

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA**



**“REPRESENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138  
kV HUALLANCA - CHIMBOTE 1 PARA MEJORAR LOS AJUSTES  
DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA”**

**TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**ERICK NOÉ SOTA CELMI**

**Callao, 2018  
PERÚ**



**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**“REPRESENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138  
KV HUALLANCA - CHIMBOTE 1 PARA MEJORAR LOS AJUSTES  
DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA”**

**PRESENTADO POR EL BACHILLER: SOTA CELMI, ERICK NOÉ  
ASESOR: DR. ING. FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMIREZ  
CALIFICACIÓN: 16 (DIECISEIS)**

---

**PRESIDENTE DEL JURADO**  
**DR. ING. CESAR A. RODRIGUEZ AGURTO**

---

**SECRETARIO**  
**M.SC.ING. VICTOR L. GUTIERREZ T.**

---

**VOCAL**  
**MG. ING. CESAR A. SANTOS MEJIA**

**CALLAO-PERÚ**  
**2018**

## **DEDICATORIA**

*Quiero dedicar esta investigación a mis padres Noé y María por ser mi fortaleza necesaria para salir siempre adelante. Y a mi hermana Noelia por su alegría y apoyo incondicional.*

## **AGRADECIMIENTO**

*A todas las personas que colaboraron con mi persona, para que el desarrollo de la presente tesis sea una realidad. Especialmente a mi compañero y amigo Ing. Juan Sanabria Centeno.*

## ÍNDICE

CARATULA

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

RESUMEN

ABSTRACT

<b>I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>11</b>
1.1. Identificación del problema.....	11
1.2. Formulación del problema.....	12
1.2.1. Problema general.....	12
1.2.2. Problema específico.....	12
1.3. Objetivos de la investigación.....	13
1.3.1. Objetivo general.....	13
1.3.2. Objetivo específico.....	13
1.4. Justificación de la investigación.....	14
1.4.1. Justificación de la investigación.....	14
1.4.2. Importancia de la investigación.....	15
1.4.3. Limitaciones de la investigación.....	15
<b>II. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>16</b>
2.1. Antecedentes del estudio.....	16
2.2. Bases teóricas.....	21
2.2.1. Sistemas de Protección en Líneas de Transmisión.....	21
2.2.2. Protección de Líneas de Transmisión - Relés de Distancia.....	27

2.2.3.	Parámetros Eléctricos en Líneas de Transmisión .....	40
2.3.	Definiciones de términos básicos .....	51
2.4.	Software de simulación DIgSILENT PowerFactory .....	53
2.4.1.	DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE .....	53
<b>III.</b>	<b>VARIABLES E HIPÓTESIS .....</b>	<b>57</b>
3.1.	Definición de variables .....	57
3.1.1.	Variable independiente (VI).....	57
3.1.2.	Variable dependiente (VD).....	57
3.2.	Definición conceptual de variables .....	57
3.3.	Operacionalización de las variables .....	58
3.4.	Hipótesis general e hipótesis específica .....	59
3.4.1.	Hipótesis general .....	59
3.4.2.	Hipótesis específicas .....	59
<b>IV.</b>	<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>60</b>
4.1.	Tipo de investigación.....	60
4.2.	Diseño de la investigación.....	60
4.2.1.	Nivel de investigación .....	60
4.2.2.	Método de la investigación.....	60
4.2.3.	Diseño de la investigación .....	61
4.3.	Población y muestra de la investigación .....	61
4.3.1.	Población .....	61
4.3.2.	Muestra.....	62
4.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	62
4.5.	Procedimiento de recolección de datos.....	62
4.6.	Procedimiento estadístico y análisis de datos .....	63
4.7.	Técnica para la contrastación de las hipótesis .....	63
<b>V.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>64</b>

5.1.	Presentación de la metodología utilizada.....	64
5.1.2.	Consideraciones para representar el modelo simple de las líneas de transmisión Huallanca - Chimbote 1 .....	68
5.1.3.	Consideraciones para representar el modelo completo de las líneas de transmisión Huallanca - Chimbote 1 .....	72
5.3.	Análisis e interpretación de resultados.....	77
5.3.1.	Impedancia vista para fallas fase-fase zona 1 .....	77
5.3.2.	Impedancia vista para fallas fase-tierra zona 1.....	80
5.3.3.	Impedancia vista para fallas fase-fase zona 2 .....	83
5.3.4.	Impedancia vista para fallas fase-tierra zona 2.....	86
5.3.5.	Impedancia vista para fallas fase-fase zona 3 .....	89
5.3.6.	Impedancia vista para fallas fase-tierra zona 3.....	92
5.3.7.	Impedancia vista para fallas fase-fase zona Reversa .....	94
5.3.8.	Impedancia vista para fallas fase-tierra zona Reversa .....	97
<b>VI.</b>	<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>99</b>
6.1.	Contrastación de hipótesis con los resultados .....	99
6.2.	Contrastación de resultados con otros estudios similares.....	100
<b>VII.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>102</b>
<b>VIII.</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>104</b>
<b>IX.</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>106</b>

## **ANEXOS**

1.	MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	106
2.	RECORRIDO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN HUALLANCA – CHIMBOTE1.....	108
3.	GEOMETRÍA DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN.....	110
4.	PROGRAMACIÓN DIGSILENT EN "DPL" .....	116

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1:	a) Modelo circuital y b) Diagrama fasorial de un TC.....	25
Figura N° 2:	c) Modelo circuital y d) Diagrama fasorial de un TT inductivo..	26
Figura N° 3:	e) Modelo circuital y f) Diagrama fasorial de un TT capacitivo.	27
Figura N° 4:	Conexión de un relé de distancia.....	29
Figura N° 5:	Cálculo del lazo fase-fase.....	30
Figura N° 6:	Cálculo del lazo fase-tierra sin carga.....	32
Figura N° 7:	Cálculo del lazo fase-tierra con carga.....	35
Figura N° 8:	Característica típica de tiempo/distancia para la protección distancia.....	38
Figura N° 9:	Características del relé según su zona de protección.....	39
Figura N° 10:	Flujo interno y externo de un conductor.....	41
Figura N° 11:	Conductor compuesto por 3 hilos.....	42
Figura N° 12:	Modelamiento de retorno por tierra de Carson.....	44
Figura N° 13:	Circuito equivalente de impedancia serie.....	48
Figura N° 14:	Circuito $\pi$ equivalente de una línea de transmisión.....	49
Figura N° 15:	Parámetros distribuidos de una línea.....	50
Figura N° 16:	Estructura de un comando DPL.....	54
Figura N° 17:	Ventana de edición tipo de línea.....	69
Figura N° 18:	Acoplamiento mutuo entre los tramos L-1103-6 y L-1104-5 y transposición de fases.....	74



## INDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

### TABLAS

Tabla N° 1: Errores por el cálculo de cortocircuito.....	19
Tabla N° 2: Errores por el cálculo de cortocircuito con diversos métodos y estructuras.....	21
Tabla N° 3: Variables, Dimensiones e Indicadores.....	58
Tabla N° 4: Modelo de TC L-1103, L-1104 y L-1105.....	65
Tabla N° 5: Relación de transformación TT L-1103, L-1104 y L-1105.....	66
Tabla N° 6: Datos generales del relé UR-D60.....	66
Tabla N° 7: Ajustes de fases del relé de distancia UR-D60.....	67
Tabla N° 8: Ajustes de tierra del relé de distancia UR-D60.....	67
Tabla N° 9: Datos generales del relé 7SA522.....	68
Tabla N° 10: Ajustes de fases del relé de distancia 7SA522.....	68
Tabla N° 11: Parámetros eléctricos L-1103.....	70
Tabla N° 12: Parámetros eléctricos L-1104.....	70
Tabla N° 13: Parámetros eléctricos L-1105.....	71
Tabla N° 14: Datos técnicos de las líneas L-1103, L-1104 y L-1105.....	72
Tabla N° 15: Datos técnicos de los conductores.....	75
Tabla N° 16: Impedancia vista por el relé D60 en L-1103 S.E. Huallanca.....	76
Tabla N° 17: Impedancia vista por el relé D60 en L-1104 S.E. Huallanca.....	76
Tabla N° 18: Impedancia vista por el relé 7SA522 en L-1105 S.E. Chimbote 1.	77
Tabla N° 19: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona 1.....	78
Tabla N° 20: Porcentaje de error para fallas fase-tierra Zona 1.....	81
Tabla N° 21: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona 2.....	84
Tabla N° 22: Porcentaje de error para fallas fase-tierra Zona 2.....	87
Tabla N° 23: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona 3.....	90
Tabla N° 24: Porcentaje de error para fallas fase-tierra Zona 3.....	92
Tabla N° 25: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona Reversa.....	95

## GRÁFICOS

Gráfico N° 1: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 Zona 1..	79
Gráfico N° 2: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105.....	80
Gráfico N° 3: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 con L- 1104 fuera de servicio.....	82
Gráfico N° 4: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1103 con L- 1105 fuera de servicio.....	83
Gráfico N° 5: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 Zona 2..	85
Gráfico N° 6: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105.....	86
Gráfico N° 7: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 con L- 1104 fuera de servicio.....	88
Gráfico N° 8: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105 con L- 1103 fuera de servicio.....	89
Gráfico N° 9: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1104 Zona 3..	90
Gráfico N° 10: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1104 con L- 1103 fuera de servicio.....	91
Gráfico N° 11: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 con L- 1104 fuera de servicio.....	93
Gráfico N° 12: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1104 con L- 1103 fuera de servicio.....	94
Gráfico N° 13: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 Zona Reversa.....	95
Gráfico N° 14: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1104 con L- 1103 fuera de servicio.....	96
Gráfico N° 15: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1103 con L- 1104 fuera de servicio.....	97
Gráfico N° 16: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105 con L- 1104 fuera de servicio.....	98

## **RESUMEN**

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (Resolución Directoral N° 014-2005-DGE), establece que se debe realizar un Estudio de Coordinación de Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), conjuntamente con las empresas propietarias del equipamiento eléctrico.

En la última actualización de este estudio año 2014, las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 que pertenecen a la empresa de transmisión ETENORTE S.R.L. y que conectan a las subestaciones de Huallanca y Chimbote 1 en el nivel de tensión de 138 kV, se representaron con parámetros eléctricos concentrados de resistencia y reactancia de secuencia positiva, negativa y cero.

El presente trabajo de investigación, pretende mejorar el sistema de protección de distancia, representando las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 con un modelo completo, que incluya la planimetría, modelos de torres de transmisión, conductores eléctricos, transposición de fases y el cable de guarda que recorre las líneas en un tramo específico.

Para lograr ello, se realizó simulaciones de cortocircuito del tipo fase-fase y fase-tierra utilizando el software Power Factory DlgSILENT, para determinar la impedancia vista por el relé de distancia desde la subestación Huallanca y la subestación Chimbote 1 comparando ambos modelos eléctricos.

## **ABSTRACT**

The Technical Standard for Real-Time Operation Coordination (Directorial Resolution N° 014-2005-DGE), establishes that a Coordination Study on the Protection of the National Interconnected Electrical System must be carried out, together with the companies that own the electrical equipment.

In the last update of this study 2014, the transmission lines L-1103, L-1104 y L-1105 belonging to the transmission company ETENORTE S.R.L. and that connect to the substations of Huallanca and Chimbote 1 in the voltage level of 138 kV, were represented with concentrated electrical parameters of resistance and reactance of positive, negative and zero sequence.

The present research work intends to establish improvements in distance protection system, representing the transmission lines L-1103, L-1104 and L-1105 with a complete model, which includes the planimetry, models of transmission towers, electrical conductors and transposition of phases and cable of guard that runs the lines in a specific section.

To achieve this, short-circuit simulations of the phase to phase and phase to earth types were performed using the Power Factory DigSILENT software to

determine the impedance seen by the distance relay from the Huallanca substation and the Chimbote 1 substation, comparing both models.

## **I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1. Identificación del problema**

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR)<sup>1</sup>, establece que es obligación del Comité de la Operación Económica del Sistema (COES), elaborar los Estudios de Coordinación de las Protecciones de las instalaciones eléctricas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Los estudios de coordinación de las protecciones son elaborados en coordinación con los Integrantes del Sistema, quienes a su vez deben entregar toda la información necesaria para que el COES realice un modelamiento completo de las instalaciones eléctricas y como resultado se obtengan ajustes adecuados para los sistemas de protección.

Sin embargo, en la Actualización del Estudio de Coordinación de Protecciones (AECPP) elaborado por el COES en el año 2014. Las líneas de transmisión pertenecientes a la empresa de transmisión ETENORTE S.R.L. con denominación L-1103, L-1104 y L-1105 en 138 kV, que conforman el enlace entre las subestaciones eléctricas Chimbote 1 - Huallanca, presenta

---

<sup>1</sup> Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobado mediante Resolución Directorial N° 014-2005-DGE

la ausencia de aspectos físicos importantes en el modelamiento de las líneas de transmisión como la disposición geométrica de las estructuras, los tipos de conductores, las transposiciones de sus fases y el acoplamiento mutuo, que existe entre ternas que comparten la misma estructura en un tramo específico de todo su recorrido.

Por lo tanto, es necesario realizar una representación completa de las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 considerando todas sus particularidades, para obtener un adecuado ajuste del sistema de protección de distancia.

## **1.2. Formulación del problema**

### **1.2.1. Problema general**

¿En qué medida la representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 con un modelo completo contribuirá a mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia?

### **1.2.2. Problema específico**

a) ¿En qué medida la impedancia de falla vista por el relé de distancia en el



modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 contribuirá a mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia?

- b) ¿En qué medida la variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 contribuirá a mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia?

### **1.3. Objetivos de la investigación**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Determinar el nivel de contribución de la representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 con un modelo completo para mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.

#### **1.3.2. Objetivo específico**

- a) Identificar el nivel de contribución de la impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 para mejorar los ajustes del sistema de

protección de distancia.

- b) Determinar el nivel de contribución de la variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 para mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.

#### **1.4. Justificación de la investigación**

##### **1.4.1. Justificación de la investigación**

Debido a las diferentes altitudes geográficas, distribución geométrica de sus conductores y el acoplamiento mutuo que existe en líneas de transmisión de una terna y de doble terna, se pueden presentar problemas de sobre-alcance o sub-alcance en el sistema de protección de distancia, si es que no se tiene una representación adecuada de sus parámetros eléctricos.

Por esta razón es necesario realizar una representación completa del enlace Huallanca - Chimbote 1 para evitar actuaciones indeseadas del sistema de protección de distancia y validar el modelo completo de las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 en comparación con un modelo simple,

representado por líneas de transmisión simples y desacopladas a lo largo de su recorrido.

#### **1.4.2. Importancia de la investigación**

La importancia de realizar un estudio de coordinación de las protecciones de las líneas de transmisión Huallanca – Chimbote 1 en su representación completa, tiene como finalidad mejorar los ajustes del sistema de protección. Puesto que, un inadecuado ajuste del sistema de protección de distancia puede provocar actuaciones indeseadas, y éstas a su vez, colapsos parciales o totales en su zona de influencia por actuación de su sistema de protección.

#### **1.4.3. Limitaciones de la investigación**

Se tiene limitación en la información de fuentes de información primaria del enlace Huallanca - Chimbote 1, puesto que éstas líneas de transmisión atraviesan diferentes altitudes geográficas y no se tiene el financiamiento suficiente para recabar información de campo.

## **II. MARCO TEÓRICO**

### **2.1. Antecedentes del estudio**

Las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica que presentan un recorrido geográfico cercano entre circuitos, pudiendo ser el caso de líneas paralelas o circuitos de diferentes líneas, presenta acoplamiento mutuo entre circuitos. Este acoplamiento puede ser entre fases y/o fases y tierra, tanto entre los conductores del circuito propio como con los conductores del circuito paralelo.

Por lo que la coordinación de la protección de las líneas de transmisión constituyen unos de los ítems más significativos de los sistemas de protección, no solamente porque las líneas de transmisión son las instalaciones más expuestas, desde el punto de vista de la frecuencia de falla, sino también por la variedad de problemas que pueden presentar, teniendo en cuenta los distintos aspectos como: tipos constructivos, distintas longitudes, transposiciones de sus fases, etc.

Dentro de la bibliografía investigada, sobre el acoplamiento mutuo en los relés de distancia de las líneas de transmisión se puede mencionar los siguientes:

**NÁJERA G., Adriel** [1], propone una metodología para ajustar y coordinar la protección direccional de sobre corriente y la protección distancia que protegen las fallas a tierra en líneas paralelas bajo el mismo derecho de vía con acoplamiento mutuo y que no cuentan con canal de comunicación.

La metodología consiste en representar líneas de transmisión de circuito simple y de circuito doble, líneas de transmisión paralelas con un terminal común y líneas de transmisión paralelas con diferente nivel de tensión, para obtener la impedancia de secuencia positiva aparente vista por el relé de distancia mediante la simulación de diferentes tipos de fallas (trifásicas, bifásicas aisladas, bifásicas con resistencia, monofásicas a tierra, monofásicas con resistencia) en intervalos de 10% de la longitud de la línea, considerando y sin considerar el acoplamiento mutuo, utilizando el programa ASPEN V10.12.

De los resultados concluyó, que la inducción mutua que se presenta en los circuitos en paralelo complica el análisis de las redes por el acoplamiento mutuo de secuencia cero, ya sea en toda su longitud o únicamente en una parte, la inducción mutua puede ocasionar información errónea, tanto en el circuito fallado como en el circuito sano, ocasionando además problemas en la protección de ambas líneas. La impedancia mutua de secuencia cero  $Z_{0M}$

puede tener un valor comprendido entre el 50% y el 70% de la impedancia de secuencia cero  $Z_0$  de la línea de transmisión.

**QUISILEMA C., Edwin** [2], investigó el efecto de la inducción electromagnética de circuitos paralelos en la operación de las protecciones eléctricas en las líneas de transmisión San Idelfonso - Machala (Ecuador) en 138 kV de doble terna.

La investigación consistió en representar las líneas de transmisión San Idelfonso - Machala en 138 kV considerando y sin considerar la transposición completa de sus fases, con la finalidad de obtener la matriz de impedancia de secuencia y fases para ambos casos, y así determinar el error en el cálculo de la impedancia vista por el relé de distancia. Esta simulación la realizó utilizando los softwares DlgSILENT Power Factory y Analysis Transient Programm ATP.

De la matriz de impedancias de fases y secuencia obtenidos de los software mencionados, determinó que para fallas fase - fase con circuitos simples el porcentaje de error que se presentan en los relés de distancia no son significativos, alrededor de 3 - 4% de error, por lo que no es necesario realizar compensación.

Pero para fallas fase - tierra con circuitos de doble terna el porcentaje de error se incrementó notablemente llegando a 41% de error calculado, por lo que es necesario corregir el error, debido a que se puede presentar problemas de sub-alcance o sobre-alcance. Este tipo de problemas lo redujo introduciendo en módulo y ángulo la constante de acoplamiento mutuo  $K_m$ .

**Tabla N° 1: Errores por el cálculo de cortocircuito**

ESTRUCTURA		Error %	
		Fallas: Fase Fase	Fallas: Fase Tierra
CIRCUITO SIMPLE	Sin Transposición	0	0
	Con Transposición	3.3	1.21
CIRCUITO DOBLE	Sin Transposición	0	35
	Con Transposición	3.5	41.3

Fuente: Efecto de la Inducción Electromagnética de circuitos paralelos en la Operación de las Protecciones Eléctricas. Aplicación a la barra de 138 kV de la S/E Machala, Quisilema Edwin. PP 91.

Además calculó las inducciones electromagnéticas y electrostáticas de tensiones y corrientes. Donde concluyó que las tensiones y corrientes inducidas son nulas, debido a la ausencia de acoplamientos en las matrices de coeficientes de Maxwell  $P_{ABC}$  y matriz de impedancias  $Z_{ABC}$ .

**FONSECA A., Antonio** [3], presentó la evaluación del acoplamiento mutuo en los relés de distancia de líneas de transmisión, modelando una línea de transmisión de una terna en 138 kV y líneas de transmisión de doble terna en 220 kV, considerando y sin considerar la transposición de sus fases.

Inicialmente representó una línea de transmisión de una terna en 138 kV, para obtener las matrices de impedancia de fases y secuencia de los modelos con transposición y sin transposición. Al comparar las impedancias de fases y de secuencia, verificó que el error que existe entre las impedancias de secuencia, alrededor del 3%, no son significativas.

Luego representó una línea de transmisión de dos (2) ternas en 220 kV, para obtener las matrices de impedancia de fases y secuencia de los modelos con transposición y sin transposición, en los cuales verificó que el error que existe debido a la impedancia de acoplamiento mutuo está alrededor del 41% para fallas fase – tierra, lo cual produce un subalcance en la impedancia vista por el relé de distancia en los modelos con transposición y sin transposición.

Adicionalmente, precisó que el error de medición de impedancia y alcance del relé se ven afectados debido al aporte de generación (efecto in-feed) que se presenta en el extremo opuesto al relé de protección.



**Tabla N° 2: Errores por cálculo de cortocircuito con diversos métodos y estructuras**

ESTRUCTURA		Error %			
		Fallas: Fase Fase		Fallas: Fase Tierra	
		IEC 909 <sup>2</sup>	Completo	IEC 909	Completo
CIRCUITO SIMPLE	Sin Transposición	0	3	0	0.08
	Con Transposición	0	0	0	0
CIRCUITO DOBLE	Sin Transposición	5	3	41	41
	Con Transposición	5	5	41	41

Fuente: Efecto del acoplamiento mutuo en los relés de distancia de líneas de transmisión, Fonseca Antonio. PP 64.

Cabe precisar que las fallas fase - fase y fase - tierra fueron simuladas al 100% de la línea de transmisión y con un solo modelo de estructura a lo largo de la línea de transmisión.

## 2.2. Bases teóricas

### 2.2.1. Sistemas de Protección en Líneas de Transmisión

El Sistema de Protección es el conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos.

<sup>2</sup> IEC 60909: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems, publicado el año 2002.

Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del sistema eléctrico de potencia o emitiendo una señal de disparo. De los principales equipos asociados a un sistema de protección, se podrían mencionar a los relés de protección, interruptor de potencia, transformadores de corriente y tensión, panel de alarma, equipo de teleprotección, RTU, servicios auxiliares, etc.

#### **2.2.1.1. Relés de Protección**

Son equipos electromecánicos, de estado sólido (estáticos) o basados en microprocesadores (digital/numérico) usados en el sistema eléctrico de potencia para detectar condiciones anormales o inseguras y actuar si es necesario.

La principal función que cumple un relé de protección, es la de localizar rápidamente la falla y abrir el interruptor correspondiente para interrumpir la corriente que fluye dentro del elemento fallado, con el objetivo de minimizar los daños del equipo fallado y minimizar los efectos negativos al sistema eléctrico de potencia, tales como rechazos de carga, inestabilidad, etc.

