas; también puede aplicarse a fallas equilibradas. En este caso, se utilizan componentes de secuencia positiva para calcular la distancia a la falla. Esta flexibilidad del método lo hace aplicable a diversas condiciones de falla, proporcionando una herramienta versátil en el análisis de sistemas de transmisión eléctrica [34].

### 2.3.7 Método Desincronizado

Es posible que las formas de onda recibidas por los DEI en ambos extremos de la línea de transmisión no estén sincronizadas entre sí. Es posible que su dispositivo GPS falte o no funcione correctamente. Alternativamente, el DEI podría tener una frecuencia de muestreo diferente o detectar errores en momentos ligeramente diferentes. Los canales de comunicación que transfieren datos de un IED a otro también introducen cambios de fase [32].

Este enfoque emplea los fasores de voltaje y corriente registrados por los relés en cada terminal durante una falla para determinar la ubicación del fallo. No es necesario que los relés estén sincronizados temporalmente entre sí. La primera etapa consiste en identificar la sección de la línea afectada [25].

La sincronización es esencial para interpretar las formas de ondas de voltaje y corriente en ambos extremos de la línea y buscar la falla con mayor precisión. Estos operadores compensan las diferencias en los datos o cualquier falta de sincronización temporal, permitiendo la comparación directa de las formas de onda. Un aspecto clave de esta técnica es el uso de componentes de secuencia positiva y negativa, cada uno con un propósito distinto [32].

La secuencia negativa es empleada para calcular las fallas asimétricas. Este uso tiene sus ventajas, dado que los componentes de secuencia negativa no se ven influenciado por la corriente de carga, el acoplamiento mutuo de secuencia cero ni la incertidumbre en la impedancia de línea de secuencia cero. La secuencia negativa



proporciona una representación robusta durante fallas asimétricas, tales con las fallas de línea a tierra [25].

Durante una falla trifásica, las componentes de secuencia negativa no existen. En este caso, el método utilizar las componentes de secuencia positiva para calcular la ubicación de la falla. Este ajuste se basa en el mismo principio fundamental de utilizar mediciones de voltaje y corriente para estimar la distancia de la falla [25], [31].

El método no sincronizado presenta la ventaja de no requerir información previa sobre el tipo de falla. La presencia o ausencia de componentes de secuencia negativa sirve como indicador para diferencia entre falla simétrica o asimétrica [32].

### **2.3.8 Método Sincronizado de Corriente Diferencial**

El Método Sincronizado de Corriente Diferencial es una extensión del método de Takagi Modificado que usa las mediciones en el terminal remoto de una de línea para calcular la ubicación del punto de falla [35]. Durante una falla de la línea a tierra, se introduce una corriente de polarización, que es esencialmente la corriente de secuencia negativa en la falla. Esta corriente de polarización comparte el mismo ángulo de fase que la corriente de falla de fase en ese punto [25].

Este método requiere que los datos de corriente de ambos terminales estén sincronizados y se adapta mejor a un esquema de protección de línea dado que intercambia datos de corriente sincronizada entre los relés [35].

Este método se destaca por su inmunidad a las condiciones de carga y a la no homogeneidad del sistema. Sin embargo, a diferencia de otros métodos de dos extremos, depende del conocimiento previo del tipo de falla y se ve afectado por el acoplamiento mutuo y la posible imprecisión en la impedancia de línea de secuencia cero durante una falla [25].





CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo, se expondrá la información técnica de la línea de subtransmisión Cajas – Cayambe, proporcionada por EMELNORTE. Esta información permitirá establecer los parámetros necesarios para la modelación de la línea, la cual se utilizará en la aplicación de algoritmos de localización de fallas basados en impedancias.

Con base en esta información, se modelará la línea en el software Simulink. Además, se realizarán simulaciones del sistema en estado estable para apreciar los valores de voltajes y corrientes del sistema antes de una falla eléctrica.

3.1 Lugar de Estudio

La línea de subtransmisión de 69 kV “Cajas – Cayambe” formará parte de la red de subtransmisión de EMELNORTE, servirá como medio físico del transporte de la energía eléctrica. La línea tendrá su origen en la subestación Cajas (230/69 kV) ubicado en el cantón Pedro Moncayo provincia de Pichincha, la cual formará parte de TRANSELECTRIC y servirá como punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado (SNI), hasta la Subestación Cayambe (69/13.8 kV) ubicada en la ciudad de Cayambe provincia de Pichincha, la cual forma parte de EMELNORTE, esta infraestructura tiene una longitud de 10 km.

En la Fig. 9, se ilustran los diagramas unifilares de la subestación Cajas y Cayambe [36].

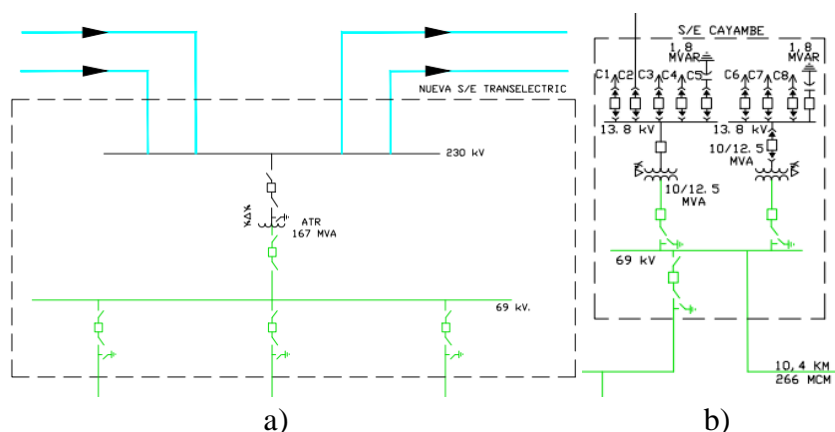


Fig. 9. Diagrama unifilar: a) Subestación Cajas y b) Subestación Cayambe.



**3.1.1 Datos Técnicos**

La línea de subtransmisión Cajas – Cayambe operará a un voltaje nominal de 69 kV, la línea usará conductores de aluminio con alama de acero ACSR 477. Desde su punto de inicio la subestación “Cajas” misma que contará con una capacidad de 167 MVA, a la Subestación Cayambe con una capacidad instalada de 25MVA.

**3.2 Metodología**

La metodología que se empleará en este estudio es de tipo cuantitativa. Este enfoque se basa en el análisis de datos eléctricos reales de la red de subtransmisión, específicamente en la línea Cajas – Cayambe, y en la aplicación de métodos que permitan localizar fallas utilizando algoritmos basados en impedancias.

El enfoque cuantitativo permitirá recolectar y analizar datos de la operación de la línea, como mediciones de voltaje y corriente durante situaciones de fallas. A través de simulaciones, los algoritmos basados en impedancia serán validados, garantizando que los resultados obtenidos sean analizados.

En la Fig. 10, se presenta un diagrama de flujo del proceso a seguir con el fin de alcanzar el objetivo del capítulo. Este capítulo está compuesto por el análisis de los algoritmos basados en impedancia para la localización de fallas aplicados a un caso base de la red de subtransmisión de EMELNORTE.

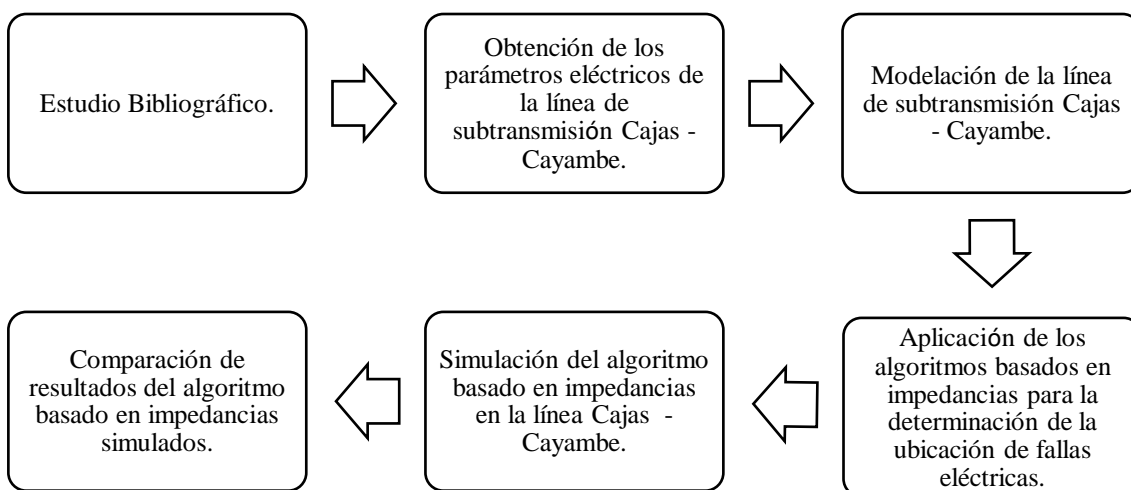


Fig. 10. Metodología empleada para la determinación de la localización de fallas, usando algoritmos basados en impedancias.

Tras el estudio bibliográfico y la fundamentación teórica, se logró describir los métodos de localización de fallas basados en impedancias.



Se procederá a la obtención y análisis de los parámetros eléctricos específicos de la línea Cajas – Cayambe, incluyendo los valores de las impedancias de secuencia. Esto proporciona la información esencial para la modelación de la línea.

Se desarrollará diferentes algoritmos basados en impedancias para la detección y localización de fallas eléctricas en la línea.

Se elaborará un modelo matemático detallado de la línea Cajas – Cayambe, considerando sus características físicas y eléctricas. Este modelo será desarrollado en un software para la evaluación de los tipos de fallas eléctricas.

Utilizando el modelo matemático de la línea, se simulará escenarios de fallas en la línea Cajas – Cayambe aplicando los algoritmos determinados. Esto permitirá evaluar la efectividad y precisión del algoritmo en condiciones controladas.

Se analizará los resultados obtenidos de las simulaciones, cuyos resultados proporcionarán información sobre el desempeño de los diferentes algoritmos basados en impedancias y se comprarán para cada uno de los resultados para emitir un juicio de este estudio.

### **3.3 Recopilación de Fundamentos Matemáticos**

A continuación, se presenta un conjunto de expresiones matemáticas que permitirán la comprensión de la localización de fallas al integrar principios matemáticos para el uso de algoritmos basados en impedancia.

#### **3.3.1 Fundamentos de los Algoritmos Basados en Impedancias para la Localización de Fallas en un Extremo**

Para determinar la ubicación de una falla, los algoritmos basados en impedancia utilizan fasores de voltajes y corrientes recogidos por el relé de un extremo de la línea durante la ocurrencia de un evento de falla. Con estos parámetros, se calcula la impedancia aparente entre el relé y la falla [25].



En la Fig. 11, se observa un sistema de dos terminales G y H, donde ocurre una falla en el Punto F.

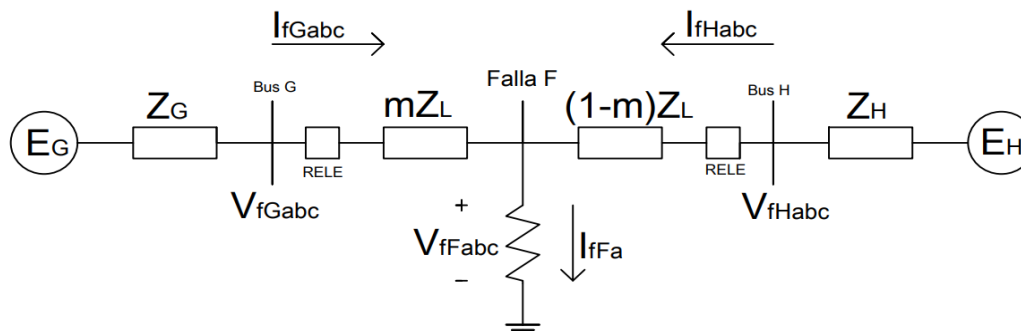


Fig. 11. Diagrama unifilar de un sistema de dos terminales.

Nota: Adaptado de [25].

Se calculará la impedancia aparente desde el relé, donde se toma la medida, hasta el punto de falla F. Para una falla monofásica a tierra A-T, se toman las medidas del terminal G y se hallan los voltajes de secuencia en el punto de falla F.

$$V_{fF}^{(1)} = V_{fG}^{(1)} - mZ^{(1)}I_{fG}^{(1)} \tag{1}$$

Donde:

- $V_{fF}^{(1)}$ : Voltaje de secuencia positiva en el punto de falla F.
- $V_{fG}^{(1)}$ : Voltaje de secuencia positiva medido en el relé del terminal G.
- $m$ : Distancia a la falla
- $Z^{(1)}$ : Impedancia de secuencia positiva por unidad de longitud.
- $I_{fG}^{(1)}$ : Corriente de secuencia positiva medido en el relé del terminal G.

La misma metodología se aplica para obtener los voltajes de secuencia negativa y secuencia cero en el punto de falla F; al sumar cada una de las componentes simétricas del voltaje de falla se obtiene el voltaje de falla en la fase a.

$$V_{fFa} = V_{fF}^{(1)} + V_{fF}^{(2)} + V_{fF}^{(0)} \tag{2}$$

$$V_{fFa} = V_{fGa} - mZ^{(1)}(I_{fG}^{(1)} + I_{fG}^{(2)}) - mZ^{(0)}I_{fG}^{(0)}$$

Resolviendo la ecuación (2), se puede deducir la impedancia aparente ( $Z_{ap}$ ) desde el terminal G hasta la falla monofásica línea a tierra a-t:



$$Z_{ap} = \frac{V_{fGa}}{I_{fGa} + kI_{fG}^{(0)}} = mZ^{(1)} + R_f \left( \frac{I_{fFa}}{I_{fGa} + kI_{fG}^{(0)}} \right) \quad (3)$$

Donde:

- **k**: factor de compensación de secuencia cero.

La ecuación (4), proporciona la definición de “k”:

$$k = \left( \frac{Z^{(0)} - Z^{(1)}}{Z^{(1)}} \right) \quad (4)$$

La forma generalizada para poder hallar con diferentes fallas es:

$$Z_{ap} = \frac{V_G}{I_G} = mZ^{(1)} + R_f \left( \frac{I_F}{I_G} \right) \quad (5)$$

Donde  $V_G$  e  $I_G$  se pueden definir para diferentes tipos de fallas. Esta ecuación describe los algoritmos de ubicación de falla para un solo terminal. Lamentablemente, debido a la disponibilidad de datos únicamente desde un extremo de la línea, se presentan cuatro incógnitas:  $m$ ,  $R_f$ , así como la magnitud y el ángulo de  $I_F$ . Para solucionar el problema de la falta de los datos de  $R_f$  e  $I_F$  se han desarrollado algoritmos que eliminan el uso de estos datos.

### 3.3.2 Análisis del Método Reactancia Simple

El método de la reactancia simple [37], se fundamenta en que la resistencia de falla  $RF$  es principalmente resistiva. Se asume que las corrientes  $IF$  e  $IG$  están en fase, y dado que  $RF$  es muy pequeña o igual a cero, de la ecuación (3.5) obtenemos:

$$m = \frac{\frac{V_G}{I_G}}{Z^{(1)}} \quad (6)$$

Considerando los componentes imaginarios, se determina la ubicación de la falla desde el terminal  $G$ :



$$m = \frac{\text{imag} \left( \frac{V_G}{I_G} \right)}{\text{imag}(Z^{(1)})} [pu] \tag{7}$$

Donde  $V_G$  e  $I_G$  son el voltaje y corriente medido por el relé y dependen del diferente tipo de falla que se describe en la Tabla I.

Para la obtención de la distancia de la línea se debe multiplicar el valor por unidad de  $m$  por la longitud de la línea para obtener el valor de distancia a la falla.

**TABLA I.**  
 VOLTAJES Y CORRIENTES MEDIDAS POR EL RELÉ

Tipo de falla	$V_G$	$I_G$
<i>a-t</i>	$V_{fGa}$	$I_{fGa} - kI_{FG}^{(0)}$
<i>b-t</i>	$V_{fGb}$	$I_{fGb} - kI_{FG}^{(0)}$
<i>c-t</i>	$V_{fGc}$	$I_{fGc} - kI_{FG}^{(0)}$
<i>ab, ab-t, abc</i>	$V_{fGa} - V_{fGb}$	$I_{fGa} - I_{fGb}$
<i>bc, bc-t, abc</i>	$V_{fGb} - V_{fGc}$	$I_{fGb} - I_{fGc}$
<i>ca, ca-t, abc</i>	$V_{fGc} - V_{fGa}$	$I_{fGc} - I_{fGa}$

Nota: Adaptado de [25].

### 3.3.3 Análisis Método Takagi

El método de Takagi [32], método de la emplea el principio de superposición al restar el efecto de la carga, mejorando así el rendimiento de reactancia simple. En la Fig. 12, se ilustra el principio de superposición cuando ocurre una falla monofásica a tierra, que se describe en la Fig. 10.

De la Fig. 10, se deduce:

$$\Delta I_G = \Delta I_{fG}^{(1)} + \Delta I_{fG}^{(2)} + \Delta I_{fG}^{(0)} \tag{8}$$

Donde:

- $\Delta I_{fG}^{(1)}$ : Corriente de falla pura de secuencia positiva.
- $\Delta I_{fG}^{(2)}$ : Corriente de falla pura de secuencia negativa.
- $\Delta I_{fG}^{(0)}$ : Corriente de falla pura de secuencia cero.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



Suponiendo una red equilibrada antes de la falla, la ecuación (8) se puede escribir como:

$$\Delta I_G = (I_{fG}^{(1)} - I_G^{(1)}) + I_{fG}^{(2)} + I_{fG}^{(0)} \tag{9}$$

$$\Delta I_G = I_{fGa} - I_{Ga}$$

Multiplicando (5) por el conjugado complejo de  $\Delta I_G$ , se tiene:

$$V_G \times \Delta I_G^* = mZ^{(1)}I_G \times \Delta I_G^* + R_f(I_f \times \Delta I_G^*) \tag{10}$$

Dado que la corriente de falla pura solo ocurre en el evento de falla se puede decir que  $\Delta I_G$  está en fase con la corriente de falla  $I_f$ :

$$V_G \times \Delta I_G^* = mZ^{(1)}I_G \times \Delta I_G^* + R_f \times |I_f| \times |\Delta I_G| \tag{11}$$

Tomando la parte imaginaria de (3.17) y despejando m:

$$m = \frac{\text{imag}(V_G \times \Delta I_G^*)}{\text{imag}(Z^{(1)}I_G \times \Delta I_G^*)} [pu] \tag{12}$$

En la Tabla II, se aprecia los valores  $I_G$  para los diferentes tipos de falla.

**TABLA II.**  
 VALORES PARA  $I_G$

Tipo de falla	$I_G$
<i>a-t</i>	$I_{fGa} - I_{Ga}$
<i>b-t</i>	$I_{fGb} - I_{Gb}$
<i>c-t</i>	$I_{fGc} - I_{Gc}$
<i>ab, ab-t, abc</i>	$(I_{fGa} - I_{Ga}) - (I_{fGb} - I_{Gb})$
<i>bc, bc-t, abc</i>	$(I_{fGb} - I_{Gb}) - (I_{fGc} - I_{Gc})$
<i>ca, ca-t, abc</i>	$(I_{fGc} - I_{Gc}) - (I_{fGa} - I_{Ga})$

Nota: Adaptado de [25].



Para hallar la ubicación de la falla se debe multiplicar el valor por unidad de "m" con la distancia de la línea.

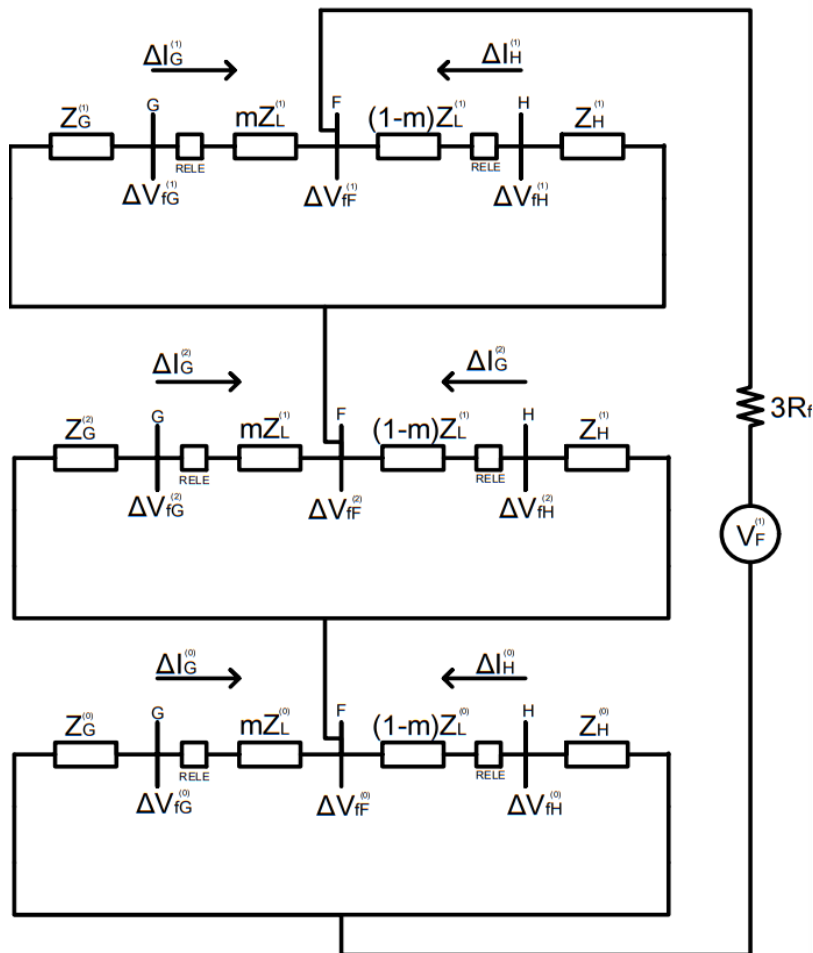
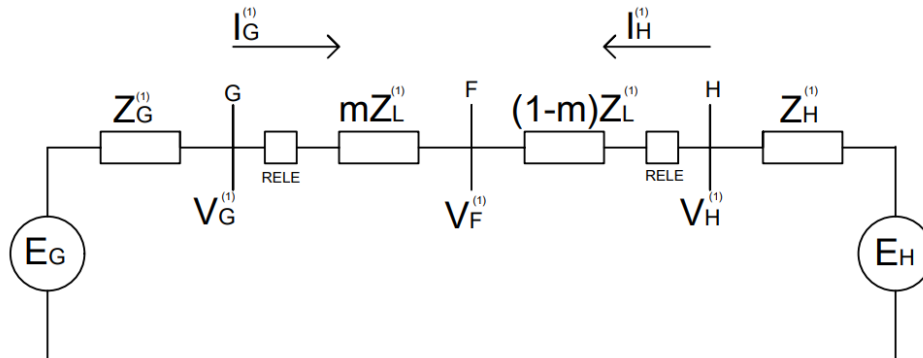


Fig. 12. Sistema pre-falla y de falla.

Nota: Adaptado de [25].





### 3.3.4 Análisis del Método Takagi Modificado

El método Takagi Modificado [32], emplea el principio del método original, pero con la diferencia de que usa la corriente de secuencia cero en vez de la corriente de falla pura para considerar la corriente de carga durante la falla monofásica a tierra. La distancia a la falla desde el terminal G hasta el punto de falla se define así:

$$m = \frac{\text{imag}(V_G \times 3I_{fG}^{(0)*})}{\text{imag}(Z^{(1)} \times I_G \times 3I_{fG}^{(3)*})} [pu] \quad (13)$$

Este método también es aplicable a un sistema no balanceado aplicando un factor corrección de ángulo.

$$\frac{I_F^{(0)}}{I_G^{(0)}} = \frac{Z_G^{(0)} + Z^{(0)} + Z_H^{(0)}}{(1 - m)Z^{(0)} + Z_H^{(0)}} = d^{(0)} \angle \beta^{(0)} \quad (14)$$

Donde:

- $d^{(0)}$ : Factor de distribución de corriente para la red de secuencia cero.
- $\beta^{(0)}$ : Grado de homogeneidad de la red de secuencia cero.

Nota: Si  $\beta^{(0)}$  es cero, se tiene un sistema balanceado; pero si es un valor diferente de cero, nos indica que es un sistema no balanceado.

Para corregir este ángulo, a la ecuación (13) se le deberá multiplicar por  $e^{j\beta^{(0)}}$  para convertirlo en un sistema balanceado. Una vez corregido el ángulo, se aplica la siguiente fórmula para hallar la ubicación de una falla monofásica a tierra:

$$m = \frac{\text{imag}(V_G \times 3I_{fG}^{(0)*} \times e^{j\beta^{(0)}})}{\text{imag}(Z^{(1)} \times I_G \times 3I_{fG}^{(0)*} \times e^{j\beta^{(0)}})} [pu] \quad (15)$$

Sin embargo, para aplicar este método, se debe conocer la impedancia de secuencia cero de la fuente local y remota. Si no se tiene el valor de la impedancia de la fuente local, se puede aplicar la siguiente fórmula:

$$Z_G^{(0)} = -\frac{V_{fG}^{(0)}}{I_{fG}^{(0)}} [\Omega] \quad (16)$$

A pesar de que en la práctica no se tiene el valor de impedancia de la fuente remota, simplemente se usa la ecuación (13) sin corrección de ángulo. Pero otra versión



del método de Takagi hace uso de la secuencia negativa de la corriente en ves de la corriente de secuencia ya que esta corriente tiene algunos beneficios que ayudan a la precisión del método. La ubicación de la falla se puede deducir usando la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\text{imag}(V_G \times I_{seq}^*)}{\text{imag}(Z^{(1)} \times I_G \times I_{seq}^*)} [pu] \tag{17}$$

En la Tabla VI, se encuentra la definición de  $I_{seq}$  para las distintas fallas.

**TABLA III.**  
 DEFINICIÓN DE  $I_{seq}$  PARA LAS DISTINTAS FALLAS

Tipo de falla	$I_{seq}$
Monofásica a tierra	$I_{fG}^{(2)}$
Línea – línea, línea – línea a tierra	$jI_{fG}^{(2)}$

Nota: Adaptado de [25].

### 3.3.5 Análisis Método Sincronizado

El método sincronizado [25], donde se usan las mediciones de los dos extremos de la línea, estos datos son capturados los relés de los dos terminales de una línea de transmisión. El voltaje de secuencia negativa en el puto de falla F se calcula para los dos terminales:

$$\text{Terminal G: } V_{fF}^{(2)} = V_{fG}^{(2)} - mZ^{(1)}I_{fG}^{(2)} \tag{18}$$

$$\text{Terminal G: } V_{fF}^{(2)} = V_{fH}^{(2)} - (1 - m)Z^{(1)}I_{fH}^{(2)} \tag{19}$$

Donde:

- $V_{fG}^{(2)}$ : Voltaje de falla de secuencia negativa medido por el relé del terminal G.
- $I_{fG}^{(2)}$ : Corriente de falla de secuencia negativa medido por el relé del terminal G.
- $V_{fH}^{(2)}$ : Voltaje de falla de secuencia negativa medido por el relé del terminal H.
- $I_{fH}^{(2)}$ : Corriente de falla de secuencia negativa medido por el relé del terminal H.

