

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN.**

Implementación de Protección de Distancia con
Comunicación para Líneas de Transmisión
Considerando la Impedancia de Interconexión

Informe de Proyecto Integrador

Previo a la obtención del título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Oscar Josue Añezco Leon

Luis Luan Beck Torres

GUAYAQUIL-ECUADOR

2023

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer principalmente a nuestros padres que hicieron posible que alcancemos esta meta. A nuestros maestros que hemos tenido a lo largo de nuestra carrera universitaria, especialmente a nuestro tutor el M.Sc. Fernando Vaca, por sus ideas, consejos y guía que nos ha ayudado a desarrollar y perfeccionar este proyecto. Al PhD. Ángel Recalde y a la Ing. Doménica Apolo por sus aportes durante la implementación de este trabajo. Finalmente, a todos nuestros colegas que hemos conocido en esta etapa y que siempre estuvieron dispuestos a brindar una mano.

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado con infinito afecto y agradecimiento a mis padres Oscar Añezco y Mireya León por su apoyo, esfuerzo y paciencia en toda mi vida universitaria, y su amor incondicional desde que nací. Cada palabra escrita en este trabajo, cada logro y éxito que tenga, tendrá siempre su huella, estoy profundamente agradecido porque han sido los pilares fundamentales de mi vida y son los que han hecho posible este logro. Dedico este trabajo también a mi hermana Valeria, mis tíos, tías y resto de familiares por su constante apoyo, interesados siempre en mi bienestar y deseándome siempre lo mejor, además de mis amigos Juan Carlos, David y Jean Pierre por ser un soporte emocional todos estos años.

Oscar Josue Añezco

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.

Ph.D. Ángel Recalde

PROFESOR DE MATERIA
INTEGRADORA

M.Sc. Fernando Vaca

TUTOR ACADÉMICO

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, me(nos) corresponde exclusivamente; y doy(damos) mi(nuestro) consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Luis Luan Beck Torres



Oscar Josué Añezco León.

RESUMEN

El presente trabajo busca implementar una protección de distancia en el relé GE L90 del laboratorio de protecciones de ESPO, tomando en cuenta la impedancia de interconexión (ZINT) que no es comúnmente considerada en la mayoría de los estudios de protecciones de distancia aplicados a sistemas de potencia de gran escala. Se propone un caso de estudio, de un sistema de potencia de 18 barras, se escoge una línea de transmisión, se reduce una parte de la red, y se obtiene un equivalente de red para obtener la impedancia de interconexión y se realiza un estudio de protección de distancia considerando esta impedancia. Este trabajo también pretende analizar la influencia de considerar esta impedancia de interconexión en los estudios de protecciones eléctricas comparado a cuando no es considerada. Además, este proyecto integrador propone ecuaciones que pueden ser utilizadas para encontrar los valores medidos por un relé de protecciones.

Los resultados fueron satisfactorios, ya que se comprobó que la impedancia de interconexión es relevante en la coordinación de protecciones de distancia, obteniendo resultados más precisos en la protección de la línea de transmisión. Además, la implementación física también ha sido un éxito, respaldando los resultados de este trabajo, y abriendo las puertas a que se puedan realizar estudios de protección de distancia en el laboratorio de protecciones de ESPO.

Palabras clave:

Impedancia de interconexión.

Sistema de potencia.

Red equivalente.

Zonas de protección.

Protección de distancia.

Línea de transmisión.

ABSTRACT.

The present work seeks to implement a distance protection in the GE L90 relay of the protection laboratory of ESPOL, considering the interconnection impedance that is not commonly considered in most of the studies of distance protections applied to large-scale power systems. A case study is proposed, of an 18-bus power system, a transmission line is chosen, a part of the network is reduced, and a network equivalent is obtained to obtain the interconnection impedance and a distance protection study is carried out considering this impedance. This work also aims to analyze the influence of considering this interconnection impedance in electrical protection studies compared to when it is not considered. In addition, this integrative project proposes equations that can be used to find the values measured by a protection relay.

The results were satisfactory, since it was proved that the interconnection impedance is relevant in the coordination of distance protections, obtaining more accurate results in the protection of the transmission line. In addition, the physical implementation has also been a success, supporting the results of this work, and opening the doors to carry out distance protection studies in the protection laboratory of ESPOL.

Key words:

Interconnection impedance.

Power system.

Equivalent network.

Protection zones.

Distance protection.

Transmission line.

ÍNDICE GENERAL

| | | |
|--------|---|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 | Descripción del problema..... | 1 |
| 1.2 | Justificación del problema..... | 2 |
| 1.3 | Objetivos..... | 2 |
| 1.3.1 | Objetivo General..... | 2 |
| 1.3.2 | Objetivos Específicos..... | 2 |
| 1.4 | Marco Teórico..... | 3 |
| 1.4.1 | Métodos de reducción estática de redes..... | 4 |
| 1.4.2 | Métodos tradicionales..... | 6 |
| 1.4.3 | Primer método..... | 6 |
| 1.4.4 | Segundo método..... | 6 |
| 1.4.5 | Tercer método..... | 6 |
| 1.4.6 | Otros métodos..... | 7 |
| 1.4.7 | Circuitos de secuencia..... | 7 |
| 1.4.8 | Representación de fallas en sus circuitos de secuencia..... | 8 |
| 1.4.9 | Fallas asimétricas..... | 8 |
| 1.4.10 | Fallas simétricas..... | 10 |
| 1.4.11 | Circuitos de secuencia considerando la impedancia de interconexión..... | 10 |
| 1.4.12 | Falla trifásica considerando la impedancia de interconexión..... | 12 |
| 1.4.13 | Protección de distancia..... | 12 |
| 2 | METODOLOGÍA..... | 17 |
| 2.1 | Selección y Modelado del sistema de potencia..... | 17 |

| | | |
|-------|--|----|
| 2.2 | Métodos para la obtención de un modelo equivalente de red..... | 19 |
| 2.2.1 | Método de la Matriz de Impedancias y Thévenin..... | 19 |
| 2.2.2 | Método de matriz de impedancias e inyección de corriente. | 20 |
| 2.3 | Obtención de la impedancia aparente mediante el análisis de los circuitos de secuencia en el momento de la falla..... | 22 |
| 2.3.1 | Falla trifásica..... | 23 |
| 2.3.2 | Falla línea-línea. | 27 |
| 2.3.3 | Falla monofásica..... | 30 |
| 2.4 | Análisis del sistema sin considerar la impedancia de interconexión. ... | 34 |
| 2.4.1 | Falla trifásica..... | 34 |
| 2.4.2 | Falla línea a línea. | 36 |
| 2.4.3 | Falla monofásica..... | 38 |
| 2.5 | Coordinación de protecciones de distancia en el software DIgSILENT PowerFactory 2021..... | 42 |
| 2.5.1 | Coordinación de distancia en el sistema reducido por el método de matrices considerando la impedancia de interconexión..... | 43 |
| 2.5.2 | Coordinación de distancia en el sistema reducido por el método de inyección de corriente considerando la impedancia de interconexión..... | 51 |
| 2.6 | Implementación de la protección de distancia..... | 58 |
| 2.6.1 | Descripción de los equipos a utilizar..... | 59 |
| 2.6.2 | Descripción del software a utilizar. | 59 |
| 2.6.3 | Configuración de la unidad de prueba “CMC 256 plus” desde “Test Universe”..... | 60 |
| 3 | RESULTADOS Y ANÁLISIS. | 71 |
| 3.1 | Resultados de coordinación de distancia considerando la impedancia de interconexión de cada uno de los métodos equivalentes probados en el sistema completo..... | 71 |
| 3.1.1 | Método de matrices. | 71 |
| 3.1.2 | Método de inyección de potencia o corriente. | 73 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.2 | Resultados de coordinación de distancia sin considerar la impedancia de interconexión de cada uno de los métodos equivalentes probados en el sistema completo..... | 75 |
| 3.2.1 | Método de matrices..... | 75 |
| 3.2.2 | Método de inyección de potencia o corriente..... | 78 |
| 3.3 | Resultados teóricos matemáticos de una falla al 60 % de la línea para los distintos tipos de falla con una resistencia de falla de 40 ohm..... | 79 |
| 3.3.1 | Con impedancia de interconexión..... | 80 |
| 3.3.2 | Sin impedancia de interconexión..... | 81 |
| 3.4 | Resultados simulados de una falla al 60 % de la línea para los distintos tipos de falla con una resistencia de falla de 40 ohm considerando la impedancia de interconexión..... | 81 |
| 3.4.1 | Falla Trifásica..... | 82 |
| 3.4.2 | Falla Bifásica..... | 83 |
| 3.4.3 | Falla Monofásica..... | 83 |
| 3.5 | Resultados simulados de una falla al 60 % de la línea para los distintos tipos de falla con una resistencia de falla de 40 ohm sin considerar la impedancia de interconexión..... | 85 |
| 3.5.1 | Falla trifásica..... | 85 |
| 3.5.2 | Falla Bifásica..... | 86 |
| 3.5.3 | Falla Monofásica..... | 87 |
| 3.6 | Resultados de las fallas calculadas y simuladas..... | 88 |
| 3.7 | Resultados de disparo del Relé GE L90..... | 90 |
| 3.7.1 | Disparo Monofásico considerando la impedancia de interconexión. 90 | |
| 3.7.2 | Disparo Monofásico sin considerar la impedancia de interconexión. 91 | |
| 3.7.3 | Disparo Monofásico considerando solo la coordinación hecha sin tomar en cuenta la red externa..... | 93 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.7.4 | Disparo Bifásico considerando la impedancia de interconexión. . . | 94 |
| 3.7.5 | Disparo Bifásico sin considerar la impedancia de interconexión. . | 95 |
| 3.7.6 | Disparo bifásico sin considerar la red externa. | 96 |
| 4 | Conclusiones y recomendaciones,..... | 97 |
| 4.1 | Conclusiones..... | 97 |

ABREVIATURAS

| | |
|----------|--|
| SP / SPs | Sistema de potencia / Sistemas de Potencia |
| ZINT | Impedancia de interconexión |
| ZL | Impedancia de línea |
| ZAP | Impedancia aparente. |
| LT / LTs | Línea de transmisión / Líneas de transmisión |
| IEC | International Electrotechnical commision |
| HMI | Human Machine Interface |
| TP | Transformador de potencial |
| TC | Transformador de corriente |
| DPF | DigSilent PowerFactory |

SIMBOLOGÍA

| | |
|----------|---------------|
| A | Amperios |
| V | Voltios |
| kV | Kilo-voltios |
| Ka | Kilo-amperios |
| Ω | Ohmios |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 Ilustración de una red eléctrica que se pretende reducir..... | 5 |
| Figura 1.2 Representación del equivalente de red entre dos nodos. | 5 |
| Figura 1.3 Fasores desbalanceados descompuestos en sus componentes simétricas. | 8 |
| Figura 1.4 Diagrama de redes de secuencias para fallas SLG. | 9 |
| Figura 1.5 Diagrama de redes de secuencias para fallas LL. | 9 |
| Figura 1.6. Diagrama de Falla trifásica en redes de secuencia..... | 10 |
| Figura 1.7 Diagrama de redes de secuencias para fallas SLG considerando impedancia de interconexión..... | 11 |
| Figura 1.8 Diagrama de redes de secuencias para fallas LL considerando impedancia de interconexión..... | 11 |
| Figura 1.9 Diagrama de Falla trifásica en redes de secuencia considerando la impedancia de interconexión..... | 12 |
| Figura 1.11 Zonas de protección de distancia..... | 14 |
| Figura 2.1 Red de estudio de 18 barras. | 17 |
| Figura 2.2 Línea de estudio seleccionada del sistema..... | 18 |
| Figura 2.3 Parte de la red que será reducida. | 18 |
| Figura 2.4 Matriz de impedancia del sistema. | 19 |
| Figura 2.5 Resultados de inyección de corriente en el nodo 5..... | 20 |
| Figura 2.6 Resultados de inyección de corriente en el nodo 6..... | 21 |
| Figura 2.7 Representación de la falla trifásica..... | 23 |
| Figura 2.8 Circuito para análisis de falla trifásica. | 24 |
| Figura 2.9. Topología de red con la transformación de delta a estrella..... | 25 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.10 Impedancias equivalentes..... | 25 |
| Figura 2.11 Reducción final de la red que permite obtener I_{a1} | 26 |
| Figura 2.12 Representación de la falla línea a línea. | 27 |
| Figura 2.13 Modelo de circuitos de secuencia positiva y negativa para la falla línea a línea..... | 27 |
| Figura 2.14 Red después de la conversión delta a estrella. | 28 |
| Figura 2.15 Red final reducida para la falla de línea a línea. | 28 |
| Figura 2.16 Representación de la falla monofásica..... | 30 |
| Figura 2.17 Circuitos de secuencia para el análisis de la falla monofásica..... | 31 |
| Figura 2.18 Redes de secuencia aplicando la transformación delta a estrella. | 32 |
| Figura 2.19 Red reducida para la falla monofásica. | 33 |
| Figura 2.20 Diagrama de la falla trifásica sin considerar la impedancia de interconexión..... | 34 |
| Figura 2.21 Reducción de la red. | 35 |
| Figura 2.22 Reducción final de la red..... | 35 |
| Figura 2.24 Reducción de red mediante las impedancias serie y paralelo..... | 37 |
| Figura 2.25 Red final resultante del circuito para fallas de línea a línea. | 37 |
| Figura 2.26 Modelo de red para análisis de falla monofásica sin considerar impedancia de interconexión..... | 39 |
| Figura 2.27 Red a ser reducida de los circuitos de secuencia en serie..... | 40 |
| Figura 2.28 Red final reducida para la falla monofásica..... | 41 |
| Figura 2.29 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé..... | 43 |
| Figura 2.30 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé..... | 44 |
| Figura 2.31 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé. | 44 |
| Figura 2.32 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé. | 45 |
| Figura 2.33 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea. | 45 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.34 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea. | 46 |
| Figura 2.35 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea. | 46 |
| Figura 2.36 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea. | 47 |
| Figura 2.37 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé..... | 47 |
| Figura 2.38 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé..... | 48 |
| Figura 2.39 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé. | 48 |
| Figura 2.40 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé. | 49 |
| Figura 2.41 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea. | 49 |
| Figura 2.42 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea. | 50 |
| Figura 2.43 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea. | 50 |
| Figura 2.44 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea. | 50 |
| Figura 2.45 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé..... | 51 |
| Figura 2.46 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé..... | 51 |
| Figura 2.47 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé. | 52 |
| Figura 2.48 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé. | 52 |
| Figura 2.49 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea. | 53 |
| Figura 2.50 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea. | 53 |
| Figura 2.51 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea. | 54 |
| Figura 2.52 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea. | 54 |
| Figura 2.53 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé..... | 55 |
| Figura 2.54 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé..... | 55 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.55 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé. | 56 |
| Figura 2.56 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé. | 56 |
| Figura 2.57 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea. | 57 |
| Figura 2.58 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea. | 57 |
| Figura 2.59 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea. | 58 |
| Figura 2.60 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea. | 58 |
| Figura 2.61 Inicio de uso de Test Universe. | 60 |
| Figura 2.62 Página de Inicio, de software de prueba Test Universe. | 60 |
| Figura 2.63 Interfaz para selección de módulo de prueba. | 61 |
| Figura 2.64 Interfaz para seleccionar módulo de Distance. | 61 |
| Figura 2.65 Módulo de prueba seleccionado. | 61 |
| Figura 2.66 Interfaz para selección de equipo en prueba y configuración de hardware. | 62 |
| Figura 2.67 Selección del módulo Distance. | 62 |
| Figura 2.68 Interfaz de configuración de los parámetros de la línea a proteger. | 63 |
| Figura 2.69 Interfaz para ajustar las zonas de disparo de la característica de distancia seleccionada. | 63 |
| Figura 2.70 Visualización de zonas de actuación característica cuadrilateral. . | 64 |
| Figura 2.71 Interfaz de parámetros para prueba de disparos en las diferentes zonas ajustadas. | 64 |
| Figura 2.72 Interfaz Enervista de configuración de relé GE L90. | 65 |
| Figura 2.73 Ajuste de la protección de ground distance en Enervista. | 65 |
| Figura 2.74 Zonas coordinas en el plano X-R para la protección ground distance. | 66 |
| Figura 2.75 Ajuste de la protección de phase distance en Enervista. | 66 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.76 Zonas coordinadas en el plano X-R para la protección phase distance. | 66 |
| Figura 2.77 Interfaz de configuración de FlexLogic en ENERVISTA..... | 67 |
| Figura 2.78 Zonas de protección definidas con desfase de tiempo..... | 68 |
| Figura 2.79 Parámetros de comunicación para estándar IEC 60870-5-104..... | 70 |
| Figura 3.1 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 1 (Ground Distance)..... | 71 |
| | 72 |
| Figura 3.2 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 2 (Ground Distance)..... | 72 |
| Figura 3.3 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 1 (Phase Distance)..... | 72 |
| Figura 3.4 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 2 (Phase Distance)..... | 73 |
| Figura 3.5 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Ground Distance). | 73 |
| Figura 3.6 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Ground Distance). | 74 |
| Figura 3.7 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Phase Distance). | 74 |
| Figura 3.8 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Phase Distance). | 75 |
| Figura 3.9 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Ground Distance). | 76 |
| Figura 3.10 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Ground Distance). | 76 |
| Figura 3.11 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Phase Distance). | 77 |
| | 77 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.12 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Phase Distance). | 77 |
| Figura 3.13 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Ground Distance). | 78 |
| Figura 3.14 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Ground Distance). | 78 |
| Figura 3.15 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Phase Distance). | 79 |
| Figura 3.16 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Phase Distance). | 79 |
| Figura 3.17 Resultado simulado para determinación de impedancia aparente cuando ocurre falla trifásica..... | 82 |
| Figura 3.18 Resultado simulado para determinación de impedancia aparente cuando ocurre falla bifásica..... | 83 |
| Figura 3.19 Resultado simulado para determinación de impedancia aparente cuando ocurre falla monofásica..... | 83 |
| Figure 3.20 Resultados simulados para impedancia aparente en falla trifásica | 85 |
| Figura 3.21 Resultados simulados para impedancia aparente en falla Bifásica. | 86 |
| Figure 3.22 Resultados simulados para impedancia aparente en falla Monofásica..... | 87 |
| Figura 3.24 Gráfico de barras para la comparativa de resultados de los diferentes tipos de fallas incluyendo el paralelo en la barra a y con y sin la consideración de la impedancia de interconexión. | 88 |
| Figura 3.25 Gráfico de barras para la comparación de fallas de la red original y equivalente..... | 89 |
| Figura 3.26 Disparo de falla monofásica desde Test Universe al 120% de la línea. | 90 |
| Figura 3.27. Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 120% de la línea..... | 90 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.28 Disparo de falla monofásica desde Test Universe al límite de zona 2. | 91 |
| Figura 3.29 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo..... | 91 |
| Figura 3.30 Disparo de falla monofásica desde Test Universe al 105% de la línea. | 92 |
| Figura 3.31 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 105% de la línea..... | 92 |
| Figura 3.32 Disparo de falla monofásica desde test universe al 87% de la línea | 93 |
| Figura 3.33 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 87% de la línea..... | 93 |
| Figura 3.34 Disparo de falla Bifásica desde test universe al 120% de la línea | 94 |
| Figura 3.35 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 120% de la línea..... | 94 |
| Figura 3.36 Disparo de falla bifásica al 105% de la línea..... | 95 |
| Figura 3.37 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 105% de la línea..... | 95 |
| Figura 3.38 Disparo de falla bifásica al 87 % de la línea..... | 96 |
| Figura 3.39 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 87 % de la línea..... | 96 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 2.1 Especificaciones de comunicación usando wire pilot. | 69 |
| Tabla 2.2 Especificaciones de comunicación usando Power Line Carrier. | 69 |
| Tabla 2.3 Especificaciones de comunicación usando Microwave. | 69 |
| Tabla 2.4 Especificaciones de comunicación usando fibra óptica. | 69 |
| Tabla 2.5 Funciones del relé GE L90 en modo esclavo y maestro. | 70 |
| Tabla 3.1 Resumen de resultados de las fallas considerando la impedancia de interconexión con falla al 60 % de la línea. | 88 |
| Tabla 3.2 Resumen de resultados de las fallas sin considerar la falla de interconexión con falla al 60 % de la línea. | 88 |
| Tabla 3.3 Resumen de resultados para las fallas analizando la red original y la red equivalente. | 89 |

CAPITULO 1

1 INTRODUCCIÓN.

Los estudios de protecciones eléctricas son fundamentales en el campo de la ingeniería eléctrica que se enfoca en garantizar la seguridad y la confiabilidad de los sistemas de energía eléctrica [1]. Estas protecciones son diseñadas para detectar y aislar fallas en las líneas de transmisión (LTs) y distribución, con el objetivo de minimizar los daños y mantener la continuidad del suministro eléctrico.

El principal objetivo del estudio de protecciones eléctricas de distancia es determinar los ajustes adecuados de los relés de distancia, que son dispositivos utilizados para medir la impedancia de una línea y determinar la ubicación de una falla [2]. Estos relés se basan en la medición de la impedancia (ZAP) aparente de la línea y la comparan con un valor de ajuste preestablecido para determinar si hay una falla y su ubicación aproximada.

1.1 Descripción del problema.

Es muy común que en los estudios de protección de distancia no se tome en cuenta ciertas consideraciones, como la denominada impedancia de interconexión (ZINT), especialmente en sistemas de potencia (SPs) de gran escala. Es ignorada en estudios de protección de distancia, porque se considera que no tiene gran influencia en la ZAP medida por un relé de protección además que es más sencillo analizar una falla sin tomar en cuenta esta ZINT, por temas de que el modelado completo de la red que implica más tiempo y costos computacionales. Pero debido a esto, los estudios pueden resultar imprecisos, y realmente los equipos de protección podrían no estar protegiendo las LTs como es debido.

1.2 Justificación del problema.

En vista de que en los estudios de protecciones de distancia tradicionales no se toma en cuenta la totalidad de la red produciendo imprecisiones en los ajustes. Se utilizan métodos de equivalentes de red para reducir la red y que los costos computacionales sean menores además de proponer ecuaciones que permitan reducir el tiempo de obtención de los ajustes del relé. Se aprovecha también el relé L90 del laboratorio de protecciones de ESPOL, para validar los resultados y de paso habilitar la función de protección de distancia de dicho relé que ha estado inhabilitada hasta antes de la culminación de este trabajo.

1.3 Objetivos.

1.3.1 Objetivo General.

- Determinar el impacto que tiene la impedancia de interconexión en estudios de la protección de distancia mediante la implementación con el relé GE L90.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Aplicar de métodos de reducción de sistemas de potencia para obtener el sistema equivalente y los parámetros de la impedancia de interconexión.
- Determinar ecuaciones para la impedancia aparente, aplicando técnicas de análisis de fallas en el sistema reducido, con y sin impedancia de interconexión.
- Comparar resultados calculados y simulados de impedancias aparentes considerando la impedancia de interconexión y sin considerarla para comprobar la eficacia de las ecuaciones y de la influencia de esta impedancia en los estudios de protección.

1.4 Marco Teórico

Para llevar a cabo el estudio de cualquier tipo de protección eléctrica, se utilizan diferentes técnicas y herramientas, como simulaciones por computadora y análisis de registros de eventos. Estas técnicas permiten evaluar el desempeño de las protecciones existentes, identificar posibles problemas y diseñar estrategias de protección más efectivas, esto debido a la complejidad de las redes en la actualidad, debido a su robustez y la condición de bidireccionalidad en el flujo de potencia [2].

Los estudios de distintas protecciones eléctricas requieren el modelamiento de SPs, estos estudios y su aplicación están direccionados a un área específica del sistema de potencia (SP), donde resulte ser más beneficioso, técnica y económicamente. Modelar el sistema entero, con todos los detalles y equipos que conlleva puede resultar inviable, especialmente si es un SP de gran escala. Dado que tanto el modelamiento como la simulación pueden requerir de mucho tiempo, además de los problemas usuales relacionados a la falta de capacidad de las computadoras donde se realiza la simulación [3]. Bajo estas condiciones, surge la necesidad de reducir las redes eléctricas a un equivalente, donde numerosos equipos como generadores y transformadores son representados en un modelo de red más sencillo que permite evaluar y analizar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios.

Estos modelos simplificados contienen la información necesaria sobre la impedancia y la configuración de los componentes del sistema, como generadores, transformadores, LTs y cargas. [3-7]

Las protecciones eléctricas están direccionadas a diferentes elementos de la red, en el caso de este documento, se busca proteger una línea de transmisión (LT), para esto se requieren de relés de protección, aunque existen diferentes tipos con funcionalidades distintas, para este proyecto se va a realizar una protección de distancia. El relé de distancia definido por el número ANSI:21, es un relé capaz de responder ante cambios en las corrientes, voltajes y ángulos de fase, debido a que son capaces de medir la ZAP en el momento de la falla y reaccionar a este cambio al compararlo con un valor configurado con anterioridad [8].

Cuando se reduce una red eléctrica, surgen parámetros de impedancias equivalentes, una de esas, es la ZINT, que es parte del objeto de estudio de este proyecto de grado. Muchos estudios frecuentemente omiten esta ZINT debido a que consideran que es demasiado alta, lo que genera imprecisiones en el cálculo de corrientes de cortocircuito [9]. Se va a considerar esta impedancia en el estudio de protección.

Existen diversos métodos para la reducción de red, métodos de reducción dinámica que consideran modelos dinámicos a gran escala no lineales y lineales que están orientados a análisis de estabilidad, es decir consideran perturbaciones, y el comportamiento de las máquinas [10] [11] y métodos de reducción estática que sirve para el análisis de flujo de potencia y análisis de falla que son el objetivo de este documento. Muchos de estas técnicas ignoran la impedancia equivalente entre dos nodos, también llamada ZINT, que es paralela a la LT que se está estudiando [3] y en la que se planea realizar una coordinación de distancia. Cabe decir que esta ZAP entre esos dos nodos no es una LT paralela como tal, sino que es una impedancia que representa una parte de todo un SP, y que no incluir esta ZINT afecta el estudio en gran o baja medida dependiendo de su valor ya que los parámetros que mide el relé pueden cambiar debido a la presencia de esta impedancia. [12]

1.4.1 Métodos de reducción estática de redes.

Existen diversos métodos de reducción estática de redes, los métodos más conocidos, como la equivalencia de Ward [4] y la equivalencia de REI [5] que son dos de los métodos más antiguos. Además, se tienen métodos como Thévenin [6], que todos estos métodos han aportado bastante en el estudio de redes de gran escala, y de estos métodos han surgido variaciones bastante novedosas como [13] y [14] que considera la sensibilidad y la pérdida de potencia. La idea general de estos métodos es retener una parte del SP, y obtener una red equivalente para otra parte del sistema, estas dos partes del sistema están interconectadas por nodos frontera como se puede observar en la fig. 1.1 la red a ser reducida es representada por una red equivalente pequeña conectada a los nodos frontera en cuestión, mientras que la otra parte de la red no va a ser cambiada en lo absoluto. El sistema reducido es usualmente representado por un equivalente estático como se presenta en la fig. 1.2 donde Z_{ab} es la ZINT, y

el objeto de estudio de este proyecto de grado. Cabe decir que estos métodos al ser una representación equivalente del sistema no son completamente precisos, dependiendo de qué tan grande es el sistema, estos métodos pueden ser más o menos precisos. Además, la precisión varía según el método, en muchos estudios, se omite la ZINT, dado que consideran que tiene un valor demasiado alto, lo que influye en los cálculos de corrientes de cortocircuito, y por ende en el estudio de protecciones.