Los relés de protección reciben la información de los transformadores de tensión y corriente, los cuales son capaces de discriminar entre una

condición normal y anormal. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia una acción en cadena que puede culminar en el disparo por actuación de una protección, generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan circuitos de apertura de los interruptores.

Características de los sistemas de protección:

- **Selectividad:** Es la habilidad de separar la zona o equipo fallado, para la máxima continuidad del servicio eléctrico, con las desconexiones mínimas en el sistema.
- **Confiabilidad:** Es la habilidad del sistema de protección para realizar su función adecuadamente, cuando es requerida su actuación.
- **Simplicidad:** mínimo equipo de protección y mínimos circuitos asociados, para alcanzar los objetivos de protección.
- **Sensibilidad:** Detectar las condiciones de fallas por muy incipientes que sean.
- **Velocidad:** Detectar la anomalía lo más pronto posible.
- **Economía:** la máxima protección a un mínimo costo.
- **Seguridad:** la certeza de que actué en el momento que debe de actuar.

### **2.2.1.2. Interruptor de Potencia**

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar recierres monofásicos o trifásicos, dependiendo del sistema donde esté ubicado.

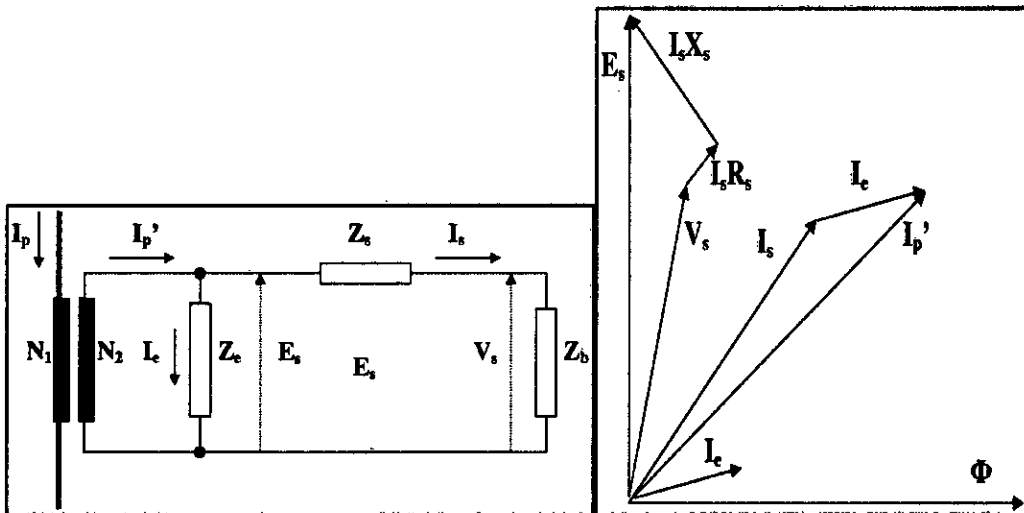
El medio de extinción del arco eléctrico que se forma en la cámara de extinción, debido a la apertura con corriente de carga o de falla, pueden ser: de aceite, aire comprimido, SF6 o vacío.

### **2.2.1.3. Transformador de Corriente (TC)**

Los transformadores de corriente (TC) son elementos de medición entre el sistema de potencia y los relés de protección. Tienen por función adaptar corriente elevadas a valores compatibles con los que corresponden al diseño de los relés de protección y de los instrumentos de medición.

Básicamente constan de un devanado primario y de un devanado secundario, arrollados sobre un núcleo magnético, que puede ser cerrado o puede incluir un entrehierro.

Figura N° 1: a) Modelo circuital y b) Diagrama fasorial de un TC



a) Modelo circuital de un TC

b) Diagrama fasorial de un TC

Fuente: Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas, González Sábato. PP 829

Del diagrama fasorial se puede plantear las siguientes ecuaciones en un modelo de TC en estado estacionario:

$$E_s = I_s(Z_s + Z_b) = I_s[R_s + R_b + j(X_s + X_b)]$$

$$E_s = I_e Z_e$$

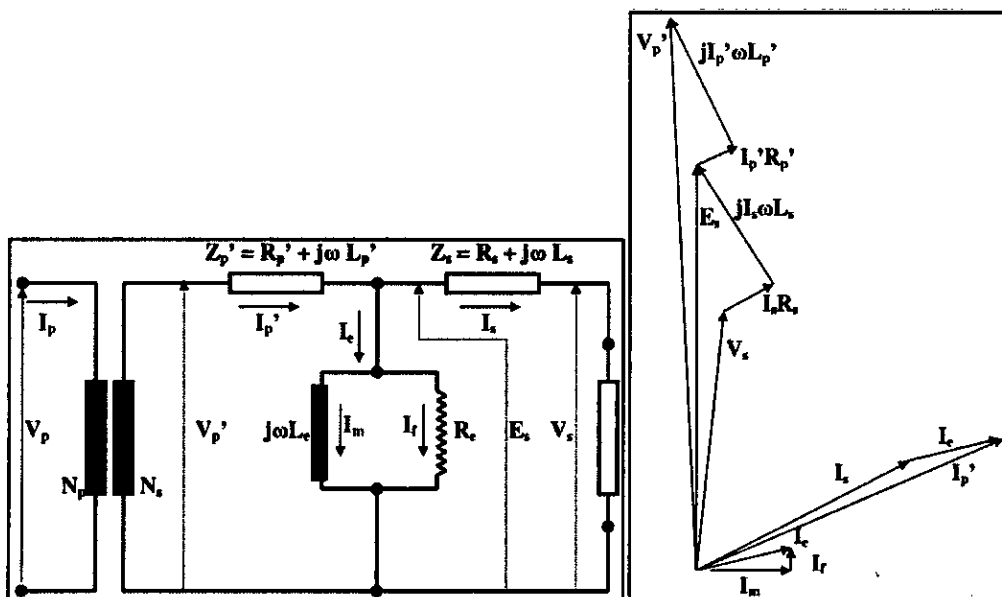
$$V_s = I_s Z_b$$

$$E_s - V_s = I_s Z_s = I_s(R_s + jX_s)$$

#### 2.2.1.4. Transformador de Tensión (TT)

- **Tipo Inductivo:** es un transformador de tensión que consiste en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario, dispuestos sobre un núcleo magnético común.

Figura N° 2: c) Modelo circuital y d) Diagrama fasorial de un TT



c) Modelo circuital de un TT

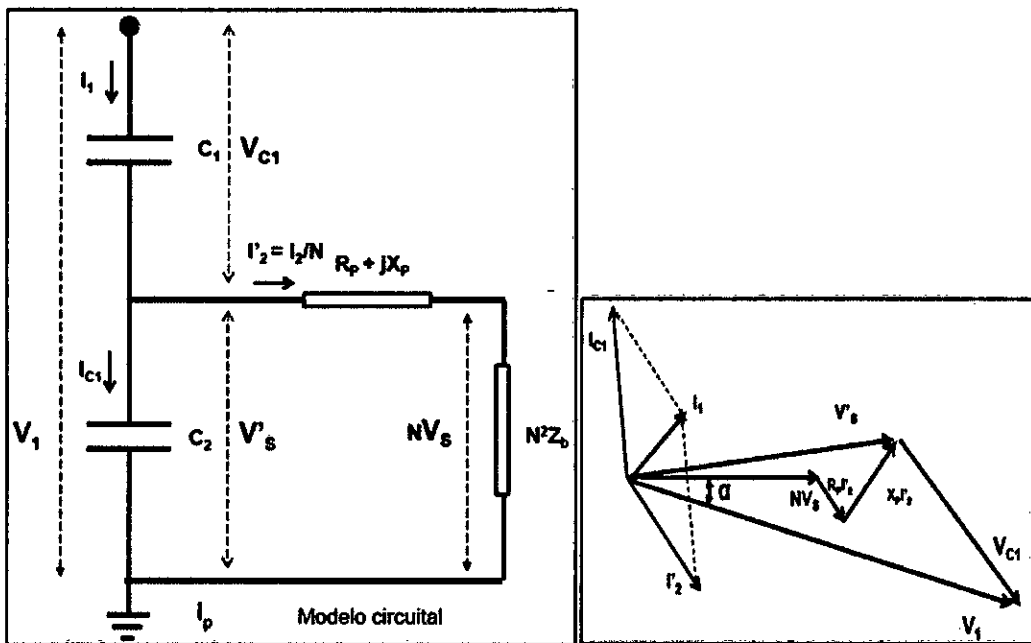
d) Diagrama fasorial de un TT

Fuente: Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas, González Sábato. PP 853

- **Tipo Capacitivo:** Los transformadores de tensión capacitivos se representan mediante un divisor capacitivo, pérdidas en el lado secundario e impedancia de carga, su principio de funcionamiento es

reducir las tensiones a valores manejables separando los instrumentos de medida, contadores y relés de protección del circuito de alta tensión.

Figura N° 3: e) Modelo circuital y f) Diagrama fasorial de un TT



e) Modelo circuital de un TT

f) Diagrama fasorial de un TT

Fuente: Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas, González Sábato. PP 866

### 2.2.2. Protección de Líneas de Transmisión - Relés de Distancia

La protección de distancia es el esquema más empleado en la protección de las líneas de transmisión. El principio básico de operación de este tipo de protección consiste en calcular la impedancia entre el relé y el punto de falla,

a partir de los valores de la tensión y la corriente que circula a través de la línea de transmisión.

Comparando los valores de la impedancia calculada con la impedancia de la línea de transmisión es posible estimar la ubicación de la falla, dado que la impedancia de la línea es directamente proporcional a su longitud. Si la impedancia calculada por el relé es menor o igual al valor de ajuste, el relé actúa, si no, solo actuará como respaldo de otra protección, una vez transcurrido un tiempo pre ajustado.

La operación de la protección distancia lleva implícita una función direccional, esto con el fin de asegurar que el relé opere únicamente cuando haya una falla hacia delante de la línea protegida. Asimismo también puede operar cuando hay una falla hacia atrás de la línea pero como un respaldo de otra protección.

Como se observa en la figura N° 4, el relé de distancia está conectado a una línea de transmisión a través de los transformadores de protección. Si una falla ocurre a una distancia  $nZ_L$  [ $\Omega$ ] desde el relé, dado que la tensión en el lugar de falla es:

$$V_F = 0 [V]$$

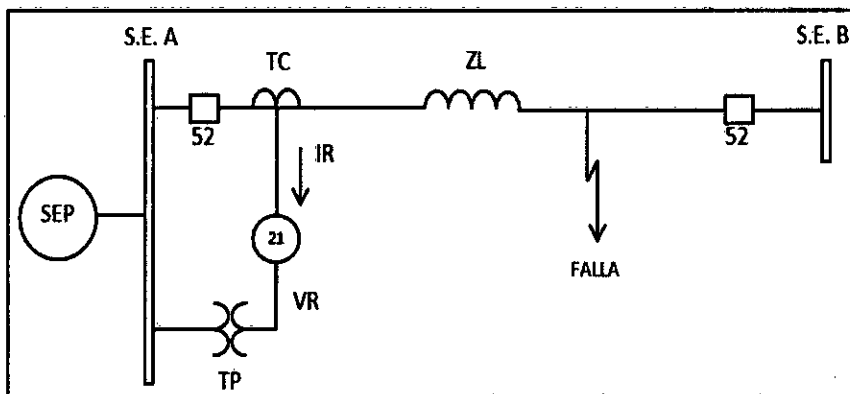


La tensión en el relé es:  $V_R = I_R n Z_L$

Entonces la impedancia que mide el relé es:

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R n Z_L}{I_R} = n Z_L$$

**Figura N° 4: Conexión de un relé de distancia**



Fuente: Elaboración Propia

### 2.2.2.1. Lazos de Impedancia

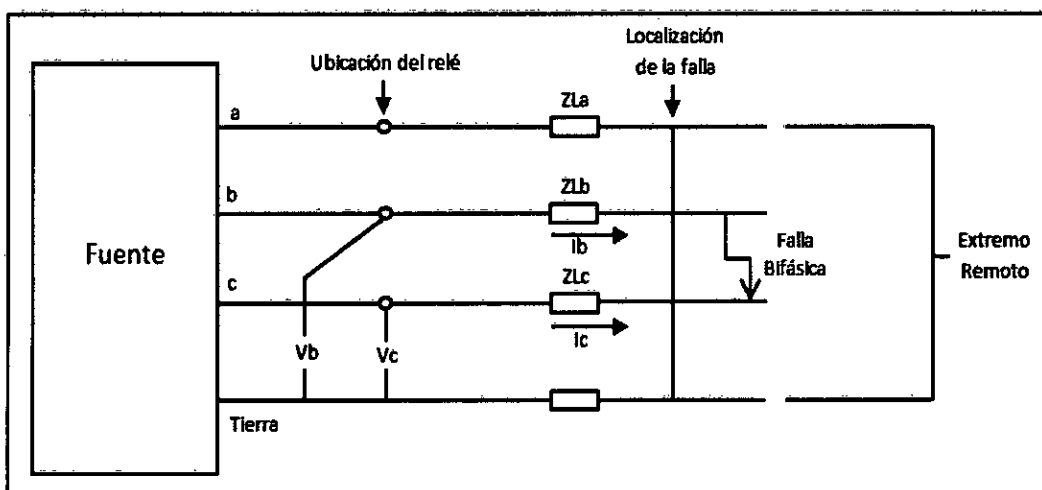
Un lazo de impedancia es la relación entre el voltaje y la corriente de falla, mediante la cual el relé determinará la impedancia existente desde su ubicación en el Sistema Eléctrico de Potencia hasta el punto en el que ocurre la falla.

### 2.2.2.1.1. Unidades de fase

Para el caso de fallas entre dos fases, los relés de distancia determinan la impedancia  $Z_R$ , mediante la relación del voltaje de línea y la corriente de línea:

$$Z_R = \frac{V_{LL}}{I_{LL}}$$

Figura N° 5: Cálculo del lazo fase - fase



Fuente: Elaboración Propia

Partiendo de la figura N° 5, para el caso de una falla bifásica entre las fases "bc" se tiene:

$$Z_R = \frac{V_{bc}}{I_{bc}} \quad \text{Ec. 1}$$

De donde:

$$V_{bc} = I_b Z_{Lb} - I_c Z_{Lc}$$

$$I_b = -I_c$$

$$Z_{Lb} = Z_{Lc} = Z_1$$

Por lo tanto:

$$V_{bc} = Z_1(I_b - I_c)$$

$$V_{bc} = Z_1(I_{bc})$$

$$Z_R = \frac{V_{bc}}{I_{bc}} = Z_1$$

En base de la Ec. 1, se establecen los tres diferentes lazos de medición para una falla bifásica, considerando las tres fases existentes:

$$Z_{R-ab} = \frac{V_{ab}}{I_{ab}} \quad \text{Ec.2}$$

$$Z_{R-bc} = \frac{V_{bc}}{I_{bc}} \quad \text{Ec.3}$$

$$Z_{R-ac} = \frac{V_{ac}}{I_{ac}} \quad \text{Ec.4}$$

#### 2.2.2.1.2. Unidades de tierra

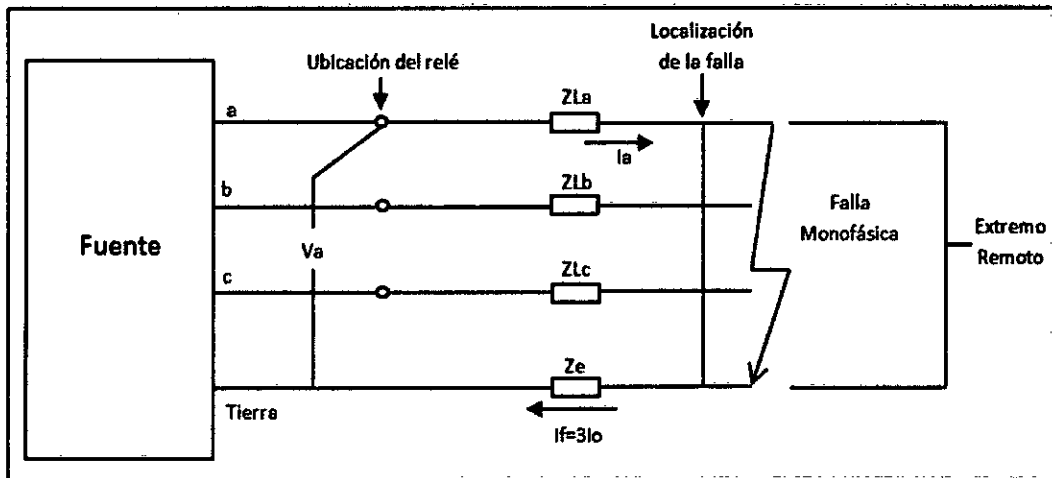
Para el caso de fallas fase - tierra, la impedancia  $Z_R$  se determina mediante

la relación entre el voltaje y la corriente de fase, corregida generalmente mediante el factor de compensación  $k_0$ , el cual considera el efecto del camino de retorno por tierra de la corriente de falla  $I_f$ .

**a) Falla monofásica sin carga**

Para una falla monofásica sin carga en la fase "a":

**Figura N° 6: Cálculo del lazo fase - tierra sin carga**



Fuente: Elaboración Propia

Se cumple

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = i_{a1}(Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$i_{a1} = i_{a2} = i_{a0}; Z_1 = Z_2$$

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = i_{a0}(2Z_1 + Z_0)$$

$$I_a = I_f = 3I_{a0}; \frac{V_a}{I_a} = \frac{(2Z_1 + Z_0)}{3} \text{ Ec. 5}$$

Factorizando  $Z_1$  de la Ec. 5, podemos determinar el componente que afecta la impedancia vista desde el relé hasta el punto de falla:

$$\frac{V_a}{I_a} = Z_1 \left( \frac{2}{3} + \frac{Z_0}{3Z_1} \right) = Z_1 \left( 1 - \frac{1}{3} + \frac{Z_0}{3Z_1} \right)$$

$$\frac{V_a}{I_a} = Z_1 \left( 1 + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right)$$

A esta constante se le denomina "Coeficiente de Impedancia de tierra".

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$$

Por lo tanto:

$$\frac{V_a}{I_a} = Z_1(1 + k_0)$$

Es decir en fallas monofásicas el voltaje medido por el relé se ve incrementado  $I_a k_0$  veces. Por otra parte para que la impedancia de falla que

detecta el relé se iguale a la impedancia de secuencia positiva  $Z_1$ , se debe restar a la corriente de fase el valor  $I_a k_0$ :

$$Z_{R-a} = \frac{V_a}{I_a(1+k_0)} = Z_1 \text{ Ec. 6}$$

A partir de la ecuación 6 se presentan los tres lazos de impedancia para fallas monofásicas sin carga:

$$Z_{R-a} = \frac{V_a}{I_a(1+k_0)} \text{ Ec. 7}$$

$$Z_{R-b} = \frac{V_b}{I_b(1+k_0)} \text{ Ec. 8}$$

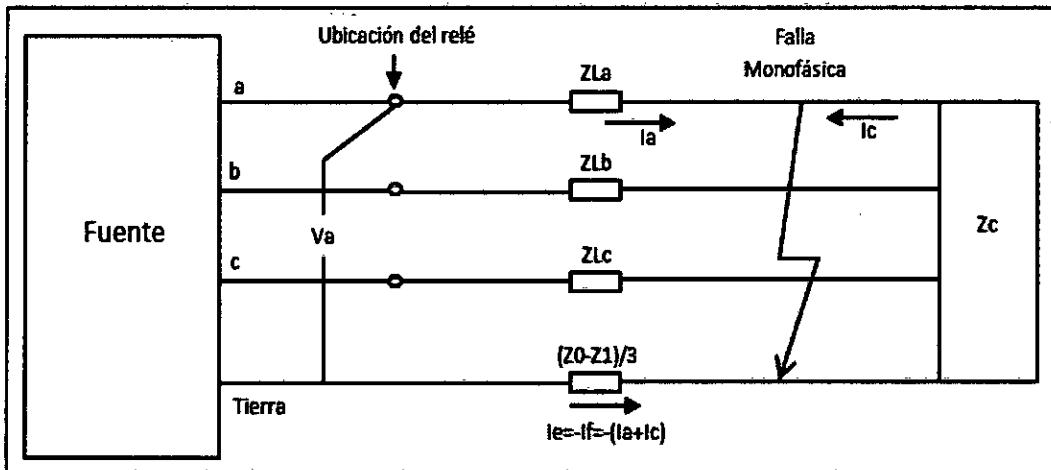
$$Z_{R-c} = \frac{V_c}{I_c(1+k_0)} \text{ Ec.9}$$

#### **b) Falla monofásica con carga**

La ecuación 10 representa la medición de la impedancia que realiza el relé considerando la carga que la fase fallada puede aún abastecer:

$$Z_{R-a} = \frac{V_a}{I_a - I_f k_0} \text{ Ec. 10}$$

Figura N° 7: Cálculo del lazo fase - tierra con carga



Fuente: Elaboración Propia

En base a la figura N° 7, se cumple lo siguiente:

$$V_a = I_a Z_1 - I_f \left( \frac{Z_0 - Z_1}{3} \right)$$

$$V_a = Z_1 \left( I_a - I_f \left( \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right) \right)$$

$$V_a = Z_1 (I_a - I_f k_0) \text{ Ec. 11}$$

Reemplazando la ecuación 11 en la ecuación 10, se tiene:

$$Z_R = \frac{z_1 (I_a - I_f k_0)}{I_a - I_f k_0}$$

En base a la ecuación 10 se presentan los tres lazos de impedancia existentes ante la presencia de una falla monofásica con carga:

$$Z_{R-a} = \frac{V_a}{I_a - I_f k_0} \text{ Ec. 12}$$

$$Z_{R-b} = \frac{V_b}{I_b - I_f k_0} \text{ Ec. 13}$$

$$Z_{R-c} = \frac{V_c}{I_c - I_f k_0} \text{ Ec. 14}$$

#### 2.2.2.2. Zonas de protección

La selección de los ajustes de alcance y de los tiempos de operación de cada zona medida, provee una correcta coordinación entre relés de distancia. Una protección de distancia básica consta de una protección Zona 1 direccional instantánea y una o más zonas temporizadas.

**Zona 1:** los relés electromecánicos y estáticos tienen usualmente un alcance del 80% de la impedancia de la línea protegida para la Zona 1 en forma instantánea. En los relés digitales y numéricos se puede utilizar un ajuste de hasta el 85%. El margen que resulta del 15 - 20% es para asegurar que no hay riesgo de que la Zona 1 sobre-alcance la línea protegida debido a errores en los TC's y TV's.