Como se aprecia  $V_{fF}^{(2)}$  es igual. Se pueden igualar las ecuaciones (18) y (19) para despejar la distancia a la falla,  $m$ :



$$m = \frac{V_{fG}^{(2)} - V_{fH}^{(2)} + Z^{(1)}I_{fH}^{(2)}}{(I_{fG}^{(2)} + I_{fH}^{(2)})Z^{(1)}} [pu] \tag{20}$$

La ecuación (3.20) se puede utilizar para cualquier tipo de falla asimétrica; sin embargo, en una falla simétrica, como una falla trifásica, no hay corrientes de secuencia negativa. A pesar de esto, se puede aplicar el mismo principio, como se muestra en la ecuación:

$$m = \frac{V_{fG}^{(1)} - V_{fH}^{(1)} + Z^{(1)}I_{fH}^{(1)}}{(I_{fG}^{(1)} + I_{fH}^{(1)})Z^{(1)}} [pu] \tag{21}$$

**3.3.6 Análisis Método No Sincronizado**

En diferentes casos, los datos de los terminales de la línea no están sincronizados entre sí. En este caso, el (autor) [38] utiliza el operador  $e^{j\delta}$  para sincronizar los datos de los dos terminales, como se describe:

$$\text{Terminal G: } V_{fF}^{(i)} = V_{fG}^{(i)} - mZ^{(1)}I_{fG}^{(i)}e^{j\delta} \tag{22}$$

$$\text{Terminal G: } V_{fF}^{(i)} = V_{fH}^{(i)} - (1 - m)Z^{(1)}I_{fH}^{(i)}e^{j\delta} \tag{23}$$

Donde “i” hace referencia a la componente de secuencia negativa o positiva en donde la secuencia positiva se usa para calcular la ubicación de la falla para fallas simétricas y la secuencia negativa para fallas asimétricas. Igualando (22) con (23), y despejando el operador de sincronización se tiene:

$$e^{j\delta} = \frac{V_{fH}^{(i)} - (1 - m)Z^{(1)}I_{fH}^{(i)}}{V_{fG}^{(i)} - mZ^{(1)}I_{fG}^{(i)}} \tag{24}$$

Para eliminar  $e^{j\delta}$  se toma el valor absoluto de ambos lados de la ecuación (24), como:

$$|e^{j\delta}| = \left| \frac{V_{fH}^{(i)} - (1 - m)Z^{(1)}I_{fH}^{(i)}}{V_{fG}^{(i)} - mZ^{(1)}I_{fG}^{(i)}} \right| = 1 \tag{25}$$

Resolviendo se obtiene una ecuación cuadrática despejando m se obtiene:

$$m = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$$



Las constantes se describen de la siguiente manera:

$$A = \left| Z^{(1)} I_{fG}^{(i)} \right|^2 - \left| Z^{(1)} I_{fH}^{(i)} \right|^2$$

$$B = -2 \times Re \left[ V_{fG}^{(i)} (Z^{(1)} I_{fG}^{(i)})^* + (V_{fH}^{(i)} - Z^{(1)} I_{fH}^{(i)}) (Z^{(1)} I_{fH}^{(i)})^* \right]$$

$$C = \left| V_{fG}^{(i)} \right|^2 - \left| V_{fH}^{(i)} - Z^{(1)} I_{fH}^{(i)} \right|^2$$

Dado que la solución de una ecuación cuadrática da dos valores para (m), se deben analizar los resultados y tener en cuenta que (m) se encuentra entre 0 y 1 por unidad.

### 3.4 Software MATLAB & SIMULINK

La plataforma de MATLAB ha sido diseñada para abordar eficientemente problemas en los campos de ingeniería y ciencia. Su lenguaje, centrado en matrices, constituye la forma más intuitiva de expresar conceptos matemáticos en el ámbito computacional [39].

Las funciones de MATLAB tienen una diversidad de aplicaciones que van desde experimentos y cálculos hasta análisis de datos, gestión de bases de datos, creación de prototipos y proyectos de investigación de distintas magnitudes. En resumen, este entorno de desarrollo es una herramienta multifacética que facilita la realización de análisis matemáticos, el desarrollo de algoritmos, entre muchas otras tareas [40].

SIMULINK se aplica frecuentemente en diversos campos, tales como sistemas eléctricos de potencia, comunicación inalámbrica, control de sistemas, procesamiento de señales, sistemas autónomos e inteligencia artificial, entre otros [41].

### 3.5 DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT PowerFactory es una sofisticada herramienta de simulación para sistemas eléctricos de potencia, utilizada por organizaciones del sector eléctrico en Ecuador, tales como CENACE y TRANSELECTRIC. Este software es fundamental para realizar diversos estudios eléctricos, suministrando datos técnicos vitales para las operaciones de estas compañías [42].

DIgSILENT PowerFactory ofrece una serie de funciones esenciales que incluyen el cálculo de flujos de potencia, la evaluación de fallas, el análisis de redes de baja tensión, la optimización de redes de distribución, la simulación dinámica, la simulación de



transitorios electromagnéticos, el análisis modal, la evaluación de sistemas de protección, el análisis de armónicos, la evaluación de la confiabilidad, el análisis de la estabilidad del voltaje, el análisis de contingencias y el modelado de dispositivos electrónicos de potencia. Estas capacidades convierten a DIGSILENT PowerFactory en una herramienta imprescindible para las empresas eléctricas [42].

### 3.6 Línea de Subtransmisión Cajas - Cayambe

Para el modelo de la línea de subtransmisión en donde se aplicará los algoritmos basados en impedancias se realizará un modelo de una línea corta (sin efecto capacitivo) como se muestra en la Fig. 13, siendo ideal para el análisis de la ubicación de fallas usando algoritmos basados en impedancias.

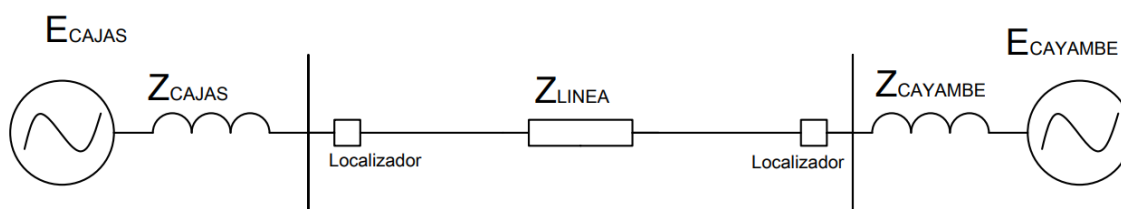


Fig. 13. Modelo de la línea Cajas – Cayambe.

Donde la línea cuenta con una impedancia de línea  $Z_{LINEA} = R_L + jX_L$ , conectada a dos sistemas representados por sus equivalentes de Thévenin ( $E_{CAJAS}$ ,  $Z_{CAJAS}$ ,  $Z_{CAYAMBE}$ ,  $E_{CAYAMBE}$ ).

### 3.7 Determinación de Funcionamiento de la Línea Cajas – Cayambe

Con el objetivo de iniciar la simulación de los algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas, se procederá a modelar la línea Cajas - Cayambe para examinar su comportamiento en situaciones de pre-falla. Para este propósito específico, se empleará el software MATLAB & Simulink, dado que ofrece diversas herramientas de programación eléctrica esenciales para realizar cálculos y generar representaciones gráficas en este tipo de análisis.

### 3.8 Parámetros de la línea Cajas – Cayambe

Dado que, para la aplicación de los algoritmos de localización de fallas, se necesitan los valores de impedancia de secuencia de la línea, se calcularán los valores de impedancias propias y mutuas de la línea. Para este cálculo, se hará uso de las ecuaciones



de Carson y se aplicará la teoría de las componentes simétricas para encontrar las impedancias de secuencia de la línea [43].

Tomando en cuenta que la línea Cajas - Cayambe hará uso de un conductor de aluminio con alma de acero ACSR tipo Hawk 477, las características eléctricas del conductor se describen en la Tabla IV.

**TABLA IV.**  
 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR ACSR HAWK 477

Características	Valor
Diámetro exterior	21.79 mm
Resistencia a 20°	0.119 Ω/km
RMG	8.80872 mm
Corriente	0.659 kA

Para la aplicación de las ecuaciones de Carson para poder hallar las impedancias propias y mutuas se necesita la geometría de la torre de subtransmisión de 69 kV, en la Fig. 14, se muestra la geometría de una torre de 69 kV.

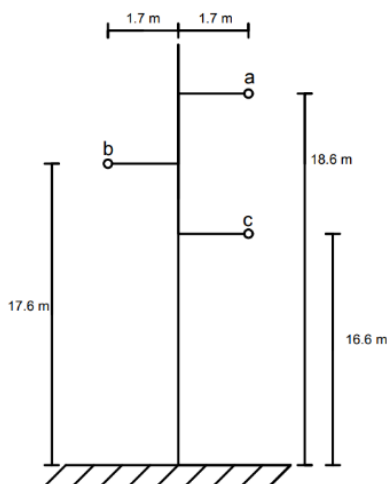


Fig. 14. Geometría de una Torre de 69 kV.

Ecuaciones de Carson para la obtención de las impedancias propias y mutuas:

$$z_{ii} = r_i + 0.00159f + j0.004657f \log_{10} \left( \frac{2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}}}{RMG} \right) \quad [\Omega/mi] \quad (26)$$



$$z_{ij} = 0.00159f + j0.004657f \log_{10} \left( \frac{2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}}}{d_{ij}} \right) [\Omega/mi]$$

Donde:

- $z_{ii}$ : impedancia propia del conductor del conductor  $i$  en  $\Omega/millas$
- $z_{ij}$ : impedancia mutua entre los conductores  $i$  y  $j$  en  $\Omega/millas$
- $r_i$ : resistencia interna del conductor  $i$  en  $\Omega/millas$
- **RMG**: Radio medio geométrico del conductor en  $ft$
- $f$ : frecuencia del sistema en  $Hz$
- $\rho$ : resistividad del suelo en  $\Omega/m$
- $d_{ij}$ : Distancia entre los conductores  $i$  y  $j$  en  $ft$

El siguiente paso es construir la matriz primitiva de tamaño  $N \times N$  donde  $N$  es el número de conductores del sistema y puede expresarse como:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (27)$$

Donde:

- $V_{ig}$ : es el voltaje entre el conductor  $i$  y tierra  $g$  en un extremo de la línea
- $V'_{ig}$ : es el voltaje entre el conductor  $i$  y tierra  $g$  en el otro extremo de la línea
- $I_i$ : Corriente que circula por el conductor  $i$
- $Z_{ii}$ : Impedancia propia de conductor  $i$
- $Z_{ij}$ : Impedancia mutua entre el conductor  $i$  y  $j$

Según [43], puede reducir el conductor neutro aplicando la reducción de Kron ya que se puede afirmar que el conductor de neutro está conectado a tierra. Con este cambio  $V_{ig}$  y  $V'_{ig}$  se vuelve cero ya que el sistema está perfectamente equilibrado. Se obtiene la matriz de impedancia de fase  $Z_{abc}$ , de tamaño  $M \times M$ , donde  $M$  es el número de conductores de fase:



$$z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{cb} \\ Z_{ca} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \tag{3.28}$$

Por último, se debe transformar la matriz de impedancias en una matriz de impedancias de secuencia como:

$$z_{012} = [A]^{-1} \times [z_{abc}] \times [A] = \begin{bmatrix} Z^{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & Z^{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & Z^{(2)} \end{bmatrix} \tag{3.29}$$

Donde “A” se define de la siguiente manera:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & (1\angle 90) & 0 \\ 1 & 1 & (1\angle 90)^2 \end{bmatrix}$$

- $Z^{(0)}$ : Impedancia de secuencia cero de la línea.
- $Z^{(1)}$ : Impedancia de secuencia positiva de la línea.
- $Z^{(2)}$ : Impedancia de secuencia negativa de la línea.

En una línea trifásica,  $Z^{(1)}$  es igual a  $Z^{(2)}$ .

### 3.8.1 Impedancias de Secuencia de la Línea Tabacundo – Cayambe

Con los datos de la línea Cajas – Cayambe y la geometría de las torres de 69 kV, se aplican las ecuaciones de Carson para hallar las impedancias de secuencia. Se utilizó el software Matlab para facilitar los cálculos, y en la Tabla V, se muestran los resultados.

**TABLA V.**  
 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA LÍNEA TABACUNDO - CAYAMBE

Parámetros	Valores EMELNORTE	Valores Calculados
Resistencia $R^{(0)}$	0.2979 $\Omega$ /km	0.29 $\Omega$ /km
Inductancia $L^{(0)}$	1.7211 $\Omega$ /km	1.71 $\Omega$ /km
Resistencia $R^{(1)}$	0.1200 $\Omega$ /km	0.12 $\Omega$ /km
Inductancia $L^{(1)}$	0.4379 $\Omega$ /km	0.4 $\Omega$ /km

Nota: Datos proporcionados de EMELNORTE.





Se hizo la comparación de los datos proporcionados por EMELNORTE con su simulación del anillo de Cajas en el software DIGSILENT, y los resultados de los cálculos utilizando las ecuaciones mencionadas anteriormente. Se puede apreciar que los valores obtenidos son muy cercanos a los reales.

### 3.8.2 Equivalente de Thévenin

Haciendo uso del software de DIGSILENT y el archivo proporcionado por EMENORTE del sistema de subtransmisión de su concesión se logró obtener los equivalentes de Thévenin del sistema en las dos barras de Cajas y Cayambe. En la Tabla VI, se muestran los valores de voltajes e impedancias de Thévenin.

TABLA VI.

EQUIVALENTES DE THÉVENIN DE LA LÍNEA CAJAS – CAYAMBE

Barra	Cajas	Cayambe
Voltaje	39.7080 kV	39.5447 kV
Ángulo	-34.1150 °	-34.6934 °
$Z^{(1)}$	$0.1215 + j3.1791 \Omega$	$1.9467 + j9.8715 \Omega$
$Z^{(2)}$	$0.1169 + j3.1195 \Omega$	$1.9421 + j9.8119 \Omega$
$Z^{(0)}$	$0.0448 + j1.2282 \Omega$	$4.4557 + j27.2565 \Omega$

Nota: Datos obtenido de DIgSILENT PowerFactory.

Con estos valores, se puede simular la línea Cajas – Cayambe para obtener datos del sistema más precisos. Esta simulación permitirá una evaluación detallada del comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas.

### 3.9 Desarrollo de la Simulación de Funcionamiento de la Línea Cajas – Cayambe en Estado Estable

La Fig. 15, exhibe la representación del sistema utilizado en una simulación en estado estable, esto permite evaluar su funcionalidad sin interferencias externas.

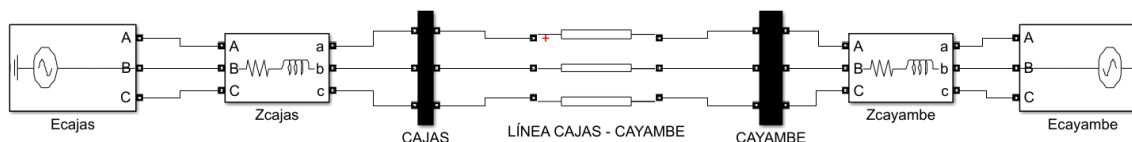


Fig. 15. Línea Cajas – Cayambe implementada en SIMULINK.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**



Para la simulación, se establecieron dos fuentes trifásicas representadas por los bloques "Three-Phase Sources" para modelar el voltaje en los terminales de Cajas y Cayambe, como se muestra en la Fig. 16:

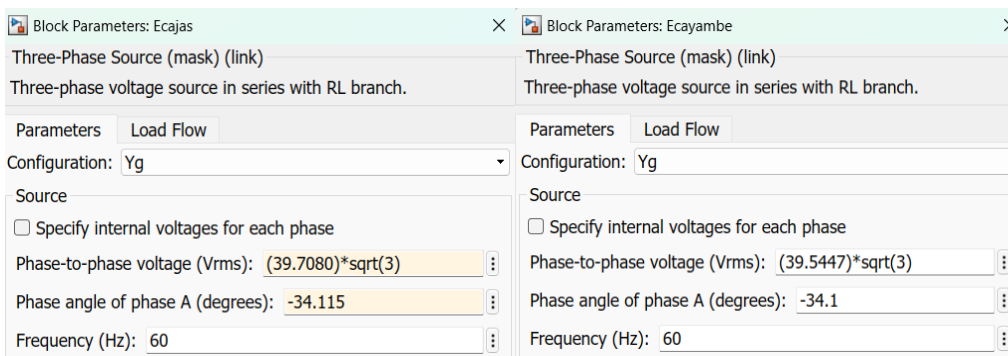


Fig. 16. Características del voltaje en Cajas y Cayambe.

Después, se configuró la impedancia de los terminales de Cajas y Cayambe utilizando los valores del equivalente de Thévenin, representado posteriormente con el bloque "Three-Phase Series RLC Branch", tal como se indica en la Fig. 17:

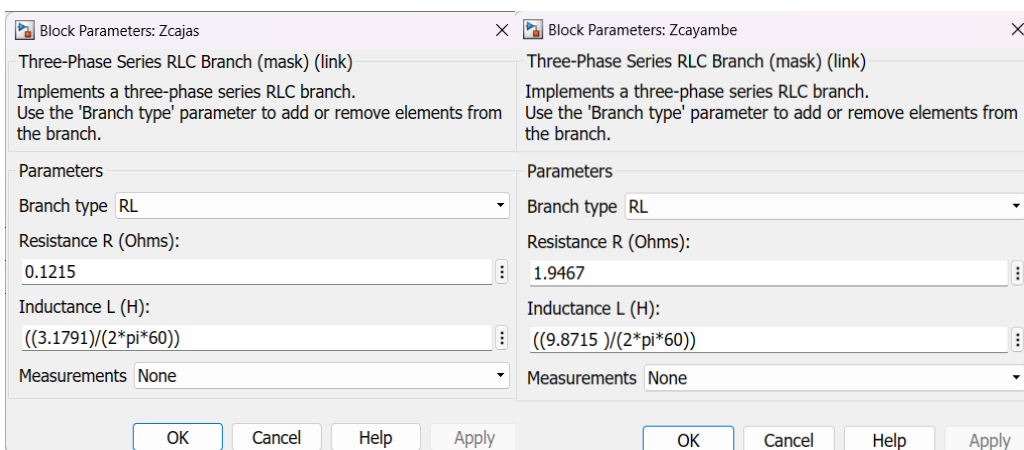


Fig. 17. Característica de la impedancia de los terminales.

Las barras del sistema fueron representadas con el bloque "Three-Phase V-I Measurement", donde se asignaron etiquetas para medir voltajes y corrientes en los terminales, como se ilustra en la Fig. 18:



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**

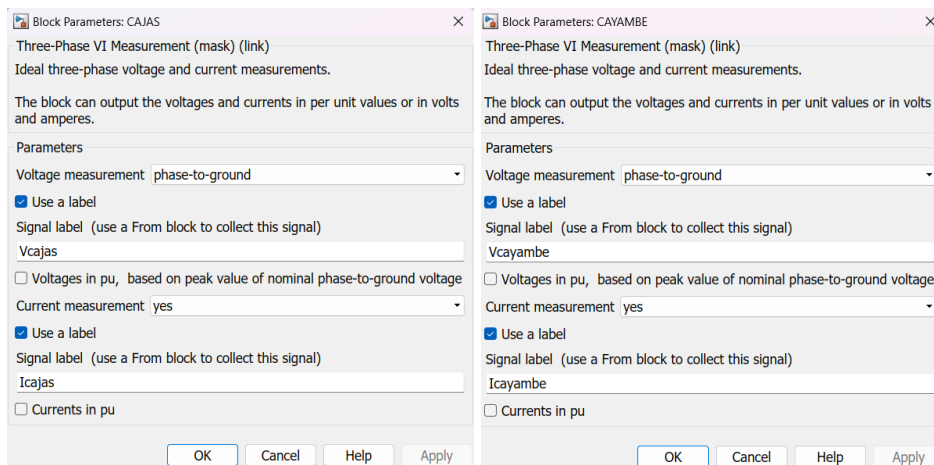


Fig. 18. Características de las barras en los terminales de Cajas y Cayambe.

Para la representación de la línea, se utilizó el bloque "Distributed Parameters Line", donde se establecieron los parámetros de la línea, como las impedancias de secuencia y su distancia, según se muestra en la Fig. 19:

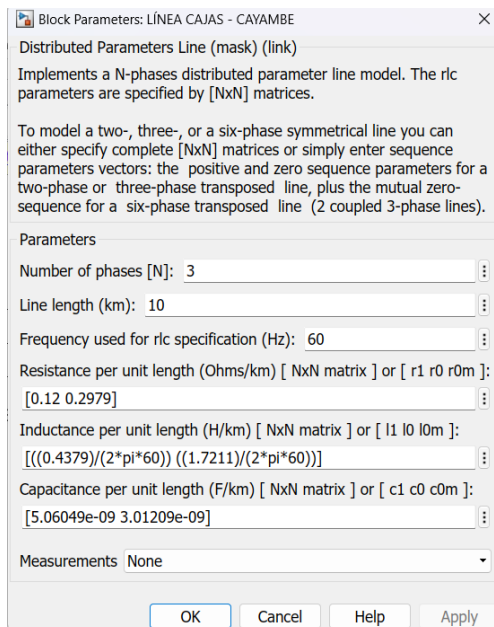


Fig. 19. Características de la línea Cajas – Cayambe.

Para conseguir los voltajes y corrientes en cada uno de los terminales, se utilizó el bloque "From" con etiquetas para la captura de los valores necesarios mediante un "Display" y se visualizaron las formas de onda con el bloque "Scope", como se aprecia en la Fig. 20:

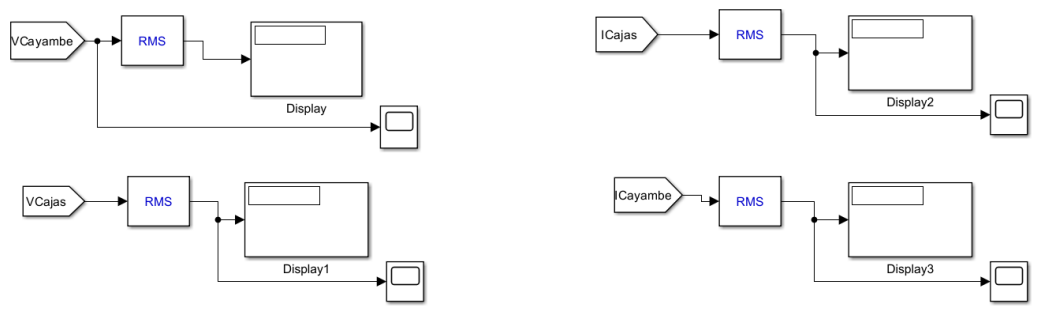


Fig. 20. Bloques para obtener las mediciones del sistema.

Una vez modelado el sistema en SIMULINK, se podrán obtener los valores del sistema en estado estable.

### 3.9.1 Datos del Sistema en Estado Estable

Una vez simulado el sistema, se obtienen valores del sistema en estado estable, tales como los voltajes y corrientes que irán desde las Cajas hasta llegar a Cayambe. En la Tabla VII, se aprecian los datos de corrientes y voltajes en estado estable del sistema de estudio.

TABLA VII.

VOLTAJES Y CORRIENTES DEL SISTEMA PRE – FALLA

Fase	Voltajes Cajas		Voltajes Cayambe		Corrientes Cajas		Corrientes Cayambe	
	Magnitud (kV)	Ángulo	Magnitud (kV)	Ángulo	Magnitud (kA)	Ángulo	Magnitud (kA)	Ángulo
A	39,7079	-34,1148	39,5446	-34,6931	0,0947	-41,3597	0,0947	138,6403
B	39,7082	-154,115	39,5449	-154,306	0,0947	-161,36	0,0947	18,6403
C	39,7079	85,8847	39,5446	85,8847	0,0947	78,6403	0,0947	-101,36

Nota: Datos obtenidos en la simulación computacional.

Se proporcionan los datos de voltaje y corriente que se presentan en la Tabla VII. Estos resultados permiten concluir que el sistema opera de manera constante y estable, sin experimentar perturbaciones. Esta evaluación nos brinda una comprensión clara del funcionamiento del sistema en condiciones normales. Con estos datos de estado estable, se establecieron las primeras variables para la aplicación de cada uno de los datos para la localización de fallas basadas en impedancias.



## CAPITULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se evaluará los algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas en la línea de subtransmisión Cajas – Cayambe por medio de simulaciones y desarrollo de un código para dicho caso, culminando el tema de estudio.

#### 4.1 Algoritmo para la Localización de Fallas

Se desarrollará un código utilizando MATLAB en el cual se implementarán diversos métodos para la localización de fallas basados en impedancias. Se evaluarán fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas en la línea Cajas – Cayambe. La Fig.21, muestra el diagrama unifilar del sistema de la línea de subtransmisión Cajas – Cayambe.

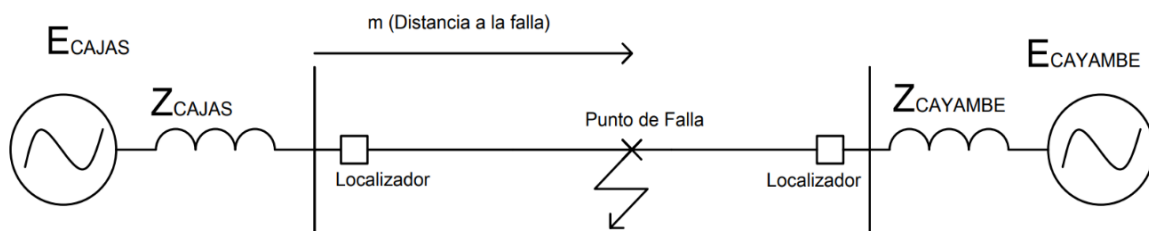


Fig. 21. Línea Cajas – Cayambe.

A continuación, se detalla el procedimiento a seguir para el desarrollo del código destinado a obtener la ubicación de una falla:

- **Paso 1:** Recopilar la información necesaria para la localización de fallas.
- **Paso 2:** Ingresar los datos conocidos e información del sistema.
- **Paso 3:** Aplicar los algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas.
- **Paso 4:** Visualizar las estimaciones de la ubicación de la falla utilizando los algoritmos basados en impedancias.

