

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL ESTADO MIRANDA PARA EL NIVEL DE TENSIÓN DE 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. Contreras V., Andrés 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 EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL ESTADO MIRANDA PARA EL NIVEL DE TENSIÓN DE 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. Lucy Ramírez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Contreras V., Andrés A.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2013

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 30 de octubre 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 Andrés A. Contreras V., titulado:

“ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL ESTADO MIRANDA PARA EL NIVEL DE TENSIÓN DE 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

A mi familia, Ramiro Contreras, Cristina de Contreras, Mariana Contreras, Diana Contreras, Liria Cardona, Patricia Vera y Ricardo Godefroy por todo el apoyo y amor durante toda la carrera.

A mi sobrina y ahijada Samantha Godefroy, con toda la bendición del mundo y algún día puedas lograr todo lo que te propongas.

A mi abuelo Campo Contreras, que desde el cielo me dio su bendición y de vivo todo el apoyo que pudo, dios te tenga en su gloria.

A mi perrita Sachi por estar conmigo durante toda la carrera en las buenas y en las malas, te amo.

AGRADECIMIENTOS

Primero a la Dirección de Fiscalización del Servicio Eléctrico del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica por darme la oportunidad de realizar el Trabajo Especial de Grado dándome toda la información necesaria para poder terminarla de manera exitosa y completa.

Al todo el personal que labora en la Dirección de Fiscalización del Servicio Eléctrico, en especial a Alejandro que gracias a él “tuve” una computadora “muy eficiente” para realizar los cálculos y la redacción para el trabajo.

Al del área de transmisión, María, Hugo, Joel, Reynaldo, Milagros y Pedro, por el buen ambiente laboral y la ayuda prestada.

A mi tutora industrial Lucy Ramírez por todo su apoyo, motivación e interés en la elaboración del trabajo, prestándome toda la información posible y sacrificando parte de su tiempo.

A mis compañeros de la escuela de Ingeniería Eléctrica, Jorge Flores, Eduardo Bretto, Carlos Méndez, Robert Schurman, Frederic Jaimes, Daniel Marcano, Irving Vitali, Miguel Cuartín y Domenico Didonna que estuvieron presentes en toda la carrera dándome su apoyo y ayuda, además de las rumbas y los estados de embriaguez vividos.

A mi “tía”, la profesora Mercedes Arocha que estuvo muy pendiente en ofrecer ayuda en cualquier cosa que se le necesitara y en los buenos momentos que pasamos en la escuela, se le quiere bastante.

A mi tutor académico, Rafael Malpica por todo el esfuerzo, tiempo, apoyo y preocupación, así como en este trabajo como durante toda la carrera.

A todos mis compañeros que no nombre anteriormente debido a que son muchos, pero de igual manera se les aprecia y darle también las gracias por los buenos momentos.

A todos los profesores de la escuela por el conocimiento impartido y la ayuda prestada para poder alcanzar esta meta.

Contreras V., Andrés A.

ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS Y AJUSTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL ESTADO MIRANDA PARA EL NIVEL DE TENSIÓN DE 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. Lucy Ramírez. **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. 108 h + Anexos.

Palabras Claves: Relés de Distancia; Sistemas de Protección; Líneas de Transmisión; Niveles de Tensión; Subestaciones Eléctricas.

Resumen: A través del estudio de los eventos ocurridos en el estado Miranda en el periodo de interés, se realizó el estudio de los esquemas y ajustes de las protecciones de distancia de las líneas del estado Miranda a nivel de tensión de 115kV. Al establecer la gran cantidad de eventos originados por disparos erráticos de las protecciones de distancia o por posibles protecciones, crea la necesidad de revisar los ajustes los relés de distancia instalados en las líneas de transmisión del estado en estudio, al nivel de tensión de interés. Para esto se levantaron los ajustes implementados en las subestaciones pertinentes y se compararon con los ajustes propuestos, donde se definieron unos nuevos criterios para éstos, tomando en cuenta la característica de los relés de distancia (MHO o Cuadrilateral) y el tipo de configuración del sistema. Para el cálculo de los ajustes de los relés con característica MHO y el alcance inductivo de los relés con característica cuadrilateral, se simulaban fallas monofásicas en las líneas de transmisión con la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory, mientras que para el alcance resistivo del relé con característica cuadrilateral y los ajustes de las líneas con derivaciones en “T” se estableció teóricamente. Después del estudio realizado, se establecen recomendaciones con el propósito de mejorar la operatividad del sistema y con ello asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
SIGLAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
1. MARCO INSTITUCIONAL.....	3
1.1. Historia.	3
1.2. Misión.....	4
1.3. Visión	4
1.4. Estructura Organizativa	5
1.5. Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico	6
CAPITULO II	8
2. EL PROBLEMA.	8
2.1. Planteamiento del Problema	8
2.2. Objetivos.....	9
2.2.1. Objetivo General	9
2.2.2. Objetivos Específicos	9
2.3. Justificación	10
CAPITULO III	12
3. MARCO TEÓRICO.....	12
3.1. Sistema Eléctrico de Potencia	12
3.2. Líneas de Transmisión.....	12
3.3. Fallas en el Sistema Eléctrico de Potencia	13

3.3.1.	Tipos de fallas en el Sistema Eléctrico de Potencia.....	14
3.3.1.1.	Falla trifásica	14
3.3.1.2.	Falla Bifásica.....	15
3.3.1.3.	Falla Bifásica a Tierra.....	15
3.3.1.4.	Falla Monofásica	15
3.4.	Sistemas de Protecciones.....	15
3.5.	Objetivos de los Sistemas de Protecciones.....	16
3.6.	Funciones Principales y Secundarias de los Sistemas de Protecciones ...	17
3.6.1.	Funciones Principales.....	17
3.6.2.	Funciones Secundarias	18
3.7.	Características de los Sistemas de Protecciones	19
3.8.	Protección Primaria, Respaldo y Secundaria.....	20
3.8.1.	Protección Primaria	20
3.8.2.	Protección Respaldo	21
3.8.3.	Protección Secundaria	21
3.9.	Transformadores de medida	21
3.9.1.	Transformadores de Potencial	22
3.9.1.1.	Tipo Magnético	23
3.9.1.2.	Tipo Capacitivo	24
3.9.2.	Transformadores de Corriente	24
3.9.2.1.	Transformadores de corrientes tradicionales.	24
3.9.2.2.	Transformadores de corrientes lineales.	25
3.10.	Burden.	25
3.11.	Relé	25
3.12.	Relés según su tecnología.....	26
3.12.1.	Relés de atracción de armadura	26
3.12.2.	Relés Electrónicos.....	28
3.13.	Relé de Distancia	29
3.13.1.	Principales Relés de Distancia	29
3.13.1.1.	Relé de impedancia.....	29

3.13.1.2. Relé de reactancia	30
3.13.1.3. Relé de admitancia o MHO.....	31
3.13.1.4. Relé cuadrilateral.....	34
3.13.2. Ajustes de las zonas de medida.....	35
3.13.3. Ajustes de las zonas de medida para una línea multiterminal y línea con toma	40
3.13.3.1. Línea Multiterminal	41
3.13.3.2. Línea con Toma	43
3.14. Causas que producen medición erradas en relés de distancia.....	44
3.14.1. Aplicaciones intermedias en el extremo remoto de potencia provenientes de otras líneas (Efecto “infeed”)	45
3.14.2. Impedancia de falla	47
3.14.3. Acoplamiento Mutuo.....	48
3.14.4. Energización de transformadores de Potencia (Corriente Inrush)	50
3.14.5. Impedancia de Secuencia Cero	51
CAPITULO IV	55
4. ESTADO MIRANDA.....	55
4.1. Descripción del estado miranda	55
4.2. Sistema eléctrico del estado Miranda	55
4.2.1. Subestaciones.....	57
4.2.2. Líneas de transmisión.....	63
CAPITULO V	66
5. MARCO METODOLÓGICO.	66
5.1. Filosofía de las protecciones de las líneas de trasmisión a 115 kV.	66
5.2. Eventos ocurridos en el estado Miranda.....	67
5.3. Criterios de Ajustes para las Protecciones de Distancia.....	72
5.3.1. Criterios de Ajustes para la Característica MHO.....	74
5.3.1.1. Ajuste Zona I.....	74
5.3.1.2. Ajuste Zona II	75
5.3.1.3. Ajuste de Zona III.....	75

5.3.2.	Criterios de Ajustes para la característica Cuadrilateral.	76
5.3.2.1.	Alcance Inductivo.....	76
5.3.2.2.	Alcance Resistivo.	76
5.3.3.	Criterios de Ajuste para Líneas con Derivación en T	78
5.4.	Ajustes de las Zonas de Protección para el Estado Miranda.	79
5.5.	Consideraciones para la Simulación	81
CAPITULO VI		83
6.	RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE LAS ZONAS DE MEDIDA.....	83
6.1.	Ajustes de las Zonas de Medida en las Protecciones Instaladas en las Subestaciones.	83
6.2.	Ajustes de las Zonas de Medida de los Relés de Distancia con Característica MHO considerando el Efecto de Fuentes Intermedias.	87
6.3.	Ajustes de las Zonas de Medida de los Relés de Distancia con Característica Cuadrilateral considerando el Efecto de Fuentes Intermedias.	92
6.4.	Ajustes de las Zonas de Medida de los Relés de Distancia para líneas con Derivaciones en “T”	95
6.5.	Comparación de los Ajustes Propuestos con los Ajustes Implementados en el Estado Miranda.....	98
CONCLUSIONES		101
RECOMENDACIONES		103
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS		104
BIBLIOGRAFÍA		106
ANEXOS		109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.....	5
Figura 2. Transformador de Potencial Tipo Magnético.....	23
Figura 3. Transformador de Potencial, Tipo Capacitivo.....	24
Figura 4. Transformador de Corriente Tradicional.....	25
Figura 5. Relé Tipo Balancín y Núcleo.....	27
Figura 6. Relé Tipo Armadura.....	27
Figura 7. Relé de Impedancia.....	30
Figura 8. Relé de Reactancia.....	31
Figura 9. Esquema de Línea para la Protección "m".	31
Figura 10. Característica de Disparo, Relé MHO.....	32
Figura 11. Característica de Disparo, Relé Cuadrilateral.....	34
Figura 12. Comportamiento de las Protecciones según la Posición de la Falla.	36
Figura 13. Incertidumbre de la Posición de la Falla cerca del Extremo Remoto.	38
Figura 14. Ajustes de los Alcances de las Zonas de Medida.	40
Figura 15. Línea Multiterminal.	43
Figura 16. Línea con Toma.	44
Figura 17. Subalcance del Relé en caso de “Infeed”.	45
Figura 18. Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación.	47
Figura 19. Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación.	47
Figura 20. Conexionado para la Cancelación del Efecto del Acoplamiento Mutuo.....	50
Figura 21. Conexión de una Línea que alimenta un Transformador de Potencia.	51
Figura 22. Conexión de las Redes de Secuencia para una Falla Monofásica.	52
Figura 23. Esquema de Protecciones del Estado Miranda.	67
Figura 24. Eventos Ocurridos en las Líneas de Transmisión.....	72
Figura 25. Configuración T-OFF, Mariposa – IVIC – Tejerías – La Victoria.....	80
Figura 26. Aportes de Corriente a la Falla Líneas Doble Terna.....	81

Figura 27. Falla en la línea adyacente Diego de Losada - Yare de la línea Ocumare II - Diego de Losada.	88
Figura 28. Diagrama Unifilar del S.E del estado Miranda.	116
Figura 29. Sistema de Potencia Generalizado.	117
Figura 30. Línea con Derivación en “T”.	121
Figura 31. Ajuste de la Zona I del Relé de la Barra “K”.	121
Figura 32. Alcance de la Zona II para el Relé de la Barra “K”.	122
Figura 33. Alcance de la Zona III del Relé de la Barra “K”.	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Criterios Ajustes Zona I, Línea Multiterminal.	41
Tabla 2. Criterios Ajustes Zona II, Línea Multiterminal.	41
Tabla 3. Subestaciones de 115 kV del estado Miranda.	57
Tabla 4. Características de las Subestaciones de Carga.	62
Tabla 5. Características de las Líneas de Transmisión a nivel de 115 kV.	65
Tabla 6. Eventos Totales Ocurridos en cada Línea de Transmisión.	70
Tabla 7. Eventos Ocurridos por Fallas en el Sistema y Desconocidas.	71
Tabla 8. Criterio de Ajustes para las Zonas de Medida CORPOELEC.	73
Tabla 9. Criterios de los Ajustes Propuestos para las Zonas de Medida.	73
Tabla 10. Criterios de Ajuste para el Alcance Inductivo.	76
Tabla 11. Criterios de Ajuste para el Alcance Resistivo.	78
Tabla 12. Protecciones Asociadas a las Líneas de Transmisión.	83
Tabla 13. Ajustes Implementados en las SS/EE.	87
Tabla 14. Ajustes de las Zonas para la Característica MHO.	90
Tabla 15. Ajustes de las Zonas para la Característica MHO Definitiva.	91
Tabla 16. Ajustes de las Zonas para la Característica Cuadrilateral Iniciales.	93
Tabla 17. Ajustes de las Zonas para la Característica Cuadrilateral Definitiva.	94
Tabla 18. Ajustes de Zonas de las Líneas con Derivaciones en T.	97
Tabla 19. Ajustes de Zonas de las Líneas con Derivaciones en “T” Definitiva.	97
Tabla 20. Comparación entre los Ajustes Propuestos y los Ajustes Implementados en Campo.	100
Tabla 21. Características de las Líneas. Tipo de Conductor y Capacidad de Corriente del Conductor.	111
Tabla 22. Características de las Líneas. Impedancia de Secuencia Positiva y Secuencia Negativa.	113
Tabla 23. Relación de los transformadores de Medida (TC Y TP).	115
Tabla 24. Valores de las Simulaciones para la Zona I.	126
Tabla 25. Valores de las Simulaciones para la Zona II.	128

Tabla 26. Valores de las Simulaciones para la Zona III.	130
--	-----

SIGLAS

MPPEE: Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

DGFSE: Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional S.A.

LOSSE: Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SEP.: Sistema Eléctrico de Potencia.

V: Voltio.

kV: kilo Voltio.

A: Ampere.

kA: kilo Ampere.

MW: Mega Vatio.

VA: Voltio Ampere.

S/E: Subestación.

SENCAMER: Servicio Nacional de Calidad, Metrología y Reglamento Técnico.

CND: Centro Nacional de Despacho.

UNE.: Unión Eléctrica de Cuba.

INTRODUCCIÓN

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP.). La actuación del sistema de protección va encaminada, por tanto, a mantener tanto la calidad como la continuidad, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante un tiempo muy corto.

Una falla puede aparecer en cualquiera de los elementos que componen a un SEP., donde estudios realizados al efecto ponen de manifiesto 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 acciones exteriores que escapan de cualquier tipo de control, mientras que otro tipo de elementos como generadores, transformadores, etc., operan bajo condiciones fácilmente controlables.

Los relés de protecciones empleado por el Operador y Prestador del Servicio Eléctrico, para las líneas de transmisión suelen ser relés de distancia. Estos relés de distancia protegen una línea de transmisión contra cortocircuitos, como la proporción entre el voltaje en el lugar de ubicación del relé y la corriente que fluye al cortocircuito, a la cual corresponde a una impedancia medida, que es proporcional a la distancia física desde el relé hasta el cortocircuito. Cuando fluye corriente normal de carga o cuando un sistema pierde sincronismo respecto a otro, el relé recibe voltaje y corriente correspondientes a una impedancia que ya no representa la distancia de la línea.

Se pensaba que los relés de distancia no se veían afectados por los cambios en la configuración del sistema eléctrico de potencia, ya que solo dependían de la impedancia medida por éste, sin embargo, se ha demostrado que al incluir generación, líneas de transmisión o al haber un cambio en éste, la corriente de cortocircuito varía y

además de esto, existen causas que producen una medición errada en los relés de distancia, por lo que la distancia física desde el relé hasta el cortocircuito se ve modificada.

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), a través de la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico (DGFSE), en concordancia con la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, tiene dentro de sus deberes velar por el adecuado funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), evaluando el correcto cumplimiento de las respectivas normativas por parte de éste, garantizando así, el suministro oportuno y sostenido del recurso eléctrico a nivel nacional, considerando el mismo como uno de los servicios básicos que debe poseer cada vivienda e industria.

