

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA, PARA EL CINCUENTA POR CIENTO (50%) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ESTADO ARAGUA CON NIVEL DE TENSIÓN A 115 kV, EN BASE A LOS EVENTOS OCURRIDOS EN EL PERÍODO COMPRENDIDO DESDE ENERO 2012 HASTA MARZO 2013**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Flores P., Jorge A  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013.

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA, PARA EL CINCUENTA POR CIENTO (50%) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ESTADO ARAGUA CON NIVEL DE TENSIÓN A 115 kV, EN BASE A LOS EVENTOS OCURRIDOS EN EL PERÍODO COMPRENDIDO DESDE ENERO 2012 HASTA MARZO 2013**

Profesor Guía: Ing. Rafael Malpica  
Tutor Industrial: Ing. Reynaldo Romero

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Flores P., Jorge A  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013.


## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 11 de noviembre de 2013


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jorge A. Flores P., titulado:

**“ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA, PARA EL CINCUENTA POR CIENTO (50%) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ESTADO ARAGUA CON NIVEL DE TENSIÓN A 115 kV, EN BASE A LOS EVENTOS OCURRIDOS EN EL PERÍODO COMPRENDIDO DESDE ENERO 2012 HASTA MARZO 2013”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. José Mora  
Jurado

  
Prof. José Benavides  
Jurado

  
Prof. Rafael Malpica  
Prof. Guía

## **DEDICATORIA**

Para Elsie y Omaira quienes me enseñaron que trabajo, sacrificio y honestidad son las bases del éxito.

**Flores P. Jorge A.**

**ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA, PARA EL CINCUENTA POR CIENTO (50%) DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ESTADO ARAGUA CON NIVEL DE TENSIÓN A 115 kV, EN BASE A LOS EVENTOS OCURRIDOS EN EL PERÍODO COMPRENDIDO DESDE ENERO 2012 HASTA MARZO 2013.**

**Profesor Guía: Ing. Rafael Malpica. Tutor Industrial: Ing. Reynaldo Romero. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. 2013. 95 h + Anexos.**

**Palabras Claves:** Sistemas de Protección; Relé de Distancia; Características de Protección; Derivación en “T”; Líneas de Transmisión.

**Resumen:** Luego de examinar los eventos ocurridos entre enero 2012 y marzo 2013 en el 50% de las líneas de 115kV del estado Aragua, se realiza el estudio de los ajustes de las protecciones de distancia que se encontraron operativas. Se verificaron las protecciones instaladas y sus características, se hace el cálculo en situación de falla de la impedancia de ajuste según sea el tipo de protección (Relé) y la configuración del mismo (Mho o Cuadrilateral) haciendo uso del programa de simulación DigSILENT PowerFactory para obtener los valores de cortocircuitos correspondientes a una falla monofásica a tierra, también se realiza el ajuste teórico de líneas de transmisión con derivaciones en “T”. Una vez obtenidos los resultados, se comparan con los valores implementados por CORPOELEC y se realizan recomendaciones con la finalidad de colaborar con la institución en su misión de asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

# ÍNDICE GENERAL

<b>CONSTANCIA DE APROBACIÓN</b> .....	iii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iv
<b>RESUMEN</b> .....	v
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	vi
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	xi
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	xii
<b>SIGLAS y ACRÓNIMOS</b> .....	xiv
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	3
<b>1. MARCO INSTITUCIONAL</b> .....	3
1.2. Competencias.....	4
1.3. Visión.....	6
1.4. Misión.....	6
1.5. Principios y Valores.....	6
1.6. Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico .....	7
1.7. Estructura Organizativa .....	10
<b>CAPÍTULO II</b> .....	13
<b>2. EL PROBLEMA</b> .....	13
2.1. Planteamiento del Problema .....	13
2.2. Objetivo General.....	14
2.3. Objetivos Específicos .....	14
2.4. Justificación .....	15
<b>CAPÍTULO III</b> .....	16
<b>3. MARCO TEÓRICO</b> .....	16
3.1. Sistema de Eléctrico de Potencia [1] .....	16
3.2. Subestación Eléctrica [2] .....	16
3.2.1. Tipos de Subestaciones .....	17

3.2.1.1.	Elevadoras .....	17
3.2.1.2.	Interconexión.....	17
3.2.1.3.	Reductoras.....	17
3.3.	Líneas de Transmisión [3] .....	18
3.4.	Fallas [2] .....	18
3.4.1.	Falla fase a tierra o falla monofásica.....	18
3.4.2.	Falla fase a fase o falla bifásica.....	18
3.4.3.	Falla fase a fase con tierra o falla bifásica a tierra .....	19
3.4.4.	Falla trifásica .....	19
3.5.	Sistema de Protecciones [5].....	20
3.6.	Objetivos de los Sistemas de Protecciones [6] .....	20
3.7.	Funciones Principal y Secundaria de los Sistemas de Protección [6].....	21
3.7.1.	Funciones Principales .....	21
3.7.2.	Funciones Secundarias .....	22
3.8.	Características de los Sistemas de Protecciones [7] .....	23
3.9.	Protección Primaria, Secundaria y Respaldo .....	24
3.9.1.	Protección Primaria .....	24
3.9.2.	Protección Respaldo .....	24
3.9.3.	Protección Secundaria .....	25
3.10.	Alimentación de los equipos de protección .....	25
3.11.	Transformador de Potencial (TP) [8] .....	26
3.11.1.	Tipo Magnético [6].....	27
3.11.2.	Tipo Capacitivo .....	28
3.12.	Transformador de Corriente (TC) .....	28
3.12.1.	Transformadores de corrientes normales .....	29
3.12.2.	Transformadores de corrientes lineales .....	29

3.13.	Burden [9] .....	29
3.14.	Relé [6].....	30
3.15.	Tipos de Relé.....	30
	3.15.1. De Atracción de Armadura.....	30
	3.15.2. Electrónicos.....	32
3.16.	Relé de Distancia [1].....	33
3.17.	Principales Relés de Distancia [6] .....	33
	3.17.1. Relé de impedancia .....	33
	3.17.2. Relé de reactancia.....	34
	3.17.3. Relé de admitancia o MHO .....	35
	3.17.4. Relé cuadrilateral [10].....	37
3.18.	Ajuste de Zonas de Medida.....	39
	3.18.1. Ajuste de Líneas con Derivación en “T” .....	43
	3.18.1.1. Línea Multiterminal.....	44
	3.18.1.2. Línea con Toma .....	46
3.19.	Condiciones que afectan la protección de distancia [10] .....	47
	3.19.1. Impedancia de falla [11].....	48
	3.19.2. Impedancia de secuencia cero [11].....	49
	3.19.3. Efecto de fuentes intermedias (infeed) [10] .....	52
	3.19.4. Corriente Inrush.....	54
	3.19.5. Acoplamiento Mutuo.....	55
<b>CAPÍTULO IV .....</b>		<b>58</b>
<b>4. ESTADO ARAGUA.....</b>		<b>58</b>
4.1.	Clima.....	59
4.2.	Relieve e Hidrografía.....	60
4.3.	Vegetación .....	61



4.4.	Actividades Económicas.....	61
4.5.	Sistema Eléctrico .....	62
4.5.1.	Generación .....	63
4.5.2.	Transmisión .....	64
<b>CAPÍTULO V</b>	.....	<b>65</b>
<b>5.</b>	<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>65</b>
5.1.	Asignación de Líneas de Transmisión .....	65
5.2.	Filosofía de protección para líneas de transmisión con nivel de tensión de 115kV.....	66
5.3.	Eventos ocurridos en el estado Aragua.....	66
5.4.	Criterios de ajuste de zonas de medida.....	71
5.4.1.	Actuales.....	71
5.4.2.	Propuestos .....	72
5.5.	Consideraciones para el cálculo de ajustes .....	73
5.6.	Cálculo de Impedancia Medida por el Relé.....	73
5.7.	Ajuste de Zonas de Protección del estado Aragua.....	75
5.7.1.	Configuración tipo MHO .....	75
5.7.2.	Configuración tipo Cuadrilateral.....	76
5.7.3.	Líneas de Transmisión con Derivación en “T” .....	77
<b>CAPÍTULO VI</b>	.....	<b>79</b>
<b>6.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>79</b>
6.1.	Líneas de Transmisión del estado Aragua .....	79
6.1.1.	Protecciones Instaladas .....	79
6.1.2.	Características Físicas .....	80
6.2.	Ajustes Implementados por CORPOELEC .....	80
6.3.	Ajustes Propuestos.....	82
6.4.	Comparación entre los ajustes implementados por CORPOELEC y los ajustes propuestos para el estado Aragua .....	86

<b>CONCLUSIONES</b> .....	88
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	89
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	90
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	92
<b>ANEXOS</b> .....	95

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ajustes de Zona I para Línea Multiterminal.....	45
Tabla 2 Ajustes de Zona II para Línea Multiterminal .....	45
Tabla 3 Subestaciones del edo. Aragua .....	63
Tabla 4 Generación Eléctrica en el estado Aragua.....	63
Tabla 5 Total de Líneas de Transmisión el estado Aragua .....	64
Tabla 6 Líneas de Transmisión asignadas por el Área de Transmisión de la DGFSE .....	65
Tabla 7 Eventos en Líneas de Transmisión del estado Aragua .....	70
Tabla 8 Criterios de Ajuste Propuestos para el estado Aragua.....	72
Tabla 9 Tipo de Protecciones Instaladas en Líneas de Transmisión del estado Aragua.....	79
Tabla 10 Longitud y Tipo de Conductor de las Líneas de Transmisión del estado Aragua .....	80
Tabla 11 Tabla de Ajustes Implementados por CORPOELEC .....	81
Tabla 12 Ajustes Obtenidos para el estado Aragua .....	84
Tabla 13 Ajustes Propuestos para el estado Aragua .....	85
Tabla 14 Comparación de Ajustes Implementados por CORPOELEC y Propuestos .....	87

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Estructura Organizativa del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica .....	12
Figura 2 Transformador de Potencial Tipo Magnético .....	27
Figura 3 Transformador de Potencial Tipo Capacitivo .....	28
Figura 4 Transformador de Corriente.....	29
Figura 5 Relé Tipo Balancín .....	31
Figura 6 Relé Tipo Núcleo .....	31
Figura 7 Relé Tipo Armadura.....	31
Figura 8 Relé de Impedancia .....	34
Figura 9 Relé de Reactancia.....	34
Figura 10 Esquema de Protección para el relé "m".....	35
Figura 11 Característica Tipo Circular o Mho .....	35
Figura 12 Característica Tipo Poligonal o Cuadrilateral.....	38
Figura 13 Comportamiento de las Protecciones según la Posición de la Falla.....	40
Figura 14 Incertidumbre de la Posición de la Falla cerca del Extremo Remoto.....	41
Figura 15 Ajustes de los Alcances de las Zonas de Medida.....	43
Figura 16 Línea Multiterminal.....	44
Figura 17 Línea con Toma .....	47
Figura 18 Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación.....	48
Figura 19 Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación.....	48
Figura 20 Conexión de las Redes de Secuencia para una Falla Monofásica .....	50
Figura 21 Subalcance del Relé en caso de "Infeed" .....	53
Figura 22 Conexión de una Línea que alimenta un Transformador de Potencia .....	55
Figura 23 Conexionado para la Cancelación del Efecto del Acoplamiento Mutuo .....	56
Figura 24 Esquema de Protección de una Línea de Transmisión del estado Aragua.....	66
Figura 25 Total de Eventos Ocurridos.....	70

Figura 26 Sistema de Potencia General .....	74
Figura 27 Línea de Transmisión “Aragua – Soco” con derivación en “T” Cagua TR3.....	77
Figura 28 Línea de Transmisión “La Victoria - La Mariposa” y "Tejerías - La Mariposa" con derivación en “T” IVIC .....	78
Figura 29 Línea de Transmisión “El Limón – La Cabrera” .....	82
Figura 30 Línea de Transmisión "San Jacinto - La Morita" .....	83

## **SIGLAS y ACRÓNIMOS**

- MPPEE: Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.
- DGFSE: Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico.
- CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional S.A.
- CND: Centro Nacional de Despacho
- SENCAMER: Servicio Nacional de Calidad, Metrología y Reglamento Técnico
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
- LOSSE: Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico.
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia
- S/E: Subestación
- V: Voltio
- kV: kilo Voltio
- A: Ampere
- kA: kilo Ampere
- MW: Mega Vatio.
- MVA: Mega Voltio Ampere

## INTRODUCCIÓN

El correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está basado en la calidad del servicio, su producto y servicio técnico, por lo que la correcta implementación de sistemas de protección se hace necesaria, ya que estos permiten mantener la estabilidad del sistema, ayudando a cumplir con los principios antes mencionados.

Si bien es cierto, una falla puede ocurrir en cualquiera de los elementos que componen el SEP, los estudios realizados destacan que alrededor del 90% de las fallas se producen en las líneas aéreas (siendo las del tipo fase-tierra las más comunes), ya que éstas abarcan grandes extensiones de terreno, se encuentran en la intemperie y están sometidas a variables que escapan de cualquier tipo de control.

El esquema de protecciones empleado por el operador de servicios CORPOELEC para las líneas de transmisión está compuesto por relés de distancia. Estos equipos protegen una línea de transmisión utilizando la relación entre el voltaje en el lugar de ubicación del relé y la corriente que fluye hacia el cortocircuito, a la cual corresponde a una impedancia. Esta impedancia medida es proporcional a la distancia física desde el relé hasta el punto de falla y la comparación de la misma con el ajuste realizado, determina si el relé da la orden de disparo al interruptor asociado a la línea donde ocurre la falla.

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica a través de la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico (DGFSE), basándose en la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE), tiene dentro de sus deberes velar por el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. En atención a ello, en su afán de ser el órgano del Estado, que dirija y regule estratégicamente la transformación del servicio eléctrico, para convertirlo en motor de desarrollo endógeno, sustentable, soberano y en resguardo del ambiente, busca obtener la

información y estudio detallado de la situación eléctrica en el estado Aragua para el nivel de tensión de 115 kV, siendo éste, el nivel de tensión que según data obtenida por el MPPEE, presenta mayores fallas en el periodo comprendido entre enero – 2012 a marzo – 2013. Por lo que este trabajo de investigación tiene como objeto estudiar los esquemas y ajustes del sistema de protección de distancia para las líneas de transmisión en éste estado, a fin de establecer si las protecciones cumplen con las normas y prácticas de ingeniería empleadas por el Operador y prestador del servicio eléctrico con la finalidad de brindar posibles recomendaciones que generen mejoras en la estabilidad del sistema y asegurar la continuidad del servicio eléctrico para contribuir con el mejoramiento de la calidad de vida de los venezolanos y acrecentar el desarrollo del País.



# CAPÍTULO I

## 1. MARCO INSTITUCIONAL

### 1.1. Historia

A finales del año 2009, un conjunto de circunstancias, como el fenómeno El Niño y los cambios climáticos que afectaron las cuencas hidrográficas destinadas a la generación hidroeléctrica y, pese a la capacidad instalada resultó insuficiente para compensar la disminución de los aportes energéticos, lo cual limitó el suministro de energía en todos los sectores del país.

Es por ello, que el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, crea el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), el 21 de Octubre de 2009 bajo Decreto N°. 6.991 y publicado en Gaceta Oficial N°. 39.294 del 28 de Octubre de 2009, con el supremo compromiso y voluntad de lograr la eficacia y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional, y realizar la reestructuración de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

El 28 de octubre de 2009, se nombra a Ángel Luis Rodríguez Gamboa, como primer Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica y Presidente de CORPOELEC, según el Decreto número 6.995 y publicada en la Gaceta Oficial N° 39.294.

El Presidente Chávez decreta el estado de emergencia el 8 de febrero de 2010, en el cual se insta al Ministerio, en conjunto con otros organismos del Estado, a realizar programas educativos y campañas comunicacionales en las cuales se estimule a la población a hacer uso eficiente y al ahorro de la energía eléctrica, puesto que la demanda de la misma ha venido experimentando un crecimiento acelerado por los distorsionados patrones del consumidor.

El Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica tiene a su vez la condición de Presidente de la Corporación Eléctrica Nacional S. A. (CORPOELEC).

Posteriormente, el 15 de Enero de 2010 en Decreto Presidencial N° 7.177 se nombra Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica al ciudadano Alí Rodríguez Araque.

El 18 de enero de 2012, el presidente Hugo Chávez Frías, nombró, como nuevo Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica, a Héctor Navarro. Luego de los comicios presidenciales del año 2013, donde resultó electo el presidente Nicolás Maduro Moros, es designado en Gaceta Oficial N° 40151 de fecha 22/04/13, como nuevo Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica, Jesse Chacón Escamillo, con el propósito de impulsar el programa “La Gran Misión Eléctrica Venezuela”.

## **1.2. Competencias**

El MPPEE tiene las siguientes competencias:

- Todo lo relativo a la formulación, seguimiento y evaluación de políticas, así como la regulación, la planificación y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de Energía Eléctrica, Energía Atómica y Energías Alternativas.
- El control sobre el desarrollo y aprovechamiento de todos los recursos del país que contribuyan a la mejor prestación del servicio eléctrico nacional.

- El control sobre el ejercicio de las actividades para la prestación del servicio eléctrico.
- El fomento, desarrollo y diversificación en el uso de las fuentes primarias de energía, incluyendo las fuentes alternas.
- La normativa en materia de energía eléctrica y sobre el uso racional y eficiente de la energía.
- La asistencia técnica en materia de energía eléctrica, energía atómica y energías alternativas.
- El fomento de la cooperación e integración internacional de energía eléctrica, energía atómica y energías alternativas, en coordinación con los organismos competentes.
- Todo lo relativo a los permisos en materia de energía eléctrica, energía atómica y energías alternativas.
- El estudio de mercado, el análisis y la determinación de los costos asociados a la prestación del servicio eléctrico.
- La formulación de los lineamientos de política y estrategia para la fijación de tarifas del servicio eléctrico en coordinación con el órgano rector en materia de fijación de precios y tarifas.
- La prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de la ejecución de las actividades inherentes a la prestación del servicio eléctrico, en coordinación con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente.

### **1.3. Visión**

Ser el órgano del Estado venezolano, que dirija y regule estratégicamente la transformación del servicio eléctrico para convertirlo en motor del desarrollo endógeno, sustentable, soberano y en resguardo del ambiente; apoyados en una organización caracterizada por elevados niveles de eficiencia, eficacia y efectividad en sus procesos, e integrada por personal de alto rendimiento, proactivos, diligentes y con total orientación hacia la construcción de la sociedad socialista.

### **1.4. Misión**

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica es el órgano del Ejecutivo Nacional encargado de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela y a la construcción de una sociedad socialista.

### **1.5. Principios y Valores**

**Eficacia:** en cuanto al cumplimiento de los objetivos, metas y actividades y tareas pautadas conforme a indicadores cuantitativos diseñados para tal fin, a ser propuestos en los respectivos planes, programas y proyectos.

**Eficiencia:** En cuanto a la utilización racional de los recursos disponibles conforme a indicadores cuantitativos diseñados para tal fin.

**Celeridad:** en cuanto a la atención, respuesta oportuna y cumplimiento de los lapsos administrativos establecidos en la ley. Optimización de los tiempos de respuesta de la institución ante las demandas sociales y ciudadanas, conforme a los indicadores cuantitativos a ser diseñados y propuestos para tal fin.

**Transparencia y buena fe:** En el suministro, recepción y manejo de información oportuna, veraz y accesible por igual a todos los sectores sociales, sobre su gestión, actuaciones administrativas y manejo de los recursos asignados mediante medios de comunicación, informáticos, impresos, físicos, etc., de amplia cobertura, conforme a los indicadores cuantitativos y cualitativos diseñados para tal fin.

**Rendición de Cuenta y Responsabilidad en el Ejercicio:** En cuanto a la presentación oportuna de los resultados de gestión y el cumplimiento de sus funciones, ante los poderes y órganos públicos competentes en la materia y el colectivo social, conforme a los indicadores cuantitativos diseñados y propuestos para tal fin.

**Participación:** En cuanto a la creación de las estructuras, mecanismos y procedimientos institucionales suficientes y necesarios para propiciar y promover la participación social en la gestión pública desde su planificación hasta la evaluación de sus resultados, conforme a los indicadores cuantitativos diseñados para tal fin.

#### **1.6. Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico**

La Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico es el ente del MPPEE que se encarga de fiscalizar la prestación del servicio eléctrico en el territorio nacional, a través de la verificación del cumplimiento de las normas técnicas, de calidad y del marco legal vigente, en las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización, incorporando a las comunidades organizadas, con el fin de garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Entre las funciones devengadas por la DGFSE, tenemos:

- Implementar y evaluar las estrategias dirigidas a la fiscalización en la prestación del servicio eléctrico, incorporando a las comunidades organizadas en el ejercicio de la controlaría social, para la verificación del cumplimiento de las normativas establecidas en los procesos de generación, transmisión, distribución, despacho y atención al ciudadano.
- Proponer y ejecutar programas de fiscalización en conjunto con las comunidades organizadas.
- Coordinar con la Dirección General de Participación Popular la formación de las comunidades organizadas en materia de procesos de fiscalización del servicio eléctrico, a fin de que las mismas apoyen en la ejecución de las inspecciones programadas.
- Hacer seguimiento a la operación del sistema eléctrico nacional, así como evaluar los planes de contingencia formulados.
- Evaluar el cumplimiento de la normativa relativa a la generación, transmisión, distribución, despacho y atención al usuario.
- Coordinar conjuntamente con la Consultoría Jurídica y con la Unidad de Auditoría Interna, la ejecución de los procedimientos administrativos ante el incumplimiento de la Ley y de las normas técnicas.
- Participar en las pruebas para la puesta en servicio de nuevas instalaciones del Servicio Eléctrico Nacional para su certificación de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas y de preservación

del ambiente dispuesta por el Ministerio con competencia en la materia.

- Evaluar y autorizar a los laboratorios o entidades de control de calidad para que realicen pruebas y ensayos que el Ministerio estime conveniente.
- Certificar las máquinas, equipos y materiales eléctricos que cumplan con las especificaciones establecidas en las normas técnicas.
- Inspeccionar los equipos de seguimiento y medición adoptados en los procesos de generación, transmisión, distribución, despacho y atención al usuario, a fin de evaluar y controlar sus estados de verificación o calibración, en concordancia con el Servicio Nacional de Calidad, Metrología y Reglamento Técnico (SENCAMER).
- Coordinar y evaluar la gestión de los equipos de fiscalización.
- Evaluar técnicamente los reclamos que en materia del servicio eléctrico presenten los usuarios y usuarias conjuntamente con la Oficina de Atención al Ciudadano.
- Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y ambiente a fin de prevenir la contaminación derivada del sistema eléctrico.
- Las demás que señalen las leyes y actos normativos en materia de su competencia.