#### 4.2 Sistema Propuesto

Para analizar las fallas en la línea Cajas - Cayambe, se utilizará el software DigSILENT PowerFactory. Este programa, especializado en ingeniería eléctrica, ofrece funciones avanzadas para el análisis de sistemas de potencia y cortocircuitos. Su enfoque en sistemas eléctricos permite una simulación precisa de diferentes condiciones de falla.



Las simulaciones serán útiles para obtener los datos de falla que se aplicarán a algoritmos de localización de fallas.

#### 4.2.1 Datos del Sistema en Distintos Escenarios de Falla

A través de simulaciones del sistema eléctrico de la línea Cajas - Cayambe, se logró simular distintos casos de falla, tanto como asimétricas y simétricas a diferentes distancias, tomando en cuenta la resistencia de falla (RF), el sistema en diferentes condiciones como sobrecarga y desbalance. El propósito de determinar los valores que serían captados por un relé de protección en cada una de las subestaciones. Posteriormente, utilizando estos datos, se aplicarán los algoritmos de localización de fallas.

#### 4.2.2 Simulación de Falla Monofásica en el Sistema

Se simuló una falla monofásica en la línea Cajas – Cayambe, a partir de la cual se obtuvieron valores de voltaje y corriente de falla, así como voltajes y corrientes de secuencia, a diferentes distancias.

Estos datos fueron recopilados para facilitar el análisis de los algoritmos de localización de fallas; las distancias consideradas fueron a 20%, 40%, 60% y 80% del valor total de la distancia de la línea. En las Tablas VIII, IX, X y XI, se muestra los valores obtenidos por el sistema para las distintas distancias de la línea.

**TABLA VIII.**

VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla monofásica				
20%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Angulo (°)	Magnitud	Angulo (°)
Vfa	17,2594 kV	-5,7179	5,9489 kV	-5,7179
Vfb	40,2762 kV	-112,033	42,4865 kV	-118,9856
Vfc	41,0747 kV	111,5695	43,539 kV	118,2077
Ifa	9,793 kA	-84,153	0,8438 kA	-84,153
Ifb	0	0	0	0
Ifc	0	0	0	0
Vf1	32,5719 kV	-1,2661	30,6416 kV	-0,7494
Vf2	11,0682 kV	-176,2986	12,9761 kV	-178,2531
Vf0	4,3547 kV	176,243	11,7513 kV	-179,0072



If1	3,264 kA	-84,153	0,2813 kA	-84,153
If2	3,264 kA	-84,153	0,2813 kA	-84,153
If0	3,264 kA	-84,153	0,2813 kA	-84,153

**TABLA IX.**

VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla monofásica				
40%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	23,8113 kV	-4,3131	6,7359 kV	-4,3131
Vfb	40,9591 kV	-114,1991	44,9446 kV	-123,8965
Vfc	41,7794 kV	113,6742	45,7799 kV	123,1767
Ifa	6,7552 kA	-82,7482	1,274 kA	-82,7482
Ifb	0	0	0	0
Ifc	0	0	0	0
Vf1	35,3474 kV	-1,2181	32,4241 kV	-0,6031
Vf2	8,3549 kV	-174,8938	11,2437 kV	-178,3005
Vf0	3,2872 kV	-174,8382	14,4678 kV	179,334
If1	2,2517 kA	-82,7482	0,4247 kA	-82,7482
If2	2,2517 kA	-82,7482	0,4247 kA	-82,7482
If0	2,2517 kA	-82,7482	0,4247 kA	-82,7482

**TABLA X.**

VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla monofásica				
60%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	27,0846 kV	-3,6102	5,6397 kV	-3,6102
Vfb	41,3497 kV	-115,2358	46,7844 kV	-126,7969
Vfc	42,1249 kV	114,7186	47,3722 kV	126,2456
Ifa	5,1225 kA	-82,0452	1,6 kA	-82,0452
Ifb	0	0	0	0
Ifc	0	0	0	0
Vf1	36,7349 kV	-1,1172	33,0593 kV	-0,4266
Vf2	6,9952 kV	-174,1909	10,6315 kV	-178,7177
Vf0	2,7522 kV	-174,1352	16,8015 kV	179,5604
If1	1,7075 kA	-82,0452	0,5333 kA	-82,0452
If2	1,7075 kA	-82,0452	0,5333 kA	-82,0452
If0	1,7075 kA	-82,0452	0,5333 kA	-82,0452



**TABLA XI.**

VALORES DE UNA FALLA MONOFÁSICA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

<b>Falla monofásica</b>				
<b>80%</b>	<b>Subestación Cajas</b>		<b>Subestación Cayambe</b>	
<b>Datos</b>	<b>Magnitud</b>	<b>Ángulo (°)</b>	<b>Magnitud</b>	<b>Ángulo (°)</b>
Vfa	28,8863 kV	-3,2229	3,3569 kV	-3,2229
Vfb	41,5783 kV	-115,7926	48,3353 kV	-129,0214
Vfc	42,3132 kV	115,2916	48,7747 kV	128,6305
Ifa	4,0975 kA	-81,658	1,9047 kA	-81,658
Ifb	0	0	0	0
Ifc	0	0	0	0
Vf1	37,4986 kV	-1,0425	33,1206 kV	-0,2632
Vf2	6,2456 kV	-173,8036	10,5853 kV	-179,2201
Vf0	2,4573 kV	-173,748	19,1877 kV	179,6791
If1	1,3658 kA	-81,658	0,6349 kA	-81,658
If2	1,3658 kA	-81,658	0,6349 kA	-81,658
If0	1,3658 kA	-81,658	0,6349 kA	-81,658

A través de los valores arrojados por las simulaciones se puede aplicar cada uno de los algoritmos basados en impedancias para verificar su rendimiento.

**4.2.3 Simulación de Falla Bifásica en el Sistema**

Siguiendo con las simulaciones de fallas en la línea, se procedió a simular una falla bifásica utilizando las mismas distancias que se emplearon en el caso anterior. Como se observan en las Tablas XII, XIII, XIV y XV, los valores arrojados por el sistema.

**TABLA XII.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

<b>Falla bifásica</b>				
<b>20%</b>	<b>Subestación Cajas</b>		<b>Subestación Cayambe</b>	
<b>Datos</b>	<b>Magnitud (kV)</b>	<b>Ángulo (°)</b>	<b>Magnitud (kV)</b>	<b>Ángulo (°)</b>
Vfa	43,4914 kV	-0,0035	43,4914 kV	-0,0035
Vfb	24,4907 kV	-161,212	22,4075 kV	-173,0334
Vfc	21,7847 kV	158,7649	21,4228 kV	172,7042
Ifa	0	0	0	0
Ifb	8,7918 kA	-175,0899	0,7576 kA	-175,0899
Ifc	8,7918 kA	4,9101	0,7576 kA	4,9101
Vf1	26,3136 kV	-1,8136	26,3136 kV	-1,8136
Vf2	17,211 kV	2,7644	17,211 kV	2,7644





Vf0	0	0	0	0
If1	5,0759 kA	-85,0899	0,4374 kA	-85,0899
If2	5,0759 kA	94,9101	0,4374 kA	94,9101
If0	0	0	0	0

**TABLA XIII.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica				
40%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	43,54 kV	-0,0129	43,54 kV	-0,0129
Vfb	26,7103 kV	-152,4642	22,5829 kV	-171,1108
Vfc	23,3872 kV	148,1018	21,5149 kV	170,6391
Ifa	0	0	0	0
Ifb	6,8524 kA	-173,5549	1,2923 kA	-173,5549
Ifc	6,8524 kA	6,4451	1,2923 kA	6,4451
Vf1	28,9234 kV	-2,2	23,7897 kV	-0,765
Vf2	14,6792 kV	4,2994	19,7548 kV	0,8927
Vf0	0	0	0	0
If1	3,9562 kA	-83,5549	0,7461 kA	-83,5549
If2	3,9562 kA	96,4451	0,7461 kA	96,4451
If0	0	0	0	0

**TABLA XIV.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica				
60%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	43,5696 kV	-0,0169	43,5696 kV	-0,0169
Vfb	28,2215 kV	-147,7588	22,4383 kV	-171,9818
Vfc	24,8016 kV	142,5868	21,5807 kV	171,6263
Ifa	0	0	0	0
Ifb	5,5568 kA	-172,6269	1,0021 kA	-82,6269
Ifc	5,5568 kA	7,3731	1,0021 kA	97,3731
Vf1	30,505 kV	-2,2739	23,5969 kV	-0,6253
Vf2	13,1433 kV	5,2274	19,9755 kV	0,7006
Vf0	0	0	0	0
If1	3,2082 kA	-82,6269	1,0021 kA	-82,6369
If2	3,2082 kA	97,3731	1,0021 kA	97,3731



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**TABLA XV.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica				
80%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	43,5877 kV	-0,0187	43,5877 kV	-0,0187
Vfb	29,1991 kV	-145,0746	22,1282 kV	-174,9798
Vfc	25,806 kV	139,5836	21,6326 kV	174,8265
Ifa	0	0	0	0
Ifb	4,6213 kA	-172,0584	2,1482 kA	-172,0584
Ifc	4,6213 kA	7,9416	2,1482 kA	7,9416
Vf1	31,4741 kV	-2,2695	22,9164 kV	-0,3779
Vf2	12,2007 kV	5,7959	20,6722 kV	-0,3794
Vf0	0	0	0	0
If1	2,6681 kA	-82,0584	1,2403 kA	-82,0584
If2	2,6681 kA	97,9416	1,2403 kA	97,9416

Los valores obtenidos de las simulaciones proporcionan la base para la aplicación y evaluación de cada uno de los algoritmos basados en impedancias para una falla bifásica, lo que permite verificar su rendimiento.

**4.2.4 Simulación de Falla Bifásica a Tierra en el Sistema**

Para el siguiente caso, se llevó a cabo la simulación de una falla bifásica a tierra, utilizando las mismas distancias que se utilizaron previamente. Los resultados de esta simulación se muestran en las Tablas XVI, XVII, XVIII y XIX, donde se detallan los valores obtenidos por el sistema.

**TABLA XVI.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica a tierra				
20%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	36,9804 kV	-0,7985	42,2341 kV	-0,8121
Vfb	15,4219 kV	-152,5546	5,3156 kV	-152,5546
Vfc	13,8353 kV	141,3914	4,7687 kV	141,3914



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



Ifa	0	0	0	0
Ifb	10,0777 kA	157,1685	0,8684 kA	157,1685
Ifc	9,8161 kA	33,4471	0,8459 kA	33,4471
Vf1	20,9902 kV	-3,4302	17,0598 kV	-1,9255
Vf2	11,8713 kV	1,95	13,9177 kV	-0,0045
Vf0	4,1734 kV	4,6262	11,262 kV	-0,1236
If1	6,6278 kA	-84,6678	0,5711 kA	-84,6678
If2	3,5011 kA	94,0957	0,3017 kA	94,0957
If0	3,1284 kA	96,7162	0,2696 kA	96,7162

**TABLA XVII.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica a tierra				
40%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo(°)
Vfa	39,103 kV	-0,6549	46,2752 kV	-0,52
Vfb	20,801 kV	-145,8334	5,8843 kV	-145,8334
Vfc	18,6549 kV	135,8699	5,2755 kV	135,8699
Ifa	0	0	0	0
Ifb	7,507 kA	163,4952	1,4157 kA	163,4952
Ifc	7,3755 kA	23,8174	1,3909 kA	29,8174
Vf1	25,2564 kV	-3,3325	18,8883 kV	-1,5588
Vf2	1,0369 kV	3,8348	14,8531 kV	0,4281
Vf0	2,849 kV	5,7498	12,5394 kV	-0,0781
If1	4,9255 kA	-83,283	0,9289 kA	-83,283
If2	2,9746 kA	95,9804	0,561 kA	95,9804
If0	1,9516 kA	97,8398	0,3681 kA	97,8398

**TABLA XVIII.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica a tierra				
60%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	40,0262 kV	-0,5615	48,624 kV	-0,3348
Vfb	23,6488 kV	-142,2568	4,9243 kV	-142,2568
Vfc	21,3278 kV	132,9532	4,441 kV	132,9532



I <sub>fa</sub>	0	0	0	0
I <sub>fb</sub>	5,9736 kA	166,5333	1,8658 kA	166,5933
I <sub>fc</sub>	5,9075 kA	28,3864	1,8451 kA	28,3864
V <sub>f1</sub>	27,6074 kV	-3,1622	19,1734 kV	-1,1523
V <sub>f2</sub>	10,2334 kV	4,9522	15,553 kV	0,4253
V <sub>f0</sub>	2,2771 kV	6,2343	13,9011 kV	-0,0701
I <sub>f1</sub>	3,9105 kA	-82,4591	1,2214 kA	-82,4591
I <sub>f2</sub>	2,498 kA	97,0978	0,7802 kA	97,078
I <sub>f0</sub>	1,4127 kA	98,3243	0,4413 kA	98,3243

Nota:

**TABLA XIX.**

VALORES DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA LÍNEA

Falla bifásica a tierra				
80%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
V <sub>fa</sub>	40,5022 kV	-0,5066	50,4883 kV	-0,2187
V <sub>fb</sub>	25,2984 kV	-140,2101	2,94 kV	-140,2101
V <sub>fc</sub>	22,935 kV	131,3376	2,6653 kV	131,3376
I <sub>fa</sub>	0	0	0	0
I <sub>fb</sub>	4,9208 kA	168,2989	2,2874 kA	168,2989
I <sub>fc</sub>	4,8862 kA	27,7198	2,2713 kA	27,7198
V <sub>f1</sub>	28,9501 kV	-3,0288	18,6215 kV	-0,702
V <sub>f2</sub>	9,6666 kV	5,6255	16,3785 kV	0,209
V <sub>f0</sub>	1,9837 kV	6,4829	15,4895 kV	-0,0901
I <sub>f1</sub>	3,2164 kA	-81,954	1,4951 kA	-81,954
I <sub>f2</sub>	2,1139 kA	97,7712	0,9826 kA	97,7712
I <sub>f0</sub>	1,1026 kA	98,5729	0,5125 kA	98,5729

Los resultados de la simulación de la falla bifásica a tierra permiten la aplicación de diversos algoritmos de localización de fallas que se fundamentan en el análisis de impedancias.

#### 4.2.5 Simulación de Falla Trifásica en el Sistema

Para el siguiente caso, se concretó la simulación de una falla trifásica, haciendo uso de las distancias que se utilizaron previamente. Los resultados de esta simulación se muestran en las Tablas XX, XXI, XXII y XXIII, donde se detallan los valores obtenidos por el sistema.



TABLA XX.

VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 20% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA  
LÍNEA

Falla trifásica				
20%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	9,38 kV	-10,44	5,23 kV	-13,1
Vfb	9,38 kV	-130,44	5,23 kV	-133,1
Vfc	9,38 kV	109,56	5,23 kV	106,9
Ifa	10,287 kA	-85,18	0,6 kA	-81,837
Ifb	10,287 kA	154,82	0,6 kA	-158,17
Ifc	10,287 kA	34,82	0,6 kA	38,163
Vf1	16,25 kV	-10,44	9,06 kV	-13,1
Vf2	0	0	0	0
Vf0	0	0	0	0
If1	10,287 kA	74,74	0,6 kA	68,74
If2	0	0	0	0
If0	0	0	0	0

TABLA XXI.

VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 40% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA  
LÍNEA

Falla trifásica				
40%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud (kV)	Ángulo (°)	Magnitud (kV)	Ángulo (°)
Vfa	14,9 kV	-8,92	7,9 kV	-12,08
Vfb	14,9 kV	-128,92	7,9 kV	-132,08
Vfc	14,9 kV	111,08	7,9 kV	107,92
Ifa	8,166 kA	-83,665	1,012 kA	-80,112
Ifb	8,166 kA	156,39	1,012 kA	159,89
Ifc	8,166 kA	36,335	1,012 kA	39,888
Vf1	25,8 kV	-8,92	13,69 kV	-12,08
Vf2	0	0	0	0
Vf0	0	0	0	0
If1	8,166 kA	-83,665	1,012	-80,112
If2	0	0	0	0
If0	0	0	0	0



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**TABLA XXII.**

VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 60% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA  
 LÍNEA

Falla trifásica				
60%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud	Ángulo (°)
Vfa	18,44 kV	-7,97	9,22 kV	-11,78
Vfb	18,44 kV	-127,97	9,22 kV	-131,78
Vfc	18,44 kV	112,03	9,22 kV	108,22
Ifa	6,74 kA	-82,72	1,336 kA	-78,932
Ifb	6,74 kA	157,28	1,336 kA	161,068
Ifc	6,74 kA	37,28	1,336 kA	41,068
Vf1	31,94 kV	-7,97	15,97 kV	-11,78
Vf2	0	0	0	0
Vf0	0	0	0	0
If1	6,74 kA	-82,72	1,336 kA	-78,932
If2	0	0	0	0
If0	0	0	0	0

**TABLA XXIII.**

VALORES DE UNA FALLA TRIFÁSICA EN 80% DEL VALOR TOTAL DE DISTANCIA DE LA  
 LÍNEA

Falla trifásica				
Localización 80%	Subestación Cajas		Subestación Cayambe	
Datos	Magnitud	Ángulo (°)	Magnitud (kV)	Ángulo (°)
Vfa	20,84 kV	-7,37	9,69 kV	-12,06
Vfb	20,84 kV	-127,37	9,69 kV	-132,06
Vfc	20,84 kV	112,63	9,69 kV	107,94
Ifa	5,712 kA	-82,116	1,616 kA	-78,061
Ifb	5,712 kA	157,884	1,616 kA	161,939
Ifc	5,712 kA	37,884	1,616 kA	41,939
Vf1	36,1 kV	-7,37	16,79 kV	-12,06
Vf2	0	0	0	0
Vf0	0	0	0	0
If1	5,712 kA	-82,116	1,616 kA	-78,061
If2	0	0	0	0
If0	0	0	0	0



Estos resultados de la falla trifásica ayudarán a la aplicación de cada uno de los algoritmos basados en impedancias para la localización de fallas.

#### 4.3 Aplicación de los Algoritmos Basados en Impedancias por Medio de MATLAB

Ya con los valores de fallas para cada una de las fallas y en con las diferentes distancias se elaboró un código en el software Matlab, en donde se aplicó cada uno de los algoritmos propuestos y se obtuvo las distancias de cada uno de los métodos.

##### 4.3.1 Resultados de la aplicación de los algoritmos basados en impedancias

En las Tablas XXIV, XXV, XXVI y XXVII, se aprecia un compendio de los resultados obtenidos en la localización de fallas mediante el uso de los algoritmos de Reactancia, Takagi, Takagi Modificado, Método Sincronizado y Método No Sincronizado para diversas distancias y tipos de fallas.

**TABLA XXIV.**

RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA MONOFÁSICA

Falla Monofásica					
Distancia (km)	Reactancia Simple (Km)	Takagi (Km)	Takagi Modificado (Km)	Sincronizado (Km)	Desincronizado (Km)
2	1,9951	1,9938	1,9948	2,0055	2,0057
4	3,9901	3,9871	3,9895	4,011	4,0114
6	5,9853	5,9804	5,9842	6,0163	6,0168
8	7,9803	7,9736	7,979	8,0251	7,9559

**TABLA XXV.**

RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA BIFÁSICA

Falla Bifásica					
Distancia (km)	Reactancia Simple (Km)	Takagi (Km)	Takagi Modificado (Km)	Sincronizado (Km)	Desincronizado (Km)
2	2,0096	2,0092	2,0096	2,0053	2,0053
4	4,0192	4,0181	4,0192	4,0108	4,011
6	6,0288	6,027	6,0288	6,0163	6,017
8	8,0385	8,0359	8,0385	8,0414	8,022



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**TABLA XXVI.**

RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA

<b>Falla Bifásica – Tierra</b>					
<b>Distancia (km)</b>	<b>Reactancia Simple (Km)</b>	<b>Takagi (Km)</b>	<b>Takagi Modificado (Km)</b>	<b>Sincronizado (Km)</b>	<b>Desincronizado (Km)</b>
2	2,0096	2,0092	2,0096	2,0054	2,006
4	4,0191	4,0181	4,0191	4,0107	3,996
6	6,0308	6,0282	6,0308	6,016	6,017
8	8,0384	8,0358	8,0384	8,0216	8,022

**TABLA XXVII.**

RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS PARA UNA FALLA TRIFÁSICA

<b>Falla Trifásica – Tierra</b>				
<b>Distancia (km)</b>	<b>Reactancia Simple (Km)</b>	<b>Takagi (Km)</b>	<b>Sincronizado (Km)</b>	<b>Desincronizado (Km)</b>
2	2,0089	2,0051	2,0071	2,003
4	4,02	4,01	4,0137	4,003
6	6,0278	6,0127	6,021	6,003
8	8,0382	8,0184	8,0312	8,003

Para llevar a cabo una comparación entre la distancia original de la falla y los resultados obtenidos por los diferentes algoritmos se expresarán en error porcentual, donde el error porcentual es calculado de acuerdo con:

$$e \% = \left| \frac{V_{calc} - V_{real}}{V_{real}} \right| * 100 \tag{26}$$

Donde:

- $V_{calc}$ : Valor Calculado.
- $V_{real}$ : Valor Real.

En las tablas XXVIII, XXIX, XXX, XXXI se aprecia el error porcentual de cada uno de los algoritmos de Reactancia, Takagi, Takagi Modificado, Método Sincronizado y Método desincronizado para diversas distancias y tipos de fallas.





**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**TABLA XXVIII.**

RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA MONOFÁSICA

Distancia (km)	Errores Monofásica				
	Reactancia Simple (%)	Takagi (%)	Takagi Modificado (%)	Sincronizado (%)	Desincronizado (%)
2	0,245	0,31	0,26	0,275	0,285
4	0,248	0,3225	0,262	0,275	0,285
6	0,245	0,327	0,263	0,272	0,28
8	0,246	0,33	0,262	0,314	0,551
Error Promedio	0,246	0,322	0,262	0,284	0,350

**TABLA XXIX.**

RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA BIFÁSICA

Distancia (km)	Errores Bifásica				
	Reactancia Simple (%)	Takagi (%)	Takagi Modificado (%)	Sincronizado (%)	Desincronizado (%)
2	0,48	0,46	0,479	0,265	0,265
4	0,48	0,452	0,479	0,27	0,275
6	0,48	0,45	0,479	0,272	0,283
8	0,481	0,449	0,481	0,517	0,275
Error Promedio	0,480	0,453	0,479	0,331	0,275

**TABLA XXX.**

RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Distancia (km)	Errores Bifásica – Tierra				
	Reactancia Simple (%)	Takagi (%)	Takagi Modificado (%)	Sincronizado (%)	Desincronizado (%)
2	0,48	0,46	0,48	0,27	0,3
4	0,477	0,452	0,477	0,267	0,1
6	0,513	0,47	0,513	0,267	0,283
8	0,48	0,4475	0,48	0,27	0,275
Error Promedio	0,49	0,457	0,48	0,269	0,240



TABLA XXXI.

RESULTADOS EN PORCENTAJE DE ERROR PARA UNA FALLA TRIFÁSICA

Distancia (km)	Errores Trifásica			
	Reactancia Simple (%)	Takagi (%)	Sincronizado (%)	Desincronizado (%)
2	0,445	0,255	0,355	0,15
4	0,5	0,25	0,343	0,075
6	0,463	0,212	0,35	0,05
8	0,477	0,23	0,39	0,038
Error Promedio	0,471	0,237	0,359	0,078

Estos resultados muestran el error porcentual entre la distancia real y el resultado de cada uno de los algoritmos de un extremo y de dos extremos de la línea Cajas - Cayambe.

#### 4.5 Fuentes de error en la ubicación de fallas basada en impedancia

Los algoritmos de localización de falla basadas en impedancia realizan algunas suposiciones para simplificar el cálculo de la distancia a la falla. Estas suposiciones que asumen son una falla sin resistencia de falla, un sistema homogéneo, ausencia de carga en el momento de la falla, entre otras. La precisión de los algoritmos se ve afectado cuando se aplican sistemas donde dichas suposiciones no son válidas, esto se convierte en fuentes de error. Para la línea Cajas – Cayambe, se implementaron estas suposiciones para poner a prueba el comportamiento de los algoritmos de localización de fallas basados en impedancia bajo estas condiciones. Para este análisis se tomó en cuenta la resistencia de falla, se desbalanceó el sistema y se sobrecargó el mismo.

##### 4.5.1 Resistencia de falla

En la Cajas – Cayambe se simuló un evento de falla considerando la resistencia de falla para observar cómo afecta esta nueva variable a la precisión de los algoritmos. La mayoría de los métodos asumen esta resistencia como cero para realizar sus estimaciones. Se simuló una falla línea – tierra a la mitad de la línea de subtransmisión con un valor de resistencia que fue aumentando para analizar su comportamiento. En la tabla XXXII se presentan los valores logrados por cada uno de los métodos.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**TABLA XXXII.**  
 RESULTADOS DE LOS ALGORITMOS INCLUYENDO RESISTENCIA DE FALLA

RF	Resistencia de Falla				
	Reactancia Simple (km)	Takagi (km)	Takagi Modificado (km)	Sincronizado (km)	Desincronizado (km)
5 Ω	4.5977	5.055	4.9953	4.9564	4.9564
10 Ω	4.173	4.9787	5.091	4.9158	4.9158
15 Ω	3.7818	5.8106	4.9078	4.9078	4.9078

En la tabla XXXIII se muestra el error porcentual de las mediciones respecto a la distancia real de la falla.

**TABLA XXXIII.**  
 ERROR POCENTUAL DE LOS ALGORITMOS INCLUYENDO RESISTENCIA DE FALLA

RF	Errores Resistencia de Falla				
	Reactancia Simple (%)	Takagi (%)	Takagi Modificado (%)	Sincronizado (%)	Desincronizado (%)
5 Ω	8.05	1.1	0.2	0.87	0.87
10 Ω	16.48	1	1.82	1.68	1.68
15 Ω	24.36	4	3	1.84	1.84
Error Promedio	16.30	1.77	1.67	1.46	1.46

Cuando la resistencia de falla es nula, la evaluación de los algoritmos es muy precisa. Sin embargo, cuando esta resistencia está presente en el sistema, surge un error de reactancia, lo que ocasiona un error en la ubicación de la falla. Este error aumenta a medida que la resistencia de falla incrementa. Como se muestra en la Fig. 22, el método de reactancia simple está muy afectado por la resistencia de falla (RF) y su error aumenta conforme incrementa la resistencia de falla.