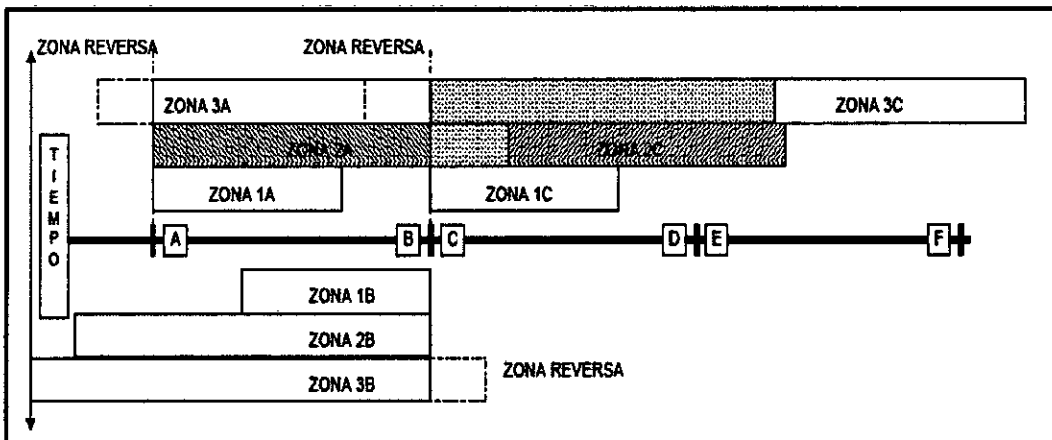


**Zona 2:** el alcance del ajuste de la Zona 2 debe ser al menos del 120% de la impedancia de la línea protegida. Una práctica común es ajustar el alcance de la Zona 2 igual a la impedancia de la línea protegida más un 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta, esto para evitar que la Zona 2 de la línea protegida no se extienda más allá del alcance de la Zona 1 de la protección de la línea adyacente. El tiempo de operación debe ser temporizado en el orden de los 200 - 400 mseg.

**Zona 3:** el alcance de la Zona 3 se debe ajustar en al menos 1.2 veces la suma de las impedancias de la línea protegida y de la línea adyacente más larga, con la finalidad de utilizarse como una protección de respaldo para fallas en las líneas adyacentes. El tiempo de operación se ajusta típicamente entre 650 - 1000 mseg.

**Zona Reversa:** se utiliza como respaldo para fallas en la barra local, aplicando un ajuste hacia atrás o no-direccional del orden del 25% del ajuste de la Zona 1. En algunos relés se ajusta como una zona adicional (Zona 4) o aplica para la Zona 3.

**Figura N° 8: Característica típica de tiempo/distancia para la protección distancia**



Fuente: Protecciones Eléctricas, Renzo Tamasco. PP 26

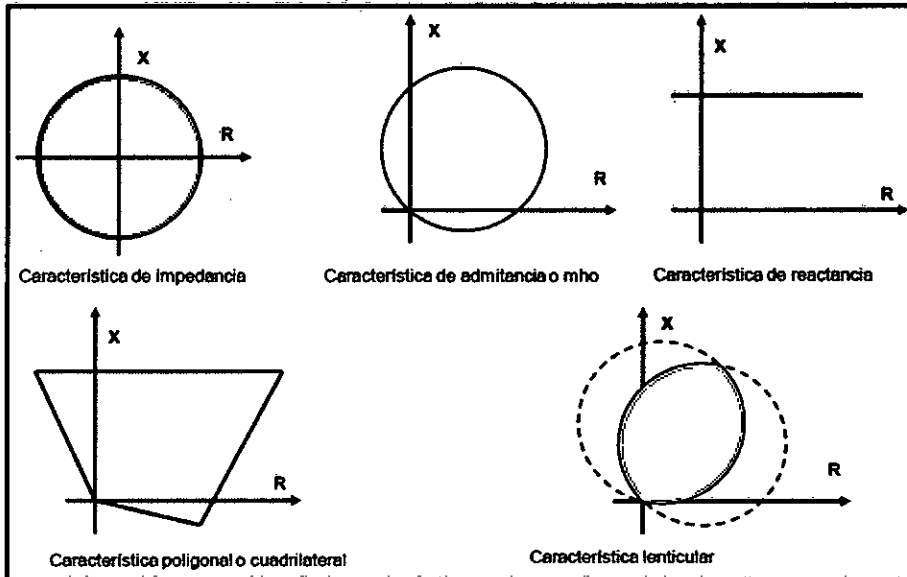
### 2.2.2.3. Características de Operación del relé de distancia

Existe una gran diversidad de características de operación de los relés de distancia en su representación en el plano complejo. Los relés de distancia más comunes son:

- **Relé de distancia tipo impedancia:** el relé tipo impedancia tiene un torque producido por la corriente que es balanceado con el torque de voltaje. La corriente produce una atracción en la dirección de operación (pick up) mientras que el voltaje produce un torque negativo (reset).

- **Relé de distancia tipo reactancia:** el relé tipo reactancia tiene un elemento de sobrecorriente que desarrolla el torque positivo y una combinación de voltaje y corriente que se opone o añade a este torque dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y el voltaje, por lo que se puede decir que es un relé de Sobrecorriente con restricción.
- **Relé de Admitancia o Mho:** su característica de operación es una combinación de un relé direccional con un relé de impedancia.

**Figura N° 9: Características del relé según su zona de protección**



Fuente: Protección de Líneas de Transmisión, Galoc Humberto. PP 12

### 2.2.3. Parámetros Eléctricos en Líneas de Transmisión

Una línea de transmisión es caracterizado por cuatro parámetros: resistencia serie (R) debido a la resistividad del conductor, conductancia serie (G) debido a las corrientes de fuga entre fases y tierra, inductancia serie (L) debido al campo magnético alrededor de los conductores y capacitancia serie (C) debido al campo eléctrico entre los conductores y conductores y tierra.

**Resistencia (R):** la resistencia del conductor está afectada por 3 factores: frecuencia, espiral y temperatura. Cuando se transmite un flujo AC en un conductor, la distribución de la corriente no es uniforme en la sección transversal del conductor y la densidad de corriente es mayor en la superficie. Esto causa de la resistencia AC a ser algo mayor que la resistencia en DC. Este comportamiento es conocido como "Efecto Skin".

**Inductancia (L):** la inductancia de la línea depende de los acoplamientos de flujo parciales dentro de la sección del conductor y el acoplamiento de los flujos externos.

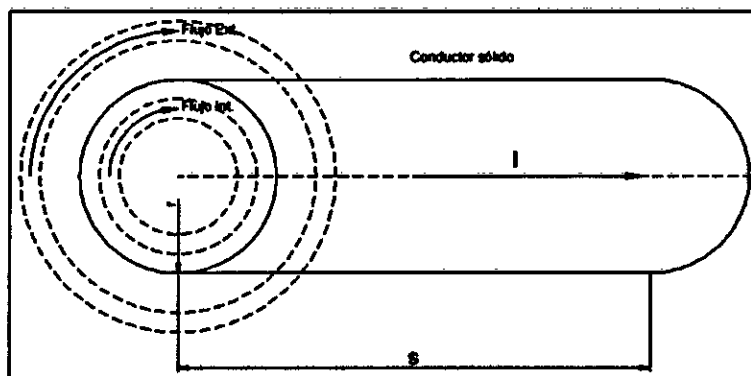
**Capacitancia (C):** la diferencia de potencial entre los conductores de una línea de transmisión hace que los conductores sean cargados, la carga por unidad de diferencial de potencial es la capacitancia entre conductores.

**Conductancia (B):** la conductancia en derivación representa las pérdidas por corrientes de fuga a lo largo de las cadenas de aisladores y el efecto corona. En las líneas de transmisión, su efecto es pequeño y por lo general se desprecia.

### 2.2.3.1. Inductancias propias y mutuas

Las inductancias se presentan debido a los flujos magnéticos a los que un conductor es sometido, los mismos que se generan por la circulación de corriente por el conductor. El cálculo de las inductancias generalmente se divide en dos componentes:

**Figura N° 10: Flujo interno y externo de un conductor**



Fuente: Elaboración Propia

Donde  $L_i$  y  $L_e$  son las autoinductancias del conductor debido a las

concatenaciones de flujo interno y externo, respectivamente.

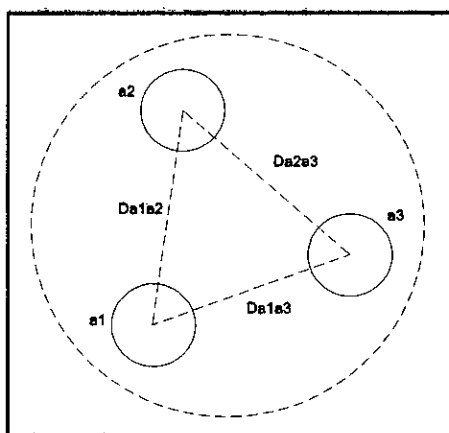
$$L = L_i + L_e [H] \text{ Ec. 15}$$

Considerando que  $D_s = 0.779r$  (radio equivalente), donde  $r$  es el radio del conductor, se establece la ecuación básica de la inductancia propia por unidad de longitud:

$$l = 2 \times 10^{-7} \left( \ln \left( \frac{2s}{D_s} \right) - 1 \right) \left[ \frac{H}{m} \right] \text{ Ec. 16}$$

Para los conductores compuestos el término  $D_s$  es conocido como el radio medio geométrico (RMG) del conductor.

**Figura N° 11: Conductor compuesto por 3 hilos**



Fuente: Elaboración Propia

De manera similar se establece la inductancia mutua por unidad de longitud entre conductores:

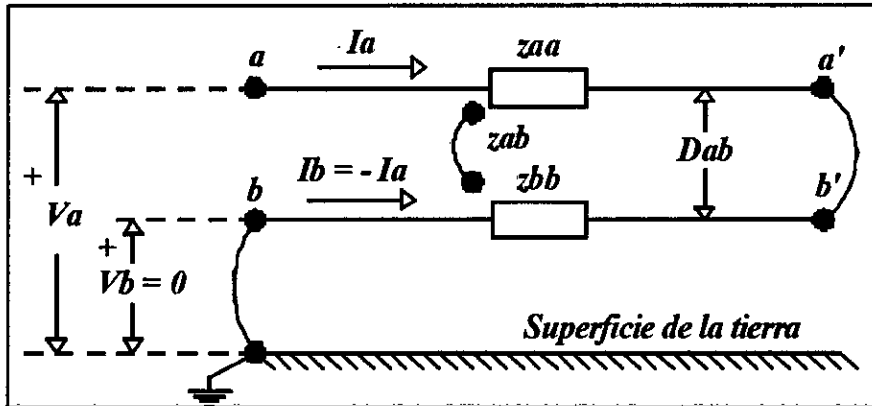
$$l_m = 2 \times 10^{-7} \left( \ln \left( \frac{2s}{D_m} \right) - 1 \right) \left[ \frac{H}{m} \right] \text{ Ec. 17}$$

Donde  $D_m$  es la distancia media geométrica entre conductores. Como se observa, la inductancia por unidad de longitud de un conductor es función de la longitud total del conductor "s".

#### **2.2.3.1.1. Efecto de retorno por tierra de una Línea de Transmisión**

El modelo de retorno por tierra, desarrollado por Carson, considera un conductor aéreo "a" paralelo a tierra, el mismo que conduce la corriente  $I_a$  con un retorno a través de un conductor ficticio "d" debajo de la superficie de la tierra. El conductor de retorno "d", se encuentra localizado a una distancia  $D_{ab}$  bajo la línea aérea.

Figura N° 12: Modelo de retorno por tierra de Carson



Fuente: Acoplamiento mutuo en los relés de distancia, Fonseca Antonio. PP 2

A partir del modelo de retorno por tierra de Carson, es posible establecer la ecuación de voltajes de la siguiente manera:

$$V_a = (Z_{aa} + Z_{dd} - 2Z_{ad})I_a = Z_{AA}I_a [V] \text{ Ec. 18}$$

Donde  $Z_{AA}$  representa la impedancia total del circuito, cuyas componentes son impedancias primitivas, las cuales a su vez, están definidas por las siguientes expresiones:

$$Z_{aa} = r_a + j\omega l_a \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Z_{dd} = r_b + j\omega l_d \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$



$$Z_{ad} = j\omega l_{ad} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

Donde:

$r_a$  = resistencia del conductor de la línea

$r_d$  = resistencia del supuesto conductor que representa el efecto de retorno por tierra.

$\omega$  = frecuencia en rad/seg.

$L_a$  = Inductancia propia de la línea.

$L_d$  = Inductancia propia del conductor que representa el efecto de retorno por tierra.

$L_{ad}$  = Inductancia mutua entre conductores.

En base a las relaciones anteriores se sustituye en la ecuación 18, por lo que se tiene:

$$Z_{AA} = (r_a + r_d) + j\omega(l_a + l_d - 2l_{ad}) \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \text{ Ec. 19}$$

Aplicando las ecuaciones 16 y 17 en la ecuación 19, se obtiene:

$$l_a = 2 \times 10^{-7} \left( \ln \left( \frac{2s}{D_a} \right) - 1 \right) \left[ \frac{H}{m} \right]$$

$$l_d = 2 \times 10^{-7} \left( \ln \left( \frac{2s}{D_b} \right) - 1 \right) \left[ \frac{H}{m} \right]$$

$$l_{ad} = 2 \times 10^{-7} \left( \ln \left( \frac{2s}{D_{ab}} \right) - 1 \right) \left[ \frac{H}{m} \right]$$

Si se suma estas relaciones se tiene:

$$l_a + l_d - 2l_{ad} = 2 \times 10^{-7} \left( \ln \left( \frac{D_{ab}^2}{D_a D_b} \right) \right) \left[ \frac{H}{m} \right] \text{ Ec. 20}$$

Reemplazando la ecuación 20 en la ecuación 19, se obtiene la impedancia total del circuito:

$$Z_{AA} = (r_a + r_b) + j\omega 2 \times 10^{-7} \ln \left( \frac{D_{ad}^2}{D_a D_d} \right) \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \text{ Ec. 21}$$

Carson plantea que este fenómeno puede ser modelado por medio de un conductor de retorno con un RMG unitario, es decir  $D_d = 1$ , e implícitamente establece la relación  $D_e = D_{ad}^2 / D_a$ , con lo cual se puede plantear la siguiente

ecuación:

$$Z_{AA} = (r_a + r_b) + j\omega 2 \times 10^{-7} \ln \left( \frac{D_e}{D_a} \right) \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \text{ Ec. 22}$$

Carson encontró que la resistencia de la tierra  $r_d$ , es función de la frecuencia  $f$  y estableció la siguiente fórmula empírica:

$$r_d = \pi^2 \times f \times 10^{-7} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \text{ Ec. 23}$$

Adicionalmente, Carson establece que la distancia  $D_e$  es una función de la resistividad de la tierra  $\rho$  y de la frecuencia  $f$ , definida por la siguiente relación:

$$D_e = 658.68 \sqrt{\frac{\rho}{f}} [m] \text{ Ec. 24}$$

El valor de resistividad de tierra debe ser determinada mediante pruebas, si no existen datos, es práctica común utilizar un valor de 100  $\Omega.m$  (valor de resistividad de tierra húmeda promedio). Para la presente investigación se consideró el valor de 100  $\Omega.m$ , para todos los modelos de torres.

#### **2.2.3.2. Circuitos Equivalentes para Líneas de Transmisión**

La representación por circuito de una línea de transmisión, sería mediante la conexión sucesiva de los parámetros eléctricos que la conforman:

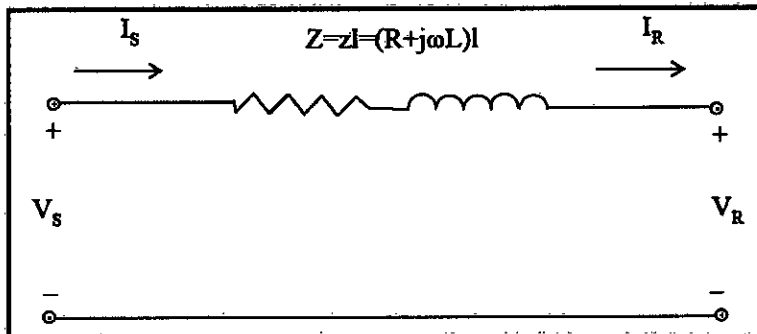
$$z = R + j\omega L$$

$$y = G + j\omega C$$

### 2.2.3.2.1. Líneas de Transmisión Cortas

Se consideran líneas cortas aquellas que tienen una longitud menor a 80 Km. En estas líneas la capacitancia puede ser despreciable y se pueden ser representadas por su impedancia serie.

**Figura N° 13: Circuito equivalente de Impedancia serie**



Fuente: Elaboración Propia

$$V_S \approx V_R + I_R (R \cos(\theta) + X \sin(\theta)) \quad \text{Ec. 25}$$

$$I_S \approx I_R \quad \text{Ec. 26}$$

Donde:

$V_S$  : Tensión de envío.

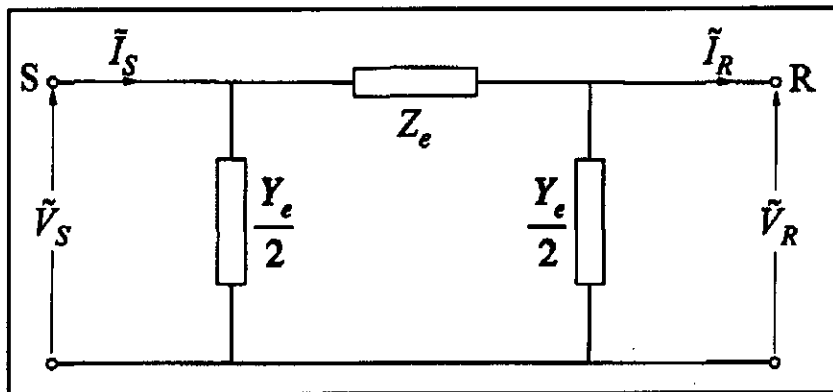
$V_R$  : Tensión de recepción.

- $R$  y  $X$  : Resistencia y Reactancia inductiva de la línea.  
 $I_S$  : Corriente de envío.  
 $I_R$  : Corriente de recepción o de carga.

### 2.2.3.2.2. Líneas de Transmisión Media

Se consideran líneas de longitud media a aquellas que están en el rango de 80 Km a 200 Km. Estas líneas pueden ser representadas por un circuito  $\pi$  equivalente nominal.

Figura N° 14: Circuito  $\pi$  equivalente de una línea de transmisión



Fuente: Power System Stability and Control, Kundur Prabha. PP 207

De la figura N° 14, se puede plantear la siguiente fórmula:

$$\tilde{V}_S = \left( \frac{Z_e Y_e}{2} + 1 \right) \tilde{V}_R + Z_e \tilde{I}_R \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

$Z_e$  : Impedancia total de la línea de transmisión.

$Y_e$  : Admitancia total de la línea de transmisión.

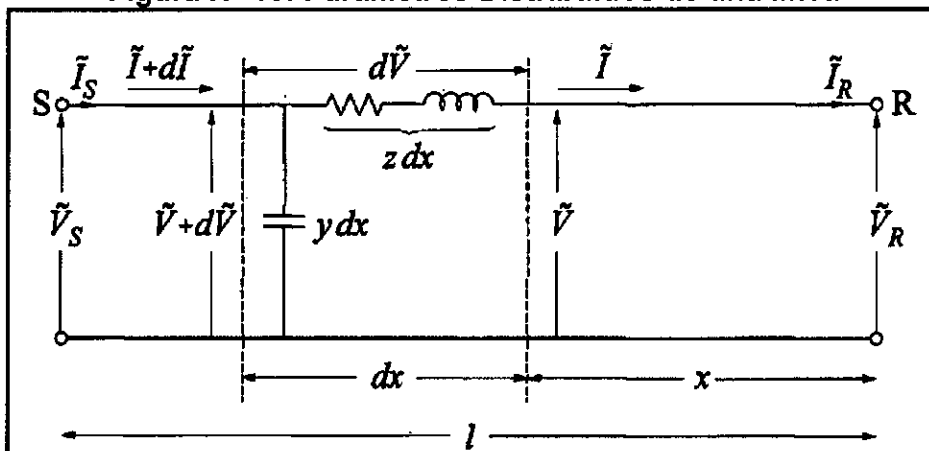
$V_S$  e  $I_S$  : Tensión y corriente de envío.

$V_R$  e  $I_R$  : Tensión y corriente de recepción.

### 2.2.3.2.3. Líneas de Transmisión Largas

Se consideran líneas largas a aquellas que tienen más de 200 Km. Para este tipo de línea el efecto de los parámetros distribuidos son significativos. Alternativamente, estas pueden ser representadas por secciones en cascadas de líneas cortas, con cada sección representada por un circuito  $\pi$  equivalente.

Figura N° 15: Parámetros Distribuidos de una línea



Fuente: Power System Stability and Control, Kundur Prabha. PP 202

De la figura N° 15, se pueden plantear las ecuaciones de tensión y corriente:

$$\tilde{V}_S = \tilde{V}_R \cos(\beta x) + jZ_c \tilde{I}_R \sin(\beta x) \quad \text{Ec. 28}$$

$$\tilde{I}_S = \tilde{I}_R \cos(\beta x) + j \left( \frac{\tilde{V}_R}{Z_c} \right) \sin(\beta x) \quad \text{Ec. 29}$$

Recordar:

$$Z_c = \sqrt{z/y} \quad \text{Ec. 30}$$

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad \text{Ec. 31}$$

Donde:

- $Z_c$  : Impedancia característica [ $\Omega$ ]
- $\gamma$  : Constante de propagación
- $\alpha$  : Constante de atenuación [nepers/Km]
- $\beta$  : Constante de fase [rad/Km]

### 2.3. Definiciones de térmicos básicos

**Acoplamiento mutuo:** el acoplamiento mutuo es el concatenamiento de los flujos magnéticos internos y externos, que ocurre al paso de la corriente en los conductores de una línea de transmisión, entre fase-fase y fase-tierra de un mismo circuito o de un circuito paralelo.

**Disparo Indeseado:** el disparo indeseado no obedece a una falla real y puede ser el resultado de un sistema de protección mal ajustado o por problemas en los servicios auxiliares. En condiciones de alta carga, las pérdidas de líneas de transmisión pueden provocar problemas de estabilidad.

**Transposición de fases:** Consiste en intercambiar de posición a los conductores en intervalos regulares a lo largo de la línea de transmisión con la finalidad de balancear las inductancias de cada fase-fase y fase-tierra.

**Parámetros Concentrados:** Se considera que una línea de transmisión puede ser representada por parámetros concentrados cuando las dimensiones físicas de sus componentes (resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia) son mucho menores que la longitud de onda de la energía transmitida por el circuito.

**Parámetros Distribuidos:** Se considera que una línea de transmisión puede ser representada por parámetros distribuidos cuando las dimensiones físicas de sus componentes (resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia) son comparables a la longitud de onda de la energía transmitida por el circuito.