## **1.7. Estructura Organizativa**

Actualmente la Junta Directiva del MPPEE, está conformado por:

### **Ministro**

Jesse Chacón Escamillo

### **Director General del Despacho**

Teniente Coronel Víctor Mora

### **Vice-Ministro de Desarrollo Eléctrico**

Franco Silva

### **Directora General del Sistema Eléctrico**

Nelly María Matamoros Carrasquel

### **Director General de Estudios Eléctricos**

Ricardo Manuel Antonio Luy Sanabria

### **Dirección General de Normalización del Servicio Eléctrico (E)**

Hilda R. Occhipinti Lamas

### **Vice-Ministro para Nuevas Fuentes de Energía Eléctrica y Gestión para el Uso**

#### **Racional**

Héctor Enrique Constant Machado

### **Dirección General de Energía Alternativa (E)**

Fabián Flores Freire

### **Dirección General de Gestión del Uso de la Energía**

N/A

### **Director General de Participación Popular**

Francisco Evelio Suárez Briceño

### **Dirección de Energía Renovable**

N/A

### **Vice-Ministro de Seguimiento y Control del Servicio Eléctrico**

Dulfa Dalila Hernández Medina



**Director General de Fiscalización del Servicio Eléctrico**

Antonio David Clemente Tovar

**Directora General de Evaluación de**

**Entes Adscritos**

María del Carmen Pérez Pérez

**Direcciones Generales**

**Director General de la Oficina de Planificación, Presupuesto y Organización**

Julián Manuel Eljuri M.

**Directora General de la Oficina de Gestión Administrativa**

Hilda López García

**Dirección General de Seguridad Integral (E)**

General de Brigada (EJ) Elías Antonio Moreno Martínez

**Directora General de la Oficina de**

**Recursos Humanos (E)**

Francisco Vicente Garrido Gómez

**Director General de la Oficina de Sistemas y Tecnología de la Información**

Erick Orlando Mora Urrea

**Directora General de la Oficina Estratégica de Seguimiento y Evaluación de**

**Políticas Públicas**

Pablo Eduardo Romero

**Director General de Auditoría Interna**

Luis Alberto Siso Martínez

**Directora General de Consultoría Jurídica (E)**

Isis Solorzano Cavalieri

**Directora General de la Oficina de Comunicación y Relaciones Institucionales**

Nieves Betzaida Valdez Mederico

**Director General del Centro Nacional de Despacho**

Igor Gavidia

# Directora General de la Oficina de Atención al Ciudadano

Azucena María Jaspe García

En la Figura 1 se observa el organigrama correspondiente a la estructura organizativa del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

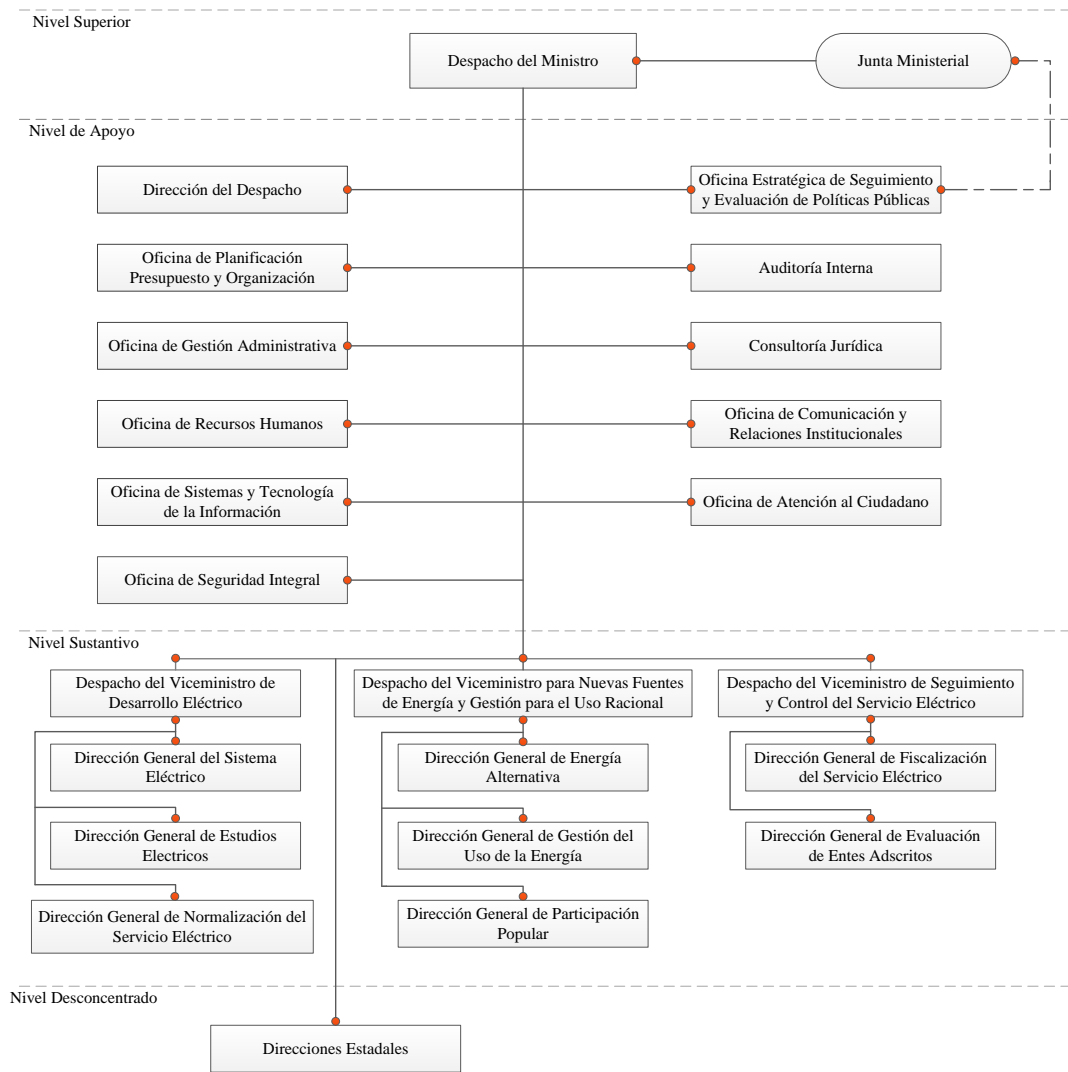


Figura 1 Estructura Organizativa del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica

## **CAPÍTULO II**

### **2. EL PROBLEMA**

#### **2.1. Planteamiento del Problema**

El MPPEE, al ser una institución relativamente nueva en el marco estatal, requiere conocer las condiciones de los recursos que tiene a su alcance para poder realizar una correcta administración de los mismos, por lo cual debe investigar y actualizar la información a través de estudios y datos que contribuyan de manera eficiente a garantizar una adecuada prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela.

De acuerdo a la misión del MPPEE, se busca entonces, mejorar la calidad del servicio eléctrico, premisa que requiere la evaluación de la situación eléctrica en los diferentes estados que componen el territorio nacional de la República Bolivariana de Venezuela.

Según datos obtenidos en el periodo de enero – 2012 a marzo – 2013, señalan que el sistema eléctrico del estado Aragua, que comprende 16 subestaciones en el nivel de 115 kV, es uno de los estados dentro del territorio nacional que ha presentado mayor cantidad de fallas de diferentes índoles.

En base a la problemática expuesta anteriormente, la propuesta del presente trabajo de investigación es caracterizar el sistema eléctrico del estado Aragua en el nivel de tensión de 115 kV y verificar los esquemas y ajustes de los sistemas de protección eléctrica en este nivel de tensión. Para ello, se deberá establecer la información que requiere ser solicitada al operador y prestador del servicio eléctrico, determinar los aspectos a ser inspeccionados en campo en base a las normas y prácticas de ingeniería empleadas por CORPOELEC en el estado correspondiente,

asociadas a los sistemas de protección eléctrica en el nivel de tensión de interés y finalmente aplicar dicha metodología en el estudio de los esquemas y ajustes de protección de distancia para las líneas de transmisión en el estado Aragua.

## **2.2. Objetivo General**

Estudiar los esquemas y ajustes del sistema de protección de distancia para el cincuenta por ciento (50%) de las líneas de transmisión del estado Aragua para el nivel de tensión de 115 kV, en base a los eventos ocurridos en el período comprendido desde enero 2012 hasta marzo 2013.

## **2.3. Objetivos Específicos**

Estudiar el sistema de potencia de las redes de transmisión a 115 kV del estado Aragua.

Analizar el índice de fallas en el período comprendido desde enero- 2012 hasta marzo - 2013, en el estado Aragua para el nivel de tensión de 115 kV.

Caracterizar los sistemas de protección de líneas al nivel de tensión de interés existentes en el estado Aragua desde la función reductora hasta la función interruptora; mediante la inspección en sitio de las subestaciones de interés en el estado Aragua.

Describir la filosofía de protecciones eléctricas de las líneas al nivel de tensión de interés del estado Aragua.

## **2.4. Justificación**

La misión del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, compete a todas las direcciones y despachos de viceministros que componen al ente citado, por lo que la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico, se ve inmersa en ésta tarea, originando que al ocurrir diversos sucesos que acarrearán el surgimiento de desperfectos y fallas en el Sistema Eléctrico Nacional que conlleva a la no prestación del servicio a las distintas comunidades de la nación, situación que según la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE) debe ser resuelta para asegurar el buen funcionamiento del sistema y garantizar la prestación del recurso eléctrico a los usuarios, es por esto que resulta imperioso para la DGFSE realizar el estudio y análisis de dichos sucesos para asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia.

El elevado número de eventos ocurridos entre el período de tiempo estudiado ha llamado la atención de la DGFSE, contemplando la realización de análisis que conlleven a diversas propuestas que permitan reducir la cantidad de fallas ocurridas en SEN, debido a esto se ubica el estado con mayor número de eventualidades con la finalidad de atacar de este modo el caso más crítico que existe en la nación y permitir así una investigación más detallada y enfocada.

Dentro de las diversas causas que ocasionaron el surgimiento de los eventos que restringieron la prestación del servicio eléctrico en el estado Aragua, durante el periodo bajo estudio se encuentra que los Sistemas de Protecciones de las líneas de transmisión han sido causantes de un número apreciable de éstas fallas por lo que resulta importante realizar una investigación sobre los sistemas de protección para identificar los ajustes que éstos poseen y así establecer recomendaciones que, en congruencia con las normativas nacionales e internacionales, permitan mejorar la operatividad del Sistema Eléctrico del estado Aragua con la finalidad de aumentar la calidad de vida de los diversos usuarios.

## **CAPÍTULO III**

### **3. MARCO TEÓRICO**

#### **3.1. Sistema de Eléctrico de Potencia [1]**

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia (SEP) es generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica. El sistema debe estar diseñado y operado para entregar esta energía a los puntos de utilización tanto con confiabilidad como con economía. Si los cortes no programados de energía son frecuentes o prolongados, se ve afectada la rutina normal de la sociedad, por lo que se debe hacer énfasis en la confiabilidad y seguridad del suministro. Ya que los requerimientos de confiabilidad y economía son ampliamente opuestos, el diseño del sistema de potencia es inevitablemente un compromiso.

Un sistema de potencia comprende diversos elementos. Muchos de estos elementos son muy costosos, por eso el sistema de potencia amerita una gran inversión de capital. Para la sustentabilidad económica y financiera de esa inversión, el sistema debe utilizarse en lo posible, dentro de los controles aplicables de seguridad y confiabilidad del suministro. Más importante, sin embargo, es que el sistema de potencia debe ser operado de una forma segura todo el tiempo.

#### **3.2. Subestación Eléctrica [2]**

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos o componentes que pueden estar asociados con plantas de generación de energía eléctrica, a fin de acoplarlas o conectarlas al resto del sistema eléctrico, puede contener transformadores de potencial que cambien el voltaje en niveles mayores o menores a fin de facilitar la transmisión o distribución de la energía eléctrica

o también puede servir de punto de enlace y seccionamiento entre diversas líneas de transmisión o de distribución de electricidad; todo esto con el fin de proveer los medios necesarios para proporcionar seguridad y confiabilidad al referido sistema eléctrico.

### **3.2.1. Tipos de Subestaciones**

#### **3.2.1.1. Elevadoras**

Cumplen la finalidad de interconectar, mediante equipos de seccionamiento y transformación, las plantas de generación con las líneas de transmisión.

#### **3.2.1.2. Interconexión**

Tienen el propósito de servir como el punto de unión o bifurcación de líneas de transmisión mediante equipos de seccionamiento, si dichas líneas operan a una misma tensión o mediante estos y transformadores, si las mismas operan a diferentes tensiones.

Conviene mencionar que es muy común que las subestaciones de interconexión donde las líneas de entradas y salidas operan en una misma tensión sean denominadas subestaciones de maniobra, paso o “switchero”, mientras las subestaciones que sirven de interconexión o enlace entre líneas de diferentes tensiones, sean conocidas como subestaciones de transformación.

#### **3.2.1.3. Reductoras**

Sirven de enlace entre líneas de transmisión y las de subtransmisión y/o distribución, mediante elementos de seccionamiento y transformación.

### **3.3. Líneas de Transmisión [3]**

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, es decir, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles.

### **3.4. Fallas [2]**

Para diseñar el sistema de protección de un sistema de potencia es necesario conocer, tanto sus condiciones normales de operación, como su comportamiento bajo la presencia de falla. Con referencia a los sistemas trifásicos deben analizarse los siguientes tipos de fallas:

#### **3.4.1. Falla fase a tierra o falla monofásica**

Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por el elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierras, las tensiones de contacto o de paso y valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar. Para su cálculo, al ser desequilibrado y con pérdida de energía, son necesarias las tres redes de secuencia (positiva, negativa y cero).

#### **3.4.2. Falla fase a fase o falla bifásica**

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones



de máquinas sincrónicas o asincrónicas de cierta potencia, las corrientes de estas fallas pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico. Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia positiva o directa como a la red de secuencia negativa o inversa.

#### **3.4.3. Falla fase a fase con tierra o falla bifásica a tierra**

Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico, pero en este caso, con pérdida de energía hacia tierra. Es necesario considerar para esta falla, además de las redes de secuencia positiva y negativa, la red de secuencia cero u homopolar debido a la pérdida de energía.

#### **3.4.4. Falla trifásica**

Son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados ya que en todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito son nulas (independientemente si el cortocircuito se cierra a tierra o está aislado a ella), y las intensidades igual módulo y con argumentos desfasados  $120^\circ$ .

La falla trifásica es equivalente a una carga trifásica equilibrada donde las tres fases son recorridas por la misma corriente de cortocircuito, por lo tanto, las corrientes de cortocircuito y tensiones pueden ser calculadas analizando una sola fase como si se tratase de una carga equilibrada. Por el contrario, las demás son equivalentes a cargas desequilibradas y su análisis exige procedimientos especiales que permitan tener en cuenta su asimetría.

### **3.5. Sistema de Protecciones [5]**

El Sistema de Protección se encuentra integrado por todos aquellos equipos y dispositivos destinados a la protección de las partes que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia. Ante la presencia de una falla, las protecciones asociadas al sistema deben actuar (detectar y localizar la falla), aislando aquellos equipos y zonas afectadas, de forma que no se propague la falla y se logre minimizar los daños producidos por la misma.

Los Sistemas de Protecciones han permitido el desarrollo de los grandes sistemas de potencia, con todas las ventajas de la interconexión, sin afectar la calidad y continuidad del servicio. La necesidad del sistema de protección en los sistemas de potencia modernos es tan importante como lo pueden ser generadores o transformadores, ya que no es posible operar un sistema de potencia moderno sin un adecuado sistema de protección, denotando con esto la importancia que los sistemas de protecciones tienen dentro del universo de los sistemas de potencia.

### **3.6. Objetivos de los Sistemas de Protecciones [6]**

La necesidad de disponer de un sistema de protección se desprende del hecho de que cualquiera de los elementos que conforman un sistema de potencia puede fallar afectando al sistema y, por tanto, a los consumidores durante todo el tiempo que dicho elemento permanezca fuera de servicio. Todos los elementos del sistema están sujetos a fallas, pudiendo presentarse en cualquier momento, independientemente de la probabilidad de falla o del costo del equipo.

El objetivo fundamental de los sistemas de protección es el de detectar la falla, localizarla y, retirar rápidamente del sistema la parte fallada, permitiendo que el resto del sistema continúe prestando un buen servicio. Otro objetivo de los sistemas

de protección, es lógicamente, proteger fundamentalmente, los equipos más costosos o más importantes del sistema de potencia.

Estos objetivos se justifican, mediante la necesidad imperiosa, por parte de las compañías prestadoras del recurso eléctrico, de asegurar y garantizar un buen servicio, a través de la continuidad y calidad, permitiendo que el mismo sea satisfactorio para los usuarios.

### **3.7. Funciones Principal y Secundaria de los Sistemas de Protección [6]**

#### **3.7.1. Funciones Principales.**

Para cumplir con su objetivo fundamental los sistemas de protección realizan diferentes funciones, orientadas a mantener la calidad y continuidad del servicio, alguna de ellas son:

Retirar rápidamente del servicio cualquier elemento que afecte el sistema, como es el caso de un elemento en cortocircuito.

Accionar señales sonoras o luminosas cuando se presente una condición anormal que pueda afectar el sistema a objeto de que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes, como es el caso de una sobrecarga en un transformador.

Retirar del servicio eléctrico los elementos o equipos en donde la condición anormal que pueda afectar el sistema objeto de que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes, como es el caso de una sobrecarga en un transformador.

Impedir maniobras incorrectas que pueda cometer el personal de operación y que puedan afectar al sistema de potencia, tal como una orden de sincronización sin cumplir con los requisitos para ello.

Seccionar el sistema de potencia en el punto más adecuado frente a una pérdida de generación o frente a una pérdida de sincronismo.

Resulta muy extenso enumerar las funciones que debe realizar un sistema de protecciones, sin embargo, en líneas generales, debe realizar todas aquellas funciones tendientes a evitar que se afecte la calidad y continuidad del servicio y a mantener en su más alto grado de explotación y rentabilidad al sistema de potencia.

### **3.7.2. Funciones Secundarias.**

Los Sistemas de Protección, a parte de las funciones principales o fundamentales, realizan otras funciones secundarias, tales como:

- Reducir los daños ocasionados por la falla a los equipos, retirando rápidamente del servicio el equipo fallado, caso de un generador en cortocircuito.
- Registrar que tipo de falla ha ocurrido.
- Determinar la localización exacta de la falla.
- Elaborar registros del número de fallas.
- Averiguar si la falla es transitoria o permanente, y de ser transitoria, restablecer el servicio.

Es complicado enumerar todas las funciones secundarias que pueden realizar los sistemas de protección, debido a que son el resultado de la inventiva propia del diseñador, de los objetivos que se persiguen y de los recursos económicos disponibles y, por tanto, no son de aplicación general.

### **3.8. Características de los Sistemas de Protecciones [7]**

Estabilidad: Se refiere a la capacidad de los esquemas de protecciones para no ser afectados por las condiciones externas a la zona protegida, por ejemplo, la presencia de carga o condiciones de fallas externas a la zona de protección.

Sensibilidad: Se refiere al nivel mínimo de operación del relé o del esquema de protección, permitiendo así detectar todo tipo de fallas en el sistema.

Selectividad: Es la característica del esquema de protección que le permite discriminar cuando la falla ocurrida se encuentra dentro o fuera de la zona de actuación de la protección. De esta forma, para aislar la falla, únicamente se ordenará el disparo de aquellos interruptores asociados a la protección que ha detectado dicha falla dentro de su zona de actuación.

Confiabilidad: Consiste en la propiedad del sistema de protección de operar correctamente al momento que sea necesario, de forma que logre cumplir su función sin presentar fallas en su actuación.

Rapidez: Esta característica está relacionada con la importancia de los Sistemas de Potencia de mantener la continuidad del servicio, siendo vital que para esto que los esquemas asociados a las protecciones actúen a la mayor velocidad posible en presencia de cualquier evento, permitiendo así salvaguardar los equipos que puedan sufrir daños durante el tiempo de falla.

Seguridad: Se refiere al grado de certeza (probabilidad) de que el sistema de protección operará de forma correcta, es decir, no tendrá un disparo no deseado.

### **3.9. Protección Primaria, Secundaria y Respaldo**

En la protección de sistemas de potencia, y en especial contra falla de cortocircuito, no es conveniente confiar en una sola posibilidad de despejar falla, normalmente, se diseña el sistema de protecciones de tal forma que presente lo que se llama protección primaria, de alta velocidad, y en caso de falla de la protección primaria, presente una segunda alternativa, llamada protección de respaldo, que opere al fallar la protección primaria. Al mismo tiempo, la protección de respaldo sirve como protección fundamental cuando se hacen operaciones de mantenimiento en la protección primaria.

Es importante aclarar que la protección de respaldo, no presenta una duplicación en las protecciones y, en algunos casos, tampoco representa equipo adicional, ya que los mismos equipos que suministraron la protección primaria en otras áreas, eventualmente pueden ser utilizados para la protección de respaldo. El concepto de duplicación de protecciones corresponde a la colocación de doble equipo de protección realizando idéntica función, lo que en ningún momento permite eliminar la protección de respaldo.

#### **3.9.1. Protección Primaria**

La protección primaria tiene por objeto despejar la falla a alta velocidad, es decir, en un tiempo instantáneo, para permitir continuar prestando un buen servicio a los consumidores no afectados por la falla y, al mismo tiempo, reducir los daños causados a los equipos bajo falla.

#### **3.9.2. Protección Respaldo**

La protección de respaldo tiene por objeto despejar la falla en caso de que la protección primaria no lo haga en el tiempo estipulado, sin embargo, puesto que todos

los elementos del sistema estén sujetos a falla, es necesario, para garantizar que el respaldo sea confiable, que la protección respaldo se ejecute con equipos completamente diferentes a los utilizados por la protección primaria, de presentarse algún equipo común, se corre el riesgo de que, igualmente, falle la protección respaldo.

Por tal razón, es costumbre suministrar protección respaldo en una subestación diferente a ésta en donde fallo a operar la protección primaria y evitar así que una falle afecte simultáneamente a ambos sistemas.

### **3.9.3. Protección Secundaria**

En algunas ocasiones, según la importancia del sistema o de los consumidores, es recomendable recurrir a un segundo nivel de protección, dentro de la misma subestación, llamado “protección secundaria”, un poco retardada, antes de recurrir a la protección de respaldo, en tales casos, debe tratarse de independizar los equipos que operan ambas protecciones con el objeto de evitar que una falla afecte a ambos niveles de protección.

### **3.10. Alimentación de los equipos de protección**

Los equipos de protección se alimentan por medio de transformadores de medida que reducen los valores reales de tensión y corriente a valores adecuados a la alimentación de estos equipos, y al mismo tiempo, aíslan el sistema de protecciones de alto voltaje y altas corrientes del sistema de potencia, evitando riesgos en la operación y manipulación de los equipos.

El valor normalizado de corriente es generalmente de 1 o 5 amperios según lo establecido en la norma de CADAFE D.N.S – 4, referente a los Sistemas de

Medición. Los valores normalizados de tensión son de 100, 110 o 120 voltios dependiendo del equipo de protección a utilizar.

Los transformadores de medida para la protección deben cumplir con su función en condiciones de falla, que es realmente cuando deben operar correctamente; los transformadores de medida para otras aplicaciones deben cumplir con su función en condiciones normales de operación del sistema de potencia; por lo tanto, la tecnología de los transformadores para protección siguen normas de diseño diferentes a los de otras aplicaciones.

Como todo equipo de medición, los TC y TP presentan errores que deben tenerse en cuenta en el diseño de la protección para garantizar la satisfactoria operación de los equipos. Hay que destacar que estos equipos de medición debido a su naturaleza magnética están contruidos para que al momento de que la corriente que fluye por la línea sea mayor a la nominal, se saturen y así brinden una protección extra para los relés.