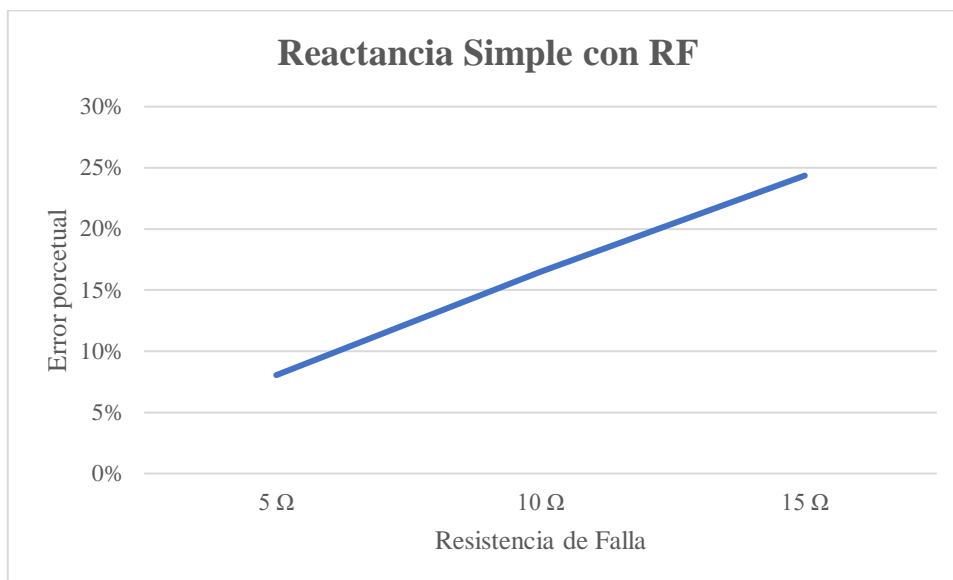


Fig. 22. Error reactancia simple con RF.

Sin embargo, el método de Takagi modificado y los algoritmos basados en dos extremos de la línea no se ven tan afectados como el método de reactancia simple, que se vuelve muy inestable a medida que la resistencia de falla aumenta. Como se muestra en la Fig. 23, estos métodos son muy robustos frente a errores de reactancia como la resistencia de falla.

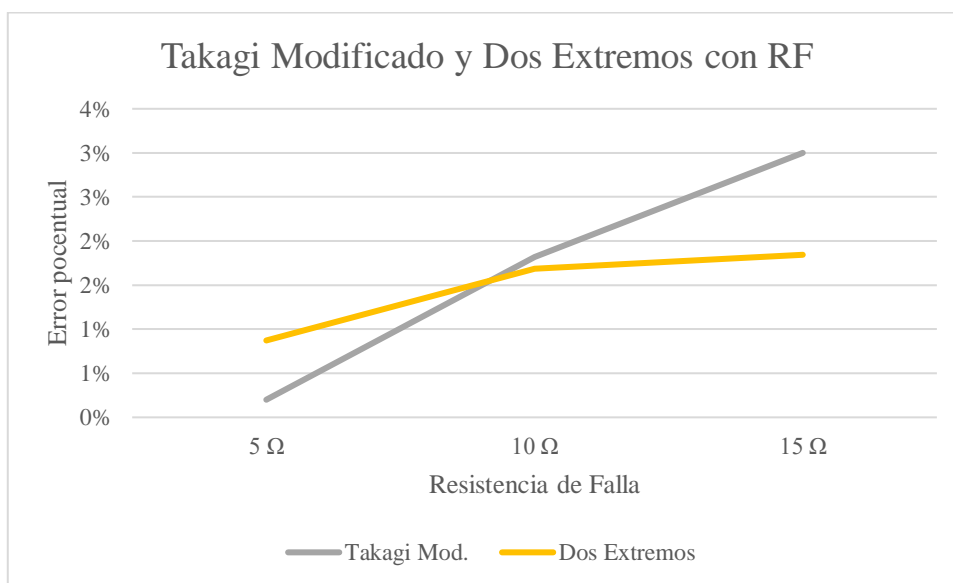


Fig. 23. Error Takagi Modificado y métodos de dos extremos con RF.



Se observa que estos métodos también aumentan su error a medida que incrementa la resistencia de falla; sin embargo, el aumento no es tan brusco como en el caso del método de reactancia simple. Esto se debe a que los métodos de ambos extremos de la línea están diseñados para corregir los errores de reactancia.

#### 4.5.2 Sistema con Carga

Se simuló un evento donde se sobrecargó el sistema para analizar el impacto de la carga en la eficacia de los algoritmos de localización de fallas basados en impedancia. Se estableció una falla monofásica a tierra en diferentes ubicaciones a lo largo de la línea, con una carga que tenía un valor de  $I = 1.5 \text{ kA}$  y  $\theta = 20^\circ$ .

Los errores porcentuales se muestran en la Tabla XXXIV, con esta tabla se puede verificar los errores de las estimaciones de cada uno de los algoritmos de la localización de fallas en un sistema sobrecargado a diferentes distancias de la línea Cajas – Cayambe.

**TABLA XXXIV.**

ERROR POCENTUAL DE LOS ALGORITMOS EN UN SISTEMA CON SOBRECARGA.

ERROR SISTEMA SOBRECARGA					
Distancia (km)	Reactancia Simple (%)	Takagi (%)	Takagi Modificado (%)	Sincronizado (%)	Desincronizado (%)
2	0.4250	0.5050	0.4450	0.1000	0.0500
4	0.1550	0.2400	0.2250	0.0700	0.1000
6	0.2750	0.3467	0.2633	0.0933	0.1167
8	0.2675	0.3363	0.2800	0.0675	0.1225
PROMEDIO	0.2806	0.3570	0.3033	0.0827	0.0973

Para demostrar el desempeño de cada uno de los algoritmos se muestra una gráfica de líneas con los errores porcentuales de cada uno de los algoritmos descritos en la tabla anterior que se presenta en la Fig. 24, donde se muestran los resultados de las simulaciones junto con sus respectivos errores porcentuales para poder analizar su comportamiento.

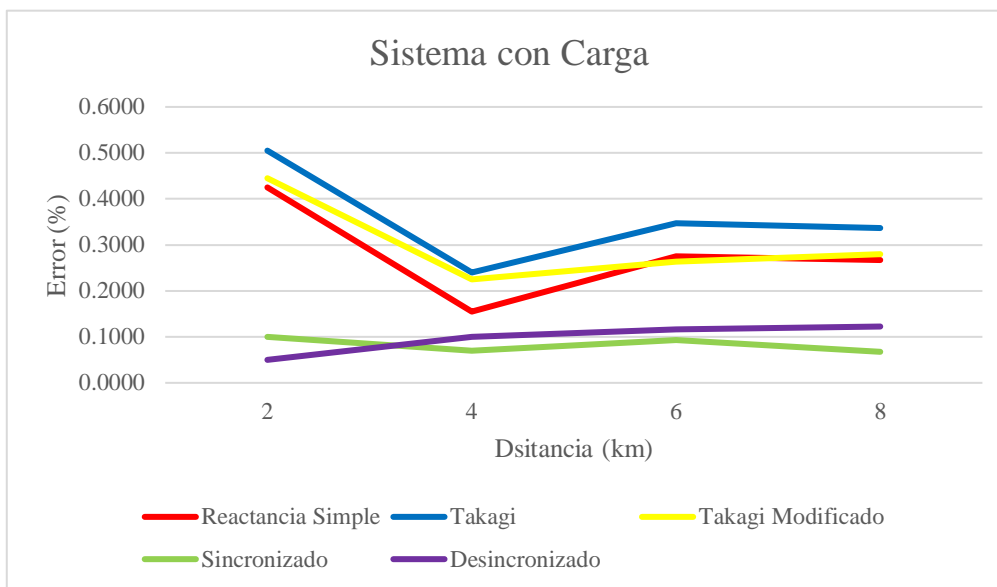


Fig. 24. Error métodos de uno y dos extremos en sistema con carga.

El método de Takagi utiliza la corriente de falla pura para reducir el error de reactancia. Además, se puede apreciar que los algoritmos que usan datos de dos extremos de la línea no se ven afectados por la sobrecarga del sistema.

#### 4.5.3 Efecto de un Sistema No Homogéneo

Para analizar este efecto en los algoritmos basados en impedancia, se desbalancearon las cargas en el sistema y se simuló una falla línea a tierra a lo largo de la línea Cajas – Cayambe.

En la Tabla XXXV se exponen los valores de error de cada uno de los algoritmos basados en impedancias para un sistema no homogéneo.

**TABLA XXXV.**

ERROR POCENTUAL DE LOS ALGORITMOS EN UN SISTEMA NO BALANCEADO.

<b>ERROR SISTEMA NO BALANCEADO</b>					
<b>Distancia (km)</b>	<b>Reactancia Simple</b>	<b>Takagi</b>	<b>Takagi Modificado</b>	<b>Sincronizado</b>	<b>Desincronizado</b>
2	0.38	0.99	0.40	0.27	0.37
4	0.52	1.36	0.50	0.32	0.41
6	0.63	2.36	0.50	0.11	0.25
8	1.45	3.31	1.50	0.87	0.18
<b>PROMEDIO</b>	0.74	2.01	0.72	0.39	0.30



Cada uno de los algoritmos tienen un desempeño diferente respecto a la no homogeneidad de sistema y se presentan en la gráfica de líneas descrita en la Fig. 25 donde se puede apreciar se aprecia las curvas del error promedio de cada uno de los algoritmos.

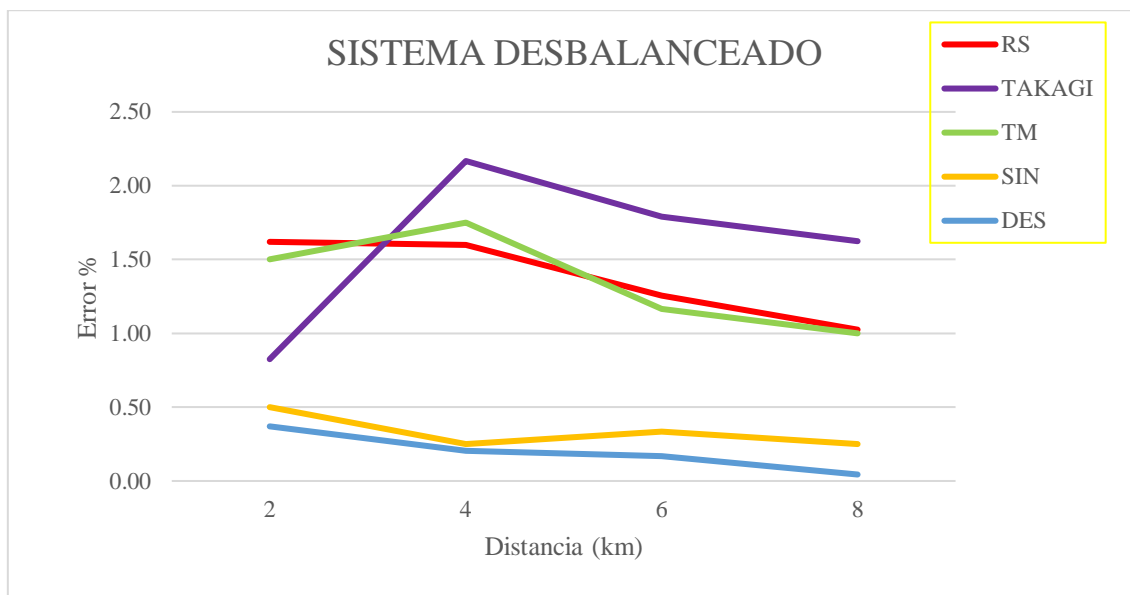


Fig. 25. Error métodos de uno y dos extremos en sistema no homogéneo.

Como se esperaba, los métodos de un solo extremo se deterioran en un sistema no homogéneo, mientras que los métodos de dos extremos son robustos ante la no homogeneidad del sistema.

#### 4.4 Evaluación del algoritmo de Reactancia Simple en la línea Cajas – Cayambe

La reactancia es un método simple, aplicado a la red de subtransmisión de EMELNORTE, específicamente en la línea Cajas – Cayambe, se presenta un rendimiento variable dependiendo del tipo de falla. Para fallas monofásicas, muestra un error promedio del 0.25 %, lo que lo convierte en una opción aceptable, aunque no la más precisa. Sin embargo, su desempeño disminuye considerablemente en los diferentes tipos de fallas analizadas. En el caso de fallas bifásicas, el error promedio aumenta a 0.48 %, lo que indica un error alto en comparación con otros casos, sugiriendo que no es la mejor opción para este tipo de fallas. Para fallas bifásicas a tierra, presenta un error similar de 0.48 %, lo que nos dice que no es muy recomendable en este contexto. Para fallas trifásicas, el error promedio es de 0.47 %, lo que también lo clasifica como un método con un margen de error alto respecto a los demás casos. Cuando se presentan errores de



reactancia, este método obtiene un desempeño moderado. En presencia de resistencia de falla, este método presenta un error medio muy alto del 16.3 %. Con una resistencia de falla baja, tiene una efectividad moderada que disminuye a medida que la resistencia de falla aumenta. Para un sistema con carga, tiene un desempeño aceptable con un error medio del 0.28 %. En un sistema no homogéneo, se obtuvo un error medio del 1.4 %, lo cual indica que tiene un buen desempeño, pero su efectividad disminuye a mayores distancias.

#### **4.5 Evaluación del algoritmo del algoritmo de Takagi en la línea Cajas - Cayambe**

El algoritmo Takagi ofrece un rendimiento variado dependiendo del tipo de falla. Para fallas monofásicas, presenta un error medio relativamente alto de 0.32%, lo que lo convierte en el método menos preciso para este tipo de falla. En fallas bifásicas, el error promedio es de 0.45%, indicando un rendimiento moderado, sin ser el óptimo. En fallas bifásicas a tierra, el error se mantiene en 0.45%, un valor que, aunque aceptable, no destaca por su precisión. Sin embargo, en el caso de fallas trifásicas, el algoritmo muestra su mejor desempeño con un error promedio de 0.24%, lo que lo posiciona como una de las mejores opciones para este tipo de fallos. Este algoritmo presenta un margen de error de 1.77 % en presencia de resistencia de falla, aunque el método está diseñado para minimizar la influencia de RF mediante la eliminación de su componente en los cálculos, no logra suprimir por completo, lo que resulta en un error porcentual asociado a la magnitud de la resistencia de falla. Para un sistema con sobrecarga, obtuvo un desempeño adecuado, ya que el método usa la corriente de falla pura para restar el efecto de la carga, con un error medio de 0.357 %, este valor es casi similar al obtenido en el sistema sin sobrecarga. Para un sistema no homogéneo, tuvo un error medio alto de 1.6 %, el valor más alto entre todos los métodos sometidos a este sistema no homogéneo y como los demás métodos de un extremo su precisión se deteriora cuando la distancia aumenta.

#### **4.6 Evaluación del algoritmo de Takagi Modificado en la línea Cajas - Cayambe**

El algoritmo Takagi Modificado ofrece mejoras en ciertos tipos de fallos en comparación con su versión estándar, aunque presenta limitaciones claras. En fallas monofásicas, tiene un error promedio de 0.26%, lo que lo hace más preciso que el algoritmo Takagi. En el caso de fallas bifásicas, presenta un error promedio de 0.48%, lo que indica un rendimiento moderado, pero no sobresaliente. Para las fallas bifásicas a





tierra, el error promedio también es de 0.48%, lo que nos dice que no es la opción más precisa para este tipo de fallas. Además, este método no es aplicable a fallas trifásicas, lo que limita su uso en situaciones más complejas dentro del sistema. En presencia de resistencia de falla, este método fue el único entre los algoritmos de un solo extremo en el que la resistencia de falla no afectó considerablemente su efectividad, presentando un error medio de 2.003%. Este valor es aceptable en comparación con los demás métodos. En un sistema con sobrecarga, se obtuvo un error medio de 0.303%, un valor decente en comparación con los demás métodos de un solo extremo. En el caso del sistema no homogéneo, también se obtuvo un error medio de 1.3 %, el más bajo en comparación con los métodos de un solo extremo. Con todo esto, podemos decir que el algoritmo de Takagi modificado es más eficaz en comparación con los métodos de un extremo cuando se presentan situaciones adversas en el sistema que ocasionan errores de reactancia.

#### **4.7 Evaluación del algoritmo Sincronizado en la línea Cajas - Cayambe**

El método sincronizado utiliza datos recolectados de los extremos de la línea, sincronizados entre sí. Este enfoque sobresale en la localización de fallas en líneas eléctricas, convirtiéndolo en una herramienta valiosa para la detección y gestión de fallas. En fallas monofásicas, presenta un error promedio del 0.28%, ubicándose en una posición intermedia comparado con otros métodos. Para las fallas bifásicas, el error promedio es del 0.33%, demostrando su alta eficiencia en esta categoría. En la localización de fallas bifásicas a tierra, el método sincronizado alcanza un error promedio del 0.27%, logrando el mejor rendimiento en este tipo de fallos, similar al método desincronizado. En las fallas trifásicas, el error promedio es del 0.36%, lo cual es bastante aceptable. Este método, junto con el no sincronizado, hacen uso de datos de ambos extremos para reducir el error de reactancia. En presencia de resistencia de falla, el método obtuvo un error medio del 1.467%, el más bajo entre todos los métodos. En un sistema sobrecargado, obtuvo un error medio del 0.0827%, también el más bajo en estas condiciones. Finalmente, en un sistema no homogéneo, el error medio fue del 0.33%, un valor muy aceptable. En conclusión, el método sincronizado es muy eficaz para evitar errores de reactancia cuando los datos se sincronizan mediante GPS, si esto no se cumple, los resultados pueden verse afectados y su rendimiento disminuir.



#### 4.8 Evaluación del algoritmo no Sincronizado en la línea Cajas – Cayambe

El método desincronizado presenta un rendimiento notable en la localización de fallos en líneas eléctricas. En el caso de las fallas monofásicas, el error promedio es de 0.35 %, lo que lo convierte en una opción menos recomendable para este tipo de fallos. Sin embargo, en los fallos bifásicos, el rendimiento mejora considerablemente, con un error promedio de 0.27 %, lo que lo hace extremadamente preciso en esta categoría. En la localización de fallos bifásicos a tierra, el método desincronizado muestra aún mejores resultados, con un error promedio de 0.24 %, destacándose como el más efectivo para este tipo de fallos. Por último, en los fallos trifásicos, el algoritmo desincronizado se convierte en el más preciso, con un error promedio de apenas 0.08 %. En fallas con resistencia de falla, este método tuvo un error medio de 1.467%, un valor muy aceptable bajo estas condiciones. En un sistema con sobrecarga, el método mostró un buen desempeño, con un error medio de 0.1%. Para un sistema no homogéneo, el error medio fue de 0.2 %, el más bajo entre todos los métodos evaluados. En conclusión, este método no requiere sincronización de datos, siendo muy eficaz frente a diversas fallas y diferentes condiciones del sistema.

#### 4.9 Determinación de algoritmos para la línea Cajas - Cayambe

Es importante destacar que se estudiaron algoritmos basados en impedancias tanto de un solo extremo como de dos extremos. Los métodos estudiados son de un solo extremo utilizan únicamente los datos del extremo cercano y no requieren información del extremo remoto, lo que puede resultar en una menor precisión debido a la falta de información. Sin embargo, estos métodos son más económicos de implementar en comparación con los algoritmos de dos extremos, sin embargo, los métodos de dos extremos demostraron tener una mejor efectividad en la localización de fallas.

Para la determinación de estos algoritmos en la línea Cajas – Cayambe, se presenta la Tabla XXXVI, que muestra los algoritmos de un solo extremo y su aplicación según el tipo de falla. En la Tabla XXXVII, se representan los algoritmos basados en dos extremos y su rendimiento en la línea en relación con diferentes tipos de fallas.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**TABLA XXXVI.**

DESMPEÑO DE ALGORITMOS DE UN SOLOEXTREMO EN DIFERENTES FALLAS, EN LA  
 LÍNEA CAJAS – CAYAMBE

Tipo de Falla	Reactancia Simple	Takagi	Takagi Modificado
Monofásica	X		
Bifásica		X	
Bifásica – Tierra		X	
Trifásica		X	

**TABLA XXXVII.**

DESMPEÑO DE ALGORITMOS DE DES EXTREMOS EN DIFERENTES FALLAS, EN LA LÍNEA  
 CAJAS – CAYAMBE

Tipo de Falla	Sincronizado	Desincronizado
Monofásica	X	
Bifásica		X
Bifásica – Tierra		X
Trifásica		X

Como se puede apreciar, en el caso de los algoritmos de un extremo, el método de que tuvo mayor precisión ante la mayoría de las fallas fue el método de Takagi. Sin embargo, el método de Takagi modificado no se queda atrás, ya que ambos presentaron errores promedios muy similares, siendo siempre el segundo método con menos error promedio en todas las fallas. El método de reactancia simple es eficiente en sistemas simples y en condiciones normales. Para los algoritmos de dos extremos el método desincronizado obtuvo el mejor desempeño en la localización de fallas con respecto al método sincronizado, estos métodos son muy robustos y a comparación de los algoritmos de un extremo estos obtuvieron los resultados más precisos. Para los algoritmos de dos extremos, el método desincronizado obtuvo el mejor desempeño en la localización de fallas en comparación con el método sincronizado. Estos métodos son muy robustos y, en comparación con los algoritmos de un extremo, lograron los resultados más precisos

Los algoritmos respondieron de manera diferente bajo diversas condiciones del sistema. En los casos de resistencia de falla y no homogeneidad del sistema, los algoritmos aumentaron su error promedio en comparación con sus resultados bajo



condiciones normales. La sobrecarga no presentó un incremento muy alto en el error medio, pero sí hubo variaciones en los algoritmos basados en un extremo y en su comportamiento bajo estas condiciones del sistema. En las tablas XXXVIII y XXXIX se muestran los algoritmos de un extremo y de dos extremos, respectivamente, y su selección basada en su rendimiento bajo las diferentes condiciones del sistema.

TABLA XXXVIII.

DESEMPEÑO DE LOS ALGORITMOS DE UN EXTREMO EN DIFERENTES CONDICIONES DEL SISTEMA.

Condiciones del sistema	Reactancia Simple	Takagi	Takagi Modificado
Rf			X
Sobrecarga	X		
No balanceado			X

TABLA XXXIX.

DESEMPEÑO DE LOS ALGORITMOS DE DOS EXTREMO EN DIFERENTES CONDICIONES DEL SISTEMA.

Condiciones del sistema	Sincronizado	No Sincronizado
Rf	X	
Sobrecarga		X
No balanceado		X

En un sistema sometido a condiciones adversas, los algoritmos de localización de fallas de un solo extremo tienen dificultades de precisión debido a la resistencia de la falla y a la falta de datos del extremo remoto del sistema. Para disminuir estos errores, dichos algoritmos hacen ciertas suposiciones para minimizar el margen de error en la identificación del punto de falla.

El algoritmo de reactancia simple asume que la resistencia de falla es cero; sin embargo, esta suposición es incorrecta en este caso, resultando en un error medio considerablemente alto. El método de Takagi asume que el sistema es homogéneo, eliminando el voltaje de falla al multiplicarlo por un valor que produce un resultado real, lo cual genera un error cuando el sistema no es homogéneo. El Takagi modificado utiliza la corriente de secuencia cero para considerar la corriente de carga durante la falla, lo que



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
APLICADAS**



ayuda a disminuir el error en la estimación a la falla, haciendo que el método de Takagi modificado sea el más efectivo en condiciones adversas del sistema.

Para los métodos de dos extremos, al ser métodos que usan la información de lado remoto de la línea los hace más robusto reduciendo el error de la localización de la falla, pero un problema de estos algoritmos es la ausencia de los datos del lado remoto de la línea.



### **Conclusiones**

- El estudio ha proporcionado una base teórica sólida sobre las redes de secuencia como herramienta para el estudio de fallas asimétricas, descripción las fallas eléctricas en sistemas de potencia, abordando sus características fundamentales y los distintos tipos de fallas que pueden presentarse, identificación con una descripción detallada de los algoritmos de localización de fallas basados en impedancias, detallando los aspectos fundamentales de cada algoritmo para la identificación de fallas en los sistemas eléctricos.
- Mediante el análisis de los algoritmos basados en impedancias, se validó los fundamentos matemáticamente de los algoritmos aplicados a los diferentes tipos de fallas en sistemas eléctricos, identificando los datos de entrada necesarios para el funcionamiento de cada algoritmo, modelado el caso de estudio de la línea Cajas – Cayambe, obteniendo su valor de impedancia y simulando el sistema bajo condiciones normales de operación, lo que permitió determinar los valores de los fasores de voltaje y corriente previos a los eventos de falla, parámetros de entrada para los diferentes los algoritmos.
- Todos los algoritmos de un solo extremo hacen suposiciones sobre la estructura y el comportamiento del sistema, lo que limita su alcance. Aunque presentan errores bajos en la estimación de la ubicación en condiciones normales de operación, su error de estimación aumenta en sistemas con condiciones adversas. Mientras que los algoritmos de dos extremos utilizan datos de ambos extremos de la línea, muestran resultados superiores con un error de estimación bajo en comparación con los algoritmos de un solo extremo. En situaciones adversas, estos algoritmos no se ven afectados, ya que eliminan cualquier error de reactancia causado por la resistencia de falla o la no homogeneidad del sistema. Sin embargo, los datos del extremo remoto de la línea no siempre están disponibles, por lo que la disponibilidad de datos es un criterio crucial para seleccionar un algoritmo de localización.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
APLICADAS**



### **Recomendaciones**

- Se puede extender el estudio usando mediciones reales de empresas eléctricas que gestionen líneas de transmisión o subtransmisión, esto permitirá evaluar el rendimiento de los algoritmos en un entorno operativo real, proporcionando una validación práctica que es fundamental para asegurar su rendimiento y aplicabilidad en sistemas eléctricos.
- Integrar el análisis de los algoritmos basados en impedancias en escenarios de contingencia, estudiando su desempeño bajo distintas condiciones de falla y configuración de red. Esto permitiría no solo evaluar la robustez y efectividad de los algoritmos en condiciones críticas, sino también mejorar la planificación de seguridad en la red, preparando el sistema para responder efectivamente ante eventos de falla y minimizar los riesgos de interrupciones.