## **2.4. Software de simulación DIgSILENT PowerFactory**

El ingreso de nuevas instalaciones en un sistema eléctrico de potencia, aumenta la complejidad de realizar cálculos manuales sobre los fenómenos eléctricos que ocurren dentro de ella; por lo que, la necesidad de obtener menor tiempo de cálculo ha venido evolucionando. Los programas actuales poseen varias herramientas de análisis que combinan criterios técnicos y económicos, además de considerar una interfaz gráfica que ayuda a comprender el fenómeno analizado.

El software Power Factory de la empresa DIgSILENT es una herramienta computacional de reconocimiento mundial, que contiene varios módulos que de acuerdo al campo de estudio se pueden seleccionar. De estos módulos se pueden mencionar los siguientes: flujos de potencia, cortocircuitos, protecciones, transitorios electromecánicos (RMS), transitorios electromagnéticos (EMT), análisis modal y armónicos, además de tener una herramienta adicional que se llama DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL) por sus siglas en inglés.

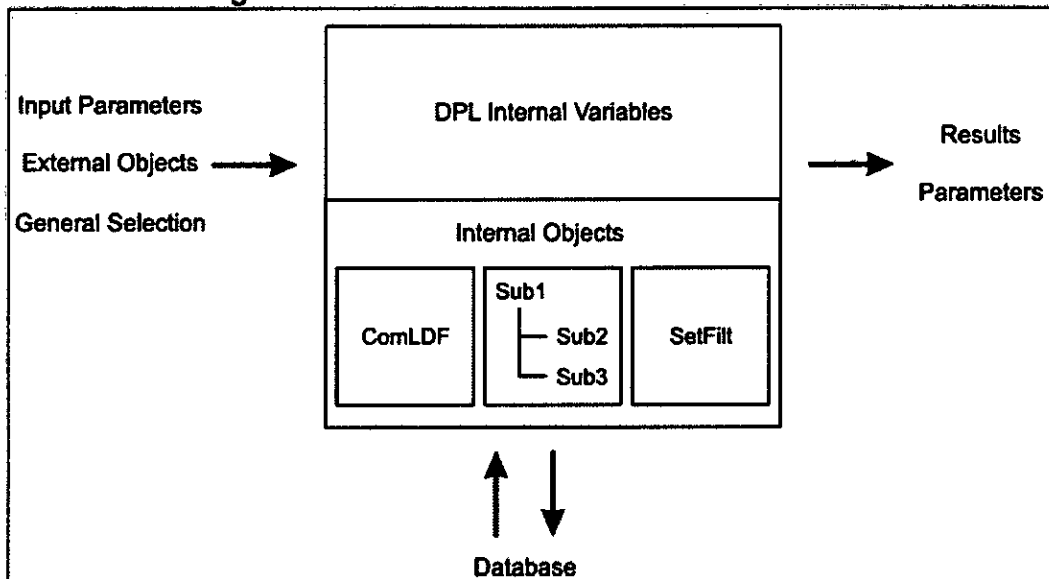
### **2.4.1. DIgSILENT PROGRAMMING LANGUAGE**

El lenguaje de programación DPL (DIgSILENT PROGRAMMING

LANGUAJE) ofrece una interfaz para tareas automáticas. Esta interfaz permite acceder a comandos y objetos que maneja DigSILENT desde su base de datos, así como también acceder a funciones y variables creadas por el usuario. DPL aumenta el alcance del programa DigSILENT permitiendo la creación de nuevas funciones de cálculo.

Las funciones de cálculo son estructuras algorítmicas en las que se utilizan comandos de flujo como if - then - else, for y do - while. La estructura principal de un script DPL se muestra en la figura N° 16:

**Figura N° 16: Estructura de un comando DPL**



Fuente: Manual de usuario DigSILENT, Capítulo 19. PP 330.

El objeto de comando DPL "*ComDpl*" es el elemento central que está conectando diferentes parámetros, variables u objetos a varias funciones o elementos internos, que luego obtienen resultados o cambios en los parámetros de dichos elementos. En las entradas del script del programa pueden ser predefinidos los parámetros, objetos del diagrama unifilar, ya sea de la base de datos o de un conjunto de elementos u objetos; los cuales son almacenados internamente y se denominan "Selección General". Esta información de entrada puede ser evaluada con la utilización de funciones y variables internas almacenadas en el código fuente. Algunos de los objetos internos pueden ser usados y ejecutados como:

- Un comando de cálculo "*ComLdf*" (Comando de Flujo de Potencia) o "*ComSim*" (Comando de Simulación), etc. especialmente definido con ciertas opciones de cálculo.
- Subrutinas también insertadas en el DPL.
- Conjunto de filtros para seleccionar generadores, líneas, barras, transformadores, etc., los mismos que pueden ser ejecutados durante la operación del código fuentes.

Por lo tanto, un script DPL ejecuta una serie de operaciones e inicializa el cálculo de otras funciones. Este siempre se comunica con la base de datos y

almacena la nueva configuración, parámetros o resultados directamente en la base de datos de objetos. Al final de la ejecución del script DPL, pueden ser exportados los resultados o los parámetros de los elementos pueden ser cambiados, de acuerdo a la necesidad o requerimientos del usuario. En el caso de manejar comandos de DigSILENT dentro de la aplicación DPL cada una de las variables pueden ser modificadas.

Por ejemplo, en el cálculo de un cortocircuito "*ComShc*" (Comando de Cortocircuito), se puede modificar a través del código fuente la localización de la falla, el tipo de falla, la resistencia de falla y el método de cortocircuito en el que se simulará, tan solo conociendo el nombre de la variable.

Los reportes que genera DigSILENT en cada uno de sus análisis a través de la ventana de salida pueden ser exportados en archivos de textos (.txt) a través de DPL. Cabe señalar que la ubicación del comando DPL dependerá del objetivo de la aplicación ya que este puede localizarse dentro de un proyecto, caso de estudio o perfil de usuario.

En el anexo 4, se muestra el código fuente del script utilizado para el cálculo de la distancia de falla para una falla trifásica al 80% de la línea de transmisión.

### **III. VARIABLES E HIPÓTESIS**

#### **3.1. Definición de variables**

##### **3.1.1. Variable independiente (VI)**

Representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1.

##### **3.1.2. Variable dependiente (VD)**

Mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1.

#### **3.2. Definición conceptual de variables**

**Representación de líneas de transmisión:** las líneas de transmisión se pueden clasificar según su longitud, como líneas cortas que son menores a 80 Km, líneas medias aquellas que están entre 80 y 200 Km y líneas largas aquellas que son mayores a 200 Km. Al conocer la longitud de la línea, éstas se pueden representar por modelos matemáticos que consideran impedancias serie, circuitos equivalentes  $\pi$  o parámetros distribuidos.

**Ajustes del sistema de protección de distancia:** ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos.

### 3.3. Operacionalización de las variables

En la Tabla N° 3 se muestran las definiciones operacionales de las variables, con sus dimensiones e indicadores:

**Tabla N° 3: Variables, Dimensiones e Indicadores**

Variables	Dimensiones	Indicadores
<p><b>1. Variable Independiente</b></p> <p>Representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zonas de protección de los relés de distancia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1.</li> <li>La variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1.</li> </ul>
<p><b>2. Variable Dependiente</b></p> <p>Mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zonas de protección de los relés de distancia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ajuste adecuado del alcance de la reactancia.</li> <li>Ajuste adecuado del alcance resistivo.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

### **3.4. Hipótesis general e hipótesis específica**

#### **3.4.1. Hipótesis general**

La representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 con un modelo completo contribuirá en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.

#### **3.4.2. Hipótesis específicas**

- a) La impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 contribuirá en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia adecuando el alcance de la reactancia.
  
- b) La variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 contribuirá en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia adecuando el alcance resistivo.

## **IV. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

### **4.1. Tipo de investigación**

El tipo de investigación utilizada corresponde al tipo analítica explicativa.

### **4.2. Diseño de la investigación**

#### **4.2.1. Nivel de investigación**

Este trabajo de investigación se enmarca dentro del nivel descriptivo, explicativo y correlacionado, porque las características que presentan las variables permiten confrontar las hipótesis de la investigación con la realidad.

#### **4.2.2. Método de la investigación**

La presente investigación está basada en los métodos y procedimientos inductivo, deductivo y analítico.



### **4.2.3. Diseño de la investigación**

El diseño adecuado para esta investigación es de tipo correlacional - causal, pues se representarán las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca - Chimbote 1 considerando los acoplamientos mutuos entre los circuitos paralelos y propios, modelando los diferentes tipos de torres de transmisión, modelando los conductores de fases y cable de guarda y realizando las transposiciones de fases en los tramos que correspondan con la finalidad de mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia simulando diferentes tipos de fallas (trifásicas, bifásicas aisladas, bifásicas a tierra, monofásica y monofásicas a tierra) para observar el grado de relación con la variable dependiente el ajuste adecuado del alcance resistivo y el alcance de la reactancia.

### **4.3. Población y muestra de la investigación**

#### **4.3.1. Población**

Las líneas de transmisión del sistema eléctrico peruano.

#### **4.3.2. Muestra**

Las tres (3) líneas de transmisión del sistema Huallanca – Chimbote 1 en 138 kV de ETENORTE.

#### **4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

No se requieren técnicas e instrumentos de recolección de datos, pues toda la información ha sido tomada de la base de datos de la empresa ETENORTE S.R.L.

#### **4.5. Procedimiento de recolección de datos**

La técnica para la recolección de datos es la denominada técnica de investigación bibliográfica o fuentes secundarias.

Se recopiló las características técnicas de las líneas de transmisión (datos de conductores, tipos de torres, transposiciones, planillas y perfil de ruta), esta información es de propiedad de la empresa ETENORTE S.R.L. Adicionalmente, la revisión de libros técnicos, publicaciones, manuales de usuarios y tesis contribuyeron a obtener información coherente y ordenada.

#### **4.6. Procedimiento estadístico y análisis de datos**

El procesamiento de los datos de la presente investigación se realizó de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se utilizaron tablas para ordenar y procesar posteriormente la información.
- Los resultados obtenidos luego del procesamiento de la información, se graficaron y tabularon con la finalidad de interpretarlos y obtener conclusiones.

#### **4.7. Técnica para la contrastación de las hipótesis**

La prueba de las hipótesis se llevó a cabo utilizando el programa DigSILENT POWERFACTORY y el módulo de programación DigSILENT PROGRAMMING LANGUAGE "DPL".

## **V. RESULTADOS**

### **5.1. Presentación de la metodología utilizada**

#### **5.1.1. Consideraciones generales para el modelo simple y modelo completo de las líneas de transmisión**

La instalación eléctrica en investigación, son las líneas de transmisión con denominación L-1103, L-1104 y L-1105 que conecta a la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1. La S.E. Huallanca se ubica a una altitud de 1,400 m.s.n.m. y la S.E. Chimbote 1 se ubica a una altitud de 102 m.s.n.m., ambas en el departamento de Ancash y forman parte de la concesión de la empresa ETENORTE S.R.L. Estas líneas de transmisión atraviesan diferentes tipos de altitudes, llegando a su punto más alto en el poblado de Tocanca a unos 4,700 m.s.n.m. aproximadamente.

Para evaluar la actuación del sistema de protección del enlace Huallanca - Chimbote 1, fue necesario compatibilizar los modelos eléctricos simples y completos. Esta comparación de los modelos se realizó representando las líneas de transmisión por tramos, estos tramos tienen importancia más en el modelo completo que en el modelo simple.

Los equipos de protección asociados a las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105, que fueron representados en ambos modelos (simple y completo), se describen a continuación:

#### 5.1.1.1. Transformador de Corriente

Para la medición de la corriente de cortocircuito en los modelos de las líneas de transmisión, se modeló el siguiente transformador de corriente en ambas celdas de la línea de transmisión.

**Tabla N° 4: Modelo de TC L-1103, L-1104 y L-1105**

<b>Tipo de TC</b>	25 VA Clase 10P20
<b>Parámetros de precisión</b>	IEC-Pot. Aparente
<b>Potencia Aparente (VA)</b>	25
<b>Clase de Precisión</b>	10
<b>Factor Límite de Precisión</b>	20
<b>Tipo de Conexión</b>	Y
<b>Relación de transformación</b>	TAP Primario: 600 A TAP Secundario: 5 A

Fuente: ETENORTE S.R.L.

#### 5.1.1.2. Transformador de Tensión

Para la medición de la tensión en los modelos de las líneas de transmisión, se modeló un transformador de tensión ideal en cada celda de las líneas de

transmisión, con lo siguientes TAP's:

**Tabla N° 5: Relación de transformación TT L-1103, L-1104 y L-1105**

	<b>TAP Primario (L-L)</b>	<b>TAP Secundario (L-L) Huallanca</b>	<b>TAP Secundario (L-L) Chimbote 1</b>
<b>Voltios</b>	138000	115	110
<b>Conexión</b>	Yn	Yn	Yn

Fuente: Elaboración Propia

#### 5.1.1.3. Ajustes del relé de distancia UR-D60 S.E. Huallanca

En el lado de la S.E. Huallanca, las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 tienen instalados relés de distancia de las siguientes características:

**Tabla N° 6: Datos generales del relé UR-D60**

<b>Tipo</b>	DISTANCIA	<b>Uprim [kV]</b>	138
<b>Fabricante</b>	GENERAL ELECTRIC	<b>Fases</b>	RSTN
<b>Modelo</b>	D60-D00-HCH-F8A-H6H-M6D-P6C	<b>Usec [V]</b>	115
<b>Versión</b>	2.9X	<b>Isec [Amp]</b>	5
<b>Tecnología</b>	NUMÉRICA	<b>Frecuencia [Hz]</b>	60

Fuente: COES AECOP 2014

Los ajustes de los módulos de fases y tierra fueron utilizados para cada celda de las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 en la S.E. Huallanca.

**Tabla N° 7: Ajustes de fases del relé de distancia UR-D60**

<b>Ajustes Fases</b>	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>	<b>Zona 4</b>	<b>Zona 5</b>
<b>Dirección</b>	Forward	Forward	Forward	Reverse	-
<b>Shape</b>	MHO	MHO	MHO	MHO	-
<b>ZP (<math>\Omega</math>)</b>	35.1	52.7	74.6	87.8	-
<b>QRB (<math>\Omega</math>)</b>	-	-	-	-	-
<b>QLB (<math>\Omega</math>)</b>	-	-	-	-	-
<b>T (s)</b>	0.00	0.50	1.00	3.00	-

Fuente: COES AECB 2014

**Tabla N° 8: Ajustes de tierra del relé de distancia UR-D60**

<b>Ajustes Tierra</b>	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>	<b>Zona 4</b>	<b>Zona 5</b>
<b>Dirección</b>	Forward	Forward	Forward	Reverse	-
<b>Shape</b>	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD	-
<b>ZP (<math>\Omega</math>)</b>	35.1	52.7	74.6	87.8	-
<b>QRB (<math>\Omega</math>)</b>	55.0	97.0	97.0	97.0	-
<b>QLB (<math>\Omega</math>)</b>	40.0	40.0	40.0	40.0	-
<b>Nom Homog Angle (<math>^{\circ}</math>)</b>	-	-	-	-	-
<b>T (s)</b>	0.00	0.50	1.00	3.00	-

Fuente: COES AECB 2014

#### 5.1.1.4. Ajustes del relé de distancia 7SA522 S.E. Chimbote 1

En el lado de la S.E. Chimbote 1, las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 tienen instalados relés de distancia de las siguientes características:

**Tabla N° 9: Datos generales del relé 7SA522**

<b>Tipo</b>	DISTANCIA	<b>Uprim [kV]</b>	138
<b>Fabricante</b>	SIEMENS	<b>Fases</b>	RSTN
<b>Modelo</b>	7SA52215DB224QR4	<b>Usec [V]</b>	110
<b>Versión</b>	V04.34.03	<b>Isec [Amp]</b>	5
<b>Tecnología</b>	NUMÉRICA	<b>Frecuencia [Hz]</b>	60

Fuente: AECP 2014

Los ajustes de los módulos de fases fueron utilizados para cada celda de las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 en la S.E. Chimbote 1.

**Tabla N° 10: Ajustes de fases del relé de distancia 7SA522**

<b>Ajustes</b>	<b>Zona 1 (Quad)</b>	<b>Zona 2 (Quad)</b>	<b>Zona 3 (Quad)</b>	<b>Zona 1B (Quad)</b>	<b>Zona de Reversa Z4</b>	<b>Zona de Arranque Z5</b>
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse	F/R
X ( $\Omega$ )	30.26	48.37	61.10	61.10	61.10	67.00
X(-) ( $\Omega$ )						67.00
R ( $\Omega$ )	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	55.00
RE ( $\Omega$ )	81.00	81.00	81.00	81.00	81.00	89.00
T (s)	0.00	0.40	1.00	0.00	2.00	Inf

Fuente: AECP 2014

### 5.1.2. Consideraciones para representar el modelo simple de las líneas de transmisión Huallanca - Chimbote 1

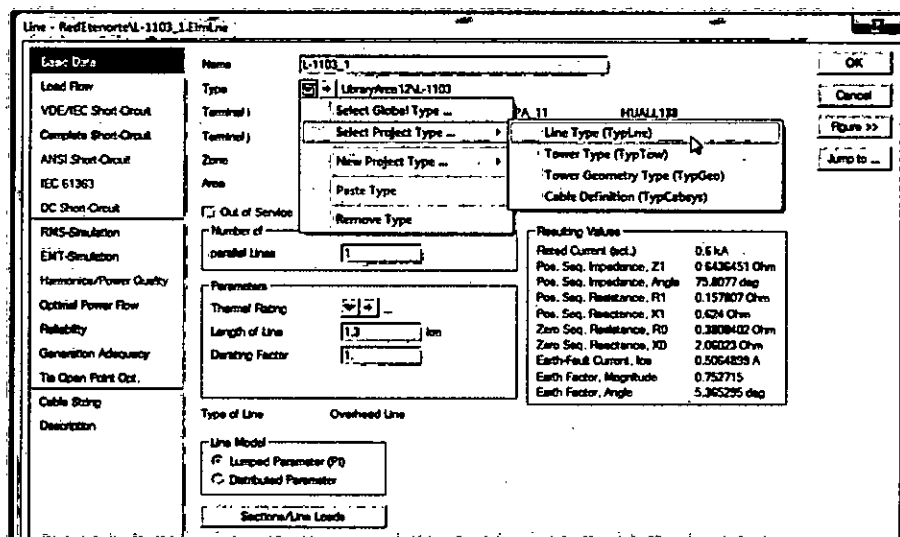
#### 5.1.2.1. Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión



Para representar las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 en el software DigSILENT POWER FACTORY, se utilizó la opción "Tipo Línea" y parámetros concentrados "Lumped Parameter (PI)" en cada tramo, según se indica en las tablas N° 12, 13 y 14 "Parámetros Eléctricos".

A continuación se muestra la ventana de edición para una línea de transmisión:

**Figura N° 17: Ventana de edición tipo de línea**



Fuente: Software DigSILENT

Además, se consideraron los siguientes datos de secuencia 1, 2 y 0, para el modelo de las líneas:

**Tabla N° 11: Parámetros eléctricos L-1103**

	Parámetros de secuencia 1, 2				Parámetros de secuencia 0			
	R (20° C) (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	B ( $\mu$ S/Km)	G ( $\mu$ S/Km)	R0 (Ohm/Km)	X0 (Ohm/Km)	B0 ( $\mu$ S/Km)	G0 ( $\mu$ S/Km)
Tramo 1	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 2	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 3	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 4	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 5	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 6	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 7	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 8	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 9	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 10	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 11	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 12	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 13	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 14	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 15	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 16	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 17	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0
Tramo 18	0.12139	0.48	3.393	0	0.292955	1.584792	1.63	0

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla N° 12: Parámetros eléctricos L-1104**

	Parámetros de secuencia 1, 2				Parámetros de secuencia 0			
	R (20° C) (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	B ( $\mu$ S/Km)	G ( $\mu$ S/Km)	R0 (Ohm/Km)	X0 (Ohm/Km)	B0 ( $\mu$ S/Km)	G0 ( $\mu$ S/Km)
Tramo 1	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 2	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 3	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 4	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 5	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 6	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 7	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 8	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 9	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0

	Parámetros de secuencia 1, 2				Parámetros de secuencia 0			
	R (20° C) (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	B (μS/Km)	G (μS/Km)	R0 (Ohm/Km)	X0 (Ohm/Km)	B0 (μS/Km)	G0 (μS/Km)
Tramo 10	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 11	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 12	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 13	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 14	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 15	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 16	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 17	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0
Tramo 18	0.121298	0.48	3.393	0	0.295445	1.598118	1.63	0

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla N° 13: Parámetros eléctricos L-1105**

	Parámetros de secuencia 1, 2				Parámetros de secuencia 0			
	R (20° C) (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	B (μS/Km)	G (μS/Km)	R0 (Ohm/Km)	X0 (Ohm/Km)	B0 (μS/Km)	G0 (μS/Km)
Tramo 1	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 2	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 3	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 4	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 5	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 6	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 7	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 8	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 9	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 10	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 11	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 12	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 13	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 14	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 15	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 16	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 17	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0
Tramo 18	0.120646	0.48	3.393	0	0.2913362	1.575456	1.63	0

Fuente: Elaboración propia

### 5.1.3. Consideraciones para representar el modelo completo de las líneas de transmisión Huallanca - Chimbote 1

Para representar las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 en un modelo eléctrico completo fue necesario analizar la planimetría, identificar los modelos de estructuras y tipos de conductores que utilizan estas líneas. En el Anexo 2, se observa el recorrido de las líneas desde su inicio (S.E. Huallanca) hasta su llegada (S.E. Chimbote 1). A continuación, se detalla los tramos identificados en el recorrido de las líneas:

**Tabla N° 14: Datos técnicos de las líneas L-1103, L-1104 y L-1105**

Tramos	L-1103			L-1104//L-1105		
	Detalle	Longitud (Km)	Tipo de Estructura	Detalle	Longitud (Km)	Tipo de Estructura
Tramo 1		1.3	C		1.3	E
Tramo 2		1.81	C		1.81	C
Tramo 3		1.55	C		1.55	E
Tramo 4		1.66	C		1.66	C
Tramo 5	Inicio CG	2.76	A		2.76	E
Tramo 6		0.63	B	Inicio CG	0.63	D
Tramo 7		1.46	B		1.46	D
Tramo 8	1era Transp	6.02	B	1era Transp	6.02	ECG
Tramo 9		2.44	B		2.44	ECG
Tramo 10		2.98	B		2.98	D
Tramo 11		2.7	B		2.7	ECG
Tramo 12		2.11	B		2.11	D
Tramo 13	Fin CG	3.22	B	Fin CG	3.22	ECG
Tramo 14		0.43	A		0.43	E
Tramo 15		2.66	A		2.66	C

Tramo 16	2da Transp	11.42	A	2da Transp	11.42	E
<b>Cambio</b>		<b>L-1103//L-1104</b>		<b>L-1105</b>		
Tramo 17	3era Transp	29	E	3era Transp	29	A
Tramo 18		9.01	E		9.01	A
Total (Km)		83.16			83.16	

Fuente: Elaboración propia

### 5.1.3.1. Modelamiento de Torres

Los tipos de estructuras que fueron modelados en la representación completa de las líneas de transmisión se presentan en el anexo 3. Asimismo, para representar las líneas de transmisión con un modelo completo se ha utilizado la opción "Tipo Torre", parámetros concentrados "Lumped Parameter (PI)" y la altura media entre vano y vano, calculada por la siguiente fórmula:

$$h = V_{\text{Tower}} - \frac{2}{3}(V_{\text{Tower}} - V_{\text{min}}) \quad \text{Ec. 32}$$

Es necesario precisar que el acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión, se realizó a lo largo de todas las líneas con la opción "Line Couplings" del DlgSILENT. En la figura N° 18 se puede observar que se ha modelado en el tramo 9, torres con cables de guarda y transposición de fases.