### **3.11. Transformador de Potencial (TP) [8]**

Los transformadores de potencial son utilizados para adecuar los niveles de tensión a los alcances de los elementos de medición y protección del sistema de potencia. La tensión nominal del primario de estos elementos queda definida a partir de las características del sistema, mientras que la tensión nominal del devanado secundario será seleccionada dependiendo de la práctica asociada a la localidad en que se encuentra el transformador. Según el estándar Europeo (IEC 186 [12]) se tienen valores normalizados de tensión de línea: 100 V y 110 V; y en la práctica de los Estados Unidos y Canadá (ANSI) se tienen valores normalizados de tensión de línea: 120V para sistemas de distribución y 115 V para sistemas de transmisión. La relación de transformación asociada al transformador viene dada a partir del cociente entre la tensión nominal del primario y la tensión nominal del secundario. Debido a las caídas



de tensión que se generan en las impedancias de cada devanado, no es posible generar una transformación ideal, según el estándar IEC 186 [10], el error de voltaje introducido por un transformador de potencial viene dado a partir de la siguiente ecuación:

$$\varepsilon(\%) = \frac{(Kn * Us - Up)}{Up} \quad (1)$$

Dónde:

$\varepsilon(\%)$ : Error de voltaje introducido por un TP.

$Kn$ : Relación de Transformación

$Up$ : Tensión del Devanado Primario.

$Us$ : Tensión del Devanado Secundario.

Los transformadores de potencial destinados a la protección se designan por un número seguido de la letra “P”. El número corresponde al valor máximo del error en magnitud, mientras que la letra “P” indica que el transformador está destinado para protecciones.

Los transformadores de voltaje para las aplicaciones de las protecciones pueden ser de diferentes diseños, algunos de ellos son:

### 3.11.1. Tipo Magnético [6]

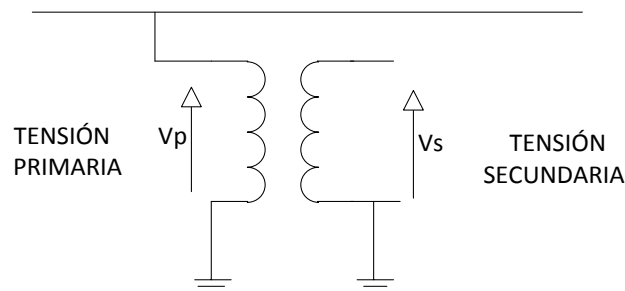


Figura 2 Transformador de Potencial Tipo Magnético

Son transformadores de tensión de diseño normal, y por lo tanto, su impedancia de magnetización es muy alta, ver Figura 2, la mayoría de las aplicaciones utilizan este tipo de transformador, por ejemplo, la protección de distancia.

### 3.11.2. Tipo Capacitivo

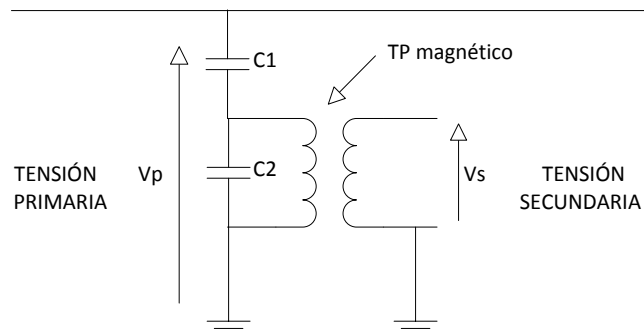


Figura 3 Transformador de Potencial Tipo Capacitivo

El constante incremento en la magnitud de los sistemas de potencia y de sus voltajes de transmisión y por, consiguiente, el aumento en el costo de los transformadores magnéticos dio origen al transformador capacitivo; Este transformador consiste en una serie de elementos capacitivos de donde se toma una tensión reducida que se aplica a un pequeño transformador magnético, como se muestra en la Figura 3; es fundamentalmente un divisor capacitivo. Este tipo también es utilizado para las protecciones de distancia.

### 3.12. Transformador de Corriente (TC)

Los transformadores de corriente para las aplicaciones de la protección pueden ser de diferentes diseños, algunos de ellos son:

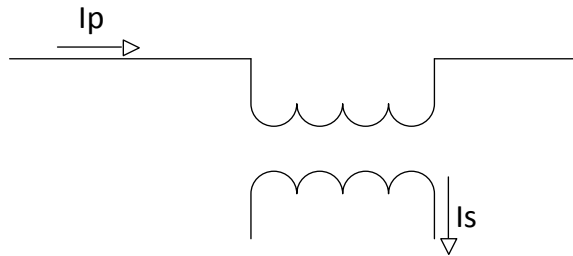


Figura 4 Transformador de Corriente

### 3.12.1. Transformadores de corrientes normales

Son transformadores de corriente con núcleo magnético de diseño normal y, por lo tanto, de alta impedancia de magnetización, ver Figura 4; la mayoría de las aplicaciones utilizan este tipo de transformador, como por ejemplo, la protección diferencial de corriente.

### 3.12.2. Transformadores de corrientes lineales

Son transformadores de núcleo magnético, similares a los normales que, para evitar la saturación presentan entrehierros en su circuito magnético, por lo tanto, tienen baja impedancia de magnetización; sus aplicaciones son, por ejemplo, en la protección diferencial de corriente, con el fin de eliminar el error de los transformadores normales.

### 3.13. Burden [9]

La carga o burden es aquella que está propiamente conectada al devanado secundario y que determina la potencia activa y reactiva en los terminales del secundario.

El burden se puede expresar en forma de la impedancia total de la carga expresada en ohm con la resistencia efectiva y las componentes reactivas, o bien, como los voltio amperes totales (VA) y factor de potencia a un valor de corriente específico o de voltaje y una frecuencia dada.

### **3.14. Relé [6]**

Un relé es simplemente un elemento de vigilancia que recibe una o varias señales del Sistema de Potencia y que actúa dependiendo de la información recibida y parámetros establecidos previamente en él, abriendo o cerrando contactos, dando, generalmente, órdenes de apertura a uno o varios interruptores, con la finalidad de despejar las fallas o eventos ocurridos en el sistema, los cuales, están dentro de su zona de actuación.

### **3.15. Tipos de Relé**

#### **3.15.1. De Atracción de Armadura**

Son los relés que utilizan como base de su operación principios electromagnéticos, al igual que los contactores. El tiempo de operación de este tipo de relés es de tipo instantáneo o acción inmediata, si se desea retardar la orden de disparo al interruptor, se debe recurrir a un relé de tiempo, intermediario entre el relé de protección y el interruptor, que permita ajustar el tiempo deseado de retardo.

En los relés de atracción de armadura, las señales producen campos magnéticos que son utilizados para mover una estructura. El movimiento de la estructura abre o cierra los contactos del relé.

La construcción de los relés de atracción de armadura puede ser muy variada, en las figuras siguientes se indican algunas de ellas:

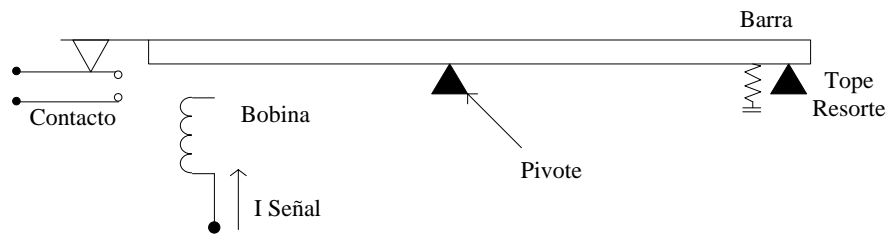


Figura 5 Relé Tipo Balancín

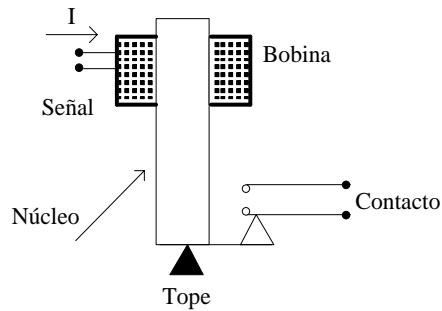


Figura 6 Relé Tipo Núcleo

En el relé de la Figura 5, se utiliza una especie de balancín para comparar el torque producido por el campo magnético de la corriente con un torque constante originado por un resorte, el relé cierra su contacto cuando la acción de la corriente supera la acción del resorte.

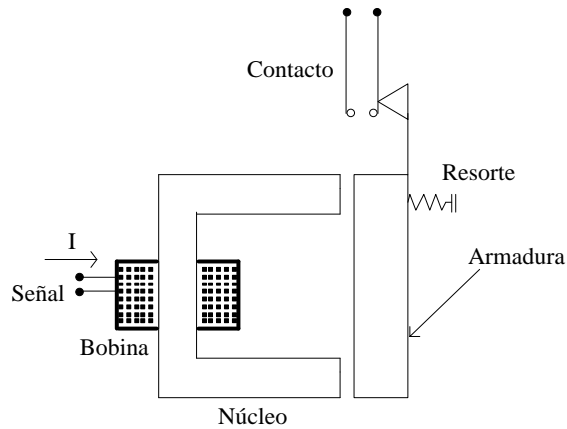


Figura 7 Relé Tipo Armadura

En el relé de la Figura 6 se compara la acción del campo magnético de la corriente para levantar un núcleo contra la acción de la gravedad, el relé cierra su

contacto cuando la acción de la corriente supera a la gravedad. Una construcción similar, de menor inercia, es el relé de bobina móvil, en donde el movimiento lo realiza la bobina y el núcleo es fijo.

En el relé de la Figura 7, de construcción similar a la de un contactor, se compara la acción de la corriente contra la acción del resorte, el relé cierra el contacto cuando la acción de la corriente supera la acción del resorte y atrae la armadura.

### **3.15.2. Electrónicos**

Son los relés en donde los procesos se realizan por medio de elementos electrónicos.

Este tipo de relés presenta la ventaja de que su característica de operación se puede modificar fácilmente, y por tanto, se pueden obtener tiempos instantáneos o retardados, e igualmente, se puede obtener las características inversas que se deseen. Dentro de estos relés se encuentran los relés propiamente electrónicos y los relés numéricos.

Los relés electrónicos, al igual que los relés de atracción de armadura y los relés de inducción presentan tipos diferentes de construcción, así:

**Relés analógicos:** Son relés donde las operaciones son realizadas por elementos electrónicos utilizando señales de valor muy reducido pero similares a las señales originales, es decir, utilizan señales de naturaleza alterna, al igual que los relés de atracción de armadura o los relés de inducción.

**Relés digitales:** Son relés que transforman las señales originales que reciben en señales digitales, ondas rectangulares, y las procesan mediante circuitos lógicos.

Relés numéricos: Son relés que muestrean numéricamente y en forma secuencial los valores instantáneos de las señales originales que reciben, los memorizan, para posteriormente procesarlos por medio del empleo de elementos microprocesadores utilizando métodos numéricos.

### **3.16. Relé de Distancia [1]**

Los relés de distancia reciben constantemente los valores de corriente y tensión en la línea de transmisión donde se encuentran instalados, obteniendo así la impedancia de carga en todo instante de tiempo, siempre y cuando no se encuentre en situación de falla, en ese caso, registraría la impedancia que hay entre el punto de medición y el evento, todo esto a partir de la Ley de Ohm:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (2)$$

Dónde:

Z: Impedancia vista por el relé [ $\Omega$ ].

V: Tensión registrada por el relé [V].

I: Corriente registrada por el relé [A].

### **3.17. Principales Relés de Distancia [6]**

#### **3.17.1. Relé de impedancia**

En la Figura 8 se muestra la característica de operación del relé de impedancia en el plano RX.

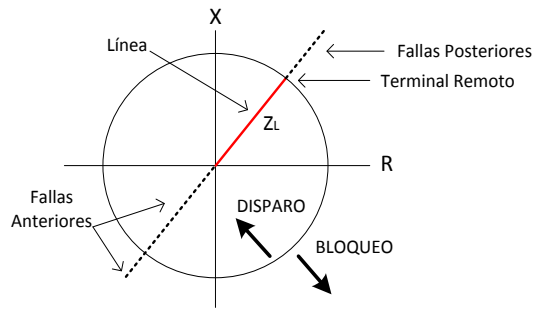


Figura 8 Relé de Impedancia

Puede observarse que el relé no es direccional ya que da orden de disparo en ambas direcciones, por tanto, para sistemas mallados, se requiere utilizar relés direccionales. Para éste tipo de relés es muy difícil que la impedancia de carga máxima penetre dentro de la zona de disparo. Para fallas en bornes del relé se ubicaría en el centro del círculo, y por tanto, se produce el máximo torque de disparo, es el punto más alejado de la característica de operación.

### 3.17.2. Relé de reactancia

En la Figura 9 se muestra la característica de operación del relé de reactancia en el plano RX, donde se aprecia que el relé no es direccional ya que da orden de disparo para ambas direcciones, por lo tanto para sistemas mallados se requiere el empleo de relés direccionales.

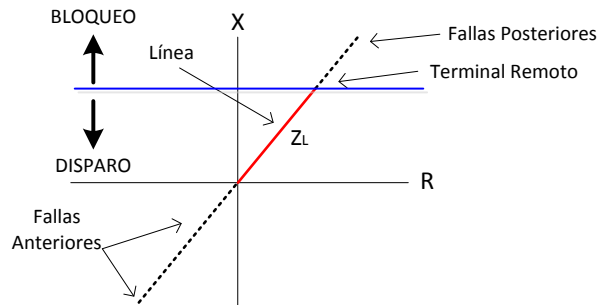


Figura 9 Relé de Reactancia



La impedancia de carga máxima entra dentro de la zona de disparo, por lo tanto, es necesario limitar su alcance para evitar el disparo frente a impedancias de cargas normales. Para fallas en pata de relé el torque que se produce es alto, por cuanto se cae en el origen, lejos de la característica de operación.

### 3.17.3. Relé de admitancia o MHO

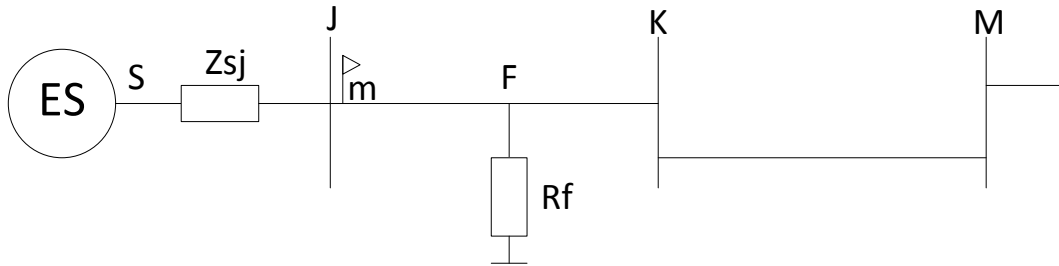


Figura 10 Esquema de Protección para el relé "m"

Para ilustrar la explicación de las características MHO consideremos la protección "m" de la línea J-K. (Ver Figura 10).

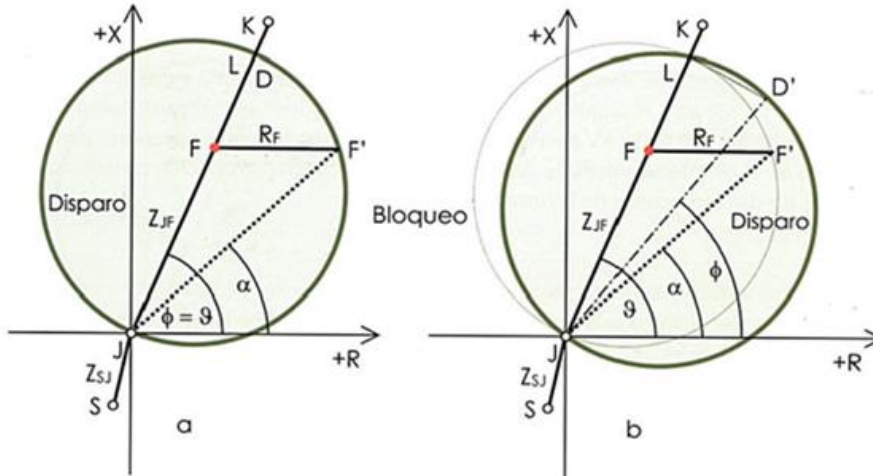


Figura 11 Característica Tipo Circular o Mho

En la figura (Figura 11) se muestra otra variante de las características de disparo de tipo circular (también llamada característica MHO) correspondiente a la zona I de una protección de distancia m situada en el extremo J de la línea JK que protege. El contorno de las características es una circunferencia que pasa por el

origen de coordenadas del diagrama R-X. Cuando la impedancia que censa la protección se ubica dentro de esa zona se produce el disparo.

Puede observarse que esta característica es inherentemente direccional, es decir solo permite el disparo para fallas a lo largo de la línea JK pero no para fallas anteriores (entre J y S).

En la figura (Figura 11.a), el diámetro del círculo JD coincide con la impedancia del tramo protegido JL, es decir, el ángulo de inclinación de la característica  $\phi$  (ángulo característico del relé) es igual al ángulo eléctrico de la línea  $\Theta$ . Si se produce una falla en F con una resistencia de falla de valor  $FF'$ , la impedancia que ve la protección, en lugar de JF, es  $JF'$  (suma vectorial de JF y  $FF'$ ) que está justo en el límite de la característica de disparo. Para el relé es como si la falla se hubiese producido en L (límite también de la característica de disparo) pero sin resistencia de falla. Por tanto, la resistencia de falla da lugar al que el relé vea la falla más lejos de donde realmente está, es decir, el relé presenta en estas condiciones un alcance efectivo menor. Con una resistencia de falla tal como la mostrada ( $FF'$ ) la longitud máxima de línea que queda protegida con estas características es JF en lugar de JL, a esto lo conocemos como “subalcance” del relé

La protección no dispararía para una falla, en el mismo punto F, con una resistencia de falla algo superior a la indicada ya que en tal caso el extremo del vector de impedancia caería fuera de la característica de disparo. Tampoco dispararía para fallas entre F y L con el valor de resistencia de falla mostrada en la figura e incluso con valores inferiores si la falla se produce cerca del límite L. En realidad, para puntos del tramo protegido cercanos a L, esta característica no admite prácticamente resistencia de falla.

Lo indicado representa claramente una limitación de la característica MHO, especialmente en fallas a tierra además de ser la más frecuentes son las que suelen presentar más resistencia de falla.

En la figura (Figura 11.b) encontramos el círculo con su diámetro girado en el sentido horario de forma que ahora el ángulo característico del relé es menor que el ángulo de línea ( $\phi < \Theta$ ). Para facilitar la comparación, también se ha dibujado, superpuesto y a trazos, el mismo círculo de caso anterior. Se observa que con el giro de la característica de disparo se admite un valor mayor de resistencia de falla antes de que la impedancia se salga fuera de la zona de disparo por lo que esta variante es más tolerante a la resistencia de falla antes que la anterior. En el caso a) basta ajustar el diámetro del círculo JD al valor deseado del alcance JL de la protección. Por el contrario, en el caso b) para mantener el mismo alcance JL de la zona de medida, se tiene que ajustar el diámetro del círculo a un valor JD' algo superior. Del triángulo rectángulo JLD', con ángulo recto en L, se aprecia que el módulo del nuevo diámetro es:

$$JD' = \frac{JL}{\cos(\theta - \phi)} \quad (3)$$

#### 3.17.4. Relé cuadrilateral [10]

Ésta es la característica más versátil y aunque pueda presentar diversas formas, una muy común es la del tipo cuadrilateral (Figura 12). Esta característica no adolece de los problemas comentados de la característica circular (reducción del alcance efectivo que se produce en presencia de resistencia de falla y la casi nula tolerancia a la resistencia de falla cerca del límite del alcance de la zona).

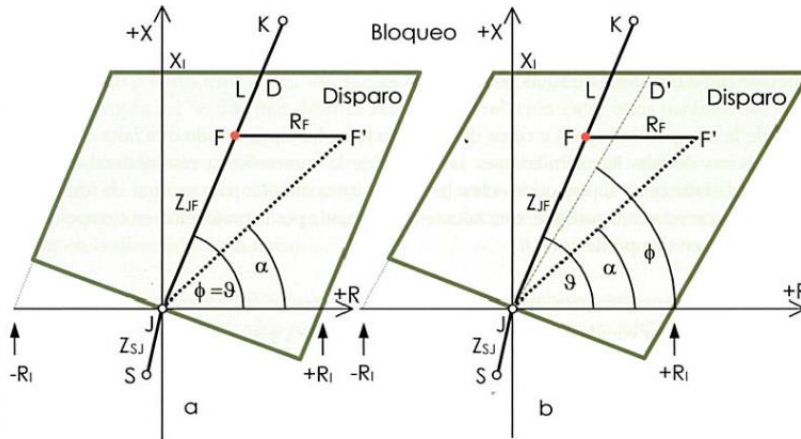


Figura 12 Característica Tipo Poligonal o Cuadrilateral

La característica cuadrilateral encuentra un buen campo de aplicación en la protección contra fallas a tierra y falla polifásicas en líneas donde se presentan elevadas resistencias de falla.

En la Figura 12 se muestra la zona I del relé de distancia situado en J que protege el tramo JL de la línea JK. En la parte a) el ángulo característico del relé,  $\phi$ , se ha ajustado al mismo valor que el ángulo de la línea,  $\Theta$ . La parte b) muestra la misma característica con la diferencia que el ángulo  $\phi$  se ha ajustado a un valor inferior a  $\Theta$ .

El alcance de la zona (reactancia XI) se ajusta en la dirección positiva del eje X. A derecha e izquierda del origen, sobre el eje R, se ajusta el valor de la resistencia límite (alcance resistivo) RI de la zona. A diferencia de las característica circular en la que hay interdependencia entre el ajuste del alcance y de la resistencia límite, en la característica cuadrilateral la resistencia límite puede ajustarse independientemente del alcance. Esta flexibilidad es muy útil cuando se tienen que proteger líneas cortas frente a fallas con alto valor resistencia de falla ( $R_f$ ). En contraste con la características circular, las características variante a) admite el mismo valor de resistencia límite. Si se ajustara  $\phi < \Theta$ , la característica sería todavía más tolerante a la resistencia de falla a medida que el punto de falla se encuentra más cerca del

extremo remoto, con el mismo ajuste de la resistencia límite, como se observa en la parte b) de la figura. Sin embargo, como la resistencia de falla no depende de la longitud de la línea si el valor ajustado de RI es adecuado para las proximidades del extremo J cambien lo será para puntos cercanos a L por lo que el principio con la característica cuadrilateral no será necesaria ajustar el ángulo a un valor inferior al ángulo de línea como ocurre con la característica MHO.

Es aconsejable que la protección de distancia permita ajustes diferentes de la resistencia límite para fallas a tierra y para fallas polifásicas (normalmente la resistencia de falla es superior en fallas a tierra ya que no solamente hay que contar con la posible resistencia de arco sino también con la resistencia de puesta a tierra de los apoyos de las líneas).

### **3.18. Ajuste de Zonas de Medida**

Se considerará, en primer lugar, el caso más simple de red en anillo en el que tanto las aportaciones intermedias en el extremo remoto como los acoplamientos mutuos entre líneas no existan o puedan despreciarse y que las protecciones de distancia trabajen autónomamente sin canales de comunicación que las enlacen.

Una línea de alta tensión tal como la JK o KL mostradas en la Figura 13, se protege con dos relés de distancia (o mínima impedancia), uno en cada extremo de la línea. Los relés son direccionales y cada uno censa hacia la línea.