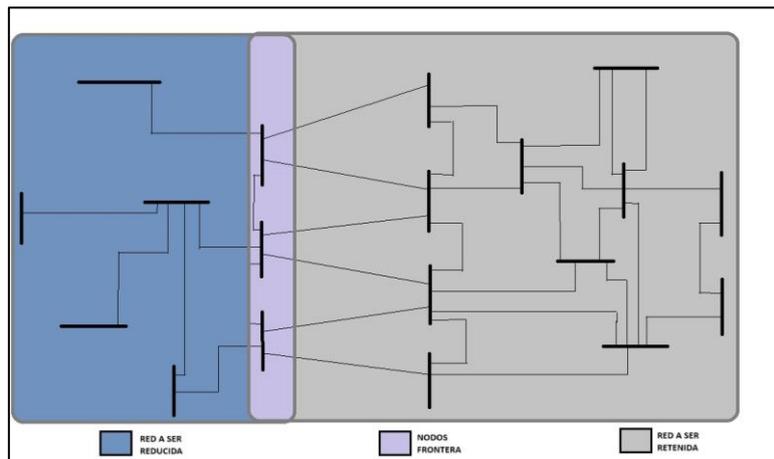


Figura 1.1 Ilustración de una red eléctrica que se pretende reducir.

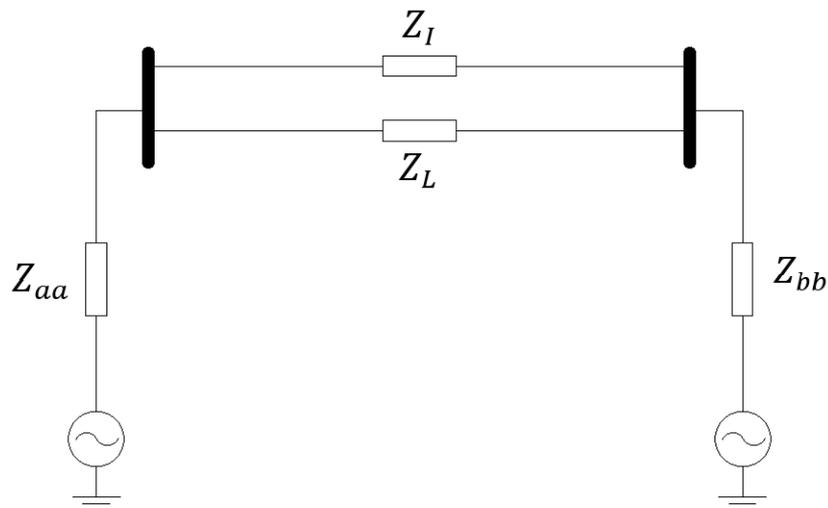


Figura 1.2 Representación del equivalente de red entre dos nodos.

1.4.2 Métodos tradicionales.

Los métodos tradicionales se basan en la matriz impedancia del sistema, por lo que la aplicación de este tipo de métodos solo se puede hacer si se tiene acceso a los parámetros de las LTs.

1.4.3 Primer método.

Este es un método clásico, en el que se requiere la matriz impedancia del sistema que se planea reducir, también le llaman sistema externo, esta matriz $[Z_{ext}]$, contiene datos del sistema externo y de los nodos frontera, el sistema a ser retenido y el sistema externo van a estar conectados por un N número de nodos, por lo que a partir de $[Z_{ext}]$, se puede obtener una matriz impedancia de los nodos frontera $[Z_{BOUND}]_{N \times N}$ [15]. A partir esta matriz o de su inversa $[Z_{BOUND}]_{N \times N}^{-1}$, se pueden obtener los parámetros necesarios para reducir el sistema a la forma que se presenta en la fig. 1.2.

1.4.4 Segundo método.

Este método, explica como obtener la matriz $[Z_{ext}]$, a partir de la matriz completa de toda la red $[Z]$, por lo que requiere tener acceso a los datos de $[Z]$, esta matriz $[Z]$ contiene a $[Z_{ext}]$ y a la matriz de impedancias de la red retenida o interna $[Z_{int}]$, lo que hace este método es ir eliminando los ramales del sistema interno hasta eliminar completamente a $[Z_{int}]$ dejando solamente a $[Z_{ext}]$, esto se hace bajo el principio de añadir un ramal pero a la inversa, es decir si la impedancia entre un nodo i y un nodo p , es $[Z_b]$ en vez de añadirse $[-Z_b]$ a la matriz $[Z]$ se le quita, esto se hace solo con los ramales y nodos del sistema interno, hasta que al final solo queda $[Z_{ext}]$, luego se realiza el mismo procedimiento explicado en el método anterior para obtener $[Z_{BOUND}]_{N \times N}$, y por ende los datos necesarios del sistema equivalente [16].

1.4.5 Tercer método.

Este método plantea la inyección de voltajes o corrientes en los nodos frontera, mediante un software, se requiere del modelado del sistema externo, al inyectar las corrientes o voltajes, se miden los parámetros en los demás nodos frontera, es decir, si se inyecta corriente, se inyecta solo en uno de los nodos, se mide el voltaje en el mismo nodo y en los demás, se repite el proceso de inyección de corriente para todos los nodos frontera y las mediciones de voltaje, solo se puede

inyectar corriente en un nodo frontera a la vez. Se utiliza la siguiente ecuación para obtener la matriz de impedancias:

$$[Y_{NxN}] = [I_{NxN}] * V_{NxN}^{-1} \quad (1.2)$$

Donde, $[Y_{NxN}] = [Z_{BOUND}]_{NxN}^{-1}$.

La matriz de corrientes $[I_{NxN}]$, contiene el valor de las corrientes inyectadas cada vez, asumiendo que la corriente inyectada en el nodo i , es I_i , y en los demás nodos es 0.

La matriz de voltajes $[V_{NxN}]$, representan los voltajes medidos cada vez que se inyecta corriente en un nodo, cabe decir que el voltaje en el nodo k cuando se inyecta corriente en el nodo i , no es el mismo valor que el voltaje en mismo nodo k , cuando se inyecta corriente en el nodo j [15].

1.4.6 Otros métodos

Existen otros métodos, que proponen la solución de ecuaciones no lineales para encontrar los parámetros necesarios [3], estos métodos se basan en datos de cortocircuito del sistema, por lo que no se requiere conocer los parámetros del sistema, a menudo muchos de estos métodos consideran el sistema equivalente pero no la ZINT, con la finalidad de que sea más fácil encontrar la solución de las ecuaciones no lineales.

1.4.7 Circuitos de secuencia.

En 1981, Fortescue propone un método por el cual un sistema desbalanceado de "n" fases se puede descomponer en "n-1" sistemas balanceados de "n" fases con diferentes secuencias de fase, junto con un sistema de secuencia de fase cero. Esto significa que cuando ocurre un cortocircuito en un sistema eléctrico, este sistema sufre un desbalance. Por lo tanto, las componentes de secuencia simétrica son útiles para calcular cortocircuitos simples o simultáneos, ya que permiten representar cualquier sistema desbalanceado a través de otro sistema con voltajes y corrientes de secuencia cero, positiva y negativa que están balanceados [17], como se representa en la fig. 1.3.

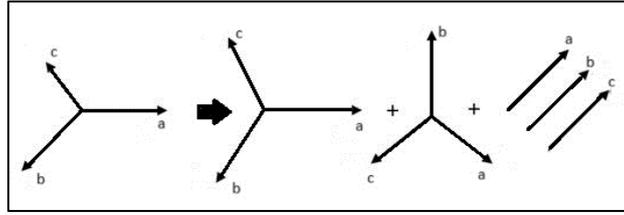


Figura 1.3 Fasores desbalanceados descompuestos en sus componentes simétricas.

Como se pudo observar, la suma de las componentes es igual al sistema desbalanceado, además las componentes de secuencia cero son iguales para todas fases como se aprecia en fig. 1.3.

Mediante su análisis, deduce las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^+ \\ V_a^- \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^+ \\ I_a^- \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Todo SP, esté balanceado o desbalanceado, puede ser descompuesto en sus componentes de secuencia. En otras palabras, un sistema en falla puede ser representado en las componentes de secuencia, positiva, negativa y cero. [18]

1.4.8 Representación de fallas en sus circuitos de secuencia.

Existen fallas asimétricas, producto de cortocircuitos, que son el tipo de fallas más frecuentes en las redes eléctricas.

1.4.9 Fallas asimétricas.

1.4.9.1 Falla Monofásica una sola línea a tierra (SLG).

En este caso, se estudia una línea, en la que una de sus fases se conecta a tierra, y además hay aporte de generación en las dos barras conectadas a la línea [15], por lo que el circuito de secuencia se representa de la siguiente manera:

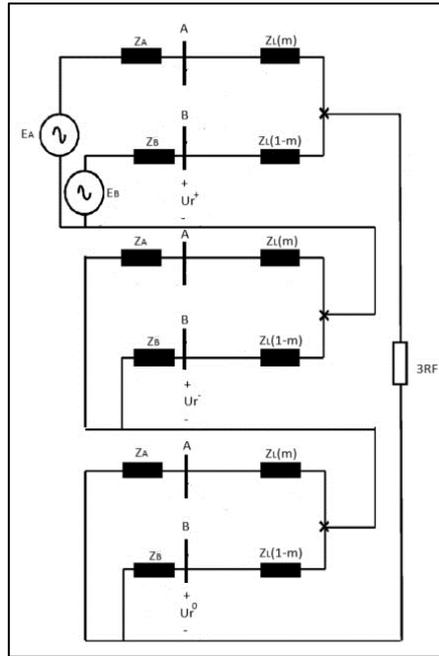


Figura 1.4 Diagrama de redes de secuencias para fallas SLG.

1.4.9.2 Falla línea-línea (II).

Esta es una falla bifásica sin considerar tierra, se puede dar por un contacto directo entre las líneas, o por una impedancia de falla [19]. De cualquier forma, el circuito de secuencias puede ser representado de la siguiente manera:

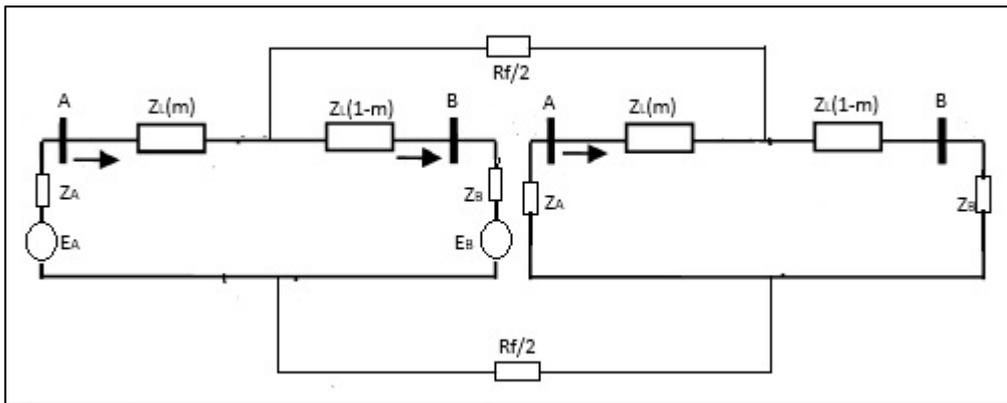


Figura 1.5 Diagrama de redes de secuencias para fallas LL.

Cabe decir que, al igual que para el diagrama SLG, en el diagrama LL, se está considerando el aporte, por los dos lados de la falla, por lo que el circuito es un poco más complejo a cuando hay aporte de un solo lado.

1.4.10 Fallas simétricas.

1.4.10.1 *Falla trifásica.*

Para la falla trifásica, solo se considera secuencia positiva, al ser una falla simétrica, no se requiere secuencia cero o negativa [15].

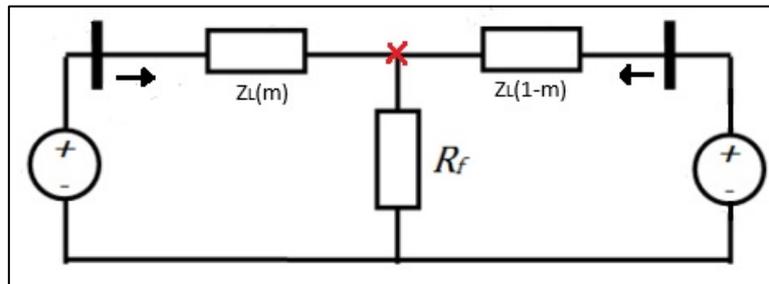


Figura 1.6. Diagrama de Falla trifásica en redes de secuencia.

1.4.11 Circuitos de secuencia considerando la impedancia de interconexión.

1.4.11.1 *Falla Monofásica una sola línea a tierra (SLG).*

En este caso, existe una impedancia paralela a la impedancia de la línea, que tiene relevancia según su valor, e influye en las corrientes de cortocircuito, ya que funciona más o menos como un divisor de corriente, hay una corriente que pasa por Z_{INT} , y de acuerdo con la dirección de esta corriente habrá más o menos corriente cruzando por un lado de la línea que falla. El diagrama se presenta a continuación [12].

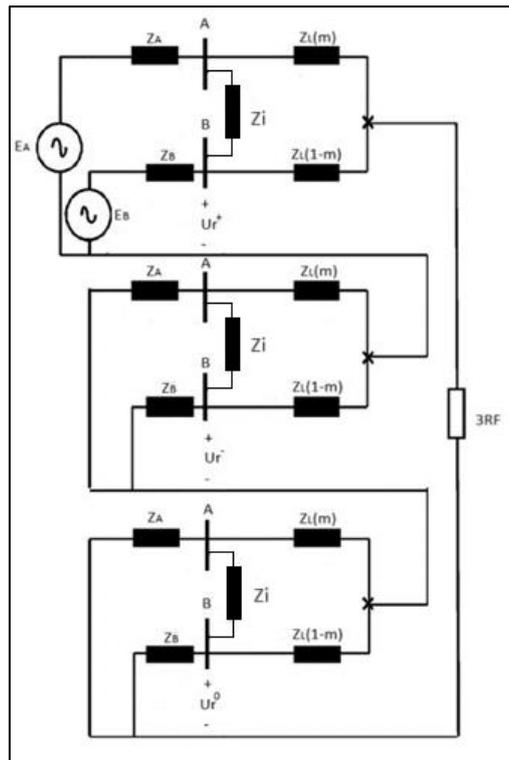


Figura 1.7 Diagrama de redes de secuencias para fallas SLG considerando impedancia de interconexión.

1.4.11.2 Falla Línea-Línea (LL) considerando la impedancia de interconexión.

Para este caso, la ZINT también influye en este tipo de fallas, de acuerdo con el valor de esta impedancia la corriente que cruza por esa ZAP va a ser alta o baja, y la dirección de la corriente dependerá de qué lado esté aportando más a la falla. [19]

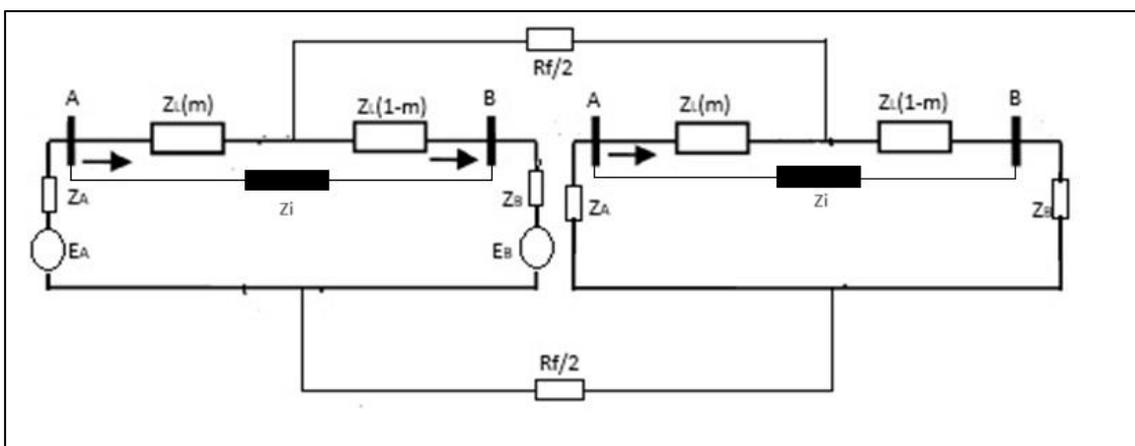


Figura 1.8 Diagrama de redes de secuencias para fallas LL considerando impedancia de interconexión.

1.4.12 Falla trifásica considerando la impedancia de interconexión.

La falla trifásica, al ser una falla simétrica, la deducción de su circuito de secuencia con ZINT es más sencillo, ya que solo se considera la secuencia positiva, el diagrama solo es demostrativo, ya que pueden existir otras impedancias a considerar, como las impedancias de los generadores o si existe un transformador, también se deben considerar sus impedancias [15].

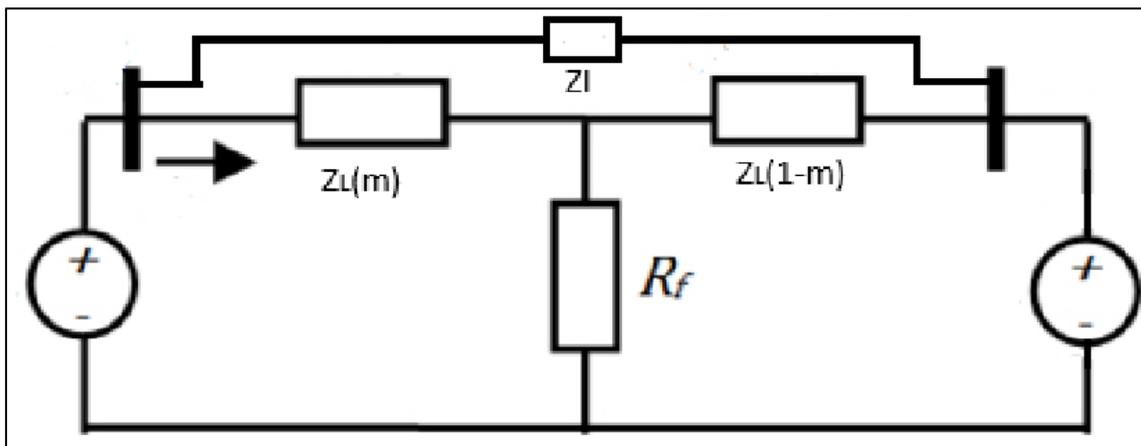


Figura 1.9 Diagrama de Falla trifásica en redes de secuencia considerando la impedancia de interconexión.

1.4.13 Protección de distancia

1.4.13.1 Principios de protección de distancia

La protección de distancia (ANSI 21) para sistemas eléctricos de potencia (SEP), se puede aplicar para niveles de tensión de subtransmisión (33kV,69kV) y transmisión (mayores a 110kV), siendo este último nivel el de interés para esta investigación [20][21]. La idea fundamental de esta protección radica en la medición de tensión y corriente para el cálculo de una impedancia característica, la cual es la de ajuste para el relé. De esto se obtiene la relación $Z_{ajuste} = \frac{U_r}{I_r}$, en la cual los valores de U_r e I_r , son señales que provienen en primera instancia por los transformadores de tensión y corriente respectivamente (TC y TP), a las cuales se les aplica técnicas de muestreo de señales para que el relé las pueda integrar a su rango de magnitudes a las cuales puede procesarlas [22][23]. Independientemente del tipo de característica de la protección, sea tipo Mho o

cuadrilateral, si al momento de ocurrir alguna falla y el relé realiza la comparación entre la impedancia de ajuste con la que calcula durante la falla, si esta última está dentro del ajuste, entonces el relé manda la señal de disparo al interruptor de potencia [20].

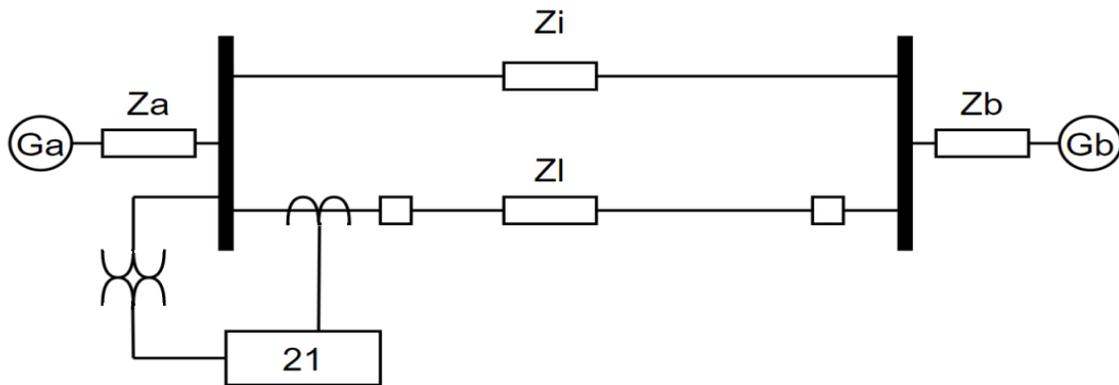


Figura 1.10 Esquema de protección de distancia (ANSI 21) considerando impedancia de interconexión.

1.4.13.2 Zonas de protección.

Las zonas de protección que se definen son anidadas bajo la idea de tener un alcance por debajo del total de línea y sobre alcance para zonas adyacentes, por lo general se aplica para 3 zonas anidadas de protección en la cual opera el relé. La primera zona se suele definir a un porcentaje de la línea alrededor del 80-90% de su impedancia total que se puede representar como nZ_l , esta primera zona actúa de forma instantánea. Al no abarcar la totalidad de la línea resulta necesario definir una siguiente zona que implicaría el sobre alcance alrededor de 120-150%, en esta zona ya hay un retardo de actuación que se coordina a aproximadamente 0.3 segundos. Una tercera zona puede ser definida entorno al 120-180% de la línea e igual a como se coordina en la zona 2, es necesario ajustarla en tiempo y distancia [24][25].

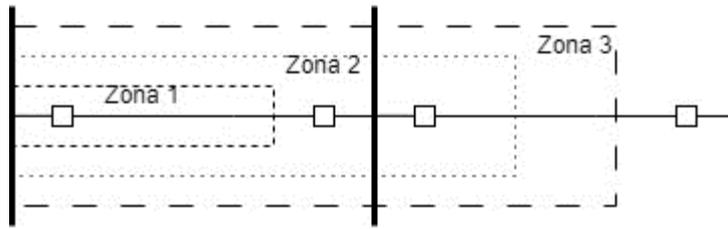


Figura 1.11 Zonas de protección de distancia

Algunos problemas pueden presentarse al tener el caso particular que la siguiente zona de la 1 tenga su línea muy corta, en este tipo de situaciones se busca mantener el sobre alcance, pero sin abarcar la totalidad de la línea de la zona 2 o en su defecto alguna zona 3, teniendo esto en cuenta, puede variar para casos particulares el porcentaje que cubre de las líneas [24].

1.4.13.3 Características de protección de distancia.

Existe una amplia cantidad de configuraciones que se han desarrollado para abordar el ajuste de la protección ANSI 21, entre las características más relevantes se tiene la de tipo Impedancia, la Mho, la Off-set Mho y la poligonal más conocida como cuadrilateral. Todas comparten un principio de funcionamiento y es que, si la impedancia que se calcula está dentro de la zona del ajuste, la protección dispara el interruptor, lo que cambia una respecto a otra es cómo considera las variaciones resistencia y reactancia, que esto a su vez se ve reflejado en el plano R-X [26]. La forma en que se ve la geometría de las 4 características mencionadas se presenta a continuación definidas para una zona de ajuste:

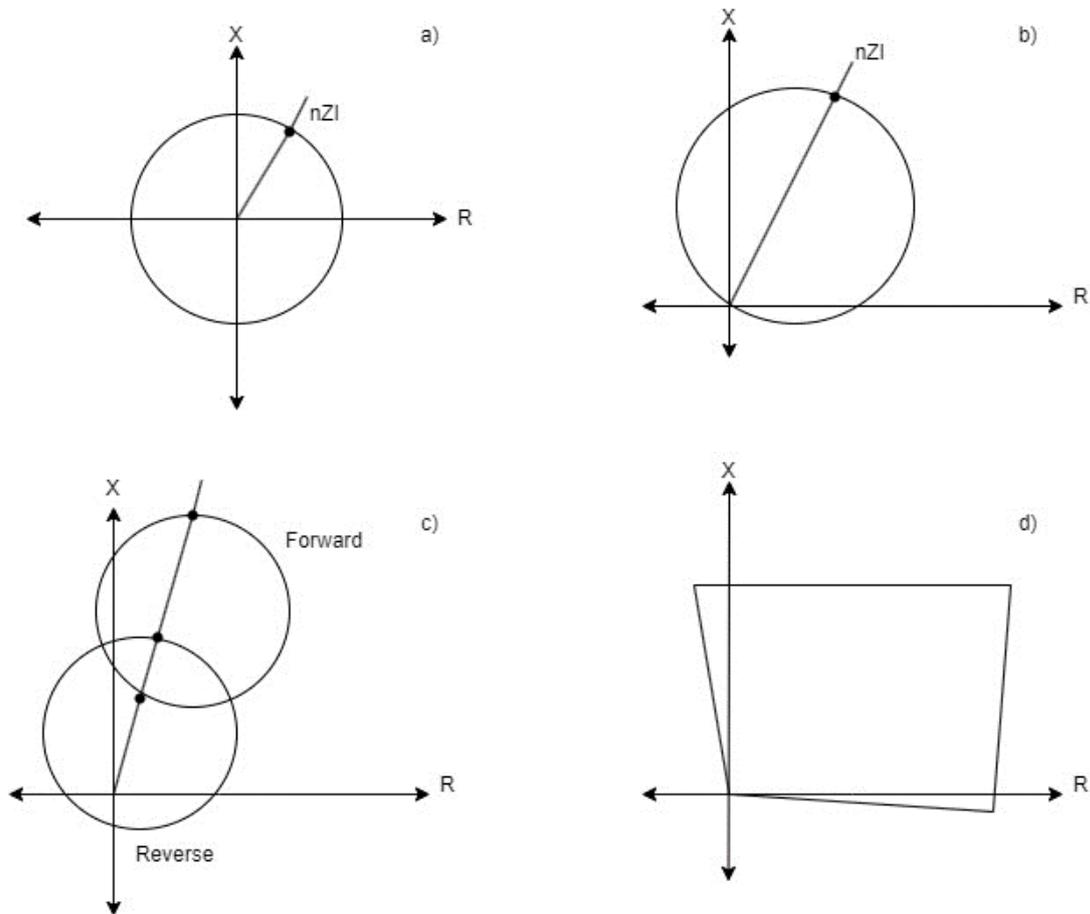


Figura 1.12 Características de protección de distancia: a) Impedancia, b) Mho, c) Off-set Mho y d) Cuadrilateral.

Acorde a lo expuesto en la fig.1.12, la configuración de tipo impedancia (a), es limitada en cuanto al alcance que puede tener tanto para valores resistivos como reactivos, además que su actuación se define direccionalidad reverse, solo calcula valores para fallas forward. La configuración tipo Mho (b) mejora el alcance en ambos ejes R-X para fallas forward, sin embargo, se limita para fallas reverse y presenta inconveniente en presencia de resistencia de falla, debido a que aún es limitado el alcance para el eje R. La tipo off-set Mho (c), considera las fallas tanto en reverse como en forward, dependiendo del planteamiento de este tipo de configuración, se puede tener una buena coordinación de las zonas con más relés para de esta forma tener respaldos de actuación; a pesar de las ventajas que presenta, un inconveniente que persiste en esta configuración es lo limitada que es para sistemas con resistencia de falla [27]. El tipo cuadrilateral (d), es la tendencia a implementar en SPs más actualizados, esto se debe a las ventajas que presenta por su configuración, como la direccionalidad para fallas forward y reverse, además, el polígono puede ser ajustado para aumentar o

limitar cada uno de sus lados, de esta forma se puede mejorar el alcance para sistemas con resistencia de falla, pero al mismo tiempo también se puede evitar disparos de la protección ante posibles sobrecargas [22].