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 Miranda en 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 el estado Miranda para el nivel de tensión de interés, en base a los eventos ocurridos en el período citado anteriormente, 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 establecer posibles recomendaciones que permitan el mejoramiento de la operatividad del sistema eléctrico en la localidad citada.

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

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.

Posteriormente, el 15 de enero de 2010 en Decreto Presidencial, se nombra Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica al ciudadano Alí Rodríguez Araque. Nuevamente, 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 ganador el Presidente Nicolás Maduro Moros, es designado 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”, el cual se mantiene ejerciendo su cargo hasta la actualidad.

1.2. 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.

1.3. Visión

Ser el órgano del Estado, 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. Estructura Organizativa

En la Figura 1 se observa el organigrama correspondiente a la estructura organizativa del MPPEE.

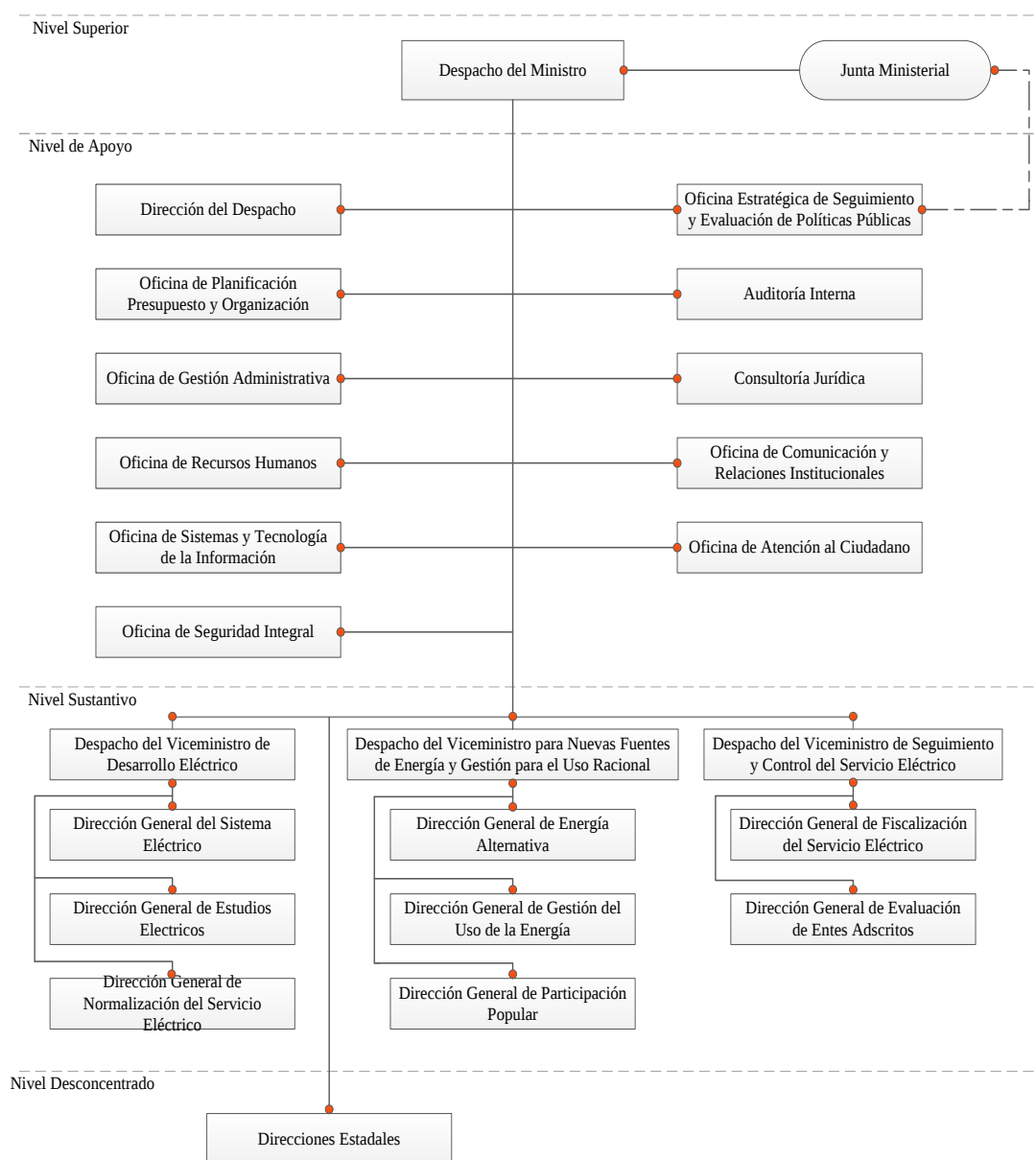


Figura 1. Estructura del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

Actualmente la Junta Directiva del MPPEE, está conformado por:

- Jesse Chacoñ Escamillo. Ministro del MPPEE.
- Teniente Coronel Víctor Mora. Director General de Despacho.
- Franco Silva. Vice-Ministro de Desarrollo Eléctrico.
- Nelly María Matamoros C. Directora General del Sistema Eléctrico.
- Ricardo Manuel A. Luy Sanabria. Director General de Estudios Eléctricos.
- Hilda R. Occhipinti L. Directora General de Normalización del Servicio Eléctrico.
- Héctor E. Constant M. Vice-Ministro para Nuevas Fuentes de Energía Eléctrica y Gestión para el Uso Racional.
- Fabián Flores Freire. Director General de Energía Alternativa.
- Francisco E. Suárez B. Director General de Participación Popular.
- Dulfa D. Hernandez M. Vice-Ministro de Seguimiento y Control del Servicio Eléctrico.
- Antonio D. Clemente T. Director General de Fiscalización del Servicio Eléctrico.
- María del Carmen Pérez Pérez. Directora General de Evaluación de Entes Adscritos.

1.5. Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico

La Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico es el ente del MPPEE, que se encarga de evaluar el cumplimiento de la normativa relativa a la generación, transmisión, distribución, despacho y atención al usuario, a través de metodologías de fiscalizaciones desarrolladas y ejecutadas en concordancia con las normativas vigentes nacionales e internacionales. Del mismo modo, entre sus

funciones se encuentra el hacer seguimiento a la operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como evaluar los planes de contingencia formulados.

Entre las funciones devengadas por la DGFSE, destaca la inspección a 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).

Dentro de la DGFSE, se encuentran cinco área de fiscalización que atienden a las distintas funciones que competen a la dirección, Generación, de Transmisión, Distribución, Comercialización y Comunal, las cuales adquieren responsabilidades que permitan como principal meta la prestación de un servicio eléctrico en las condiciones óptimas requeridas del SEN, a través de la evaluación de las normativas técnicas y velando por el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y ambiente a fin de prevenir cualquier tipo de impacto ambiental producido por la actividad del sistema eléctrico.

El impulso del desarrollo y promoción del Sistema Eléctrico Nacional, en el marco social se alcanza con la incorporación de las comunidades organizadas en el ejercicio de la contraloría social, para la verificación del cumplimiento de las normativas establecidas en los procesos de generación, transmisión, distribución, despacho y atención del ciudadano.

CAPITULO II

2. EL PROBLEMA.

2.1. Planteamiento del Problema

El Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, 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 para garantizar una prestación del servicio eléctrico adecuada, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela.

De acuerdo la misión del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, 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. Datos obtenidos en el periodo de enero-2012 a marzo-2013 (MPPEE 2012-2013), señalan que el Sistema Eléctrico del estado Miranda comprende 11 subestaciones en el nivel de 115 kV y en comparación al resto de los estados, es uno de los que ha presentado mayor cantidad de fallas de diferentes índoles, dentro del territorio nacional.

En base a la problemática expuesta anteriormente, la propuesta del presente trabajo de investigación es caracterizar el sistema eléctrico del estado Miranda en el nivel de tensión de 115 kV y verificar los esquemas y ajustes de los sistemas de protección eléctrica en el mismo 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

Normativas Nacionales e Internacionales asociadas a los sistemas de protección eléctrica en el nivel de tensión de interés, finalmente aplicar dicha metodología en el estudio de los esquemas y ajustes de protección de distancia para el 100% de las líneas en el periodo de interés en el estado Miranda al nivel de tensión mencionado.

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo General

Estudiar los esquemas y ajustes del sistema de protección de distancia en las líneas de transmisión en el estado Miranda para el nivel de tensión de 115 kV, en base a los eventos ocurridos en el período comprendido desde enero 2012 hasta marzo 2013.

2.2.2. Objetivos Específicos

- Estudiar el sistema de potencia de las redes de transmisión a 115 kV del estado Miranda.
- Analizar el índice de fallas en el período comprendido desde enero - 2012 hasta marzo - 2013, en el estado Miranda 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 Miranda, desde la función reductora hasta la función interruptora; mediante la inspección en sitio de las subestaciones de interés en el estado Miranda.
- Describir la filosofía de protecciones eléctricas de las líneas al nivel de

tensión de interés del estado Miranda.

2.3. Justificación

La misión del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, compete a todas las direcciones y despachos de viceministros, por lo que la Dirección General de Fiscalización del Servicio Eléctrico, se ve inmersa en ésta tarea, ya 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. Dada la situación, 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 comprendido entre enero 2012 y marzo 2013, 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 llevaron al surgimiento de los eventos que restringieron la prestación del servicio en el estado el Miranda, durante el período mencionado, se encuentra que los Sistemas de Protecciones de las líneas de transmisión han sido causantes de un número apreciable de estos eventos.

Por esta razón, resulta importante realizar una investigación sobre las protecciones, 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 Miranda con la finalidad de aumentar la calidad de vida de los diversos usuarios.

CAPITULO III

3. MARCO TEÓRICO.

3.1. Sistema Eléctrico de Potencia [1]

El objetivo de un Sistema Eléctrico de Potencia es generar, transmitir y suministrar la energía eléctrica a los consumidores a través de diversos elementos, tales como: plantas de generación, líneas de transmisión y distribución, subestaciones elevadoras y reductoras y los centros de distribución. Muchos de estos elementos son muy costosos, por eso el sistema de potencia amerita una gran inversión de capital y por ende para maximizar el retorno de esa inversión, el sistema debe utilizarse en lo posible de forma segura y dentro de los controles aplicables de seguridad y confiabilidad del suministro.

En un SEP., las líneas de transmisión son las encargadas de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta las subestaciones reductoras y de estas parten líneas de distribución, las cuales transportan la energía a los centros de consumo (cargas).

3.2. Líneas de Transmisión [2].

Las líneas de transmisión son las encargadas de 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.

La mayoría de las líneas de transmisión están constituidas físicamente por

conductores eléctricos que se encuentran soportados en sus extremos por estructuras metálicas, denominadas torres de transmisión (líneas aéreas). Dichos conductores pueden ser de fase (encargados de transmitir la energía eléctrica) o de guarda (aquellos que actúan como protección de los conductores de fase en presencia de una descarga atmosférica). También existen otros tipos de líneas para transmitir la energía a los centros de consumo, tales como son las líneas de transmisión subterráneas y las líneas subacuáticas.

3.3. Fallas en el Sistema Eléctrico de Potencia [4]

Las fallas en un SEP., se pueden definir como todos aquellos fenómenos que suceden de modo imprevisto y de una manera no deseada en un sistema de potencia. En una operación normal del sistema, existe un camino definido para la energía eléctrica desde los generadores hasta la carga, operando en este régimen la mayor parte del tiempo y en el diseño se hacen todos los esfuerzos posibles para asegurar este modo de operación, sin embargo, con alguna frecuencia se presentan condiciones anormales que impiden que la energía de los generadores lleguen a la carga. Existen varias condiciones que alteran la condición normal del SEP., las más generales son las descargas atmosféricas y los cortocircuitos.

De estas condiciones anormales la más peligrosa es el cortocircuito, que se puede definir como una pérdida de aislamiento, la cual se puede manifestar como un contacto eléctrico entre conductores o entre conductores y tierra. Un cortocircuito también se denomina un fallo o una falla.

Las descargas atmosféricas generan sobretensiones que se presentan en forma de onda y se desarrollan rápidamente a través de las líneas de transmisión y distribución, lo cual puede crear una falla en el SEP, cabe destacar que no todas las descargas atmosféricas producen falla, esto ocurre en caso de presentarse errores de

apantallamiento, valores altos de la resistencia de puesta tierra de las torres de transmisión o fallas en el aislamiento de la línea (flashover).

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

- a. Falla fase a tierra o falla monofásica.
- b. Falla fase a fase o falla bifásica.
- c. Falla fase a fase con tierra o falla bifásica a tierra.
- d. Falla trifásica.

Las fallas a tierras (falla monofásica y falla bifásica a tierra) comúnmente ocurren a través de una impedancia, normalmente una resistencia de arco, pero cuando la falla ocurre por la proximidad de la línea con árboles o por rotura y caída al suelo del conductor de una fase, la resistencia de tierra en el punto de falla es un valor muy elevado, esto se conoce como fallas a tierra de alta impedancia.

3.3.1. Tipos de fallas en el Sistema Eléctrico de Potencia

3.3.1.1. 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 son de igual módulo y con argumentos desfasados entre sí de 120° .

3.3.1.2. Falla Bifásica

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las de la falla trifásica, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas sincrónicas o asincrónicas, 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 en su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia positiva como a la red de secuencia negativa.

3.3.1.3. 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 debido a la pérdida de energía hacia tierra.

3.3.1.4. 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 tierra, 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 hacia tierra, son necesarias las tres redes de secuencia (positiva, negativa y cero).

3.4. Sistemas de Protecciones [5]

Un 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 misma y se logren minimizar los daños producidos por la misma.

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 éstos sin un adecuado sistema de protección. Además, han permitido su desarrollo con todas las ventajas de la interconexión, sin afectar la calidad y continuidad del servicio. Denotando con esto la importancia que los sistemas de protecciones tienen dentro del universo de los sistemas de potencia.

3.5. 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 eléctrico 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 propensos 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 protecciones es el de detectar la falla, localizarla y retirar rápidamente del sistema la parte fallada, permitiendo que el resto del mismo 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 eléctrico 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.

3.6. Funciones Principales y Secundarias de los Sistemas de Protecciones

3.6.1. Funciones Principales

Para cumplir con su objetivo fundamental los sistemas de protección realizan diferentes funciones, orientadas a mantener la calidad y continuidad del servicio, algunas 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 pueda afectar el sistema, a objeto de que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes.
- 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, puede decirse que, 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 eléctrico de potencia.

3.6.2. Funciones Secundarias

Los sistemas de protecciones, 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, por lo que no son de aplicación general.

3.7. Características de los Sistemas de Protecciones [7]

Dentro de las características que debe cumplir un sistema de protecciones se destacan las siguientes:

- 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 Eléctrico 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.

3.8. Protección Primaria, Respaldo y Secundaria [6]

En la protección de sistemas de potencia, y en especial contra una falla de cortocircuito, no es conveniente confiar en una sola posibilidad de despejar la falla, normalmente, se diseñan los sistemas de protecciones de tal forma que presenten lo que se llama protección primaria, de alta velocidad, y en caso de que falle la protección primaria, presente una segunda alternativa, llamada protección de respaldo. 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 (protección secundaria), lo que en ningún momento permite eliminar la protección de respaldo.

3.8.1. 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.

3.8.2. 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 de respaldo en una subestación diferente a ésta, en donde falló en operar la protección primaria y evitar así que una falla afecte simultáneamente a ambos sistemas de protección.

3.8.3. Protección Secundaria

En algunas ocasiones, según la importancia del sistema o de los consumidores, es recomendable recurrir a un segundo nivel de protección, redundante a la protección primaria, dentro de la misma subestación, llamado “protección secundaria”. Esta debe actuar de manera simultánea y 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.

3.9. Transformadores de medida [8]

Son aquellos elementos destinados a reducir las tensiones y corrientes a magnitudes acordes a los equipos de protección y medida. De esta forma es posible proteger a estos dispositivos de las altas tensiones generadas en el Sistema Eléctrico, permitiendo así que puedan cumplir su función empleando para ello cantidades proporcionales a las generadas en el circuito eléctrico. La exactitud de operación de

los elementos de protección va a depender en gran medida de los transformadores de tensión y corriente a través de los cuales reciben la información para su operación. En los transformadores de medida de corriente, al ocurrir una sobrecarga o al superar los valores de corriente nominal en el lado primario, esto lleva a la saturación del núcleo magnético, con lo que el mismo no es capaz de transferir más corriente al secundario, esto para evitar daños en los equipos de protección.