En cada extremo, el relé de distancia compara la tensión y la corriente local. De forma simplificada, si se produce un cortocircuito franco en un extremo de la línea protegida, la tensión que mide el relé del otro extremo es la caída de tensión  $I \cdot Zl$  a lo largo de la línea siendo I la corriente de falla y Zl la impedancia por fase de la línea, por tanto, el relé remoto censa una impedancia  $I \cdot Zl / I = Zl$ . Si la falla ocurre en otro punto de la línea, la impedancia vista por el relé será la impedancia de línea que

exista entre el emplazamiento de la protección y el punto de falla. Por tanto, el relé detecta que la falla está dentro de la línea si la impedancia que mide es menor de  $Z_l$ . En caso contrario, la falla está fuera de la línea.

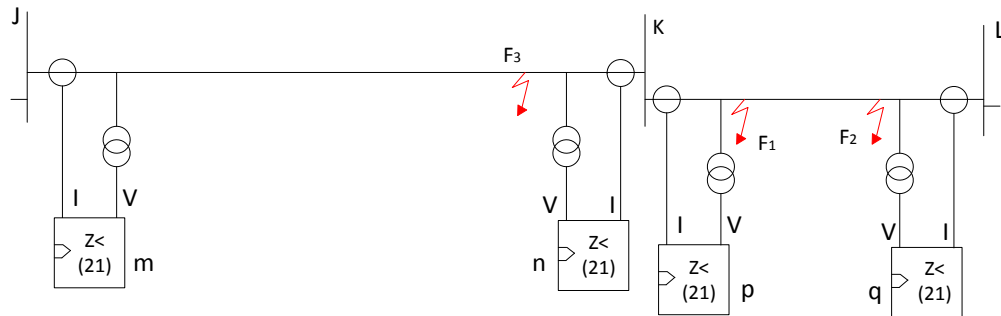


Figura 13 Comportamiento de las Protecciones según la Posición de la Falla

Cualquier tipo de falla en la línea KL debe ser despejada por las protecciones p y q que delimitan la línea con falla, manteniéndose la línea sana JK en servicio. Lo ideal sería que cada relé de distancia resguarde la totalidad de la longitud de la línea que protege y disparar, de forma instantánea, para cualquier tipo de falla que ocurriera en ella. Sin embargo, en la práctica hay que tener en cuenta una serie de factores que hacen inaplicables las condiciones ideales antes mencionadas a no ser que se empleen protecciones de distancia con esquemas de teleprotección u otro tipo de protecciones tales como las diferenciales longitudinales. Entre estos factores están:

- Los datos de la línea (longitud e impedancia) no se conocen, en general, con mucha exactitud. En la práctica una línea puede estar formada por diversos tramos de conductores diferentes que aunque sean similares en cuanto a capacidad térmica pueden presentar distinta reactancia unitaria.
- La protección de distancia se alimenta a través de transformadores de tensión y de intensidad que tienen errores inevitables. Estos errores son más acusados en condiciones de cortocircuito que es cuando la protección tiene que tomar la decisión.

- La protección de distancia también presenta sus propios errores de medida.
- Las condiciones de operación pueden variar lo que origina nuevas causas de error,

El conjunto de los errores anteriores puede llegar a ser del orden del 10%

Ahora bien, si la protección  $m$  (Figura 14) se ajustara a un alcance de exactamente la longitud de la línea a proteger ( $Z_L$ ) podría ocurrir, en el peor de los casos, que no dispara para la falla  $F_1$  o bien que disparara para la falla  $F_2$  en la línea adyacente.

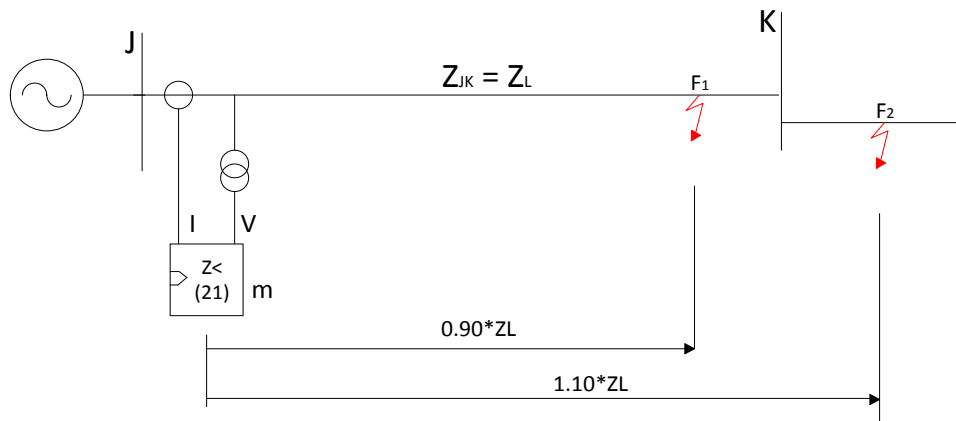


Figura 14 Incertidumbre de la Posición de la Falla cerca del Extremo Remoto

Para que lo indicado anteriormente no ocurra, la protección de distancia se ajusta por zonas de medida de forma que cada zona cubra una parte de la línea. Una protección debe tener al menos 2 zonas de medida debido a la imposibilidad de determinar exactamente si una falla en las proximidades de la barra remota (Figura 14) está dentro de la sección de línea a proteger (falla  $F_1$ ) o al comienzo de la línea siguiente (falla  $F_2$ ). Normalmente se emplean tres zonas  $Z_I$ ,  $Z_{II}$ ,  $Z_{III}$  mirando hacia la línea y en ocasiones una cuarta zona  $Z_R$  mirando hacia las barras.

La zona I es la de alcance más corto, la cual cubre la máxima longitud de línea posible (cerca del 90% de  $Z_I$ ) y todas las fallas dentro de ella deben despejarse instantáneamente (es decir, sin retardo intencionado). Si ocurre la falla F1 en la línea KL cerca de K, (Figura 13) debe disparar instantáneamente la protección p (en su zona I). La protección m también ve esa falla pero no debe disparar instantáneamente, es decir su zona I no debe cubrir esa falla. De esta manera se da oportunidad a la protección p, que es la de la línea con la falla, para que dispare de forma inmediata. Si la zona I de la protección m se le diera un ajuste teórico del 100% de la línea JK, el alcance real podría estar comprendido entre el 90 y el 110% de la impedancia de su línea por lo que podría disparar instantáneamente para la falla F1 en la línea contigua. Para asegurarse que esto no ocurra, la zona I de m no debe alcanzar hasta las barras K sino como máximo tener un alcance del 90% de la impedancia de la línea JK. De esta manera se garantiza que dispare primero la protección más cercana a la falla (protección p) limitando la interrupción a la sección de línea con defecto, pero a costa de que en caso de falla en el último 20% de la línea JK (falla F3) no se tendría un disparo instantáneo de la protección m. Este último tramo de la línea debe quedar entonces cubierto por la zona II de la protección m (temporizada) y desde luego por la zona I (instantánea) de la protección de distancia n.

Para tener la seguridad de que cubre la totalidad de la línea JK, existe el riesgo de que la zona II de la protección m se solape o entre en competencia parcialmente con la zona II de la protección p. Esta situación debe evitarse ya que para una falla tal como la F2, en la zona de solapada, además de disparar la protección p, podría disparar también (indebidamente) la protección m ya que la temporización de las zonas II de ambas protecciones se ajusta al mismo valor. Para evitar esta situación, el alcance de la zona II de m no debería sobrepasar el 70% de la impedancia de la línea KL y cuando se requiera un margen de seguridad más amplio, habida cuenta de los errores, se ajusta para que no sobrepase el 50% de KL.



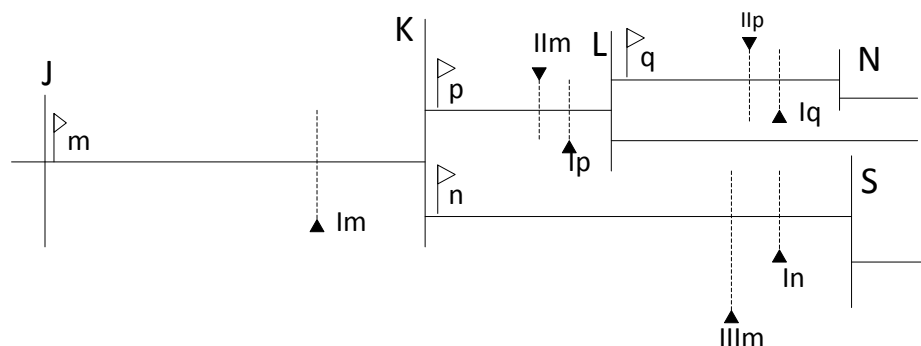


Figura 15 Ajustes de los Alcances de las Zonas de Medida

Si de las barras K parten varias líneas, dicho 50%... 70% conviene que sea de la más corta de ellas (Figura 15). No obstante, en este caso, al existir otras aportaciones intermedias a la falla (ver numeral 3.19.3) se produce una reducción del alcance de la zona II de la protección m con lo que disminuye la probabilidad de entrar en competencia con la zona II de la protección p. En caso necesario, podría incluso ajustarse el alcance de la zona II de m a un valor aún más bajo del recomendado con carácter general para evitar el solapamiento. Cuando sea imposible evitar dicho fenómeno, habrá de ajustarse el tiempo de disparo de la zona II de la protección p o bien buscar otra opción de protección para la zona II de m.

La zona III, con un tiempo de retardo definido, se emplea normalmente para que actúe como respaldo global para líneas adyacentes. Usualmente su alcance se ajusta al 100... 120% de la impedancia resultante de la propia línea que protege y de la línea más larga que parta de la subestación remota.

### 3.18.1. Ajuste de Líneas con Derivación en “T”

La zona I no debe sobrealcanzar a ninguno de los terminales remotos para no comprometer la selectividad, ya que al ser esta zona de característica instantánea podría ocasionar un disparo indebido al ocurrir una falla en la línea adyacente al extremo remoto; el ajuste de la zona II ha de ser tal que, a pesar de la existencia de fuentes intermedias, sobrealcance con seguridad el terminal remoto más lejano pero

sin dicho efecto para que no llegue más allá del ajuste de zona I de la protección de la línea adyacente más corta. El ajuste del alcance de las zonas I y II se basa, normalmente, en la impedancia real de la línea (sin tener en cuenta el efecto “infeed”). Por el contrario, la zona III no debe subalcanzar nunca si queremos mantener un respaldo adecuado de las líneas adyacentes; por ello, el ajuste de la zona III debe basarse en la impedancia aparente con la máxima incidencia de las fuentes intermedias presentes.

### 3.18.1.1. Línea Multiterminal

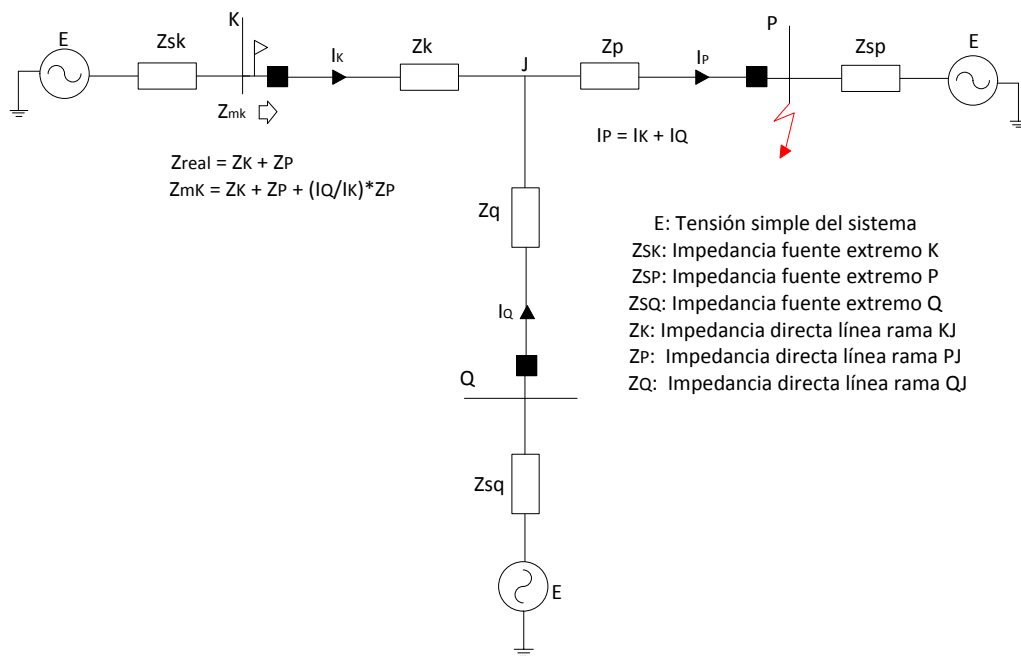


Figura 16 Línea Multiterminal

#### Zona I

Tomando como guía la Figura 16, ésta zona actúa de manera instantánea (sin retardo intencionado, excepto cuando se trabaje con señales de bloqueo en cuyo caso la zona I se ha de temporizar unos milisegundos para dar tiempo a recibir la señal de bloqueo de los otros extremos)

<b>Relé</b>	<b>Ajuste Alcance Zona I</b>
<b>K</b>	$Z_{Ik} = 0,8 * \{\text{menor valor entre } [(Z_k + Z_p) \text{ ó } (Z_k + Z_q)]\}$
<b>P</b>	$Z_{Ip} = 0,8 * \{\text{menor valor entre } [(Z_p + Z_q) \text{ ó } (Z_p + Z_k)]\}$
<b>Q</b>	$Z_{Iq} = 0,8 * \{\text{menor valor entre } [(Z_q + Z_k) \text{ ó } (Z_q + Z_p)]\}$

Tabla 1 Ajustes de Zona I para Línea Multiterminal

Con el criterio indicado en Tabla 1 se garantiza que la zona I de cualquier terminal no llegue nunca a invadir el terminal remoto más cercano.

#### Zona II

El tiempo de esta zona es 0,6s. Este valor, superior al estándar de las zonas II del resto de la red, se toma para garantizar la selectividad en tiempos evitando un disparo intempestivo por sobrealcance cuando un terminal de la línea de 3 terminales esté fuera de servicio y la zona II llegue a solaparse con la zona II de una línea adyacente.

Ajuste del alcance basado en la impedancia real

<b>Relé</b>	<b>Ajuste Alcance Zona II</b>
<b>K</b>	$Z_{IIk} = 1,2 * \{Z_k + 2 * \text{mayor valor de } [Z_p \text{ ó } Z_q]\}$
<b>P</b>	$Z_{IIp} = 1,2 * \{Z_p + 2 * \text{mayor valor de } [Z_q \text{ ó } Z_k]\}$
<b>Q</b>	$Z_{IIq} = 1,2 * \{Z_q + 2 * \text{mayor valor de } [Z_k \text{ ó } Z_p]\}$

Tabla 2 Ajustes de Zona II para Línea Multiterminal

Con el factor 2 de las expresiones de la Tabla 2 se pretende garantizar que la zona II de cualquier terminal pueda despejar fallas que ocurran cerca del terminal

remoto más lejano. Esta es una manera de compensar la reducción de alcance que provoca la existencia de “infeed”. No obstante, si un terminal está fuera de servicio, el sobrealcance de la zona II haría perder la selectividad por alcances; este es el motivo por el que debe alargarse algo el tiempo de zona II como se ha indicado anteriormente.

### Zona III

El tiempo de esta zona se ajusta a 1,7s, más alto que el normal de las zonas III del resto de la red, por la misma razón indicada antes para la zona II. Para el alcance de esta zona habría que añadir a la impedancia aparente hasta P o hasta Q, la impedancia aparente de la línea más larga que salga de la barra P o de la línea más larga que salga de la barra Q con un coeficiente de seguridad de 20% y elegir el valor más alto de ambos ajustes resultantes.

Si el ajuste que resulta para la zona III sale muy grande, hay que verificar que no dispare por sobrecarga. Esto puede evitarse eligiendo una característica rectangular con alcance resistivo limitado.

#### **3.18.1.2.Línea con Toma**

El ajuste de la zona I del relé K (Ver Figura 17) debe basarse en las impedancias reales (estando referido el valor  $Z_{Tx}$  al arrollamiento de Alta Tensión del transformador) y será el menor de los dos valores siguientes:

$$0,8 * (Z_k + Z_p) \quad \text{ó} \quad (4)$$

$$0,8 * (Z_k + Z_q + Z_{tx}) \quad (5)$$

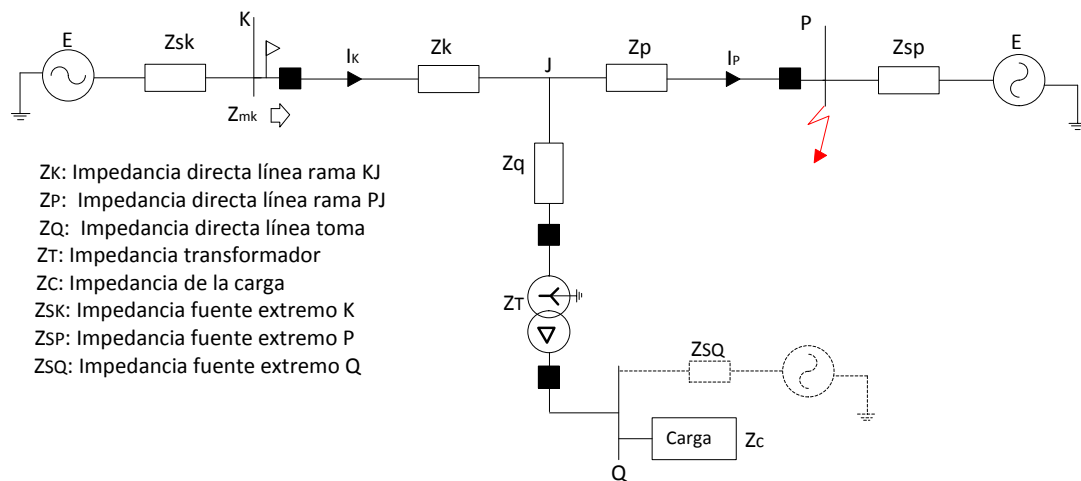


Figura 17 Línea con Toma

Ahora bien, como normalmente, la impedancia del transformador de la toma es mayor que la impedancia de la línea KP, para los ajustes del alcance de las zonas de medida de las protecciones K y P de este tipo de líneas bastará, en general, aplicar la ecuación (4), es decir, los mismos principios que para las líneas de dos terminales..

No obstante, cuando el transformador de la toma trabaje con el arrollamiento de Alta Tensión puesto a tierra, el ajuste de la zona II para fallas a tierra debe hacerse aplicando el criterio de la Tabla 2, así el ajuste realizado contrarresta el efecto “infeed” producido por la corriente de secuencia cero aportada por el transformador a la falla.

### 3.19. Condiciones que afectan la protección de distancia [10]

Existen causas que se comportan como magnitudes de influencia dando como resultado que la impedancia aparente medida por el relé sea superior o inferior al valor que se considera verdadero en condiciones ideales (ausencia de tales influencias). Cuando el relé mide una impedancia de línea inferior a la que corresponde por la posición de la falla, se dice que el relé sobrealcanza. Cuando el relé mide una impedancia superior a la verdadera, se dice que el relé subalcanza.

### 3.19.1. Impedancia de falla [11]

Para el caso de fallas a tierra se tiene la presencia de una impedancia de falla que afecta la impedancia vista por el relé. Figura 18 se observa el caso de una falla a tierra para un sistema con una fuente única de alimentación. Figura 19 se observa el mismo caso pero con doble fuente de alimentación.

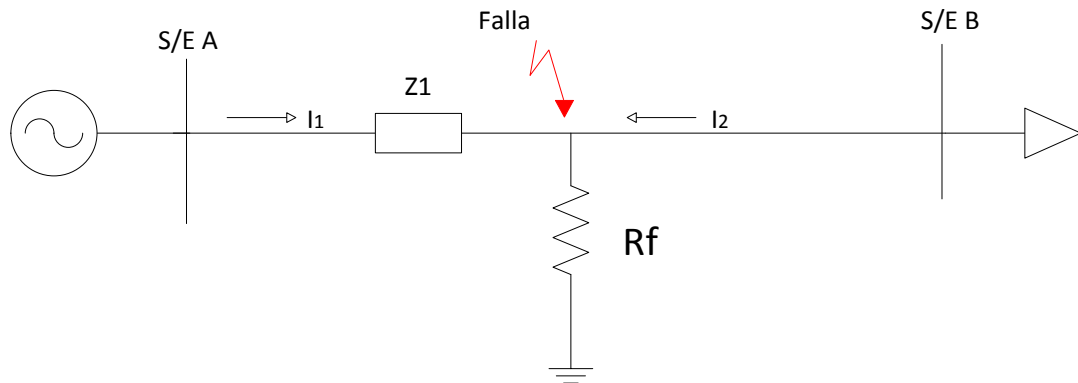


Figura 18 Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación

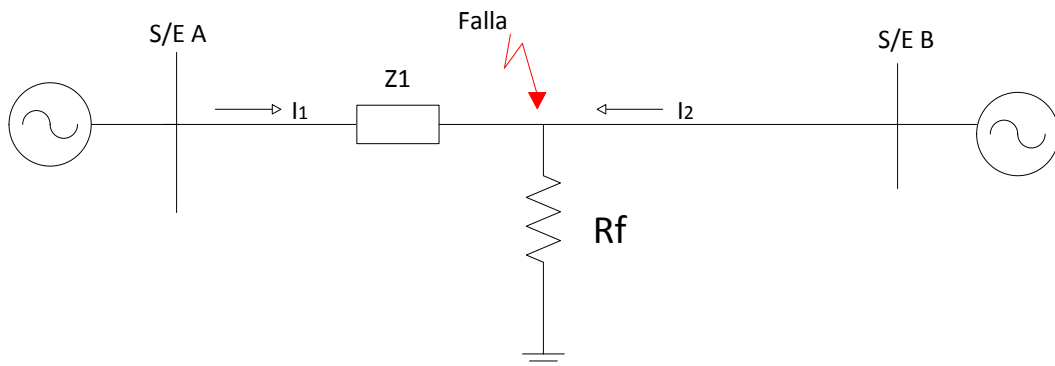


Figura 19 Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación.

A partir de las Figuras anteriores, para una falla ubicada en el punto indicado, se puede definir que la impedancia vista por el relé de la S/E "A" cumple con la siguiente Ecuación:

$$Z_{medida} = Z_1 + R_f * \left(\frac{I_2}{I_1} + 1\right) \quad (6)$$

Dónde:

$Z_{medida}$  = Impedancia vista por el Relé

$Z_1$  = Impedancia de la Línea entre el punto de falla y protección

$R_f$  = Resistencia de Falla

$I_2$  = Corriente de aporte desde el Extremo Remoto

$I_1$  = Corriente vista por el relé

A partir de la Ecuación (6), se generan las siguientes modificaciones que puede presentar la impedancia medida por el relé para el caso de fallas a tierra:

- Si  $I_1$  e  $I_2$  se encuentran en fase, entonces la impedancia medida por el relé sólo se verá modificada en su parte resistiva.
- En caso de que sólo exista aporte por uno de los extremos, la modificación será únicamente en la parte resistiva.
- Si existe aporte desde ambos extremos, entonces se verá afectada tanto la parte resistiva como la reactiva.

Para el caso de redes en anillo, siempre se obtienen alimentaciones desde ambos extremos de la línea, por lo tanto la impedancia de falla se modificará tanto en su parte resistiva como en la parte reactiva.