**Figura N° 18: Acoplamiento mutuo entre los tramos L-1103-6 y L-1104-5 y transposición de fases**

Line Couplings - Red Etenorte\LC Tramo 9.ElmTow

**Basic Data**  
 Name: LC Tramo 9  
 Route: ...  
 Out of Service

**EMT-Simulation**  
 Description

Line Model:  
 Lumped Parameter (P)  
 Distributed Parameter

Number of Overhead Line Systems: 1

**Geometries:**

Type	TypTow, TypGeo	Distance m
G1		0.

**Earth Wires:**

Type	TypCon	Max.Sag m
G1/E1		0.
G1/E2	AceroGalvanizado3/8"	0.
G1/E3	AceroGalvanizado3/8"	0.
G1/E4	AceroGalvanizado3/8"	0.

**Line Names:**

	Circuit EmLine, EmLineroute	Polarity	Type TypCon	Max... m	Transposition	Phasing
G1/C1		Terminal	ACSR-HEN	0.	<input checked="" type="checkbox"/>	AC-B
G1/C2	L-1105_9	Terminal	ACSR-HEN	0.	<input checked="" type="checkbox"/>	AC-B
G1/C3	L-1103_9	Terminal	ACSR-HEN	0.	<input checked="" type="checkbox"/>	B-A-C

Fuente: Software DigSILENT

### 5.1.3.2. Características Técnicas de los conductores

Las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105, están compuestas por diferentes tipos de conductores. A continuación se presentan sus características técnicas para su modelamiento:

**Tabla N° 15: Datos Técnicos de los conductores**

<b>Nombre del cable</b>	<b>ACSR HEN</b>	<b>AAAC DARIEN</b>	<b>AAAC 405MCM</b>	<b>Cable guarda</b>
Tensión Nominal (kV)	138	138	138	138
Corriente Nominal (Amp)	418	418	418	418
Número de Sub-conductores	1	1	1	1
Modelo del Conductor	Tubular	Sólido	Sólido	Sólido
Resistencia Eléctrica a 20 °C (Ω/Km)	0.116	0.118	0.1202	0.05
Resistencia Eléctrica a 80 °C (Ω/Km)	0.126	0.126	0.126	0.126
Radio Medio Geométrico (mm)	9.266	8.251	8.333	3.456
Diámetro Externo (mm)	22.42	21.8	21.7	9.52
Diámetro Interno (mm)	9.61	-	-	-

Fuente: ETENORTE S.R.L.

## 5.2. Presentación de resultados

A continuación se presentan las impedancias vistas desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1 de los cortocircuitos simulados en Zona 1 de las líneas de transmisión: a) Cortocircuito 3Φ: Cortocircuito Trifásico, b) Cortocircuito 2Φ: Cortocircuito Bifásico, c) Cortocircuito Bifásico 2Φ Rf=5 Ω: Cortocircuito Bifásico con resistencia de falla de 5 Ohm, d) Cortocircuito Bifásico 2Φ Rf=10 Ω: Cortocircuito Bifásico con resistencia de falla de 10 Ohm, e) Cortocircuito 1Φ-t: Cortocircuito Monofásico, f) Cortocircuito Monofásico 1Φ-t Rf=20 Ω: Cortocircuito Monofásico con resistencia de falla de 20 Ohm, g) Cortocircuito Monofásico 1Φ-t Rf=50 Ω: Cortocircuito Monofásico con resistencia de falla de 50 Ohm: sin acoplamiento mutuo y con acoplamiento mutuo.

**Tabla N° 16: Impedancia vista por el relé D60 en L-1103 S.E. Huallanca**

Tipos de fallas	Impedancia vista D60								
	Sin acople			Con acople			Variación		
	R	X	Z	R	X	Z	%R	%X	%Z
Cortocircuito 3Φ	8.1	32.0	33.0	7.7	32.1	33.0	-5.3%	0.4%	0.1%
Cortocircuito 2Φ	8.1	32.0	33.0	7.8	31.8	32.7	-3.3%	-0.7%	-0.8%
Cortocircuito 2Φ Rf=5 Ω	16.9	30.8	35.1	16.7	30.6	34.8	-1.1%	-0.7%	-0.8%
Cortocircuito 2Φ Rf=10 Ω	25.3	29.5	38.9	25.2	29.3	38.6	-0.5%	-0.7%	-0.6%
Cortocircuito 1Φ-t	8.0	32.1	33.1	7.4	30.5	31.3	-7.6%	-5.0%	-5.2%
Cortocircuito 1Φ-t Rf=20 Ω	50.9	24.6	56.5	48.1	23.7	53.6	-5.4%	-3.5%	-5.1%
Cortocircuito 1Φ-t Rf=50 Ω	100.6	12.4	101.4	95.7	13.3	96.6	-4.8%	6.5%	-4.7%

Fuente: Elaboración propia

**Tabla N° 17: Impedancia vista por el relé D60 en L-1104 S.E. Huallanca**

Tipos de fallas	Impedancia vista D60								
	Sin acople			Con acople			Variación		
	R	X	Z	R	X	Z	%R	%X	%Z
Cortocircuito 3Φ	8.1	32.0	33.0	7.8	33.3	34.2	-3.9%	4.1%	3.6%
Cortocircuito 2Φ	8.1	32.0	33.0	7.9	32.9	33.9	-3.2%	2.9%	2.5%
Cortocircuito 2Φ Rf=5 Ω	16.9	30.8	35.1	16.9	31.7	36.0	0.2%	3.1%	2.4%
Cortocircuito 2Φ Rf=10 Ω	25.3	29.5	38.9	25.7	30.5	39.8	1.3%	3.3%	2.4%
Cortocircuito 1Φ-t	8.1	32.2	33.2	7.4	33.3	34.1	-8.8%	3.5%	2.8%
Cortocircuito 1Φ-t Rf=20 Ω	50.9	24.7	56.6	51.5	26.7	58.0	1.2%	8.1%	2.6%
Cortocircuito 1Φ-t Rf=50 Ω	100.7	12.5	101.4	102.8	16.1	104.0	2.1%	28.7%	2.6%

Fuente: Elaboración propia



**Tabla N° 18: Impedancia vista por el relé 7SA522 en L-1105 S.E. Chimbote 1**

Tipos de fallas	Impedancia vista 7SA522								
	Sin acople			Con acople			Variación		
	R	X	Z	R	X	Z	%R	%X	%Z
Cortocircuito 3 $\Phi$	8.1	32.0	33.0	7.91	32.76	33.70	-2.0%	2.3%	2.1%
Cortocircuito 2 $\Phi$	8.1	32.0	33.0	7.94	31.85	32.82	-1.6%	-0.5%	-0.6%
Cortocircuito 2 $\Phi$ Rf=5 $\Omega$	17.9	33.2	37.7	17.43	32.93	37.26	-2.5%	-0.9%	-1.3%
Cortocircuito 2 $\Phi$ Rf=10 $\Omega$	28.1	34.7	44.6	27.29	34.21	43.76	-2.8%	-1.4%	-2.0%
Cortocircuito 1 $\Phi$ -t	8.1	31.8	32.9	7.74	31.49	32.43	-4.3%	-1.1%	-1.3%
Cortocircuito 1 $\Phi$ -t Rf=20 $\Omega$	72.2	40.2	82.6	75.63	39.43	85.29	4.8%	-1.9%	3.2%
Cortocircuito 1 $\Phi$ -t Rf=50 $\Omega$	204.5	74.6	217.6	219.97	72.23	231.53	7.6%	-3.2%	6.4%

Fuente: Elaboración propia

### 5.3. Análisis e interpretación de resultados

#### 5.3.1. Impedancia vista para fallas fase-fase zona 1

En la tabla N° 19 se muestran los porcentajes de error de las fallas simuladas del tipo fase-fase al 80% de la línea protegida, vista desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1.

**Tabla N° 19: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona 1**

		Huallanca	Chimbote 1
		Error <sub>i</sub> (%)	
(Casos)		Fase-Fase	Fase-Fase
L-1103	L-1103	-0.55%	-1.90%
	F/S L-1104	-1.09%	-1.98%
	F/S L-1105	-0.04%	-1.87%
L-1104	L-1104	2.75%	-0.47%
	F/S L-1103	2.23%	-0.59%
	F/S L-1105	3.15%	-0.27%
L-1105	L-1105	2.83%	-0.44%
	F/S L-1103	2.77%	-0.55%
	F/S L-1104	3.20%	-0.23%

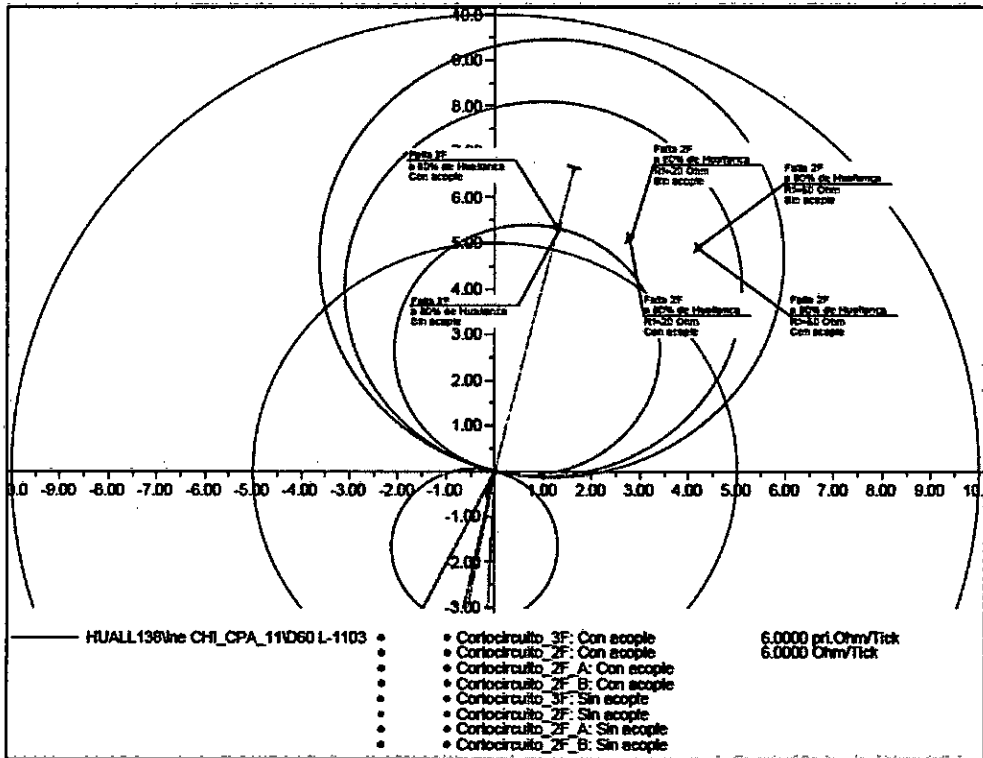
Fuente: Elaboración propia

El error porcentual obtenido desde la S.E. Huallanca, al comparar el modelo simple y el modelo completo en los diferentes escenarios, no es significativo, pues el error varía entre -1.09% y 3.2%.

El error porcentual obtenido desde la S.E. Chimbote 1, al comparar ambos modelos en los diferentes escenarios, tampoco representa una desviación considerable, pues el error varía entre -1.98% y -0.23%.

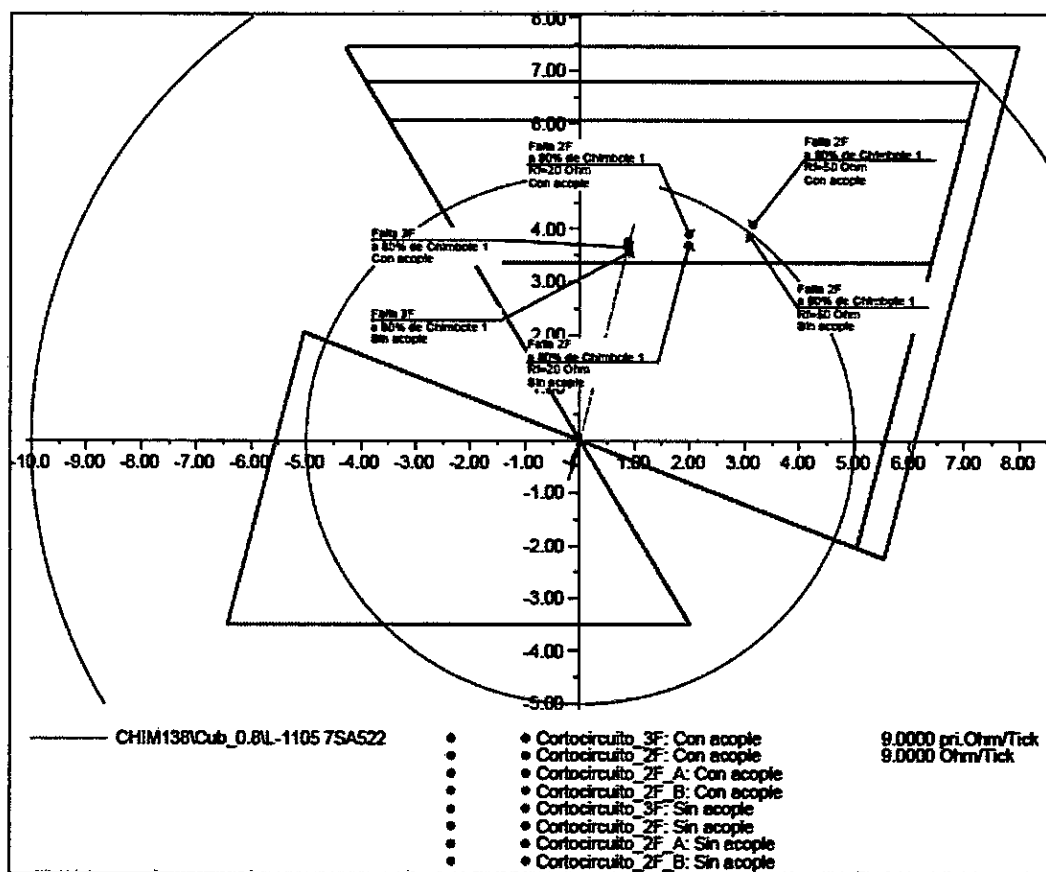
En los siguientes gráficos, se presentan las impedancias vistas por el relé de distancia comparando ambos modelos en el plano R-X. La impedancia vista desde la S.E. Huallanca en la línea L-1103 y la impedancia vista desde la S.E. Chimbote 1 en la línea L-1105.

**Gráfico N° 1: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103**



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 2: Impedancias vistas desde la S.E. Chimbote 1 en L-1105**



Fuente: Elaboración propia

### 5.3.2. Impedancia vista para fallas fase-tierra zona 1

En la tabla N° 20 se muestra el resumen de los porcentajes de error comparando el modelo completo y simple para fallas fase-tierra, vistas desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1.

**Tabla N° 20: Porcentaje de error para fallas fase-tierra Zona 1**

		Huallanca	Chimbote 1
		Error <sub>i</sub> (%)	
Casos		Fase-Tierra	Fase-Tierra
L-1103	L-1103	-4.97%	3.12%
	F/S L-1104	-9.26%	7.81%
	F/S L-1105	-3.16%	-0.10%
L-1104	L-1104	2.64%	2.40%
	F/S L-1103	-1.20%	6.08%
	F/S L-1105	2.92%	0.59%
L-1105	L-1105	-5.67%	2.78%
	F/S L-1103	-5.28%	6.43%
	F/S L-1104	-6.55%	0.94%

Fuente: Elaboración propia

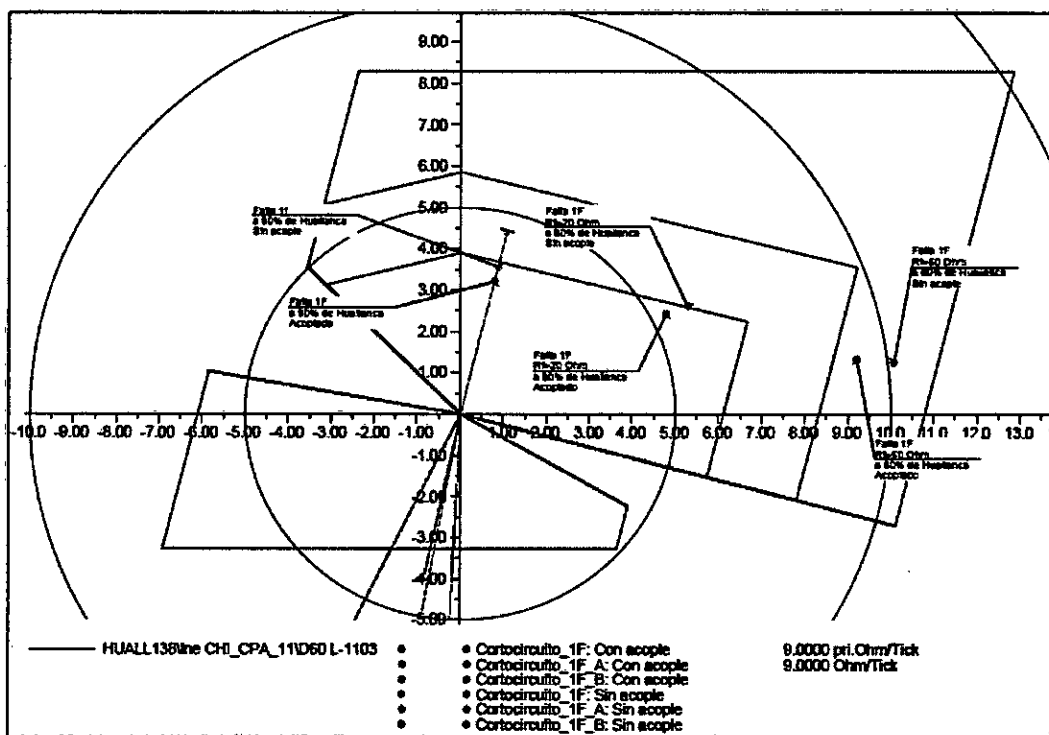
El error porcentual obtenido desde la S.E. Huallanca, al comparar ambos modelos en los diferentes escenarios, presenta una desviación negativa mayor al -5% en algunos casos, que se traduce como un sobre-alcance en la impedancia vista por el relé de distancia.

Por otro lado, el error porcentual obtenido desde la S.E. Chimbote 1, al comparar ambos modelos, presenta una desviación positiva en algunos escenarios, llegando a valores de 7.81%, que se traduce como un sobre-alcance en la impedancia vista por el relé de distancia.

En los gráficos N° 3 y N° 4, se presentan las impedancias vistas por el relé de distancia comparando ambos modelos en el plano R-X. La impedancia

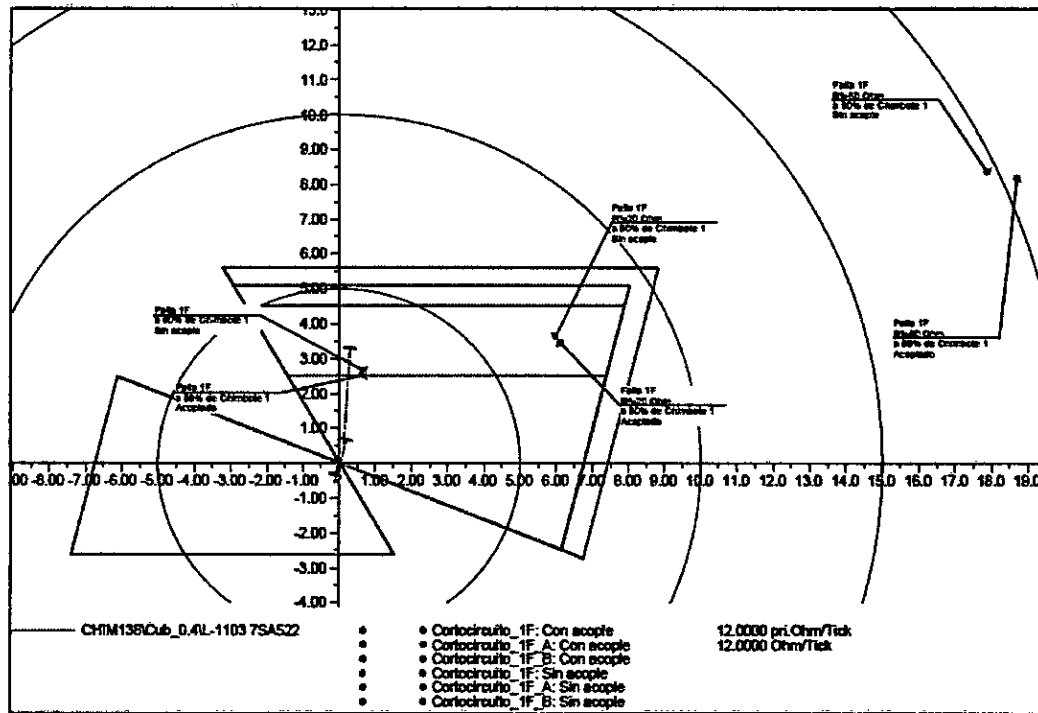
vista desde la S.E. Huallanca en la línea L-1103 y la impedancia vista desde la S.E. Chimbote 1 en la línea L-1103.

**Gráfico N° 3: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 con L-1104 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 4: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1103 con L-1105 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

### 5.3.3. Impedancia vista para fallas fase-fase zona 2

En la tabla N° 21 se muestran los porcentajes de error de las fallas simuladas del tipo fase-fase al 120% de la línea protegida, vista desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1.