### Referencias Bibliográficas

- [1] D. Swagata, S. Surya, and N. A. Sundaravaradan, "Introduction," in *Fault Location on Transmission and Distribution Lines: Principles and Applications*: IEEE, 2022, pp. 1-26.
- [2] Z. Zhiqiang, C. Fuyong, Z. Han, G. Jieting, J. Peng, and W. Wenzhen, "Modeling and Technology Application for Transmission Line Fault," in *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 20-22 Oct. 2018 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/EI2.2018.8582187.
- [3] V. Navarrete, "Clasificación de fallas eléctricas en líneas de transmisión usando técnicas de procesamiento de señales dispersas y ruidosas," Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [4] D. V. Tien and R. Gono, "Developing a Tool for Symmetrical and Unsymmetrical Faults Analysis in Power System," in *2021 International Conference on System Science and Engineering (ICSSE)*, 26-28 Aug. 2021 2021, pp. 189-194, doi: 10.1109/ICSSE52999.2021.9538422.
- [5] J. Fu, Q. Yang, W. Sima, J. Li, and B. Xie, "Modeling of Lightning Shielding Failure in UHV Transmission Line Based on Randomness Theory," in *2008 International Conference on High Voltage Engineering and Application*, 9-12 Nov. 2008 2008, pp. 305-308, doi: 10.1109/ICHVE.2008.4773934.
- [6] S. Re, "Descargas Atmosféricas – Preparación y Protección,"
- [7] S. Matsuura and K. Kanatani, "Characteristics of Damages of Distribution Lines Due to Lightning in Hokuriku Area of Japan," in *2023 12th Asia-Pacific International Conference on Lightning (APL)*, 12-15 June 2023 2023, pp. 1-4, doi: 10.1109/APL57308.2023.10182083.
- [8] EMELNORTE, "Rendicion de Cuentas," ed, 2022.
- [9] T. P. Hinge and S. S. Dambhare, "Novel fault location algorithm for transmission line using synchronized measurements," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 3-5 May 2016 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC.2016.7519874.
- [10] C. Dzienis, Y. Yelgin, M. Washer, and J. C. Maun, "Accurate impedance based fault location algorithm using communication between protective relays," in *2015*





- Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 6-9 July 2015 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/MEPS.2015.7477178.
- [11] M. Washer, J. C. Maun, C. Dzienis, M. Kereit, Y. Yelgin, and J. Blumschein, "Precise impedance based fault location algorithm with fault resistance separation," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 29 June-2 July 2015 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2015.7232595.
- [12] M. Dragomir, M. Istrate, and A. Dragomir, "Review of Error Sources in One-End Data Impedance-Based Fault Location Algorithms," in *2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE)*, 18-19 Oct. 2018 2018, pp. 0315-0320, doi: 10.1109/ICEPE.2018.8559848.
- [13] J. Traphöner, S. Das, S. Santoso, and A. Gaikwad, "Impact of grounded shield wire assumption on impedance-based fault location algorithms," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, 27-31 July 2014 2014, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2014.6939518.
- [14] N. Chen, X. Zeng, Z. Li, and F. Deng, "A novel algorithm for traveling wave fault location base on network," in *2008 IEEE International Conference on Industrial Technology*, 21-24 April 2008 2008, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICIT.2008.4608608.
- [15] E. J. S. Leite, F. V. Lopes, and J. P. G. Ribeiro, "Traveling Wave-Based Fault Location on Two-Segment Hybrid Lines," in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 5-10 Aug. 2018 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586287.
- [16] S. Mirsaedi *et al.*, "Comparison of different power flow techniques for power grid vulnerability assessment against symmetrical faults using bus impedance matrix," *Electric Power Systems Research*, vol. 212, p. 108652, 2022/11/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108652>.
- [17] H. Ninghui, K. Wenjun, D. Pei, and S. Weiyan, "Research on Power System Transient Stability Based on Asymmetric Fault Model," in *2020 International Conference on Urban Engineering and Management Science (ICUEMS)*, 24-26 April 2020 2020, pp. 225-230, doi: 10.1109/ICUEMS50872.2020.00057.



- [18] D. Swagata, S. Surya, and N. A. Sundaravaradan, "Symmetrical Components," in *Fault Location on Transmission and Distribution Lines: Principles and Applications*: IEEE, 2022, pp. 27-47.
- [19] I. Dzafic, T. Donlagic, and S. Henselmeyer, "Fortescue Transformations for three-phase power flow analysis in distribution networks," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 22-26 July 2012*, pp. 1-7, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345581.
- [20] P. Lema Ayo, "Estimación de corrientes de secuencia negativa en los generadores de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair ante recierres monopolares en el nexo de transmisión San Rafael - El Inga," Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2018.
- [21] A. R. Sares Reyes, "Software académico para la resolución de componentes simétricos en sistemas eléctricos de potencia.," Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción., Universidad Católica de Cuenca., Cuenca, Ecuador., 2020. [Online]. Available: <https://dspace.ucacue.edu.ec/handle/ucacue/10695>
- [22] J. Cela, "Coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV considerando su conexión al Sistema Nacional Interconectado," Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2018. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19482>
- [23] ESP, "Guía Metodológica No 10: Análisis de cortocircuito y falla a tierra ", ed: Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios, 2019.
- [24] A. S. Maner and S. Lavand, "Accurate Fault Location Estimation of High Voltage Transmission Line Using Disturbance Record," in *2018 International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS), 22-23 Feb. 2018*, pp. 26-30, doi: 10.1109/ICPECTS.2018.8521637.
- [25] D. Swagata, S. Surya, and N. A. Sundaravaradan, "Fault Location on Transmission Lines," in *Fault Location on Transmission and Distribution Lines: Principles and Applications*: IEEE, 2022, pp. 49-94.



- [26] F. Ramón Sosoranga, *Análisis de las condiciones funcionales para operación normal del anillo a 69 kV que dota de energía a la ciudad de Machala*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional, 2022.
- [27] M. H. Idris, M. R. Adzman, M. Faridun, N. Tajuddin, and A. Z. Abdullah, "Wide Area Fault Location for Power Transmission Network using Reactance Based Method," in *2018 IEEE 7th International Conference on Power and Energy (PECon)*, 3-4 Dec. 2018 2018, pp. 138-143, doi: 10.1109/PECON.2018.8684031.
- [28] Y. Liu, D. Lu, S. Vasilev, B. Wang, D. Lu, and V. Terzija, "Model-based transmission line fault location methods: A review," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 153, p. 109321, 2023/11/01/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109321>.
- [29] I. Lewi, R. O. G. Munthe, B. P. Nababan, I. Zidny, K. M. Banjar-Nahor, and N. Hariyanto, "Comparison of Fault Location Analysis Techniques Used on Sumatra Transmission Lines," in *2023 4th International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*, 6-10 Aug. 2023 2023, pp. 276-281, doi: 10.1109/ICHVEPS58902.2023.10257362.
- [30] F. V. Lopes *et al.*, "Single-ended multi-method phasor-based approach for optimized fault location on transmission lines," *Electric Power Systems Research*, vol. 212, p. 108361, 2022/11/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108361>.
- [31] M. Wolf, J. Prommetta, and J. Jaeger, "Application of one- and two-ended impedance based fault location algorithms for distance protection," in *PESS 2020: IEEE Power and Energy Student Summit*, 5-7 Oct. 2020 2020, pp. 1-6.
- [32] S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad, and M. Patel, "Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application," *IEEE Access*, vol. 2, pp. 537-557, 2014, doi: 10.1109/ACCESS.2014.2323353.
- [33] H. Wang, Y. Wang, G. Wilson, and S. Liu, "Unsynchronized fault location method based on the negative-sequence voltage magnitude for power cables of a simplified shipboard power system," in *2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 22-25 May 2018 2018, pp. 232-237, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2018.8467789.



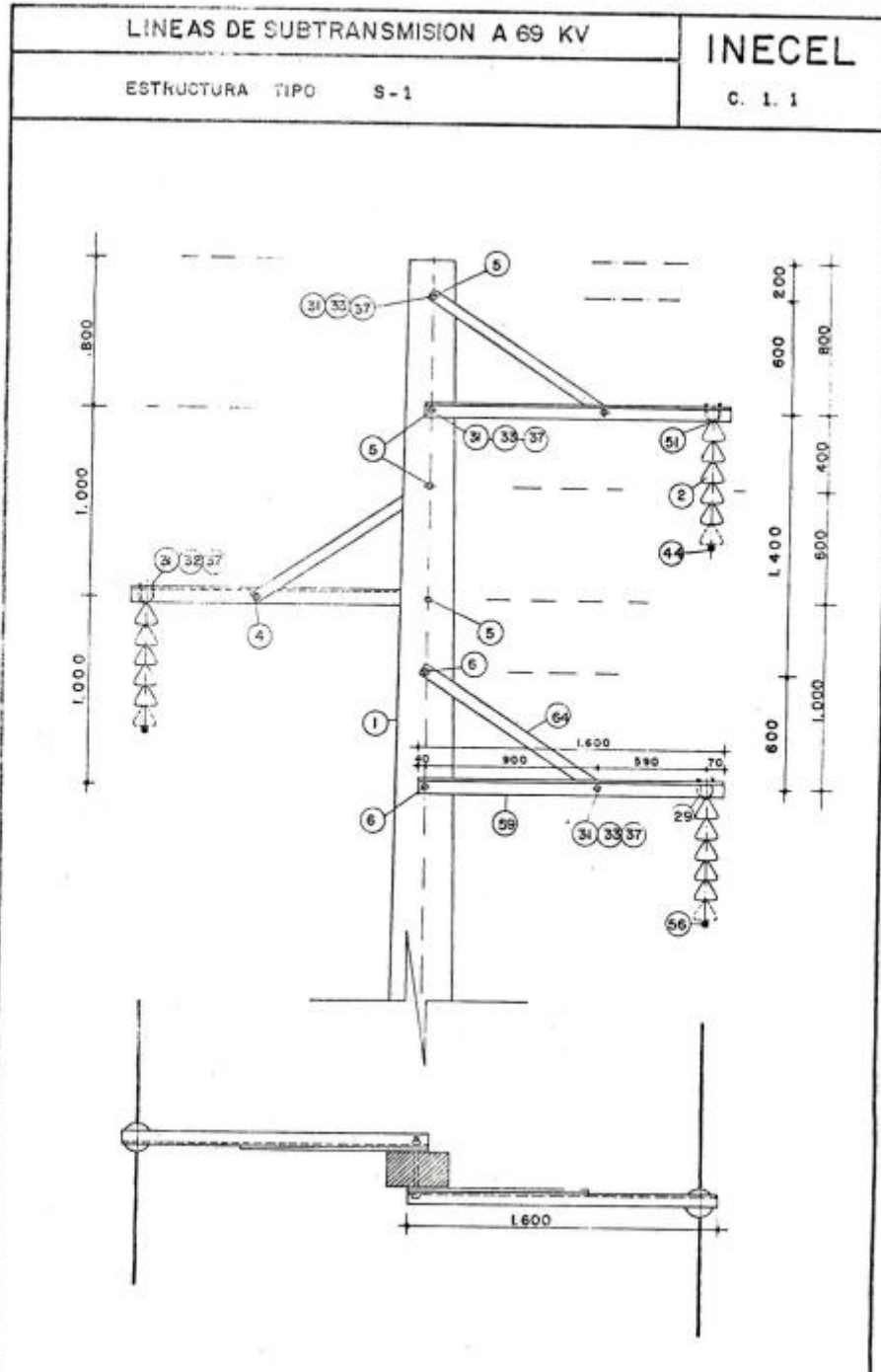
- [34] V. Lebedev, G. Filatova, and A. Timofeev, "Development of Remote Fault Location Method based on Synchronized Two-sided Measurement," in *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, 25-29 March 2019 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICIEAM.2019.8742783.
- [35] O. Naidu and A. K. Pradhan, "A Traveling Wave-Based Fault Location Method Using Unsynchronized Current Measurements," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 2, pp. 505-513, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2875598.
- [36] EMELNORTE, "Diagrama unifilar EMELNORTE 2025," ed.
- [37] J. P. Bohórquez and G. Ramos, "One-Ended Fault Location Method Based on Machine Learning Models," in *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 29 Sept.-3 Oct. 2019 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/IAS.2019.8912349.
- [38] M. Saha, J. Izykowski, and E. Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*. 2010, pp. 1-422.
- [39] "Introducción a MATLAB - MathWorks América Latina."
- [40] C. Roca, "MATLAB: por qué es vital para la ingeniería y la ciencia (2023)," in *ThePower Business School*, ed, 2023.
- [41] "MathWorks - Creadores de MATLAB y Simulink - MATLAB y Simulink," (in es).
- [42] J. Núñez, J. Cepeda, and G. Yépez, "Comparación Técnica entre los Programas de Simulación de Sistemas de Potencia DIgSILENT PowerFactory y PSS/E," ed: Revista Técnica "energía", 2015, pp. 22 -30.
- [43] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis with MATLAB® and WindMil®*, Fifth edition ed. 2023.



ANEXOS

Anexo A

Estructura tipo S-1 para la geometría de la línea





### Anexo B

#### Código para determinar las impedancias de secuencia de la línea

```

clear all; clc;
%%cálculo de impedancias de secuencia
f = 60; %%Frecuencia del sistema
p = 100;
%%fase
rf = 0.1931; %%resistencia
gmr=0.0289; %%radio medio geométrico
%%Distancias
dab = 3.54*3.28084; dac= 2*3.28084; dbc=3.54*3.28084;
%%CÁLCULO
zaa=rf+0.00159*(60)+ 0.004657j*(60)*log10((2160*sqrt(p/f))/gmr);
zbb=rf+0.00159*(60)+ 0.004657j*(60)*log10((2160*(sqrt(p/f))/gmr));
zcc=rf+0.00159*(60)+ 0.004657j*(60)*log10((2160*(sqrt(p/f))/gmr));
zab= 0.00159*(60)+ 0.004657j*(60)*log10((2160*sqrt(p/f))/dab);
zac= 0.00159*(60)+ 0.004657j*(60)*log10((2160*sqrt(p/f))/dac);
zbc= 0.00159*(60)+ 0.004657j*(60)*log10((2160*sqrt(p/f))/dbc);
Zprimitiva = [zaa, zab, zac; zab, zbb, zbc; zac, zbc, zcc];
a = exp(1i * 2 * pi / 3);
MatrizA = [1, 1, 1; 1, a^2, a; 1, a, a^2];
Z012 = inv(MatrizA)*Zprimitiva*MatrizA;
Znueva=Z012*(1/1.609);
Z012_10km=Znueva;
z0 = Z012_10km(1,1); z1 = Z012_10km(2,2); z2 = z1;
Zseq = [z0; z1; z2]
  
```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



**Anexo C**

**Código para la localización de fallas**

```
%UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
%ELECTRICIDAD
%GALLEGOS VALVERDE JORGE ALEXANDER
%LOCALIZACIÓN DE FALLAS USANDO ALGORITMOS BASADOS EN IMPEDANCIAS
clc; clear all;
%Datos de la linea
Longitud = 10;
%impedancias de la linea
Z0= 2.979 + 17.211i; % Impedancia de secuencia cero
Z1 = 1.2 + 4.379i; % Impedancia secuencia positiva
%Datos del sistema antes de la falla
%Voltajes Cajas
Va_Cajas = 32.8739 - 22.2573i;
Vb_Cajas = -35.7124 - 17.3410i;
Vc_Cajas = 2.8384 - 39.5983i;
%Corrientes Cajas
Ia_Cajas = 0.0713 - 0.0627i;
Ib_Cajas = -0.09001 - 0.03036i;
Ic_Cajas = 0.01871 + 0.0931i;
%Voltajes Cayambe
Va_Cayambe = 32.2745 - 22.5989i;
Vb_Cayambe = -35.7085 - 16.6511i;
Vc_Cayambe = 3.4339 + 39.25i;
%Corrientes Cayambe
Ia_Cayambe = -0.0713 + 0.0627i;
Ib_Cayambe = 0.09001 + 0.03036i;
Ic_Cayambe = -0.01871 - 0.0931i;
% Falla monofásica
%% Falla al 20% de la linea
% Valores subestación Cajas
Vfa_Cajas_monofasica_20 = 17.1735 - 1.7195i;
```



```

Vfb_Cajas_monofasica_20 = -15.1092 - 37.3347i;
Vfc_Cajas_monofasica_20 = -15.1002 - 9.7420i;
Ifa_Cajas_monofasica_20 = 0.9976 - 9.7420i;
Ifb_Cajas_monofasica_20 = 0; Ifc_Cajas_monofasica_20 = 0;
Vf1_Cajas_monofasica_20 = 32.5639 - 0.7197i;
Vf2_Cajas_monofasica_20 = -11.0451 - 0.7145i;
Vf0_Cajas_monofasica_20 = -4.3453 + 0.2853i;
If1_Cajas_monofasica_20 = 0.3325 - 3.2470i;
If2_Cajas_monofasica_20 = 0.3325 - 3.2470i;
If0_Cajas_monofasica_20 = 0.3325 - 3.2470i;
% Valores subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_monofasica_20 = 5.9193 - 0.5926i;
Vfb_Cayambe_monofasica_20 = -20.5885 - 37.1647i;
Vfc_Cayambe_monofasica_20 = -20.5795 + 38.3683i;
Ifa_Cayambe_monofasica_20 = 0.0859 - 0.8394i;
Ifb_Cayambe_monofasica_20 = 0; Ifc_Cayambe_monofasica_20 = 0;
Vf1_Cayambe_monofasica_20 = 30.6389 - 0.4007i;
Vf2_Cayambe_monofasica_20 = -12.97 - 0.3955i;
Vf0_Cayambe_monofasica_20 = -11.7495 - 0.2036i;
If1_Cayambe_monofasica_20 = 0.0286 - 0.2798i;
If2_Cayambe_monofasica_20 = 0.0286 - 0.2798i;
If0_Cayambe_monofasica_20 = 0.0286 - 0.2798i;
% Cálculo de la distancia usando métodos basados en impedancias
% Método Reactancia Simple
k = ((Z0 - Z1)/Z1);
VG_Cajas_monofasica_20 = Vfa_Cajas_monofasica_20;
IG_Cajas_monofasica_20 = Ifa_Cajas_monofasica_20 + k*If0_Cajas_monofasica_20;
m_ReactanciaSimple_monofasica_20 = (imag(VG_Cajas_monofasica_20/IG_Cajas_monofasica_20))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_monofasica_20 = m_ReactanciaSimple_monofasica_20*Longitud;
% Método Takagi
IG_Conjugada_Cajas_monofasica_20 = Ifa_Cajas_monofasica_20 - Ia_Cajas;

```





```

m_T_monofasica_20 =
imag(VG_Cajas_monofasica_20*IG_Conjugada_Cajas_monofasica_20)/imag(Z1*IG_Caja
s_monofasica_20*IG_Conjugada_Cajas_monofasica_20);

Takagi_monofasica_20 = m_T_monofasica_20*Longitud;

% Método Takagi Modificado

I_secuencia_conjugada_monofasica_20 = conj((If2_Cajas_monofasica_20));

m_TM_monofasica_20 =
imag(VG_Cajas_monofasica_20*I_secuencia_conjugada_monofasica_20)/imag(Z1*IG_C
ajas_monofasica_20*I_secuencia_conjugada_monofasica_20);

TakagiModificado_monofasica_20 = m_TM_monofasica_20*Longitud;

% Método Sincronizado

m_MS_monofasica_20 = real((Vf2_Cajas_monofasica_20 - Vf2_Cayambe_monofasica_20
+ (Z1*If2_Cayambe_monofasica_20))/((If2_Cajas_monofasica_20 +
If1_Cayambe_monofasica_20)*Z1));

MetodoSincronizado_monofasica_20 = m_MS_monofasica_20*Longitud;

% Método no Sincronizado

A_monofasica_20 = (abs(Z1*If1_Cajas_monofasica_20)^2) -
(abs(Z1*If1_Cayambe_monofasica_20)^ 2);

B_monofasica_20 =
2*real((Vf1_Cajas_monofasica_20*conj(Z1*If1_Cajas_monofasica_20))+
((Vf1_Cayambe_monofasica_20-
Z1*If1_Cayambe_monofasica_20)*conj(Z1*If1_Cayambe_monofasica_20)));

C_monofasica_20 = (abs(Vf1_Cajas_monofasica_20)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_monofasica_20-Z1*If1_Cayambe_monofasica_20)^2;

solucion1 = (-B_monofasica_20 + sqrt(B_monofasica_20^2 - 4 *
A_monofasica_20 * C_monofasica_20)) / (2 * A_monofasica_20);

solucion2 = (-B_monofasica_20 - sqrt(B_monofasica_20^2 - 4 *
A_monofasica_20 * C_monofasica_20)) / (2 * A_monofasica_20);

%% Datos de la falla al 40% de la línea

% Valores subestación Cajas

Vfa_Cajas_monofasica_40 = 23.7438 - 1.7907i;
Vfb_Cajas_monofasica_40 = -16.7894 - 37.3598i;
Vfc_Cajas_monofasica_40 = -16.7759 + 38.2633i;
Ifa_Cajas_monofasica_40 = 0.8527 - 6.7011i;
Ifb_Cajas_monofasica_40 = 0;
Ifc_Cajas_monofasica_40 = 0;
Vf1_Cajas_monofasica_40 = 35.3394 - 0.7514i;
Vf2_Cajas_monofasica_40 = -8.3217 - 0.7436i;

```



$$Vf0\_Cajas\_monofasica\_40 = -3.2738 - 0.2957i;$$

$$If1\_Cajas\_monofasica\_40 = 0.2843 - 2.2336i;$$

$$If2\_Cajas\_monofasica\_40 = 0.2843 - 2.2336i;$$

$$If0\_Cajas\_monofasica\_40 = 0.2843 - 2.2336i;$$

% Valores subestación Cayambe

$$Vfa\_Cayambe\_monofasica\_40 = 6.7168 - 0.5065i;$$

$$Vfb\_Cayambe\_monofasica\_40 = -25.0653 - 37.3061i;$$

$$Vfc\_Cayambe\_monofasica\_40 = -25.0518 + 38.3171i;$$

$$Ifa\_Cayambe\_monofasica\_40 = 0.1608 - 1.2638i;$$

$$Ifb\_Cayambe\_monofasica\_40 = 0; \quad Ifc\_Cayambe\_monofasica\_40 = 0;$$

$$Vf1\_Cayambe\_monofasica\_40 = 32.4223 - 0.3412i;$$

$$Vf2\_Cayambe\_monofasica\_40 = -11.2387 - 0.3334i;$$

$$Vf0\_Cayambe\_monofasica\_40 = -14.4668 + 0.1681i;$$

$$If1\_Cayambe\_monofasica\_40 = 0.0536 - 0.4213i;$$

$$If2\_Cayambe\_monofasica\_40 = 0.0536 - 0.4213i;$$

$$If0\_Cayambe\_monofasica\_40 = 0.0536 - 0.4213i;$$

% Reactancia Simple

$$VG\_Cajas\_monofasica\_40 = Vfa\_Cajas\_monofasica\_40;$$

$$IG\_Cajas\_monofasica\_40 = Ifa\_Cajas\_monofasica\_40 + k*If0\_Cajas\_monofasica\_40;$$

$$m\_ReactanciaSimple\_monofasica\_40 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_monofasica\_40/IG\_Cajas\_monofasica\_40)}{\text{imag}(Z1)};$$

$$ReactanciaSimple\_monofasica\_40 = m\_ReactanciaSimple\_monofasica\_40*Longitud;$$

% Takagi

$$IG\_Conjugada\_Cajas\_monofasica\_40 = Ifa\_Cajas\_monofasica\_40 - Ia\_Cajas;$$

$$m\_T\_monofasica\_40 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_monofasica\_40*IG\_Conjugada\_Cajas\_monofasica\_40)/\text{imag}(Z1*IG\_Cajas\_monofasica\_40*IG\_Conjugada\_Cajas\_monofasica\_40)}{\text{imag}(Z1*IG\_Cajas\_monofasica\_40)};$$

$$Takagi\_monofasica\_40 = m\_T\_monofasica\_40*Longitud;$$

% Takagi modificado

$$I\_secuencia\_conjugada\_monofasica\_40 = \text{conj}((If2\_Cajas\_monofasica\_40));$$

$$m\_TM\_monofasica\_40 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_monofasica\_40*I\_secuencia\_conjugada\_monofasica\_40)/\text{imag}(Z1*IG\_Cajas\_monofasica\_40*I\_secuencia\_conjugada\_monofasica\_40)}{\text{imag}(Z1*IG\_Cajas\_monofasica\_40)};$$

$$TakagiModificado\_monofasica\_40 = m\_TM\_monofasica\_40*Longitud;$$



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



% Método sincronizado

```
m_MS_monofasica_40 = real((Vf2_Cajas_monofasica_40 - Vf2_Cayambe_monofasica_40
+ (Z1*If2_Cayambe_monofasica_40))/((If2_Cajas_monofasica_40 +
If1_Cayambe_monofasica_40)*Z1));
```

```
MetodoSincronizado_monofasica_40 = m_MS_monofasica_40*Longitud;
```

% Método no sincronizado

```
A_monofasica_40 = (abs(Z1*If1_Cajas_monofasica_40)^2) -
(abs(Z1*If1_Cayambe_monofasica_40)^ 2);
```

```
B_monofasica_40 = 2*real((Vf1_Cajas_monofasica_40*conj(Z1*If1_Cajas_monofasica_40))+
((Vf1_Cayambe_monofasica_40-
Z1*If1_Cayambe_monofasica_40)*conj(Z1*If1_Cayambe_monofasica_40)));
```

```
C_monofasica_40 = (abs(Vf1_Cajas_monofasica_40)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_monofasica_40-Z1*If1_Cayambe_monofasica_40)^2;
```

```
solucion1_40 = (-B_monofasica_40 + sqrt(B_monofasica_40^2 - 4 *
A_monofasica_40 * C_monofasica_40)) / (2 * A_monofasica_40);
```

```
solucion2_40 = (-B_monofasica_40 - sqrt(B_monofasica_40^2 - 4 *
A_monofasica_40 * C_monofasica_40)) / (2 * A_monofasica_40);
```

%% Datos de la falla al 60% de la línea

% Valores subestación Cajas

```
Vfa_Cajas_monofasica_60 = 27.0308 - 1.7054i;
Vfb_Cajas_monofasica_60 = -17.6292 - 37.4033i;
Vfc_Cajas_monofasica_60 = -17.6150 + 38.2650i;
Ifa_Cajas_monofasica_60 = 0.7089 - 5.0732i;
Ifb_Cajas_monofasica_60 = 0; Ifc_Cajas_monofasica_60 = 0;
Vf1_Cajas_monofasica_60 = 36.7279 - 0.7162i;
Vf2_Cajas_monofasica_60 = -6.9592 - 0.7080i;
Vf0_Cajas_monofasica_60 = -2.7377 - 0.2812i;
If1_Cajas_monofasica_60 = 0.2363 - 1.6910i;
If2_Cajas_monofasica_60 = 0.2363 - 1.6910i;
If0_Cajas_monofasica_60 = 0.2363 - 1.6910i;
```