### **3.19.2. Impedancia de secuencia cero [11]**

Para el caso de fallas monofásicas es importante introducir al relé un factor de compensación residual el cual contribuye a la detección de este tipo de fallas. Esto se debe a que el relé mide la impedancia de secuencia positiva sin discriminar el tipo

de falla, presentando problemas ante fallas monofásicas a tierra en donde se genera un desbalance entre las corrientes de secuencia cero.

Ante una falla monofásica interviene las tres redes de secuencia (positiva, negativa y cero) conectadas en serie en el punto de falla. (Figura 20)

Las ecuaciones que definen las tensiones VF1, VF2 y VF3 son:

$$VF1 = VK1 - IK1 * ZKF1 \quad (7)$$

$$VF2 = VK2 - IK2 * ZKF2 \quad (8)$$

$$VF0 = VK0 - IK0 * ZKF0 \quad (9)$$

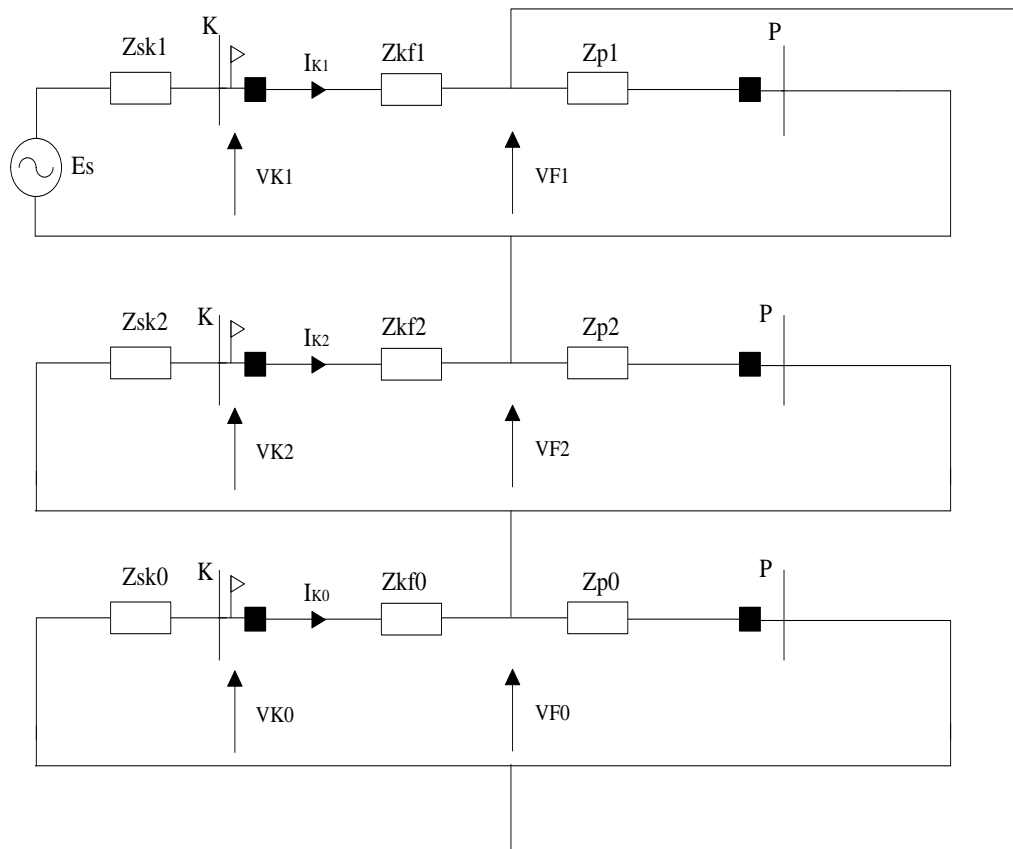


Figura 20 Conexión de las Redes de Secuencia para una Falla Monofásica



Si se suman las tres ecuaciones anteriores tenemos:

$$VF1 + VF2 + VF0 = 0 \quad (10)$$

$$VK1 + VK2 + VK0 - IK1 * ZKF1 - IK2 * ZKF2 - IK0 * ZKF0 = 0 \quad (11)$$

En las líneas de transmisión la impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia negativa son iguales por lo tanto la ecuación (5) que de la forma:

$$VK1 + VK2 + VK0 - (IK1 + IK2) * ZKF1 - Ik0 * ZKF0 = 0 \quad (12)$$

Restando y Sumando  $IK0 * ZKF1$

$$VK1 + VK2 + VK0 - (IK1 + IK2 + IK0) * ZKF1 - Ik0 * (ZKF0 - ZKF1) = 0 \quad (13)$$

Sabemos que:

$$VK1 + VK2 + VK0 = VA \quad (14)$$

$$IK1 + IK2 + IK0 = IA \quad (15)$$

Entonces sustituyendo las ecuaciones (14) y (15) en la ecuación (13) obtenemos:

$$VA - IA * ZKF1 - 3 * Ik0 * \left( \frac{ZKF0 - ZKF1}{3} \right) = 0 \quad (16)$$

Dividiendo la ecuación (17) por la impedancia de la línea en secuencia positiva y donde la corriente  $3 * Ik0$  es la corriente de tierra del extremo K de la línea KP que llamaremos IE, entonces la ecuación queda de la forma:

$$\frac{V_A}{Z_{KF1}} = I_A + I_E * \left( \frac{Z_{KF0} - Z_{KF1}}{3 * Z_{KF1}} \right) \quad (17)$$

Ahora como ZKF es la magnitud de impedancia que existe desde el relé K hasta la falla, es decir,  $Z_{KF} = X * Z_L$  donde X es la distancia en Km de la barra K hasta el punto de falla. Entonces sustituyendo y operando la ecuación (17) queda:

$$\frac{V_A}{Z_{KF1}} = I_A + I_E * \left( \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3 * Z_{L1}} \right) \quad (18)$$

De aquí surge el mencionado factor de compensación K0 y está definido por la siguiente ecuación:

$$K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3 * Z_{L1}} \quad (19)$$

Dónde:

$K_0$ : Factor de Compensación.

$Z_0$ : Impedancia de Secuencia Cero de la Línea.

$Z_1$ : Impedancia de Secuencia Positiva de la Línea

En vista de que la impedancia que mide el relé depende este factor, es importante introducir un valor correcto de la impedancia de secuencia cero.

### 3.19.3. Efecto de fuentes intermedias (infeed) [10]

Para que la protección pueda medir correctamente la impedancia de falla es necesario que la tensión que reciba dependa exclusivamente de la corriente local. Pero muchas configuraciones de la red pueden dar lugar a que esto no se cumpla. Un caso típico se muestra en la Figura 21 en la que la tensión V que recibe el relé además de depender de su propia corriente local de falla  $I_m$ , depende también de la corriente

$I_L$  aportada al cortocircuito por el sistema extremo remoto a través de la línea KL y que evidentemente no pasa por el relé m. La aportación  $I_L$  en el extremo remoto es una inyección extra de corriente falla, que tiene lugar dentro de las zonas II y III de m y que se conoce en la terminología anglosajona como “infeed”.

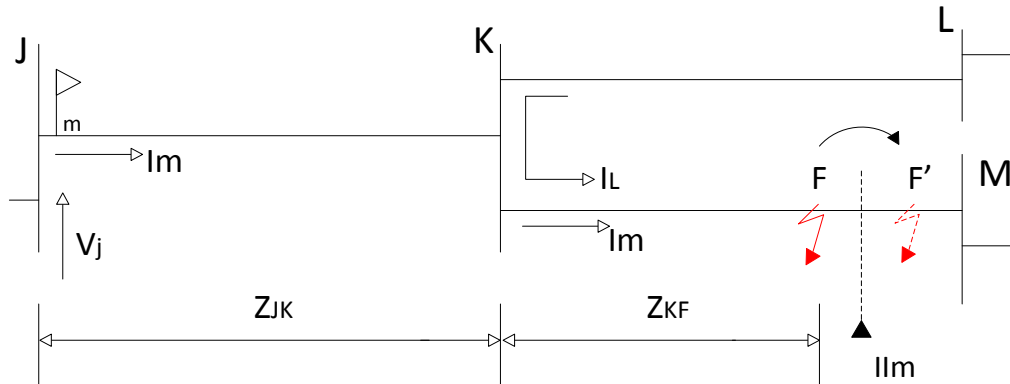


Figura 21 Subalcance del Relé en caso de “Infeed”

Si se supone un cortocircuito trifásico franco en el punto F de la línea KM, se tiene:

Impedancia real de línea entre el relé m y la falla F es:

$$Z_{real} = Z_{jk} + Z_{kf} = Z_{jf} \quad (20)$$

Tensión medida por el relé m:

$$V_j = I_m * Z_{jk} + (I_m + I_L) * Z_{kf} = I_m * (Z_{jk} + Z_{kf}) + I_L * Z_{kf} \quad (21)$$

Es decir, la tensión que ve el relé se compone de dos caídas de tensión; la primera,  $I_m * (Z_{jk} + Z_{kf})$ , depende de la corriente local  $I_m$  que atraviesa el relé mientras que la segunda,  $I_L * Z_{kf}$ , que no depende de  $I_m$ , es la caída de tensión originada en el tramo de la línea KF por la corriente  $I_L$ , aportada a la falla a través de la línea KL. Este último sumando representa un término de error.

Impedancia medida por el relé m:

$$Z_m = \frac{V_j}{I_m} = (Z_{jk} + Z_{kf}) + \left(\frac{I_L}{I_m}\right) * Z_{kf} \quad (22)$$

$$Z_m = Z_{jf} + \left(\frac{I_L}{I_m}\right) * Z_{kf} \quad (23)$$

Es decir,

$$Z_m = Z_{real} + \left(\frac{I_L}{I_m}\right) * Z_{kf} \quad (24)$$

Por tanto, el error absoluto de la medida es:

$$\text{Error: } Z_m - Z_{real} = \left(\frac{I_L}{I_m}\right) * Z_{kf} \quad (25)$$

Este error da lugar a que, bajo estas circunstancias, deja de ser cierta la simple relación lineal de proporcionalidad entre la impedancia que mide el relé y la distancia a la falla.

El citado error, que es variable, puede llegar a ser importante cuando relación  $I_L/I_m$  es elevada y la falla ocurre cerca del extremo M. Como  $I_L$  e  $I_m$  estarán practicante en fase, este error es siempre positivo.; es decir el relé mide una impedancia aparente variable pero siempre superior a la real o dicho de otro modo, el relé censa la falla más lejos (punto F') que donde realmente está (punto F).

#### **3.19.4. Corriente Inrush**

Cuando se conecta una línea de Alta Tensión que alimenta un transformador de potencia (Figura 22), esté último toma, transitoriamente durante un cierto números de ciclos de red, una corriente elevada que se ve amortiguado en amplitud conforme

trascurre el tiempo; esta corriente se llama comúnmente corriente de inserción o de avalancha o "Inrush current" en la terminología anglosajona. En estas condiciones, el relé de distancias tiende a sobrealcanzar porque ve una impedancia baja pero, al no tratarse de una condición de falla, no debe disparar. La corriente de inserción se caracteriza por tener un contenido de 2º armónico relativamente elevada que no está presente normalmente en la corriente de falla; en el diseño del relé se puede utilizar esta característica diferenciadora para distinguir esta condición de una falla.

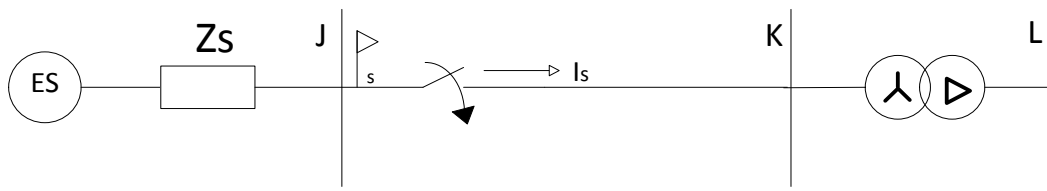


Figura 22 Conexión de una Línea que alimenta un Transformador de Potencia

### 3.19.5. Acoplamiento Mutuo

La influencia de un circuito sobre el otro es debido al flujo magnético homopolar que enlaza a ambos circuitos y da lugar a que en cada circuito aparezca una tensión inducida que es debida a la corriente en el otro circuito.

Sin embargo, en caso de líneas paralelas, cuya impedancia mutua de secuencia cero por unidad de longitud sea prácticamente constante a lo largo de los circuitos, se puede cancelar esta influencia si a la función localizador de fallas se le suministra la corriente residual (corriente de tierra) del circuito paralelo (Figura 23) y la información sobre el módulo y el argumento del coeficiente de compensación de secuencia cero,  $K_{mo}$ . Este coeficiente es la relación entre la impedancia mutua homopolar entre circuitos y el triple de la impedancia directa del circuito vigilado ( $K_{mo} = Z_{m0}/3 \cdot Z_1$ )

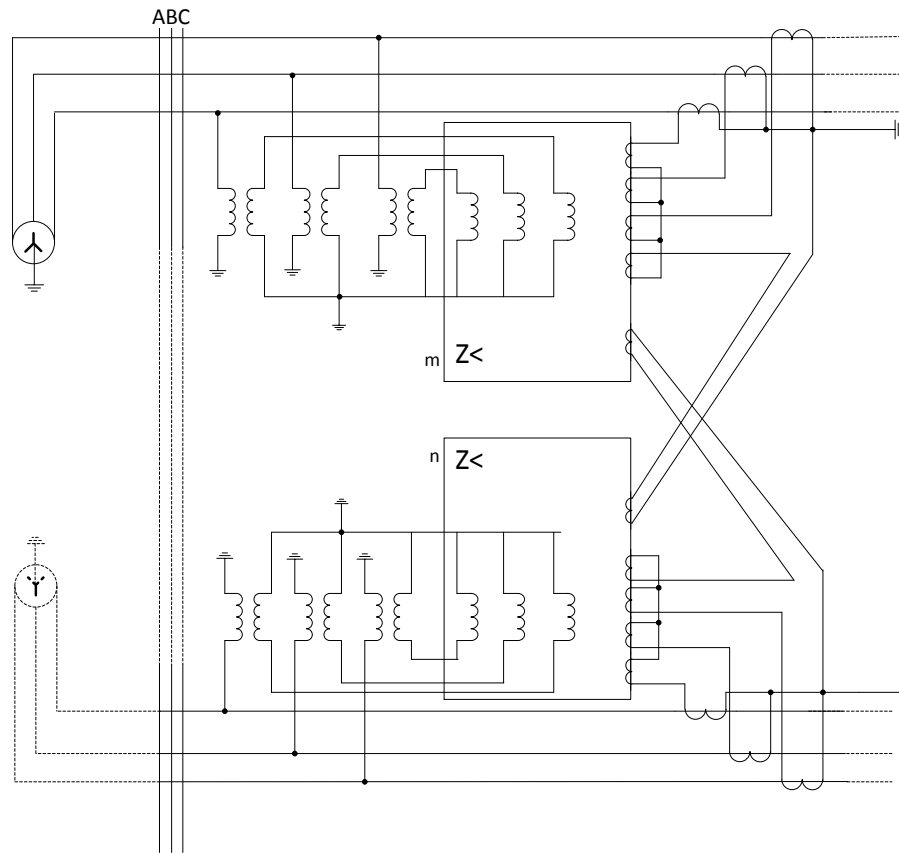


Figura 23 Conexionado para la Cancelación del Efecto del Acoplamiento Mutuo

Para obtener el efecto deseado es imprescindible que en la conexión de la corriente residual del circuito paralelo a la protección de distancia se respete la polaridad indicado por el fabricante. Huelga decir que esta solución sólo es aplicable cuando ambos circuitos comparten la misma subestación de forma que sea prácticamente realizable la interconexión entre equipos para la medición de las corrientes de tierra del circuito paralelo.

Cuando la impedancia mutua de secuencia cero entre circuitos no es uniforme a lo largo de toda la longitud, por ejemplo cuando alguno de los circuitos cambia en algún punto su configuración, o cuando el paralelismo entre ambos no afecta a la totalidad de la longitud u otras causas, la compensación indicada de llevar a cada equipo la corriente residual del circuito paralelo no basta y el problema debe resolverse por otros medios.

Para fallas polifásicas, como sólo intervienen intensidades directas e inversas, el acoplamiento mutuo magnético entre circuitos es pequeño y puede despreciarse a efectos prácticos.

## CAPÍTULO IV

### 4. ESTADO ARAGUA

El estado Aragua está localizado en el norte central de Venezuela. Limita al norte con el mar Caribe, al este con los estados Miranda y Vargas, mientras que la parte sur de la entidad está incrustada en el estado Guárico y al oeste limita con el estado Carabobo. El nombre de este Estado es un vocablo indígena de origen Cumanagoto (Caribe), con que se denomina al Chaguaramo, palma de tronco hinchado y de tipo ornamental típica de Venezuela. El estado Aragua es conocido como la encrucijada del centro del país, el encuentro de todos los caminos.

Fue instituida como provincia por decreto del Congreso Constitucional de Venezuela, el 8 de febrero de 1848. Durante esa época, la antigua capital de Caracas se dividió, en tres provincias: Caracas, Guárico y Aragua.

**Población:** 1.630.308 hab. (6º lugar)

**Densidad:** 315,63 hab./km<sup>2</sup>

**Gentilicio:** Aragüeño (a)

**Capital:** Maracay

La topografía general varía desde relieves abruptos con pendientes superiores al 40% en las Serranías del Litoral y del Interior, hasta relieves de topografía ondulada a plana, con pendientes menores al 5%. La superficie del Estado alcanza los 7.014 km<sup>2</sup>. La mayor parte de su territorio es montañoso y comprende parte del complejo orográfico de la cordillera de la Costa que se extiende hacia el oeste desde el golfo de Paria hasta la depresión de Yaracuy. El Parque Nacional Henri Pittier, situado en la región central costera, entre el mar Caribe y las estribaciones meridionales de la cordillera de la Costa. Además, destacan el valle de Aragua, porción oriental de la depresión del lago de Valencia, un sector de la serranía del



Interior y una zona de Los Llanos altos centrales. La cordillera de la Costa aísla casi por completo a la depresión central aragüeña.

En el interior dos ramales producidos por los hundimientos de las fosas del río Tuy y del lago de Valencia se dirigen hacia el suroeste tomando contacto con el borde de Los Llanos altos centrales. La mayor altitud del relieve está en la cordillera de la Costa, con elevaciones superiores a 2.400 m. Una sucesión de valles se alinean desde las serranías de la costa y del interior hasta las márgenes del lago de Valencia, al oeste, y por otros valles más pequeños en el litoral del mar Caribe, que forman la bahía de Turiamo y las pequeñas ensenadas de Cata y Choroní. La cuenca del lago de Valencia es endorreica, con suelos fluviolacustres en sus riberas donde se practica una agricultura intensiva.

#### **4.1. Clima**

Debido al contrastado relieve de diversas altitudes se presentan en el Estado Aragua varios tipos de clima. En la faja litoral domina un clima semiárido y cálido, como se evidencia en Turiamo y Puerto Maya, aunque en elevaciones del flanco septentrional de Serranía de Litoral se producen lluvias orográficas que posibilitan condiciones húmedas y más fresca, así como las formaciones de bosques nublados en el Parque Nacional Henri Pittier, a su vez, condiciones locales posibilitan mayor humedad y cálidas temperaturas en algunas caletas costeras, como Chuao, Choroní, Ocumare, que se han aprovechado en las tradicionales plantaciones de cacao.

En las altitudes de la Cordillera de La Costa se expresa un clima isotermo de altura, alcanzándose en Colonia Tovar, a 1.790 m. de altitud, una temperatura media anual de sólo 15,4° y precipitaciones de 1.000 mm. Anuales. En la Depresión del Lago de Valencia y Valles de Aragua se reconocen condiciones más cálidas, registrándose en Maracay a 436 m. de altitud una temperatura media anual de 25,5° y una pluviosidad anual de 834 mm, con una estación seca bien definida. En el sector

llanero se evidencia un clima tropical lluvioso de sabana, con precipitaciones medias de 1.100 mm., con una rigurosa estación seca y temperaturas medias anuales de 26°.

El clima tropical está modificado por la influencia del mar y los vientos del noreste. En la franja costera domina el clima tropical semiárido, con precipitaciones anuales del orden de los 500 mm y temperaturas de 26,3 °C de promedio anual. En los espacios interiores la altitud modifica la temperatura y el régimen de lluvias debido a la disposición de los cordones montañosos, por lo que existe una amplia gama de particularidades. De acuerdo con el régimen tropical de sabana las lluvias son más copiosas que en el litoral (de 800 a 900 mm), y las temperaturas más bajas. Las bandas secas costeras están ocupadas por formaciones espinosas, con arbustos espaciados, y a medida que se introducen en el interior se observa una vegetación de bosque caducifolio, con mayor número de especies.

#### **4.2. Relieve e Hidrografía**

Aragua es un estado montañoso, existen dos cordilleras: la Cordillera de la Costa (Serranía del Litoral) y la Cordillera del Interior (Serranía del Interior), que actúan como divisoria de las vertientes sur y norte. La vertiente norte está constituida por ríos cortos, y de caudal escaso e irregular, que desembocan directamente en el Mar Caribe, como el San Miguel, Ocumare y Cata. Aquí también se encuentra el Parque Nacional Henri Pittier. La vertiente sur está formada por ríos de más largo recorrido como el Aragua, que desemboca al Lago de Valencia o de Tacarigua; el Guárico y el Pao, que drenan hacia el Orinoco.

La topografía general varía desde relieves abruptos con pendientes superiores al 40% en las Serranías del Litoral y del Interior, hasta relieves de topografía ondulada a plana, con pendientes menores al 5%.

La red hidrográfica del estado forma parte de tres grandes cuencas: Cuenca del Mar Caribe, Cuenca del Orinoco y Cuenca del Lago de Valencia.

#### **4.3. Vegetación**

La vegetación del Estado depende esencialmente de la altura sobre el nivel del mar y está acorde al relieve mencionado más arriba. La costa tiene vegetación espinar, a partir de los 250 m. comienza la selva que cubre la cordillera, con su diferente clase de vegetación de acuerdo a la altura, desde la vegetación baja a la alta, más arriba de los 1750 m. que se transforma en formaciones boscosas. Hacia el sur, en las llanuras, las sabanas, se cubren de pastos naturales, que las hacen propicias para el desarrollo de la ganadería.

#### **4.4. Actividades Económicas**

En las actividades económicas del 'Estado Aragua destacan los empleos industriales y de servicios que se generan en el Área Metropolitana de Maracay, en las ciudades de Turmero, La Victoria, Cagua y en otros centros urbanos situados en los Valles de Aragua y en las cabeceras del valle del Tuy en Sabaneta y Las Tejerías existen empresas metal mecánicas, productos químicos, textilerías, agroindustrias y procesadoras de alimentos. De significación son las actividades de transportistas y comerciantes.

Una moderna agricultura se expresa en la cuenca del Lago de Valencia, Valles de Aragua y sur del Estado Aragua, destacando los cultivos de caña de azúcar, maíz, frutas cítricas, hortalizas. En el litoral subsisten plantaciones de cacao, mientras que en las tierras altas de la zona de influencia de San Sebastián, San Casimiro, y otros sitios, se emplazan plantaciones cafetaleras, complementadas con agricultura de tabaco, maíz, hortalizas, tomate, pimientos. En Villa de Cura (68.767 habs.) junto a sus tradicionales actividades ganaderas se incrementan la fruticultura, caña de azúcar

y policultivos, junto a funciones industriales. Las actividades recreacionales y turísticas se desenvuelven en los entornos de los altos paisajes de Colonia Tovar, donde también se ha desarrollado una agricultura intensiva de hortalizas y fruticultura de altura.