3.9.1. Transformadores de Potencial

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 IEC 186 [9], basados en la práctica Europea se tienen los siguientes valores normalizados de tensión de línea: 100 V y 110 V; basados en la práctica de los Estados Unidos y Canadá, se tienen los siguientes valores normalizados de tensión de línea: 120 V 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, 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:

ε (%): Error de voltaje introducido por un TP.

K_N : Relación de Transformación

U_P : Tensión del Primario.

U_S : Tensión del 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 potencial para las aplicaciones de las protecciones pueden ser de diferentes diseños, algunos de ellos son:

3.9.1.1. Tipo Magnético [6]

Son transformadores de potencial 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.

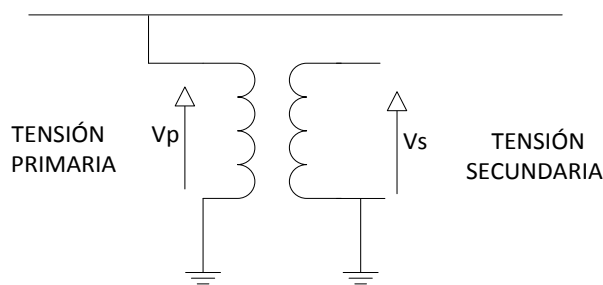


Figura 2. Transformador de Potencial Tipo Magnético.

3.9.1.2. Tipo Capacitivo

El constante incremento en la magnitud de los sistemas eléctricos 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.

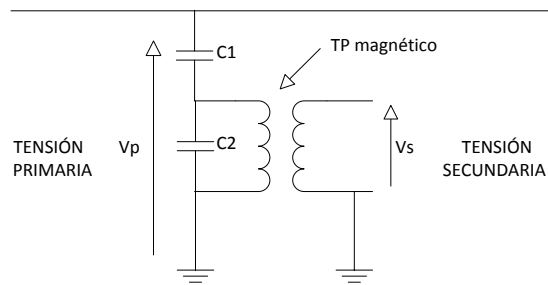


Figura 3. Transformador de Potencial, Tipo Capacitivo.

3.9.2. Transformadores de Corriente

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

3.9.2.1. Transformadores de corrientes tradicionales.

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.

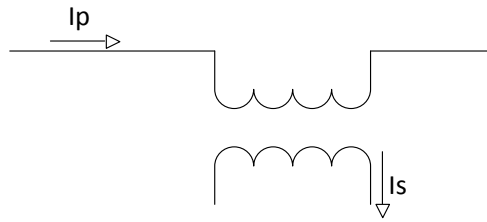


Figura 4. Transformador de Corriente Tradicional

3.9.2.2. Transformadores de corrientes lineales.

Son transformadores de núcleo magnético, similares a los tradicionales 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 tradicionales.

3.10. Burden. [10]

El burden o también conocido como la carga del transformador de medida, 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 ohms con la resistencia efectiva y las componentes reactivas, o bien, como los voltios amperes totales (VA) y factor de potencia a un valor de corriente específico o de voltaje y una frecuencia dada.

3.11. Relé [6]

Un relé es simplemente un elemento de vigilancia que recibe una o varias

señales del Sistema Eléctrico 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.

3.12. Relés según su tecnología

3.12.1. Relés 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:

En el relé de la Figura 5 (tipo balancín), 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.

En el relé de la Figura 5 (tipo núcleo) 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.

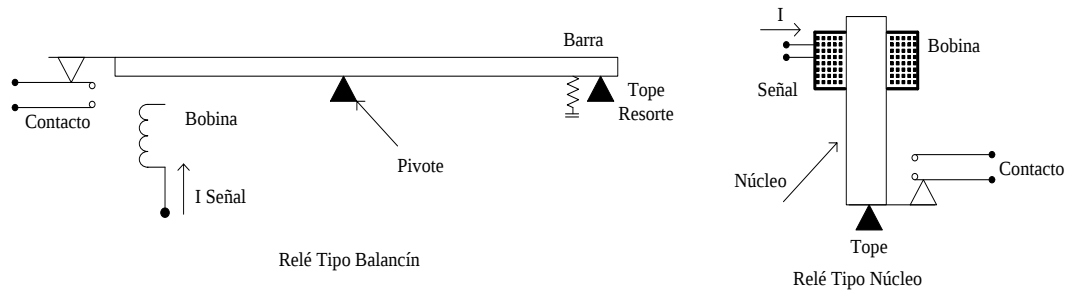


Figura 5. Relé Tipo Balancín y Núcleo.

En el relé de la Figura 6 (tipo armadura), 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.

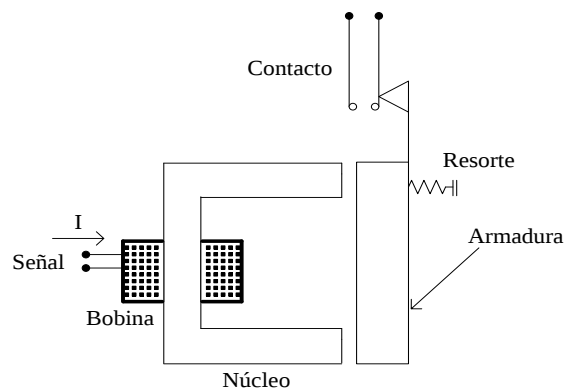


Figura 6. Relé Tipo Armadura.

3.12.2. Relés 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.

3.13. Relé de Distancia [11]

La primera protección de línea utilizada en las líneas de transmisión trabajaba con el principio de sobrecorriente. Cuando los sistemas se extendieron y se convirtieron en sistemas mallados, esta protección fue insuficiente para ser la protección principal de la línea; entonces se buscó un principio de protección independiente de la magnitud y las variaciones de las corrientes de cortocircuito, corriente de carga y modificaciones en el SEP.

Este principio es el funcionamiento del relé de distancia, el cual consiste en recibir constantemente la información de corrientes y tensiones de la línea, obteniendo así la impedancia de dicha línea en todo instante de tiempo, a partir de la Ley de Ohm:

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

Dónde:

Z: Impedancia vista por el relé [Ω].

V: Tensión registrada por el relé [V].

I: Corriente registrada por el relé [A].

3.13.1. Principales Relés de Distancia [6]

3.13.1.1. Relé de impedancia

En la Figura 7 se muestra la característica de operación del relé de impedancia en el plano R-X.

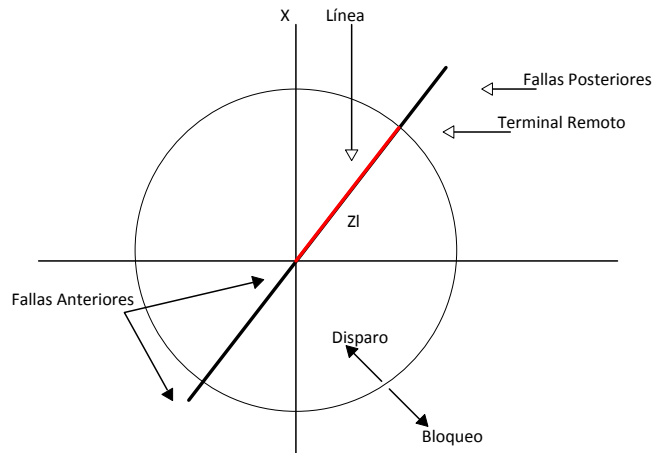


Figura 7. Relé de Impedancia.

Puede observarse de la Figura, que el relé da la orden de disparo en ambas direcciones de la línea (fallas anteriores y fallas posteriores), por tanto el relé no es direccional y 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 muy cercanas al relé entran en el centro del círculo, y por tanto, se produce el máximo torque de disparo y es el punto más alejado de la característica de operación.

3.13.1.2. Relé de reactancia

En la Figura 8 se muestra la característica de operación del relé de reactancia en el plano R-X, 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.

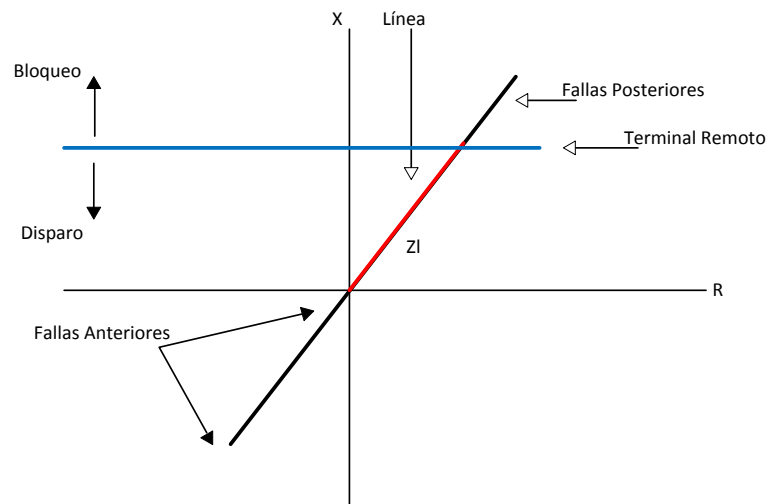


Figura 8. Relé de Reactancia.

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 cercanas al relé, el torque que se produce es alto y por lo tanto entran en el origen, lejos de la característica de operación.

3.13.1.3. Relé de admitancia o MHO [12]

Para ilustrar la explicación de las características MHO consideremos la protección “m” de la línea JK (Figura 9).

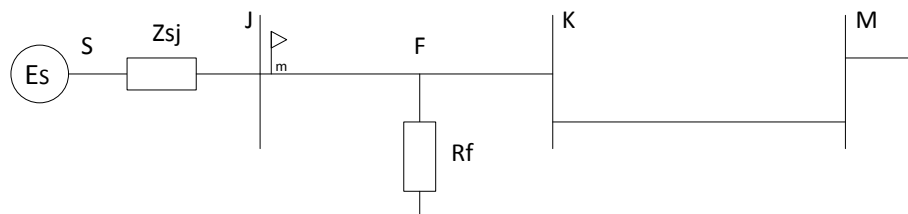


Figura 9. Esquema de Línea para la Protección "m".

En la Figura 10 se muestra otra variante de las características de disparo de tipo impedancia (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 de este relé es una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas del diagrama R-X y opera solo cuando la impedancia que lee la protección cae dentro de esa zona.

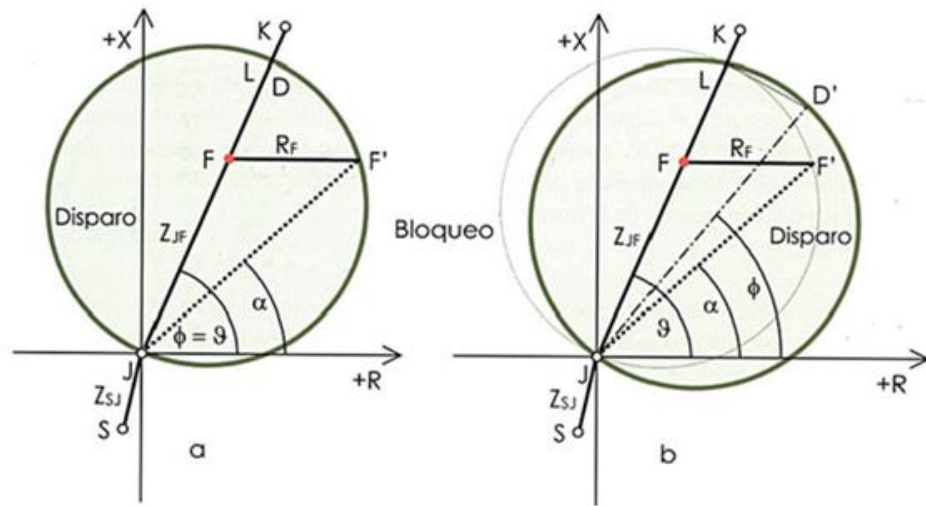


Figura 10. Característica de Disparo, Relé MHO.

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

En la Figura 10.a, el diámetro del círculo JD coincide con la impedancia del tramo protegido JL, es decir, el ángulo de inclinación de la característica ϕ (ángulo característico del relé) es igual al ángulo eléctrico de la línea Θ . 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 hubiera 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, es decir, el relé subalcanza.

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 las más frecuentes, son las que suelen presentar más resistencia de falla.

En la figura 10.b, se ha dibujado el círculo con su diámetro girado un cierto 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, se ha dibujado también, 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:

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

3.13.1.4. Relé cuadrilateral

Este tipo de relé presenta una característica que no adolece de los problemas comentados de la característica MHO (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 11).

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

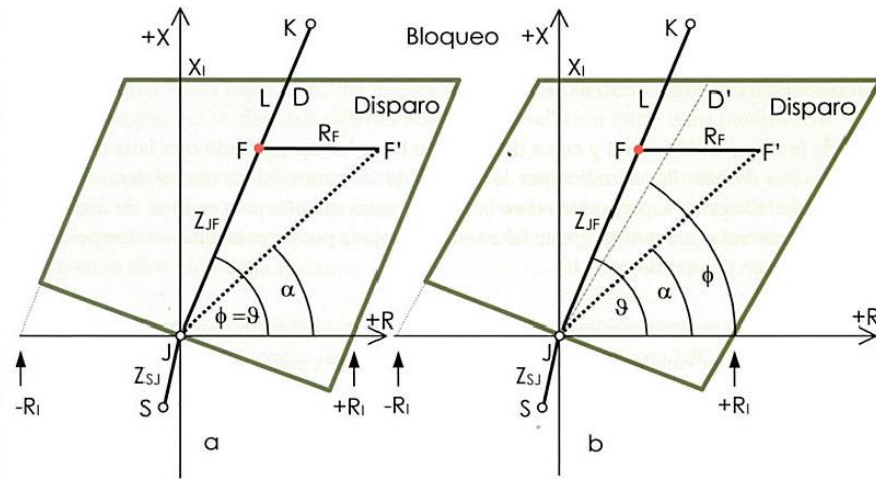


Figura 11. Característica de Disparo, Relé Cuadrilateral.

En la Figura 11 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, ϕ , se ha ajustado al mismo valor que el ángulo de la línea, Θ . La parte b) muestra la misma característica con la diferencia que el ángulo ϕ se ha ajustado a un valor inferior a Θ .

El alcance inductivo (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 (o alcance resistivo) RI de la zona. A diferencia de la 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 . 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 y el valor ajustado de RI es adecuado para las proximidades del extremo J , también lo será para puntos cercanos a L , por lo que 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 las torres de transmisión).

3.13.2. Ajustes de las zonas de medida

Se considerará, en primer lugar, el caso más simple de una red mallada, 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 mostrada en la Figura 12, 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 en dirección de la línea.

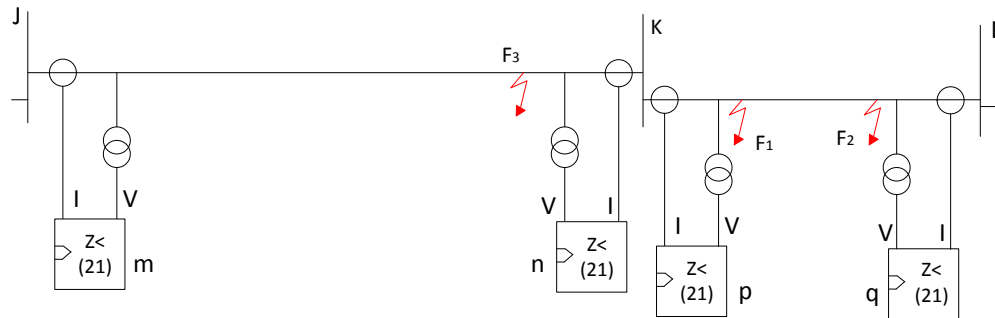


Figura 12. Comportamiento de las Protecciones según la Posición de la Falla.

En cada extremo, el relé de distancia compara la tensión y la corriente de operación. 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 $I \cdot Z_L$ a lo largo de la línea siendo I la corriente de falla y Z_L la impedancia por fase de la línea, por tanto, el relé remoto censa una impedancia $(I \cdot Z_L) / I = Z_L$. 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 punto de instalación de la protección y el punto de falla. Por tanto, el relé detectará 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.

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 pudiera discriminar las fallas que ocurren en la totalidad de la longitud de la línea que protege, para disparar de forma instantánea ante 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. 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 corriente 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.