CAPITULO 2

2 METODOLOGÍA

2.1 Selección y Modelado del sistema de potencia.

El caso de estudio se trata de un SP de 500 kV que consta de 18 barras, 4 transformadores y tres generadores con cargas distribuidas. El cual se modeló en el software **DigSILENT PowerFactory 2021** y se realizó un flujo de potencia para corroborar que el sistema esté bien modelado, como se muestra a continuación.

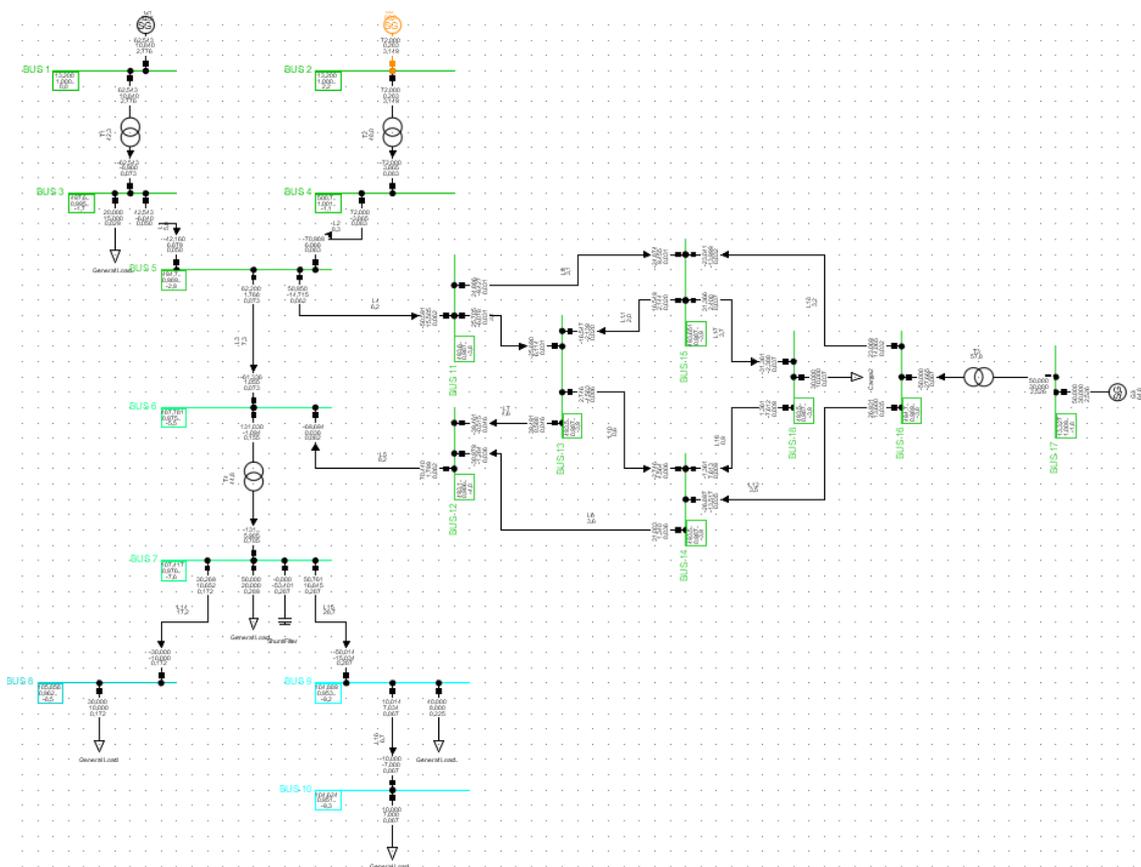


Figura 2.1 Red de estudio de 18 barras.

Una vez que el sistema se encuentra modelado, se requiere escoger la línea sobre la cual se va a hacer la coordinación de distancia, en este caso se ha escogido la línea “L3” que conecta las barras 5 y 6 como se puede ver en la fig.2.2. Es la línea que está subrayada de azul:

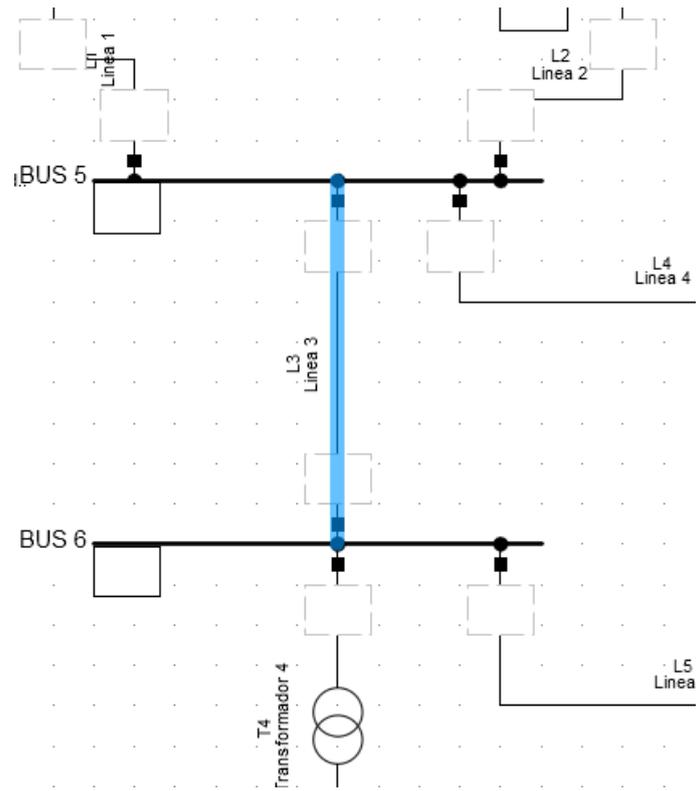


Figura 2.2 Línea de estudio seleccionada del sistema.

De este modelo, se procedió a escoger que parte de la red va a ser retenida y que parte va a ser reducida a un equivalente de la forma que se observa en la fig. 1.2.

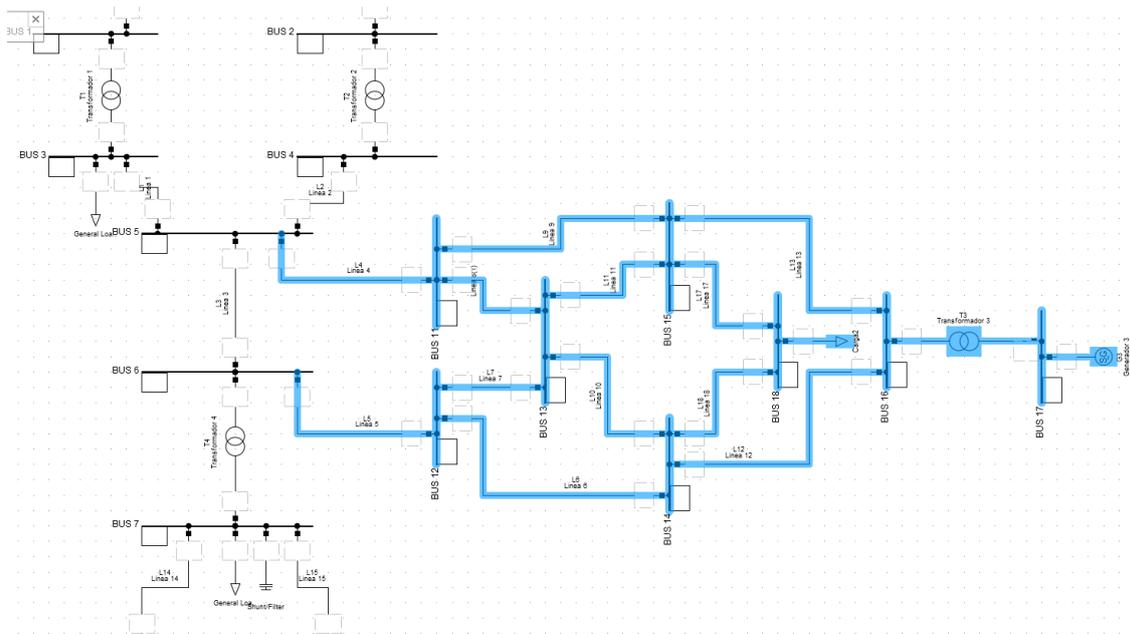


Figura 2.3 Parte de la red que será reducida.

En la fig. 2.3 subrayada de azul se muestra la parte de la red que va a ser reducida. Una vez modelado el sistema y escogida la red externa a ser reducida, se procede a obtener el equivalente de la red.

2.2 Métodos para la obtención de un modelo equivalente de red.

La red externa consta de 8 barras, mientras que existen 2 barras (5 y 6) que se consideran los nodos frontera, a continuación, se van a realizar diversos métodos para la obtención del equivalente.

2.2.1 Método de la Matriz de Impedancias y Thévenin.

Este método propone extraer la matriz de impedancias del sistema externo considerando también los nodos frontera, es decir las barras 5 y 6, pero sin considerar las líneas que pertenecen al sistema externo, ni la línea que se pretende proteger. Como se muestra a continuación.

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} 31.2 + j68.8 & 0 & 31.2 + j68.8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 36.5 + j90 & 0 & 36.5 + j90 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 31.2 + j68.8 & 0 & 40.555 + j90.9 & 0 & 5.275 + j12.5 & 0 & 4.08 + j9.56 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 36.5 + j90 & 0 & 47.38 + j115.6 & 4.73 + j11.5 & 6.15 + j14.1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 5.275 + j12.5 & 4.73 + j11.5 & 14.48 + j33.74 & 2.05 + j4.79 & 2.27 + j4.95 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 6.15 + j14.1 & 2.05 + j4.79 & 18.23 + j43.3 & 0 & 9.27 + j22.45 & 0 & 0.76 + j1.96 \\ 0 & 0 & 4.08 + j9.56 & 0 & 2.27 + j4.95 & 0 & 16.81 + j39.56 & 9.23 + j22.05 & 0 & 1.23 + j3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 9.27 + j22.45 & 9.23 + j22.05 & 18.5 + j44.57 & j0.07 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j0.07 & j0.07 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.76 + j1.96 & 1.23 + j3 & 0 & 0 & 2 + j4.96 \end{bmatrix}$$

Figura 2.4 Matriz de impedancia del sistema.

El método indica que basta con extraer una segunda matriz de la matriz Z_{bus} que contenga a los nodos frontera únicamente, es decir, debido a que solo existen dos nodos frontera, la matriz será una matriz de 2x2. Esta nueva matriz será denominada $Z_{boundary}$.

$$Z_{boundary} = \begin{bmatrix} 31.2 + j68.8 & 0 \\ 0 & 36.5 + j90 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Con la matriz mostrada anteriormente, se pueden obtener los datos de las impedancias Z_{aa} , Z_{bb} y Z_{ab} . Las impedancias Z_{aa} y Z_{bb} corresponden a las impedancias conectadas a las barras 5 y 6 respectivamente.

$$Z_{aa} = Z_{55} = 31.2 + j68.8 \quad (2.2)$$

$$Z_{bb} = Z_{66} = 36.5 + j90 \quad (2.3)$$

Ahora, aplicando los principios de Thévenin sobre la impedancia equivalente entre dos nodos que no están conectados directamente entre sí.

$$V_5 - V_6 = I_5 Z_{55} + I_6 Z_{56} - (I_5 Z_{56} + I_6 Z_{66}) \quad (2.4)$$

$$I_5 = I_6 \quad (2.5)$$

$$Z_{ab} = \frac{V_5 - V_6}{I_5} = Z_{55} - 2Z_{56} + Z_{66} = Z_{55} + Z_{66} \quad (2.6)$$

$$Z_{ab} = 67.7 + j158.8 \quad (2.7)$$

El método anterior tiene sus limitaciones, debido a que solo considera las líneas L4 y L5 conectadas a las barras 5 y 6 respectivamente. Por lo que se decidió aplicar también otros métodos.

2.2.2 Método de matriz de impedancias e inyección de corriente.

Es un método que comparte similitudes con el método anterior, pues se obtiene la matriz $Z_{boundary}$, pero esta vez inyectando potencia o corriente en los nodos frontera (barras 5 y 6). Se inyecta corriente en el nodo 5, y se mide voltajes en los dos nodos. Luego se realiza el mismo procedimiento en el nodo 6. Para realizar esto, se modeló solo el sistema externo con los nodos frontera en DPF, para la inyección de corriente fue necesario insertar una carga, la carga definirá la magnitud y fase de la corriente, además la carga insertada es diferente cuando se inyecta corriente en el nodo 6 a cuando se inyecta corriente en el nodo 5, con la finalidad de que la corriente sea igual en magnitud y fase en cada inyección.

A continuación, se muestran los resultados en DPF de la inyección de corriente en cada uno de los nodos.

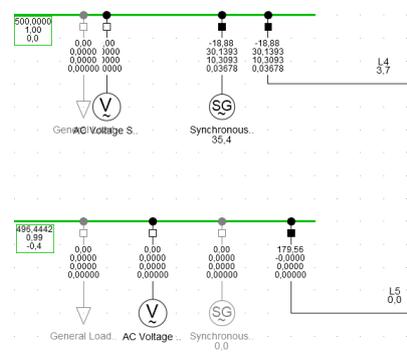


Figura 2.5 Resultados de inyección de corriente en el nodo 5.

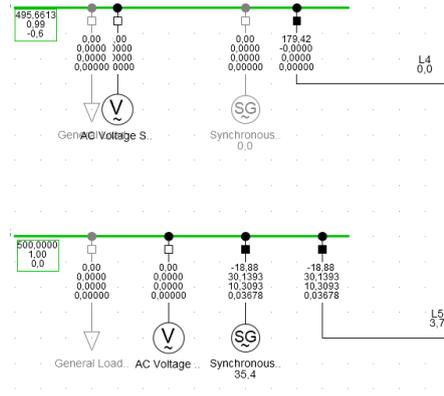


Figura 2.6 Resultados de inyección de corriente en el nodo 6.

Como se puede observar en las figuras 2.5 y 2.6, la corriente que se inyecta en los nodos es la misma como lo indica en el método. En este caso:

$$I_{5(5)} = I_{6(6)} = 36.78 < -18.88 [A] \quad (2.8)$$

Además, se inyecta corriente solo en un nodo al mismo tiempo, es decir si hay N nodos frontera, se inyectará corriente N veces, una vez en cada nodo, y no se inyectará corriente en ninguno de los otros nodos frontera. Por esta razón:

$$I_{5(6)} = I_{6(5)} = 0 [A] \quad (2.9)$$

También se tienen datos de tensión en las barras frontera.

$$V_{5(5)} = V_{6(6)} = 500000 [V] \quad (2.10)$$

$$V_{5(6)} = 495661.3 < -0.6 [V] \quad (2.11)$$

$$V_{6(5)} = 496444.2 < -0.4 [V] \quad (2.12)$$

$$V_{18(6)} = 495592.1 < -0.6 [V] \quad (2.13)$$

Debido a que se introdujo una carga en el nodo 18, los generadores están produciendo la potencia que consume la carga más las pérdidas de las líneas, como la carga no se debe considerar, para el análisis solo se utiliza las pérdidas de potencia, por lo que es necesario saber el voltaje en el nodo 18 en cada una de las inyecciones de corriente, además la corriente en el nodo de inyección es la misma que la corriente en donde se encuentra la carga.

$$[Z_{boundary}] = \begin{bmatrix} V_{5(5)} - V_{18(5)} & V_{5(6)} - V_{18(6)} \\ V_{6(5)} - V_{18(5)} & V_{6(6)} - V_{18(6)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{5(5)} & 0 \\ 0 & I_{6(6)} \end{bmatrix}^{-1} \quad (2.14)$$

$$[Z_{boundary}] = \begin{bmatrix} V_{5(5)} - V_{18(5)} & V_{5(6)} - V_{18(6)} \\ V_{6(5)} - V_{18(5)} & V_{6(6)} - V_{5(6)} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{5(5)} & 0 \\ 0 & I_{6(6)} \end{bmatrix}^{-1} \quad (2.15)$$

$$[Z_{boundary}] = \begin{bmatrix} 60.89 + j119.8 & 0 \\ 0 & 65.92 + j170.81 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

A partir de aquí se realiza el mismo análisis que el caso anterior.

$$Z_{aa} = 60.89 + j119.8 \quad (2.17)$$

$$Z_{bb} = 65.92 + j170.81 \quad (2.18)$$

$$Z_{ab} = Z_{aa} + Z_{bb} \quad (2.19)$$

$$Z_{ab} = 126.81 + j290.61 \quad (2.20)$$

2.3 Obtención de la impedancia aparente mediante el análisis de los circuitos de secuencia en el momento de la falla.

Para el análisis de fallas se considera las que son del tipo más comunes que ocurren los SPs, como la falla trifásica, falla línea a línea y la falla monofásica, para todos los casos se considera la impedancia de falla. Por tratarse de buscar coordinar la protección de distancia, en el siguiente análisis de fallas se buscará plantear la relación que determina la ZAP que mide el relé al punto de falla. Esto es:

$$Z_{ap} = \frac{V_R}{I_R} \quad (2.21)$$

Es preciso indicar que en los análisis de las ecuaciones no se consideran factores de compensación al momento de calcular la ZAP. En los cálculos que realiza el relé internamente si aplica factores de compensación, estos incluso pueden variar dependiendo del fabricante del relé.

2.3.1 Falla trifásica.

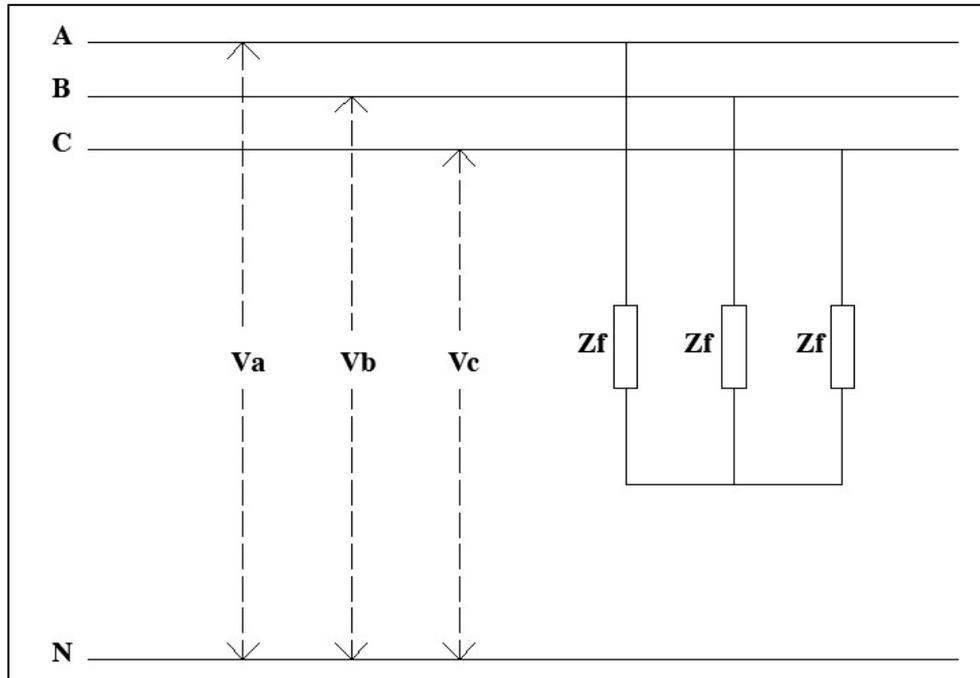


Figura 2.7 Representación de la falla trifásica.

Planteamiento del circuito en el que por ser falla trifásica solo se considera la secuencia positiva de las impedancias. Uno de los problemas que genera analizar esta topología de red es que se forma una conexión tipo delta con las impedancias que resultan del equivalente de red, Z_{aa1} , Z_{bb1} y Z_{ab1} .

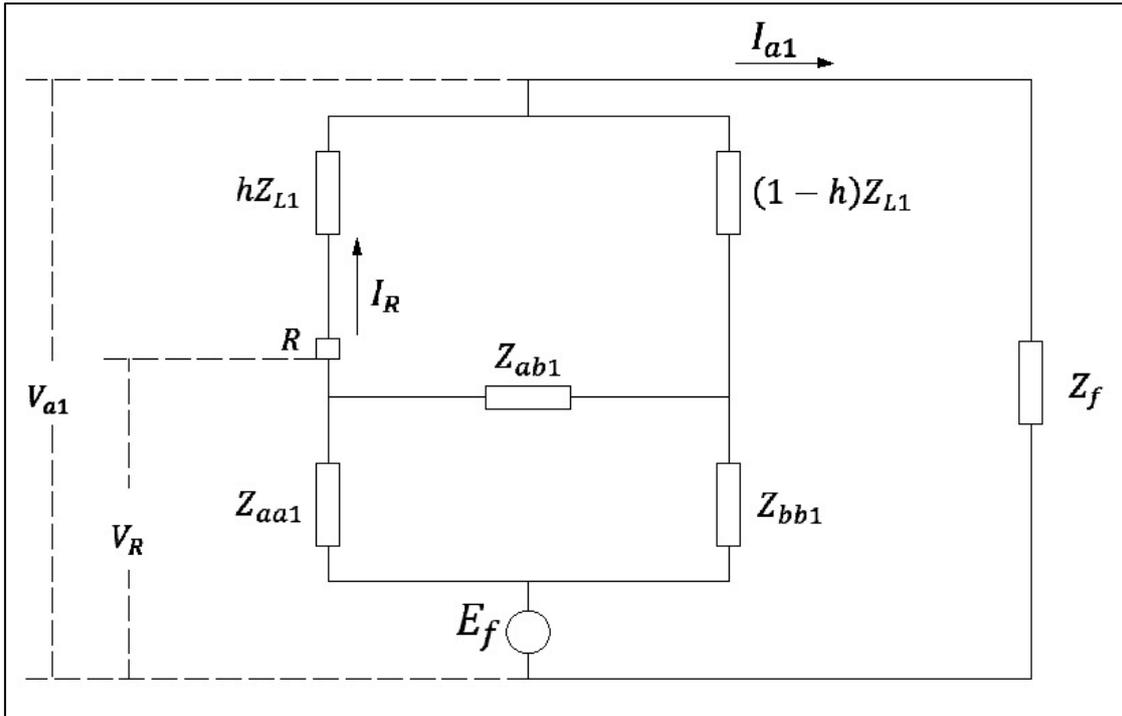


Figura 2.8 Circuito para análisis de falla trifásica.

Si existen más fuentes con impedancias conectadas al nodo A o al nodo B, estas estarán en paralelo a Z_{aa1} si se encuentran conectadas al nodo A y Z_{bb1} si se encuentran conectadas al nodo B, tal es el caso de nuestra red modelada. Que hay otras dos impedancias conectadas al nodo A, pero para simplificar, se va inferir que Z_{aa1} ya las considera.

Transformando esa conexión delta a estrella se facilita el análisis:

$$\begin{pmatrix} Z_{W1} \\ Z_{X1} \\ Z_{Y1} \end{pmatrix} = \frac{1}{Z_{aa1} + Z_{ab1} + Z_{bb1}} \begin{pmatrix} Z_{bb1}Z_{aa1} \\ Z_{aa1}Z_{ab1} \\ Z_{ab1}Z_{bb1} \end{pmatrix} \quad (2.22)$$

De esta forma se consigue una nueva topología de la red.

Con esta red su reducción resulta más intuitiva, de la misma forma también encontrar relaciones para la corriente y voltaje que vería el relé.

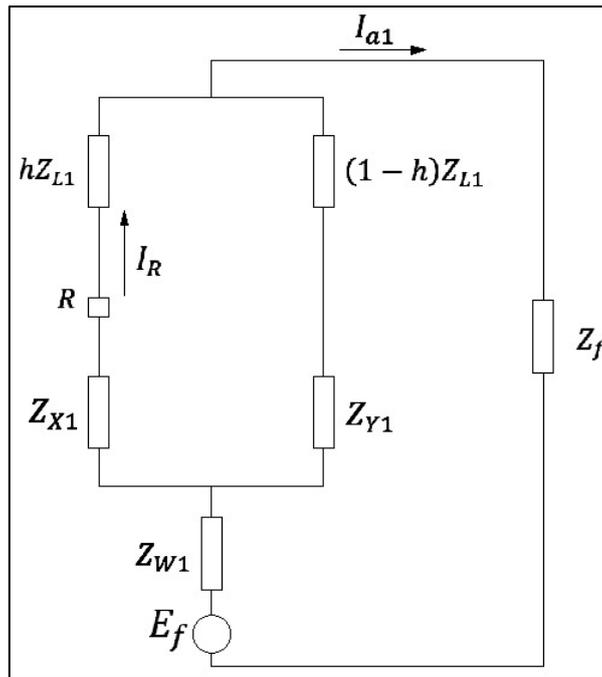


Figura 2.9. Topología de red con la transformación de delta a estrella.

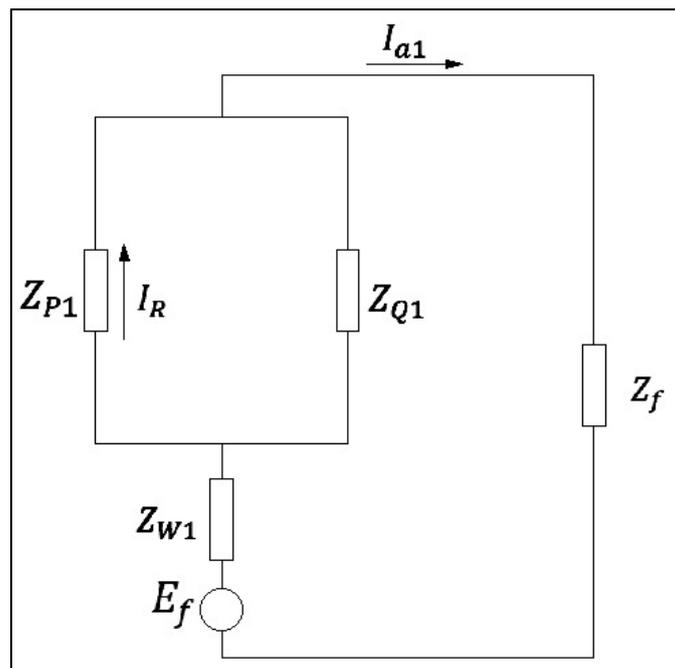


Figura 2.10 Impedancias equivalentes.

$$Z_{P1} = Z_{X1} + hZ_{L1} \quad (2.23)$$

$$Z_{Q1} = Z_{Y1} + (1-h)Z_{L1} \quad (2.24)$$

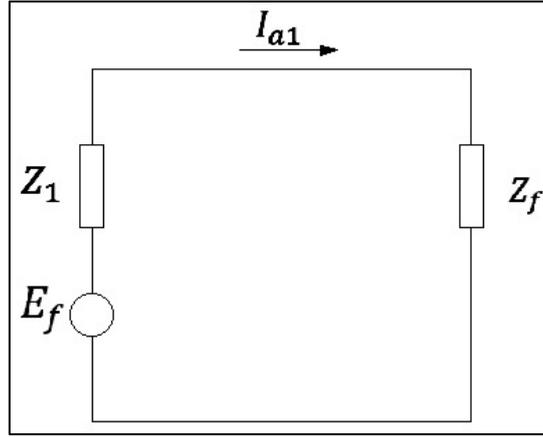


Figura 2.11 Reducción final de la red que permite obtener I_{a1} .

$$Z_1 = Z_{W1} + \frac{Z_{P1}Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \quad (2.25)$$

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1+Z_f} \quad (2.26)$$

$$V_{a1} = Z_f I_{a1} \quad (2.27)$$

Conociendo la corriente de falla, I_{a1} se puede aplicar un divisor de corriente en la topología de red de la fig. en la que se tiene parte de la red transformada en estrella. De esta forma se consigue una relación para la corriente que ve el relé

$$I_{R1} = I_{a1} \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \right) \quad (2.28)$$

También se puede plantear el voltaje que ve el relé, mediante una malla simple que también involucra al voltaje de falla.

$$V_{a1} + hZ_{L1}I_{R1} - V_{R1} = 0 \quad (2.29)$$

$$V_{R1} = Z_f I_{a1} + hZ_{L1}I_{R1} \quad (2.30)$$

$$V_{R1} = Z_f \left(\frac{Z_{P1}+Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) I_{R1} + hZ_{L1}I_{R1} \quad (2.31)$$

$$V_{R1} = \left(Z_f \left(\frac{Z_{P1}+Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1} \right) I_{R1} \quad (2.32)$$

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = \left(Z_f \left(\frac{Z_{P1}+Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1} \right) \quad (2.33)$$

De esta forma la ecuación (2.33) representa la ZAP calculada en la posición del relé cuando ocurre una falla trifásica.