En el litoral se afianzan las opciones turísticas de Bahía de Cata, Choroní, Turiamo. Hay importantes reservas de níquel, de alrededor de 38 millones de toneladas de mena seca con un tenor de 1,5% de níquel, en Loma de Hierro, en las cercanías de Tiara, en los lindes con el Estado Miranda, habiéndose iniciado su prospección para los trabajos mineros preliminares.

**Forestales:** Acapro, caoba, cedro, mijao y samán.

**Minerales:** Arcillas de alfarería, varita, caliza y níquel.

**Productos Agrícolas:** Aguacate, café, caraota, cebolla, maíz, pimentón, quinchoncho, caña de azúcar, algodón, cacao.

**Cría:** Avícola, bovino y porcino.

**Pesca:** Cataco, jurel, mero, sardina (mariscos); Camarón y langosta (crustáceos).

#### 4.5. Sistema Eléctrico

El estado Aragua posee 16 subestaciones eléctricas correspondientes al nivel de tensión en estudio, 3 subestaciones eléctricas de 230kV y una subestación que maneja niveles de tensión de 765kV y 400kV, la información detallada se muestra en la Tabla 3. El diagrama unifilar se muestra en la Figura 31 en los anexos

Subestación	Nivel de Tensión (kV)
Aragua	230 / 115
Cagua	115 / 13,8
Centro	115 / 13,8

<b>Subestación</b>	<b>Nivel de Tensión (kV)</b>
Corinsa	115 / 13,8
El Limón	115 / 13,8
La Horqueta	765 / 400 / 230
La Cabrera	115 / 13,8
La Morita	115 / 13,8
La Victoria	115 / 13,8
Las Delicias	115 / 13,8
Macaro	230 / 115 / 13,8
Palo Negro	115 / 13,8
San Ignacio	115 / 13,8
San Jacinto	115 / 13,8
San Vicente	115 / 13,8
Soco	115 / 13,8
Tejerías	115 / 13,8
Tiara	230
Villa de Cura I	115 / 13,8
Villa de Cura II	115

Tabla 3 Subestaciones del edo. Aragua

#### 4.5.1. Generación

Este estado posee las plantas de generación mostradas en la Tabla 4 como fuentes de alimentación en el nivel de interés, y además las subestaciones Aragua y Macaro, las cuales transforman el nivel de tensión de 230kV a 115kV para aumentar el flujo de energía en la red.

<b>Subestación</b>	<b>Capacidad de Generación (MW)</b>
Cagua	2 unid. de 17,54 c/u 1 unid. de 23,58
Corinsa	8 unid. de 1,89 c/u
La Cabrera	2 unid. de 170 c/u
Palo Negro	8 unid. de 1,89 c/u
San Jacinto	20 unid. de 0,815 c/u
San Ignacio	2 unid. de 30,33 c/u
San Vicente	1 unid. de 23,34

Tabla 4 Generación Eléctrica en el estado Aragua

#### 4.5.2. Transmisión

En la Tabla 5 se muestran todas las líneas de 115kV existentes en el estado Aragua.

N°	Línea de Transmisión
1	Aragua - Cagua
2	Aragua - Corinsa
3	Aragua - Palo Negro
4	Aragua - San Ignacio 1
5	Aragua - San Ignacio 2
6	Aragua - Soco 1
7	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)
8	Aragua - Villa II
9	Centro - Caña de Azúcar
10	El Limón - Caña de Azúcar
11	La Cabrera - Caña de Azúcar 1
12	La Cabrera - Caña de Azúcar 2
13	La Cabrera - El Limón
14	La Cabrera - San Ignacio 1
15	La Cabrera - San Ignacio 2
16	La Morita - San Jacinto
17	La Morita - San Vicente
18	La Victoria – La Mariposa (IVIC)
19	Las Delicias - Centro
20	Las Delicias - San Jacinto
21	Macaro - La Morita 1
22	Macaro - La Morita 2
23	Macaro - San Jacinto 1
26	Macaro - San Jacinto 2
27	San Vicente - La Cabrera
28	Soco - La Victoria
29	Soco - Tejerías
30	Tejerías – La Mariposa (IVIC)
31	Villa I - Villa II 1
32	Villa I - Villa II 2
33	Villa II - Corinsa
34	Villa II - San Juan de los Morros 1
35	Villa II - San Juan de los Morros 2

Tabla 5 Total de Líneas de Transmisión el estado Aragua

## CAPÍTULO V

### 5. MARCO METODOLÓGICO

#### 5.1. Asignación de Líneas de Transmisión

El Área de Transmisión de la DGFSE asignó un total de 16 líneas de transmisión para el estudio de su filosofía de protección, éste número corresponde al 50% de las líneas de transmisión del estado Aragua y se muestran en la Tabla 6.

Nº	Línea de Transmisión
1	Aragua - Palo Negro
2	Aragua - San Ignacio 1
3	Aragua - San Ignacio 2
4	Aragua - Soco 1
5	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)
6	La Cabrera - El Limón
7	La Morita - San Jacinto
8	La Morita - San Vicente
9	La Victoria – La Mariposa (IVIC)
10	Las Delicias - Centro
11	Macaro - San Jacinto 1
12	Macaro - San Jacinto 2
13	San Vicente - La Cabrera
14	Tejerías – La Mariposa (IVIC)
15	Villa I - Villa II 1
16	Villa I - Villa II 2

Tabla 6 Líneas de Transmisión asignadas por el Área de Transmisión de la DGFSE

Una vez asignadas las líneas para el estudio correspondiente se procedió a investigar las características de los conductores, los esquemas de protección

utilizados, tipos de relés instalados y demás información necesaria para el desarrollo del trabajo.

## 5.2. Filosofía de protección para líneas de transmisión con nivel de tensión de 115kV.

El sistema de protección empleado en las líneas de transmisión bajo estudio está caracterizado por la utilización de relés de distancia tipo mho o cuadrilateral, cada línea posee transformadores de potencial y de corriente con devanados múltiples para alimentar independientemente la protección primaria y secundaria; hay que recordar que los relés utilizan valores secundarios para realizar sus funciones de protección. El esquema de protección se presenta en la Figura 24. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de los anexos se encuentran las relaciones de transformación de los TP y TC instalados en las líneas de transmisión estudiadas.

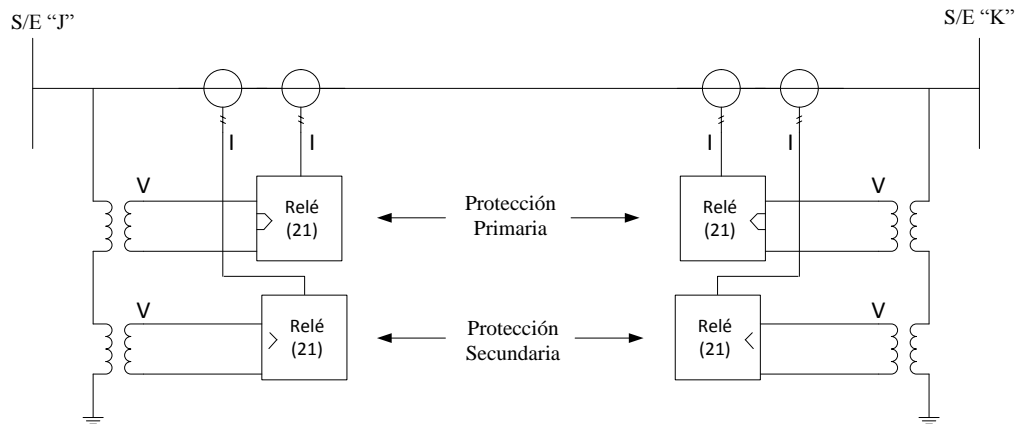


Figura 24 Esquema de Protección de una Línea de Transmisión del estado Aragua

## 5.3. Eventos ocurridos en el estado Aragua.

La información relacionada a los eventos ocurridos en el estado fue obtenida del "Reporte de Eventos Ocurridos en el Sistema de Transmisión Nacional (69 kV, 115 kV, 138 kV, 230 kV, 400 kV Y 765 kV)", el cual se realiza mensualmente por la



el Área de Transmisión de la DGFSE. En nuestro caso se analizó el período comprendido entre enero de 2012 a marzo de 2013.

Una vez extraída la información correspondiente al nivel de tensión de 115kV se discriminaron los eventos según la siguiente clasificación:

#### Equipos, materiales, componentes y accesorios

- Deterioro de conductores, aisladores, herrajes, estructuras y equipos de maniobra, entre otros.

#### Error humano

- Error de operación, incumplimiento de procedimientos (accidental o intencionado).

#### Fallas en el sistema

- Sobrecarga.
- Cortocircuito.
- Falla en distribución.
- Problemas de sincronismo.
- Separación de áreas.
- Salida de líneas adyacentes (por respaldo).

- Bote de carga.
- Disparos incorrectos de líneas de transmisión y equipos.
- Baja tensión.
- Discordancia de polos.
- Potencia inversa.

#### Fenómenos Naturales

- Descargas atmosféricas.
- Fuertes vientos.

#### Terceros

- Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas, daño por animales.

#### Vegetación

- Falta de mantenimiento de pica y poda en los corredores de servicio.
- Caída de árboles.

#### Incendio

- Accidental. (Quema de vegetación).

- Intencionada (Quema de caña).

#### Desconocidos

- La línea o equipo fue revisada y no se determinó la causa del evento.
- La línea o equipo no ha sido revisado.
- No se señala información específica sobre el evento.

Es importante resaltar que el caso de estudio está enfocado en las protecciones eléctricas, por tanto los eventos a analizar son los enunciados como “Fallas en el Sistema” y “Desconocidos” (según el reporte, hay muchos disparos erráticos de protección sin investigar), todos los demás casos serán definidos como “Otros”; en la Tabla 7 se muestra el total de fallas por línea, discriminado por tipo de evento ocurrido.

N°	Nombre de la Línea	Número de Eventos			
		Desconocida	Falla en el Sistema	Otros	Total
1	Aragua - Palo Negro	0	0	0	<b>0</b>
2	Aragua - San Ignacio 1	2	1	2	<b>5</b>
3	Aragua - San Ignacio 2	1	0	2	<b>3</b>
4	Aragua - Soco 1	2	0	8	<b>10</b>
5	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	1	0	1	<b>2</b>
6	La Cabrera - El Limón	0	0	0	<b>0</b>
7	La Morita - San Jacinto	1	0	1	<b>2</b>
8	La Morita - San Vicente	0	0	2	<b>2</b>
9	La Victoria – La Mariposa (IVIC)	1	0	1	<b>2</b>
10	Las Delicias - Centro	1	1	0	<b>2</b>
11	Macaro - San Jacinto 1	0	0	0	<b>0</b>

N°	Nombre de la Línea	Número de Eventos			
		Desconocida	Falla en el Sistema	Otros	Total
12	Macaro - San Jacinto 2	0	0	1	<b>1</b>
13	San Vicente - La Cabrera	0	0	0	<b>0</b>
14	Tejerías – La Mariposa (IVIC)	1	0	0	<b>1</b>
15	Villa I - Villa II 1	2	0	0	<b>2</b>
16	Villa I - Villa II 2	1	0	1	<b>2</b>
<b>Total</b>		<b>13</b>	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>34</b>

Tabla 7 Eventos en Líneas de Transmisión del estado Aragua

De la Tabla 7 se obtuvo el total de eventos para el período de estudio y se construyó la Figura 25 donde se observa que las causas estudiadas poseen un alto porcentaje dentro del total de eventos ocurridos, por lo que se hizo necesario el estudio de los esquemas del sistema de protecciones y ajustes.

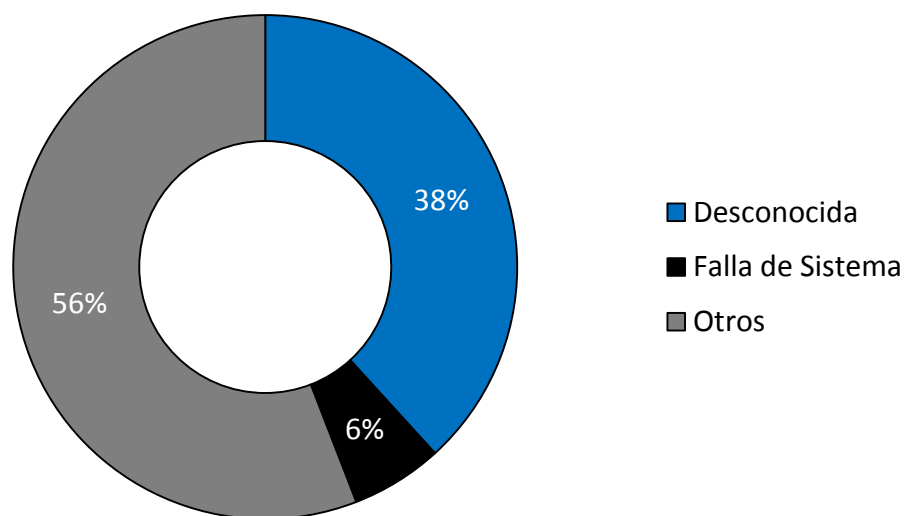


Figura 25 Total de Eventos Ocurridos

## **5.4. Criterios de ajuste de zonas de medida**

### **5.4.1. Actuales**

Se solicitó a CORPOELEC toda la información relacionada a la configuración actual de los sistemas de protección, éste informó que es el CND quién establece los criterios de ajustes y ellos sólo se encargan de realizar los cálculos necesarios para su posterior implementación; los criterios de ajuste son los siguientes:

- Zona 1: 85% de la Impedancia de la Línea (ZL1). Tiempo: Instantáneo
- Zona 2: 100% de ZL1 + 20% de ZL2. Tiempo: 0,3... 0,5 s
- Zona 3: 100% de ZL1 + 100% de ZL2 (impedancia de la línea más corta adyacente al extremo remoto). Tiempo: 1,5 s
- Zona 4 (Arranque): 130% de Zona 3. Tiempo: 3 s

En cuanto a las líneas de transmisión con derivación en “T” se utilizan los criterios de ajuste de zona mencionados anteriormente.

Una vez recibida la información se realizó una verificación en campo de la misma, registrando los datos directamente de los relés instalados a través de una inspección visual y en compañía de personal de CORPOELEC perteneciente al grupo de transmisión Aragua, así mismo se comprobó el funcionamiento del equipo de protección. En aquellos casos donde se consiguió discrepancia entre los datos suministrados y los obtenidos del relé durante la verificación, se utilizaron como referencia los registrados en campo.

### 5.4.2. Propuestos

Para los ajustes propuestos se utilizaron los criterios de zonas mostrados en la Tabla 8 los cuales se definieron basándose en lo establecido en el apartado 3.18, tomando en cuenta un margen de seguridad de 15% en la zona I, para la zona II se utiliza el 100% de la impedancia de la línea a proteger más el 20% de la línea adyacente más corta al extremo remoto debido a que así evitamos el solapamiento de zonas que produce una competencia no deseada en casos dónde la línea secundaria posea una longitud despreciable en comparación a la línea principal.

Zona	Tiempo de Ajuste	Ajuste
I	Instantáneo	$ZI = 0,85 ZI1$
II	0,3 s	$ZII = ZI1 + (0,2 \cdot ZI2) (*)$
III	1,5 s	$ZIII = ZI1 + ZI2 (**)$
(*) ZI2 es la impedancia de la línea más corta que parte del extremo remoto (**) ZI2 es la impedancia de la línea más larga que parte del extremo remoto		

Tabla 8 Criterios de Ajuste Propuestos para el estado Aragua

Para la zona III se busca brindar respaldo para las líneas adyacentes al extremo remoto. Debido a que en muchos casos al utilizar la línea adyacente más larga, los valores medidos por el relé presentaban una variación con respecto a los valores normales casi imperceptible; se realizó el ajuste analizando el comportamiento del sistema, es decir, se simularon fallas en las líneas adyacentes disponibles para determinar que ajuste cumplía con los criterios de protección establecidos.

Los tiempos de respuesta serán ajustados a los mismos valores que utiliza CORPOELEC ya que se encuentran dentro del rango aceptado por el criterio

utilizado para el cálculo de los ajustes propuestos. Es importante resaltar que para las protecciones de líneas con derivación en “T” se configuraran los tiempos propuestos en el apartado 3.18.1.

### **5.5. Consideraciones para el cálculo de ajustes**

Para realizar el estudio de protección de las líneas de transmisión, la DGFSE puso a disposición una versión oficial del software DigSILENT PowerFactory y el CND suministró el archivo correspondiente a la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional para ejecutar las simulaciones necesarias para realizar los ajustes deseados.

Antes de calcular los ajustes de zona para las protecciones de distancia debemos tener en cuenta que no se utilizó un valor de resistencia de falla a tierra por dos razones; la norma IEC 60909 utilizada por el programa de simulación DigSILENT PowerFactory para calcular los valores de cortocircuito desprecia el valor de dicha resistencia, además CORPOELEC no posee ningún estudio donde establezcan un valor de ésta, por lo que el Área de Transmisión de la DGFSE solicitó no incluirla en el estudio.

También debemos añadir que al realizar la simulación, los datos obtenidos consideran el efecto de fuentes intermedias (“infeed”), explicado en el punto 3.19.3 del Capítulo III, ya que al simular una falla en el sistema, el relé registra los valores con todas las contribuciones de corrientes existentes.

### **5.6. Cálculo de Impedancia Medida por el Relé**

Utilizando el diagrama mostrado en la Figura 26 desarrollaremos el procedimiento de cálculo de la impedancia vista por el relé de distancia ubicado en la línea de transmisión KP, denominada  $Z_{mk}$ .

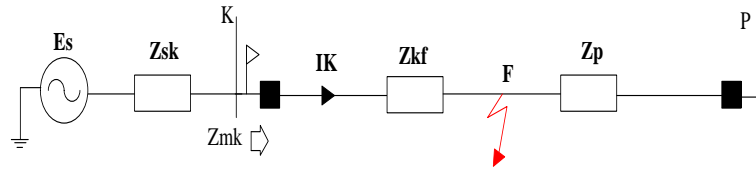


Figura 26 Sistema de Potencia General

El relé de distancia necesita determinar el valor de la impedancia al momento de la ocurrencia de una falla para compararla con la impedancia ajustada y así establecer su actuación. Dicho valor no puede ser determinado por un método directo y ésta es la razón por la que el relé mide las magnitudes de tensión y corriente al momento de la falla.

Debido a que nuestro caso de estudio es basado en fallas monofásicas a tierra hay que tomar en cuenta la corriente de secuencia cero que genera desbalance en la red, es por esto que siguiendo el procedimiento demostrado en el apartado 3.19.2 del capítulo III calcularemos el valor de  $K_0$  para compensar la corriente medida por el relé y definirla como:

$$I_{A'} = I_{medida} + I_E * K_0 \quad (27)$$

Dónde:

$I_{medida}$ : Corriente Censada por el Relé.

$I_E$ : Corriente Residual censada por el Relé.

$K_0$ : Factor de Compensación

Una vez aplicada la Ecuación (27) y obtenido el valor de la corriente  $I_A$  compensada ( $I_{A'}$ ), se calculó el valor de la impedancia censada por el relé utilizando la Ecuación (28).



$$Z_{mkp} = \frac{V_A}{I_{A'}} \quad (28)$$

Dónde:

$V_A$ : Tensión Censada por el Relé

$I_{A'}$ : Corriente Censada por el Relé Compensada

Como se explicó en el marco teórico, el relé no está en la capacidad de manejar las magnitudes obtenidas directamente de las líneas de transmisión por lo que se hace necesario el uso de TP y TC para llevarlas de valores primarios a secundarios y así puedan ser procesados, es por esto que el ajuste obtenido de la Ecuación (28) debe ser expresado en valores secundarios, utilizando las relaciones de transformación como se muestra en la Ecuación (29).

$$Z_{mk} = \frac{RTC}{RTP} * Z_{mkp} \quad (29)$$

Dónde:

RTC: Relación de Transformación del TC

RTP: Relación de Transformación del TP

$Z_{mk}$ : Impedancia Medida en Valor Secundario

## **5.7. Ajuste de Zonas de Protección del estado Aragua**

### **5.7.1. Configuración tipo MHO**

Utilizando los criterios explicados en el punto 5.4.2 se realizaron las simulaciones necesarias para obtener los valores de impedancia de ajuste basándose en el método explicado en el punto anterior.

### 5.7.2. Configuración tipo Cuadrilateral

Para el cálculo del alcance inductivo, se obtiene el valor de impedancia de ajuste utilizando el mismo método que para la protección de tipo Mho y se asigna la parte imaginaria de dicha impedancia como valor de ajuste reactivo según sea la zona.

Para establecer el alcance resistivo primero fue necesario calcular la zona de carga haciendo uso de las ecuaciones (30) y (31)

$$R_{carga} = \frac{0,9 * U_n}{\sqrt{3} * I_{m\acute{a}x}} \quad (30)$$

$$\varphi = \cos^{-1}(F_p) \quad (31)$$

Dónde:

Un: Tensión nominal del sistema

Imáx: Corriente máxima del conductor

Fp: Factor de potencia

Rcarga: resistencia de la zona de carga

$\varphi$ : Ángulo de apertura de la zona de carga

Una vez obtenido el resultado de la ecuación anterior se estableció un margen de seguridad de 20%, lo que define al alcance resistivo máximo (zona III), luego se ajustó la zona II al 80% de la máxima permitida y así mismo el alcance resistivo mínimo (zona I) al 80% de la segunda.

Aunque exista independencia entre el ajuste resistivo e inductivo, es necesario mantener la precisión en la medida, por esto es conveniente limitar que el alcance resistivo sea máximo diez veces el valor del alcance inductivo.

La capacidad de corriente ( $I_{max}$ ) de cada conductor se encuentra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de los anexos.

### 5.7.3. Líneas de Transmisión con Derivación en “T”

El ajuste de zona para éste tipo de configuración fue completamente teórico y se realizó haciendo una aplicación rigurosa de lo establecido en el apartado 3.18.1 del Capítulo III.

En la línea “Aragua – Soco 2”, mostrada en la Figura 27, encontramos el T-Off identificado como “Cagua TR3” que corresponde a una subestación de carga por lo que se clasifica como “Línea con Toma”.

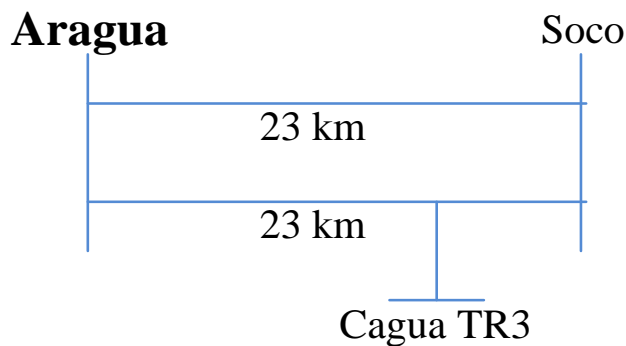


Figura 27 Línea de Transmisión “Aragua – Soco” con derivación en “T” Cagua TR3

El T-Off “IVIC”, mostrado en la Figura 28, se consideró un caso especial debido a que la S/E IVIC se conecta a las líneas “La Victoria – La Mariposa” y “Tejerías – La Mariposa” de forma independiente que aunque al principio se pensó que serían clasificadas “Línea con Toma”, al analizar el comportamiento del sistema se decidió trabajar esta configuración como una “Línea Multiterminal” ya que al ocurrir un evento en alguna de las líneas antes mencionadas, el sentido de corriente varía haciendo que la S/E IVIC se comporte como una fuente de alimentación para la falla.