**Tabla N° 21: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona 2**

		<b>Huallanca Chimbote 1</b>	
		<b>Error (%)</b>	
<b>Casos</b>		<b>Fase-Fase</b>	<b>Fase-Fase</b>
L-1103	L-1103	-0.83%	-1.26%
	F/S L-1104	-1.97%	-1.93%
	F/S L-1105	0.10%	-0.92%
L-1104	L-1104	1.80%	2.55%
	F/S L-1103	0.51%	0.06%
	F/S L-1105	2.76%	1.84%
L-1105	L-1105	2.63%	2.59%
	F/S L-1103	2.75%	3.04%
	F/S L-1104	3.58%	3.35%

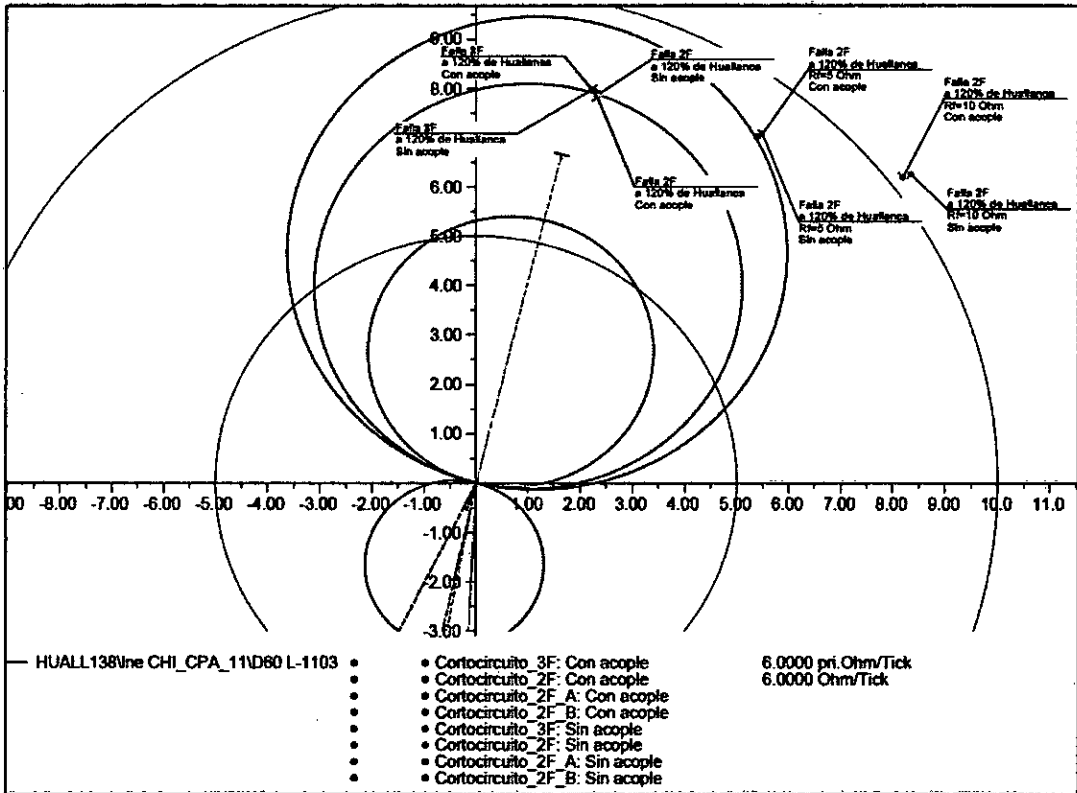
Fuente: Elaboración propia

El error porcentual obtenido desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1, no es significativo, pues no supera el 3.58%. Este resultado es coherente, debido a que el modelo geométrico es para las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 y el acoplamiento mutuo no debería afectar el cálculo de la impedancia vista en zona 2.

En los gráficos N° 5 y N° 6, se puede observar que las impedancias del modelo acoplado y el modelo sin acoplar, no varían significativamente al representarlas en el plano R-X.

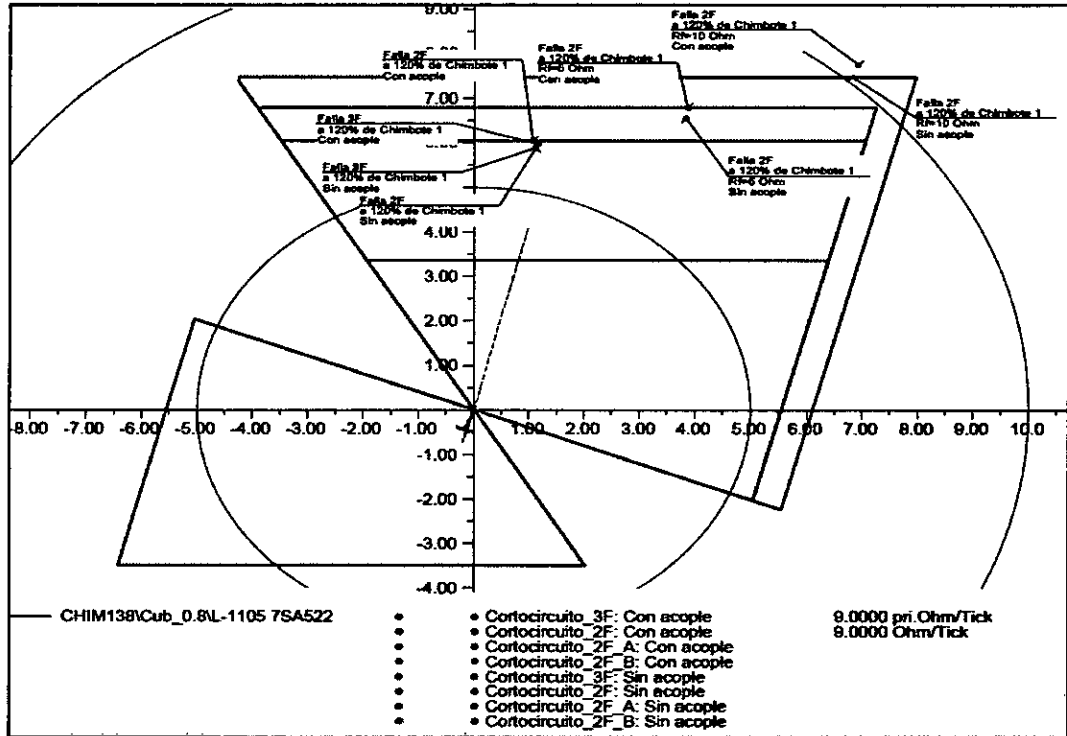


**Gráfico N° 5: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103**



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 6: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105**



Fuente: Elaboración propia

### 5.3.4. Impedancia vista para fallas fase-tierra zona 2

En la siguiente tabla se muestra los porcentajes de error de las fallas simuladas del tipo fase-tierra en zona 2, vistas desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1.

Se puede mencionar que, el error porcentual obtenido desde la S.E. Huallanca, para fallas fase-tierra en zona 2, presenta una desviación positiva

de hasta 11.87%, que se traduce como un sobre-alcance en la impedancia calculada por el relé.

Del mismo modo, el error obtenido desde la S.E. Chimbote 1, para fallas fase-tierra en zona 2, presenta una desviación de -1.25% hasta 12.38% en algunos casos. Esta variación en el cálculo de la impedancia produce un sobre-alcance en el relé de distancia.

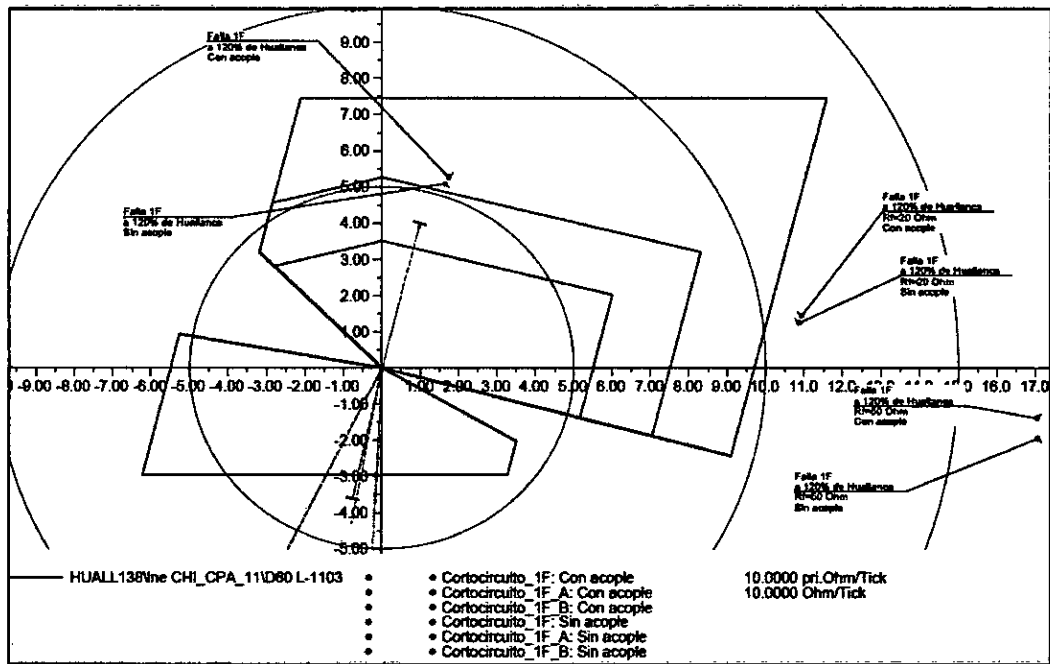
**Tabla N° 22: Porcentaje de error para fallas fase-tierra Zona 2**

Casos		Huallanca Chimbote 1	
		Error (%)	
		Fase-Tierra	Fase-Tierra
L-1103	L-1103	8.18%	12.38%
	F/S L-1104	1.42%	7.69%
	F/S L-1105	3.69%	4.84%
L-1104	L-1104	11.87%	-0.92%
	F/S L-1103	5.65%	10.74%
	F/S L-1105	7.49%	8.12%
L-1105	L-1105	8.98%	-0.70%
	F/S L-1103	4.15%	-1.25%
	F/S L-1104	6.71%	0.50%

Fuente: Elaboración propia

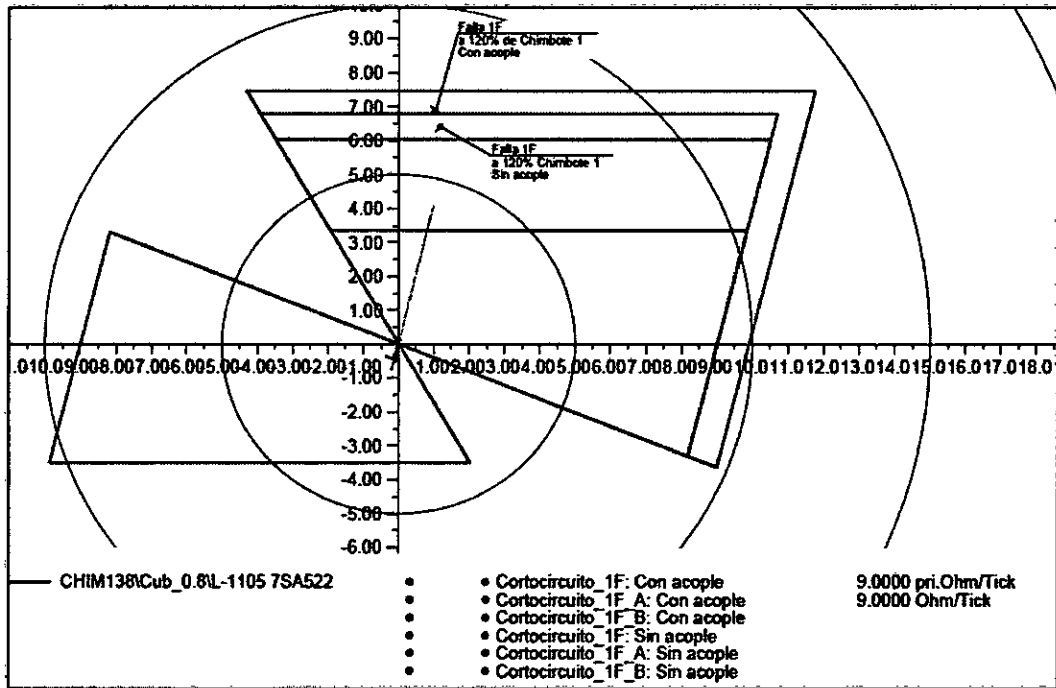
Los gráficos N° 7 y N° 8 muestran las impedancias en el plano R-X.

**Gráfico N° 7: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 con L-1104 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 8: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105 con L-1103 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

### 5.3.5. Impedancia vista para fallas fase-fase zona 3

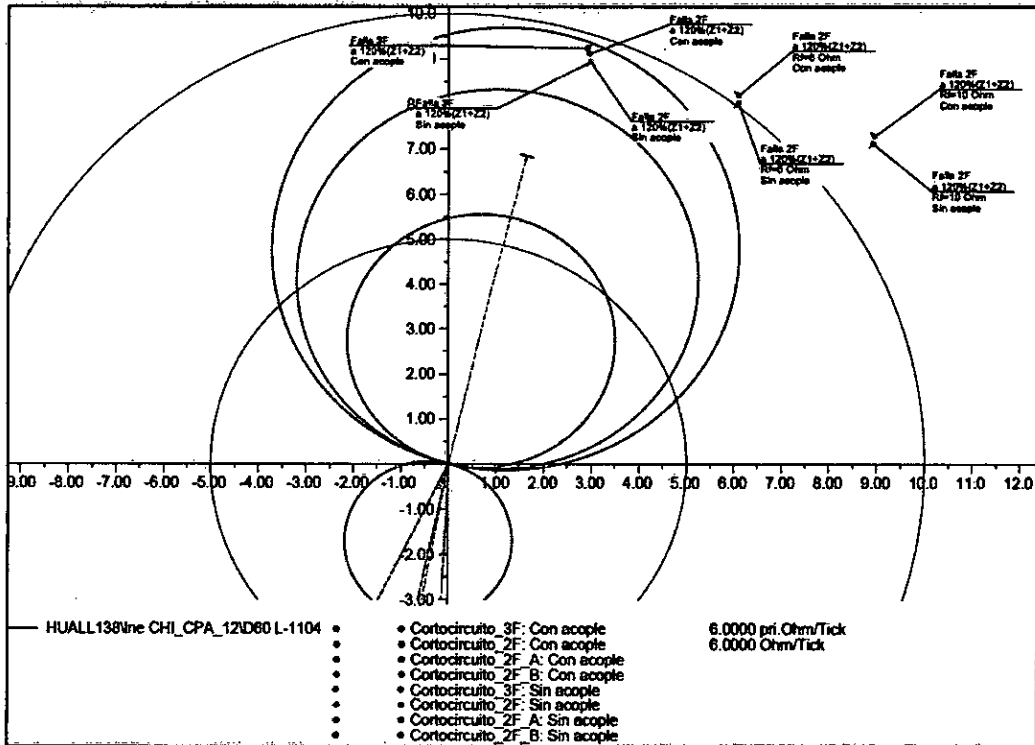
En la tabla N° 23 se muestran los porcentajes de error para fallas del tipo fase-fase al 120% de la línea protegida más la impedancia de la línea adyacente, vistas desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1.

Tabla N° 23: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona 3

		Huallanca Chimbote 1	
		Error (%)	
Casos		Fase-Fase	Fase-Fase
L-1103	L-1103	-0.88%	-1.31%
	F/S L-1104	-2.00%	-1.94%
	F/S L-1105	0.07%	-0.96%
L-1104	L-1104	1.75%	0.97%
	F/S L-1103	0.45%	0.01%
	F/S L-1105	2.72%	1.81%
L-1105	L-1105	2.56%	2.55%
	F/S L-1103	2.67%	2.99%
	F/S L-1104	3.56%	3.33%

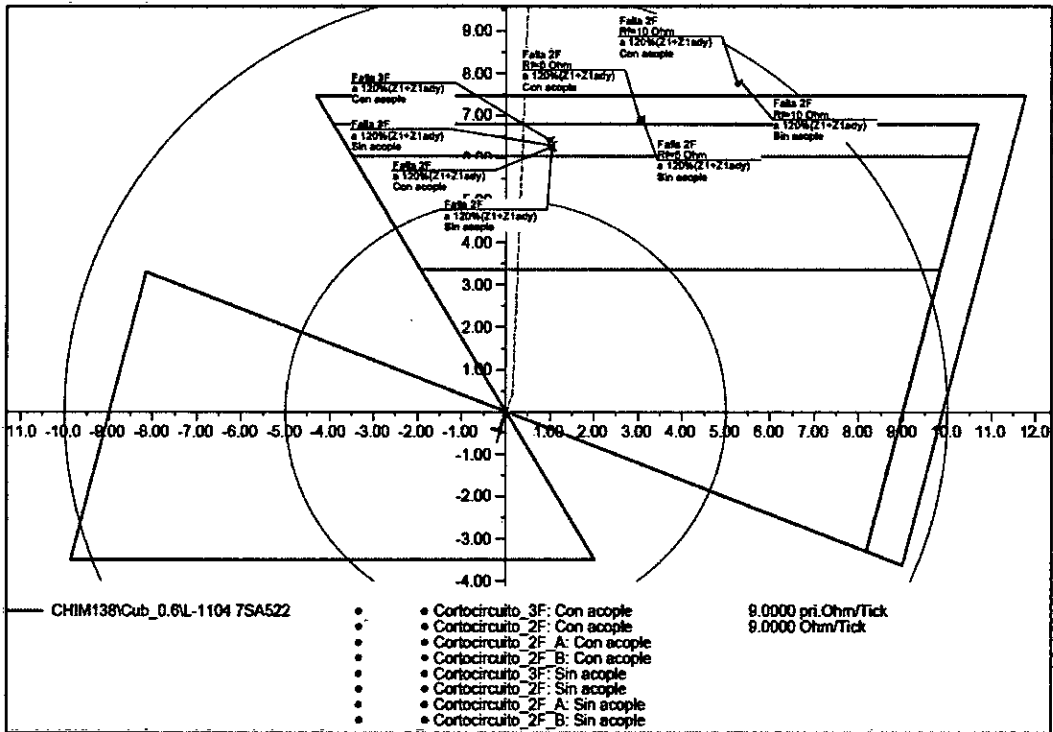
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 9: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1104



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 10: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1104 con L-1103 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

El error porcentual obtenido para fallas fase-fase desde la S.E. Huallanca varía entre -2% a 3.56%, este resultado concuerda con los anteriores resultados del mismo tipo de falla en la zona 1 y en la zona 2.

Similarmente, el error porcentual obtenido para fallas fase-fase desde la S.E. Chimbote 1 varía de -1.94% a 3.33%, no representando diferencias considerables al comparar ambos modelos.

### 5.3.6. Impedancia vista para fallas fase-tierra zona 3

En la siguiente tabla se observan el porcentaje de error para fallas del tipo fase-tierra simuladas en zona 3.

**Tabla N° 24: Porcentaje de error para fallas fase-tierra Zona 3**

Casos		Huallanca Chimbote 1	
		Error (%)	
		Fase-Tierra	Fase-Tierra
L-1103	L-1103	7.45%	12.13%
	F/S L-1104	1.04%	7.57%
	F/S L-1105	3.35%	4.65%
L-1104	L-1104	11.11%	16.67%
	F/S L-1103	4.08%	10.67%
	F/S L-1105	7.10%	7.96%
L-1105	L-1105	8.62%	-0.87%
	F/S L-1103	4.01%	-1.37%
	F/S L-1104	6.62%	0.43%

Fuente: Elaboración propia

Para el extremo de la S.E. Huallanca, el error porcentual de la zona 3 se incrementa en comparación a la zona 1 y zona 2, pues varía de 1.04% a 11.11%, este resultado representa un sobre-alcance en el relé de distancia.

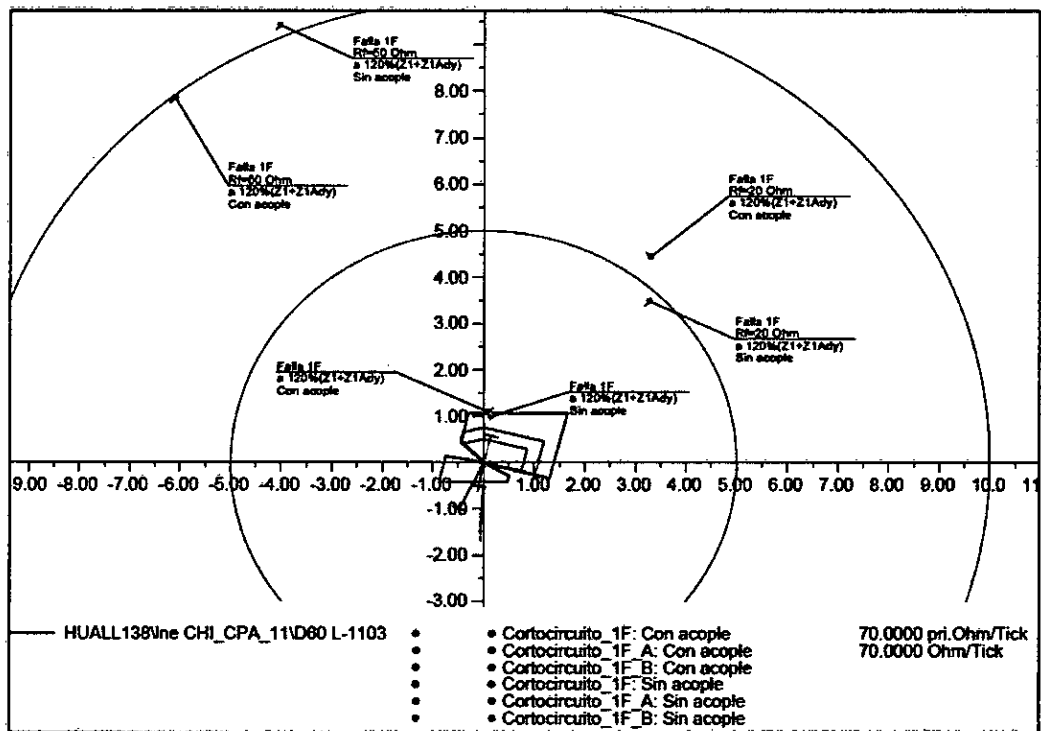
Para el extremo de la S.E. Chimbote 1, el error porcentual varía de -1.37% a 16.67%, que se traduce como un sobre-alcance en el relé de distancias, además de representa la mayor desviación en comparación a las demás



zonas de protección en "Forward" (Zona 1 y Zona 2).