2.3.2 Falla línea-línea.

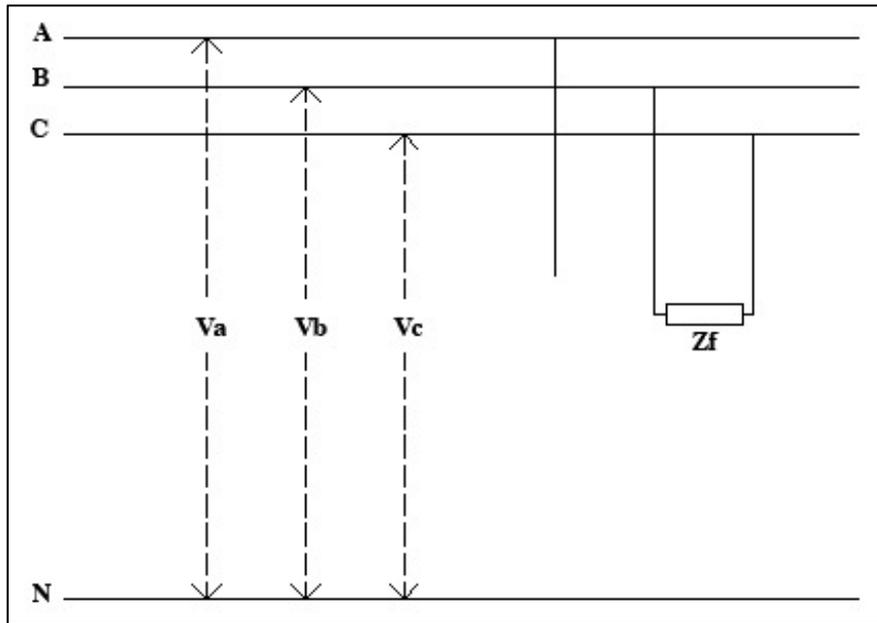


Figura 2.12 Representación de la falla línea a línea.

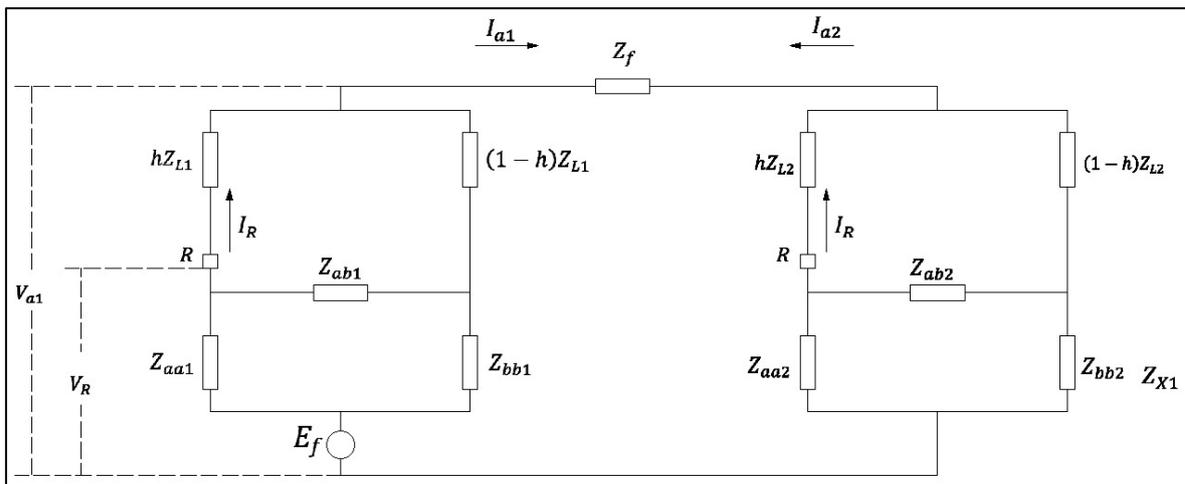


Figura 2.13 Modelo de circuitos de secuencia positiva y negativa para la falla línea a línea.

A red de la fig. 2.13 se le realiza la transformación de delta a estrella, similar a como se hizo para la red de la fig. 2.8 considerando que ahora se tiene también los parámetros de secuencia negativa.

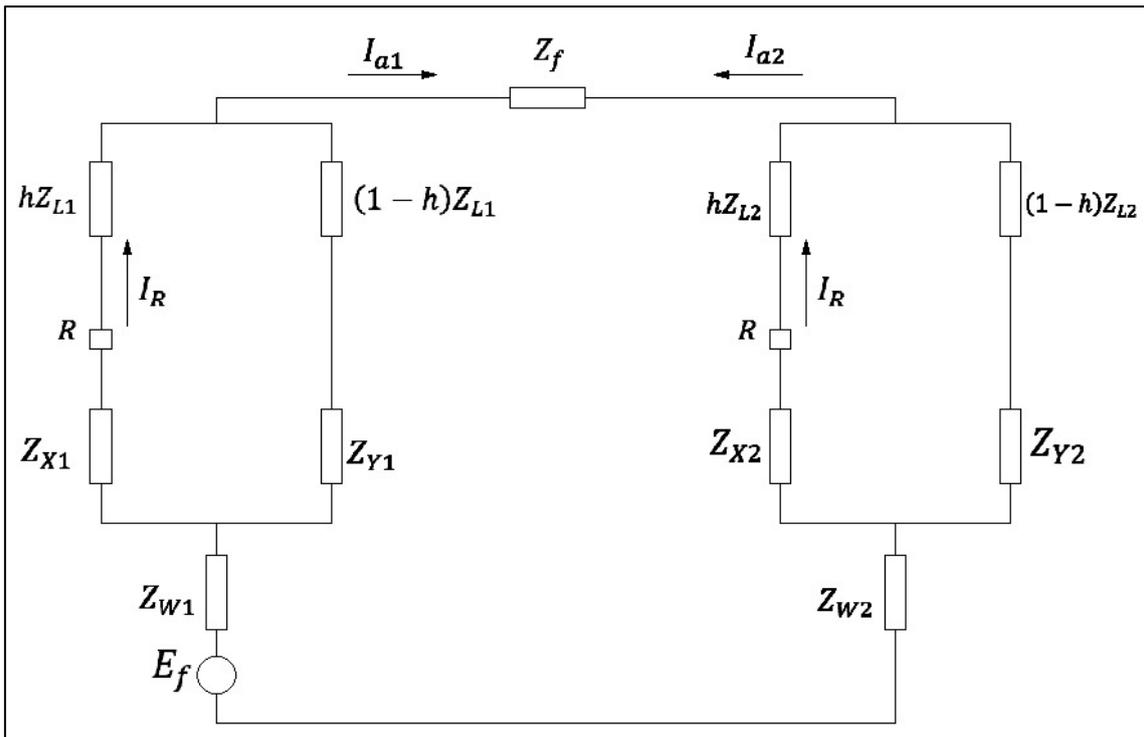


Figura 2.14 Red después de la conversión delta a estrella.

A esta red se puede reducir mediante las impedancias que se encuentran en paralelo y serie.

$$Z_1 = Z_{W1} + \frac{Z_{P1}Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \quad (2.34)$$

$$Z_2 = Z_{W2} + \frac{Z_{P2}Z_{Q2}}{Z_{P2}+Z_{Q2}} \quad (2.35)$$

De esta forma se reduce a la red de la fig.

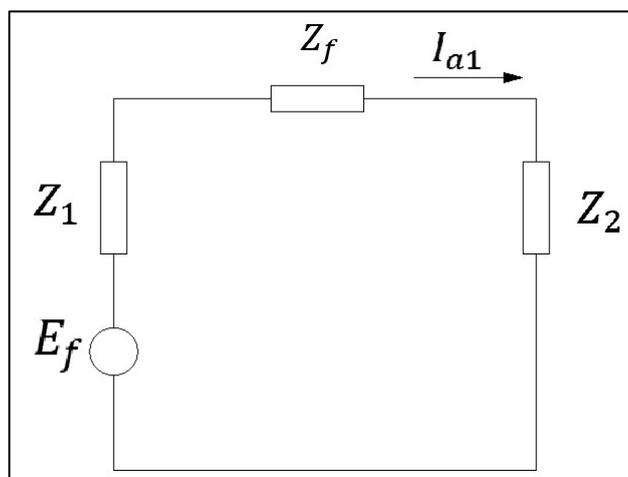


Figura 2.15 Red final reducida para la falla de línea a línea.

De esta forma se puede deducir la corriente de falla y el voltaje de falla.

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (2.36)$$

$$V_{a1} = (Z_f + Z_2)I_{a1} \quad (2.37)$$

Además, se tiene que:

$$I_{a1} = -I_{a2} \quad (2.38)$$

Conociendo la corriente de falla y con el modelo de la red de la fig. 2.14 se puede plantear un divisor de corriente que permite conocer la corriente que vería el relé

$$I_{R1} = I_{a1} \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) \quad (2.39)$$

Para la ecuación de V_{R1} se plantea una malla guiándose por el circuito de la fig. 2.14.

$$V_{R1} = V_{a1} + hZ_{L1}I_{R1} \quad (2.40)$$

$$V_{R1} = (Z_f + Z_2)I_{a1} + hZ_{L1}I_{R1} \quad (2.41)$$

$$V_{R1} = (Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) I_{R1} + hZ_{L1}I_{R1} \quad (2.42)$$

De esta forma se obtiene una relación para la ZAP para la falla línea a línea.

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = (Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1} \quad (2.43)$$

2.3.3 Falla monofásica.

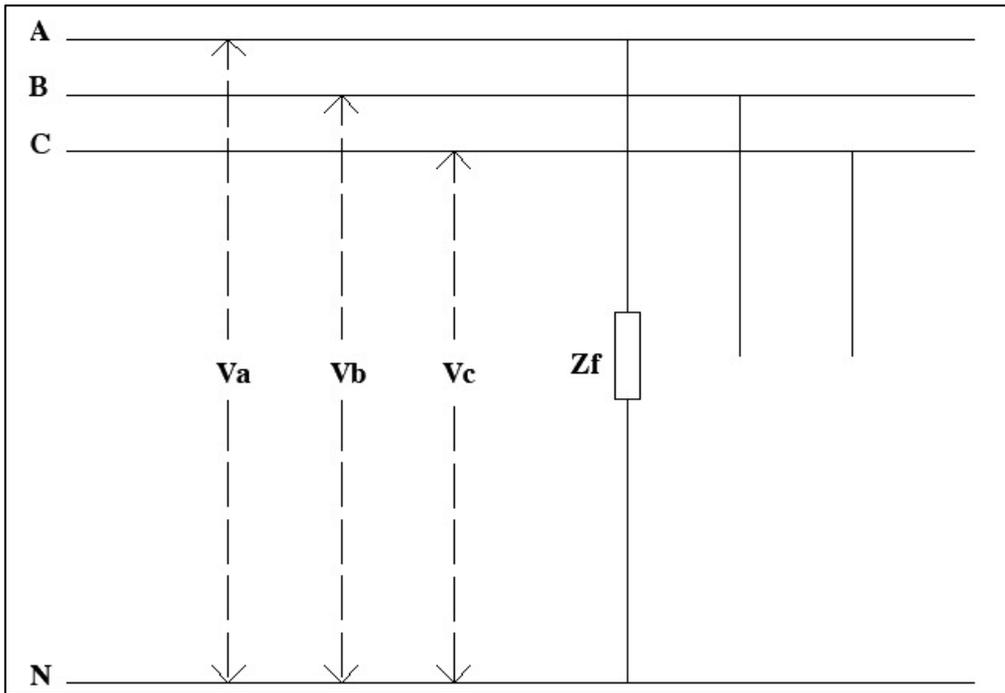


Figura 2.16 Representación de la falla monofásica.

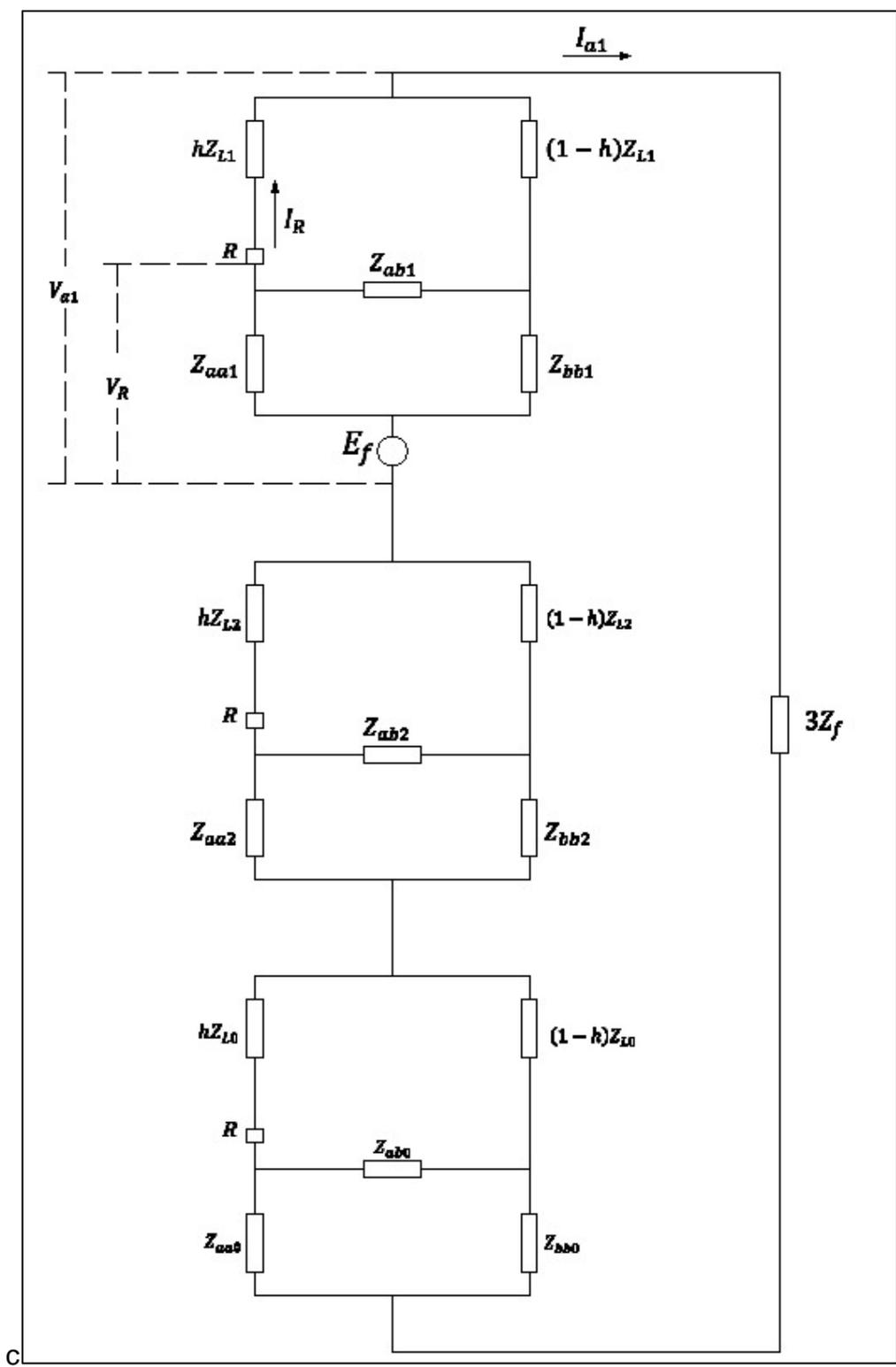


Figura 2.17 Circuitos de secuencia para el análisis de la falla monofásica.

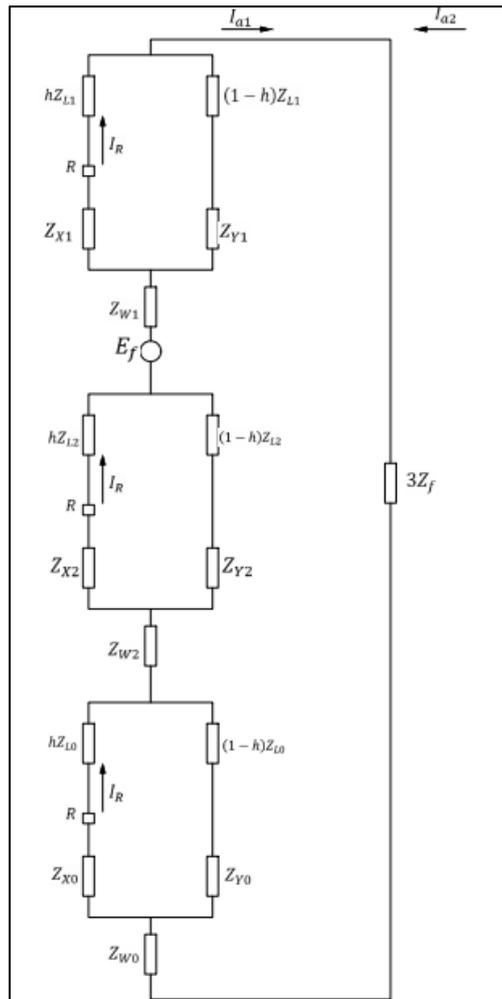


Figura 2.18 Redes de secuencia aplicando la transformación delta a estrella.

Los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero tienen la topología a la cual se le aplica la transformación de delta a estrella y que de esta forma resulta más sencilla de analizar ya que se reduce cada parte de la red a una sola impedancia para cada secuencia.

$$Z_1 = Z_{W1} + \frac{Z_{P1}Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \quad (2.44)$$

$$Z_2 = Z_{W2} + \frac{Z_{P2}Z_{Q2}}{Z_{P2}+Z_{Q2}} \quad (2.45)$$

$$Z_0 = Z_{W0} + \frac{Z_{P0}Z_{Q0}}{Z_{P0}+Z_{Q0}} \quad (2.46)$$

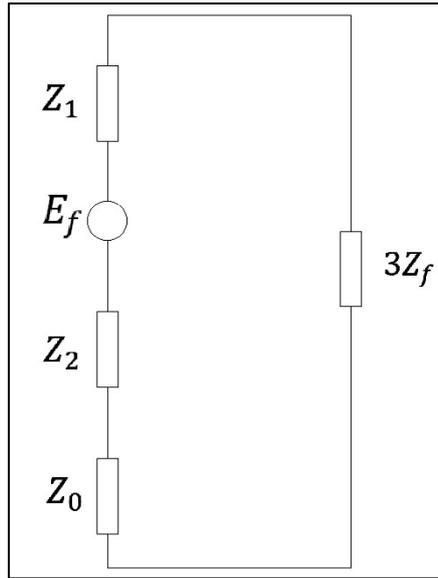


Figura 2.19 Red reducida para la falla monofásica.

Con esta red se puede definir la corriente de falla I_{a1}

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (2.47)$$

Se puede plantear también una ecuación que relaciona el voltaje de falla para la secuencia positiva con términos de la corriente de falla:

$$V_{a1} - Z_0 I_{a1} - 3Z_f I_{a1} - Z_2 I_{a1} = 0 \quad (2.48)$$

$$V_{a1} = (Z_0 + 3Z_f + Z_2) I_{a1} \quad (2.49)$$

Conociendo la corriente de falla y mediante la topología de la red de la fig. 2.18 se puede plantear un divisor de corriente que permite obtener la corriente que vería el relé:

$$I_{R1} = I_{a1} \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) \quad (2.50)$$

Además, se puede plantear una malla que permite obtener el voltaje que ve el relé:

$$V_{R1} - hZ_{L1} I_{R1} - Z_0 I_{a1} - 3Z_f I_{a1} - Z_2 I_{a1} = 0 \quad (2.51)$$

$$V_{R1} = hZ_{L1} I_{R1} + (Z_0 + 3Z_f + Z_2) (I_{a1}) \quad (2.52)$$

$$V_{R1} = hZ_{L1} I_{R1} + (Z_0 + 3Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) I_{R1} \quad (2.53)$$

De esta forma se obtiene una relación para la ZAP aparente que calcularía el relé, pero sin considerar los factores de compensación que proponen los fabricantes.

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = hZ_{L1} + (Z_0 + 3Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) \quad (2.54)$$

2.4 Análisis del sistema sin considerar la impedancia de interconexión.

Para la verificación de cómo influye la ZINT, se realizó el análisis de la red, pero sin tomar en cuenta esta impedancia, de esta forma cambia en cierto grado la topología de la red. Para determinar la ZAP que varía dependiendo del tipo de falla, se mantiene la idea de análisis similar a como cuando si se consideraba la ZINT, algo que no se considera al igual que el caso anterior, son los factores de compensación, los cuales suelen ser definidos por cada fabricante de relé.

2.4.1 Falla trifásica

Al no tener el elemento de la ZINT, se evita convertir la configuración delta que aparecía en el caso anterior. En este sentido resulta más sencillo su análisis ya que las impedancias de la línea a cierto porcentaje de la falla, queda en serie con las impedancias equivalentes de cada lado de la barra.

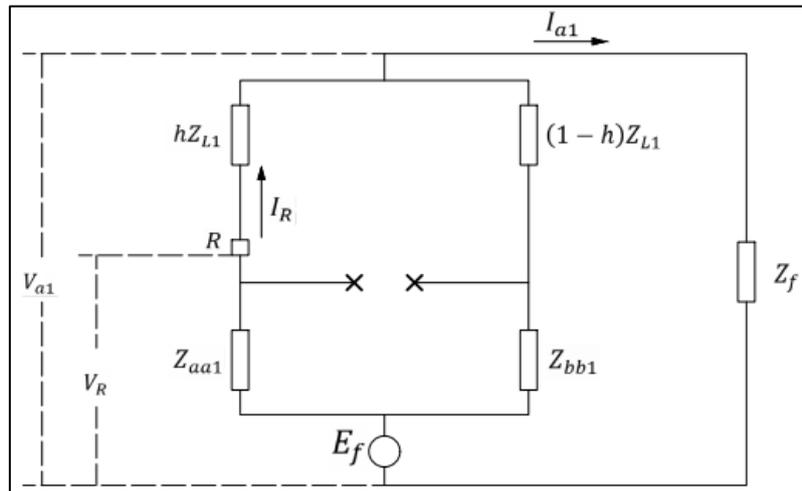


Figura 2.20 Diagrama de la falla trifásica sin considerar la impedancia de interconexión.

$$Z_{P1} = hZ_{L1} + Z_{aa1} \quad (2.55)$$

$$Z_{Q1} = (1 - h)Z_{L1} + Z_{bb1} \quad (2.56)$$

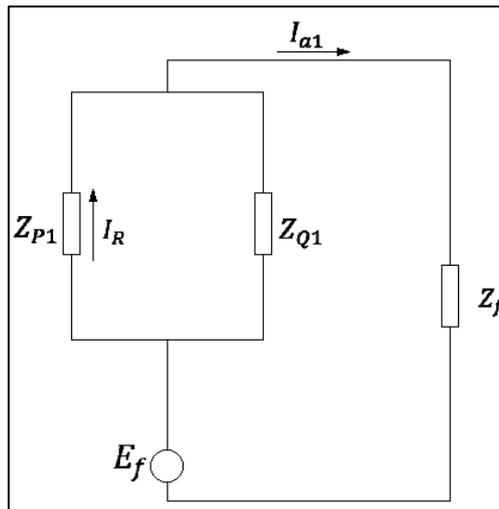


Figura 2.21 Reducción de la red.

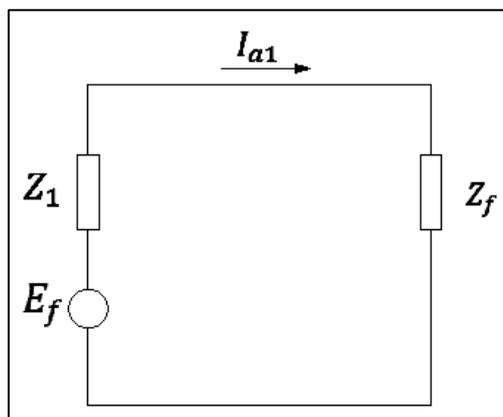


Figura 2.22 Reducción final de la red.

$$Z_1 = \frac{Z_{P1}Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \quad (2.57)$$

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1+Z_f} \quad (2.58)$$

$$V_{a1} = I_{a1}Z_f \quad (2.59)$$

Conociendo I_{a1} y con la red de la fig. 2.21, se puede determinar I_{R1} mediante un divisor de corriente

$$I_{R1} = I_{a1} \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{Q1}+Z_{P1}} \right) \quad (2.60)$$

Realizando una malla simple también se puede deducir V_{R1}

$$V_{a1} + hZ_{L1}I_{R1} - V_{R1} = 0 \quad (2.61)$$

$$V_{R1} = \left(\frac{Z_{Q1} + Z_{P1}}{Z_{Q1}} \right) Z_f I_{R1} + h Z_{L1} I_{R1} \quad (2.62)$$

$$Z_{ap} = \left(\frac{Z_{Q1} + Z_{P1}}{Z_{Q1}} \right) Z_f + h Z_{L1} \quad (2.63)$$

2.4.2 Falla línea a línea.

Se mantiene la idea de análisis de reducir la red para primero determinar la corriente de falla I_{a1} , la cual será igual a la corriente falla I_{a2} ; de esta forma se puede conocer la corriente que mediría el relé, en consecuencia, también se podrá conocer el voltaje que vería y con esto se conocería la ZAP calculada.

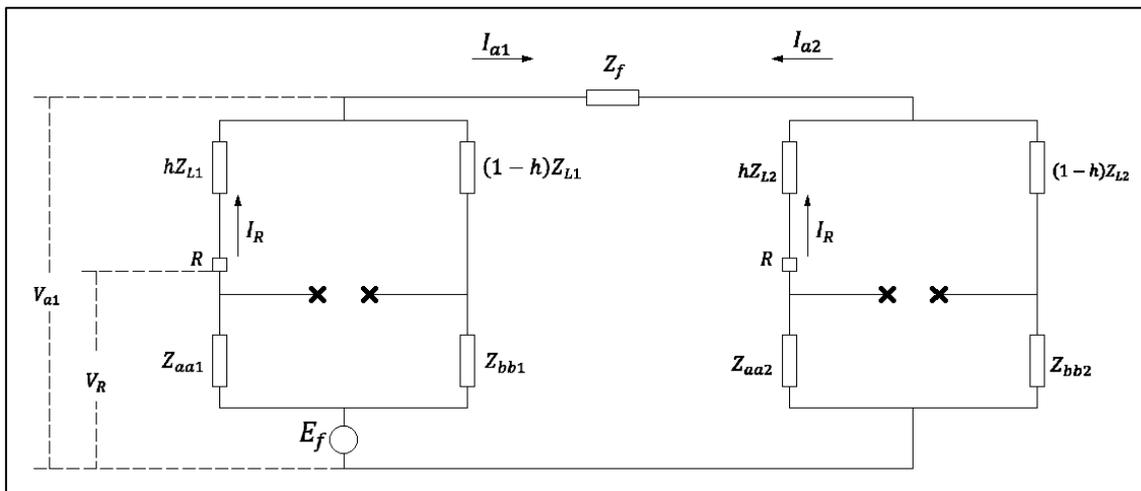


Figura 2.23 Modelo de red para falla línea a línea sin impedancia de interconexión.