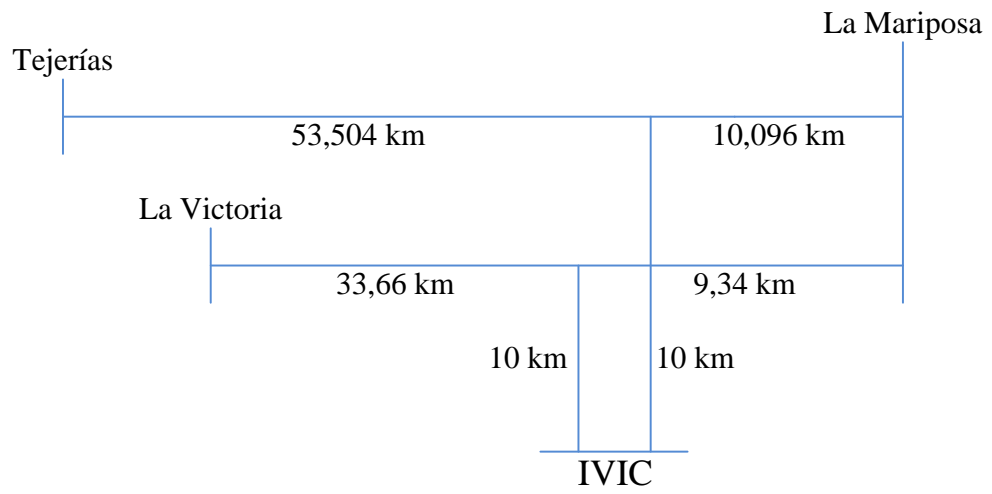


Figura 28 Línea de Transmisión "La Victoria - La Mariposa" y "Tejerías - La Mariposa" con derivación en "T" IVIC

## CAPÍTULO VI

### 6. RESULTADOS

#### 6.1. Líneas de Transmisión del estado Aragua

##### 6.1.1. Protecciones Instaladas

A partir de la información suministrada por el prestador de servicio, se organizó y registró en la

Nº	Línea de Transmisión	Relé	Característica
1	Aragua - San Ignacio (1y2)	7SA522	Cuadrilateral
2	Aragua - Soco 1	7SA522	Cuadrilateral
3	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	7SA522	Cuadrilateral
4	Centro - Las Delicias	7SL24	Cuadrilateral
5	El Limón - La Cabrera	NX PCS-902	Cuadrilateral
6	La Cabrera - El Limón	NX PCS-902	Cuadrilateral
7	La Cabrera - San Vicente	NX PCS-902	Cuadrilateral
8	La Morita - San Jacinto	LZ32	Mho
9	La Morita - San Vicente	LZ32	Mho
10	La Victoria - La Mariposa (IVIC)	LZ32	Mho
11	Las Delicias - Centro	GE D60	Mho
12	Macaro - San Jacinto (1y2)	REL 316	Cuadrilateral
13	San Ignacio - Aragua (1y2)	LZ32	Mho
14	San Jacinto - La Morita	ABB 531	Cuadrilateral
15	San Jacinto - Macaro (1y2)	ABB 531	Cuadrilateral
16	San Vicente - La Cabrera	ABB 531	Cuadrilateral
17	San Vicente - La Morita	ABB 531	Cuadrilateral
18	Soco - Aragua 1	LZ32	Mho
19	Soco - Aragua 2 (Cagua TR3)	LZ32	Mho
20	Tejerías - La Mariposa (IVIC)	LZ32	Mho
21	Villa I - Villa II (1y2)	LZ32	Mho
22	Villa II - Villa I (1y2)	7SA522	Cuadrilateral

Tabla 9 Tipo de Protecciones Instaladas en Líneas de Transmisión del estado Aragua

### 6.1.2. Características Físicas

Así mismo, se utilizó la base de datos suministrada por CORPOELEC para construir la Tabla 10 en donde se registró la longitud y tipo de conductor de las líneas estudiadas. En el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de los anexos se encuentra la información detallada, donde se calcula los valores de impedancia utilizados para definir la longitud de las líneas.

N°	Nombre de la Línea	Longitud Total de la Línea (Km)	Tipo de Conductor
1	Aragua - Palo Negro	9,40	ACAR 350 MCM (12/7)
2	Aragua - San Ignacio 1	20,00	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
3	Aragua - San Ignacio 2	20,00	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
4	Aragua - Soco 1	23,00	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
5	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	23,00	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
6	La Cabrera - El Limón	8,40	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
7	La Morita - San Jacinto	19,00	ACAR 350 MCM (12/7)
8	La Morita - San Vicente	10,00	ACAR 350 MCM (12/7)
9	La Victoria – La Mariposa (IVIC)	43,00	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
10	Las Delicias - Centro	7,00	ACAR 350 MCM (12/7)
11	Macaro - San Jacinto 1	7,50	ACAR 350 MCM (12/7)
12	Macaro - San Jacinto 2	7,50	ACAR 350 MCM (12/7)
13	San Vicente - La Cabrera	10,00	ACAR 350 MCM (12/7)
14	Tejerías – La Mariposa (IVIC)	63,60	ACSR 266, 8 MCM (26/7)
15	Villa I - Villa II 1	7,00	ACAR 350 MCM (12/7)
16	Villa I - Villa II 2	7,00	ACAR 350 MCM (12/7)

Tabla 10 Longitud y Tipo de Conductor de las Líneas de Transmisión del estado Aragua

### 6.2. Ajustes Implementados por CORPOELEC

Luego de realizada la reunión con los encargados de protección de Aragua y de visitadas las subestaciones se construyó la Tabla 11 con toda la información

registrada en ambas actividades, estos valores serán el punto de referencia para la comparación de ajustes.

N°	Línea de Transmisión	CORPOELEC		
		Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	Aragua - San Ignacio (1y2)	0,464+0,888i	0,58+1,1099i	0,696+1,331i
2	Aragua - Soco 1	0,534+1,022i	0,666+1,276i	0,8+1,532i
3	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	2,326+4,452i	2,901+5,558i	3,485+6,673i
4	Centro - Las Delicias	1,24i	2i	4,1i
5	El Limón - La Cabrera	0,107+0,4196i	0,1587+0,6221i	0,3203+1,2558i
6	La Cabrera - El Limón	0,9726+3,8129i	1,9353+7,5871i	3,7355+14,6441i
7	La Cabrera - San Vicente	1,0703+4,112i	2,0016+7,6898i	3,1397+12,0621i
8	La Morita - San Jacinto	0,163+0,4364i	0,2299+0,6154i	0,294+0,7869i
9	La Morita - San Vicente	0,2116+0,4848i	0,3081+0,7059i	0,5109+1,1707i
10	La Victoria - La Mariposa (IVIC)	0,4743+1,4545i	0,6138+1,8824i	1,0434+3,2i
11	Las Delicias - Centro	0,3i	0,48i	0,98i
12	Macaro - San Jacinto (1y2)	0,3826+1,2148i	0,5357+1,717i	0,8896+2,1952i
13	San Ignacio - Aragua (1y2)	0,1471+0,3273i	0,2129+0,4737i	0,3853+0,8571i
14	San Jacinto - La Morita	0,174+0,44i	0,226+0,58i	0,306+0,832i
15	San Jacinto - Macaro (1y2)	0,146+0,462i	0,212+0,67i	0,374+1,174i
16	San Vicente - La Cabrera	0,122+0,468i	0,144+0,55i	0,172+0,67i
17	San Vicente - La Morita	0,192+0,496i	0,192+0,496i	0,192+0,496i
18	Soco - Aragua 1	0,5899+1,1707i	0,733+1,4545i	0,8638+1,7143i
19	Soco - Aragua 2 (Cagua TR)	0,5899+1,1707i	0,733+1,4545i	0,8638+1,7143i
20	Tejerías - La Mariposa (IVIC)	0,8062+1,6i	1,1799+2,3415i	2,1989+4,3636i
21	Villa I - Villa II (1y2)	0,1471+0,3273i	0,2129+0,4737i	0,3853+0,8571i
22	Villa II - Villa I (1y2)	0,7869+0,3421i	0,828+0,483i	0,92+0,805i

Tabla 11 Tabla de Ajustes Implementados por CORPOELEC



### 6.3. Ajustes Propuestos

Siguiendo el procedimiento de cálculo establecido en el marco metodológico se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla 12. Dichos resultados corresponden a los valores mostrados en las tablas de simulación en los anexos.

Los dos ajustes cuadrilaterales marcados en color naranja en la Tabla 12, que presentan un alcance inductivo negativo, generado por un flujo de corriente contrario a la dirección de lectura deseada del relé, por lo que se tomaron las siguientes consideraciones:

Para la línea “El Limón – La Cabrera” la configuración en anillo de la red que se muestra en a figura Figura 29, dependiendo del punto en donde ocurra la falla en la línea “La Cabrera – Caña de Azúcar” (adyacente más corta), el flujo de corriente toma un sentido determinado, ocasionando una lectura no deseada del instrumento, la cual genera ajustes que no corresponden a la protección instalada.

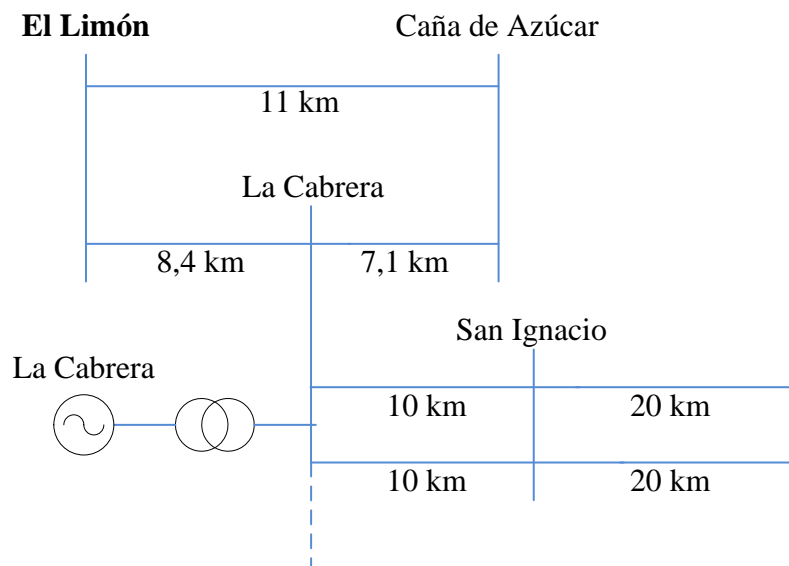


Figura 29 Línea de Transmisión “El Limón – La Cabrera”

Se decidió ajustar el relé utilizando la línea “La Cabrera – San Ignacio” (adyacente más larga) para así proteger el 100% de la línea principal y se recomienda considerar otro tipo de protección que realice el respaldo de la línea “La Cabrera – Caña de Azúcar”.

En cuanto al ajuste erróneo presentado para las líneas “San Jacinto – Macaro (1 y 2)”, al generarse una falla en el 100% de “Macaro – La Morita” (zona III), el flujo de corriente de la red se invierte y el relé no obtiene una lectura correcta de la impedancia de falla. Al no existir posibilidades de trabajar con líneas adyacentes, ver figura Figura 30, se recomienda sólo habilitar los ajuste de zona I y II de la protección para proteger las líneas “San Jacinto – Macaro (1 y 2)” e instalar un relé (sobrecorriente o diferencial) que cumpla con la función de protección de la línea inmediata.

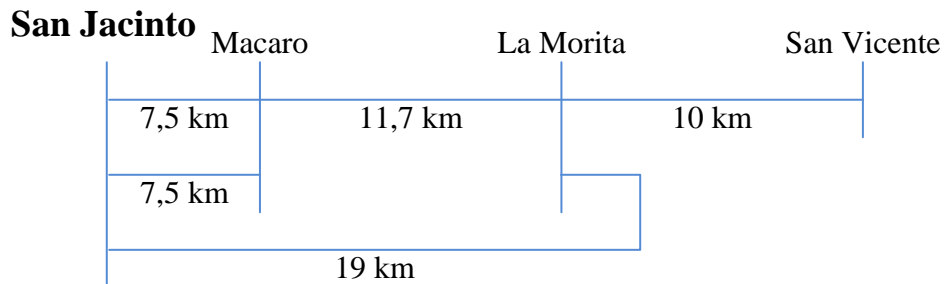


Figura 30 Línea de Transmisión "San Jacinto - La Morita"

Los casos resaltados en rojos, son configuraciones de protección cuadrilateral donde el alcance resistivo sobrepasa el valor permitido, que se define en el capítulo 5 numeral 5.7.2, por lo cual se ajustó la parte resistiva de cada uno que fuese mayor a 10 veces el alcance inductivo, limitándolo al valor máximo permitido.

Los ajustes definitivos fueron presentados en la Tabla 13

N°	Línea de Transmisión	Ajustes de Distancia Propuestos		
		Zona I	Zona II	Zona III
1	Aragua - San Ignacio (1y2)	9,3898+0,7369i	11,7372+1,0536i	14,6715+1,0967i
2	Aragua - Soco 1	9,3898+1,0704i	11,7372+1,3793i	14,6715+1,835i
3	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	0,2493+0,571i	1,0354+2,3717i	1,5761+3,6239i
4	Centro - Las Delicias	0,5831+1,4691i	0,9024+2,1839i	1,7162+4,1048i
5	El Limón - La Cabrera	85,3614+0,4225i	106,7017-6,0545i	133,3772+2,1062i
6	La Cabrera - El Limón	85,3614+3,5472i	106,7017+5,327i	133,3772+9,9752i
7	La Cabrera - San Vicente	67,6381+4,3542i	84,5476+6,1404i	105,6845+10,147i
8	La Morita - San Jacinto	0,3835+0,9358i	0,7025+1,604i	2,3647+5,2613i
9	La Morita - San Vicente	0,2144+0,4701i	0,2967+0,6665i	0,498+1,119i
10	La Victoria - La Mariposa	0,8245+1,8886i	1,5415+3,5312i	2,1251+4,8813i
11	Las Delicias - Centro	0,1399+0,3539i	0,2668+0,6794i	0,6818+1,7137i
12	Macaro - San Jacinto (1y2)	33,819+1,1067i	42,2738+2,3194i	52,8422+6,9417i
13	San Ignacio - Aragua (1y2)	0,5127+0,9142i	1,1726+1,7052i	4,2082+5,4692i
14	San Jacinto - La Morita	3,7201+0,9358i	4,6501+1,604i	5,8126+5,2613i
15	San Jacinto - Macaro (1y2)	7,4402+0,3278i	9,3002+1,7405i	11,6253-6,2615i
16	San Vicente - La Cabrera	7,4402+0,4724i	9,3002+0,7105i	11,6253+1,609i
17	San Vicente - La Morita	7,4402+0,4741i	9,3002+0,9266i	11,6253+1,6753i
18	Soco - Aragua 1	0,5643+1,0643i	3,6659+4,8775i	15,6605+19,4014i
19	Soco - Aragua 2 (Cagua TR3)	0,2493+0,571i	0,834+1,9105i	1,1306+2,5617i
20	Tejerías - La Mariposa	1,2176+2,7891i	2,1195+4,8551i	3,3271+7,5856i

Tabla 12 Ajustes Obtenidos para el estado Aragua

N°	Línea de Transmisión	Ajustes de Distancia Propuestos		
		Zona I	Zona II	Zona III
1	Aragua - San Ignacio (1y2)	7,369+0,7369i	10,536+1,0536i	10,967+1,0967i
2	Aragua - Soco 1	9,3898+1,0704i	11,7372+1,3793i	14,6715+1,835i
3	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	0,2493+0,571i	1,0354+2,3717i	1,5761+3,6239i
4	Centro - Las Delicias	0,5831+1,4691i	0,9024+2,1839i	1,7162+4,1048i
5	El Limón - La Cabrera	4,225+0,4225i	16,528+1,6528i	21,062+2,1062i
6	La Cabrera - El Limón	35,472+3,5472i	53,27+5,327i	99,752+9,9752i
7	La Cabrera - San Vicente	43,542+4,3542i	61,404+6,1404i	101,47+10,147i
8	La Morita - San Jacinto	0,3835+0,9358i	0,7025+1,604i	2,3647+5,2613i
9	La Morita - San Vicente	0,2144+0,4701i	0,2967+0,6665i	0,498+1,119i
10	La Victoria - La Mariposa	0,8245+1,8886i	1,5415+3,5312i	2,1251+4,8813i
11	Las Delicias - Centro	0,1399+0,3539i	0,2668+0,6794i	0,6818+1,7137i
12	Macaro - San Jacinto (1y2)	11,067+1,1067i	23,194+2,3194i	52,8422+6,9417i
13	San Ignacio - Aragua (1y2)	0,5127+0,9142i	1,1726+1,7052i	4,2082+5,4692i
14	San Jacinto - La Morita	3,7201+0,9358i	4,6501+1,604i	5,8126+5,2613i
15	San Jacinto - Macaro (1y2)	3,278+0,3278i	9,3002+1,7405i	Deshabilitada
16	San Vicente - La Cabrera	4,724+0,4724i	7,105+0,7105i	11,6253+1,609i
17	San Vicente - La Morita	4,741+0,4741i	9,266+0,9266i	11,6253+1,6753i
18	Soco - Aragua 1	0,5643+1,0643i	3,6659+4,8775i	15,6605+19,4014i
19	Soco - Aragua 2 (Cagua TR3)	0,2493+0,571i	0,834+1,9105i	1,1306+2,5617i
20	Tejerías - La Mariposa	1,2176+2,7891i	2,1195+4,8551i	3,3271+7,5856i

Tabla 13 Ajustes Propuestos para el estado Aragua

#### **6.4. Comparación entre los ajustes implementados por CORPOELEC y los ajustes propuestos para el estado Aragua**

Como criterio de comparación se tomó el módulo de ambos ajustes y se calculó el error entre ellos, el cual por recomendación de la DGFSE es aceptable sólo si se encuentra en un rango no mayor al  $\pm 20\%$  de variación con respecto a la referencia.

En la Tabla 14 se muestran los resultados de la comparación, resaltando en color amarillo lo ajustes que están fuera del margen establecido como aceptable y en verde los que se encuentran dentro de éste.

N°	Línea de Transmisión	Propuesto			CORPOELEC			Error %		
		Zona I	Zona II	Zona III	Zona I	Zona II	Zona III	Zona I	Zona II	Zona III
		Z	Z	Z	Z	Z	Z	Zona I	Zona II	Zona III
1	Aragua - San Ignacio (1y2)	7,406	10,589	11,022	0,115	0,144	0,172	6340,01	7266,05	6292,85
2	Aragua - Soco 1	9,451	11,818	14,786	0,132	0,165	0,198	7040,26	7053,10	7353,23
3	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	0,623	2,588	3,952	0,577	0,720	0,864	8,06	259,61	357,33
4	Centro - Las Delicias	1,581	2,363	4,449	1,240	2,000	4,100	27,47	18,15	8,52
5	El Limón - La Cabrera	4,246	16,610	21,167	0,433	0,642	1,296	880,62	2487,30	1533,26
6	La Cabrera - El Limón	35,649	53,536	100,250	3,935	7,830	15,113	805,94	583,73	563,33
7	La Cabrera - San Vicente	43,759	61,710	101,976	4,249	7,946	12,464	929,87	676,62	718,17
8	La Morita - San Jacinto	1,011	1,751	5,768	0,466	0,657	0,840	117,10	166,55	586,68
9	La Morita - San Vicente	0,517	0,730	1,225	0,529	0,770	1,277	-2,32	-5,28	-4,11
10	La Victoria - La Mariposa (IVIC)	2,061	3,853	5,324	1,530	1,980	3,366	34,70	94,60	58,17
11	Las Delicias - Centro	0,381	0,730	1,844	0,300	0,480	0,980	26,85	52,06	88,20
12	Macaro - San Jacinto (1y2)	11,122	23,310	53,296	0,609	0,860	1,133	1725,95	2609,84	4604,77
13	San Ignacio - Aragua (1y2)	1,048	2,069	6,901	0,359	0,519	0,940	192,10	298,48	634,35
14	San Jacinto - La Morita	3,836	4,919	7,840	0,473	0,622	0,886	710,73	690,23	784,40
15	San Jacinto - Macaro (1y2)	3,294	9,462	-	0,485	0,514	0,703	579,92	1741,59	-
16	San Vicente - La Cabrera	4,748	7,140	11,736	0,484	0,569	0,692	881,63	1155,93	1596,64
17	San Vicente - La Morita	4,765	9,312	11,745	0,532	0,800	1,476	795,84	1063,88	695,69
18	Soco - Aragua 1	1,205	6,102	24,933	1,311	1,629	1,920	-8,11	274,61	1198,86
19	Soco - Aragua 2 (Cagua TR3)	0,623	2,085	2,800	1,311	1,629	1,920	-52,48	27,99	45,87
20	Tejerías - La Mariposa (IVIC)	3,043	5,298	8,283	1,792	2,622	4,886	69,86	102,05	69,52

Tabla 14 Comparación de Ajustes Implementados por CORPOELEC y Propuestos

## CONCLUSIONES

El 44% de la cantidad total de fallas registradas entre enero del 2012 y marzo del 2013 en el estado Aragua, por protecciones eléctricas, ratificó la necesidad de realizar el estudio de los esquemas y ajustes de protección del estado.

Se realizaron los ajustes de zonas de protección de acuerdo a criterios propuestos bajo los lineamientos dictados por el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, donde se consideraron las características de las líneas de transmisión y el comportamiento del sistema en torno a ella, utilizando un escenario de falla monofásica por solicitud de la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico en el programa de simulación DigSILENT PowerFactory, con el fin de garantizar la respuesta del relé ante éste acontecimiento.

Uno de los factores más importantes para la realización del ajuste fue considerar el efecto de fuentes intermedias (“infeed”) ya que éste incide directamente en el ajuste y varía dependiendo de la topología del sistema. También se estudió de forma específica aquellas líneas que presentaban derivaciones en “T”, tomando en cuenta si se comportaban como líneas con toma o multiterminales.

Se compararon los ajustes implementados por CORPOELEC con los propuestos en este trabajo, obteniendo que en la mayoría existan diferencias considerables que superan en un amplio margen el  $\pm 20\%$  de error sugerido por la DGFSE. Éste fenómeno manifiesta la necesidad de una revisión en los ajustes de protección existentes.

## **RECOMENDACIONES**

Revisar y analizar los ajustes propuestos en éste trabajo con la finalidad de mejorar la confiabilidad y selectividad de los Sistemas de Protección y así garantizar la continuidad y calidad en la prestación del Servicio Eléctrico

Utilizar esquemas de teleprotección para brindar confiabilidad y seguridad al sistema de protección.

Realizar un estudio en el que se estime un valor estándar de resistencia de falla para el estado Aragua que permita calcular los ajustes en situaciones de fallas a tierra con mayor precisión.

Disminuir el error de medición introducido por el efecto de acoplamiento mutuo, realizando estudios en las líneas donde se presente éste fenómeno.

Modificar los ajustes de protección conjuntamente con los cambios que se realicen en la topología del Sistema Eléctrico Nacional.