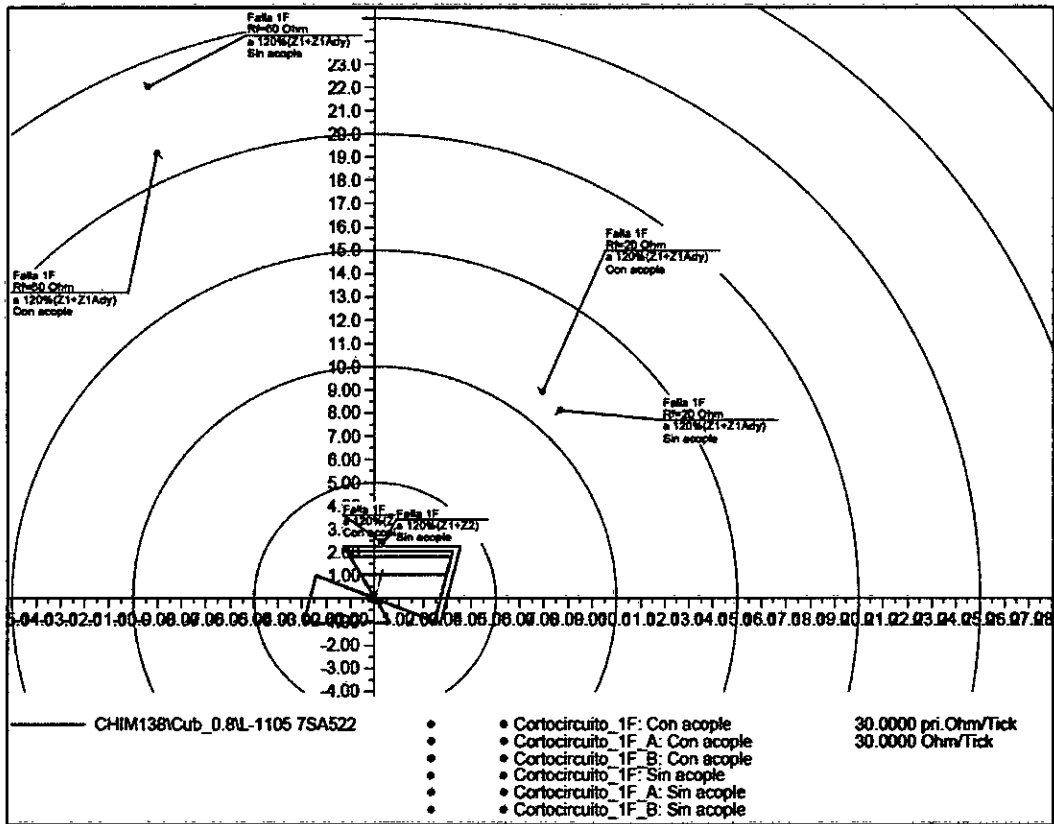
Los gráficos N° 11 y N° 12 muestran las impedancias en el plano R-X comparando el modelo acoplado y el modelo desacoplado.

**Gráfico N° 11: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 con L-1104 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 12: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1104 con L-1103 fuera de servicio**



Fuente: Elaboración propia

### 5.3.7. Impedancia vista para fallas fase-fase zona Reversa

En la tabla N° 25 se muestran los porcentajes de error para fallas del tipo fase-fase al 40% de la línea posterior a la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote

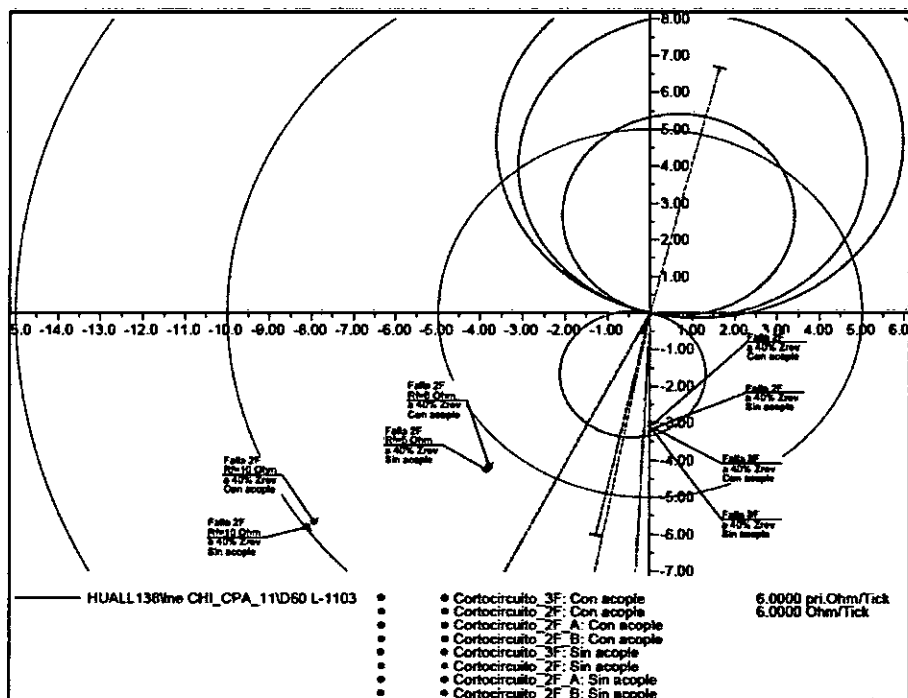
1.

Tabla N° 25: Porcentaje de error para fallas fase-fase Zona Reversa

		Huallanca Chimbote 1	
		Error <sub>i</sub> (%)	
Casos		Fase-Fase	!Fase-Fase!
L-1103	L-1103	-1.70%	-1.46%
	F/S L-1104	-2.24%	-2.27%
	F/S L-1105	-1.16%	-0.55%
L-1104	L-1104	0.53%	1.18%
	F/S L-1103	-0.69%	-0.19%
	F/S L-1105	1.56%	2.09%
L-1105	L-1105	2.16%	1.93%
	F/S L-1103	2.31%	1.95%
	F/S L-1104	3.03%	3.27%

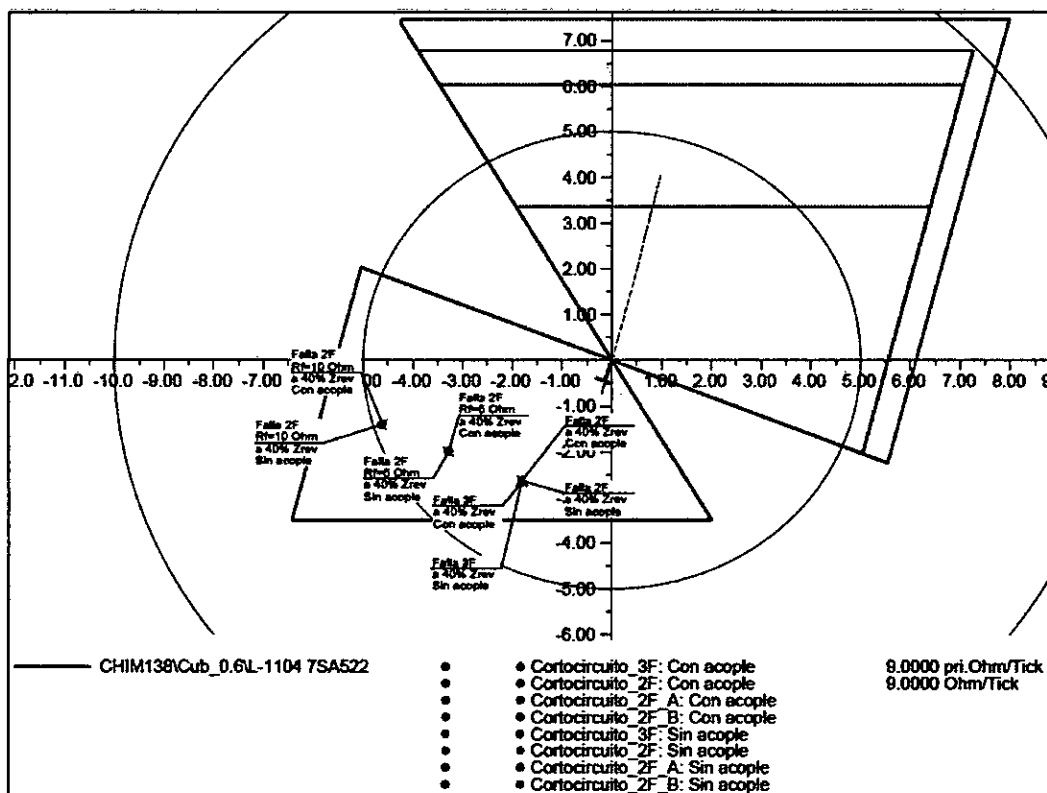
Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 13: Impedancias vistas desde S.E. Huallanca en L-1103 Zona Reversa



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 14: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1104 con L-1103 FS**



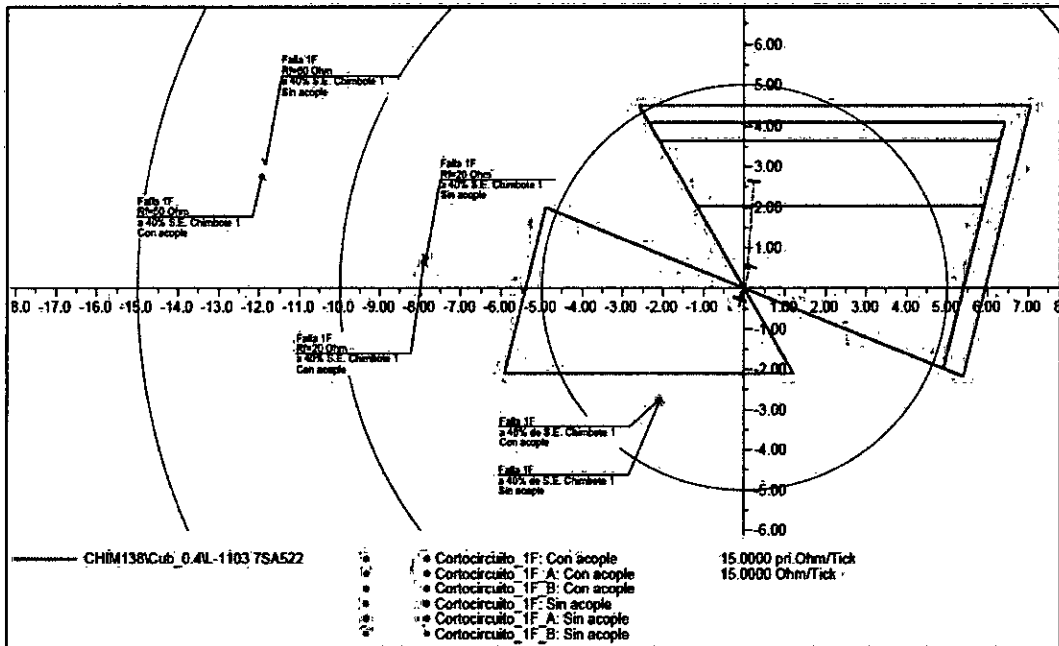
Fuente: Elaboración propia

El error porcentual obtenido para fallas fase-fase desde la S.E. Huallanca en zona reversa varía entre -2.24% a 3.03% y desde la S.E. Chimbote 1 varía entre -2.27% a 3.27%, estas desviaciones no representan un alto riesgo en la confiabilidad del sistema de protección de distancia, pues las impedancias obtenidas al comparar ambos modelos coinciden en el plano R-X.

### 5.3.8. Impedancia vista para fallas fase-tierra zona Reversa

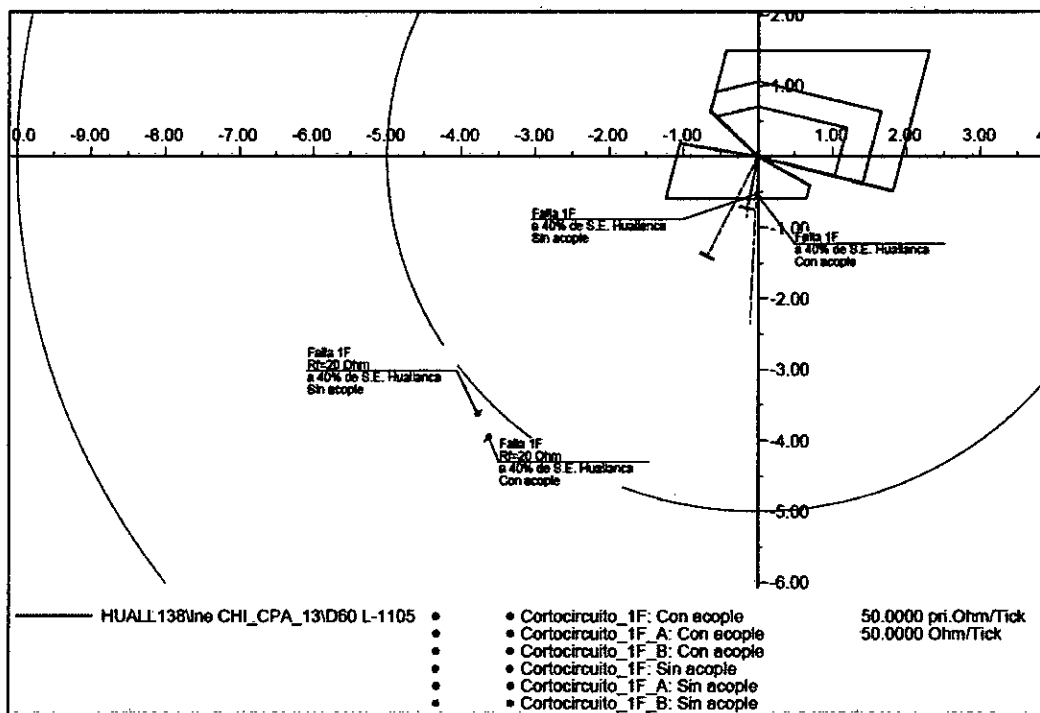
Del mismo modo, las gráficas obtenidas para las fallas simuladas al 40% de la línea posterior de la S.E. Chimbote 1 y S.E. Huallanca, nos muestran que las impedancias son muy cercanas en el plano R-X y el error porcentual de éstas, no son considerables.

**Gráfico N° 15: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1103 con L-1104 FS**



Fuente: Elaboración propia

**Gráfico N° 16: Impedancias vistas desde S.E. Chimbote 1 en L-1105 con L-1104 FS**



Fuente: Elaboración propia

## **VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **6.1. Contrastación de hipótesis con los resultados**

- a) Para la hipótesis si la impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 contribuye en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia adecuando el alcance de la reactancia, los resultados nos muestran que para las fallas fase-fase, la diferencia de la impedancia vista desde la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1, para las zonas 1, 2, 3 y reversa son menores al 5%, pero para las fallas fase-tierra, el error porcentual en zona 1 llega hasta 7%, en zona 2 hasta 12.38%, en zona 3 hasta 16.67% y en zona reversa hasta 7%.
- b) Para la hipótesis si la variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 contribuiría en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia adecuando el alcance resistivo, los resultados nos muestran que para las fallas a tierra con resistencia de falla de hasta 20 Ohm, las impedancias de ambos modelos son coincidentes en el plano R-X, pero para las fallas con resistencia de falla superior a 20 Ohm, la diferencia de las impedancias se incrementan considerablemente en el modelo

completo de las líneas de transmisión.

- c) Es decir, que al comparar las impedancias obtenidas de las simulaciones de fallas del tipo fase-fase en el plano R-X son coincidentes. Pero al comparar el modelo completo con el modelo simple para las fallas fase-tierra muestran una desviación considerable, que en la mayoría de casos se traduce como un sobre-alcance a la impedancia detectada por el relé de distancia.

## 6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares

1. En el estudio denominado “Efecto de la Inducción Electromagnética de Circuitos Paralelos en la Operación de las Protecciones Eléctricas. Aplicación a la barra de 138 kV de la S.E. Machala” realizado por Edwin Wladimir Quisilema Carrera de la Escuela Técnica Nacional de Quito – Ecuador, se concluye que en una línea de transmisión paralela, los acoplamientos entre redes de secuencia y entre circuitos paralelos presentes en la matriz de impedancias  $Z_{ABC}$  y en la matriz de coeficientes de potencial de Maxwell  $P_{ABC}$ , afectan directamente en la operación de las protecciones eléctricas. Por esa razón, es necesario realizar un estudio detallado incluyendo estos acoplamientos para así definir el ajuste correcto de las protecciones.



2. En el estudio "Ajuste y Coordinación de Protecciones de Distancia y Sobrecorriente para Líneas de Transmisión que comparten el mismo derecho de vía", de Adriel Nájera Guevara, precisa que los relés de distancia que protegen contra fallas de fase a tierra en líneas de transmisión y con presencia de acoplamiento mutuo, pueden tener problemas de sobre-alcance o sub-alcance, dependiendo del flujo de corriente de la línea sin falla y de la línea con falla.
  
3. En la investigación denominada "Efecto del Acoplamiento Mutuo en los Relés de Distancia de Líneas de Transmisión", de Antonio Fonseca A., además de realizar simulaciones en una línea de transmisión de 200 Km sin transposiciones, define que el ajuste de las constantes de compensación por el retorno por tierra  $k_0$  y por efecto mutuo, afectan directamente en la determinación de la impedancia de falla vista por el relé de distancia, por tal razón esas constantes se deben determinar mediante simulaciones y deben ser verificadas en campo por medio de mediciones de parámetros de líneas.

## VII. CONCLUSIONES

1. Al comparar ambos modelos eléctricos de las líneas de transmisión del enlace Huallanca – Chimbote 1, se puede concluir que para las simulaciones de fallas del tipo fase-fase ambos modelos son válidos, ya que los resultados de las impedancias obtenidas en zona 1, 2, 3 y reversa guardan coherencia entre sí y el error porcentual es menor al 5%.
2. Sin embargo, al comparar los modelos eléctricos de las líneas de transmisión para las simulaciones de fallas del tipo fase-tierra, se puede concluir que en la mayoría de casos se presenta sobre-alcance en la impedancia vista por el relé de distancia en ambos extremos en las zonas de protección 1, 2 y 3; esto se debe a que la resistencia de falla distorsiona el cálculo de la impedancia vista por el relé de distancia.
3. Los resultados presentados en la tabla N° 21, muestran que el error porcentual para las fallas fase-tierra simuladas al 80% (Zona 1) de la S.E. Huallanca es mayor a -5%, estos resultados producto de los diferentes escenarios simulados se traducen como un sobre-alcance al comparar ambos modelos eléctricos de las líneas de transmisión. Por otro lado, el error porcentual para las fallas fase-tierra simuladas al 80% (Zona 1) de

la S.E. Chimbote 1 es superior a 7.8%, este incremento de la impedancia se debe principalmente a la presencia del cable de guarda, que desde el punto de vista constructivo se ubica entre el kilómetro 6.32 hasta el kilómetro 30.64 de la S.E. Huallanca.

4. La representación de las líneas de transmisión Huallanca - Chimbote 1 con un modelo completo, que toma en cuenta los acoplamientos mutuos, la distribución geométrica de los conductores y la transposición de sus fases, contribuye a obtener un ajuste adecuado del alcance de la reactancia para la zona 1, al incrementar el ajuste en el relé de distancia UR-D60 de la S.E. Huallanca, de 3.51 ohm secundarios a 3.6 ohm secundarios, para detectar en zona 1 las fallas monofásicas a tierra con resistencias de fallas de hasta 20 ohm.
  
5. La representación de las líneas de transmisión Huallanca - Chimbote 1 con un modelo completo, que toma en cuenta los acoplamientos mutuos, la distribución geométrica de los conductores y la transposición de sus fases, contribuye a obtener un ajuste adecuado del alcance resistivo para la zona 1, al incrementar el ajuste en el relé de distancia 7SA522 de la S.E. Chimbote 1, de 2.894 ohm secundarios a 3.1 ohm secundarios, para detectar en zona 1 las fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla principalmente para las fallas del tipo fase-tierra.

## VIII. RECOMENDACIONES

1. En vista que el acoplamiento mutuo en las líneas de transmisión, distorsionan el cálculo de la impedancia de falla vista por el relé de distancia, se recomienda que los análisis eléctricos para determinar un ajuste adecuado en el relé de distancia, se realicen tomando en cuenta la disposición geométrica de los conductores, la transposición de sus fases y el acoplamiento mutuo entre conductores y cable de guarda.
2. Se recomienda implementar una lógica de control que modifique los ajustes del relé de distancia de las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105, cuando una de las líneas se encuentre desconectada de la red de transmisión, ya que la impedancia equivalente de estas líneas de transmisión se modifican.
3. Se recomienda mantener los alcances de la zona 2, zona 3 y zona reversa, principalmente por el tiempo de coordinamiento y traslapamiento entre los relés existentes en subestaciones frontera a la S.E. Huallanca y la S.E. Chimbote 1.
4. Se recomienda implementar el esquema POTT por sus siglas en inglés (Permissive Overreach Transfer Trip), ya que en la mayoría de

simulaciones se verifica sobre-alcance en la impedancia vista por el relé de distancia en zona 1.

5. Se recomienda realizar estudios similares para aquellas instalaciones que sean de 2 a más líneas de transmisión en paralelo, además de realizar el modelamiento sin transposición de fases, con la finalidad de validar y verificar que el acoplamiento mutuo distorsiona la impedancia vista por el relé de distancia.