% Valores subestación Cayambe

```
Vfa_Cayambe_monofasica_60 = 5.6285 - 0.3551i;
Vfb_Cayambe_monofasica_60 = -28.0229 - 37.4632i;
Vfc_Cayambe_monofasica_60 = -28.0087 + 38.2052i;
Ifa_Cayambe_monofasica_60 = 0.2214 - 1.5846i;
```



```

Ifb_Cayambe_monofasica_60 = 0;
Ifc_Cayambe_monofasica_60 = 0;
Vf1_Cayambe_monofasica_60 = 33.0583 - 0.2461i;
Vf2_Cayambe_monofasica_60 = -10.6288 - 0.2379i;
Vf0_Cayambe_monofasica_60 = -16.8010 + 0.1289i;
If1_Cayambe_monofasica_60 = 0.0738 - 0.5281i;
If2_Cayambe_monofasica_60 = 0.0738 - 0.5281i;
If0_Cayambe_monofasica_60 = 0.0738 - 0.5281i;
% Reactancia Simple
VG_Cajas_monofasica_60 = Vfa_Cajas_monofasica_60;
IG_Cajas_monofasica_60 = Ifa_Cajas_monofasica_60 + k*If0_Cajas_monofasica_60;
m_ReactanciaSimple_monofasica_60 =
(imag(VG_Cajas_monofasica_60/IG_Cajas_monofasica_60))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_monofasica_60 = m_ReactanciaSimple_monofasica_60*Longitud;
% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_monofasica_60 = Ifa_Cajas_monofasica_60 - Ia_Cajas;
m_T_monofasica_60 =
imag(VG_Cajas_monofasica_60*IG_Conjugada_Cajas_monofasica_60)/imag(Z1*IG_Cajas_monofasica_60*IG_Conjugada_Cajas_monofasica_60);
Takagi_monofasica_60 = m_T_monofasica_60*Longitud;
% Takagi modificado
I_secuencia_conjugada_monofasica_60 = conj((If2_Cajas_monofasica_60));
m_TM_monofasica_60 =
imag(VG_Cajas_monofasica_60*I_secuencia_conjugada_monofasica_60)/imag(Z1*IG_Cajas_monofasica_60*I_secuencia_conjugada_monofasica_60);
TakagiModificado_monofasica_60 = m_TM_monofasica_60*Longitud;
% Método sincronizado
m_MS_monofasica_60 = real((Vf2_Cajas_monofasica_60 - Vf2_Cayambe_monofasica_60 +
(Z1*If2_Cayambe_monofasica_60))/((If2_Cajas_monofasica_60 +
If1_Cayambe_monofasica_60)*Z1));
MetodoSincronizado_monofasica_60 = m_MS_monofasica_60*Longitud;
% Método no sincronizado
A_monofasica_60 = (abs(Z1*If1_Cajas_monofasica_60)^2) -
(abs(Z1*If1_Cayambe_monofasica_60)^ 2);
B_monofasica_60 =
2*real((Vf1_Cajas_monofasica_60*conj(Z1*If1_Cajas_monofasica_60)))+

```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```
((Vf1_Cayambe_monofasica_60-
Z1*If1_Cayambe_monofasica_60)*conj(Z1*If1_Cayambe_monofasica_60)));
C_monofasica_60 = (abs(Vf1_Cajas_monofasica_60)^2)-
abs(Vf1_Cayambe_monofasica_60-Z1*If1_Cayambe_monofasica_60)^2;
solucion1_60 = (-B_monofasica_60 + sqrt(B_monofasica_60^2 - 4 *
A_monofasica_60 * C_monofasica_60)) / (2 * A_monofasica_60);
solucion2_60 = (-B_monofasica_60 - sqrt(B_monofasica_60^2 - 4 *
A_monofasica_60 * C_monofasica_60)) / (2 * A_monofasica_60);
%% Datos de la falla al 80% de la línea
% Valores subestación Cajas
Vfa_Cajas_monofasica_80 = 28.8406 - 1.6240i;
Vfb_Cajas_monofasica_80 = -18.09133 - 37.4360i;
Vfc_Cajas_monofasica_80 = -18.0772 + 38.2572i;
Ifa_Cajas_monofasica_80 = 0.5944 - 4.0541i;
Ifb_Cajas_monofasica_80 = 0;
Ifc_Cajas_monofasica_80 = 0;
Vf1_Cajas_monofasica_80 = 37.4323 - 0.6822i;
Vf2_Cajas_monofasica_80 = -6.2091 - 0.6741i;
Vf0_Cajas_monofasica_80 = -2.4426 - 0.2676i;
If1_Cajas_monofasica_80 = 0.1981 - 1.3513i;
If2_Cajas_monofasica_80 = 0.1981 - 1.3513i;
If0_Cajas_monofasica_80 = 0.1981 - 1.3513i;
% Valores subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_monofasica_80 = 3.3515 - 1.8872i;
Vfb_Cayambe_monofasica_80 = -30.4324 - 37.5522i;
Vfc_Cayambe_monofasica_80 = -30.4498 + 38.1022i;
Ifa_Cayambe_monofasica_80 = 0.2763 - 1.8845i;
Ifb_Cayambe_monofasica_80 = 0;
Ifc_Cayambe_monofasica_80 = 0;
Vf1_Cayambe_monofasica_80 = 33.1202 - 0.1521i;
Vf2_Cayambe_monofasica_80 = -10.5843 - 0.144i;
Vf0_Cayambe_monofasica_80 = -19.1873 + 0.1074i;
If1_Cayambe_monofasica_80 = 0.0921 - 0.6281i;
If2_Cayambe_monofasica_80 = 0.0921 - 0.6281i;
```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```

If0_Cayambe_monofasica_80 = 0.0921 - 0.6281i;

% Reactancia Simple

VG_Cajas_monofasica_80 = Vfa_Cajas_monofasica_80;

IG_Cajas_monofasica_80 = Ifa_Cajas_monofasica_80 + k*If0_Cajas_monofasica_80;

m_ReactanciaSimple_monofasica_80 =
(imag(VG_Cajas_monofasica_80/IG_Cajas_monofasica_80))/(imag(Z1));

ReactanciaSimple_monofasica_80 = m_ReactanciaSimple_monofasica_80*Longitud;

% Takagi

IG_Conjugada_Cajas_monofasica_80 = Ifa_Cajas_monofasica_80 - Ia_Cajas;

m_T_monofasica_80 =
imag(VG_Cajas_monofasica_80*IG_Conjugada_Cajas_monofasica_80)/imag(Z1*IG_Cajas_monofasica_80*IG_Conjugada_Cajas_monofasica_80);

Takagi_monofasica_80 = m_T_monofasica_80*Longitud;

% Takagi modificado

I_secuencia_conjugada_monofasica_80 = conj((If2_Cajas_monofasica_80));

m_TM_monofasica_80 =
imag(VG_Cajas_monofasica_80*I_secuencia_conjugada_monofasica_80)/imag(Z1*IG_Cajas_monofasica_80*I_secuencia_conjugada_monofasica_80);

TakagiModificado_monofasica_80 = m_TM_monofasica_80*Longitud;

% Método sincronizado

m_MS_monofasica_80 = real((Vf2_Cajas_monofasica_80 - Vf2_Cayambe_monofasica_80 +
(Z1*If2_Cayambe_monofasica_80))/((If2_Cajas_monofasica_80 +
If2_Cayambe_monofasica_80)*Z1));

MetodoSincronizado_monofasica_80 = m_MS_monofasica_80*Longitud;

% Método no sincronizado

A_monofasica_80 = (abs(Z1*If1_Cajas_monofasica_80)^2) -
(abs(Z1*If1_Cayambe_monofasica_80)^ 2);

B_monofasica_80 =
2*real((Vf1_Cajas_monofasica_80*conj(Z1*If1_Cajas_monofasica_80))+
((Vf1_Cayambe_monofasica_80-
Z1*If1_Cayambe_monofasica_80)*conj(Z1*If1_Cayambe_monofasica_80)));

C_monofasica_80 = (abs(Vf1_Cajas_monofasica_80)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_monofasica_80-Z1*If1_Cayambe_monofasica_80)^2;

solucion1_80 = (-B_monofasica_80 + sqrt(B_monofasica_80^2 - 4 *
A_monofasica_80 * C_monofasica_80)) / (2 * A_monofasica_80);

solucion2_80 = (-B_monofasica_80 - sqrt(B_monofasica_80^2 - 4 *
A_monofasica_80 * C_monofasica_80)) / (2 * A_monofasica_80);

%% Falla Bifásica
    
```



% Datos de la falla al 20% de la línea

% Valores subestación Cajas

$$Vfa\_Cajas\_bifasica\_20 = 43.4913 - 0.0026i;$$

$$Vfb\_Cajas\_bifasica\_20 = -23.1857 - 7.8876i;$$

$$Vfc\_Cajas\_bifasica\_20 = -20.3055 + 7.8903i;$$

$$Ifa\_Cajas\_bifasica\_20 = 0;$$

$$Ifb\_Cajas\_bifasica\_20 = -8.7595 - 0.7525i;$$

$$Ifc\_Cajas\_bifasica\_20 = 8.7595 + 0.7525i;$$

$$Vf1\_Cajas\_bifasica\_20 = 26.3004 - 0.8327i;$$

$$Vf2\_Cajas\_bifasica\_20 = 17.1909 + 0.83i;$$

$$Vf0\_Cajas\_bifasica\_20 = 0;$$

$$If1\_Cajas\_bifasica\_20 = 0.4344 - 5.0572i;$$

$$If2\_Cajas\_bifasica\_20 = -0.4355 + 5.0572i;$$

$$If0\_Cajas\_bifasica\_20 = 0;$$

% Valores subestación Cayambe

$$Vfa\_Cayambe\_bifasica\_20 = 43.4913 - 0.0026i;$$

$$Vfb\_Cayambe\_bifasica\_20 = -22.242 - 2.7178i;$$

$$Vfc\_Cayambe\_bifasica\_20 = -21.2493 + 2.7205i;$$

$$Ifa\_Cayambe\_bifasica\_20 = 0;$$

$$Ifb\_Cayambe\_bifasica\_20 = -0.7548 - 0.0648i;$$

$$Ifc\_Cayambe\_bifasica\_20 = 0.7548 + 0.0648i;$$

$$Vf1\_Cayambe\_bifasica\_20 = 23.3156 - 0.2879i;$$

$$Vf2\_Cayambe\_bifasica\_20 = 20.1757 + 0.2852i;$$

$$Vf0\_Cayambe\_bifasica\_20 = 0;$$

$$If1\_Cayambe\_bifasica\_20 = 0.0374 - 0.4357i;$$

$$If2\_Cayambe\_bifasica\_20 = -0.0374 + 0.4357i;$$

$$If0\_Cayambe\_bifasica\_20 = 0;$$

% Reactancia Simple

$$VG\_Cajas\_bifasica\_20 = Vfb\_Cajas\_bifasica\_20 - Vfc\_Cajas\_bifasica\_20;$$

$$IG\_Cajas\_bifasica\_20 = Ifb\_Cajas\_bifasica\_20 - Ifc\_Cajas\_bifasica\_20;$$

$$m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_20 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_20/IG\_Cajas\_bifasica\_20)}{\text{imag}(Z1)};$$



```

ReactanciaSimple_bifasica_20 = m_ReactanciaSimple_bifasica_20*Longitud;

% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_bifasica_20 = (Ifb_Cajas_bifasica_20 - Ib_Cajas)-
(Ifc_Cajas_bifasica_20 - Ic_Cajas);

m_T_bifasica_20 =
imag(VG_Cajas_bifasica_20*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_20)/imag(Z1*IG_Cajas_bi
fasica_20*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_20);

Takagi_bifasica_20 = m_T_bifasica_20*Longitud;

% Takagi modificado
I_secuencia_conjugada_bifasica_20 = conj((1j*If2_Cajas_bifasica_20));

m_TM_bifasica_20 =
imag(VG_Cajas_bifasica_20*I_secuencia_conjugada_bifasica_20)/imag(Z1*IG_Cajas
_bifasica_20*I_secuencia_conjugada_bifasica_20);

TakagiModificado_bifasica_20 = m_TM_bifasica_20*Longitud;

% Método sincronizado
m_MS_bifasica_20 = real((Vf2_Cajas_bifasica_20 - Vf2_Cayambe_bifasica_20 +
(Z1*If2_Cayambe_bifasica_20))/((If2_Cajas_bifasica_20 +
If2_Cayambe_bifasica_20)*Z1));

MetodoSincronizado_bifasica_20 = m_MS_bifasica_20*Longitud;

% Método no sincronizado
A_bifasica_20 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_20)^2)-
(abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_20)^ 2);

B_bifasica_20 =
2*real((Vf1_Cajas_bifasica_20*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_20))+
((Vf1_Cayambe_bifasica_20-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_20)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_20)));

C_bifasica_20 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_20)^2)-abs(Vf1_Cayambe_bifasica_20-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_20)^2;

solucion1_bifasica_20 = (-B_bifasica_20 + sqrt(B_bifasica_20^2 - 4 *
A_bifasica_20 * C_bifasica_20)) / (2 * A_bifasica_20);

solucion2_bifasica_20 = (-B_bifasica_20 - sqrt(B_bifasica_20^2 - 4 *
A_bifasica_20 * C_bifasica_20)) / (2 * A_bifasica_20);

%% Datos de la falla al 40% de la línea

% Valores subestación Cajas
Vfa_Cajas_bifasica_40 = 43.5399 - 0.0098i;
Vfb_Cajas_bifasica_40 = -23.6846 - 12.3482i;
Vfc_Cajas_bifasica_40 = -19.8554 + 12.3580i;

```





$$\text{Ifa\_Cajas\_bifasica\_40} = 0;$$

$$\text{Ifb\_Cajas\_bifasica\_40} = -6.8090 - 0.7691i;$$

$$\text{Ifc\_Cajas\_bifasica\_40} = 6.8090 + 0.7691i;$$

$$\text{Vf1\_Cajas\_bifasica\_40} = 28.9020 - 1.1103i;$$

$$\text{Vf2\_Cajas\_bifasica\_40} = 14.6378 + 1.1004i;$$

$$\text{Vf0\_Cajas\_bifasica\_40} = 0;$$

$$\text{If1\_Cajas\_bifasica\_40} = 0.444 - 3.9311i;$$

$$\text{If2\_Cajas\_bifasica\_40} = -0.444 + 3.9311i;$$

$$\text{If0\_Cajas\_bifasica\_40} = 0;$$

% Valores subestación Cayambe

$$\text{Vfa\_Cayambe\_bifasica\_40} = 43.5399 - 0.0098i;$$

$$\text{Vfb\_Cayambe\_bifasica\_40} = -22.3115 - 3.4896i;$$

$$\text{Vfc\_Cayambe\_bifasica\_40} = -21.2283 + 3.4994i;$$

$$\text{Ifa\_Cayambe\_bifasica\_40} = 0;$$

$$\text{Ifb\_Cayambe\_bifasica\_40} = -1.2841 - 0.145i;$$

$$\text{Ifc\_Cayambe\_bifasica\_40} = 1.2841 + 0.145i;$$

$$\text{Vf1\_Cayambe\_bifasica\_40} = 23.7875 - 0.3176i;$$

$$\text{Vf2\_Cayambe\_bifasica\_40} = 19.7524 + 0.3077i;$$

$$\text{Vf0\_Cayambe\_bifasica\_40} = 0;$$

$$\text{If1\_Cayambe\_bifasica\_40} = 0.0837 - 0.7413i;$$

$$\text{If2\_Cayambe\_bifasica\_40} = -0.0837 + 0.7413i;$$

$$\text{If0\_Cayambe\_bifasica\_40} = 0;$$

% Reactancia Simple

$$\text{VG\_Cajas\_bifasica\_40} = \text{Vfb\_Cajas\_bifasica\_40} - \text{Vfc\_Cajas\_bifasica\_40};$$

$$\text{IG\_Cajas\_bifasica\_40} = \text{Ifb\_Cajas\_bifasica\_40} - \text{Ifc\_Cajas\_bifasica\_40};$$

$$\text{m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_40} = \frac{(\text{imag}(\text{VG\_Cajas\_bifasica\_40}/\text{IG\_Cajas\_bifasica\_40}))}{(\text{imag}(Z1))};$$

$$\text{ReactanciaSimple\_bifasica\_40} = \text{m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_40} * \text{Longitud};$$

% Takagi

$$\text{IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_40} = (\text{Ifb\_Cajas\_bifasica\_40} - \text{Ib\_Cajas}) - (\text{Ifc\_Cajas\_bifasica\_40} - \text{Ic\_Cajas});$$



```

m_T_bifasica_40 =
imag(VG_Cajas_bifasica_40*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_40)/imag(Z1*IG_Cajas_bi
fasica_40*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_40);

Takagi_bifasica_40 = m_T_bifasica_40*Longitud;

% Takagi modificado

I_secuencia_conjugada_bifasica_40 = conj((1j*If2_Cajas_bifasica_40));

m_TM_bifasica_40 =
imag(VG_Cajas_bifasica_40*I_secuencia_conjugada_bifasica_40)/imag(Z1*IG_Cajas
_bifasica_40*I_secuencia_conjugada_bifasica_40);

TakagiModificado_bifasica_40 = m_TM_bifasica_40*Longitud;

% Método sincronizado

m_MS_bifasica_40 = real((Vf2_Cajas_bifasica_40 - Vf2_Cayambe_bifasica_40 +
(Z1*If2_Cayambe_bifasica_40))/((If2_Cajas_bifasica_40 +
If2_Cayambe_bifasica_40)*Z1));

MetodoSincronizado_bifasica_40 = m_MS_bifasica_40*Longitud;

% Método no sincronizado

A_bifasica_40 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_40)^2) -
(abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_40)^ 2);

B_bifasica_40 =
2*real((Vf1_Cajas_bifasica_40*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_40))+
((Vf1_Cayambe_bifasica_40-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_40)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_40)));

C_bifasica_40 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_40)^2) - abs(Vf1_Cayambe_bifasica_40-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_40)^2;

solucion1_bifasica_40 = (-B_bifasica_40 + sqrt(B_bifasica_40^2 - 4 *
A_bifasica_40 * C_bifasica_40)) / (2 * A_bifasica_40);

solucion2_bifasica_40 = (-B_bifasica_40 - sqrt(B_bifasica_40^2 - 4 *
A_bifasica_40 * C_bifasica_40)) / (2 * A_bifasica_40);

%% Datos de la falla al 60% de la línea

% Valores subestación Cajas

Vfa_Cajas_bifasica_60 = 43.5695 - 0.0128i;
Vfb_Cajas_bifasica_60 = -23.87 - 15.0557i;
Vfc_Cajas_bifasica_60 = -19.6992 + 15.0684i;
Ifa_Cajas_bifasica_60 = 0;
Ifb_Cajas_bifasica_60 = -5.5108 - 0.7131i;
Ifc_Cajas_bifasica_60 = 5.5108 + 0.7131i;

Vf1_Cajas_bifasica_60 = 30.4809 - 1.2103i;

```



```

Vf2_Cajas_bifasica_60 = 13.0886 + 1.1974i;
Vf0_Cajas_bifasica_60 = 0;
If1_Cajas_bifasica_60 = 0.4117 - 3.1816i;
If2_Cajas_bifasica_60 = -0.4117 + 3.1816i;
If0_Cajas_bifasica_60 = 0;
% Valores subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_bifasica_60 = 43.5695 - 0.0128i;
Vfb_Cayambe_bifasica_60 = -22.2189 - 3.1298i;
Vfc_Cayambe_bifasica_60 = -21.3506 + 3.1427i;
Ifa_Cayambe_bifasica_60 = 0;
Ifb_Cayambe_bifasica_60 = 0.1285 - 0.9938i;
Ifc_Cayambe_bifasica_60 = -0.1285 + 0.9938i;
Vf1_Cayambe_bifasica_60 = 23.5954 - 0.2575i;
Vf2_Cayambe_bifasica_60 = 19.9740 + 0.2442i;
Vf0_Cayambe_bifasica_60 = 0;
If1_Cayambe_bifasica_60 = 0.1284 - 0.9938i;
If2_Cayambe_bifasica_60 = -0.1284 + 0.9938i;
If0_Cayambe_bifasica_60 = 0;
% Reactancia simple
VG_Cajas_bifasica_60 = Vfb_Cajas_bifasica_60 - Vfc_Cajas_bifasica_60;
IG_Cajas_bifasica_60 = Ifb_Cajas_bifasica_60 - Ifc_Cajas_bifasica_60;
m_ReactanciaSimple_bifasica_60 =
(imag(VG_Cajas_bifasica_60/IG_Cajas_bifasica_60))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_bifasica_60 = m_ReactanciaSimple_bifasica_60*Longitud;
% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_bifasica_60 = (Ifb_Cajas_bifasica_60 - Ib_Cajas) -
(Ifc_Cajas_bifasica_60 - Ic_Cajas);
m_T_bifasica_60 =
imag(VG_Cajas_bifasica_60*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_60)/imag(Z1*IG_Cajas_bifasica_60*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_60);
Takagi_bifasica_60 = m_T_bifasica_60*Longitud;
% Takagi modificado
I_secuencia_conjugada_bifasica_60 = conj((1j*If2_Cajas_bifasica_60));

```



```
m_TM_bifasica_60 = imag(VG_Cajas_bifasica_60*I_secuencia_conjugada_bifasica_60)/imag(Z1*IG_Cajas_bifasica_60*I_secuencia_conjugada_bifasica_60);
```

```
TakagiModificado_bifasica_60 = m_TM_bifasica_60*Longitud;
```

```
% Método sincronizado
```

```
m_MS_bifasica_60 = real((Vf2_Cajas_bifasica_60 - Vf2_Cayambe_bifasica_60 + (Z1*If2_Cayambe_bifasica_60))/((If2_Cajas_bifasica_60 + If2_Cayambe_bifasica_60)*Z1));
```

```
MetodoSincronizado_bifasica_60 = m_MS_bifasica_60*Longitud;
```

```
% Método no sincronizado
```

```
A_bifasica_60 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_60)^2) - (abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_60)^ 2);
```

```
B_bifasica_60 = 2*real((Vf1_Cajas_bifasica_60*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_60)) + ((Vf1_Cayambe_bifasica_60 - Z1*If1_Cayambe_bifasica_60)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_60)));
```

```
C_bifasica_60 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_60)^2) - abs(Vf1_Cayambe_bifasica_60 - Z1*If1_Cayambe_bifasica_60)^2;
```

```
solucion1_bifasica_60 = (-B_bifasica_60 + sqrt(B_bifasica_60^2 - 4 * A_bifasica_60 * C_bifasica_60)) / (2 * A_bifasica_60);
```

```
solucion2_bifasica_60 = (-B_bifasica_60 - sqrt(B_bifasica_60^2 - 4 * A_bifasica_60 * C_bifasica_60)) / (2 * A_bifasica_60);
```

```
%% Datos de la falla al 80% de la línea
```

```
% Valores subestación Cajas
```

```
Vfa_Cajas_bifasica_80 = 43.5876 - 0.0142i;
```

```
Vfb_Cajas_bifasica_80 = -23.9402 - 16.7167i;
```

```
Vfc_Cajas_bifasica_80 = -19.6474 + 16.731i;
```

```
Ifa_Cajas_bifasica_80 = 0;
```

```
Ifb_Cajas_bifasica_80 = -4.5769 - 0.6384i;
```

```
Ifc_Cajas_bifasica_80 = 4.5769 + 0.6384i;
```

```
Vf1_Cajas_bifasica_80 = 31.4494 - 1.2463i;
```

```
Vf2_Cajas_bifasica_80 = 12.1383 + 1.232i;
```

```
Vf0_Cajas_bifasica_80 = 0;
```

```
If1_Cajas_bifasica_80 = 0.3686 - 2.6425i;
```

```
If2_Cajas_bifasica_80 = -0.3686 + 2.6425i;
```

```
If0_Cajas_bifasica_80 = 0;
```



% Valores subestación Cayambe

$$Vfa\_Cayambe\_bifasica\_80 = 43.5876 - 0.0142i;$$

$$Vfb\_Cayambe\_bifasica\_80 = -22.0433 - 1.9363i;$$

$$Vfc\_Cayambe\_bifasica\_80 = -21.5444 + 1.9506i;$$

$$Ifa\_Cayambe\_bifasica\_80 = 0;$$

$$Ifb\_Cayambe\_bifasica\_80 = -2.1275 - 0.2968i;$$

$$Ifc\_Cayambe\_bifasica\_80 = 2.1275 + 0.2968i;$$

$$Vf1\_Cayambe\_bifasica\_80 = 22.9159 - 0.1511i;$$

$$Vf2\_Cayambe\_bifasica\_80 = 20.6717 - 0.1368i;$$

$$Vf0\_Cayambe\_bifasica\_80 = 0;$$

$$If1\_Cayambe\_bifasica\_80 = 0.1713 - 1.2284i;$$

$$If2\_Cayambe\_bifasica\_80 = -0.1713 + 1.2284i;$$

$$If0\_Cayambe\_bifasica\_80 = 0;$$

% Reactancia Simple

$$VG\_Cajas\_bifasica\_80 = Vfb\_Cajas\_bifasica\_80 - Vfc\_Cajas\_bifasica\_80;$$

$$IG\_Cajas\_bifasica\_80 = Ifb\_Cajas\_bifasica\_80 - Ifc\_Cajas\_bifasica\_80;$$

$$m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_80 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_80/IG\_Cajas\_bifasica\_80)}{\text{imag}(Z1)};$$

$$ReactanciaSimple\_bifasica\_80 = m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_80 * Longitud;$$

% Takagi

$$IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_80 = (Ifb\_Cajas\_bifasica\_80 - Ib\_Cajas) - (Ifc\_Cajas\_bifasica\_80 - Ic\_Cajas);$$

$$m\_T\_bifasica\_80 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_80 * IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_80)}{\text{imag}(Z1 * IG\_Cajas\_bifasica\_80 * IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_80)};$$

$$Takagi\_bifasica\_80 = m\_T\_bifasica\_80 * Longitud;$$

% Takagi modificado

$$I\_secuencia\_conjugada\_bifasica\_80 = \text{conj}((1j * If2\_Cajas\_bifasica\_80));$$

$$m\_TM\_bifasica\_80 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_80 * I\_secuencia\_conjugada\_bifasica\_80)}{\text{imag}(Z1 * IG\_Cajas\_bifasica\_80 * I\_secuencia\_conjugada\_bifasica\_80)};$$

$$TakagiModificado\_bifasica\_80 = m\_TM\_bifasica\_80 * Longitud;$$

% Método sincronizado

$$m\_MS\_bifasica\_80 = \frac{\text{real}((Vf2\_Cajas\_bifasica\_80 - Vf2\_Cayambe\_bifasica\_80 + (Z1 * If2\_Cayambe\_bifasica\_80)) / ((If2\_Cajas\_bifasica\_80 + If2\_Cayambe\_bifasica\_80) * Z1))}{}$$



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```

MetodoSincronizado_bifasica_80 = m_MS_bifasica_80*Longitud;

% Método no sincronizado

A_bifasica_80 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_80)^2) -
(abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_80)^ 2);

B_bifasica_80 = 2*real((Vf1_Cajas_bifasica_80*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_80))+
((Vf1_Cayambe_bifasica_80-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_80)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_80)));

C_bifasica_80 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_80)^2)-abs(Vf1_Cayambe_bifasica_80-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_80)^2;

solucion1_bifasica_80 = (-B_bifasica_80 + sqrt(B_bifasica_80^2 - 4 *
A_bifasica_80 * C_bifasica_80)) / (2 * A_bifasica_80);

solucion2_bifasica_80 = (-B_bifasica_80 - sqrt(B_bifasica_80^2 - 4 *
A_bifasica_80 * C_bifasica_80)) / (2 * A_bifasica_80);