Este conjunto de factores pueden llegar a dar errores en la medida del relé de distancia del orden del 10%.

Entonces, debido a éstos factores, si la protección m (Figura 13) se ajustará 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 F1 o bien que disparara para la falla F2 en la línea adyacente.

Para evitar que esta situación 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 dos zonas de medida debido a la imposibilidad de determinar exactamente si una falla en las proximidades de la barra remota (barra K en la Figura 13) está dentro de la sección de línea a proteger (falla F1) o al comienzo de la línea siguiente (falla F2). Normalmente se emplean tres zonas ZI, ZII, ZIII en dirección hacia la línea y en ocasiones una cuarta zona ZIV, en dirección hacia las barras.

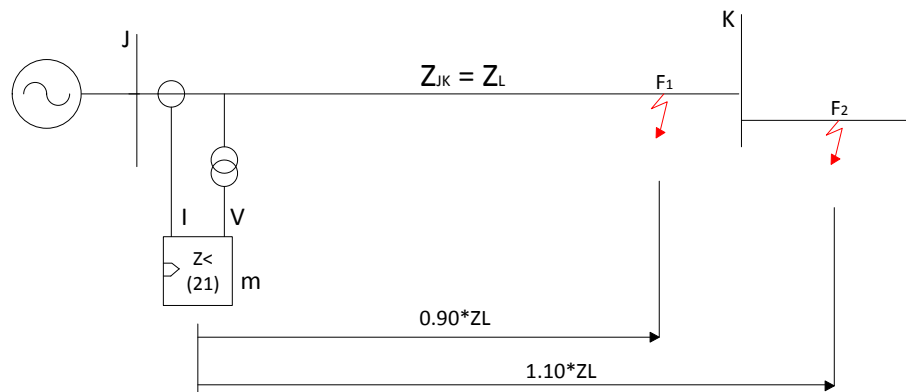


Figura 13. Incertidumbre de la Posición de la Falla cerca del Extremo Remoto.

La zona I es la de alcance más corto y debe cubrir la máxima longitud de línea posible y todas las fallas dentro de ella deben despejarse instantáneamente (es decir, sin retardo intencionado). Si ocurre la falla F_1 en la línea KL cerca de K, (Figura 12) 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 a 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 (debido a los factores mencionados anteriormente), por lo que podría disparar instantáneamente para la falla F_1 en la línea adyacente y no cumpliría con el principio de la zona I, que es proteger un porcentaje de la línea JK.

Para asegurarse de que esto no ocurra, la zona I de m no debe alcanzar hasta la barra K, por lo tanto, además de tomar en cuenta el 10% que introducen los factores ya explicados, se trabajará con un cierto margen de seguridad de alcance que usualmente se le da a la zona I de una protección de distancia. Dicho esto, la zona I se le da un ajuste de aproximadamente el 80% de la impedancia de la línea principal. De esta manera se garantiza que dispare primero la protección más cercana a la falla F_1

(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 realizar el ajuste de la zona II se tomará en cuenta como principio fundamental, el proteger en su totalidad de la línea JK. Para tener la seguridad de cumplir con el principio, el ajuste de la zona, teniendo en cuenta los errores indicados y adoptando un margen de seguridad razonable, el alcance debe ser del orden del 120% de la impedancia de la línea JK. De esta manera el relé m también estaría actuando como respaldo remoto, para despejarla falla F₁ en la línea KL. Cuando la línea KL, es muy corta en relación con la línea JK, existe el riesgo de que la zona II de la protección m entre en competencia con la zona II de la protección p (definido también como solapamiento de zonas). Esta situación debe evitarse ya que para una falla tal como la F₂, en la zona de solapamiento, 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, tomando en cuenta los errores, se ajusta para que no sobrepase el 50% de la línea KL.

Si de las barras K parten varias líneas, es conveniente tomar para el ajuste la línea adyacente más corta (línea KL de la Figura 14). No obstante, en este caso, al existir otros aportes en puntos intermedios a la falla (ver apartado 3.12.1 Aplicaciones intermedias en el extremo remoto de potencia provenientes de otras líneas (Efecto “infeed”)) se produce una reducción del alcance de la zona II de la protección m con lo que disminuye la probabilidad de solape 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 la competencia con las zonas

contiguas. Cuando sea imposible evitar el solape citado, habrá de ajustarse el tiempo de disparo de la zona II de la protección p superior al de la segunda zona del relé m.

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

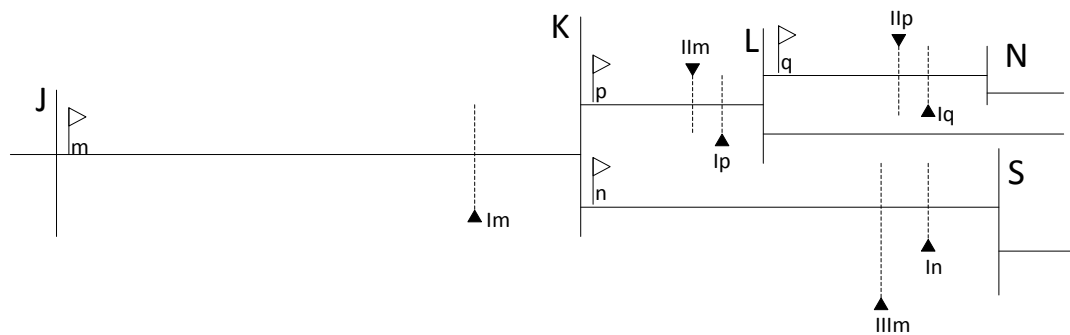


Figura 14. Ajustes de los Alcances de las Zonas de Medida.

3.13.3. Ajustes de las zonas de medida para una línea multiterminal y línea con toma

Para una línea multiterminal y una línea con toma, la zona I no debe sobrealcanzar a ninguno de los terminales remotos para no comprometer la selectividad, debido a que al existir una falla en una línea adyacente de los terminales remotos, el relé podría disparar indebidamente de forma instantánea incumpliendo con su principio fundamental. El ajuste de la zona II ha de ser tal que, a pesar del efecto de fuentes intermedias, sobrealcance con seguridad el terminal remoto más lejano, pero que sin éste 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 de fuentes intermedias. 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 máximo “infeed”.

3.13.3.1. Línea Multiterminal

Tomar como referencia para los ajustes la Figura 15.

- Zona I

Esta es la zona 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)

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

Tabla 1. Criterios Ajustes Zona I, Línea Multiterminal.

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

- Zona II

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

Tabla 2. Criterios Ajustes Zona II, Línea Multiterminal.

Con el factor 2 de las expresiones de la tabla anterior 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 y ésta podría llegar a entrar en competencia con la zona II de una línea adyacente; por este motivo el valor de tiempo para esta zona debe ser superior al utilizado por CORPOELEC, de las zonas II del resto de la red. Por esto, se propone ajustar el tiempo de las zonas II entre 0,6 s y 0,7s.

- Zona III

Para el ajuste de esta zona se tiene 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 (por ejemplo 1,2) y elegir el valor más alto de ambos. 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. El tiempo de esta zona se ajusta más alto que el utilizado por CORPOELEC, de las zonas III del resto de la red, por la misma razón indicada antes para la zona II. Se propone ajustar el tiempo para la zona III entre 1,6 s y 1.7 s.

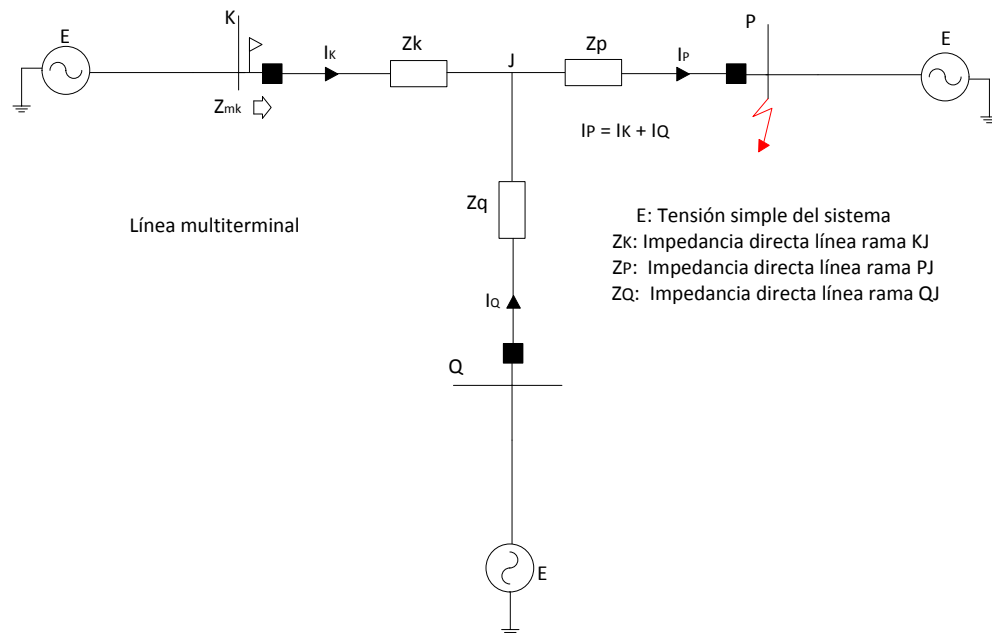


Figura 15. Línea Multiterminal.

3.13.3.2. Línea con Toma

El ajuste de la zona I del relé K (Figura 16) debe basarse en las impedancias reales y será el menor de los dos valores siguiente:

$$1. \quad 0.8 * (Z_k + Z_p) \quad (4)$$

$$2. \quad 0.8 * (Z_k + Z_q + Z_t) \quad (5)$$

Estando referido el valor Z_T al arrollado de Alta Tensión del transformador de la toma.

Ahora bien como normalmente, la impedancia del transformador es mayor que la impedancia de la línea KP, bastará con ajustar el alcance de las zonas de medida de las protecciones de K y P, con el mismo criterio para las líneas de dos terminales del resto de la red, es decir, aplicando la ecuación (4).

No obstante, cuando el transformador de la toma trabaje con el arrollado de Alta Tensión puesto a tierra, el ajuste de la zona II para fallas a tierra debe hacerse aplicando el criterio de la tabla 3 (zona II multiterminal), para contrarrestar el subalcance producido por la corriente de secuencia cero aportada por el transformador a la falla.

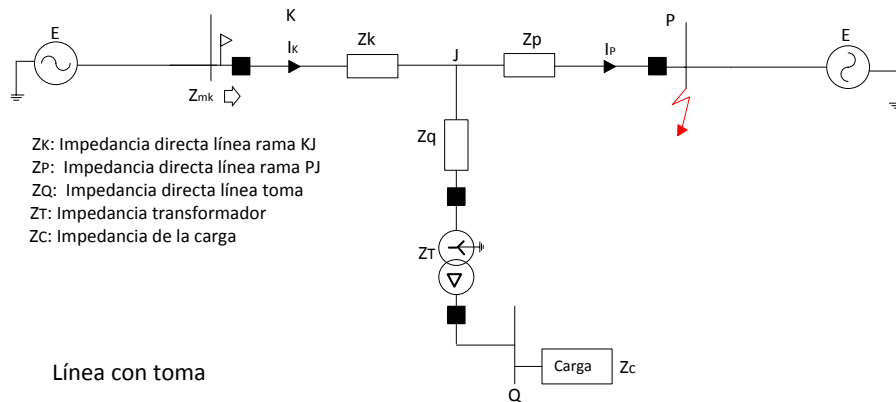


Figura 16. Línea con Toma.

3.14. Causas que producen medición erradas en relés de distancia

Existen causas que se comportan como magnitudes de influencia dando como resultado que la impedancia aparente medida por el relé de distancia sea superior o inferior al valor que se considera verdadero en condiciones ideales (ausencia de tales causas). 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 y cuando el relé mide una impedancia superior a la verdadera, se dice que el relé subalcance. Algunas de estas causas son: las aplicaciones intermedias en el extremo remoto de potencia provenientes de otras líneas (Efecto “infeed”), la impedancia de falla, el acoplamiento mutuo, la energización de transformadores de potencia (corriente inrush) y la impedancia de secuencia cero.

3.14.1. Aplicaciones intermedias en el extremo remoto de potencia provenientes de otras líneas (Efecto “infeed”)

Para que la protección pueda medir correctamente la impedancia a la 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 17 en la que la tensión V que recibe el relé, además de depender de su propia corriente local de falla I_s , depende también de la corriente I_L aportada a la falla por el sistema extremo remoto a través de la línea LK 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”.

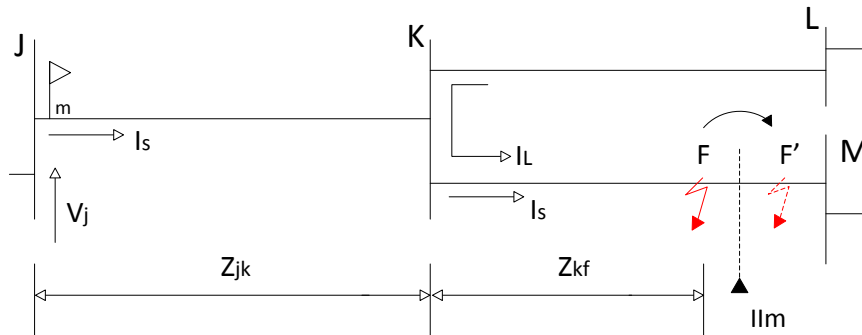


Figura 17. Subalcance del Relé en caso de “Infeed”.

Si se supone una falla trifásica franca en el punto F de la línea KM, se tiene:

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

$$Z_{real} = Z_{jk} + Z_{kf} = Z_{jf} \quad (6)$$

Tensión medida por el relé m :

$$V_j = I_s * Z_{jk} + (I_s + I_L) * Z_{kf} = I_s * (Z_{jk} + Z_{kf}) + I_L * Z_{kf} \quad (7)$$

Es decir, la tensión que ve el relé se compone de dos caídas de tensión; la primera, $I_s * (Z_{jk} + Z_{kf})$, depende de la corriente local I_s que atraviesa el relé mientras que la segunda, $I_L * Z_{kf}$, que no depende de I_s , 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 LK. Este último sumando representa un término de error.

Impedancia medida por el relé m:

$$Z_m = \frac{V_j}{I_s} = (Z_{jk} + Z_{kf}) + \left(\frac{I_L}{I_s}\right) * Z_{kf} \quad (8)$$

$$Z_m = Z_{jf} + \left(\frac{I_L}{I_s}\right) * Z_{kf} \quad (9)$$

Es decir,

$$Z_m = Z_{real} + \left(\frac{I_L}{I_s}\right) * Z_{kf} \quad (10)$$

Por tanto, el error absoluto de la medida vale:

$$Error = Z_m - Z_{real} = \left(\frac{I_L}{I_s}\right) * Z_{kf} \quad (11)$$

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_s es elevada y la falla ocurre cerca del extremo M. Como I_L e I_s 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).

3.14.2. Impedancia de falla [13]

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

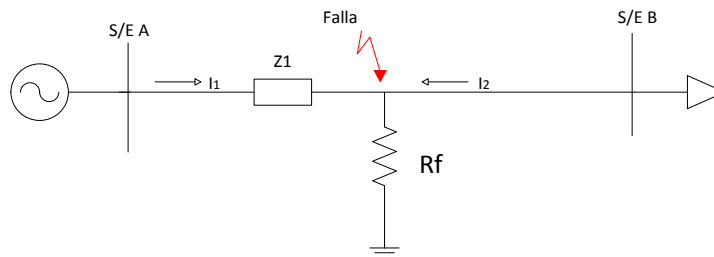


Figura 18. Falla con Impedancia y una Fuente de Alimentación.

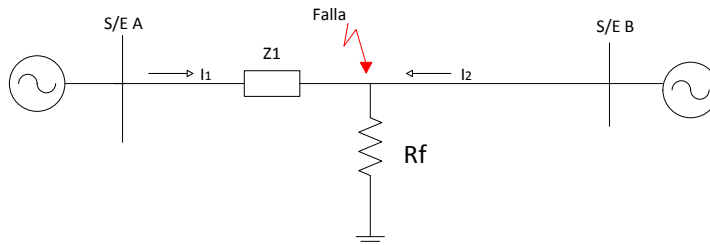


Figura 19. Falla con Impedancia y doble Fuente de Alimentación.