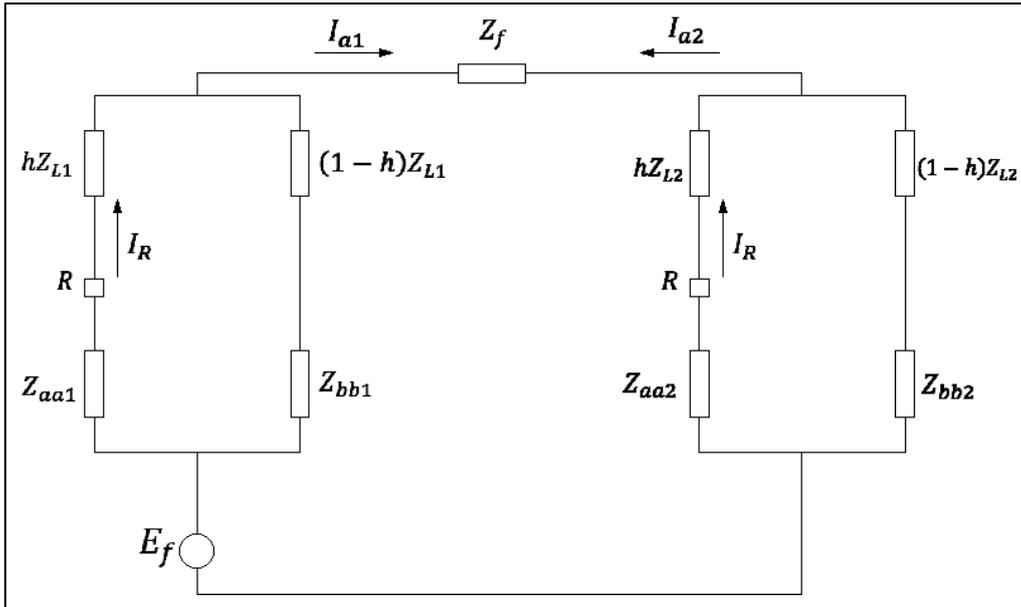


Figura 2.24 Reducción de red mediante las impedancias serie y paralelo.

$$Z_{P1} = hZ_{L1} + Z_{aa1} \quad (2.64)$$

$$Z_{Q1} = (1 - h)Z_{L1} + Z_{bb1} \quad (2.65)$$

$$Z_{P2} = hZ_{L2} + Z_{aa2} \quad (2.66)$$

$$Z_{Q2} = (1 - h)Z_{L2} + Z_{bb2} \quad (2.67)$$

$$Z_1 = \frac{Z_{P1}Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \quad (2.68)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{P2}Z_{Q2}}{Z_{P2} + Z_{Q2}} \quad (2.69)$$

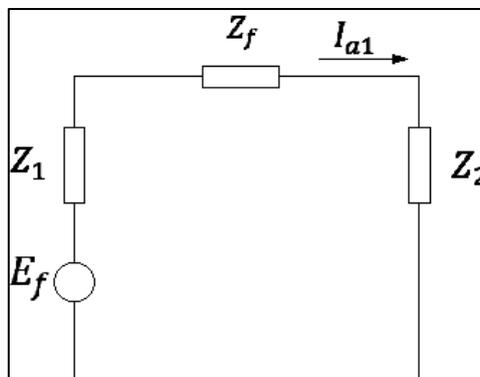


Figura 2.25 Red final resultante del circuito para fallas de línea a línea.

Con esta red final se puede determinar la corriente de falla en el sistema

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1 + Z_f + Z_2} \quad (2.70)$$

$$V_{a1} = I_{a1}(Z_f + Z_2) \quad (2.71)$$

Con la red de la fig. 2.24 y conociendo la corriente de falla, se puede determinar la corriente del relé:

$$I_{R1} = I_{a1} \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) \quad (2.72)$$

De esta forma también se puede plantear una malla que involucre la corriente de falla y la corriente que pasaría en el ramal que está colocado el relé:

$$V_{a1} + hZ_{L1}I_{R1} - V_{R1} = 0 \quad (2.73)$$

$$V_{R1} = I_{a1}(Z_f + Z_2) + (hZ_{L1}I_{R1}) \quad (2.74)$$

$$V_{R1} = \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) (Z_f + Z_2) I_{R1} + hZ_{L1}I_{R1} \quad (2.75)$$

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) (Z_f + Z_2) + hZ_{L1} \quad (2.76)$$

2.4.3 Falla monofásica.

En el caso de la falla monofásica, al ser cálculos teóricos no son considerados ciertos aspectos que, si lo son para el cálculo que realiza el relé, entre estos los factores de compensación. Por otra parte, el siguiente calculo si llega a determinar cómo se puede obtener la ZAP de forma muy aproximada.

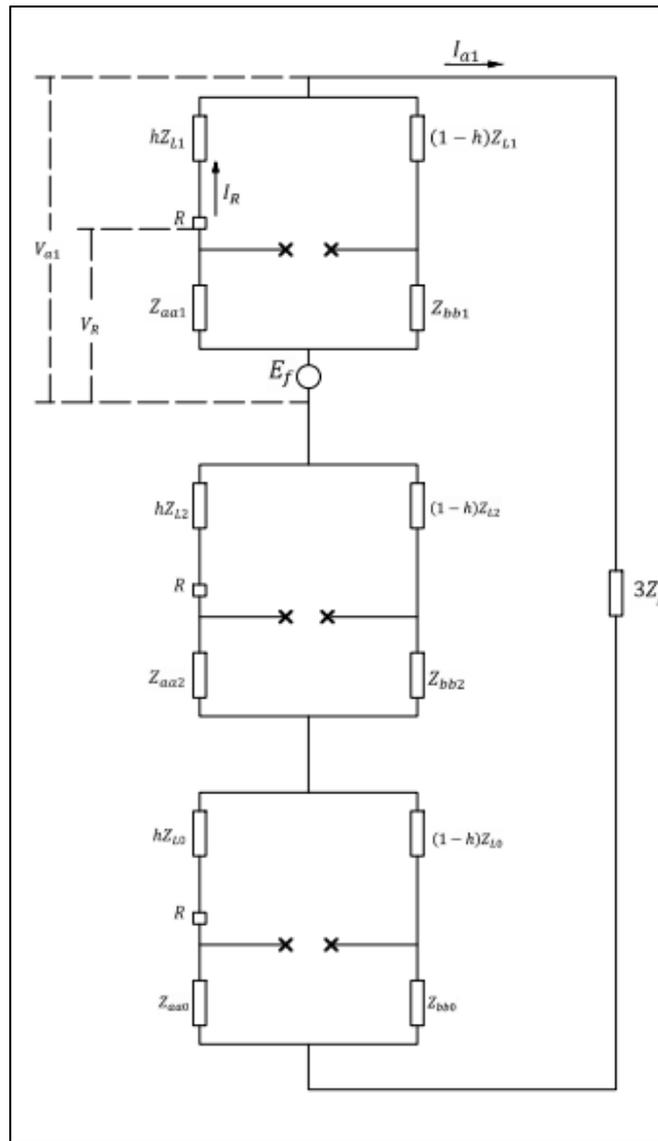


Figura 2.26 Modelo de red para análisis de falla monofásica sin considerar impedancia de interconexión.

Para las reducciones de las impedancias de esta red, se deducen a partir de las configuraciones en serio y en paralelo:

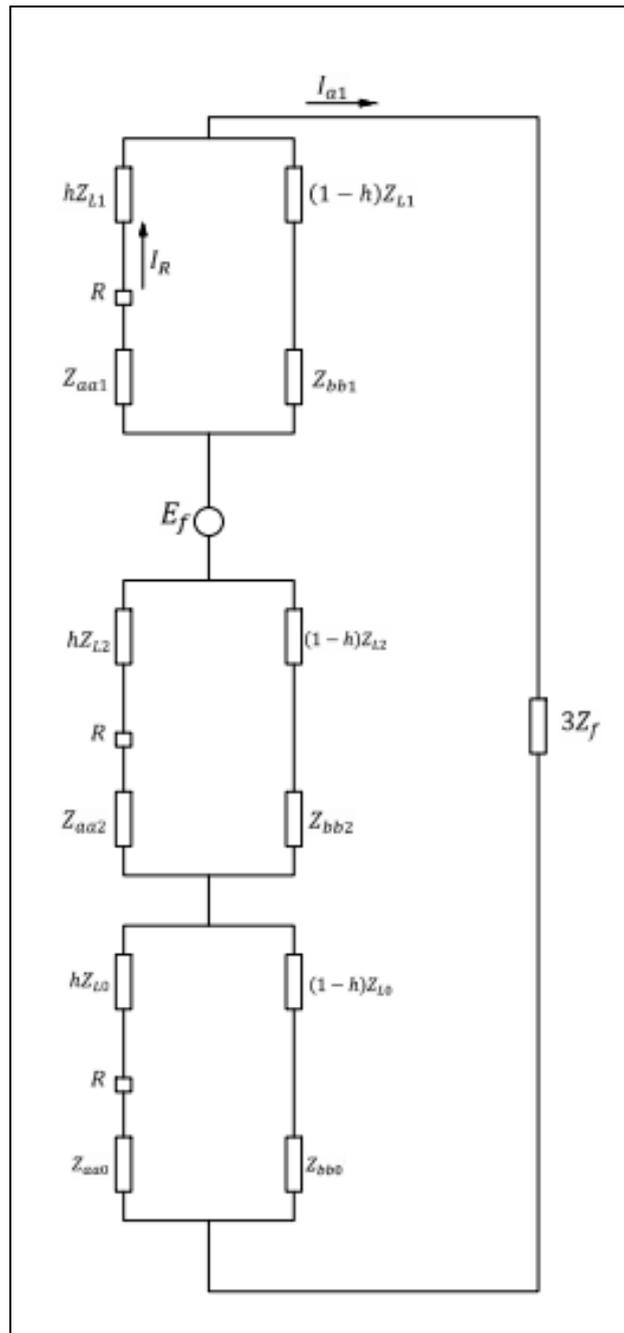


Figura 2.27 Red a ser reducida de los circuitos de secuencia en serie.

$$Z_{P1} = hZ_{L1} + Z_{aa1} \quad (2.77)$$

$$Z_{Q1} = (1 - h)Z_{L1} + Z_{bb1} \quad (2.78)$$

$$Z_{P2} = hZ_{L2} + Z_{aa2} \quad (2.79)$$

$$Z_{Q2} = (1 - h)Z_{L2} + Z_{bb2} \quad (2.80)$$

$$Z_{P0} = hZ_{L0} + Z_{aa0} \quad (2.81)$$

$$Z_{Q0} = (1 - h)Z_{L0} + Z_{bb0} \quad (2.82)$$

$$Z_1 = \frac{Z_{P1}Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \quad (2.83)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{P2}Z_{Q2}}{Z_{P2}+Z_{Q2}} \quad (2.84)$$

$$Z_0 = \frac{Z_{P0}Z_{Q0}}{Z_{P0}+Z_{Q0}} \quad (2.85)$$

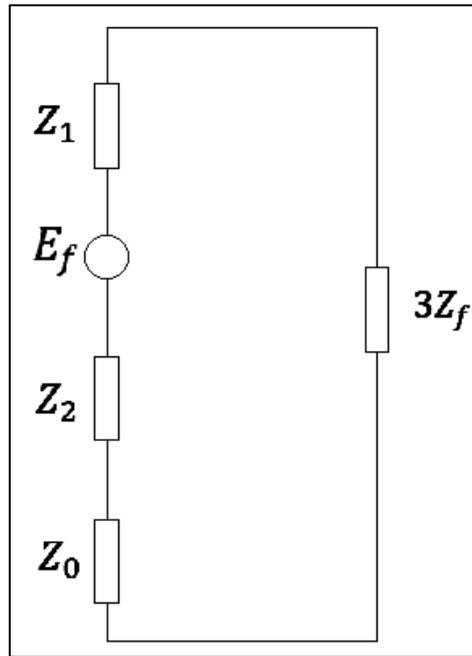


Figura 2.28 Red final reducida para la falla monofásica.

A partir de la última red se puede determinar la corriente de falla:

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1+Z_2+Z_0+3Z_f} \quad (2.86)$$

De la red principal se puede deducir cual sería la corriente para el relé:

$$I_{R1} = I_{a1} \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1}+Z_{Q1}} \right) \quad (2.87)$$

De manera similar también se puede conocer el voltaje para el relé:

$$V_{R1} - hZ_{L1}I_{R1} - 3Z_fI_{a1} - Z_0I_{a1} - Z_2I_{a1} = 0 \quad (2.88)$$

La corriente del relé se puede despejar para que I_{a1} en términos de I_{R1} y las impedancias equivalentes, propias del circuito de secuencia positiva:

$$V_{R1} = hZ_{L1}I_{R1} + (3Z_f + Z_0 + Z_2) \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) I_{R1} \quad (2.89)$$

De esta forma se puede despejar I_{R1} y obtener la relación que permite determinar una aproximación de la ZAP

$$Z_{ap} = \frac{V_{R1}}{I_{R1}} = hZ_{L1} + (3Z_f + Z_0 + Z_2) \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) \quad (2.90)$$

2.5 Coordinación de protecciones de distancia en el software DigSILENT PowerFactory 2021.

Para la coordinación de distancia se requiere definir el relé a utilizar y los equipos de campo, es decir el transformador de corriente (TC) y el transformador de voltaje (VT). El relé para utilizar es el L90 que se encuentra incluido en las librerías del programa DPF, considerando los valores de corriente y voltaje de cortocircuito, se va a usar un VT de 500000/110 y un TC de 1000/5.

$$TC_{ratio} = 200 \quad (2.91)$$

$$TP_{ratio} = 2545.5 \quad (2.92)$$

La protección de distancia solo se la va a realizar mediante dos zonas, los criterios utilizados para la coordinación son los siguientes. Para la zona 1 es al 80 % por ciento de la línea y para la zona 2 al 120% de la línea.

2.5.1 Coordinación de distancia en el sistema reducido por el método de matrices considerando la impedancia de interconexión.

2.5.1.1 Coordinación considerando impedancia de interconexión.

Phase Distance.

Valores configurados para las características en cada una de las zonas para la protección de fase.

Characteristic: GE Quadrilateral (Z)

Name: Z1

Type: → ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z1

Out of Service

Tripping Direction: Forward (dropdown) Directional Unit

| | | |
|---------------|----------------------|--------------------------|
| Z Reach | 6,45 (spin) sec. Ohm | 146,5909 (spin) pri. Ohm |
| +R Resistance | 5,30 (spin) sec. Ohm | 120,4545 (spin) pri. Ohm |
| -Z Reach | 2,50 (spin) sec. Ohm | 56,81818 (spin) pri. Ohm |

Relay Angle: 90 (spin) deg

+X Angle: 90 (spin) deg

| | | |
|---------------|----------------------|--------------------------|
| -R Resistance | 1,00 (spin) sec. Ohm | 22,72727 (spin) pri. Ohm |
|---------------|----------------------|--------------------------|

-Relay Angle: 30 (spin) deg

+R Angle: 75 (spin) deg

-R Angle: 90 (spin) deg

Figura 2.29 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z2

Type → ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z2

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | |
|---------------|---------------|-------------------|
| Z Reach | 15,38 sec.Ohm | 349,5454 pri.Ohm |
| +R Resistance | 5,50 sec.Ohm | 125, pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 sec.Ohm | 0,4545454 pri.Ohm |

Relay Angle 90 deg

+X Angle 90 deg

| | | |
|---------------|--------------|------------------|
| -R Resistance | 1,00 sec.Ohm | 22,72727 pri.Ohm |
|---------------|--------------|------------------|

-Relay Angle 30 deg

+R Angle 75 deg

-R Angle 90 deg

Figura 2.30 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé.

Ground distance.

Valores configurados para las características en cada una de las zonas para la protección de tierra.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z1G

Type → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z1G

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | |
|---------------|--------------|------------------|
| Z Reach | 6,45 sec.Ohm | 146,5909 pri.Ohm |
| +R Resistance | 3,30 sec.Ohm | 75, pri.Ohm |
| -Z Reach | 2,00 sec.Ohm | 45,45454 pri.Ohm |

Relay Angle 90 deg

+X Angle 90 deg

| | | |
|---------------|--------------|------------------|
| -R Resistance | 1,00 sec.Ohm | 22,72727 pri.Ohm |
|---------------|--------------|------------------|

-Relay Angle 30 deg

+R Angle 75 deg

-R Angle 90 deg

Figura 2.31 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé.

| | | |
|---|---|------------------|
| Characteristic | GE Quadrilateral (Z) | |
| Name | Z2G | |
| Type | → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z2G | |
| <input type="checkbox"/> Out of Service | | |
| Tripping Direction | Forward | Directional Unit |
| Z Reach | 11,80 sec.Ohm | 268,1818 pri.Ohm |
| +R Resistance | 3,40 sec.Ohm | 77,27273 pri.Ohm |
| -Z Reach | 2,00 sec.Ohm | 45,45454 pri.Ohm |
| Relay Angle | 90 deg | |
| +X Angle | 90 deg | |
| -R Resistance | 1,00 sec.Ohm | 22,72727 pri.Ohm |
| -Relay Angle | 90 deg | |
| +R Angle | 75 deg | |
| -R Angle | 90 deg | |

Figura 2.32 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé.

2.5.1.1.1 Actuación ante fallas.

Falla monofásica al 80 % de la línea con resistencia de falla de 40 Ω.

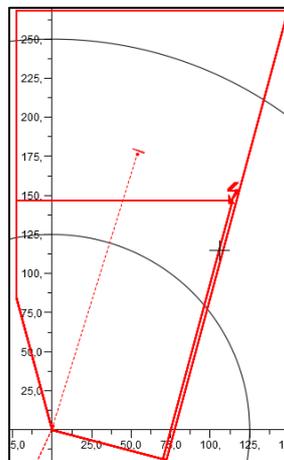


Figura 2.33 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea.

Falla monofásica al 120% de la línea con resistencia de falla de 40 Ω.

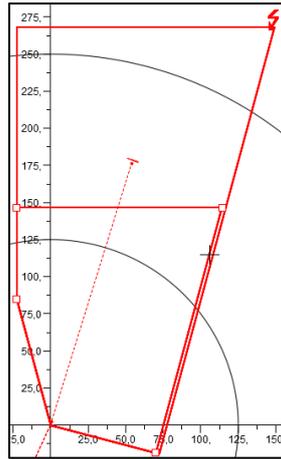


Figura 2.34 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea.

Falla trifásica al 80% de la línea con resistencia de falla de 40Ω .

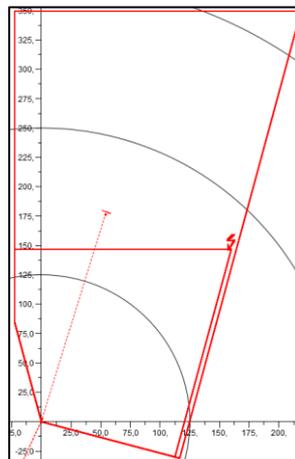


Figura 2.35 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea.

Falla trifásica al 120 % de la línea.

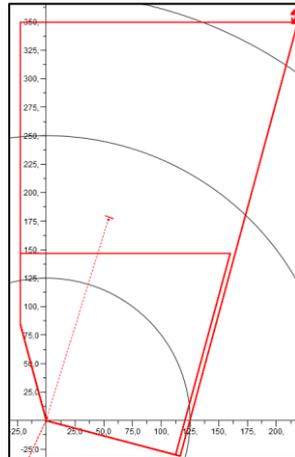


Figura 2.36 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea.

2.5.1.2 Coordinación sin considerar la impedancia de interconexión.

Phase Distance

| | | |
|---|--|------------------|
| Characteristic | GE Quadrilateral (Z) | |
| Name | Z1 | |
| Type | ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z1 | |
| <input type="checkbox"/> Out of Service | | |
| Tripping Direction | Forward | Directional Unit |
| Z Reach | 6,40 sec.Ohm | 145,4545 pri.Ohm |
| +R Resistance | 3,60 sec.Ohm | 81,81818 pri.Ohm |
| -Z Reach | 2,50 sec.Ohm | 56,81818 pri.Ohm |
| Relay Angle | 90 deg | |
| +X Angle | 90 deg | |
| -R Resistance | 1,00 sec.Ohm | 22,72727 pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 deg | |
| +R Angle | 75 Attribute: phi2 deg | |
| -R Angle | 90 deg | |

Figura 2.37 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z2

Type → ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z2

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|-------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 12,30 | sec.Ohm | 279,5454 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 3,75 | sec.Ohm | 85,22727 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

| | | | | |
|----------|----|-----|--|--|
| -R Angle | 90 | deg | | |
|----------|----|-----|--|--|

Figura 2.38 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé.

Ground Distance

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z1G

Type → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z1G

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 6,35 | sec.Ohm | 144,3182 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 2,30 | sec.Ohm | 52,27272 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

| | | | | |
|----------|----|-----|--|--|
| -R Angle | 90 | deg | | |
|----------|----|-----|--|--|

Figura 2.39 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé.

| | | | |
|---|---|------------------|------------------|
| Characteristic | GE Quadrilateral (Z) | | |
| Name | Z2G | | |
| Type | → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z2G | | |
| <input type="checkbox"/> Out of Service | | | |
| Tripping Direction | Forward | Directional Unit | |
| Z Reach | 10,90 | sec.Ohm | 247,7272 pri.Ohm |
| +R Resistance | 2,90 | sec.Ohm | 65,90909 pri.Ohm |
| -Z Reach | 2,00 | sec.Ohm | 45,45454 pri.Ohm |
| Relay Angle | 90 | deg | |
| +X Angle | 90 | deg | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 pri.Ohm |
| -Relay Angle | 90 | deg | |
| +R Angle | 75 | deg | |
| -R Angle | 90 | deg | |

Figura 2.40 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé.

2.5.1.2.1 Actuación ante fallas.

Falla Monofásica al 80 % de la línea con resistencia de falla de 40 Ω.

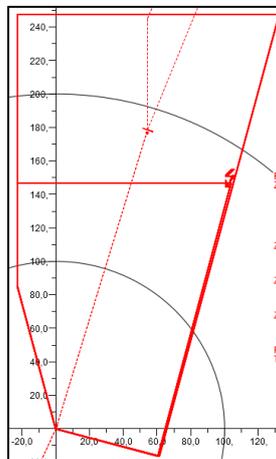


Figura 2.41 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea.

Falla monofásica al 120% de la línea con resistencia de falla de 40 Ω .

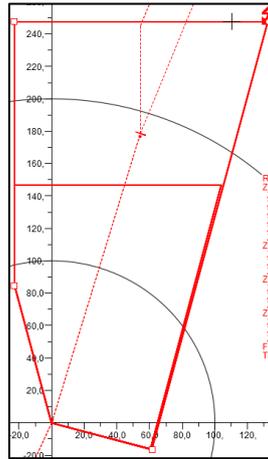


Figura 2.42 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea.

Falla trifásica al 80 % de la línea con resistencia de falla de 40 Ω .

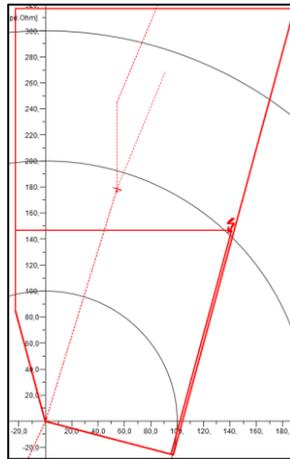


Figura 2.43 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea.

Falla trifásica al 120 % de la línea con resistencia de falla de 40 Ω .

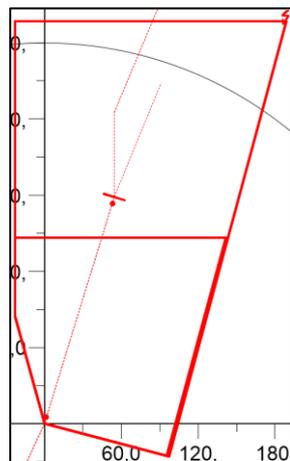


Figura 2.44 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea.

2.5.2 Coordinación de distancia en el sistema reducido por el método de inyección de corriente considerando la impedancia de interconexión.

2.5.2.1 Coordinación considerando impedancia de interconexión.

Valores configurados para las características en cada una de las zonas para la protección de fase.

Characteristic: GE Quadrilateral (Z)

Name: Z1

Type: ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z1

Out of Service

Tripping Direction: Forward (dropdown) Directional Unit: [button]

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Z Reach | 6,40 | sec.Ohm | 145,4545 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 4,15 | sec.Ohm | 94,31818 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 2,50 | sec.Ohm | 56,81818 | pri.Ohm |

Relay Angle: 90 deg

+X Angle: 90 deg

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
|---------------|------|---------|----------|---------|

-Relay Angle: 30 deg

+R Angle: 75 deg

-R Angle: 90 deg

Figura 2.45 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé.

Characteristic: GE Quadrilateral (Z)

Name: Z2

Type: ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z2

Out of Service

Tripping Direction: Forward (dropdown) Directional Unit: [button]

| | | | | |
|---------------|-------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 13,38 | sec.Ohm | 304,0909 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 4,30 | sec.Ohm | 97,72727 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

Relay Angle: 90 deg

+X Angle: 90 deg

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
|---------------|------|---------|----------|---------|

-Relay Angle: 30 deg

+R Angle: 75 deg

-R Angle: 90 deg

Figura 2.46 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé.

Valores configurados para las características en cada una de las zonas para la protección de tierra.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z1G

Type → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z1G

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 6,40 | sec.Ohm | 145,4545 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 2,65 | sec.Ohm | 60,22727 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

-R Angle 90 deg

Figura 2.47 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z2G

Type → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z2G

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|-------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 10,55 | sec.Ohm | 239,7727 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 2,70 | sec.Ohm | 61,36364 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

-R Angle 90 deg

Figura 2.48 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé.

2.5.2.1.1 Actuación ante fallas.

Falla monofásica al 80 % de la línea con resistencia de falla.

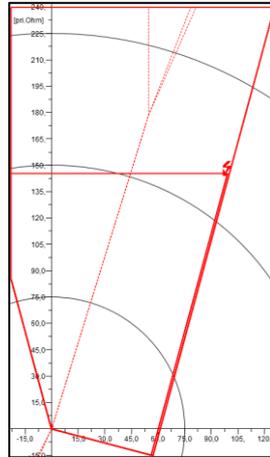


Figura 2.49 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea.

Falla monofásica al 120% de la línea con resistencia de falla de 40 Ω .

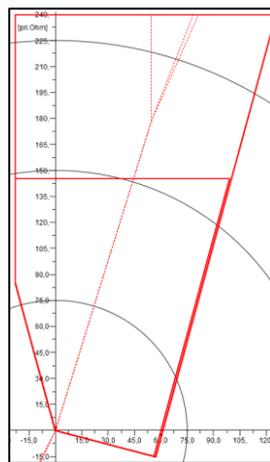


Figura 2.50 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea.