Estudiar el comportamiento de las protecciones de distancia instaladas hacia subestaciones terminales.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Renzo Tamasco A. (2007). Protecciones Eléctricas. Colombia
- [2] MSc. Ing. Manuel Briceño. Protecciones Eléctricas de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [3] M.C. Obed Renato J., M., M.C. Vicente Cantu G., Dr. Arturo Conde E. (2006). Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. México.
- [4] IEEE Std C37.113-1999. IEEE guide for protective relay applications to transmission lines
- [5] ABB. *Protection Application Handbook*. BU Transmition System and Substations
- [6] Arteaga N. (2012). Protecciones de Sistema de Potencia. Venezuela: CODOELECTRA
- [7] Rush, P. (2002). Network Protection and Automation Guide. Francia: AREVA
- [8] Mason, C. R. (2007). The Art & Science of Protective Relaying. USA: General Electric.
- [9] Harper, E. (2002). Elemento de diseño de subestaciones eléctricas. (2a. ed.). México: Editorial Limusa
- [10] Chamorro, A. (2005) Protecciones de Distancia: Guía de Aplicación. España. Areva

- [11] C. Gallegos, J. U. Análisis de Fenómenos que Afectan la Protección de Distancia. Florida, USA: GERS.
- [12] International Electrotechnical Commission. (1987). International Standard IEC 186. International Electrotechnical Commission.

## BIBLIOGRAFÍA

ABB. (1999). *Protection Application Handbook*. B.U. Transmission System and Substations. Suecia: ABB.

Amundaray C., F (2009). *Estudio y coordinación de las protecciones de distancia de la red 115 kV asociados a las subestaciones pertenecientes a CADAPE en el sistema troncal de transmisión*. Anzoátegui: Universidad de Oriente.

Arteaga N. (2012). *Protecciones de Sistema de Potencia*. Venezuela: CODOELECTRA.

Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 39.573, Diciembre 14, 2010.

BBC. (1973). *Distance Relays types L3, LZ31 and LZ32*. Suiza: BBC. – 155 p.

C.A., E.d.C. (2006). *Manual del Sistema de Protecciones*. Caracas: E.d.C.

CADAPE (178-88: 1988). *Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Instalación de los equipos de protección, medición y mando*. Caracas: CADAPE.

CADFE (192-88: 1988). *Montaje de equipos para subestaciones de transmisión. Pruebas en sitio de los equipos de protección, medición y mando*. Caracas: C.A. de Administración y Fomento Eléctrico.

CADFE (234-88: 1988). *Mantenimiento del relé tipo LZ32*. Caracas: C.A. de Administración y Fomento Eléctrico.

CADFE (D.N.S. – 3: 1980). *Diseño normalizado de subestaciones. Sistemas de protecciones*. Caracas: C.A. de Administración y Fomento Eléctrico.

Chamorro, A. (2005). *Protecciones de distancia. Guía de aplicación*. España: AREVA.

Gallegos, C., Urresty J. y Gers, J. (2008). *Análisis de Fenómenos que Afectan la Protección de Distancia*. Florida, USA: GERS.

Harper, E. (2002). *Elemento de diseño de subestaciones eléctricas*. (2a. ed.). México: Editorial Limusa.

Horowitz, S. y Phadke, A. (1992). *Power System Relaying*. Inglaterra: Research Studies Press (RSP).

IEEE Std. C37 - 113. (1999). *Guide for protective relay. Applications to Transmission Lines*. USA: IEEE.

International Electrotechnical Comission. (1987). *International Standard IEC 186. International Electrotechnical Comission*. USA: IEC.

M.C. Obed Renato J., M., M.C. Vicente Cantu G., Dr. Arturo Conde E. (2006). *Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica*. México.

Márquez, I. (2011). *Proyecto de sustitución de protección secundaria línea: Tocoa – Convento y Boyacá – Convento 230 kV*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Martin, J.R. (1987). *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: Mc Graw Hill.

Mason, C. R. (2007). *The Art & Science of Protective Relaying*. USA: General Electric.

MSC. Ing. Manuel Briceño. *Protecciones Eléctricas de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Venezuela.

Ramírez G., C. (1989). *Subestaciones de Alta y Extra alta Tensión*. Colombia: HMW Ingenieros.

Renzo Tamasco A. (2007). *Protecciones Eléctricas*. Colombia.

Rush, P. (2002). *Network Protection and Automation Guide*. Francia: AREVA.

Siemens. *7SL24 Protección electrónica de distancia de un sistema de medición para líneas de A.T.* Manual.

Siemens. *SIPROTEC Protección de distancia 7SA522*. Manual.

## **ANEXO**



## **ANEXOS**



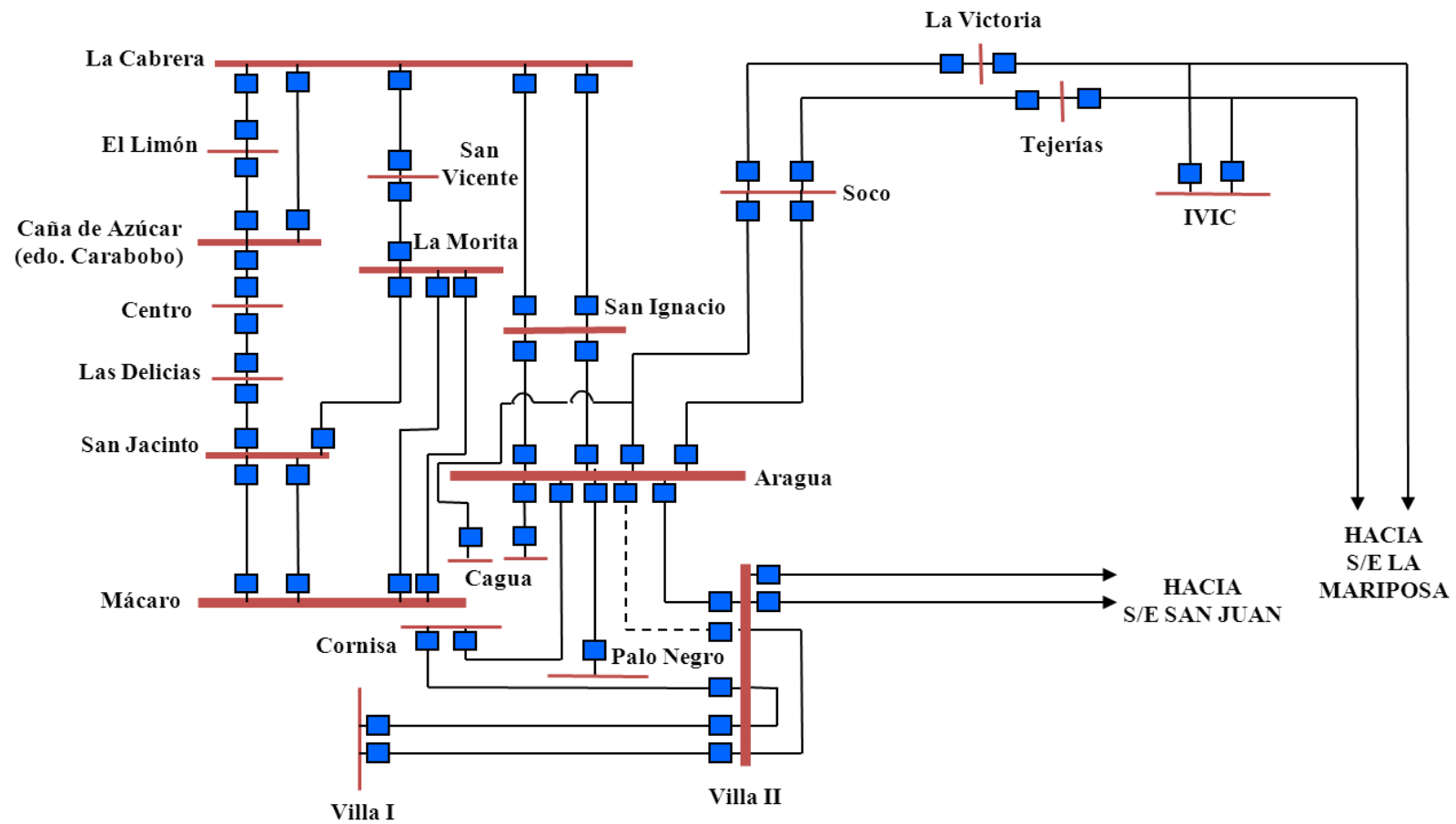


Figura 1 Diagrama Unifilar del estado Aragua

N°	Sub-Estación	Línea	Transformador de Corriente [A/A]	Transformador de Potencial [kV/V]
1	Aragua	San Ignacio 1	600/5	115/110
		San Ignacio 2	600/5	115/110
		Soco 1 (Cagua TR3)	600/5	115/110
		Soco 2	600/5	115/110
2	La Cabrera	El Limón	1000/1	115/120
		San Vicente	1000/1	115/120
3	La Morita	San Jacinto	600/5	115/110
		San Vicente	600/5	115/110
4	Macaro	San Jacinto 1	500/1	115/110
		San Jacinto 2	500/1	115/110
5	Las Delicias	Centro	600/5	115/110
6	Soco	Aragua 1 (Cagua TR3)	600/5	115/110
		Aragua 2	600/5	115/110
7	Villa de Cura I	Villa II 1	600/5	115/110
		Villa II 2	600/5	115/110
8	Villa de Cura II	Villa I 1	600/5	115/110
		Villa I 2	600/5	115/110
9	Centro	Las Delicias	500/1	115/110
10	El Limón	La Cabrera	600/5	115/110
11	La Victoria	La Mariposa (IVIC)	600/5	115/110
12	Tejerías	La Mariposa (IVIC)	600/5	115/110
13	San Ignacio	Aragua 1	600/5	115/110
		Aragua 2	600/5	115/110
14	San Jacinto	La Morita	300/5	115/110
		Macaro 1	600/5	115/110
		Macaro 2	600/5	115/110
15	San Vicente	La Cabrera	600/5	115/110
		La Morita	600/5	115/110

Tabla 1 Relaciones de Transformación del Transformador de Potencial y Transformador de Corriente

N°	Nombre de la Línea	Longitud Total (Km)	Impedancia (Secuencia + y -) Ohm / km		Impedancia (Secuencia 0) Ohm / km		Impedancia (Secuencia + y -) Ohm		Impedancia (Secuencia 0) Ohm	
			R	X	R	X	R	X	R	X
1	Aragua - Palo Negro	9,40	0,1720	0,5166	0,4674	1,5134	1,6165	4,8559	4,3932	14,2261
2	Aragua - San Ignacio 1	20,00	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	4,1760	9,5660	11,4120	29,1560
3	Aragua - San Ignacio 2	20,00	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	4,1760	9,5660	11,4120	29,1560
4	Aragua - Soco 1	23,00	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	4,8024	11,0009	13,1238	33,5294
5	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	23,00	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	4,8024	11,0009	13,1238	33,5294
6	La Cabrera - El Limón	8,40	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	1,7539	4,0177	4,7930	12,2455
7	La Morita - San Jacinto	19,00	0,1720	0,5166	0,4674	1,5134	3,2674	9,8152	8,8798	28,7548
8	La Morita - San Vicente	10,00	0,1720	0,5166	0,4674	1,5134	1,7197	5,1659	4,6736	15,1341
9	La Victoria – La Mariposa (IVIC)	43,00	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	8,9784	20,5669	24,5358	62,6854
10	Las Delicias - Centro	7,00	0,1720	0,5166	0,4674	1,5134	1,2038	3,6161	3,2715	10,5939
11	Macaro - San Jacinto 1	7,50	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	1,2923	3,5948	4,0058	10,9410
12	Macaro - San Jacinto 2	7,50	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	1,2923	3,5948	4,0058	10,9410
13	San Vicente - La Cabrera	10,00	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	1,7230	4,7930	5,3410	14,5880
14	Tejerías – La Mariposa (IVIC)	63,60	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	13,2797	30,4199	36,2902	92,7161
15	Villa I - Villa II 1	7,00	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	1,2061	3,3551	3,7387	10,2116
16	Villa I - Villa II 2	7,00	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	1,2061	3,3551	3,7387	10,2116

Tabla 2 Características de Conductores de Líneas de Transmisión de Aragua

<b>N°</b>	<b>Nombre de la Línea</b>	<b>Tipo de Conductor</b>	<b>I<sub>max</sub> (A)</b>
1	Aragua - Palo Negro	ACAR 350 MCM (12/7)	472
2	Aragua - San Ignacio 1	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
3	Aragua - San Ignacio 2	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
4	Aragua - Soco 1	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
5	Aragua - Soco 2 (Cagua TR3)	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
6	La Cabrera - El Limón	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
7	La Morita - San Jacinto	ACAR 350 MCM (12/7)	472
8	La Morita - San Vicente	ACAR 350 MCM (12/7)	472
9	La Victoria – La Mariposa (IVIC)	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
10	Las Delicias - Centro	ACAR 350 MCM (12/7)	472
11	Macaro - San Jacinto 1	ACAR 350 MCM (12/7)	472
12	Macaro - San Jacinto 2	ACAR 350 MCM (12/7)	472
13	San Vicente - La Cabrera	ACAR 350 MCM (12/7)	472
14	Tejerías – La Mariposa (IVIC)	ACSR 266, 8 MCM (26/7)	374
15	Villa I - Villa II 1	ACAR 350 MCM (12/7)	472
16	Villa I - Villa II 2	ACAR 350 MCM (12/7)	472

Tabla 3 Capacidad de Corriente de las Líneas de Transmisión asignadas en estado Aragua.

Resultados de las Simulaciones en DigSILENT PowerFactory

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1</b> <b>(85% ZI1)</b>	<b>Scc</b>	299,1300	-
	<b>Va</b>	55,2600	-5,3400
	<b>Ia</b>	4,5100	-68,4500
	<b>Io</b>	1,5200	-67,3900
<b>Zona 2</b> <b>(ZI1+20% ZI2)</b>	<b>Scc</b>	213,6800	Corta
	<b>Va</b>	55,8200	-5,2000
	<b>Ia</b>	3,2200	-67,7700
	<b>Io</b>	1,0500	-66,1200
<b>Zona 3</b> <b>(ZI1+ZI2)</b>	<b>Scc</b>	206,1900	
	<b>Va</b>	53,6900	-5,0700
	<b>Ia</b>	3,1100	-68,4500
	<b>Io</b>	0,9000	-64,8200

Tabla 4 Aragua - San Ignacio (1 y 2)

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1</b> <b>(85% ZI1)</b>	<b>Scc</b>	208,8800	-
	<b>Va</b>	45,0400	-5,7400
	<b>Ia</b>	3,1500	-66,9600
	<b>Io</b>	0,8900	-69,0400
<b>Zona 2</b> <b>(ZI1+20% ZI2)</b>	<b>Scc</b>	116,7200	Corta
	<b>Va</b>	43,6300	-5,9400
	<b>Ia</b>	1,7600	-62,3800
	<b>Io</b>	0,3300	-62,3600
<b>Zona 3</b> <b>(ZI1+ZI2)</b>	<b>Scc</b>	49,1400	
	<b>Va</b>	61,3200	-2,9800
	<b>Ia</b>	0,7400	-56,3800
	<b>Io</b>	0,1400	-56,3100

Tabla 5 San Ignacio – Aragua (1 y 2)

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	228,2100	
	<b>Va</b>	60,5900	-3,3500
	<b>Ia</b>	3,4400	-66,9900
	<b>Io</b>	1,1500	-66,5400
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	179,9400	
	<b>Va</b>	61,3000	-3,1700
	<b>Ia</b>	2,7100	-66,8200
	<b>Io</b>	0,9000	-66,2400
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	140,5400	Corta
	<b>Va</b>	63,7900	-2,5200
	<b>Ia</b>	2,1200	-66,0600
	<b>Io</b>	0,7000	-65,4200

Tabla 6 Aragua - Soco (1 y 2)

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	112,5900	
	<b>Va</b>	28,3500	-5,9800
	<b>Ia</b>	1,7000	-68,6300
	<b>Io</b>	0,5000	-70,5300
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	34,8200	Corta
	<b>Va</b>	32,9300	-7,6400
	<b>Ia</b>	0,5200	-61,8100
	<b>Io</b>	0,0500	-58,4800
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	14,6600	Corta
	<b>Va</b>	56,4300	-3,6700
	<b>Ia</b>	0,2200	-55,8200
	<b>Io</b>	0,0200	-52,4300

Tabla 7 Soco - Aragua (1 y 2)

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	445,8500	
	<b>Va</b>	44,1000	-5,5900
	<b>Ia</b>	6,7200	-68,6200
	<b>Io</b>	2,3500	-68,8700
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	325,1100	47,7400
	<b>Va</b>	47,7400	-4,5000
	<b>Ia</b>	4,9000	-68,7900
	<b>Io</b>	1,7100	-69,0400
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	124,5500	
	<b>Va</b>	32,8800	-5,6000
	<b>Ia</b>	1,8800	-72,2700
	<b>Io</b>	0,6200	-71,8300

Tabla 8 La Cabrera - El Limón

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	182,2600	
	<b>Va</b>	15,6500	-10,1700
	<b>Ia</b>	2,7500	-73,4100
	<b>Io</b>	0,6500	-72,0000
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	44,5100	
	<b>Va</b>	46,4300	-4,3100
	<b>Ia</b>	0,6700	113,3300
	<b>Io</b>	0,0800	119,7700
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	89,9100	
	<b>Va</b>	36,9200	-9,0700
	<b>Ia</b>	1,3500	-67,2200
	<b>Io</b>	0,2300	-62,7300

Tabla 9 El Limón - La Cabrera

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	150,8500	
	<b>Va</b>	33,0500	-6,8700
	<b>Ia</b>	2,2700	-75,6800
	<b>Io</b>	0,7400	-76,3800
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	80,5400	
	<b>Va</b>	30,6800	-8,7000
	<b>Ia</b>	1,2100	-76,2600
	<b>Io</b>	0,4000	-77,5600
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	41,5800	Delicias L
	<b>Va</b>	51,7800	-4,6800
	<b>Ia</b>	0,6300	-71,4700
	<b>Io</b>	0,2000	-72,3900

Tabla 10 La Morita - San Jacinto

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	165,3600	
	<b>Va</b>	36,1300	-6,2900
	<b>Ia</b>	2,4900	-75,9900
	<b>Io</b>	0,8000	-74,3900
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	99,8900	
	<b>Va</b>	37,8500	-7,4600
	<b>Ia</b>	1,5000	-75,5300
	<b>Io</b>	0,4600	-72,2000
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	55,7500	
	<b>Va</b>	50,3100	-5,1700
	<b>Ia</b>	0,8400	-72,2900
	<b>Io</b>	0,2400	-68,6200

Tabla 11 San Jacinto - La Morita



		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	300,9000	
	<b>Va</b>	33,9900	-6,9300
	<b>Ia</b>	4,5300	-74,0200
	<b>Io</b>	1,5100	-73,4700
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	250,0800	
	<b>Va</b>	39,3300	-6,0600
	<b>Ia</b>	3,7700	-73,2600
	<b>Io</b>	1,2100	-72,4800
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	179,9500	
	<b>Va</b>	43,6200	-5,4500
	<b>Ia</b>	2,7100	-73,3000
	<b>Io</b>	0,6900	-71,3100

Tabla 12 La Morita - San Vicente

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	186,6400	
	<b>Va</b>	20,0800	-2,0700
	<b>Ia</b>	2,8100	-69,5900
	<b>Io</b>	0,8200	-69,6500
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	143,8100	
	<b>Va</b>	30,6000	-4,3100
	<b>Ia</b>	2,1700	-67,1900
	<b>Io</b>	0,5800	-66,5500
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	99,9700	
	<b>Va</b>	37,4200	-4,9100
	<b>Ia</b>	1,5100	-63,2900
	<b>Io</b>	0,3200	-62,0100

Tabla 13 San Vicente - La Morita

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	221,4000	
	<b>Va</b>	18,3200	-2,6500
	<b>Ia</b>	3,3300	-72,1300
	<b>Io</b>	1,1500	-71,3200
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	176,5100	
	<b>Va</b>	27,8400	-2,4300
	<b>Ia</b>	2,6600	-71,9000
	<b>Io</b>	0,9000	-71,0700
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	82,3800	
	<b>Va</b>	27,8700	-4,1200
	<b>Ia</b>	1,2400	-74,2100
	<b>Io</b>	0,2600	-69,8000

Tabla 14 Las Delicias – Centro

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	160,0700	
	<b>Va</b>	12,7000	-1,8200
	<b>Ia</b>	2,4100	-70,3200
	<b>Io</b>	0,7500	-71,7600
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	145,6000	
	<b>Va</b>	17,0500	-2,4200
	<b>Ia</b>	2,1900	-70,1000
	<b>Io</b>	0,6600	-71,5800
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	114,3300	
	<b>Va</b>	22,9300	-2,1700
	<b>Ia</b>	1,7200	-69,7100
	<b>Io</b>	0,3900	-70,7900

Tabla 15 Centro - Las Delicias

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	339,9400	
	<b>Va</b>	21,7600	-10,4700
	<b>Ia</b>	5,1200	-77,6400
	<b>Io</b>	1,7100	-76,2400
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	227,3100	
	<b>Va</b>	30,1200	-8,1500
	<b>Ia</b>	3,4200	-76,5300
	<b>Io</b>	1,1500	-74,8200
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	121,1500	Corta
	<b>Va</b>	48,7100	-5,0300
	<b>Ia</b>	1,8200	-72,1300
	<b>Io</b>	0,6100	-70,0600

Tabla 16 Macaro - San Jacinto (1 y 2)

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1 (85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	147,5100	
	<b>Va</b>	12,1400	-10,6900
	<b>Ia</b>	2,2200	-75,8000
	<b>Io</b>	0,8200	-79,7800
<b>Zona 2 (Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	46,5100	
	<b>Va</b>	22,3400	-10,1700
	<b>Ia</b>	0,7000	-68,5700
	<b>Io</b>	0,3000	-79,3800
<b>Zona 3 (Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	22,5400	
	<b>Va</b>	30,8100	-7,6900
	<b>Ia</b>	0,3400	86,5700
	<b>Io</b>	0,1100	104,4500

Tabla 17 San Jacinto - Macaro (1 y 2)

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1</b> <b>(85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	299,7700	Abierto
	<b>Va</b>	34,5500	-2,8100
	<b>Ia</b>	4,5100	-70,1200
	<b>Io</b>	1,5400	-70,7800
<b>Zona 2</b> <b>(Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	247,8000	
	<b>Va</b>	39,8200	-2,5600
	<b>Ia</b>	3,7300	-69,8300
	<b>Io</b>	1,2400	-70,5200
<b>Zona 3</b> <b>(Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	176,3600	
	<b>Va</b>	44,0000	-2,0600
	<b>Ia</b>	2,6600	-69,5600
	<b>Io</b>	0,7400	-68,6900

Tabla 18 La Cabrera - San Vicente

		<b>Módulo</b>	<b>Ángulo</b>
<b>Zona 1</b> <b>(85% Z11)</b>	<b>Sc</b>	190,0600	Abierto
	<b>Va</b>	20,0200	-5,5700
	<b>Ia</b>	2,8600	-73,0500
	<b>Io</b>	0,7900	-71,3200
<b>Zona 2</b> <b>(Z11+20% Z12)</b>	<b>Sc</b>	162,9700	
	<b>Va</b>	24,8100	-5,8200
	<b>Ia</b>	2,4500	-72,9800
	<b>Io</b>	0,6000	-70,9000
<b>Zona 3</b> <b>(Z11+Z12)</b>	<b>Sc</b>	97,8400	
	<b>Va</b>	27,8600	-5,9600
	<b>Ia</b>	1,4700	-73,6900
	<b>Io</b>	0,1700	-63,6300

Tabla 19 San Vicente - La Cabrera