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:

$$Z_{medida} = Z_1 + \left(\frac{I_2}{I_1} + 1 \right) * R_f \quad (12)$$

En donde:

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 anterior, 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.

3.14.3. Acoplamiento Mutuo [12]

Cuando un relé de distancia censa la impedancia de una línea que discurre

paralela y próxima a otra, en fallas a tierra, queda alterada por la presencia del circuito paralelo a no ser que éste último esté eléctricamente abierto.

La influencia de un circuito sobre el otro es debido al flujo magnético, creado por la corriente de secuencia cero, que enlaza a ambos circuitos y da lugar a que en cada circuito aparezca una tensión inducida debido 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 al relé se le suministra la corriente residual (corriente de tierra) del circuito paralelo (Figura 20) 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 de secuencia cero entre circuitos y el triple de la impedancia de secuencia positiva del circuito vigilado ($K_{mo} = \frac{Z_{mo}}{3 \cdot Z_1}$)

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 indicada por el fabricante. Ésta 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 de secuencia positiva y negativa, el acoplamiento mutuo magnético entre circuitos es pequeño y puede despreciarse a efectos prácticos.

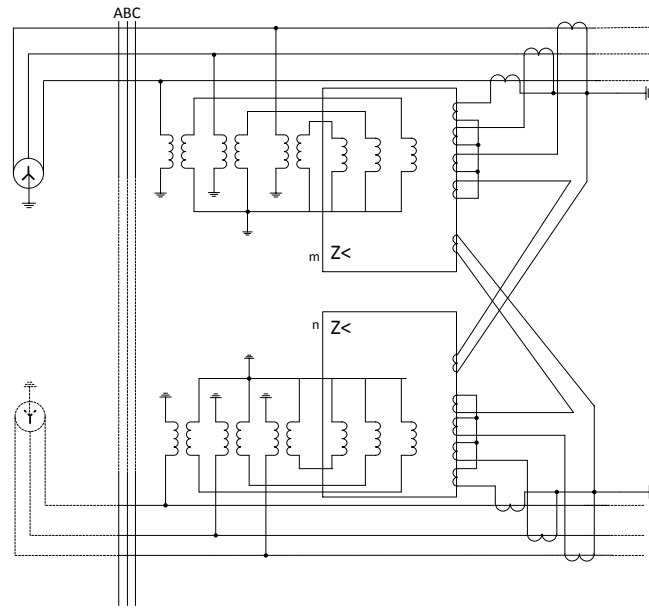


Figura 20. Conexión para la Cancelación del Efecto del Acoplamiento Mutuo.

3.14.4. Energización de transformadores de Potencia (Corriente Inrush)

Cuando se conecta una línea de Alta Tensión que alimenta un transformador de potencia (Figura 21), éste último toma, transitoriamente durante un cierto número de ciclos de red, una corriente elevada que se ve amortiguado en amplitud conforme transcurre el tiempo; esta corriente se llama comúnmente corriente de inserción, de avalancha o 'Corriente Inrush' 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.

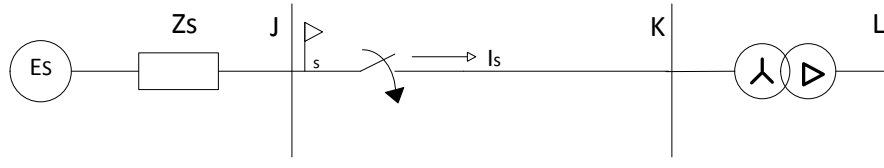


Figura 21. Conexión de una Línea que alimenta un Transformador de Potencia.

3.14.5. Impedancia de Secuencia Cero [12][13]

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 22).

Las ecuaciones que definen las tensiones V_{F1} , V_{F2} y V_{F0} son:

$$V_{F1} = V_{K1} - I_{K1} * Z_{KF1} \quad (13)$$

$$V_{F2} = V_{K2} - I_{K2} * Z_{KF2} \quad (14)$$

$$V_{F0} = V_{K0} - I_{K0} * Z_{KF0} \quad (15)$$

Si se suman las tres ecuaciones anteriores tenemos:

$$V_{F1} + V_{F2} + V_{F0} = 0 \quad (16)$$

$$V_{K1} + V_{K2} + V_{K0} - I_{K1} * Z_{KF1} - I_{K2} * Z_{KF2} - I_{K0} * Z_{KF0} = 0 \quad (17)$$

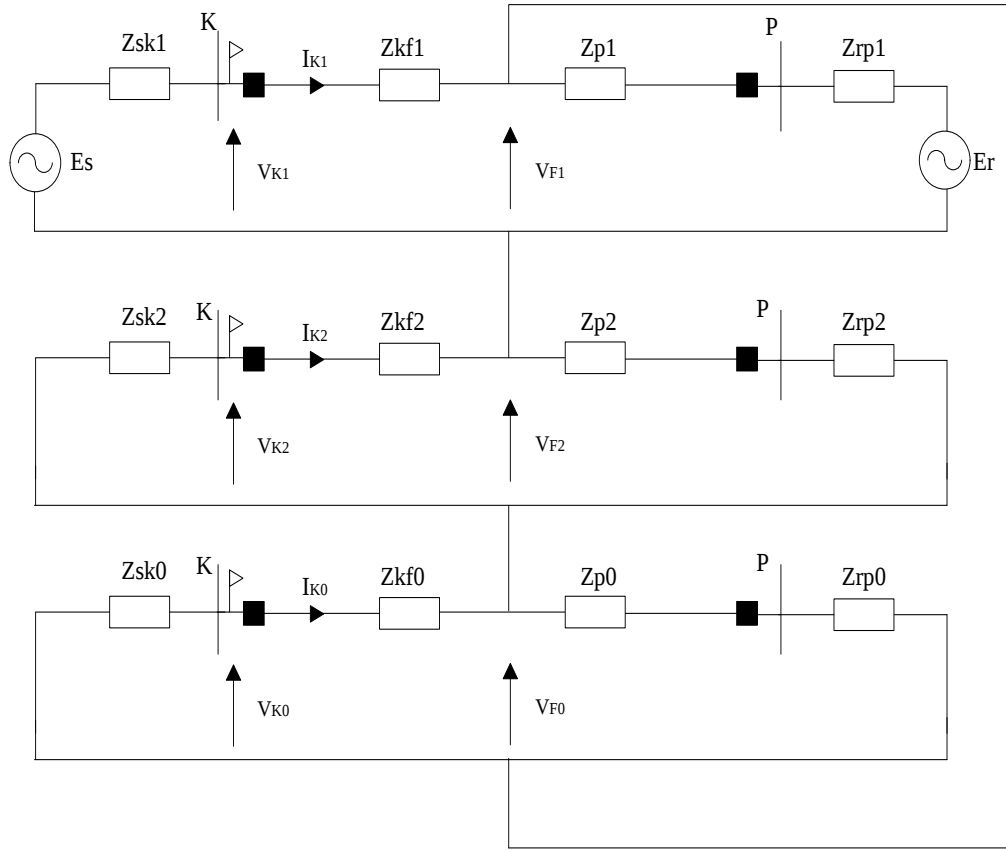


Figura 22. Conexión de las Redes de Secuencia para una Falla Monofásica.

En las líneas de transmisión la impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia negativa son iguales por lo tanto la ecuación (17) que de la forma:

$$V_{K1} + V_{K1} + V_{K0} - (I_{K1} + I_{K2}) * Z_{KF1} - I_{K0} * Z_{KF0} = 0 \quad (18)$$

Restando y Sumando $I_{K0} * Z_{KF1}$:

$$V_{K1} + V_{K2} + V_{K0} - (I_{K1} + I_{K2} + I_{K0}) * Z_{KF1} - I_{K0} * (Z_{KF0} - Z_{KF1}) = 0 \quad (19)$$

Sabemos que:

$$V_{K1} + V_{K2} + V_{K0} = V_A \quad (20)$$

$$I_{K1} + I_{K2} + I_{K0} = I_A \quad (21)$$

Entonces sustituyendo las ecuaciones (20) y (21) en la ecuación (19) obtenemos:

$$V_A - I_A * Z_{KF1} - 3 * I_{K0} * \left(\frac{Z_{KF0} - Z_{KF1}}{3} \right) = 0 \quad (22)$$

Dividiendo la ecuación (22) por la impedancia entre la barra K y el punto de falla en secuencia positiva y donde la corriente $3 * I_{K0}$ es la corriente de tierra del extremo K de la línea KP que llamaremos I_E , entonces la ecuación queda de la forma:

$$\frac{V_A}{Z_{KF1}} = I_A + I_E * \left(\frac{Z_{KF0} - Z_{KF1}}{3 * Z_{KF1}} \right) \quad (23)$$

Ahora como Z_{KF} 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 kilómetros de la barra K hasta el punto de falla. Entonces sustituyendo y operando la ecuación (23):

$$\frac{V_A}{Z_{KF1}} = I_A + I_E * \left(\frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3 * Z_{L1}} \right) \quad (24)$$

De aquí surge el mencionado factor de compensación K_0 y está definido por la siguiente ecuación:

$$K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3 * Z_{L1}} \quad (25)$$

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.

CAPITULO IV

4. ESTADO MIRANDA.

4.1. Descripción del estado miranda

El estado miranda tiene una superficie de 7.950 km² y una población estimada para el año 2011, de 2.675.165 habitantes. La geografía del Estado es muy variada, tiene mar, montaña, llano y selva. Es atravesada de oeste a este por la cadena del interior del tramo central de la cordillera de la costa. Los valles del Tuy forman una depresión entre estas dos filas orográficas. Entre Cabo Codera y Boca de Uchire existen 95 kilómetros de costas en las que se encuentra playas variadas como los Totumos, Buche, Carenero, Bahía de los Piratas, Río Chico, Páparo, Tacarigua de la Laguna, la cual es uno de los espejos naturales que tienen un gran interés tanto turístico como científico cuyas 18.400 hectáreas conforman el Parque Nacional Tacarigua de La Laguna. Existe también el Parque Nacional Guatopo con 92.640 hectáreas. La economía del Estado es variada existiendo la explotación agrícola, industrial y comercial, en el que se destacan los distritos Chacao, Sucre, Baruta y el Hatillo contando además con un gran potencial turístico. El Estado está dividido en 21 Municipios Autónomos a saber: Guaicaipuro, Brión, Baruta, Chacao, Sucre, José Manuel Álvarez, Cristóbal Rojas, Urdaneta, Lander, Paz Castillo, Zamora, Independencia, Acevedo, Simón Bolívar, Páez, Buroz, Pedro Gual, Andrés Bello, el Hatillo, Los Salías y Plaza.

4.2. Sistema eléctrico del estado Miranda

El sistema eléctrico mirandino es uno de los pocos del Estado que posee los cuatro principales niveles de tensión para transmisión (765 kV, 400 kV, 230 kV, 115 kV y 69 kV) y cuenta con distintas fuentes de generación que se encargan de suministrar la energía a las zonas del Tuy, Barlovento y la Región Capital.

Actualmente para la generación de la Región Capital se encuentran activas la planta Guarenas, que cuenta con cuatro unidades de generación, de las cuales solo tres están activas. La planta Picure con sus cuatro unidades activas, la planta José María España con sus cinco unidades de generación en funcionamiento, la planta Barcazas con sus dos unidades activas y la planta J.J.S.B. con cinco unidades de generación pero dos de estas unidades se encuentran inactivas.

En la generación activa de la zona de Tuy y Barlovento se encuentra la planta de generación distribuida Cantarrana, con una única unidad. La planta El Sitio incorporada recientemente al Sistema Eléctrico Nacional (marzo 2013) y cuenta con seis unidades de generación de las cuales tiene operativa las unidades dos, tres, cinco y seis, y solo activas las unidades dos, cinco y seis. La planta La Raisa con siete unidades de las cuales solo tres están activas (las unidades cuatro, seis y siete). La planta La Mariposa que posee una única unidad de generación actualmente se encuentra inoperativa, se espera que para el año en curso vuelva a entrar en operación.

Para la transmisión de energía eléctrica, CORPOELEC en el estado Miranda dispone de cincuenta y cinco subestaciones de transmisión, de las cuales dieciocho se encuentran en la zona del Tuy y Barlovento correspondientes a la Subcomisionaduría del estado Miranda, donde las subestaciones se dividen de la siguiente manera: una subestación es de 765 kV, dos son de 400 kV, cuatro son de 230 kV y once son de 115 kV; además cuenta con cuarenta y cinco líneas de transmisión, de las cuales están distribuidas en: dos líneas de transmisión para 765 kV, tres líneas de transmisión para 400 kV, doce líneas de transmisión para 230 kV y veintinueve líneas de transmisión para 115 kV.

Las treinta y siete subestaciones restantes pertenecen a la Región Capital, correspondientes a la subcomisionaduría del centro de transmisión capital, donde cuatro son de 230 kV y treinta y tres son de 69 kV.

4.2.1. Subestaciones

Como se mencionó anteriormente el estado Miranda, en las zonas Tuy y Barlovento, posee dieciocho subestaciones a diferentes niveles de transmisión (400 kV, 230 kV y 115 kV). En la Tabla 3 se muestran todas las subestaciones referentes al nivel de tensión de interés (115 kV).

Nº	Nombre de la S/E	Nivel de Tensión (kV)
1	Santa Teresa III*	400/230/115/34.5
2	Charallave II	115/34.5/13.8
3	Alvarenga	115/13.8
4	Ocumare II	115/13.8
5	Santa Lucia	115/13.8
6	Yare	115/34.5
7	Rio Chico II*	230/115
8	Rio Chico I	115/34.5/13.8
9	Tacarigua	115/34.5/13.8
10	Caucagua	115/34.5/13.8
11	Diego de Losada*	400/230/115/13.8
12	La Mariposa	115/13.8
13	Higuerote	115/34.5/13.8
14	Santa Teresa II	115/34.5/13.8

Tabla 3. Subestaciones de 115 kV del estado Miranda.

Las subestaciones Santa Teresa III, Diego de Losada y Rio Chico II entran como subestaciones de 400 kV y 230 kV respectivamente, debido a que las subestaciones son referenciadas a su mayor nivel de tensión. Sin embargo, se incluyen en la Tabla 3, ya que al poseer un nivel de tensión de 115 kV (nivel de tensión de interés) se toman como parte del estudio en este trabajo.

A continuación se presenta la descripción detallada de cada subestación:

a. S/E Santa Teresa III

Es una subestación del estado Miranda que posee cuatro niveles de tensión, 400 kV, 230 kV, 115 kV y 34.5 kV. Esta subestación está dividida en tres patios para transmisión, el de 400 kV posee una configuración de interruptor y medio y el patio de 230 kV y 115 kV y con una configuración de doble barra. Para la distribución se encuentra el patio de 34.5 kV con una configuración de barra simple con transferencia.