Falla trifásica al 80% de la línea con resistencia de falla de 40 Ω .

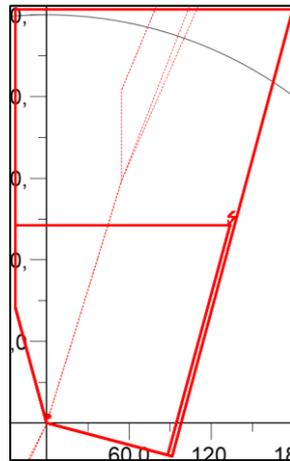


Figura 2.51 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea.

Falla trifásica al 120 % de la línea con resistencia de falla de 40 Ω .

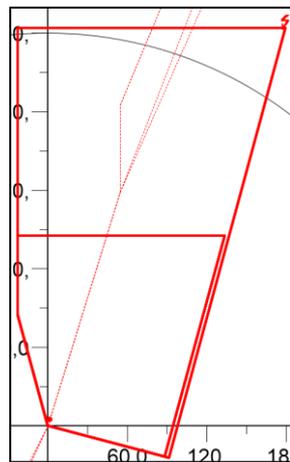


Figura 2.52 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea.

2.5.2.2 Coordinación sin considerar la impedancia de interconexión.

Phase Distance

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z1

Type → ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z1

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Z Reach | 6,40 | sec.Ohm | 145,4545 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 3,60 | sec.Ohm | 81,81818 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 2,50 | sec.Ohm | 56,81818 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

| | | | | |
|----------|----|-----|--|--|
| -R Angle | 90 | deg | | |
|----------|----|-----|--|--|

Figura 2.53 Configuración de la zona 1 (phase distance) del relé.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z2

Type → ...R L90\UR L90\Phase Distance elements (F21)\Z2

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|-------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 12,30 | sec.Ohm | 279,5454 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 3,75 | sec.Ohm | 85,22727 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

| | | | | |
|----------|----|-----|--|--|
| -R Angle | 90 | deg | | |
|----------|----|-----|--|--|

Figura 2.54 Configuración de la zona 2 (phase distance) del relé.

Ground Distance

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z1G

Type → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z1G

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 6,35 | sec.Ohm | 144,3182 | pri.Ohm |
| +R Resistance | 2,30 | sec.Ohm | 52,27272 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

-R Angle 90 deg

Figura 2.55 Configuración de la zona 1 (ground distance) del relé.

Characteristic GE Quadrilateral (Z)

Name Z2G

Type → ...90\UR L90\Ground Distance elements (F21)\Z2G

Out of Service

Tripping Direction Forward Directional Unit

| | | | | |
|---------------|------|---------|-----------|---------|
| Z Reach | 9,90 | sec.Ohm | 225, | pri.Ohm |
| +R Resistance | 2,38 | sec.Ohm | 54,09091 | pri.Ohm |
| -Z Reach | 0,02 | sec.Ohm | 0,4545454 | pri.Ohm |

| | | | | |
|---------------|------|---------|----------|---------|
| Relay Angle | 90 | deg | | |
| +X Angle | 90 | deg | | |
| -R Resistance | 1,00 | sec.Ohm | 22,72727 | pri.Ohm |
| -Relay Angle | 30 | deg | | |
| +R Angle | 75 | deg | | |

-R Angle 90 deg

Figura 2.56 Configuración de la zona 2 (ground distance) del relé.

2.5.2.2.1 Actuación ante fallas.

Falla Monofásica al 80 % de la línea.

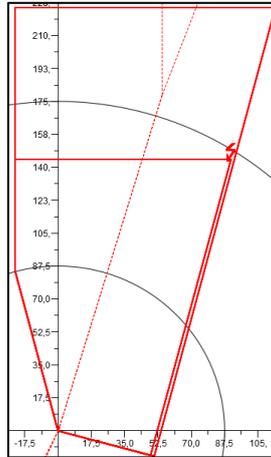


Figura 2.57 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 80% de la línea.

Falla monofásica al 120% de la línea.

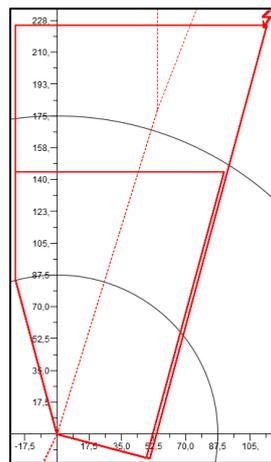


Figura 2.58 Impedancia aparente medida en falla monofásica al 120% de la línea.

Falla trifásica al 80 % de la línea.

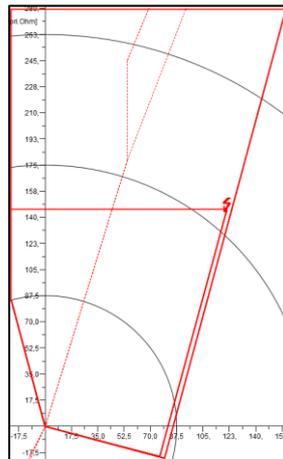


Figura 2.59 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 80% de la línea.

Falla trifásica al 120 % de la línea.

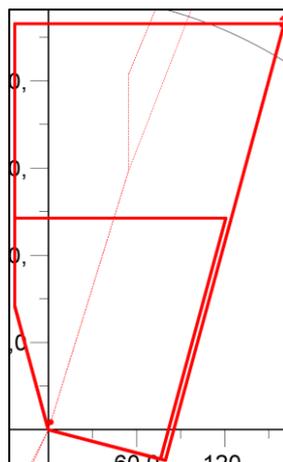


Figura 2.60 Impedancia aparente medida en falla trifásica al 120% de la línea.

2.6 Implementación de la protección de distancia.

Se va a escoger uno de los métodos anteriormente aplicados al realizar el equivalente de red, en este caso, el de inyección de potencia, se va a probar la protección en diferentes casos, cuando no se toma en cuenta la red externa, cuando se realiza un equivalente de red, pero no se considera la ZINT y cuando sí se considera la ZINT en el equivalente de red. Estos 3 diferentes ajustes van a ser introducidos en los ajustes del relé físico mediante ENERVISTA. Se realizará un cuarto ajuste, que es el ajuste del sistema completo, es decir tomando en cuenta toda la red, y se introducirá ese ajuste en el programa Test Universe de OMICRON.

2.6.1 Descripción de los equipos a utilizar.

2.6.1.1 Mochila de Inyección CMC 256 plus.

Este equipo, es una unidad de prueba para dispositivos de protección fabricado por **OMICRON Electronics**, en este caso, se lo utilizará para realizar pruebas a un relé numérico 21. Este equipo se puede conectar vía ethernet a una computadora y mediante un software se pueden parametrizar los módulos de prueba. El equipo puede realizar inyección de corrientes y voltajes, aunque tienen limitaciones, hasta 5 A para la corriente y 115 V para el voltaje.

2.6.1.2 Relé de General Electric L90.

El relé L90 es un relé con múltiples funciones, cuenta con protección de sobre corriente, diferencial, distancia, etc.

2.6.2 Descripción del software a utilizar.

2.6.2.1 Test Universe.

Este software es el que se utiliza para parametrizar el equipo de inyección de corrientes y voltajes, en este software se puede escoger el módulo de prueba, para probar una protección de distancia se pueden utilizar distintos módulos de prueba, "Quick CMC", "Distance" o "Advanced Distance".

2.6.2.2 ENERVISTA.

ENERVISTA es el software que utiliza el relé, todo relé utiliza un software para que pueda ser configurado desde una computadora, en el caso de la marca General Electric, se utiliza ENERVISTA, para los distintos modelos de relé. Aunque la mayoría de los relés también pueden ser configurados directamente desde el HMI del relé.

2.6.3 Configuración de la unidad de prueba “CMC 256 plus” desde “Test Universe”.

2.6.3.1 Empezar el documento de prueba.

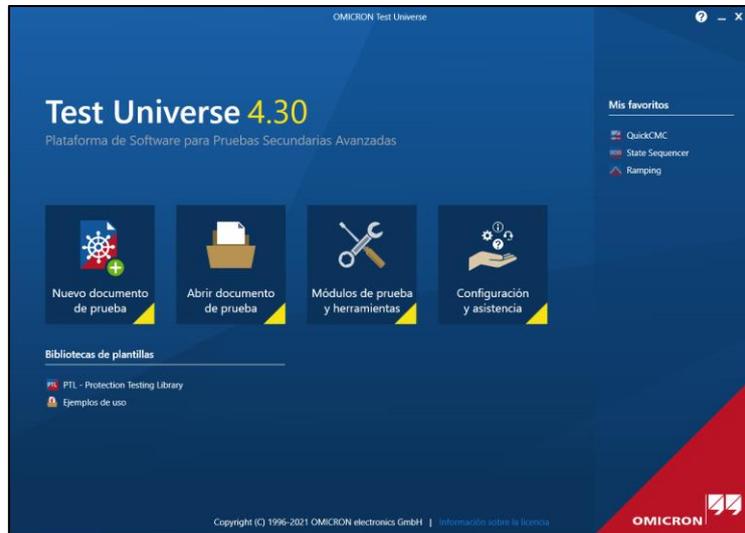


Figura 2.61 Inicio de uso de Test Universe.

Este programa permite trabajar de manera offline, se puede hacer clic en documento de prueba, o si ya se trabajó un documento de prueba con anterioridad, se puede abrir dicho documento de prueba. Al momento de abrir el documento de prueba, ya sea nuevo o previamente trabajado, se va a observar la siguiente vista, que es la página de inicio.

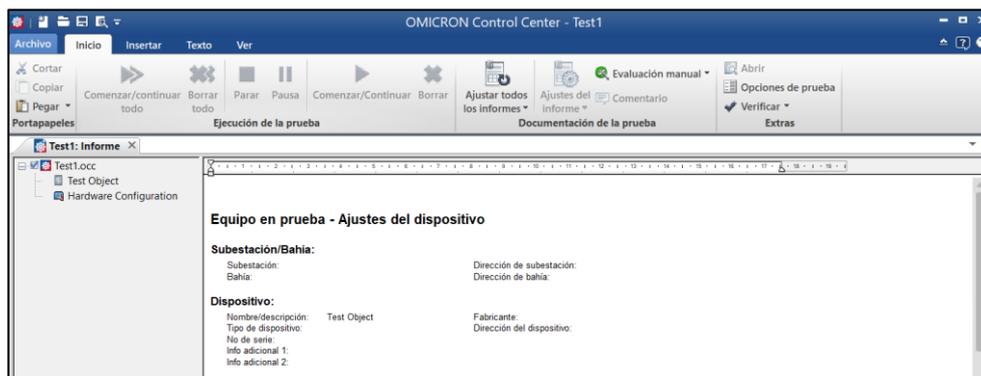


Figura 2.62 Página de Inicio, de software de prueba Test Universe.

2.6.3.2 Utilizando el módulo de prueba.

En la pestaña insertar, se puede observar la opción insertar módulo de prueba, se pueden implementar varios módulos de prueba en un solo equipo de prueba, cabe decir que también se puede agregar equipos de prueba, en caso de estar

probando más de un equipo, en otras palabras, se puedan tener distintos equipos de pruebas a los que se les puede implementar distintos módulos de prueba.

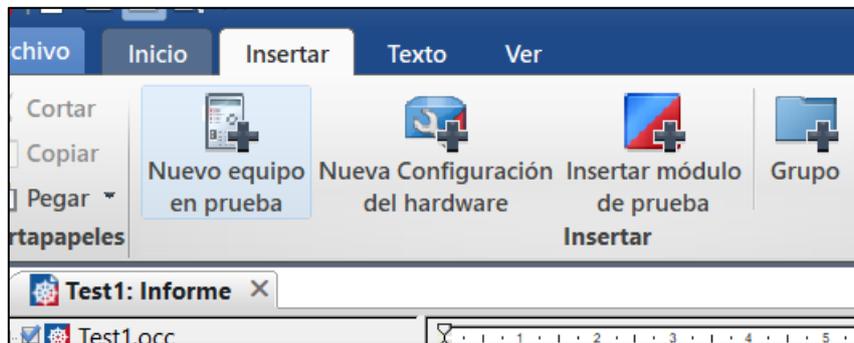


Figura 2.63 Interfaz para selección de módulo de prueba.

Al hacer click en “Insertar módulo de prueba” se va a abrir una pestaña, donde se puede elegir el módulo de prueba que se requiere, en la fig. se puede observar el “Advanced Distance” y el “Distance”, si se baja la scroll bar se observarán más módulos de prueba.

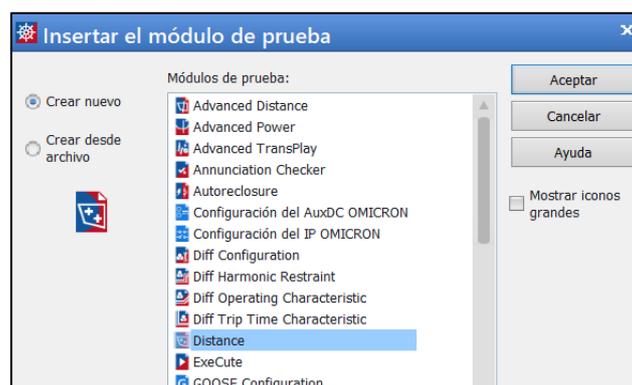


Figura 2.64 Interfaz para seleccionar módulo de Distance.

Luego de escoger el módulo de prueba, en la página de inicio se observará el módulo de prueba, en la parte izquierda.

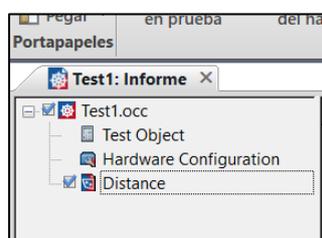


Figura 2.65 Módulo de prueba seleccionado.

2.6.3.3 Parametrización del módulo de prueba.

Al hacer doble clic en el módulo de prueba desde la página de inicio, se observará una página nueva fig. 2.66

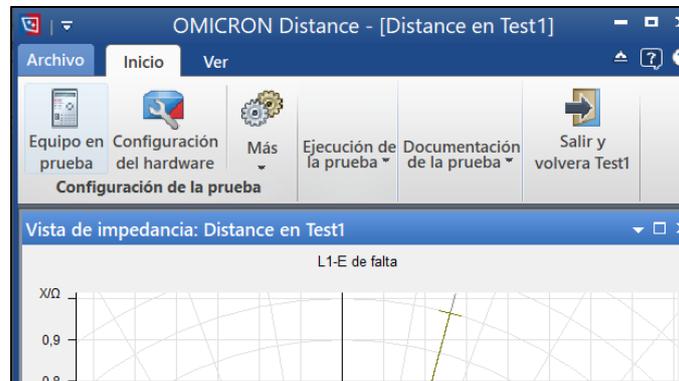


Figura 2.66 Interfaz para selección de equipo en prueba y configuración de hardware.

En la esquina superior izquierda se observa la opción “Equipo en prueba”, al hacer clic en dicha opción se observa la siguiente página.

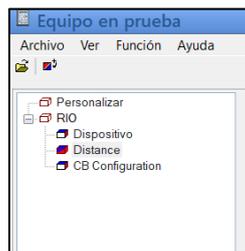


Figura 2.67 Selección del módulo Distance.

En la opción distance de la fig. 2.67 se puede acceder al menú para realizar la coordinación de distancia. A la izquierda, está la opción para configurar los datos del sistema, longitud de línea, fase, conexiones del TP y TC, además de datos del factor de compensación. A la derecha se observa la configuración.

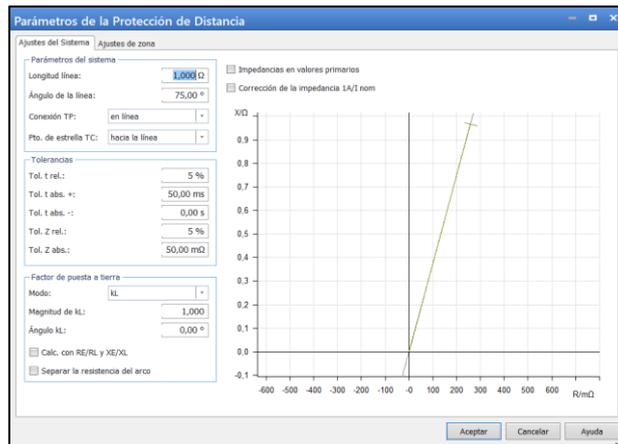


Figura 2.68 Interfaz de configuración de los parámetros de la línea a proteger.

Para hacer los ajustes de la línea, se requiere saber los datos de los transformadores de corriente y potencial utilizados en la coordinación, se multiplicará la magnitud de la impedancia de línea por el TC ratio y se dividirá por el TP ratio. En el ángulo se pondrá el ángulo de la línea, el programa también pregunta otros datos como el factor de compensación en fallas monofásicas.

Dentro de la página, se observa la pestaña “Ajuste de Zona”



Figura 2.69 Interfaz para ajustar las zonas de disparo de la característica de distancia seleccionada.

En la pestaña ajuste de zona se pueden añadir las zonas a configurar, y se puede configurar las características haciendo clic en el botón “Editar”.

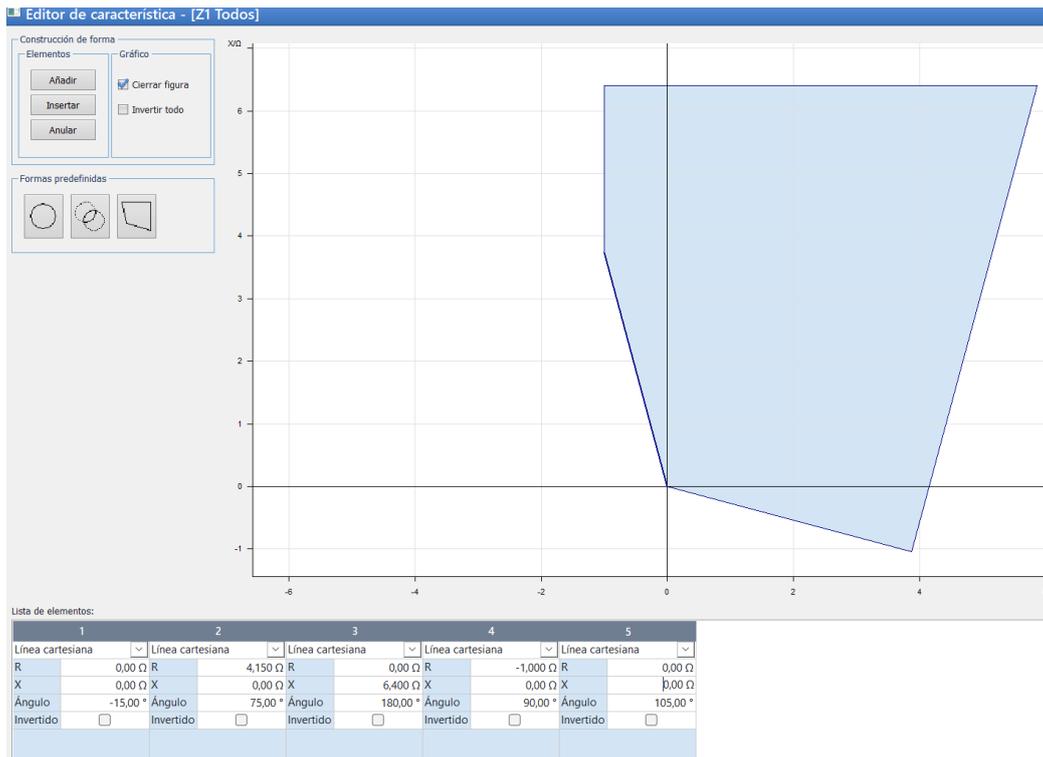


Figura 2.70 Visualización de zonas de actuación característica cuadrilateral.

En la fig.2.70 se puede observar a la izquierda la característica que se desea aplicar, sea cuadrilateral o mho, en el botón añadir se pueden agregar líneas para la configuración del relé, las que sean necesarias, dependiendo de la cantidad de blinders que tenga la característica. El objetivo es dejar exactamente igual a la coordinación realizada en DPF y la configurada en el relé mediante ENERVISTA.

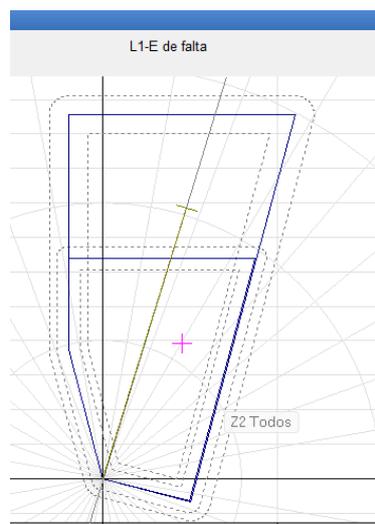


Figura 2.71 Interfaz de parámetros para prueba de disparos en las diferentes zonas ajustadas.

En la fig. 2.71 se observa cómo queda finalmente configuradas las zonas, esta coordinación fue hecha previamente en DPF en el SP completo, con el cursor se puede seleccionar donde ocasionar la falla, y ver con que coordinación puesta en el relé dispara o no.

2.6.3.4 Software de configuración del relé “ENERVISTA”.

Mediante la implementación en laboratorio se plantea a proceder comunicar el relé GE L90 con una computadora para poder interactuar con la interfaz y configurar parámetros requeridos para la protección de distancia característica cuadrilateral:



Figura 2.72 Interfaz Enervista de configuración de relé GE L90.

| PARAMETER | GROUND DISTANCE Z1 | GROUND DISTANCE Z2 | GROUND DISTANCE Z3 |
|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Distance Shape Graph | View | View | View |
| Function | Enabled | Enabled | Enabled |
| Direction | Forward | Forward | Forward |
| Shape | Quad | Quad | Quad |
| Z0/Z1 Mag | 3.00 | 3.00 | 3.00 |
| Z0/Z1 Ang | 0 deg | 0 deg | 0 deg |
| Z0M/Z1 Mag | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Z0M/Z1 Ang | 0 deg | 0 deg | 0 deg |
| Reach | 6.45 ohms | 11.10 ohms | 15.00 ohms |
| RCA | 85 deg | 85 deg | 85 deg |
| Rev Reach | 2.00 ohms | 2.00 ohms | 2.00 ohms |
| Rev Reach RCA | 90 deg | 90 deg | 90 deg |
| POL Current | Zero-seq | Zero-seq | Zero-seq |
| Non-Homogen Ang | 0.0 deg | 0.0 deg | 0.0 deg |
| Comp Limit | 90 deg | 90 deg | 90 deg |
| DIR RCA | 45 deg | 45 deg | 45 deg |
| DIR Comp Limit | 60 deg | 60 deg | 60 deg |
| Quad Right Blinder | 3.00 ohms | 3.20 ohms | 10.00 ohms |
| Quad Right Blinder RCA | 75 deg | 75 deg | 75 deg |
| Quad Left Blinder | 1.00 ohms | 1.00 ohms | 1.00 ohms |
| Quad Left Blinder RCA | 90 deg | 90 deg | 90 deg |
| Supervision | 0.700 pu | 0.130 pu | 0.130 pu |
| Volt Level | 0.000 pu | 0.000 pu | 0.000 pu |
| Delay | 10.000 s | 2.000 s | 5.000 s |
| Block | SRC1 VT FUSE FAIL OP | SRC1 VT FUSE FAIL OP | SRC1 VT FUSE FAIL OP |
| Target | Latched | Latched | Latched |
| Events | Enabled | Enabled | Enabled |

Figura 2.73 Ajuste de la protección de ground distance en Enervista.



Figura 2.74 Zonas coordinas en el plano X-R para la protección ground distance.

| PARAMETER | PHASE DISTANCE Z1 | PHASE DISTANCE Z2 | PHASE DISTANCE Z3 |
|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Distance Shape Graph | View | View | View |
| Function | Enabled | Enabled | Disabled |
| Direction | Forward | Forward | Forward |
| Shape | Quad | Quad | Quad |
| Xfmr Vol Connection | None | None | None |
| Xfmr Curr Connection | None | None | None |
| Reach | 6.40 ohms | 13.38 ohms | 18.10 ohms |
| RCA | 90 deg | 90 deg | 85 deg |
| Rev Reach | 2.50 ohms | 0.02 ohms | 2.00 ohms |
| Rev Reach RCA | 90 deg | 90 deg | 85 deg |
| Comp Limit | 90 deg | 90 deg | 90 deg |
| DIR RCA | 45 deg | 45 deg | 45 deg |
| DIR Comp Limit | 60 deg | 60 deg | 60 deg |
| Quad Right Blinder | 4.15 ohms | 4.30 ohms | 4.80 ohms |
| Quad Right Blinder RCA | 75 deg | 75 deg | 75 deg |
| Quad Left Blinder | 1.00 ohms | 1.00 ohms | 1.00 ohms |
| Quad Left Blinder RCA | 90 deg | 90 deg | 80 deg |
| Supervision | 0.100 pu | 0.100 pu | 0.100 pu |
| Volt Level | 0.000 pu | 0.000 pu | 0.000 pu |
| Delay | 0.100 s | 2.000 s | 5.000 s |
| Block | SRC1 VT FUSE FAIL OP | SRC1 VT FUSE FAIL OP | SRC1 VT FUSE FAIL OP |
| Target | Latched | Latched | Latched |
| Events | Enabled | Enabled | Enabled |

Figura 2.75 Ajuste de la protección de phase distance en Enervista.

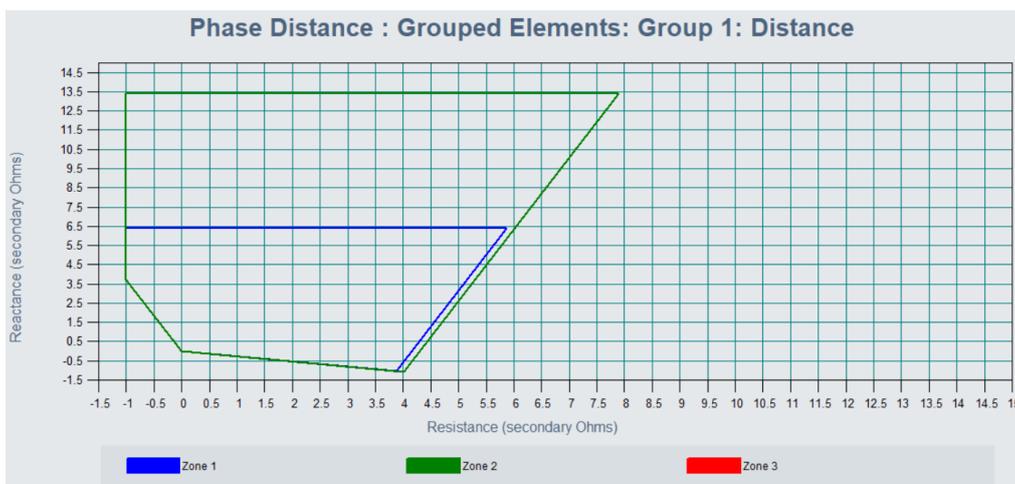


Figura 2.76 Zonas coordinas en el plano X-R para la protección phase distance.