%% Falla bifásica a tierra

% Datos de la falla al 20% de la línea

% Valores subestación Cajas

Vfa_Cajas_bifasica_t_20 = 36.9768 - 0.5154i;
Vfb_Cajas_bifasica_t_20 = -13.6862 - 7.1080i;
Vfc_Cajas_bifasica_t_20 = -10.8113 + 8.6332i;
Ifa_Cajas_bifasica_t_20 = 0;
Ifb_Cajas_bifasica_t_20 = -9.2881 + 3.9104i;
Ifc_Cajas_bifasica_t_20 = 8.1905 + 5.4103i;
Vf1_Cajas_bifasica_t_20 = 20.9526 - 1.2559i;
Vf2_Cajas_bifasica_t_20 = 11.8644 + 0.4039i;
Vf0_Cajas_bifasica_t_20 = 4.1598 + 0.3366i;
If1_Cajas_bifasica_t_20 = 0.6159 - 6.5991i;
If2_Cajas_bifasica_t_20 = -0.2501 + 3.4922i;
If0_Cajas_bifasica_t_20 = -0.3653 + 3.1069i;

% Valores subestación Cayambe

Vfa_Cayambe_bifasica_t_20 = 42.2299 - 0.5986i;
Vfb_Cayambe_bifasica_t_20 = -4.7173 - 2.45i;
Vfc_Cayambe_bifasica_t_20 = -3.7264 + 2.9757i;
Ifa_Cayambe_bifasica_t_20 = 0;
Ifb_Cayambe_bifasica_t_20 = - 0.8004 + 0.3370i;
    
```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```

Ifc_Cayambe_bifasica_t_20 = 0.7058 + 0.4662i;
Vf1_Cayambe_bifasica_t_20 = 17.0502 - 0.5732i;
Vf2_Cayambe_bifasica_t_20 = 13.9177 - 0.0011i;
Vf0_Cayambe_bifasica_t_20 = 11.262 - 0.0243i;
If1_Cayambe_bifasica_t_20 = 0.0531 - 0.5686i;
If2_Cayambe_bifasica_t_20 = -0.0215 + 0.3009i;
If0_Cayambe_bifasica_t_20 = -0.0315 + 0.2677i;

% Reactancia Simple
VG_Cajas_bifasica_t_20 = Vfb_Cajas_bifasica_t_20 - Vfc_Cajas_bifasica_t_20;
IG_Cajas_bifasica_t_20 = Ifb_Cajas_bifasica_t_20 - Ifc_Cajas_bifasica_t_20;
m_ReactanciaSimple_bifasica_t_20 =
(imag(VG_Cajas_bifasica_t_20/IG_Cajas_bifasica_t_20))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_bifasica_t_20 = m_ReactanciaSimple_bifasica_t_20*Longitud;

% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_20 = (Ifb_Cajas_bifasica_t_20 - Ib_Cajas)-
(Ifc_Cajas_bifasica_t_20 - Ic_Cajas);
m_T_bifasica_t_20 =
imag(VG_Cajas_bifasica_t_20*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_20)/imag(Z1*IG_Caja
s_bifasica_t_20*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_20);
Takagi_bifasica_t_20 = m_T_bifasica_t_20*Longitud;

% Takagi modificado
I_secuencia_conjugada_bifasica_t_20 = conj((1j*If2_Cajas_bifasica_t_20));
m_TM_bifasica_t_20 =
imag(VG_Cajas_bifasica_t_20*I_secuencia_conjugada_bifasica_t_20)/imag(Z1*IG_C
ajas_bifasica_t_20*I_secuencia_conjugada_bifasica_t_20);
TakagiModificado_bifasica_t_20 = m_TM_bifasica_t_20*Longitud;

% Método sincronizado
m_MS_bifasica_t_20 = real((Vf2_Cajas_bifasica_t_20 - Vf2_Cayambe_bifasica_t_20
+ (Z1*If2_Cayambe_bifasica_t_20))/((If2_Cajas_bifasica_t_20 +
If2_Cayambe_bifasica_t_20)*Z1));
MetodoSincronizado_bifasica_t_20 = m_MS_bifasica_t_20*Longitud;

% Método no sincronizado
A_bifasica_t_20 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_t_20)^2)-
(abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_20)^ 2);
B_bifasica_t_20 =
2*real((Vf1_Cajas_bifasica_t_20*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_t_20))+
((Vf1_Cayambe_bifasica_t_20-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_20)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_20)));
    
```



```

C_bifasica_t_20 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_t_20)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_bifasica_t_20 - Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_20)^2;

solucion1_bifasica_t_20 = (-B_bifasica_t_20 + sqrt(B_bifasica_t_20^2 - 4 *
A_bifasica_t_20 * C_bifasica_t_20)) / (2 * A_bifasica_t_20);

solucion2_bifasica_t_20 = (-B_bifasica_t_20 - sqrt(B_bifasica_t_20^2 - 4 *
A_bifasica_t_20 * C_bifasica_t_20)) / (2 * A_bifasica_t_20);

%% Datos de la falla al 40% de la línea

% Valores subestación Cajas

Vfa_Cajas_bifasica_t_40 = 39.1004 - 0.4469i;
Vfb_Cajas_bifasica_t_40 = -17.2109 - 11.68186i;
Vfc_Cajas_bifasica_t_40 = -13.3854 + 12.9850i;
Ifa_Cajas_bifasica_t_40 = 0;
Ifb_Cajas_bifasica_t_40 = -7.1976 + 2.1327i;
Ifc_Cajas_bifasica_t_40 = 6.39909 + 3.6679i;

Vf1_Cajas_bifasica_t_40 = 25.2136 - 1.4681i;
Vf2_Cajas_bifasica_t_40 = 11.0121 + 0.7381i;
Vf0_Cajas_bifasica_t_40 = 2.8346 + 0.2854i;
If1_Cajas_bifasica_t_40 = 0.5761 - 4.8916i;
If2_Cajas_bifasica_t_40 = -0.3099 + 2.9584i;
If0_Cajas_bifasica_t_40 = -0.2662 + 1.9333i;

% Valores subestación Cayambe

Vfa_Cayambe_bifasica_t_40 = 46.2732 - 0.4199i;
Vfb_Cayambe_bifasica_t_40 = -4.8687 - 3.3046i;
Vfc_Cayambe_bifasica_t_40 = -3.7865 + 3.6732i;
Ifa_Cayambe_bifasica_t_40 = 0;
Ifb_Cayambe_bifasica_t_40 = -1.3573 + 0.4021i;
Ifc_Cayambe_bifasica_t_40 = 1.2067 + 0.6916i;
Vf1_Cayambe_bifasica_t_40 = 18.8813 - 0.5138i;
Vf2_Cayambe_bifasica_t_40 = 14.8526 + 0.1109i;
Vf0_Cayambe_bifasica_t_40 = 12.5393 - 0.01709i;
If1_Cayambe_bifasica_t_40 = 0.1086 - 0.9225i;
If2_Cayambe_bifasica_t_40 = -0.05845 + 0.5579i;
If0_Cayambe_bifasica_t_40 = -0.05021 + 0.3646i;
    
```





```
% Reactancia simple
```

```
VG_Cajas_bifasica_t_40 = Vfb_Cajas_bifasica_t_40 - Vfc_Cajas_bifasica_t_40;
```

```
IG_Cajas_bifasica_t_40 = Ifb_Cajas_bifasica_t_40 - Ifc_Cajas_bifasica_t_40;
```

```
m_ReactanciaSimple_bifasica_t_40 = (imag(VG_Cajas_bifasica_t_40/IG_Cajas_bifasica_t_40))/(imag(Z1));
```

```
ReactanciaSimple_bifasica_t_40 = m_ReactanciaSimple_bifasica_t_40*Longitud;
```

```
% Takagi
```

```
IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_40 = (Ifb_Cajas_bifasica_t_40 - Ib_Cajas) - (Ifc_Cajas_bifasica_t_40 - Ic_Cajas);
```

```
m_T_bifasica_t_40 = imag(VG_Cajas_bifasica_t_40*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_40)/imag(Z1*IG_Cajas_bifasica_t_40*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_40);
```

```
Takagi_bifasica_t_40 = m_T_bifasica_t_40*Longitud;
```

```
% Takagi modificado
```

```
I_secuencia_conjugada_bifasica_t_40 = conj((1j*If2_Cajas_bifasica_t_40));
```

```
m_TM_bifasica_t_40 = imag(VG_Cajas_bifasica_t_40*I_secuencia_conjugada_bifasica_t_40)/imag(Z1*IG_Cajas_bifasica_t_40*I_secuencia_conjugada_bifasica_t_40);
```

```
TakagiModificado_bifasica_t_40 = m_TM_bifasica_t_40*Longitud;
```

```
% Método sincronizado
```

```
m_MS_bifasica_t_40 = real((Vf2_Cajas_bifasica_t_40 - Vf2_Cayambe_bifasica_t_40 + (Z1*If2_Cayambe_bifasica_t_40))/((If2_Cajas_bifasica_t_40 + If2_Cayambe_bifasica_t_40)*Z1));
```

```
MetodoSincronizado_bifasica_t_40 = m_MS_bifasica_t_40*Longitud;
```

```
% Método no sincronizado
```

```
A_bifasica_t_40 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_t_40)^2) - (abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_40)^ 2);
```

```
B_bifasica_t_40 = 2*real((Vf1_Cajas_bifasica_t_40*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_t_40)) + ((Vf1_Cayambe_bifasica_t_40 - Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_40)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_40)));
```

```
C_bifasica_t_40 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_t_40)^2) - abs(Vf1_Cayambe_bifasica_t_40 - Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_40)^2;
```

```
solucion1_bifasica_t_40 = (-B_bifasica_t_40 + sqrt(B_bifasica_t_40^2 - 4 * A_bifasica_t_40 * C_bifasica_t_40)) / (2 * A_bifasica_t_40);
```

```
solucion2_bifasica_t_40 = (-B_bifasica_t_40 - sqrt(B_bifasica_t_40^2 - 4 * A_bifasica_t_40 * C_bifasica_t_40)) / (2 * A_bifasica_t_40);
```

```
%% Datos de la falla al 60% de la línea
```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



% Valores subestación Cajas

$$\begin{aligned} Vfa\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 40.0243 - 0.3923i; \\ Vfb\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= -18.7006 - 14.4760i; \\ Vfc\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= -14.5328 + 15.6100i; \\ Ifa\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 0; \\ Ifb\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= -5.8094 + 1.3911i; \\ Ifc\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 5.1972 + 2.8085i; \\ Vf1\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 27.5654 - 1.5229i; \\ Vf2\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 10.1952 + 0.8834i; \\ Vf0\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 2.2636 + 0.2473i; \\ If1\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= 0.5132 - 3.8767i; \\ If2\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= -0.3087 + 2.4789i; \\ If0\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= -0.2045 + 1.3978i; \end{aligned}$$

% Valores subestación Cayambe

$$\begin{aligned} Vfa\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 48.6232 - 0.2841i; \\ Vfb\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= -3.8940 - 3.0143i; \\ Vfc\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= -3.0261 + 3.2504i; \\ Ifa\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 0; \\ Ifb\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= -1.8150 + 0.4326i; \\ Ifc\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 1.6232 + 0.8772i; \\ Vf1\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 19.1695 - 0.3856i; \\ Vf2\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 15.5526 + 0.1154i; \\ Vf0\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 13.9011 - 0.0170i; \\ If1\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= 0.1603 - 1.2108i; \\ If2\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= -0.0961 + 0.7743i; \\ If0\_Cayambe\_bifasica\_t\_60 &= -0.0639 + 0.4367i; \end{aligned}$$

% Reactancia simple

$$\begin{aligned} VG\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= Vfb\_Cajas\_bifasica\_t\_60 - Vfc\_Cajas\_bifasica\_t\_60; \\ IG\_Cajas\_bifasica\_t\_60 &= Ifb\_Cajas\_bifasica\_t\_60 - Ifc\_Cajas\_bifasica\_t\_60; \\ m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_t\_60 &= \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_t\_60/IG\_Cajas\_bifasica\_t\_60)}{\text{imag}(Z1)}; \\ ReactanciaSimple\_bifasica\_t\_60 &= m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_t\_60 * Longitud; \end{aligned}$$

% Takagi



```

IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_60 = (Ifb_Cajas_bifasica_t_60 - Ib_Cajas)-
(Ifc_Cajas_bifasica_t_60 - Ic_Cajas);

m_T_bifasica_t_60 =
imag(VG_Cajas_bifasica_t_60*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_60)/imag(Z1*IG_Caja
s_bifasica_t_60*IG_Conjugada_Cajas_bifasica_t_60);

Takagi_bifasica_t_60 = m_T_bifasica_t_60*Longitud;

% Takagi modificado

I_secuencia_conjugada_bifasica_t_60 = conj((1j*If2_Cajas_bifasica_t_60));

m_TM_bifasica_t_60 =
imag(VG_Cajas_bifasica_t_60*I_secuencia_conjugada_bifasica_t_60)/imag(Z1*IG_C
ajas_bifasica_t_60*I_secuencia_conjugada_bifasica_t_60);

TakagiModificado_bifasica_t_60 = m_TM_bifasica_t_60*Longitud;

% Método sincronizado

m_MS_bifasica_t_60 = real((Vf2_Cajas_bifasica_t_60 - Vf2_Cayambe_bifasica_t_60
+ (Z1*If2_Cayambe_bifasica_t_60))/((If2_Cajas_bifasica_t_60 +
If2_Cayambe_bifasica_t_60)*Z1));

MetodoSincronizado_bifasica_t_60 = m_MS_bifasica_t_60*Longitud;

% Método no sincronizado

A_bifasica_t_60 = (abs(Z1*If1_Cajas_bifasica_t_60)^2)-
(abs(Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_60)^2);

B_bifasica_t_60 =
2*real((Vf1_Cajas_bifasica_t_60*conj(Z1*If1_Cajas_bifasica_t_60))
+ ((Vf1_Cayambe_bifasica_t_60-
Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_60)*conj(Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_60)));

C_bifasica_t_60 = (abs(Vf1_Cajas_bifasica_t_60)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_bifasica_t_60-Z1*If1_Cayambe_bifasica_t_60)^2;

solucion1_bifasica_t_60 = (-B_bifasica_t_60 + sqrt(B_bifasica_t_60^2 - 4 *
A_bifasica_t_60 * C_bifasica_t_60)) / (2 * A_bifasica_t_60);

solucion2_bifasica_t_60 = (-B_bifasica_t_60 - sqrt(B_bifasica_t_60^2 - 4 *
A_bifasica_t_60 * C_bifasica_t_60)) / (2 * A_bifasica_t_60);

%% Datos de la falla al 80% de la línea

% Valores subestación Cajas

Vfa_Cajas_bifasica_t_80 = 40.5006 - 0.3581i;

Vfb_Cajas_bifasica_t_80 = -19.4392 - 16.1903i;

Vfc_Cajas_bifasica_t_80 = -15.1484 + 17.2203i;

Ifa_Cajas_bifasica_t_80 = 0;

Ifb_Cajas_bifasica_t_80 = -4.8185 + 0.9980i;

```



$$Ifc\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = 4.3254 + 2.2728i;$$

$$Vf1\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = 28.9097 - 1.5297i;$$

$$Vf2\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = 9.6200 + 0.9476i;$$

$$Vf0\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = 1.9710 + 0.2240i;$$

$$If1\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = 0.4502 - 3.1847i;$$

$$If2\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = -0.2858 + 2.0945i;$$

$$If0\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = -0.1644 + 1.0903i;$$

% Valores subestación Cayambe

$$Vfa\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 50.4879 - 0.1927i;$$

$$Vfa\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = -2.2591 - 1.8815i;$$

$$Vfc\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = -1.7604 + 2.0012i;$$

$$Ifa\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 0;$$

$$Ifb\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = -2.2399 + 0.4639i;$$

$$Ifc\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 2.0106 + 1.0565i;$$

$$Vf1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 18.6201 - 0.2281i;$$

$$Vf2\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 16.3784 + 0.0597i;$$

$$Vf0\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 15.4895 - 0.0244i;$$

$$If1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = 0.2093 - 1.4804i;$$

$$If2\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = -0.1329 + 0.9736i;$$

$$If0\_Cayambe\_bifasica\_t\_80 = -0.0764 + 0.5068i;$$

% Reactancia simple

$$VG\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = Vf\_b\_Cajas\_bifasica\_t\_80 - Vf\_c\_Cajas\_bifasica\_t\_80;$$

$$IG\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = If\_b\_Cajas\_bifasica\_t\_80 - If\_c\_Cajas\_bifasica\_t\_80;$$

$$m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_t\_80 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_t\_80/IG\_Cajas\_bifasica\_t\_80)}{\text{imag}(Z1)};$$

$$ReactanciaSimple\_bifasica\_t\_80 = m\_ReactanciaSimple\_bifasica\_t\_80 * Longitud;$$

% Takagi

$$IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_t\_80 = (If\_b\_Cajas\_bifasica\_t\_80 - Ib\_Cajas) - (If\_c\_Cajas\_bifasica\_t\_80 - Ic\_Cajas);$$

$$m\_T\_bifasica\_t\_80 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_bifasica\_t\_80 * IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_t\_80)}{\text{imag}(Z1 * IG\_Cajas\_bifasica\_t\_80 * IG\_Conjugada\_Cajas\_bifasica\_t\_80)};$$

$$Takagi\_bifasica\_t\_80 = m\_T\_bifasica\_t\_80 * Longitud;$$



% Takagi modificado

$I_{\text{secuencia\_conjugada\_bifasica\_t\_80}} = \text{conj}((1j * I_{f2\_Cajas\_bifasica\_t\_80}))$ ;

$m_{TM\_bifasica\_t\_80} = \frac{\text{imag}(V_{G\_Cajas\_bifasica\_t\_80} * I_{\text{secuencia\_conjugada\_bifasica\_t\_80}}) / \text{imag}(Z_1 * I_{G\_Cajas\_bifasica\_t\_80} * I_{\text{secuencia\_conjugada\_bifasica\_t\_80}})}$ ;

$TakagiModificado\_bifasica\_t\_80 = m_{TM\_bifasica\_t\_80} * Longitud$ ;

% Método sincronizado

$m_{MS\_bifasica\_t\_80} = \frac{\text{real}((V_{f2\_Cajas\_bifasica\_t\_80} - V_{f2\_Cayambe\_bifasica\_t\_80} + (Z_1 * I_{f2\_Cayambe\_bifasica\_t\_80})) / ((I_{f2\_Cajas\_bifasica\_t\_80} + I_{f2\_Cayambe\_bifasica\_t\_80}) * Z_1))}$ ;

$MetodoSincronizado\_bifasica\_t\_80 = m_{MS\_bifasica\_t\_80} * Longitud$ ;

% Método no sincronizado

$A_{bifasica\_t\_80} = \frac{(\text{abs}(Z_1 * I_{f1\_Cajas\_bifasica\_t\_80})^2) - (\text{abs}(Z_1 * I_{f1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80})^2)}$ ;

$B_{bifasica\_t\_80} = \frac{2 * \text{real}((V_{f1\_Cajas\_bifasica\_t\_80} * \text{conj}(Z_1 * I_{f1\_Cajas\_bifasica\_t\_80})) + ((V_{f1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80} - Z_1 * I_{f1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80}) * \text{conj}(Z_1 * I_{f1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80})))}$ ;

$C_{bifasica\_t\_80} = \frac{(\text{abs}(V_{f1\_Cajas\_bifasica\_t\_80})^2) - \text{abs}(V_{f1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80} - Z_1 * I_{f1\_Cayambe\_bifasica\_t\_80})^2}$ ;

$\text{solucion1\_bifasica\_t\_80} = \frac{(-B_{bifasica\_t\_80} + \text{sqrt}(B_{bifasica\_t\_80}^2 - 4 * A_{bifasica\_t\_80} * C_{bifasica\_t\_80}))}{(2 * A_{bifasica\_t\_80})}$ ;

$\text{solucion2\_bifasica\_t\_80} = \frac{(-B_{bifasica\_t\_80} - \text{sqrt}(B_{bifasica\_t\_80}^2 - 4 * A_{bifasica\_t\_80} * C_{bifasica\_t\_80}))}{(2 * A_{bifasica\_t\_80})}$ ;

%% Falla trifásica

% Datos de la falla al 20% de la línea

% Valores subestación Cajas

$V_{fa\_Cajas\_trifasica\_20} = 9.2247 - 1.6997i$ ;

$V_{fb\_Cajas\_trifasica\_20} = -6.0843 - 7.1389i$ ;

$V_{fc\_Cajas\_trifasica\_20} = -3.14036 + 8.8386i$ ;

$I_{fa\_Cajas\_trifasica\_20} = 0.8644 - 10.2506i$ ;

$I_{fb\_Cajas\_trifasica\_20} = -9.3095 + 4.3767i$ ;

$I_{fc\_Cajas\_trifasica\_20} = 8.4451 + 5.8739i$ ;

$V_{f1\_Cajas\_trifasica\_20} = 15.9810 - 2.9446i$ ;

$V_{f2\_Cajas\_trifasica\_20} = 0$ ;  $V_{f0\_Cajas\_trifasica\_20} = 0$ ;

$I_{f1\_Cajas\_trifasica\_20} = 0.8644 - 10.2506i$ ;



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```

If2_Cajas_trifasica_20 = 0; If0_Cajas_trifasica_20 = 0;
% Valores subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_trifasica_20 = 8.8242 - 2.0535i;
Vfb_Cayambe_trifasica_20 = -6.1905 - 6.6153i;
Vfc_Cayambe_trifasica_20 = -2.6338 + 8.6687i;
Ifa_Cayambe_trifasica_20 = 0.0852 - 0.5939i;
Ifb_Cayambe_trifasica_20 = -0.5569 + 0.2232i;
Ifc_Cayambe_trifasica_20 = 0.4718 + 0.3707i;
Vf1_Cayambe_trifasica_20 = 8.8242 - 2.0535i;
Vf2_Cayambe_trifasica_20 = 0; Vf0_Cayambe_trifasica_20 = 0;
If1_Cayambe_trifasica_20 = 0.0852 - 0.5939i;
If2_Cayambe_trifasica_20 = 0; If0_Cayambe_trifasica_20 = 0;
% Reactancia simple
VG_Cajas_trifasica_20 = Vfa_Cajas_trifasica_20 - Vfc_Cajas_trifasica_20;
IG_Cajas_trifasica_20 = Ifa_Cajas_trifasica_20 - Ifc_Cajas_trifasica_20;
m_ReactanciaSimple_trifasica_20 =
(imag(VG_Cajas_trifasica_20/IG_Cajas_trifasica_20))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_trifasica_20 = m_ReactanciaSimple_trifasica_20*Longitud;
% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_20 = (Ifb_Cajas_trifasica_20 - Ib_Cajas) -
(Ifc_Cajas_trifasica_20 - Ic_Cajas);
m_T_trifasica_20 = imag(VG_Cajas_trifasica_20) /
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_20 * IG_Cajas_trifasica_20;
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_20);
Takagi_trifasica_20 = m_T_trifasica_20 * Longitud;
% Takagi modificado
%%no se puede ejecutar para una falla trifasica ya que esta usa las
%%corrientes de secuencia cero y en una falla trifasica estas corrientes no
%%existen
% Método sincronizado
m_MS_trifasica_20 = real((Vf1_Cajas_trifasica_20 - Vf1_Cayambe_trifasica_20 +
(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_20)) / ((If1_Cajas_trifasica_20 +
If1_Cayambe_trifasica_20) * Z1));
MetodoSincronizado_trifasica_20 = m_MS_trifasica_20 * Longitud;
% Método no sincronizado
    
```



```

A_trifasica_20 = (abs(Z1 * If1_Cajas_trifasica_20)^2) - (abs(Z1 *
If1_Cayambe_trifasica_20)^2);

B_trifasica_20 = -2 * real((Vf1_Cajas_trifasica_20 * conj(Z1 *
If1_Cajas_trifasica_20)) + ((Vf1_Cayambe_trifasica_20 - Z1 *
If1_Cayambe_trifasica_20) * conj(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_20)));

C_trifasica_20 = (abs(Vf1_Cajas_trifasica_20)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_trifasica_20 - Z1 * If1_Cayambe_trifasica_20)^2;

solucion1_trifasica_20 = (-B_trifasica_20 + sqrt(B_trifasica_20^2 - 4 *
A_trifasica_20 * C_trifasica_20)) / (2 * A_trifasica_20);

solucion2_trifasica_20 = (-B_trifasica_20 - sqrt(B_trifasica_20^2 - 4 *
A_trifasica_20 * C_trifasica_20)) / (2 * A_trifasica_20);

%% Datos de la falla al 40% de la línea

% Valores subestación Cajas
Vfa_Cajas_trifasica_40 = 14.7198 - 2.3103i;
Vfb_Cajas_trifasica_40 = -9.3607 - 11.5926i;
Vfc_Cajas_trifasica_40 = -5.3591 + 13.9029i;
Ifa_Cajas_trifasica_40 = 0.9010 - 8.1161i;
Ifb_Cajas_trifasica_40 = -7.4824 + 3.2706i;
Ifc_Cajas_trifasica_40 = 6.5783 + 4.8384i;
Vf1_Cajas_trifasica_40 = 25.4880 - 4.0004i;
Vf2_Cajas_trifasica_40 = 0;
Vf0_Cajas_trifasica_40 = 0;
If1_Cajas_trifasica_40 = 0.9010 - 8.1161i;
% If1_Cajas_trifasica_40 = 2.1493 + 7.8781i;
If2_Cajas_trifasica_40 = 0;
If0_Cajas_trifasica_40 = 0;