Tiene diez salidas de línea a 115 kV, dos hacia la subestación La Mariposa conectada en T-OFF de línea con la subestación de carga Tuy I, dos hacia la subestación Caucagua conectada en T-OFF de línea con la subestación de carga Taguacita, dos hacia la subestación de carga Tuy II, una a la subestación Altagracia, una a la subestación Camatagua, una a la subestación de carga IAFE y una a la subestación Santa Teresa II.

b. S/E Charallave II

Esta subestación posee un nivel de tensión para transmisión de 115 kV con una configuración de barra principal con barra de transferencia y dos niveles de tensión para distribución, 34.5 kV y 13.8 kV, con una configuración de barra principal con barra de transferencia. Tiene cuatro salidas de líneas a 115 kV, dos hacia subestación Ocumare II, una a la subestación Santa Lucía y una a la subestación Alvarenga.

c. S/E Alvarenga

Es una subestación que posee un nivel de tensión para transmisión de 115 kV con una configuración de barra simple y un nivel de 13.8 kV para distribución con una configuración de barra principal con barra de transferencia. Tiene dos salidas de

línea a 115 kV, una a la subestación Charallave II y una a la subestación Diego de Losada.

d. S/E Ocumare II

Esta subestación posee un nivel de tensión de 115 kV para transmisión y un nivel para distribución de 13.8 kV, las dos con una configuración de barra principal con barra de transferencia. Cuenta con cinco salidas de líneas a 115 kV, dos hacia la subestación Charallave II, una hacia la subestación de carga FNC (Fábrica Nacional de Cementos), una a la subestación Yare y una a la subestación Diego de Losada.

e. S/E Santa Lucía

Es una subestación con dos niveles de tensión, 115 kV para transmisión con configuración de barra simple y 13.8 kV para distribución con una configuración de barra principal con barra de transferencia. Cuenta con dos salidas de líneas a 115 kV, una salida de línea se dirige a la subestación Charallave II y la otra de línea va hacia la subestación Diego de Losada.

f. S/E Yare

Es una subestación con nivel de tensión para transmisión de 115 kV con una configuración de barra simple y 34.5 kV para distribución con una configuración de barra principal con barra de transferencia. Posee dos salidas de línea a 115 kV, una a la subestación Ocumare II y la otra a la subestación Diego de Losada.

g. S/E Río Chico II

Tiene dos niveles de transmisión 230 kV y 115 kV, ambas con una configuración de barra principal con barra de transferencia. Posee cuatro salidas de

líneas a 115 kV. Una salida de línea a la subestación Higuerote, una hacia la subestación Tacarigua y dos hacia la subestación Río Chico I.

h. S/E Río Chico I

Es una subestación con tres niveles de tensión 115 kV para transmisión con configuración de barra simple y 34.5 kV y 13.8 kV para distribución con configuración de barra principal con barra de transferencia. Tiene dos salidas de línea a 115 kV, una a la subestación Río Chico II. Cuenta también con dos niveles de tensión

i. S/E Tacarigua

Esta subestación posee una nivel de tensión para transmisión de 115 kV con una configuración de barra simple y dos niveles de distribución, 34.5 kV y 13.8 kV, con configuración de barra principal con barra de transferencia. Cuenta dos salidas de la línea a 115 kV, una a la subestación Caucagua y a la subestación Río Chico II.

j. S/E Caucagua

Esta subestación cuenta con un nivel de tensión para transmisión de 115 kV para transmisión con una configuración de barra simple y dos niveles de tensión para distribución, 34.5 kV y 13.8 kV, con configuración de barra principal con barra de transferencia. Posee cuatro salidas de líneas a 115 kV, una salida de línea a la subestación Higuerote, una hacia la subestación Tacarigua y dos a la subestación Santa Teresa III conectada en T-off de línea con la subestación de carga Taguacita.

k. S/E Diego de Losada

Esta subestación posee tres niveles de tensión para transmisión, 400 kV, 230 kV y 115 kV. Para los tres niveles de tensión posee una configuración de doble barra seccionada. Tiene cinco salidas de línea a 115 kV, una hacia la subestación Yare, una hacia la subestación de carga IAFE, una hacia la subestación de Ocumare II, una a la subestación Alvarenga y una a la subestación Santa Lucía. Se tiene planificado a futuro incorporar una salida de línea hacia la subestación Santa Teresa II.

l. S/E La Mariposa

Esta subestación es la única que posee generación con única unidad de 40 MW instalados, aunque actualmente está fuera de servicio. Tiene un nivel de tensión para transmisión de 115 kV con una configuración de barra simple y posee seis salidas de líneas, dos salidas hacia Santa Teresa III conectada en T-off de línea con la subestación de carga Tuy I, una salida de línea hacia la subestación Tejerías y otra hacia la subestación La Victoria las dos conectadas en T-off de línea con la subestación de carga IVIC y dos salidas de líneas hacia la subestación de carga INOS (Panamericano I y Panamericano II).

m. S/E Higuerote

Esta subestación cuenta con un nivel de tensión para transmisión de 115 kV para transmisión y dos niveles de tensión para distribución, 34.5 kV y 13.8 kV. Para los tres niveles de tensión cuenta con configuración de barra principal con barra de transferencia. Posee dos salidas de líneas a 115 kV, una salida de línea a la subestación Caucagua y una hacia la subestación Rio Chico II.

n. S/E Santa teresa II

Esta subestación fue integrada a la red de transmisión del estado miranda en junio del presente año. Posee tres niveles de tensión, 115 kV para transmisión con una configuración de barra simple con barra de trasferencia y 34.5 kV y 13.8 kV para distribución. Actualmente tiene una única salida de 115 kV hacia Santa Teresa III, aunque se tiene planificado incorporar una línea de transmisión hacia la subestación Diego de Losada, la cual solo falta la instalación de la bahía en dicha subestación.

o. SS/EE de carga, INOS, Tuy I, Taguacita y Tuy II

En la tabla anterior no se presentan estas subestaciones debido a que sólo son subestaciones de carga y no pertenecen a la jurisdicción de CORPOELEC. En la Tabla 4 se muestran las características de los transformadores y las cargas conectadas a ellas.

S/E	Transformadores				Carga
	# Tx	Potencia (MVA)	Impedancia (%)	Conexión	
INOS	1	13,4	17,9	YD5	4*MS 3500 kW (6.6 kV)
	2	13,4	17,9	YD5	4*MS 3500 kW (6.6 kV)
	3	13,4	18,3	YND5	4*MS 2100 kW (6.6 kV)
	4	13,4	18,3	YND5	4*MS 2100 kW (6.6 kV)
Taguacita	1	32,6	20,35	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	2	22,5	8,8	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
TUY II	1	30	13,3	YND5	5*MI 5950 kW (6,6 kV)
	2	30	13,3	YND5	3*MI 1300 kW (6,6 kV)
					2*MI 480 kW (6,6 kV)
					2*MI 950 kW (6,6 kV)

S/E	Transformadores				Carga
	# Tx	Potencia (MVA)	Impedancia (%)	Conexión	
TUY I	1	10	7,75	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	2	10	7,8	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	3	10	7,8	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	4	10	7,8	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	5	10	7,7	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	6	10	7,8	YND5	4*MS 4250 kW (6.6 kV)
	7	7,5	11	YD5	4*MI 720 kW (6.6 kV)
	8	7,5	11,2	YD5	5*MS 3720 kW (6.6 kV)
	9	7,5	11,2	YD5	5*MS 3720 kW (6.6 kV)
	10	8,2	12	YD5	5*MS 3720 kW (6.6 kV)

Tabla 4.Características de las Subestaciones de Carga.

4.2.2. Líneas de transmisión

El estudio de las protecciones de distancia se realizará en todas las líneas de transmisión a nivel de tensión de 115 kV, las cuales posee una cantidad de veintinueve líneas, de las cuales ocho son doble terna y las veintiuno restantes son simple terna. En la Tabla 5 se presentan las líneas a trabajar y su longitud en kilómetros.

Nombre de la Línea	Longitud de la Línea (km)
Santa Lucia- Diego de Losada	25
Santa Lucia – Charallave II	35
Charallave II – Alvarenga	10
Charallave II – Ocumare II L1	12
Charallave II – Ocumare II L2	12

Nombre de la Línea	Longitud de la Línea (km)
Ocumare II – Diego de Losada	24
Ocumare II – FNC	3,6
Ocumare II – Yare	12
Yare – Diego de Losada	12
Alvarenga – Diego de Losada	28
Diego de Losada – IAFE	27
Santa Teresa III – IAFE	30
Santa Teresa III – La Mariposa I L1	45
Santa Teresa III – La Mariposa I L2	45
Santa teresa III – Altagracia *	63
Santa Teresa III – Camatagua *	54
Santa Teresa III – Caucagua L1	42
Santa Teresa III – Caucagua L2	42
Santa Teresa III – Caucagua – Taguacita (T-OFF) L1	4
Santa Teresa III – Caucagua – Taguacita (T-OFF) L2	4
Caucagua – Higuerote	38,1
Caucagua – Tacarigua	31
Tacarigua – Río Chico II	6
Rio Chico I – Rio Chico II L1	20
Rio Chico I – Rio Chico II L2	20
Higuerote – Río Chico II	16

Nombre de la Línea	Longitud de la Línea (km)
Mariposa – INOS L1	3
Mariposa – INOS L2	3
Santa Teresa III – Santa Teresa II	2,5
Santa Teresa II – Diego de Losada***	2,5
La Mariposa – Victoria **	43
La Mariposa – Tejerías **	63,6
La Mariposa – Tejerías – Victoria – IVIC (T-OFF)	10
La Mariposa – Santa Teresa III – Tuy I (T-OFF) L1	4
La Mariposa – Santa Teresa III – Tuy I (T-OFF) L2	4
Santa Teresa III – Tuy II L1	4
Santa Teresa III – Tuy II L2	4

Tabla 5. Características de las Líneas de Transmisión a nivel de 115 kV.

(*): Líneas de transmisión que se dirigen al Estado Guárico.

(**): Líneas de transmisión que se dirigen al Estado Aragua.

(***): Línea en construcción.

En el [ANEXO 1] se encuentran las características de las líneas, tal como sus impedancias y tipo de conductor. También se incluyen las relaciones de los TC y TP de cada línea de transmisión.

CAPITULO V

5. MARCO METODOLÓGICO.

La realización de este trabajo de grado se inició con el estudio del sistema de transmisión a nivel de tensión de 115 kV del estado Miranda y de la filosofía de protecciones asociadas a éste, efectuando las investigaciones técnicas necesarias para que el estudio de los ajustes de éstas protecciones tengan el requerimiento y exigencia de la empresa. Luego se revisaron los eventos ocurridos en el estado de interés para el periodo de enero - 2012 hasta marzo -2013 con el fin de considerar la problemática de las líneas de transmisión ante fallas por disparos erráticos de protecciones.

Seguidamente, se solicitaron los ajustes de las protecciones de distancia según normas y prácticas de ingeniería empleadas por el Operador y Prestador del Servicio Eléctrico en el estado Miranda, y se verificó en las subestaciones asociadas al nivel de tensión de interés, que estos ajustes y los ajustes implementados sean iguales. Luego se hicieron los cálculos pertinentes para la obtención de los diferentes ajustes de las zonas de protección y hacer la comparación con los ajustes levantados en campo.

5.1. Filosofía de las protecciones de las líneas de transmisión a 115 kV.

El sistema de transmisión de 115 kV del estado Miranda está comprendido por 29 líneas de transmisión (nombradas en el apartado 4.2.2 del Capítulo IV), que se encuentran conectadas de forma mallada, (en el [ANEXO 2] se muestra el diagrama unifilar completo del estado de estudio). Ya identificado el sistema de transmisión y las características de las líneas de transmisión (longitud e impedancias), se investigó sobre la filosofía de las protecciones empleadas en estas líneas, donde se encontró un esquema de protección con protección primaria y protección secundaria, dando mayor confiabilidad a la hora de ocurrir una falla.

Estos sistemas están conformados por transformadores de medida (transformadores de corriente y transformadores de potencial) independientes entre sí y relés de distancias con funcionamiento electromecánico y con funcionamiento electrónico del tipo digital y numérico. Los relés de distancia con funcionamiento electromecánico localizados cuentan con las características MHO y los electrónicos trabajan con la característica cuadrilateral. Los relés de distancia de la protección secundaria son de la misma marca y modelo que los relés de la protección primaria. En la Figura 23 se muestra el esquema de protección instalado en el estado Miranda.

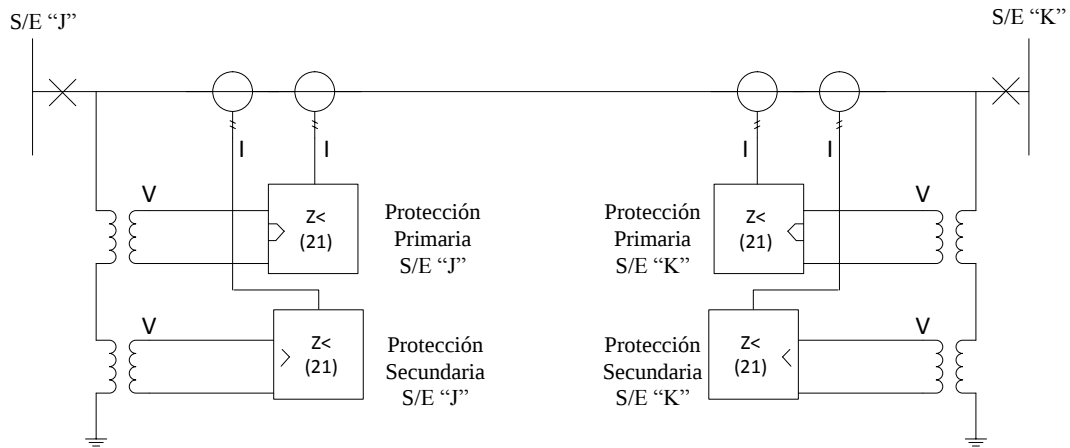


Figura 23. Esquema de Protecciones del Estado Miranda.

5.2. Eventos ocurridos en el estado Miranda.

El Centro Nacional de Despacho (CND) y la Unión Eléctrica de Cuba (UNE) envían reportes semanales de los eventos ocurridos en las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas del SEN. Estos reportes son depurados y clasificados mensualmente por el área de transmisión de la DGFSE como: eventos en líneas, eventos en subestaciones, niveles de tensión, mes de ocurrencia del evento y causas que produjeron los eventos. Estas causas son clasificadas con el siguiente criterio:

- 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 (accidentales o intencionados).
- 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.
 - Fallas por disparos erráticos de protecciones.
- 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).

- Desconocidas:

- 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.

De estos reportes de eventos se estudiaron solo los ocurridos en el estado Miranda y para el nivel de tensión de interés sin hacer ninguna discriminación antes los diferentes tipos de causas. En la Tabla 6 se muestran el número total de eventos que ocurrieron en el periodo de estudios por cada línea de transmisión. Luego se discriminaron los eventos que ocurrieron debido a las protecciones, estas causas son del tipo fallas en el sistema y causas desconocidas. Se incluyen éstas últimas, debido que al ser desconocidas pudieron ser por disparos erráticos, disparos de líneas adyacentes por respaldo, relés fuera de servicio, etc. En la Tabla 7 se muestra el número de eventos ocurridos en cada línea de transmisión por las causas de estudio.

Nº	Nombre de la Línea	Eventos Totales
1	Santa lucia - Diego de Losada	5
2	Santa lucia - Charallave II	8
3	Charallave II - Alvarenga	9
4	Charallave II - Ocumare II L1	4
5	Charallave II - Ocumare II L2	5
6	Ocumare II - Diego de Losada	14
7	Ocumare II – FNC	8
8	Ocumare II – Yare	10
9	Yare - Diego de Losada	21
10	Alvarenga - Diego de Losada	10
11	IAFE - Diego de Losada	11
12	IAFE - Santa Teresa III	12
13	Santa Teresa III - Altagracia	32
14	Santa Teresa III - Camatagua	30
15	Caucagua - Taguacita - Santa Teresa L1	27
16	Caucagua - Taguacita - Santa Teresa L2	25
17	Caucagua – Higuerote	48
18	Caucagua – Tacarigua	42
19	Tacarigua - Rio Chico II	38
20	Rio Chico I - Rio Chico II L1	48
21	Rio Chico I - Rio Chico II L2	39
22	Higuerote - Rio Chico II	24
23	Mariposa - Victoria - IVIC	27
24	Mariposa - Tejerías - IVIC	26
25	Santa Teresa III - Tuy II L1	28
26	Santa Teresa III - Tuy II L2	32
27	Mariposa -Tuy I - Santa Teresa III L1	43
28	Mariposa -Tuy I - Santa Teresa III L2	46
29	Mariposa - INOS L1	32
30	Mariposa - INOS L2	30
	Total Período	149

Tabla 6.Eventos Totales Ocurridos en cada Línea de Transmisión.

N°	Nombre de la Línea	Eventos		
		Fallas de Sistema	Desconocidas	Total
1	Santa lucia - Diego de Losada	0	1	1
2	Santa lucia - Charallave II	2	1	3
3	Charallave II – Alvarenga	3	0	3
4	Charallave II - Ocumare II L1	0	0	0
5	Charallave II - Ocumare II L2	0	0	0
6	Ocumare II - Diego de Losada	2	1	3
7	Ocumare II – FNC	0	0	0
8	Ocumare II – Yare	0	1	1
9	Yare - Diego de Losada	1	3	4
10	Alvarenga - Diego de Losada	0	0	0
11	IAFE - Diego de Losada	0	0	0
12	IAFE - Santa Teresa III	0	0	0
13	Santa Teresa III – Altagracia	0	9	9
14	Santa Teresa III – Camatagua	3	2	5
15	Caucagua - Taguacita - Santa Teresa L1	0	4	4
16	Caucagua - Taguacita - Santa Teresa L2	0	1	1
17	Caucagua – Higuerote	1	11	12
18	Caucagua – Tacarigua	1	9	10
19	Tacarigua - Rio Chico II	0	8	8
20	Rio Chico I - Rio Chico II L1	0	9	9
21	Rio Chico I - Rio Chico II L2	0	8	8
22	Higuerote - Rio Chico II	0	1	1
23	Mariposa - Victoria - IVIC	0	1	1
24	Mariposa - Tejerias - IVIC	0	1	1
25	Santa Teresa III - Tuy II L1	0	0	0
26	Santa Teresa III - Tuy II L2	0	2	2
27	Mariposa -Tuy I - Santa Teresa III L1	0	5	5
28	Mariposa -Tuy I - Santa Teresa III L2	0	4	4
29	Mariposa - INOS L1	0	3	3
30	Mariposa - INOS L2	0	0	0
		13	85	98

Tabla 7. Eventos Ocurridos por Fallas en el Sistema y Desconocidas.