2.6.3.4.1 FlexLogic

Para tener una configuración más precisa de las protecciones del relé GE L90, es necesario ajustar la FlexLogic, de esta forma se permite mediante la programación de las señales, obtener mejor adaptabilidad específica para detectar y responder ante las condiciones de falla.

| FLEXLOGIC ENTRY | TYPE | SYNTAX |
|--------------------|-----------------------|----------------------|
| View Graphic | View | View |
| FlexLogic Entry 1 | Protection Element | SRC1 VT FUSE FAIL OP |
| FlexLogic Entry 2 | Protection Element | PH DIST Z1 OP |
| FlexLogic Entry 3 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 4 | Protection Element | PH DIST Z2 OP |
| FlexLogic Entry 5 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 6 | Protection Element | GND DIST Z2 OP |
| FlexLogic Entry 7 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 8 | Protection Element | GND DIST Z1 OP |
| FlexLogic Entry 9 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 10 | OR | 4 Input |
| FlexLogic Entry 11 | Protection Element | PH DIST Z3 OP |
| FlexLogic Entry 12 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 13 | Protection Element | GND DIST Z3 OP |
| FlexLogic Entry 14 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 15 | OR | 2 Input |
| FlexLogic Entry 16 | OR | 3 Input |
| FlexLogic Entry 17 | Assign Virtual Output | = Osc Trigger (VO96) |
| FlexLogic Entry 18 | Protection Element | PH DIST Z1 OP |
| FlexLogic Entry 19 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 20 | Protection Element | PH DIST Z2 OP |
| FlexLogic Entry 21 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 22 | Protection Element | GND DIST Z2 OP |
| FlexLogic Entry 23 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 24 | Protection Element | GND DIST Z1 OP |
| FlexLogic Entry 25 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 26 | OR | 4 Input |
| FlexLogic Entry 27 | Protection Element | PH DIST Z3 OP |
| FlexLogic Entry 28 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 29 | Protection Element | GND DIST Z3 OP |
| FlexLogic Entry 30 | POSITIVE ONE SHOT | 1 Input |
| FlexLogic Entry 31 | OR | 2 Input |
| FlexLogic Entry 32 | OR | 2 Input |

Figura 2.77 Interfaz de configuración de FlexLogic en ENERVISTA.

2.6.3.4.2 Comunicación.

El relé de cada zona cuando es coordinado con relación a otros relés de distancia no solo debe de ser por la longitud de la LT que comprende cada zona, sino también en los retardos de tiempo diferenciados que debe de haber. La que se define como zona 1, es la única que tiene actuación instantánea, las demás zonas tendrán retardo de tiempo de actuación.

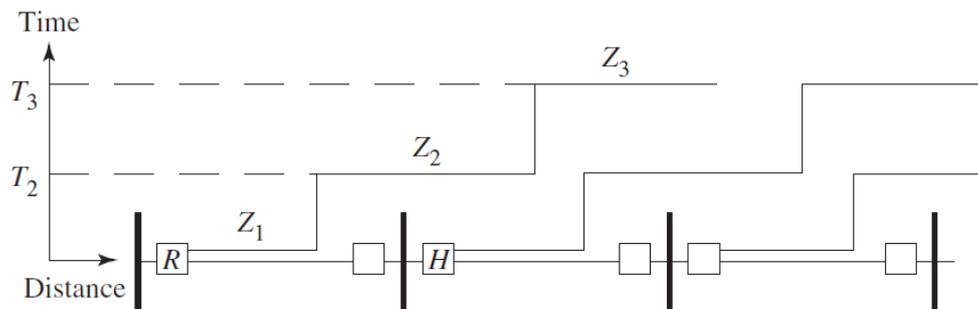


Figura 2.78 Zonas de protección definidas con desfase de tiempo.

Los relés son capaces de comunicarse entre ellos mediante una red **peer to peer**, la cual por lo general requiere canales de banda ancha, que para la implementación se suele aplicar mediante microondas o la cual es en su mayoría prefería la fibra óptica. Sea la selección de microondas o de fibra, lo dos van interconectados a un sistema multiplexado, ya que esto permite enviar y recibir múltiples señales simples a modo de señal compleja. La tele protección del esquema admite que se pueda tener relés de diferentes fabricantes, ya que el estándar de la norma IEC 61850, facilita que se puedan comunicar peer to peer, este tipo de esquemas solían ser complicados ya que antes la mejor opción era usar relés de la misma manufactura, para evitar el problema de comunicación y selectividad. No hay una norma general estricta de cómo se debe montar la red para la comunicación, sin embargo, existen ciertas consideraciones que se puede tener en cuenta para poder aplicar una u otra, entre las opciones se tiene:

Tabla 2.1 Especificaciones de comunicación usando wire pilot.

| |
|---|
| Wire pilot |
| Par de cables dedicados a la comunicación. |
| En sistema de dos terminales la longitud inferior a 14.5 km |
| En sistemas de tres terminales cada tramo debe tener una longitud inferior a 3.7 km |

Tabla 2.2 Especificaciones de comunicación usando Power Line Carrier.

| |
|--|
| Power-line Carrier (PLC) |
| La línea de transmisión supera los 15 km |
| Implementar fibra óptica resulta inviable en términos de economía para el proyecto |
| No es indispensable la transmisión de datos. |

Tabla 2.3 Especificaciones de comunicación usando Microwave.

| |
|--|
| Microwave |
| Resulta insuficiente el espectro de transmisión admisible para la implementación del canal de PLC. |
| Es necesario el monitoreo continuo |
| La transmisión de datos o señales de voz son necesarias |
| Se puede implementar como segundo canal de comunicación además de la PLC. |

Tabla 2.4 Especificaciones de comunicación usando fibra óptica.

| |
|---|
| Fibra óptica |
| La longitud de la línea de transmisión permite que se puedan instalar repetidores cada 50 a 100 km para la fibra óptica |
| Resulta insuficiente el espectro de transmisión admisible para la implementación del canal de PLC. |
| Es necesario el monitoreo continuo |
| La transmisión de datos o señales de voz son necesarias |
| Se busca evitar problemas asociados a las diferencias de potencial con la línea a tierra, por considerar una línea larga. |

El L90 puede trabajar en la arquitectura maestro-esclavo y también como “peer to peer” en esta última ambos actúan como “maestros”, es decir, todos los relés en esta red trabajan con los mismos privilegios para tomar acciones en el sistema que están dedicados a proteger.

Tabla 2.5 Funciones del relé GE L90 en modo esclavo y maestro.

| Funciones de relé esclavo | |
|--|--|
| Censar señales de corriente y voltaje provenientes de CT y PT respectivamente. | |
| Crea diagramas fasoriales. | |
| Trasmite datos de señales de corriente a los relés que han sido fijados como maestros. | |
| Permite la operabilidad de protección locales. | |
| Transmite señales de salida a los relés que integren la red de protección. | |
| Coordina información de sincronismo local a los demás relés de la red. | |
| Funciones maestro | |
| Realiza todas las funciones de un relé de modo esclavo. | |
| Recibe los datos de fasores de corriente de todos los relés | |
| Puede ejecutar el algoritmo para la protección diferencial de corriente. | |

En la interfaz de ENERVISTA se puede plantear los relés que conformarán la red para la protección de las zonas de la LT. El modelo y versión del relé admite el protocolo IEC 60870-5-104, se puede agregar hasta 5 direcciones específicas de los demás relés.

| SETTING | PARAMETER |
|------------------------------------|----------------|
| Function | Disabled |
| IEC TCP Port Number | 2404 |
| IEC Client Address 1 | 200. 9.176.241 |
| IEC Client Address 2 | 0. 0. 0. 0 |
| IEC Client Address 3 | 0. 0. 0. 0 |
| IEC Client Address 4 | 0. 0. 0. 0 |
| IEC Client Address 5 | 0. 0. 0. 0 |
| IEC Common Address of ASDU | 3 |
| IEC Cyclic Data Period | 50 s |
| IEC Current Default Threshold | 30000 |
| IEC Voltage Default Threshold | 30000 |
| IEC Power Default Threshold | 30000 |
| IEC Energy Default Threshold | 30000 |
| IEC Power Factor Default Threshold | 30000 |
| IEC Other Default Threshold | 30000 |
| IEC Redundancy Enabled | No |

Figura 2.79 Parámetros de comunicación para estándar IEC 60870-5-104.

CAPITULO 3

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS.

3.1 Resultados de coordinación de distancia considerando la impedancia de interconexión de cada uno de los métodos equivalentes probados en el sistema completo.

En el modelo del SP completo (antes de reducir el sistema) se añaden los transformadores de instrumentos correspondientes con los mismos ajustes hechos en la coordinación de protecciones del equivalente con y sin ZINT, también se añade un modelo de relé al modelo completo, y en este caso, se van a replicar los ajustes que sí toman en cuenta la ZINT establecidos en los puntos 2.5.1 y 2.5.2. Con la intención de comparar la actuación ante fallas del sistema real con las coordinaciones hechas en los modelos equivalentes con y sin ZINT.

3.1.1 Método de matrices.

3.1.1.1 Resultado de falla monofásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

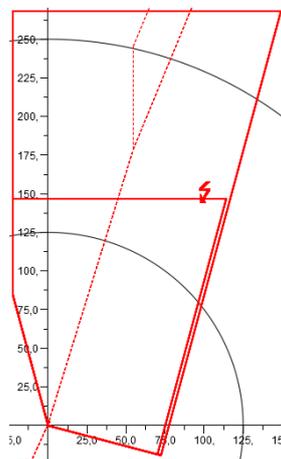


Figura 3.1 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 1 (Ground Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

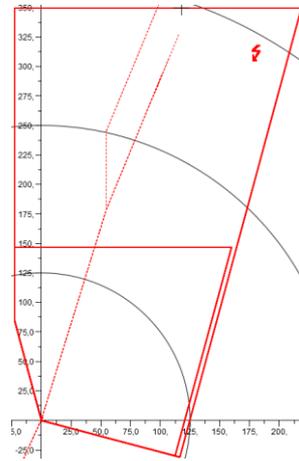


Figura 3.2 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 2 (Ground Distance).

3.1.1.2 Resultado de falla trifásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

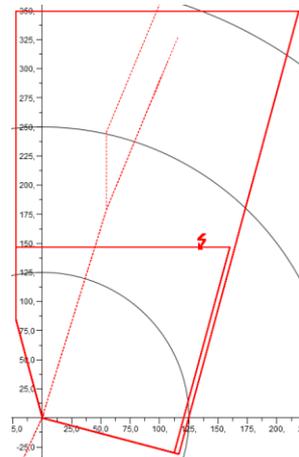


Figura 3.3 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 1 (Phase Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

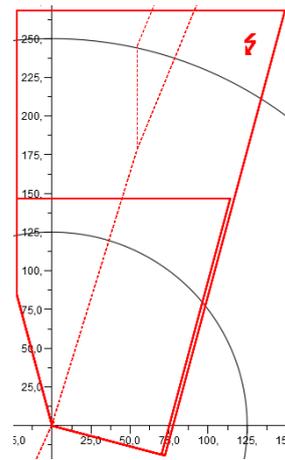


Figura 3.4 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de matrices en zona 2 (Phase Distance).

3.1.2 Método de inyección de potencia o corriente.

3.1.2.1 Resultado de falla monofásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

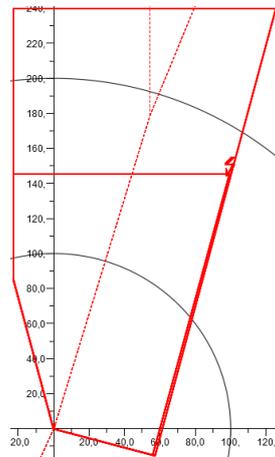


Figura 3.5 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de inyección en zona 1 (Ground Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

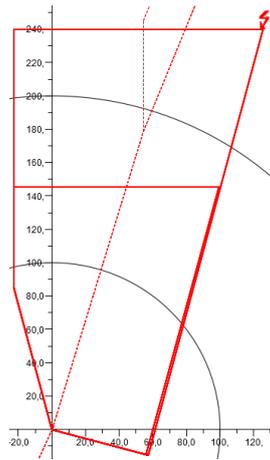


Figura 3.6 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Ground Distance).

3.1.2.2 Resultado de falla trifásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

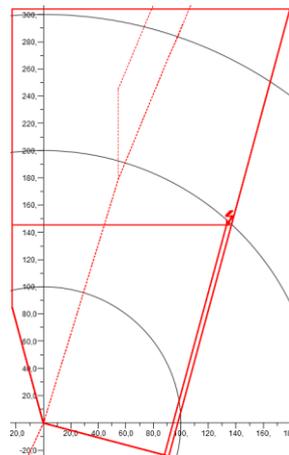


Figura 3.7 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Phase Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

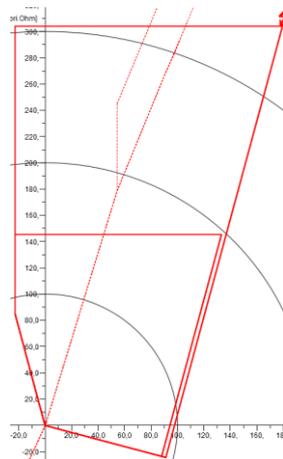


Figura 3.8 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Phase Distance).

3.2 Resultados de coordinación de distancia sin considerar la impedancia de interconexión de cada uno de los métodos equivalentes probados en el sistema completo.

En el modelo del SP completo (antes de reducir el sistema) se añade los transformadores de instrumentos correspondientes con los mismos ajustes hechos en la coordinación de protecciones es el equivalente con y sin impedancia de interconexión, también se añade un modelo de relé el modelo completo, y en este caso, se van a replicar los ajustes que no consideran la ZINT establecidos en el punto 2.5.1 y 2.5.2 que son los ajustes coordinados en los modelos equivalentes, con la finalidad de ver la diferencia de actuación ante fallas entre los métodos, además de la comparación con los ajusten que si consideran la ZINT.

3.2.1 Método de matrices.

3.2.1.1 Resultado de falla monofásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

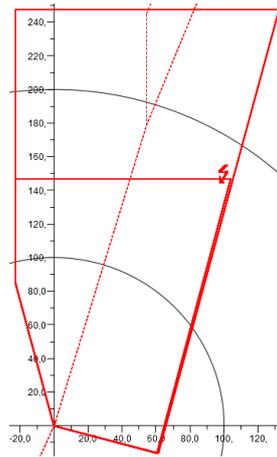


Figura 3.9 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Ground Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

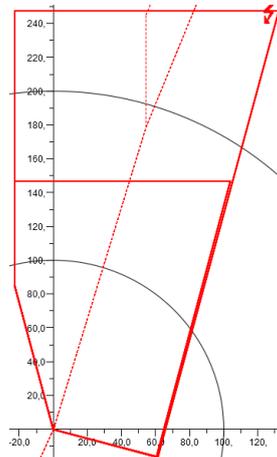


Figura 3.10 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Ground Distance).

3.2.1.2 Resultado de falla trifásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

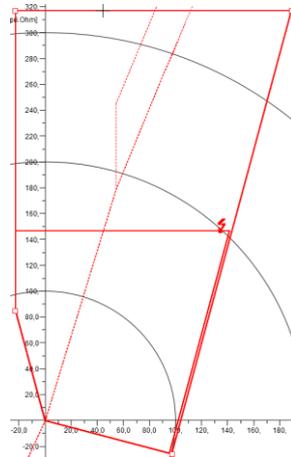


Figura 3.11 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Phase Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

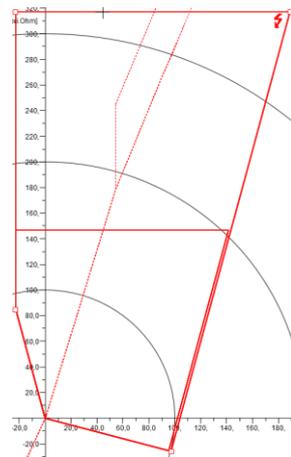


Figura 3.12 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Phase Distance).

3.2.2 Método de inyección de potencia o corriente.

3.2.2.1 Resultado de falla monofásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

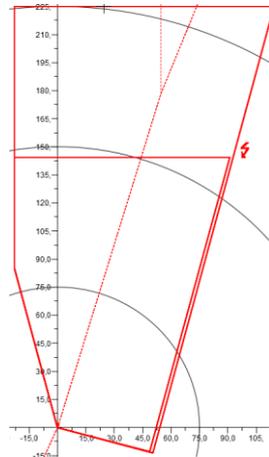


Figura 3.13 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de inyección en zona 1 (Ground Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

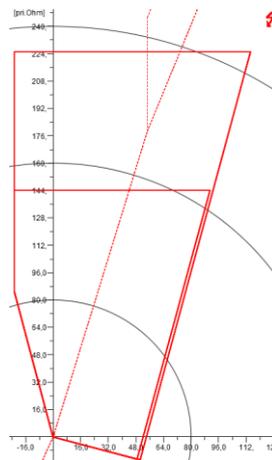


Figura 3.14 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de inyección en zona 2 (Ground Distance).

3.2.2.2 Resultado de falla trifásica.

Al 80 % de la línea con resistencia de falla.

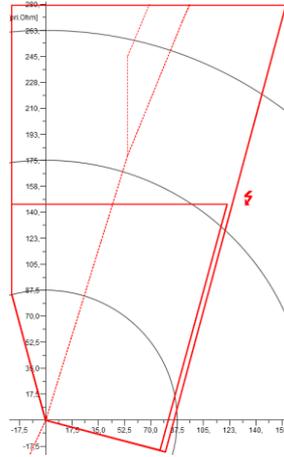


Figura 3.15 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 1 (Phase Distance).

Al 120 % de la línea con resistencia de falla.

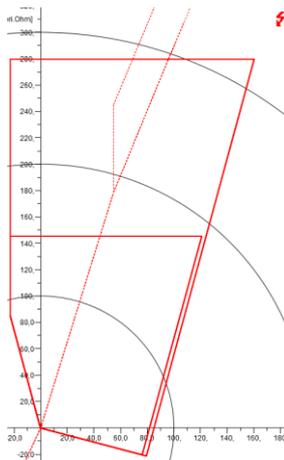


Figura 3.16 Actuación de protección de la red original con los ajustes del modelo de Inyección en zona 2 (Phase Distance).

3.3 Resultados teóricos matemáticos de una falla al 60 % de la línea para los distintos tipos de falla con una resistencia de falla de 40 ohm.

Con base en la metodología desarrollada en el capítulo dos e implementando las ecuaciones obtenidas en un código desarrollado en Matlab, se calculó los valores

de impedancia aparente bajo las condiciones de falla al 60% de la línea con resistencia de falla de 40Ω .

3.3.1 Con impedancia de interconexión.

Para este caso sí se considera la impedancia de interconexión y las líneas en paralelo que tiene la impedancia equivalente Z_{aa} , esto provoca que antes de realizar todos los cálculos de fallas se tenga en cuenta primero reducir el paralelo, entonces, al determinar primero esto, no cambiaría la topología de las redes de secuencia que se realizaron para el cálculo de cada tipo de falla, solo que el valor de Z_{aa} ahora representa un dato que es consecuencia de unas impedancias en paralelo. Por simplicidad no se modificó el nombre de la variable Z_{aa} , pero se comprende lo que representa. Considerando que no hay cambios en la topología de las redes de secuencia para el cálculo de fallas, las ecuaciones que se obtienen mantienen la misma estructura.

3.3.1.1 Falla trifásica.

De la ecuación $\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = \left(Z_f \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1} \right)$ (2.33) se obtiene el resultado:

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = Z_{AP} = 156.2924 \angle 43.6545 \quad (3.1)$$

3.3.1.2 Falla bifásica.

De la ecuación $\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = (Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1}$ (2.43) se obtiene el resultado:

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = Z_{AP} = 299.8020 \angle 57.2375 \quad (3.2)$$

3.3.1.3 Falla monofásica.

De la ecuación $\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = hZ_{L1} + (Z_0 + 3Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right)$ (2.54) se obtiene el resultado:

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = Z_{AP} = 832.0597 \angle 55.5788 \quad (3.3)$$

3.3.2 Sin impedancia de interconexión.

Para este caso los resultados son considerando las impedancias en paralelo que tendría la impedancia Z_{aa} similar a como se consideró en la sección () pero con la diferencia que ahora no se toma en cuenta a la impedancia de interconexión, con la misma finalidad de obtener un resultado comparativo para el caso que si se considera. Las ecuaciones mantienen la misma estructura a como se plantearon en la sección anterior, solo es el cambio del valor que representa Z_{aa} .

3.3.2.1 Falla trifásica.

De la ecuación $\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = \left(Z_f \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1} \right)$ (2.63) se obtiene el resultado:

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = Z_{AP} = 151.5918 \angle 45.3153 \quad (3.4)$$

3.3.2.2 Falla bifásica.

De la ecuación $\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = (Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{Q1}}{Z_{P1} + Z_{Q1}} \right) + hZ_{L1}$ (2.76) se obtiene el resultado:

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = Z_{AP} = 289.2649 \angle 58.0109 \quad (3.5)$$

3.3.2.3 Falla monofásica.

De la ecuación $\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = hZ_{L1} + (Z_0 + 3Z_f + Z_2) \left(\frac{Z_{P1} + Z_{Q1}}{Z_{Q1}} \right)$ (2.90) se obtiene:

$$\frac{V_{R1}}{I_{R1}} = Z_{AP} = 793.1609 \angle 56.2358 \quad (3.6)$$

3.4 Resultados simulados de una falla al 60 % de la línea para los distintos tipos de falla con una resistencia de falla de 40 ohm considerando la impedancia de interconexión.

Cabe decir que, a excepción de la impedancia aparente calculada en falla trifásica, al considerarse solamente la secuencia positiva, no es en realidad la impedancia medida por el relé, ya que en el relé las impedancias medidas están sujetas a ciertos factores de compensación, y puede ser polarizados según convenga.

3.4.1 Falla Trifásica

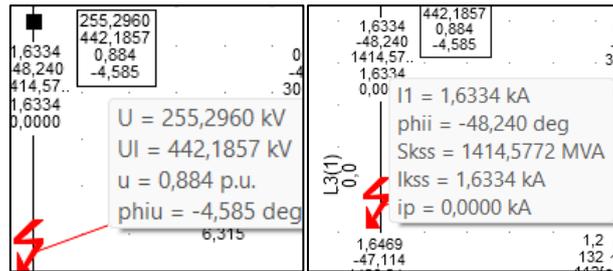


Figura 3.17 Resultado simulado para determinación de impedancia aparente cuando ocurre falla trifásica.

Con los mismos datos de falla monofásica, al 60 % de la línea con 40Ω de resistencia de falla se ha simulado la falla. Se han obtenido los siguientes resultados.

Datos obtenidos:

$$U1 = 255.2960 [kV] \quad (3.7)$$

$$I1 = 1,6334 [kA] \quad (3.8)$$

Entonces:

$$|Z_{AP}| = \frac{255296}{1633.4} = 156.2973 \text{ ohm} \quad (3.9)$$

Y la fase $[L]$ es el ángulo del voltaje menos el ángulo de la corriente.

$$L = -4.585 - (48.240) \quad (3.10)$$

$$L = 43.655^\circ \quad (3.11)$$

Entonces:

$$Z_{AP} = 113.083 + 107.8943i \quad (3.12)$$

3.4.2 Falla Bifásica.

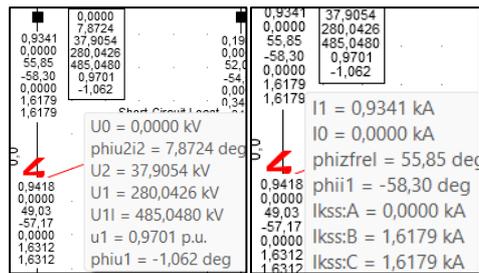


Figura 3.18 Resultado simulado para determinación de impedancia aparente cuando ocurre falla bifásica.

Datos obtenidos:

$$U1 = 280.0426 [kV] \quad (3.13)$$

$$I1 = 0,9341 [kA] \quad (3.14)$$

Entonces:

$$|Z_{AP}| = \frac{280042.6}{934.1} = 299.799 \text{ ohm} \quad (3.15)$$

Y la fase [L] es el ángulo del voltaje menos el ángulo de la corriente.

$$L = -1.062 - (-58.30) \quad (3.16)$$

$$L = 57.238^\circ \quad (3.17)$$

Entonces:

$$Z_{AP} = 162.236 + 252.1087i \quad (3.18)$$

3.4.3 Falla Monofásica.

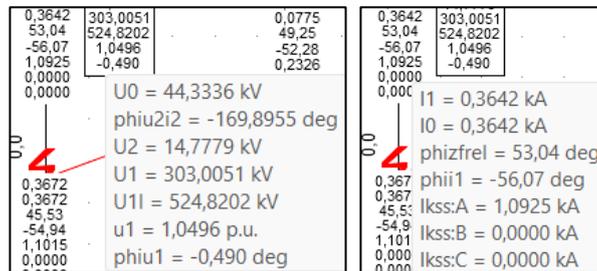


Figura 3.19 Resultado simulado para determinación de impedancia aparente cuando ocurre falla monofásica.

Datos obtenidos:

$$U1 = 303.0051 [kV] \quad (3.19)$$

$$I_1 = 0,3642 [kA] \quad (3.20)$$

Entonces:

$$|Z_{AP}| = \frac{303005.1}{364.2} = 831.974 \text{ ohm} \quad (3.21)$$

Y la fase $[\angle]$ es el ángulo del voltaje menos el ángulo de la corriente.

$$\angle = -0.490 - (-56.07) \quad (3.22)$$

$$\angle = 55.58^\circ \quad (3.23)$$

Entonces:

$$Z_{AP} = 470.277 + 686.3089i \quad (3.24)$$

3.5 Resultados simulados de una falla al 60 % de la línea para los distintos tipos de falla con una resistencia de falla de 40 ohm sin considerar la impedancia de interconexión.

Cabe decir que, a excepción de la impedancia aparente calculada en falla trifásica, al considerarse solamente la secuencia positiva, no es en realidad la impedancia medida por el relé, ya que en el relé las impedancias medidas están sujetas a ciertos factores de compensación, y puede ser polarizados según convenga.

Se obtuvo también las ecuaciones matemáticas sin considerar la impedancia de interconexión. Estos fueron los resultados simulados.

3.5.1 Falla trifásica.

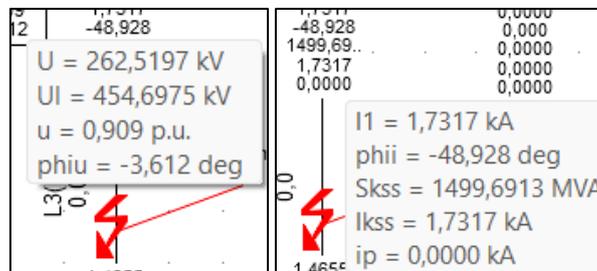


Figure 3.20 Resultados simulados para impedancia aparente en falla trifásica

Datos obtenidos:

$$U1 = 262.5197 \text{ [kV]} \quad (3.25)$$

$$I1 = 1.7317 \text{ [kA]} \quad (3.26)$$

Entonces:

$$|Z_{AP}| = \frac{262519.7}{1731.7} = 151.597 \text{ ohm} \quad (3.27)$$

Y la fase $[L]$ es el ángulo del voltaje menos el ángulo de la corriente.

$$L = -3.612 - (-48.928) \quad (3.28)$$

$$L = 45.316^\circ \quad (3.29)$$

Entonces:

$$Z_{AP} = 106.602 + 107.785i \quad (3.30)$$

3.5.2 Falla Bifásica.

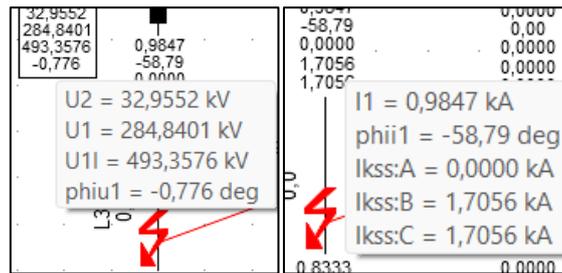


Figura 3.21 Resultados simulados para impedancia aparente en falla Bifásica.