## **IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. **Adriel Nájera Guevara. 2012.** Ajuste y Coordinación de Protecciones de Distancia y Sobrecorriente para Líneas de Transmisión que comparten el mismo derecho de vía. México DF: Instituto Politécnico Nacional, 2012.
2. **Edwin Wladimir Quisilema Carrera. 2013.** Efecto de la Inducción Electromagnética de Circuitos Paralelos en la Operación de las Protecciones Eléctricas. Aplicación a la barra de 138 kV de la S/E Machala. Quito: Escuela Politécnica Nacional. 2013.
3. **Prabha Kundur. 1994.** Power System Stability and Control. California: McGraw-Hill, pp. 199-216. 1994.
4. **Paul M. Anderson. 1978.** Analysis of Faulted Power System. Iowa: First Edition, The Iowa State University Press, pp. 71-145. 1978.
5. **Samuel Ramírez Castaño. 2010.** Protección de Sistemas Eléctricos. Manizales: Primera Edición. Universidad Nacional de Colombia. 2010.
6. **Turan Gönen. 1988.** Electric Power Transmission System Engineering. California: John Wiley & Sons, pp. 66-137. 1988.
7. **C. Rusell Mason. 1956.** The Art and Science of Protective Relaying. California: John Wiley & Sons first edition.1956.
8. **J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin. 2006.** Protective Relaying Principles and Applications. Third Edition. New York: Taylor & Francis Group. 2006

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1: MATRIZ DE CONSISTENCIA**



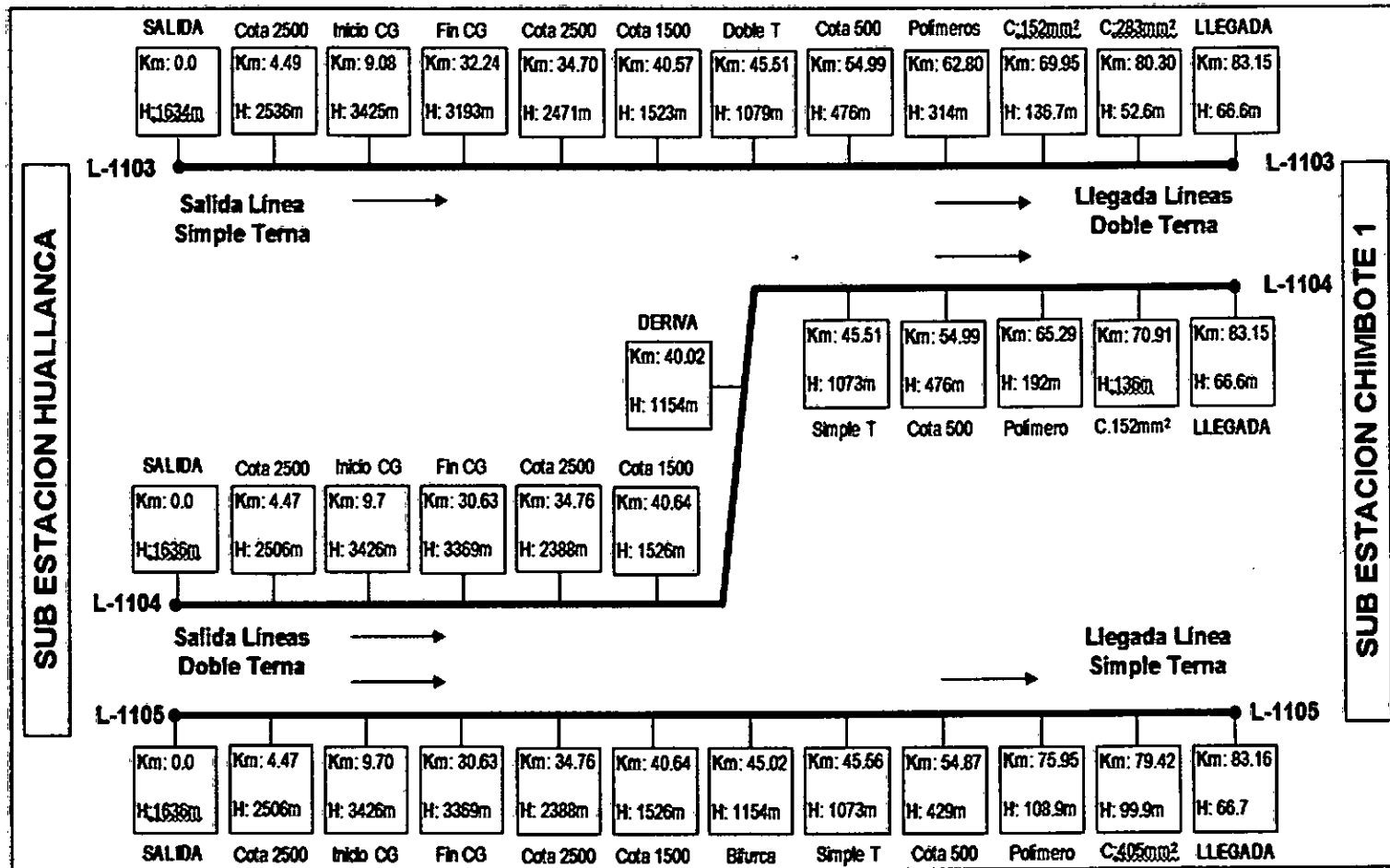
## MATRIZ DE CONSISTENCIA

### “REPRESENTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 KV HUALLANCA – CHIMBOTE 1 PARA MEJORAR LOS AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA”

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN
<p><b>PROBLEMA GENERAL</b></p> <p>¿En qué medida la representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 con un modelo completo contribuirá a mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia?</p>	<p><b>OBJETIVO GENERAL</b></p> <p>Determinar el nivel de contribución de la representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 con un modelo completo para mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.</p>	<p><b>HIPÓTESIS PRINCIPAL</b></p> <p>La representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 con un modelo completo contribuirá en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.</p>	<p><b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b></p> <p>Representación de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1.</p>	<p><b>MÉTODOS:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inductivo</li> <li>• Deductivo</li> <li>• Analítico</li> </ul> <p><b>TÉCNICAS:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simulación.</li> <li>• Revisión Documentaria.</li> </ul>
<p><b>PROBLEMAS ESPECÍFICOS</b></p> <p>1. ¿En qué medida <u>la impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1</u> contribuirá a mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia?</p> <p>2. ¿En qué medida <u>la variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1</u> contribuirá a mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia?</p>	<p><b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b></p> <p>1. Identificar el nivel de contribución de <u>la impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1</u> para mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.</p> <p>2. Determinar el nivel de contribución de <u>la variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1</u> para mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.</p>	<p><b>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</b></p> <p>1. <u>La impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1</u> contribuiría en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia adecuando el alcance de la reactancia.</p> <p>2. <u>La variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1</u> contribuiría en mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia adecuando el alcance resistivo.</p>	<p><b>INDICADORES:</b></p> <p>1. La impedancia de falla vista por el relé de distancia en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 (<math>\Omega</math>).</p> <p>2. La variación de las resistencias de fallas a tierra en el modelo completo de las líneas de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 (<math>\Omega</math>).</p> <p><b>VARIABLE DEPENDIENTE</b></p> <p>Mejorar los ajustes del sistema de protección de distancia.</p> <p><b>INDICADORES:</b></p> <p>1. Ajuste adecuado del alcance de la reactancia.</p> <p>2. Ajuste adecuado del alcance resistivo.</p>	

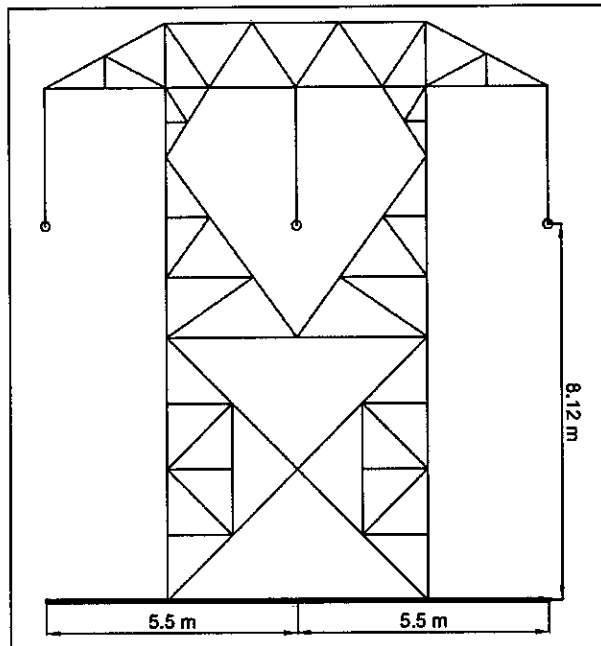
**ANEXO 2: RECORRIDO DE LAS LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN HUALLANCA - CHIMBOTE 1**

## RECORRIDO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

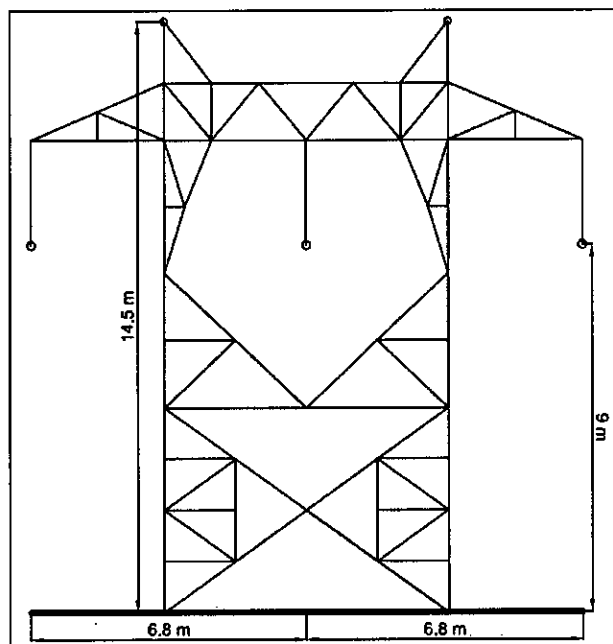


**ANEXO 3: GEOMETRÍA DE LAS TORRES DE  
TRANSMISIÓN**

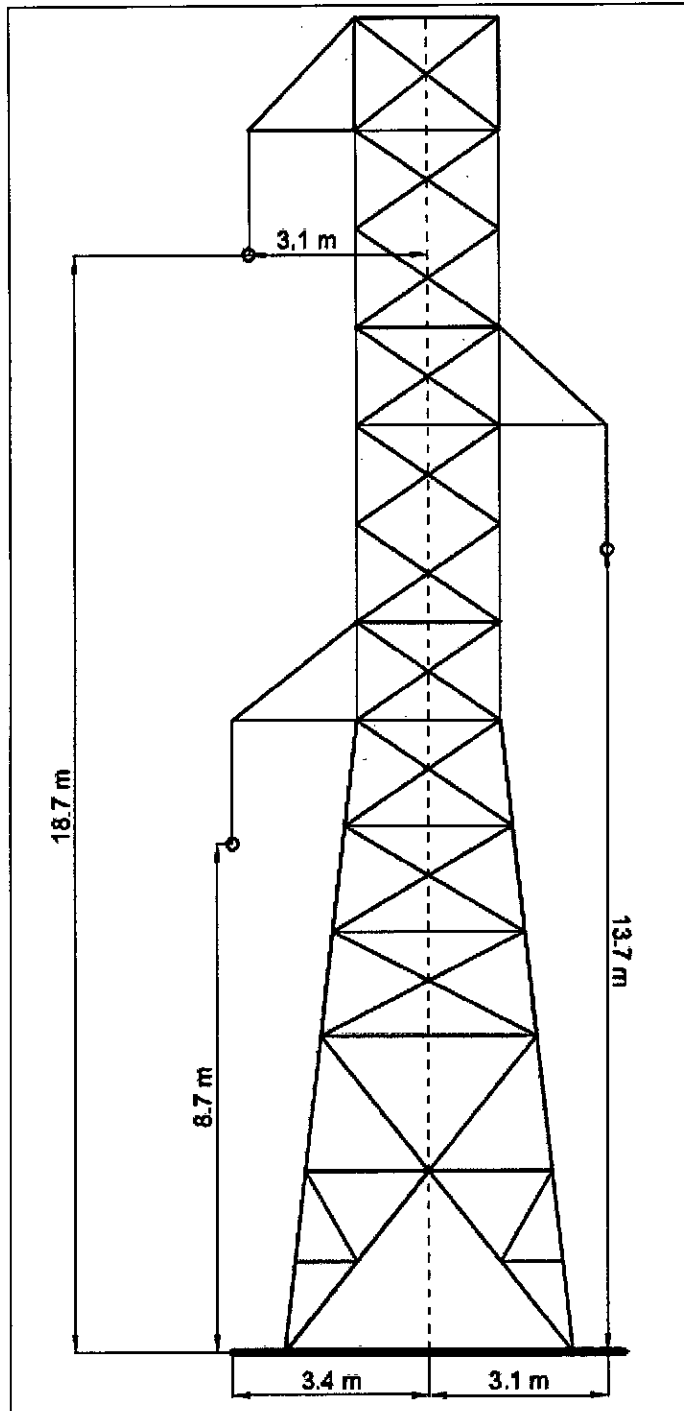
**Estructura Tipo A**



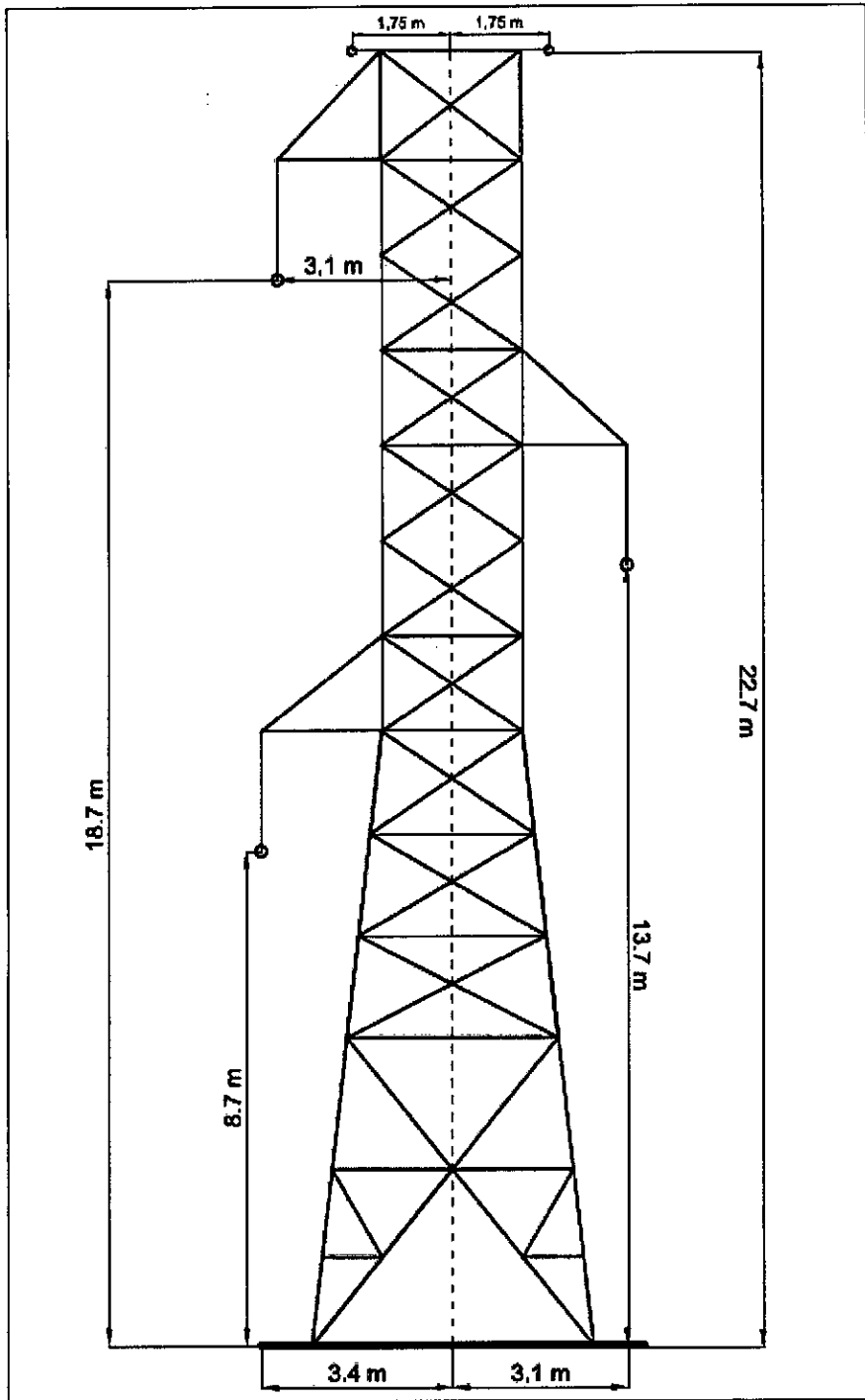
**Estructura Tipo B**



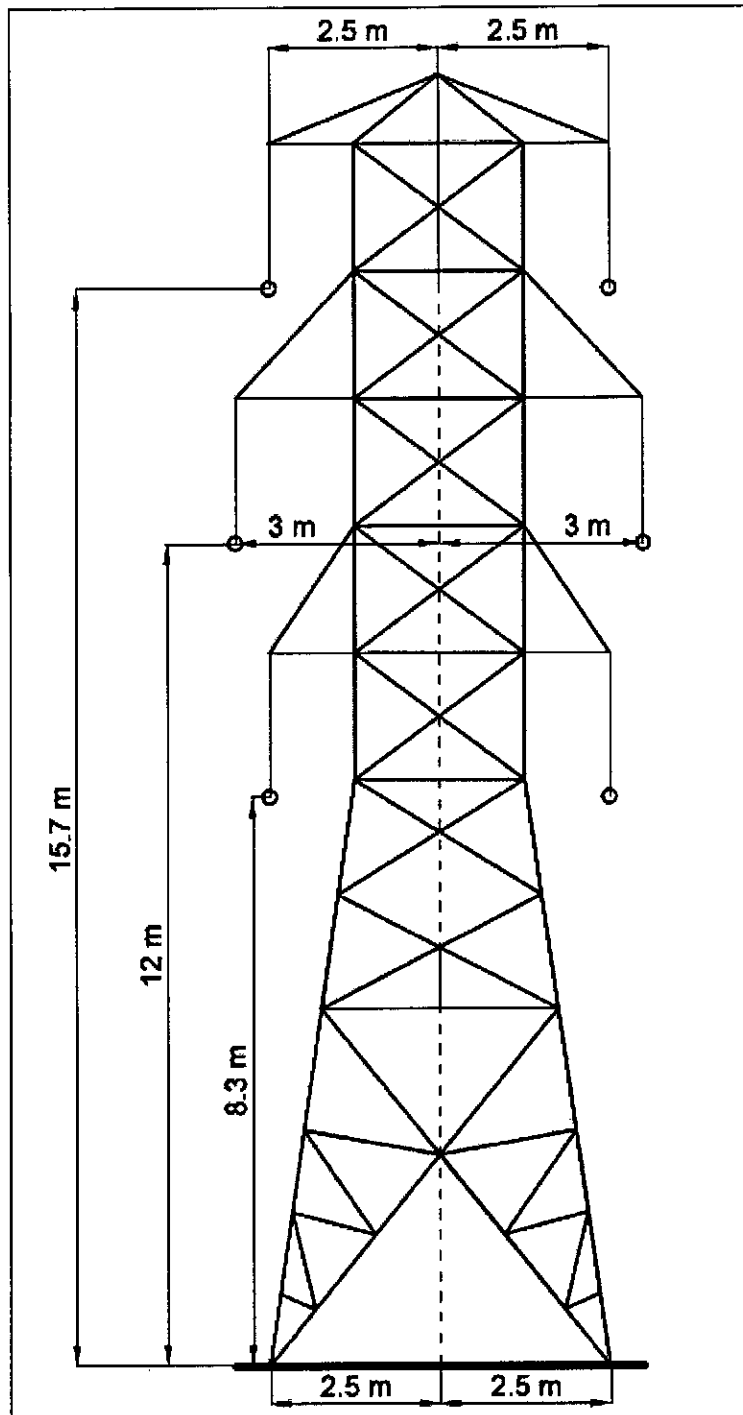
### Estructuras Tipo C



### Estructura Tipo D

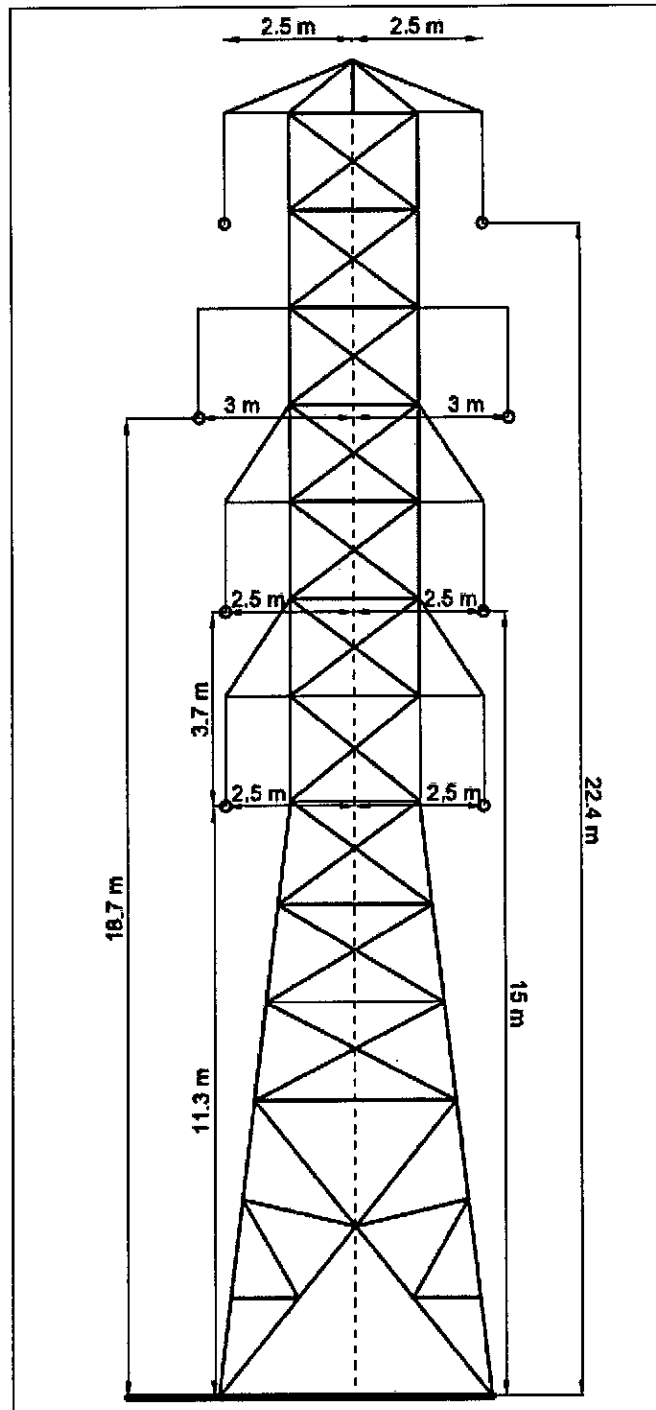


### Estructura Tipo E





### Estructura Tipo E con cable de guarda



## **ANEXO 4: PROGRAMACIÓN DIGSILENT EN “DPL”**

**Código fuente para una falla trifásica al 80% de la S.E. Huallanca en la zona 1**

```
int iclass, ierror;
int nfilas; !Contador para Matriz
double recorrido;
string txt;

!Inicialización
SHC3PH:shcobj = line;
nfilas=1;
!ierror= Matriz.Init(1,3);
!Info('-----');
!Info('Cortocircuito trifásico franco a lo largo de la
línea:');
!line.ShowFullName();
!Info('-----');
fprintf(0,'Cortocircuito trifásico franco a lo largo de la
línea:');
txt=line:e:loc_name;
fprintf(0,'%s',txt);

SHC3PH:ppro= 80;
ierror= SHC3PH.Execute();
```

```

if(ierror) exit();

RA= rele:c:Zlp:A*cos(rele:c:phizl:A*pi()/180);
XA= rele:s:Zlp:A*sin(rele:c:phizl:A*pi()/180);

!Muestrar resultados por ventana de salida
fprintf(0,'%3.0f %3.2f %3.2f',80,RA,XA);

!Guardar Archivo de resultados y actualización gráficos
ierror= Resultados.WriteDraw();

!Copiar resultados en la matriz
ierror= Matriz.Resize(nfilas,3);
ierror= Matriz.Set(nfilas,1,posicion);
ierror= Matriz.Set(nfilas,2,RA);
ierror= Matriz.Set(nfilas,3,XA);

!Actualizar posicion
nfilas+= 1;

EchoOn();

```