% Valores subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_trifasica_40 = 7.7251 - 1.6533i;
Vfb_Cayambe_trifasica_40 = -5.2943 - 5.8635i;
Vfc_Cayambe_trifasica_40 = -2.4307 + 7.5167i;
Ifa_Cayambe_trifasica_40 = 0.1738 - 0.9970i;
Ifb_Cayambe_trifasica_40 = -0.9503 + 0.3479i;
Ifc_Cayambe_trifasica_40 = 0.7765 + 0.6490i;
Vf1_Cayambe_trifasica_40 = 13.3869 - 2.8650i;
Vf2_Cayambe_trifasica_40 = 0;

```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```
Vf0_Cayambe_trifasica_40 = 0;

If1_Cayambe_trifasica_40 = 0.1738 - 0.9970i;
% If1_Cayambe_trifasica_40 = 0.3784 + 0.9386i;
If2_Cayambe_trifasica_40 = 0;
If0_Cayambe_trifasica_40 = 0;
% Reactancia simple
VG_Cajas_trifasica_40 = Vfa_Cajas_trifasica_40 - Vfc_Cajas_trifasica_40;
IG_Cajas_trifasica_40 = Ifa_Cajas_trifasica_40 - Ifc_Cajas_trifasica_40;
m_ReactanciaSimple_trifasica_40 = (imag(VG_Cajas_trifasica_40 /
IG_Cajas_trifasica_40)) / (imag(Z1));
ReactanciaSimple_trifasica_40 = m_ReactanciaSimple_trifasica_40 * Longitud;
% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_40 = (Ifb_Cajas_trifasica_40 - Ib_Cajas) -
(Ifc_Cajas_trifasica_40 - Ic_Cajas);
m_T_trifasica_40 = imag(VG_Cajas_trifasica_40 *
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_40) / imag(Z1 * IG_Cajas_trifasica_40 *
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_40);
Takagi_trifasica_40 = m_T_trifasica_40 * Longitud;
% Método sincronizado
m_MS_trifasica_40 = real((Vf1_Cajas_trifasica_40 - Vf1_Cayambe_trifasica_40 +
(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_40)) / ((If1_Cajas_trifasica_40 +
If1_Cayambe_trifasica_40) * Z1));
MetodoSincronizado_trifasica_40 = m_MS_trifasica_40 * Longitud;
% Método no sincronizado
A_trifasica_40 = (abs(Z1 * If1_Cajas_trifasica_40)^2) - (abs(Z1 *
If1_Cayambe_trifasica_40)^2);
B_trifasica_40 = -2 * real((Vf1_Cajas_trifasica_40 * conj(Z1 *
If1_Cajas_trifasica_40)) + ((Vf1_Cayambe_trifasica_40 - Z1 *
If1_Cayambe_trifasica_40) * conj(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_40)));
C_trifasica_40 = (abs(Vf1_Cajas_trifasica_40)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_trifasica_40 - Z1 * If1_Cayambe_trifasica_40)^2;
solucion1_trifasica_40 = (-B_trifasica_40 + sqrt(B_trifasica_40^2 - 4 *
A_trifasica_40 * C_trifasica_40)) / (2 * A_trifasica_40);
solucion2_trifasica_40 = (-B_trifasica_40 - sqrt(B_trifasica_40^2 - 4 *
A_trifasica_40 * C_trifasica_40)) / (2 * A_trifasica_40);
% Datos de la falla al 60% de la línea
% Valores subestación Cajas
```





**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



$$Vfa\_Cajas\_trifasica\_60 = 18.2619 - 2.5568i;$$

$$Vfb\_Cajas\_trifasica\_60 = -11.3452 - 14.5369i;$$

$$Vfc\_Cajas\_trifasica\_60 = -6.9167 + 17.0937i;$$

$$Ifa\_Cajas\_trifasica\_60 = 0.8541 - 6.6857i;$$

$$Ifb\_Cajas\_trifasica\_60 = -6.2170 + 2.6032i;$$

$$Ifc\_Cajas\_trifasica\_60 = 5.3629 + 4.0825i;$$

$$Vf1\_Cajas\_trifasica\_60 = 31.6315 - 4.4286i;$$

$$If1\_Cajas\_trifasica\_60 = 0.8541 - 6.6857i;$$

% Valores subestación Cayambe

$$Vfa\_Cayambe\_trifasica\_60 = 9.0258 - 1.8823i;$$

$$Vfb\_Cayambe\_trifasica\_60 = -6.1430 - 6.8754i;$$

$$Vfc\_Cayambe\_trifasica\_60 = -2.8828 + 8.7577i;$$

$$Ifa\_Cayambe\_trifasica\_60 = 0.2565 - 1.3112i;$$

$$Ifb\_Cayambe\_trifasica\_60 = -1.2637 + 0.4335i;$$

$$Ifc\_Cayambe\_trifasica\_60 = 1.0073 + 0.8777i;$$

$$Vf1\_Cayambe\_trifasica\_60 = 15.6337 - 3.2603i;$$

$$If1\_Cayambe\_trifasica\_60 = 0.2565 - 1.3112i;$$

% Reactancia simple

$$VG\_Cajas\_trifasica\_60 = Vfa\_Cajas\_trifasica\_60 - Vfc\_Cajas\_trifasica\_60;$$

$$IG\_Cajas\_trifasica\_60 = Ifa\_Cajas\_trifasica\_60 - Ifc\_Cajas\_trifasica\_60;$$

$$m\_ReactanciaSimple\_trifasica\_60 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_trifasica\_60)}{IG\_Cajas\_trifasica\_60} / \text{imag}(Z1);$$

$$ReactanciaSimple\_trifasica\_60 = m\_ReactanciaSimple\_trifasica\_60 * Longitud;$$

% Takagi

$$IG\_Conjugada\_Cajas\_trifasica\_60 = (Ifb\_Cajas\_trifasica\_60 - Ib\_Cajas) - (Ifc\_Cajas\_trifasica\_60 - Ic\_Cajas);$$

$$m\_T\_trifasica\_60 = \frac{\text{imag}(VG\_Cajas\_trifasica\_60)}{IG\_Conjugada\_Cajas\_trifasica\_60} / \text{imag}(Z1 * IG\_Cajas\_trifasica\_60);$$

$$Takagi\_trifasica\_60 = m\_T\_trifasica\_60 * Longitud;$$

% Método sincronizado

$$m\_MS\_trifasica\_60 = \frac{\text{real}((Vf1\_Cajas\_trifasica\_60 - Vf1\_Cayambe\_trifasica\_60 + (Z1 * If1\_Cayambe\_trifasica\_60))}{((If1\_Cajas\_trifasica\_60 + If1\_Cayambe\_trifasica\_60) * Z1));$$



```
MetodoSincronizado_trifasica_60 = m_MS_trifasica_60 * Longitud;
```

```
% Método no sincronizado
```

```
A_trifasica_60 = (abs(Z1 * If1_Cajas_trifasica_60)^2) - (abs(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_60)^2);
```

```
B_trifasica_60 = -2 * real((Vf1_Cajas_trifasica_60 * conj(Z1 * If1_Cajas_trifasica_60)) + ((Vf1_Cayambe_trifasica_60 - Z1 * If1_Cayambe_trifasica_60) * conj(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_60)));
```

```
C_trifasica_60 = (abs(Vf1_Cajas_trifasica_60)^2) - abs(Vf1_Cayambe_trifasica_60 - Z1 * If1_Cayambe_trifasica_60)^2;
```

```
solucion1_trifasica_60 = (-B_trifasica_60 + sqrt(B_trifasica_60^2 - 4 * A_trifasica_60 * C_trifasica_60)) / (2 * A_trifasica_60);
```

```
solucion2_trifasica_60 = (-B_trifasica_60 - sqrt(B_trifasica_60^2 - 4 * A_trifasica_60 * C_trifasica_60)) / (2 * A_trifasica_60);
```

```
%% Datos de la falla al 40% de la línea
```

```
% Valores subestación Cajas
```

```
Vfa_Cajas_trifasica_80 = 20.6678 - 2.6733i;
```

```
Vfb_Cajas_trifasica_80 = -12.6490 - 16.5622i;
```

```
Vfc_Cajas_trifasica_80 = -8.0188 + 19.2355i;
```

```
Ifa_Cajas_trifasica_80 = 0.7835 - 5.6580i;
```

```
Ifb_Cajas_trifasica_80 = -5.2917 + 2.1505i;
```

```
Ifc_Cajas_trifasica_80 = 4.5082 + 3.5075i;
```

```
Vf1_Cajas_trifasica_80 = 35.8018 - 4.6308i;
```

```
Vf2_Cajas_trifasica_80 = 0;
```

```
Vf0_Cajas_trifasica_80 = 0;
```

```
If1_Cajas_trifasica_80 = 0.7835 - 5.6580i;
```

```
If2_Cajas_trifasica_80 = 0;
```

```
If0_Cajas_trifasica_80 = 0;
```

```
% Valores subestación Cayambe
```

```
Vfa_Cayambe_trifasica_80 = 9.4761 - 2.0246i;
```

```
Vfb_Cayambe_trifasica_80 = -6.4914 - 7.1943i;
```

```
Vfc_Cayambe_trifasica_80 = -2.9847 + 9.2189i;
```

```
Ifa_Cayambe_trifasica_80 = 0.3343 - 1.5810i;
```

```
Ifb_Cayambe_trifasica_80 = -1.5364 + 0.5010i;
```

```
Ifc_Cayambe_trifasica_80 = 1.2021 + 1.0800i;
```

```
Vf1_Cayambe_trifasica_80 = 16.4194 - 3.5080i;
```



```

Vf2_Cayambe_trifasica_80 = 0;
Vf0_Cayambe_trifasica_80 = 0;
If1_Cayambe_trifasica_80 = 0.3343 - 1.5810i;
If2_Cayambe_trifasica_80 = 0;
If0_Cayambe_trifasica_80 = 0;
% Reactancia simple
VG_Cajas_trifasica_80 = Vfa_Cajas_trifasica_80 - Vfc_Cajas_trifasica_80;
IG_Cajas_trifasica_80 = Ifa_Cajas_trifasica_80 - Ifc_Cajas_trifasica_80;
m_ReactanciaSimple_trifasica_80 = (imag(VG_Cajas_trifasica_80 /
IG_Cajas_trifasica_80)) / (imag(Z1));
ReactanciaSimple_trifasica_80 = m_ReactanciaSimple_trifasica_80 * Longitud;
% Takagi
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_80 = (Ifb_Cajas_trifasica_80 - Ib_Cajas) -
(Ifc_Cajas_trifasica_80 - Ic_Cajas);
m_T_trifasica_80 = imag(VG_Cajas_trifasica_80 *
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_80) / imag(Z1 * IG_Cajas_trifasica_80 *
IG_Conjugada_Cajas_trifasica_80);
Takagi_trifasica_80 = m_T_trifasica_80 * Longitud;
% Método sincronizado
m_MS_trifasica_80 = real((Vf1_Cajas_trifasica_80 - Vf1_Cayambe_trifasica_80 +
(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_80)) / ((If1_Cajas_trifasica_80 +
If1_Cayambe_trifasica_80) * Z1));
MetodoSincronizado_trifasica_80 = m_MS_trifasica_80 * Longitud;
% Método no sincronizado
A_trifasica_80 = (abs(Z1 * If1_Cajas_trifasica_80)^2) - (abs(Z1 *
If1_Cayambe_trifasica_80)^2);
B_trifasica_80 = -2 * real((Vf1_Cajas_trifasica_80 * conj(Z1 *
If1_Cajas_trifasica_80)) + ((Vf1_Cayambe_trifasica_80 - Z1 *
If1_Cayambe_trifasica_80) * conj(Z1 * If1_Cayambe_trifasica_80)));
C_trifasica_80 = (abs(Vf1_Cajas_trifasica_80)^2) -
abs(Vf1_Cayambe_trifasica_80 - Z1 * If1_Cayambe_trifasica_80)^2;
solucion1_trifasica_80 = (-B_trifasica_80 + sqrt(B_trifasica_80^2 - 4 *
A_trifasica_80 * C_trifasica_80)) / (2 * A_trifasica_80);
solucion2_trifasica_80 = (-B_trifasica_80 - sqrt(B_trifasica_80^2 - 4 *
A_trifasica_80 * C_trifasica_80)) / (2 * A_trifasica_80);
%Fin del código para calcular las distancias utilizando algoritmos
%basados en impedancias
%Elaboración de tablas con las distancias calculadas en la sección anterior

```



```

disp('Se presentan los resultados de las distancias calculadas con cada uno de
los');

disp('algoritmos basados en impedancias.');
```

disp(' ');

```

disp('FALLA MONOFÁSICA');
```

disp(' ');

```

% Tabla para valores de una falla monofasica
nombre = ["20%", "40%", "60%", "80%"];

Reactancia_1 = [ReactanciaSimple_monofasica_20,
ReactanciaSimple_monofasica_40,
ReactanciaSimple_monofasica_60,
ReactanciaSimple_monofasica_80];

TakagiM_1 = [TakagiModificado_monofasica_20, TakagiModificado_monofasica_40,
TakagiModificado_monofasica_60, TakagiModificado_monofasica_80];

Takagi_1 = [Takagi_monofasica_20, Takagi_monofasica_40, Takagi_monofasica_60,
Takagi_monofasica_80];

Sincronizado_1 = [MetodoSincronizado_monofasica_20,
MetodoSincronizado_monofasica_40,
MetodoSincronizado_monofasica_80];

Desincronizado_1 = [solucion2*Longitud, solucion2_40*Longitud,
solucion2_60*Longitud, solucion2_80*Longitud];

% Crear la tabla
T = table(nombre', Reactancia_1', Takagi_1', TakagiM_1', Sincronizado_1',
Desincronizado_1', ...
'VariableNames', {'Distancia', 'Reactancia', 'Takagi', 'TakagiM',
'Sincronizado', 'Desincronizado'});

% Mostrar la tabla
disp(T); disp(' '); disp('FALLA BIFÁSICA'); disp(' ');

% Tabla para valores de una falla bifasica
distancias_2 = ["20%", "40%", "60%", "80%"];

Reactancia_2 = [ReactanciaSimple_bifasica_20, ReactanciaSimple_bifasica_40,
ReactanciaSimple_bifasica_60, ReactanciaSimple_bifasica_80];

TakagiM_2 = [TakagiModificado_bifasica_20, TakagiModificado_bifasica_40,
TakagiModificado_bifasica_60, TakagiModificado_bifasica_80];

Takagi_2 = [Takagi_bifasica_20, Takagi_bifasica_40, Takagi_bifasica_60,
Takagi_bifasica_80];

Sincronizado_2 = [MetodoSincronizado_bifasica_20,
MetodoSincronizado_bifasica_40,...
MetodoSincronizado_bifasica_60, MetodoSincronizado_bifasica_80];

```



```
Desincronizado_2 = [solucion2_bifasica_20*Longitud,
solucion2_bifasica_40*Longitud,...
```

```
solucion2_bifasica_60*Longitud, solucion2_bifasica_80*Longitud];
```

```
% Crear la tabla
```

```
T_2 = table(distancias_2', Reactancia_2', Takagi_2', TakagiM_2',
Sincronizado_2', Desincronizado_2', ...
```

```
'VariableNames', {'Distancia', 'Reactancia', 'Takagi', 'TakagiM',
'Sincronizado', 'Desincronizado'});
```

```
% Mostrar la tabla
```

```
disp(T_2); disp(' '); disp('FALLA BIFÁSICA A TIERRA'); disp(' ');
```

```
% Tabla para valores de una falla bifasica a tierra
```

```
Reactancia_3 = [ReactanciaSimple_bifasica_t_20,
ReactanciaSimple_bifasica_t_40, ReactanciaSimple_bifasica_t_60,
ReactanciaSimple_bifasica_t_80];
```

```
TakagiM_3 = [TakagiModificado_bifasica_t_20, TakagiModificado_bifasica_t_40,
TakagiModificado_bifasica_t_60, TakagiModificado_bifasica_t_80];
```

```
Takagi_3 = [Takagi_bifasica_t_20, Takagi_bifasica_t_40, Takagi_bifasica_t_60,
Takagi_bifasica_t_80];
```

```
Sincronizado_3 = [MetodoSincronizado_bifasica_t_20,
MetodoSincronizado_bifasica_t_40, MetodoSincronizado_bifasica_t_60,
MetodoSincronizado_bifasica_t_80];
```

```
Desincronizado_3 = [solucion2_bifasica_t_20 * Longitud,
solucion2_bifasica_t_40 * Longitud, solucion2_bifasica_t_60 * Longitud,
solucion2_bifasica_t_80 * Longitud];
```

```
% Crear la tabla
```

```
T_3 = table(distancias_2', Reactancia_3', Takagi_3', TakagiM_3',
Sincronizado_3', Desincronizado_3', ...
```

```
'VariableNames', {'Distancia', 'Reactancia', 'Takagi', 'TakagiM',
'Sincronizado', 'Desincronizado'});
```

```
% Mostrar la tabla
```

```
disp(T_3); disp(' '); disp('FALLA TRIFÁSICA'); disp(' ');
```

```
% Tabla para valores de una falla trifasica a tierra
```

```
Reactancia_4 = [ReactanciaSimple_trifasica_20, ReactanciaSimple_trifasica_40,
ReactanciaSimple_trifasica_60, ReactanciaSimple_trifasica_80];
```

```
Takagi_4 = [Takagi_trifasica_20, Takagi_trifasica_40, Takagi_trifasica_60,
Takagi_trifasica_80];
```

```
Sincronizado_4 = [MetodoSincronizado_trifasica_20,
MetodoSincronizado_trifasica_40, MetodoSincronizado_trifasica_60,
MetodoSincronizado_trifasica_80];
```



```
Desincronizado_4 = [solucion2_trifasica_20 * Longitud, solucion2_trifasica_40
* Longitud, solucion2_trifasica_60 * Longitud, solucion2_trifasica_80 *
Longitud];
```

```
% Crear la tabla
```

```
T_4 = table(distancias_2', Reactancia_4', Takagi_4', Sincronizado_4',
Desincronizado_4', ...
```

```
    'VariableNames', {'Distancia', 'Reactancia', 'Takagi', 'Sincronizado',
'Desincronizado'});
```

```
% Mostrar la tabla
```

```
disp(T_4);
```

```
%% Calculo de la distancia a la mitad de la linea tomando en cuenta la
resistencia de falla
```

```
%% en una falla monofasica
```

```
% Subestación Cajas
```

```
Vfa_Cajas_rf5 = 34.1431 - 8.4750i;
```

```
Vfb_Cajas_rf5 = -19.4922 - 35.7196i;
```

```
Vfc_Cajas_rf5 = -19.3810 + 40.0429i;
```

```
Ifa_Cajas_rf5 = 3.0084 - 3.2286i;
```

```
Ifb_Cajas_rf5 = 0.0027 + 0.0107i;
```

```
Ifc_Cajas_rf5 = 0.0027 + 0.0107i;
```

```
Vf1_Cajas_rf5 = 39.7306 - 3.5777i;
```

```
Vf2_Cajas_rf5 = -4.0108 - 3.5135i;
```

```
Vf0_Cajas_rf5 = -1.5767 - 1.3839i;
```

```
If1_Cajas_rf5 = 1.0019 - 1.0798i;
```

```
If2_Cajas_rf5 = 1.0019 - 1.0798i;
```

```
If0_Cajas_rf5 = 1.0046 - 1.0691i;
```

```
% Subestación Cayambe
```

```
Vfa_Cayambe_rf5 = 26.1170 - 13.7850i;
```

```
Vfb_Cayambe_rf5 = -23.3293 - 38.4855i;
```

```
Vfc_Cayambe_rf5 = -23.2182 + 37.2769i;
```

```
Ifa_Cayambe_rf5 = 0.5101 - 0.4968i;
```

```
Ifb_Cayambe_rf5 = -0.0027 - 0.0107i;
```

```
Ifc_Cayambe_rf5 = -0.0027 - 0.0107i;
```

```
Vf1_Cayambe_rf5 = 38.3343 - 4.4256i;
```



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
 APLICADAS**



```

Vf2_Cayambe_rf5 = -5.4071 - 4.3615i;
Vf0_Cayambe_rf5 = -6.8102 - 4.9979i;
If1_Cayambe_rf5 = 0.1709 - 0.1620i;
If2_Cayambe_rf5 = 0.1709 - 0.1620i;
If0_Cayambe_rf5 = 0.1682 - 0.1727i;
% Método Reactancia Simple
VG_Cajas_rf5 = Vfa_Cajas_rf5;
IG_Cajas_rf5 = Ifa_Cajas_rf5 + k*If0_Cajas_rf5;
m_ReactanciaSimple_rf5 = (imag(VG_Cajas_rf5/IG_Cajas_rf5))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_rf5 = m_ReactanciaSimple_rf5*Longitud;
% Subestación Cajas
Vfa_Cajas_rf10 = 39.17673516 - 7.455859834i;
Vfb_Cajas_rf10 = -20.77234229 - 36.01329145i;
Vfc_Cajas_rf10 = -20.67244156 + 39.81890636i;
Ifa_Cajas_rf10 = 2.605664784 - 1.513435802i;
Ifb_Cajas_rf10 = -0.000373237 + 0.007490707i;
Ifc_Cajas_rf10 = -0.000373237 + 0.007490707i;
Vf1_Cajas_rf10 = 41.85726216 - 3.14836537i;
Vf2_Cajas_rf10 = -1.924476646 - 3.09071876i;
Vf0_Cajas_rf10 = -0.755996416 - 1.216768536i;
If1_Cajas_rf10 = 0.868682101 - 0.506976378i;
If2_Cajas_rf10 = 0.868682101 - 0.506976378i;
If0_Cajas_rf10 = 0.868289412 - 0.499476112i;
% Subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_rf10 = 34.98468021 - 12.51620346i;
Vfb_Cayambe_rf10 = -22.73145596 - 38.58111509i;
Vfc_Cayambe_rf10 = -22.63160286 + 37.25100161i;
Ifa_Cayambe_rf10 = 0.43167867 - 0.223487665i;
Ifb_Cayambe_rf10 = 0.000373237 - 0.007490707i;
Ifc_Cayambe_rf10 = 0.000373237 - 0.007490707i;
Vf1_Cayambe_rf10 = 41.11287954 - 3.979216102i;
Vf2_Cayambe_rf10 = -2.668789164 - 3.921524786i;
Vf0_Cayambe_rf10 = -3.459438973 - 4.615420457i;
    
```



```

If1_Cayambe_rf10 = 0.143777614 - 0.072004429i;
If2_Cayambe_rf10 = 0.143777614 - 0.072004429i;
If0_Cayambe_rf10 = 0.144136157 - 0.079485397i;
% Método Reactancia Simple
VG_Cajas_rf10 = Vfa_Cajas_rf10;
IG_Cajas_rf10 = Ifa_Cajas_rf10 + k*If0_Cajas_rf10;
m_ReactanciaSimple_rf10 = (imag(VG_Cajas_rf10/IG_Cajas_rf10))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_rf10 = m_ReactanciaSimple_rf10*Longitud;
% Subestación Cajas
Vfa_Cajas_rf15 = 41.2428 - 5.9164i;
Vfb_Cajas_rf15 = -21.2903 - 36.4204i;
Vfc_Cajas_rf15 = -21.2105 + 39.4409i;
Ifa_Cajas_rf15 = 2.0559 - 0.8213i;
Ifb_Cajas_rf15 = -0.0011 + 0.0054i;
Ifc_Cajas_rf15 = -0.0011 + 0.0054i;
Vf1_Cajas_rf15 = 42.7303 - 2.4986i;
Vf2_Cajas_rf15 = -1.0682 - 2.4525i;
Vf0_Cajas_rf15 = -0.4193 - 0.9653i;
If1_Cajas_rf15 = 0.6857 - 0.2756i;
If2_Cajas_rf15 = 0.6857 - 0.2756i;
If0_Cajas_rf15 = 0.6846 - 0.2702i;
% Subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_rf15 = 38.7370 - 10.0431i;
Vfb_Cayambe_rf15 = -22.4397 - 38.4966i;
Vfc_Cayambe_rf15 = -22.3207 + 37.3882i;
Ifa_Cayambe_rf15 = 0.3377 - 0.1163i;
Ifb_Cayambe_rf15 = 0.0011 - 0.0054i;
Ifc_Cayambe_rf15 = 0.0011 - 0.0054i;
Vf1_Cayambe_rf15 = 42.2782 - 3.1821i;
Vf2_Cayambe_rf15 = -1.5204 - 3.1360i;
Vf0_Cayambe_rf15 = -2.0209 - 3.7250i;
If1_Cayambe_rf15 = 0.1122 - 0.0369i;
If2_Cayambe_rf15 = 0.1122 - 0.0369i;

```





```

If0_Cayambe_rf15 = 0.1132 - 0.0423i;
% Método Reactancia Simple
VG_Cajas_rf15 = Vfa_Cajas_rf15;
IG_Cajas_rf15 = Ifa_Cajas_rf15 + k*If0_Cajas_rf15;
m_ReactanciaSimple_rf15 = (imag(VG_Cajas_rf15/IG_Cajas_rf15))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_rf15 = m_ReactanciaSimple_rf15*Longitud;
% Subestación Cajas
Vfa_Cajas_rf20 = 42.1978 - 4.7835i;
Vfb_Cajas_rf20 = -21.5271 - 36.7164i;
Vfc_Cajas_rf20 = -21.4616 + 39.1591i;
Ifa_Cajas_rf20 = 1.6574 - 0.5059i;
Ifb_Cajas_rf20 = -0.0012 + 0.0041i;
Ifc_Cajas_rf20 = -0.0012 + 0.0041i;
Vf1_Cajas_rf20 = 43.1341 - 2.0203i;
Vf2_Cajas_rf20 = -0.6724 - 1.9829i;
Vf0_Cajas_rf20 = -0.2638 - 0.7804i;
If1_Cajas_rf20 = 0.5529 - 0.1700i;
If2_Cajas_rf20 = 0.5529 - 0.1700i;
If0_Cajas_rf20 = 0.5517 - 0.1659i;
% Subestación Cayambe
Vfa_Cayambe_rf20 = 40.5138 - 8.1665i;
Vfb_Cayambe_rf20 = -22.2874 - 38.4110i;
Vfc_Cayambe_rf20 = -22.2226 + 37.4641i;
Ifa_Cayambe_rf20 = 0.2711 - 0.0686i;
Ifb_Cayambe_rf20 = 0.0012 - 0.0041i;
Ifc_Cayambe_rf20 = 0.0012 - 0.0041i;
Vf1_Cayambe_rf20 = 42.8262 - 2.5831i;
Vf2_Cayambe_rf20 = -0.9803 - 2.5457i;
Vf0_Cayambe_rf20 = -1.3320 - 3.0378i;
If1_Cayambe_rf20 = 0.0900 - 0.0215i;
If2_Cayambe_rf20 = 0.0900 - 0.0215i;
If0_Cayambe_rf20 = 0.0912 - 0.0256i;
% Método Reactancia Simple

```



```

VG_Cajas_rf20 = Vfa_Cajas_rf20;
IG_Cajas_rf20 = Ifa_Cajas_rf20 + k*If0_Cajas_rf20;
m_ReactanciaSimple_rf20 = (imag(VG_Cajas_rf20/IG_Cajas_rf20))/(imag(Z1));
ReactanciaSimple_rf20 = m_ReactanciaSimple_rf20*Longitud;
disp('Se presentan los resultados de las distancias calculadas con cada uno de
los');
disp('algoritmos basados en impedancias. '); disp(' ');
disp('FALLA MONOFÁSICA'); disp(' '); distancia_fallarf = 5; %km
% Tabla para valores de una falla monofasica
nombre = ["5", "10", "15", "20"];
Reactancia_rf      =      [ReactanciaSimple_rf5,      ReactanciaSimple_rf10,
ReactanciaSimple_rf15, ReactanciaSimple_rf20];
valor_real  =  [distancia_fallarf,  distancia_fallarf,  distancia_fallarf,
distancia_fallarf];
% Crear la tabla
T_rf = table(nombre',  valor_real', Reactancia_rf', ...
'VariableNames', {'RF', 'Distancia Real', 'Reactancia'});
% Mostrar la tabla
disp(T_rf);

```