Datos obtenidos:

$$U1 = 284840.1 [kV] \quad (3.31)$$

$$I1 = 0.9847 [kA] \quad (3.32)$$

Entonces:

$$|Z_{AP}| = \frac{284840.1}{984.7} = 289.266 \text{ ohm} \quad (3.33)$$

Y la fase $[L]$ es el ángulo del voltaje menos el ángulo de la corriente.

$$L = -0.776 - (-58.79) \quad (3.34)$$

$$L = 58.014^\circ \quad (3.35)$$

Entonces:

$$Z_{AP} = 153.228 + 245.35i \quad (3.36)$$

3.5.3 Falla Monofásica.

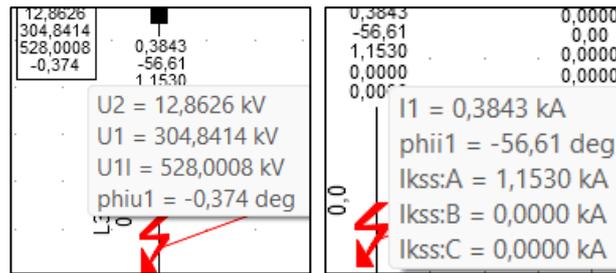


Figure 3.22 Resultados simulados para impedancia aparente en falla Monofásica.

Datos obtenidos:

$$U1 = 304.8414 [kV] \quad (3.37)$$

$$I1 = 0.3843 [kA] \quad (3.38)$$

Entonces:

$$|Z_{AP}| = \frac{304841,4}{384,3} = 793.238 \text{ ohm} \quad (3.39)$$

Y la fase [L] es el ángulo del voltaje menos el ángulo de la corriente.

$$L = -0.374 - (-56.61) \quad (3.40)$$

$$L = 56.236^\circ \quad (3.41)$$

Entonces:

$$Z_{AP} = 440.861 + 659.446i \quad (3.42)$$

3.6 Resultados de las fallas calculadas y simuladas.

Tabla 3.1 Resumen de resultados de las fallas considerando la impedancia de interconexión con falla al 60 % de la línea.

| Resultados considerando impedancia de interconexión y con paralelo en Z_{aa}. | | | |
|---|------------------|------------------|-------|
| Tipo de falla | Calculado | Simulado | Error |
| Trifásica | 156.2924∠43.6545 | 156.2973∠43.655° | 0.003 |
| Bifásica | 299.8020∠57.2375 | 299.799∠57.238° | 0.001 |
| Monofásica | 832.0597∠55.5788 | 831.974∠55.58° | 0.010 |

Tabla 3.2 Resumen de resultados de las fallas sin considerar la falla de interconexión con falla al 60 % de la línea.

| Resultados sin considerar impedancia de interconexión y con paralelo en Z_{aa}. | | | |
|---|------------------|-----------------|-------|
| Tipo de falla | Calculado | Simulado | Error |
| Trifásica | 151.5918∠45.3153 | 151.597∠45.316° | 0.003 |
| Bifásica | 289.2649∠58.0109 | 289.266∠58.014° | 0.005 |
| Monofásica | 793.1609∠56.2358 | 793.238∠56.236° | 0.009 |

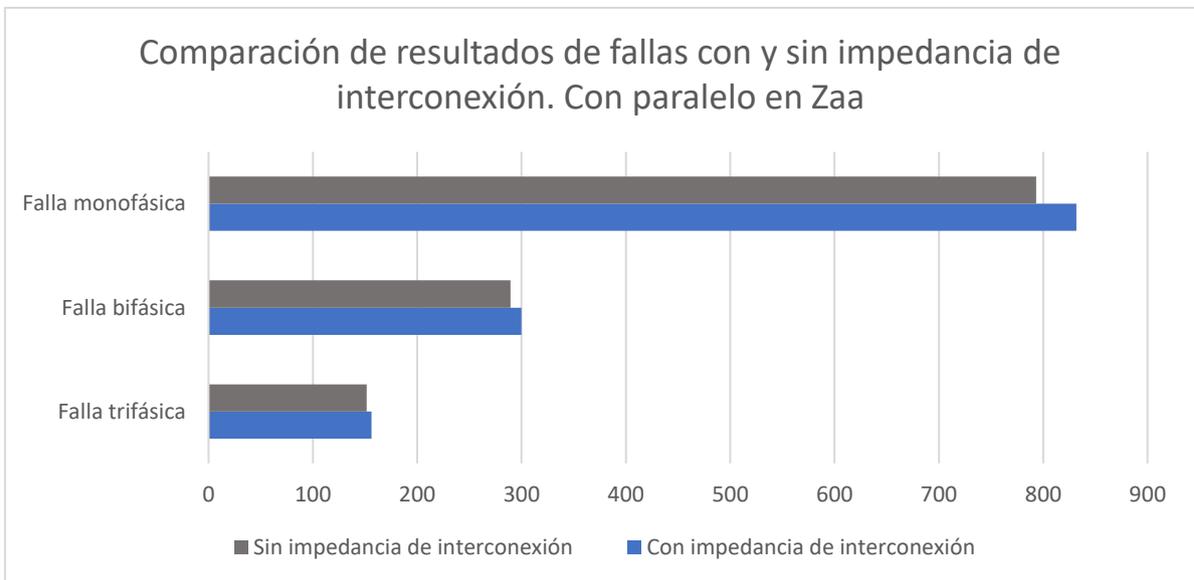


Figura 3.24 Gráfico de barras para la comparativa de resultados de los diferentes tipos de fallas incluyendo el paralelo en la barra a y con y sin la consideración de la impedancia de interconexión.

Tabla 3.3 Resumen de resultados para las fallas analizando la red original y la red equivalente.

| Comparación de fallas en red original y esquema de red equivalente. | | | |
|--|---------------|----------------------|-----------------------|
| Tipo de falla | Red original | Equivalente Matrices | Equivalente Inyección |
| Trifásica | 324.98∠60.62° | 408.16∠58.59° | 350.384∠59.8° |
| Bifásica | 236∠64.5° | 277∠62.44° | 248.47∠63.73° |
| Monofásica | 263.90∠63.03° | 303∠61.4° | 268.7∠62.71° |

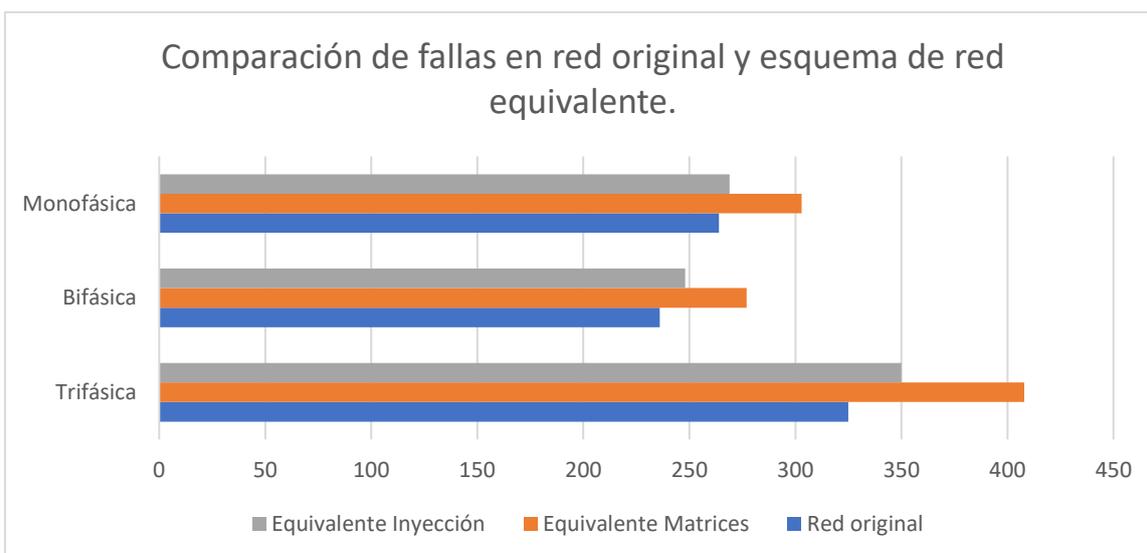


Figura 3.25 Gráfico de barras para la comparación de fallas de la red original y equivalente.

3.7 Resultados de disparo del Relé GE L90.

Se ha probado los resultados de coordinación de manera física. En el software para añadir los disparos, se ha construido las zonas según los ajustes de coordinación del sistema completo. Mientras que en el relé de protección se ha probado los ajustes hechos en el sistema equivalente, considerando y no considerando la impedancia de falla y considerando solo una parte de la red.

3.7.1 Disparo Monofásico considerando la impedancia de interconexión.

Para el primer disparo, se inyectó los valores de una falla monofásica al límite de la zona dos de la coordinación hecha en el sistema real, y en el relé se ha utilizado la coordinación hecha en el sistema equivalente considerando la impedancia de interconexión.

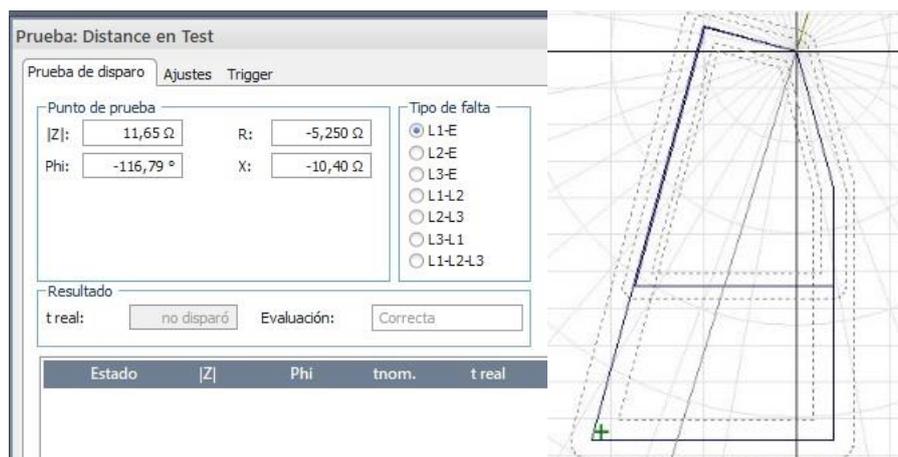


Figura 3.26 Disparo de falla monofásica desde Test Universe al 120% de la línea.



Figura 3.27. Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 120% de la línea.

3.7.2 Disparo Monofásico sin considerar la impedancia de interconexión.

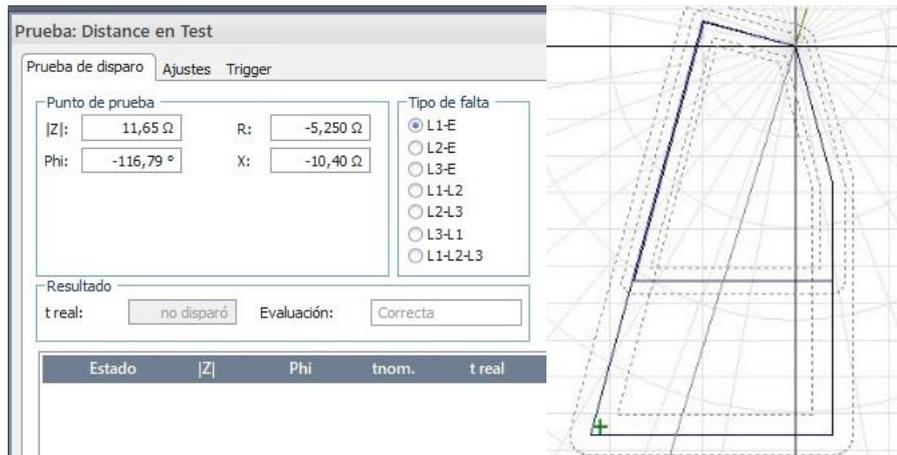


Figura 3.28 Disparo de falla monofásica desde Test Universe al límite de zona 2.



Figura 3.29 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo.

En el caso anterior se observa que, con la coordinación hecha, sin considerar la ZINT, el relé no dispara. Puesto que la impedancia se está midiendo fuera de zona.

En esta ocasión, se va a realizar un nuevo disparo, para observar en donde dispara el relé, en que porcentaje de la línea funciona la coordinación hecha en el modelo sin ZINT.

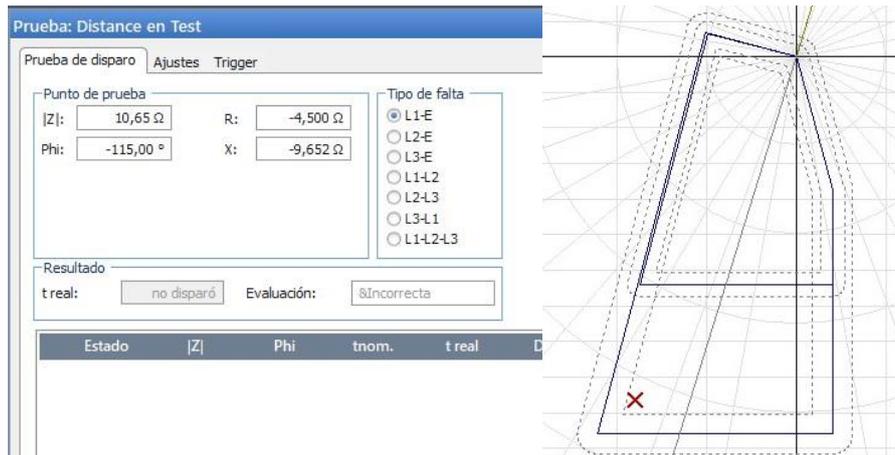


Figura 3.30 Disparo de falla monofásica desde Test Universe al 105% de la línea.



Figura 3.31 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 105% de la línea.

En esta ocasión, hubo que considerar menos porcentaje de la línea para lograr que el relé dispare, al contrario de cuando se utiliza la coordinación que sí toma en cuenta la ZINT.

3.7.3 Disparo Monofásico considerando solo la coordinación hecha sin tomar en cuenta la red externa.

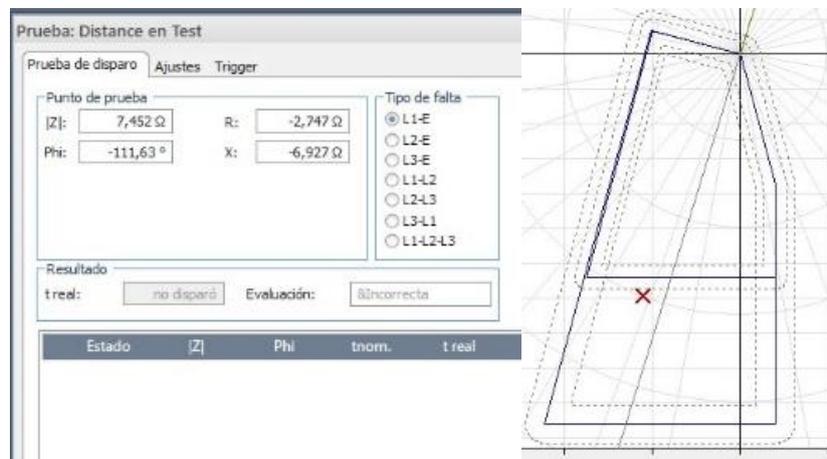


Figura 3.32 Disparo de falla monofásica desde test universe al 87% de la línea



Figura 3.33 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 87% de la línea.

En este caso, hubo que considerar mucho menos porcentaje de la línea para que el relé dispare en zona 2, aproximadamente al 87% de la línea recién ocurrió el disparo, lo que muestra que claramente, no considerar la red externa es el peor caso, donde hay más imprecisión en la coordinación de distancia.

3.7.4 Disparo Bifásico considerando la impedancia de interconexión.

Para este caso, se ha probado la coordinación “Phase Distance” hecha en DPF y, así mismo, se ha construido las zonas de protección según los ajustes coordinados en el modelo completo.

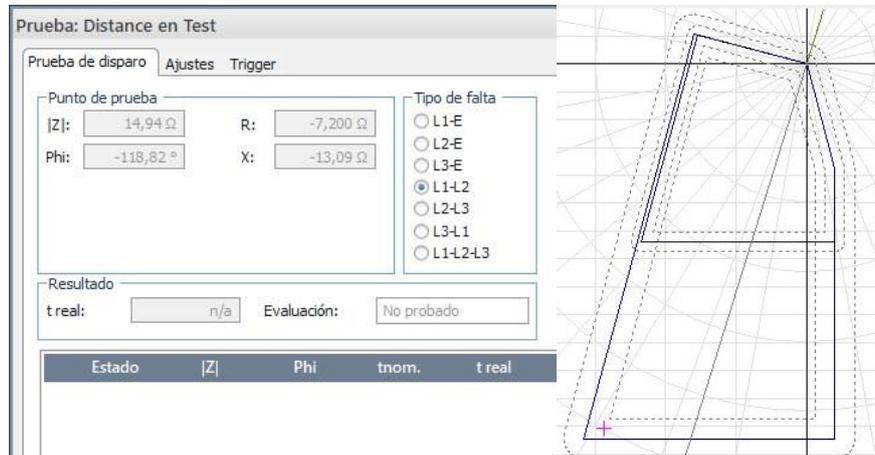


Figura 3.34 Disparo de falla Bifásica desde test universe al 120% de la línea



Figura 3.35 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 120% de la línea.

Como se observa, los leds que se encienden son diferentes a los leds encendidos a cuando ocurre una falla monofásica. La coordinación para fallas bifásica y trifásicas hecha en el modelo equivalente, muestran resultados satisfactorios.

3.7.5 Disparo Bifásico sin considerar la impedancia de interconexión.

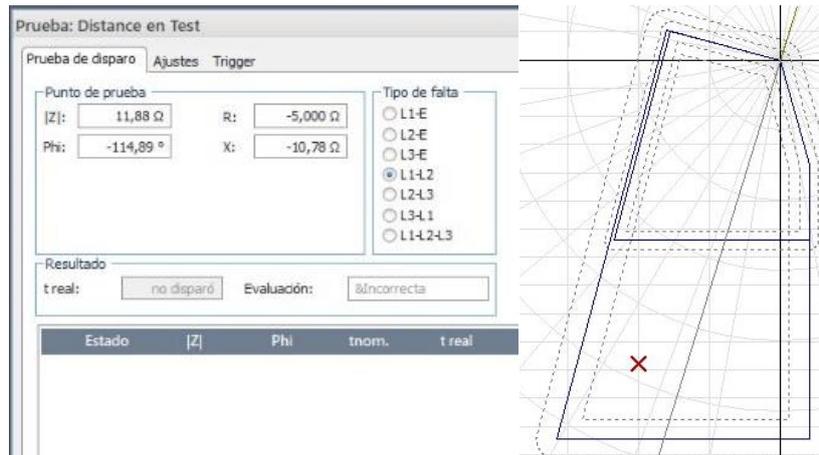


Figura 3.36 Disparo de falla bifásica al 105% de la línea.



Figura 3.37 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 105% de la línea.

En este caso, se tuvo que hacer un disparo al 105 % de la línea protegida, si se hace un disparo, a más distancia de la línea, no va a disparar debido a los imprecisos ajustes por la no consideración de la ZINT.

3.7.6 Disparo bifásico sin considerar la red externa.

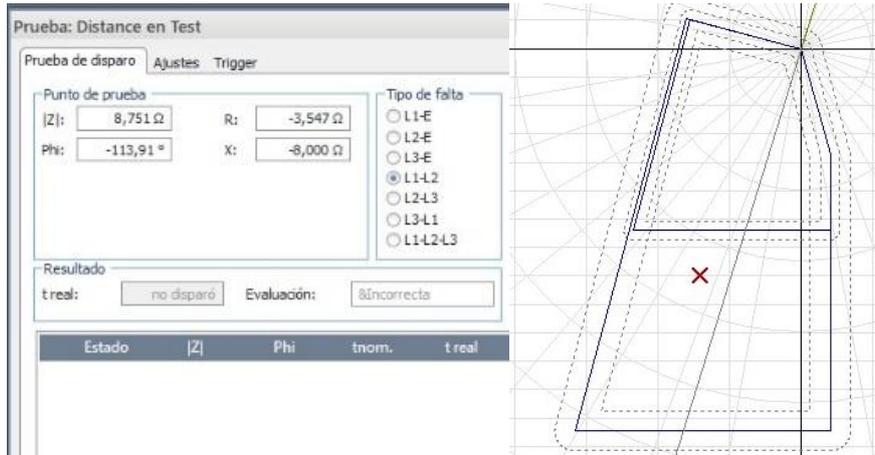


Figura 3.38 Disparo de falla bifásica al 87 % de la línea.



Figura 3.39 Proyección virtual del HMI del relé GE L90 según el disparo al 87 % de la línea.

CAPITULO 4

4 Conclusiones y recomendaciones,

4.1 Conclusiones.

- En conclusión, en cuanto a los métodos aplicados para la reducción de SPs, el método más efectivo para obtener equivalente de red fue el método de inyección de corriente o potencia, dando una precisión muy cercana al 100 % en las impedancias aparentes medidas por el relé. Mientras que el método de matrices resulta un poco más impreciso, además este último solo se recomienda aplicar en SPs pequeños
- Las ecuaciones encontradas y la comparación de resultados matemáticos y simulados muestran que en teoría, solo se requiere de los parámetros del SP y del sistema equivalente para poder realizar la coordinación de protecciones. No se necesita realizar un análisis de falla en un software, para poder realizar los ajustes de un relé. Decimos en teoría, porque en la simulación se utilizaron máquinas ideales, aun así, se puede usar de manera referencial con buenos resultados.
- Se evidenció la relevancia que tiene la ZINT en los estudios de coordinación de distancia. Los resultados mostraron que al solo considerar la red interna en un estudio que es lo que tradicionalmente se hace, no se consideraría un gran porcentaje de protección de cada zona. Lo mismo pasa, aunque en menor proporción, cuando se considera la red externa pero no se considera la ZINT que es lo que hacen muchos métodos, no se protege una parte igualmente relevante de las zonas.
- La ZINT influye también dependiendo de la impedancia de línea, mientras más alta sea la ZINT en comparación con la de línea, se reduce el área de protección. Caso contrario, cuando la ZINT.
- Se implementó la protección de distancia en un relé GE L90 del laboratorio de protecciones de ESPOL, donde se pudo validar y visualizar los resultados obtenidos además del correcto funcionamiento del equipo en cuanto a la lógica de disparo, y que se respeten los tiempos de las zonas.
- El margen de error de los resultados cuando se considera la ZINT y cuando no se la toma en cuenta, aumenta considerablemente en fallas después de la línea de transmisión. Debido a las características de la red.

REFERENCIAS

- [1] Blackburn, J. Lewis, and Thomas J. Domin. *Protective relaying: principles and applications*. CRC press, 2006.
- [2] Hidalgo García, Noelia. "Análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión." (2018).
- [3] Khodadadi, M., M. Khalilifar, and S. M. Shahrtash. "A novel static external network equivalencing method for protection studies on Iran Transmission Grid." *The 9th Power Systems Protection and Control Conference (PSPC2015)*. IEEE, 2015.
- [4] Van Amerongen, R. A. M., and H. P. Van Meeteren. "A generalised ward equivalent for security analysis." *IEEE Transactions on Power apparatus and Systems* 6 (1982): 1519-1526.
- [5] Oatts, Michal L., Sam R. Erwin, and Jack L. Hart. "Application of the REI equivalent for operations planning analysis of interchange schedules." *IEEE transactions on power systems* 5.2 (1990): 547-555.
- [6] Su, Heng-Yi, and Chih-Wen Liu. "Estimating the voltage stability margin using PMU measurements." *IEEE Transactions on Power Systems* 31.4 (2015): 3221-3229.
- [7] Lopez Ortiz, Antonio De Jesús. "Metodología para el cálculo de equivalentes de red multipuerto en estado estable y representación en sistemas eléctricos de subtransmisión mallados". *ECUACIER*, XXXIII Seminario Nacional del sector eléctrico, abril de 2018.
- [8] Leelaruji, Rujiroj, and Luigi Vanfretti. *Power System Protective Relaying: basic concepts, industrial-grade devices, and communication mechanisms*. KTH Royal Institute of Technology, 2011.
- [9] Enns, Mark K., and JOHN J. Quada. "Sparsity-enhanced network reduction for fault studies." *IEEE transactions on power systems* 6.2 (1991): 613-621.
- [10] Kim, H., G. Jang, and K. Song. "Dynamic reduction of the large-scale power systems using relation factor." *IEEE Transactions on Power Systems* 19.3 (2004): 1696-1699.
- [11] Đukić, Savo D., and Andrija T. Sarić. "Dynamic model reduction: An overview of available techniques with application to power systems." *Serbian journal of electrical engineering* 9.2 (2012): 131-169.
- [12] Sorrentino, Elmer. "A novel analysis of offset mho characteristic of memory-polarized and cross-polarized distance functions." *Electric Power Systems Research* 158 (2018): 219-227.

- [13] Dai, Wei, et al. "Two-tier static equivalent method of active distribution networks considering sensitivity, power loss and static load characteristics." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 100 (2018): 193-200.
- [14] Yu, Juan, Mian Zhang, and Wenyuan Li. "Static equivalent method based on component particularity representation and sensitivity consistency." *IEEE Transactions on Power Systems* 29.5 (2014): 2400-2408.
- [15] Tleis, Nasser. *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*. Elsevier, 2007.
- [16] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1999.
- [17] Lopez Ortiz, Antonio De Jesús. "Metodología para el cálculo de equivalentes de red multipuerto en estado estable y representación en sistemas eléctricos de subtransmisión mallados". *ECUACIER*, XXXIII Seminario Nacional del sector eléctrico, abril de 2018.
- [18] Anderson, Paul M. *Analysis of Faulted Power Systems*. IEEE PRESS Power Systems Engineering Series.
- [19] BEDOYA-CADENA, A. N. D. R. É. S., J. U. A. N. MORA-FLÓREZ, and S. A. N. D. R. A. PÉREZ-LONDOÑO. "Aplicación extendida de una técnica de impedancia de secuencia a la localización de fallas en sistemas de distribución." *Dyna* 80.179 (2013): 165-175.
- [20] Tipanguano, Erick, Fabian Pérez, and Luis Dutan. "Adecuaciones al Modelo de Relé de Distancia (ANSI tipo 21) de ATPDraw para Viabilizar el Análisis del Desempeño Dinámico de esta Protección en Esquemas de Apertura y Recierre Monopolar para Líneas de Transmisión." *Revista Técnica energía* 17.1 (2020): 18-31.
- [21] Tortós, Jairo Quirós. "Análisis de la lógica combinatorial propuesta por ABB Suecia al ICE para la puesta en marcha de la protección de distancia de la serie REL 670." *Ingeniería* 22.1 (2012): 83-97.
- [22] Zhong, Ying, et al. "A novel distance protection algorithm for the phase-ground fault." *IEEE transactions on power delivery* 29.4 (2013): 1718-1725.
- [23] Orduna, Eduardo, et al. "Behavior of the digital fourier transform as numerical filter in distance protection of series compensated transmission lines. simulations with a real transmission system." *IEEE Latin America Transactions* 10.5 (2012): 2080-2087.
- [24] Horowitz, Stanley H., Arun G. Phadke, and Charles F. Henville. *Power system relaying*. John Wiley & Sons, 2022.
- [25] Babczyński, Tomasz, Mirosław Lukowicz, and Jan Magott. "Time coordination of distance protections using probabilistic fault trees with time dependencies." *IEEE Transactions on Power Delivery* 25.3 (2010): 1402-1409.

- [26] Das, J. C. *Power system protective relaying*. CRC Press, 2017.
- [27] Ram, Badri. *Power system protection and switchgear*. Tata McGraw-Hill Education, 2011.