Se puede visualizar en la Figura 24 el porcentaje de los eventos ocurridos por las causas de interés y por los otros tipos de fallas (equipos, materiales, componentes y accesorios, error humano, fenómenos naturales, terceros, vegetación e incendio). De ésta se nota que el mayor porcentaje de eventos se encuentran entre los eventos ocurridos por causas desconocidas (57%) y posibles protecciones (9%), lo que lleva a estudiar si estos eventos son ocasionados por un indebido ajuste en las protecciones de distancia.

De esta manera se realizaron inspecciones en las subestaciones implicadas en el estudio, con el objetivo de verificar las condiciones de las protecciones de estas líneas y los ajustes implementados en ellos.

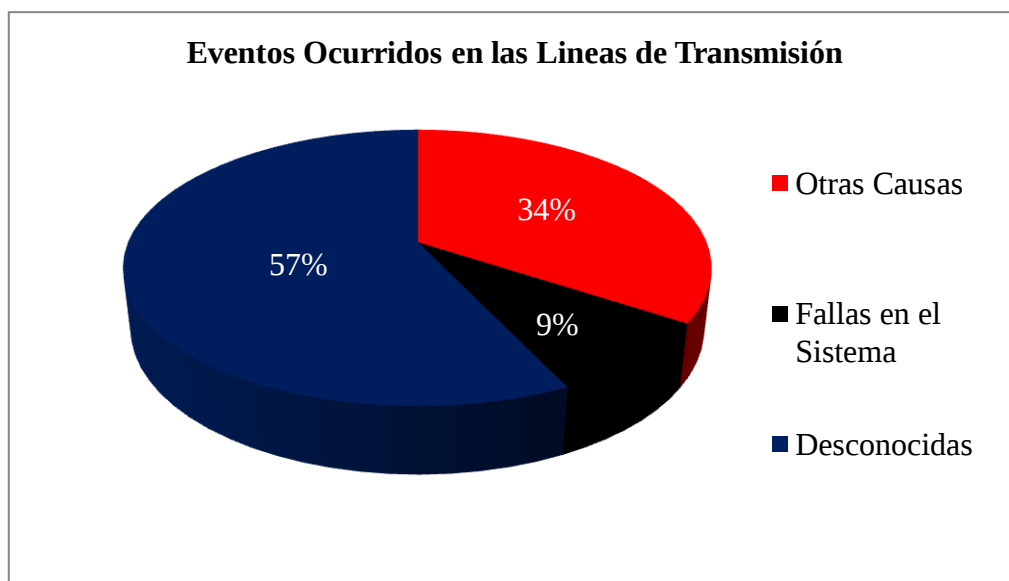


Figura 24. Eventos Ocurridos en las Líneas de Transmisión.

5.3. Criterios de Ajustes para las Protecciones de Distancia

El Operador y Prestador de Servicio Eléctrico del estado Miranda (CORPOELEC) utiliza como criterio de ajustes de las zonas de protección los presentados en la siguiente tabla:

Zona	Ajuste Zonas de Medida
I	$ZI = 0,8 * Z_{\text{línea}}$
II	$ZII = 1,2 * Z_{\text{línea}}$
III	$ZIII = 1,2(Z_{jk} + Z_{km}) (*)$
	$ZIII = Z_{jk} + Z_{km} (*)$
(*): Este criterio de zona no está definida para CORPOELEC. Utilizan cualquiera de las dos sin ningún tipo de consideración.	

Tabla 8. Criterio de Ajustes para las Zonas de Medida CORPOELEC.

Aunque para los cálculos se proponen los criterios de ajustes de las zonas de medida que se encuentran mencionados en la Tabla 9, siguiendo los lineamientos del apartado 3.13.2 del Capítulo III. Hay que tener en cuenta que estos criterios dependen de las características del sistema (para asegurar una selectividad de la protección y no generar competencia entre zonas en las distintas líneas) y también de la característica del relé de distancia instalado en la línea de transmisión que se estudia. Los tiempos mostrados en la tabla son los utilizados por CORPOELEC en el estado Miranda, los cuales solo serán modificados si la línea en estudio posee una derivación en “T”.

Zona	Ajuste de Tiempo	Ajuste alcance zonas de medida
I	Instantáneo	$ZI = 0,8 * ZL$
II	0,4 s	$ZII = ZL + 0,2 * ZL2$
III	1.5 s	$ZIII = ZL + ZL3$
ZL: es la impedancia de la línea a proteger. ZL2: es la impedancia de la línea adyacente más corta. ZL3: es la impedancia de la línea adyacente más larga.		

Tabla 9. Criterios de los Ajustes Propuestos para las Zonas de Medida.

Adicionalmente, como estos criterios son ajustes básicos, se les agregará el efecto de fuentes intermedias (efecto “infeed”), un efecto que está sujeto a los

sistemas mallados y que no puede dejar de considerarse en los ajustes de protecciones, debido a que pueden presentar grandes errores. Las consideraciones del efecto “infeed” se realizaron con el programa DIgSILENT PowerFactory.

Existe una causa de falla a tierra que ocurre en los aisladores cuando es superado el nivel de aislamiento del mismo, llamada “flashover”. Al ocurrir este tipo de falla a tierra, a la resistencia de arco se debe añadir la resistencia de la torre y la resistencia del sistema de puesta a tierra. Este tipo de falla tiene una probabilidad de ocurrencia muy baja y asimismo la probabilidad de que esta falla ocurra al 80% de la línea (por ejemplo), es muy aleatoria. Al hacer el ajuste con esta consideración, siendo muy baja su probabilidad de ocurrencia, el relé quedaría ajustado en sobrealcance perdiendo la selectividad de la protección, por lo que esto no se considerará en los ajustes de protección. Además de lo mencionado, CORPOELEC no tiene un estudio realizado a lo que concierne a esta resistencia de falla a tierra, entonces es muy poco probable que al asignar un valor, éste sea el adecuado.

5.3.1. Criterios de Ajustes para la Característica MHO.

5.3.1.1. Ajuste Zona I

Para la zona I se mantuvo el criterio de ajuste propuesto, que es de igual forma el utilizado por CORPOELEC y es el 80% de la impedancia de la línea principal. Sin embargo, es común que al ocurrir una falla a tierra esta sea a través de una impedancia, permitiendo aportaciones de corriente de las distintas fuentes del sistema (esto se encuentra explicado en el apartado 3.14.2 del Capítulo III, Impedancia de Falla), lo cual conlleva a producir un error en la impedancia censada por el relé de distancia. Sin embargo, una de las consideraciones para las simulaciones es trabajar con la norma IEC- 60909, la cual establece que la resistencia de arco ante fallas francas a tierra es despreciable. Aunque esta sea despreciable la falla no es totalmente franca a tierra, el programa DIgSILENT PowerFactory al

simular la falla, utiliza una resistencia muy pequeña, lo que crea una caída de tensión en el punto de falla y produce el efecto nombrado anteriormente. Esto conlleva a que la zona I tenga en consideración los aportes por fuentes intermedias.

5.3.1.2. Ajuste Zona II

Esta zona tiene como principio proteger en su totalidad la línea principal, por lo tanto se ajusta como mínimo al 120% de la impedancia total de la línea en cuestión, considerando los posibles errores por los transformadores de medida. En algunos casos la línea principal puede poseer una longitud mucho mayor a las líneas adyacentes y al hacer un ajuste al 120% de la línea principal, podría provocar competencia con las Zonas II de las líneas adyacentes. Para estos casos se tomará como ajuste de zona de medida el 100% de la impedancia de la línea a proteger más el 20% de la línea adyacente más corta, lo cual genera que cumpla los márgenes de seguridad manteniendo la selectividad de la protección. El ajuste de esta zona se hará considerando el efecto de fuentes intermedias, lo cual producirá una impedancia censada por el relé mayor a la establecida anteriormente (este aumento de impedancia se explica de manera detallada en el apartado 3.14.1 del Capítulo III).

5.3.1.3. Ajuste de Zona III

Esta zona tiene como finalidad dar respaldo a las líneas adyacentes con un retardo en su tiempo para evitar disparos simultáneos con las segundas zonas adyacentes. En principio se realizó el ajuste de zona de medida como la suma de la línea principal más la línea adyacente más larga, garantizando la selectividad de la protección y evitando la competencia entre zonas.

En algunos casos por consideraciones del sistema al aplicar este criterio aparece lo que se conoce como fuente débil. Al aparecer este efecto, hace que la corriente de cortocircuito que el relé de la línea a proteger censa, sea menores a su

corriente nominal e inclusive que no de ningún aporte de corriente al cortocircuito. Esto implica que en ese instante el relé estaría censando una impedancia de línea en condiciones normales, lo cual conllevaría a disparos indeseados en operación normal de la línea o entrar en las zonas adyacentes de otros relés. Por lo que lleva a tomar como criterio la suma de la línea principal más la línea adyacente más corta, criterio utilizado en algunos casos por CORPOELEC. Esta zona también se ve afectada por el aporte de fuentes intermedias y dependiendo de la configuración del sistema eléctrico del estado Miranda esta impedancia podrá ser significativamente grande.

5.3.2. Criterios de Ajustes para la característica Cuadrilateral.

5.3.2.1. Alcance Inductivo

Para este alcance se usó el mismo criterio para las zonas I, II y III de las características MHO, resultando el alcance inductivo de la siguiente manera:

Zona	Ajuste Zonas de Medida
I	$XI = 0,8 * X_{línea}$
II	$XII = X_{línea} + 0,2 * X_{menor \text{ vista desde el extremo remoto}}$
III	$XIII = X_{línea} + X_{mayor \text{ vista desde el extremo remoto (*)}}$
(*): Este ajuste dependerá de las condiciones del sistema y cumplirá lo mencionado en el criterio de Zona III de la característica MHO.	

Tabla 10. Criterios de Ajuste para el Alcance Inductivo.

5.3.2.2. Alcance Resistivo.

A diferencia de las demás características, esta es la única que permite un ajuste del alcance resistivo independiente del alcance de la línea que se protege.

Aunque exista esta independencia, no obstante, para mantener un nivel bueno de precisión en la medida, conviene que, en cualquiera de las zonas se cumpla que el alcance resistivo no supere diez veces el alcance inductivo. Si no se cumple lo anterior, se ajustara como valor máximo de la zona de medida el valor límite establecido. ($R = 10 \cdot X$).

Este alcance permite solucionar los problemas que presentan las demás características cuando hay presencia de una resistencia de falla, ya que esta puede ser significativa en líneas cortas y disminuir considerablemente el alcance efectivo de la protección. En principio el valor máximo dependerá de la zona de carga, para evitar un solapamiento de ésta con la zona más externa y que pueda producir disparos en condiciones normales del sistema. La zona de carga se calculará de la siguiente manera:

$$R_{carga} = \frac{0,9 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{m\acute{a}x}} \quad (26)$$

$$\varphi = \cos^{-1}(Fp) \quad (27)$$

Dónde:

U_n : Tensión nominal del sistema.

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima del conductor.

Fp : Factor de potencia.

R_{carga} : resistencia de la zona de carga.

φ : Ángulo de apertura de la zona de carga.

La corriente máxima del conductor se encuentra en la Tabla 21 del [ANEXO 1].

Definido esto el alcance resistivo máximo (Zona III) debería mantenerse por debajo del 80% de la resistencia de carga y el alcance de las demás zonas, a su vez, el 80% del correspondiente a la zona inmediata. Es decir, el ajuste del alcance resistivo queda de la siguiente manera:

Zona	Ajuste Zonas de Medida
I	$RI = 0,8 \cdot RII$
II	$RII = 0,8 \cdot RIII$
III	$RIII = 0,8 \cdot R_{carga}$

Tabla 11. Criterios de Ajuste para el Alcance Resistivo.

5.3.3. Criterios de Ajuste para Líneas con Derivación en T

Existen dos casos de derivaciones en T, las derivaciones con subestaciones de generación (líneas multiterminales) y las derivaciones que transmiten energía a una carga (línea con toma). Las líneas multiterminales se caracterizan porque detrás de cada terminal existe suficiente generación para inyectar corriente a una falla, lo cual produce un aumento en la impedancia que censa el relé y cree un subalcance en este. Este resultado es el mismo que el obtenido por el efecto “Infeed”, con la diferencia de que en este caso la aportación de corriente afecta la zona I del relé de distancia, sin importar si hay o no una resistencia de falla a tierra.

Hay que tener mucho cuidado al hacer el ajuste de la Zona I y la Zona II, ya que si estas se calculan para un valor determinado de corriente para compensar el efecto “Infeed”, cuando exista una disminución o desaparezca esta corriente, el relé disparará para fallas más lejanas, es decir las zonas estarían en sobrealcance y no se estaría garantizando la selectividad de la protección. En cambio para la zona III como es respaldo de las líneas adyacentes, debe cubrir como mínimo la línea a proteger y la adyacente más larga, por lo que el ajuste de esta zona se debe ajustar para máximo “Infeed” y así evitar el subalcance cuando haya una disminución de las corrientes

aportadas por el efecto “Infeed”. El ajuste para estas zonas se calculara como se explica en el apartado 3.13.3.1 Líneas Multiterminales del Capítulo III.

Las líneas con toma se caracterizan por alimentar a las carga por transformadores de potencia donde el arrollado de alta tensión puede estar conectado a tierra, lo que al ocurrir una falla monofásica esta hará un aporte de corriente de secuencia cero, aún si la carga esta desconectada, creando un aumento en la impedancia censada por el relé. Los criterios utilizados para este tipo de líneas son los mencionados en el apartado 3.13.3.2 Líneas con Toma del Capítulo III.

5.4. Ajustes de las Zonas de Protección para el Estado Miranda.

El ajuste de las protecciones para los relés características MHO se realizó con ayuda del software DIGSILENT PowerFactory, donde se simularán fallas del tipo monofásica (falla más común en el Sistema de Potencia del estado), al 80% de la línea a proteger, al 20% de su línea adyacente más corta y al 100% de su línea adyacente más larga (criterios propuestos, Tabla 9), en las distintas líneas de transmisión del Sistema Eléctrico del estado Miranda. Esto se efectuó con el propósito de medir la impedancia censada por el relé ante esta falla, donde el resultado de éste es el correspondiente al ajuste de las zonas de protección para asegurar la selectividad, confiabilidad y establecer un ajuste adecuado para los relés de distancia.

En las protecciones con característica cuadrilateral, el alcance inductivo se calculó con el mismo procedimiento que en la característica MHO, en cambio el ajuste resistivo se calculó de forma teórica con los criterios propuestos en la Tabla 11, tomando en cuenta que el valor de este alcance no puede superar a diez veces al alcance inductivo.

El Sistema Eléctrico del estado Miranda posee cuatro líneas con derivaciones en “T” las cuales son: Mariposa – Tejerías y Mariposa – La Victoria con

derivación hacia la subestación de carga IVIC, Mariposa – Santa tersa III T1 y T2 con derivación hacia la subestación de carga Tuy I y Santa Teresa III – Caucagua T1 y T2 con la subestación de carga Taguacita. Al principio, como IVIC, Tuy I y Taguacita son subestaciones de carga, estas líneas se considerarían como líneas con tomas, pero por la configuración de la conexión de estas subestaciones de cargas con las líneas llevaron a considerarlas líneas multiterminales. En la Figura 25 se muestra el tipo de conexión que posee IVIC con Mariposa – Tejerías y Mariposa – La Victoria.

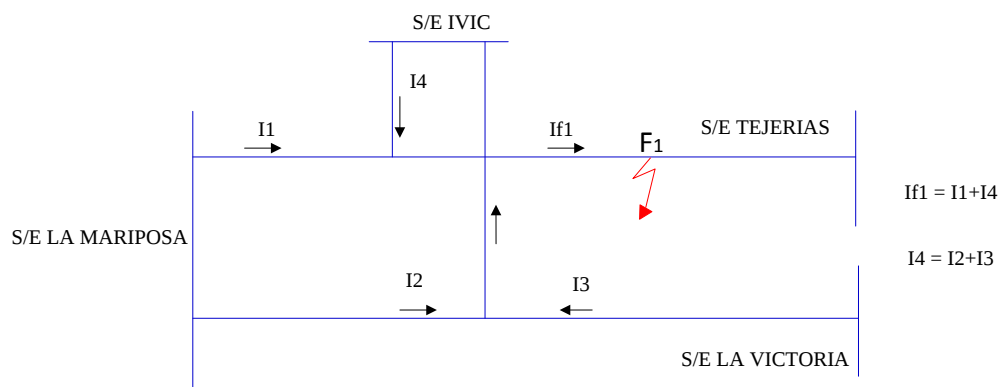


Figura 25. Configuración T-OFF, Mariposa – IVIC – Tejerías – La Victoria.

Al ocurrir una falla franca a tierra (falla F_1) en la línea Mariposa – Tejerías, la corriente de cortocircuito I_{f1} , en lugar de ser únicamente la corriente aportada por la subestación La Mariposa, será la suma de esta última (corriente I_1) más un aporte adicional debido a la derivación en “T” (corriente I_4). Además, la inyección extra de corriente es una suma de las corrientes aportada por la subestaciones La Mariposa y La Victoria. Debido a esto, este caso pasa de ser una línea con toma a una línea multiterminal, dado que la subestación IVIC estaría inyectando suficiente corriente para que la protección no pueda medir correctamente la impedancia a la falla. Para estas líneas su ajuste se realizó de forma teórica como se explica en el apartado 5.3.3.

Esto mismo sucede con las líneas doble terna, Mariposa – Santa Teresa III y Santa Teresa III – Cauçagua, sin embargo, para fallas que no estén entre las dos subestaciones (falla F1 en la Figura 26), el aporte de las corrientes se compensa y no se ve el efecto de inyección extra de corriente para estas líneas. Por lo tanto, para el ajuste de la Zona III de estas líneas se realizará sin tomar en cuenta la condición de multiterminal. Cabe destacar que adicional a esto, se tomó en consideración el tipo de relé instalado.

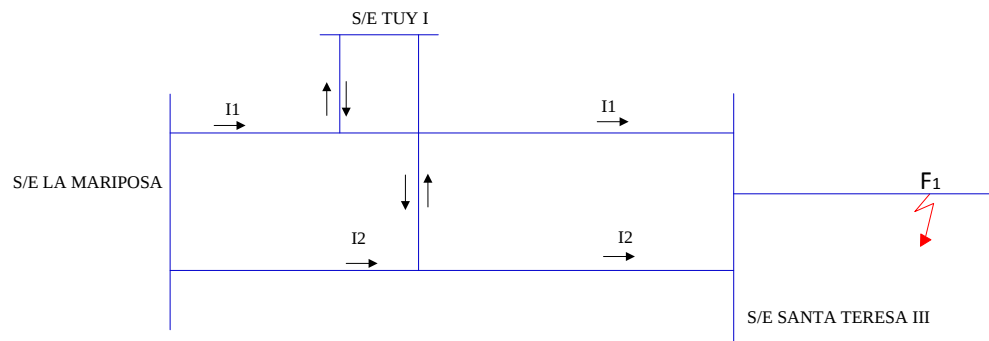


Figura 26. Aportes de Corriente a la Falla Líneas Doble Terna.

En el [ANEXO 3] se encuentra el procedimiento para el cálculo de los ajustes descritos anteriormente y adicional en el [ANEXO 4] se encuentran los datos obtenidos en las simulaciones.

5.5. Consideraciones para la Simulación

El DIgSILENT PowerFactory es una herramienta computacional utilizada por el CND para diversos estudios del SEN. Este software permite hacer los estudios de las distintas fallas en el Sistema Eléctrico de Potencia bajo distintas normas, pero para nuestro caso de estudio se utilizara la norma IEC – 60909 del año 2001 y solo se simularán fallas del tipo monofásica debido a que son el tipo de falla más recurrente en el Sistema Eléctrico Nacional.

Se simulara este tipo de falla con una impedancia de falla de cero ohms, ya que para las fallas a tierras creadas por un “flashover” no se tomarán en cuenta por ser de muy poca ocurrencia y evitar que al ajustar los relés estos queden en sobrealcance. La norma IEC - 60909 establece que la resistencia creada por un arco es muy pequeña y es despreciable para cálculos de cortocircuito, por lo que tampoco se tomará en cuenta para los cálculos de los ajustes.

De la misma manera, no se tomarán en cuenta las fallas producidas por alta impedancia (contacto de una fase contra un árbol o por la rotura de una fase), ya que el relé de distancia no operará, debido a que estos relés no son aptos para despejar fallas de alta impedancia. Para estos casos se usa una protección adicional de sobrecorriente direccional de tierra (nomenclatura ANSI 67N). Este tipo de protección solo se encuentra instalado en la subestación La Mariposa.

El archivo del Sistema Eléctrico Nacional utilizado para las simulaciones hechas en el DIGSILENT PowerFactory, fue entregado por el Centro Nacional de Despacho con una última actualización en el mes de Junio del presente año.

CAPITULO VI

6. RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE LAS ZONAS DE MEDIDA.

6.1. Ajustes de las Zonas de Medida en las Protecciones Instaladas en las Subestaciones.

Se hicieron inspecciones en las distintas subestaciones del estado Miranda al nivel de tensión de interés, para determinar los ajustes que se encuentran actualmente instalados en las protecciones primarias y los valores de relación de los transformadores de medida, se encontraron dos tipos de relés de distancia en las subestaciones, del tipo MHO y del tipo cuadrilateral. Del tipo MHO se identificaron los relés LZ32 y el LH1W de la misma marca comercial Brown Boveri (conocida actualmente como ABB) y del tipo RXAP de la marca Compagnie des Compteurs; del tipo cuadrilateral, el 7SL24 y el 7SA522 de la marca Siemens, de la marca ABB el REL511, REL 531 y el 316LZ y un relé de marca comercial ZIV. En la Tabla 12 se visualizan las características de los relés asociados en cada línea de transmisión.

Subestación	Salida de Línea	Protección	Característica del relé
Alvarenga	Diego de Losada	ABB 316LZ	Cuadrilateral
	Charallave II	ABB 316LZ	Cuadrilateral
Caucagua	Santa Teresa III-I	BBC LZ32	MHO
	Santa Teresa III-II	BBC LZ32	MHO
	Higuerote	BBC LZ32	MHO
	Tacarigua	BBC LZ32	MHO
Charallave II	Santa Lucía	BBC LZ32	MHO
	Alvarenga	BBC LZ32	MHO
	Ocumare II-II	BBC LZ32	MHO
	Ocumare II- I	BBC LZ32	MHO
Higuerote	Rio Chico II	Siemens 7SA522	Cuadrilateral
	Caucagua	Siemens 7SA522	Cuadrilateral

Subestación	Salida de Línea	Protección	Característica del relé
Diego de Losada	IAFE	ABB REL511	Cuadrilateral
	Yare	BBC LZ32	MHO
	Ocumare II	BBC LZ32	MHO
	Santa Lucia	Siemens 7SL24	Cuadrilateral
	Alvarenga	Siemens 7SL24	Cuadrilateral
La Mariposa	Panamericano I	Sobrecorriente	Sobrecorriente
	Panamericano II	Sobrecorriente	Sobrecorriente
	Tejerías	BBC LZ32	MHO
	Victoria	RXAP	MHO
	Santa teresa III-I	ABB REL531	Cuadrilateral
	Santa teresa III-II	RXAP	MHO
Ocumare II	Charallave II-I	BBC LZ32	MHO
	Charallave II-II	BBC LZ32	MHO
	F.N.C	BBC LZ32	MHO
	Yare	BBC LZ32	MHO
	Diego de Losada	BBC LZ32	MHO
Rio Chico I	Rio Chico II-I	BBC LZ32	MHO
	Rio Chico II-II	BBC LZ32	MHO
Rio Chico II	Rio Chico I-I	Siemens 7SA522	Cuadrilateral
	Rio Chico I-II	Siemens 7SA522	Cuadrilateral
	Tacarigua	Siemens 7SA522	Cuadrilateral
	Higuerote	Siemens 7SA522	Cuadrilateral
Santa Lucia	Charallave II	ABB 316LZ	Cuadrilateral
	Diego de Losada	ABB 316LZ	Cuadrilateral
Santa Teresa III	La Mariposa I	BBC LH1W	MHO
	La Mariposa II	BBC LH1W	MHO
	Tuy Dos I	BBC LH1W	MHO
	Tuy Dos II	BBC LH1W	MHO
	Camatagua	BBC LH1W	MHO
	Altagracia	BBC LH1W	MHO
	Caucagua I	BBC LH1W	MHO
	Caucagua II	BBC LH1W	MHO
	Santa Teresa II	BBC LH1W	MHO
	IAFE	ABB REL511	Cuadrilateral
Tacarigua	Rio Chico I	BBC LZ32	MHO

Subestación	Salida de Línea	Protección	Característica del relé
	Caucagua	BBC LZ32	MHO
Yare	Diego de Losada	Siemens 7SL24	Cuadrilateral
	Ocumare II	Siemens 7SL24	Cuadrilateral
Santa Teresa II	Santa Teresa III	ZIV	Cuadrilateral

Tabla 12. Protecciones Asociadas a las Líneas de Transmisión.

Se observó que las líneas Santa Teresa III – Tuy II T1 y T2, Ocumare II – FNC, Santa Teresa III – Santa Teresa II, Santa Teresa II – Santa Teresa III, Río Chico I – Río Chico II T1 y T2, y Río Chico II – Río Chico I T1 y T2 se encuentran protegidas con relés de distancia, lo cual por las características de subestaciones no es recomendable, ya que Río Chico I, FNC, Tuy II y Santa Teresa II son subestaciones terminales. Entonces, al ocurrir una falla en las líneas adyacentes en sus extremos remotos éstas no aportarán corriente a la falla, por lo cual el relé no censará ninguna impedancia y no es necesario sacar estas líneas ante esta falla. Además, al estar configuradas las tres zonas en estos relés de las líneas doble terna Santa Teresa III – Tuy II, Río Chico II – Río Chico I y la línea Ocumare II – FNC, la segunda y tercera zona podrían actuar antes fallas en circuitos de baja tensión y en fallas en los transformadores, y esto no es competencia para el relé instalado en la línea.

También se puede notar que la línea Mariposa – Santa Teresa III T1 y Mariposa Santa Teresa III T2 poseen relés de distintas características, esto no es ningún inconveniente mientras los ajustes sean iguales.

En la Tabla 13 se encuentran los valores de los ajustes implementados en las subestaciones, expresados en ohmios y en valores secundarios. De ésta se puede notar en las subestaciones Ocumare II, Santa Teresa III y Río Chico I, que los ajustes de las líneas doble terna Ocumare II - Charallave II, Río Chico I – Río Chico II y Santa Teresa III – Caucagua tienen distintos ajustes en sus tres zonas. Esto no debería suceder ya que al ser dos líneas del mismo tipo de conductor y poseer condiciones

iguales del sistema, sus ajustes deberían ser de la misma magnitud en el alcance resistivo y en el alcance inductivo y no haber diferencias entre estos. Esta diferencia que se contempla se puede explicar como un error en la implementación del ajuste en los relés de distancia.

Subestación	Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Alvarenga	Diego de Losada	0,3177+1,1942i	0,4766+1,7913i	0,7401+2,524i
	Charallave II	0,1029+0,286i	0,1543+0,4291i	0,2967+0,8251i
Caucagua	Santa Teresa III-I	0,8464+1,9394i	1,2696+2,9091i	2,2051+5,0526i
	Santa Teresa III-II	0,8464+1,9394i	1,2696+2,9091i	2,2051+5,0526i
	Higuerote	0,5489+1,7455i	0,7741+2,4615i	0,9435+3i
	Tacarigua	0,3127+0,7164i	0,4364+i	0,6547+1,5i
Charallave II	Santa Lucia	0,3682+1,1707i	0,8626+2,7429i	1,1182+3,5556i
	Alvarenga	0,1525+0,4848i	0,3774+1,2i	0,5391+1,7143i
	Ocumare II-I	0,1309+0,3i	0,1904+0,4364i	0,3036+0,6957i
	Ocumare II- II	0,1309+0,3i	0,1904+0,4364i	0,3036+0,6957i
Diego de Losada	IAFE	0,1532+0,5758i	0,2298+0,8637i	0,3831+1,4395i
	Yare	0,3745+0,6486i	0,4949+0,8571i	0,7918+1,3714i
	Ocumare II	0,3282+1,0435i	0,4949+1,5738i	0,5806+1,8462i
	Santa Lucia	0,888+0,888i	8,016+1,336i	18,662+2,666i
	Alvarenga	1,088+1,088i	1,55+1,55i	1,828+1,828i
Higuerote	Rio Chico II	0,289+0,739i	0,408+1,043i	0,612+1,564i
	Caucagua	0,689+1,759i	0,972+2,484i	1,151+2,9391i
Mariposa	Tejerias	0,9086+1,5738i	1,2317+2,1333i	1,8475+3,2i
	La Victoria	1,6489+3,7772i	2,4734+5,6657i	2,761+6,3245i
	Santa teresa III-I	0,4314+0,9882i	0,6471+1,4823i	0,7046+1,6141i
	Santa teresa III-II	0,4314+0,9882i	0,6471+1,4823i	0,7046+1,6141i
Ocumare II	Charallave II-I	0,1164+0,2667i	0,1746+0,4i	0,287+0,6575i
	Charallave II-II	0,1103+0,2526i	0,1611+0,3692i	0,2619+0,6i
	F.N.C	0,1047+0,24i	0,1232+0,2824i	0,1397+0,32i
	Yare	0,1164+0,2667i	0,1746+0,4i	0,2756+0,6316i
	Diego de Losada	0,4872+1,1163i	0,6758+1,5484i	1,0474+2,4i
Rio Chico I	Rio Chico II-I	0,305+0,9697i	0,3972+1,2632i	0,629+2i
	Rio Chico II-II	0,196+0,6234i	0,2745+0,8727i	0,408+1,2973i
Rio Chico II	Rio Chico I-I	2,26+5,768i	3,19+8,149i	5,317+13,582i
	Rio Chico I-II	2,26+5,768i	3,19+8,149i	5,317+13,582i
	Tacarigua	2+1,6i	3+2,5i	12+12i

Subestación	Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
	Higuerote	4,3+4,3i	6,5+6,5i	18+18i
Santa Lucia	Charallave II	0,6012+1,6723i	0,9019+2,5085i	1,1867+3,3006i
	Diego de Losada	0,2364+0,8885i	0,3546+1,3328i	0,5742+1,9434i
Santa Teresa III	Mariposa I	3,5507+8,1356i	4,8718+11,1628i	7,7589+17,7778i
	Mariposa II	3,5507+8,1356i	4,8718+11,1628i	7,7589+17,7778i
	Tuy Dos I	2,9927+6,8571i	4,1898+9,6i	5,1095+11,7073i
	Tuy Dos II	2,9927+6,8571i	4,1898+9,6i	5,1095+11,7073i
	Camatagua	6,0245+10,4348i	8,9396+15,4839i	12,5967+21,8182i
	Alatagracia	5,6619+12,973i	8,3796+19,2i	20,9489+48i
	Caucagua-Taguacita I	5,6557+9,7959i	8,3978+14,5455i	14,5857+25,2632i
	Caucagua-Taguacita II	4,6971+8,1356i	7,1058+12,3077i	12,049+20,8696i
	Santa Teresa II	3,5507+8,1356i	5,3715+12,3077i	9,1082+20,8696i
	IAFE	0,1702+0,6398i	0,2554+0,9597i	0,4256+1,5995i
Tacarigua	Rio Chico I	0,2188+0,6957i	0,3594+1,1429i	0,6862+2,1818i
	Caucagua	0,2768+0,2824i	0,3921+0,4i	0,6358+0,6486i
Yare	Diego de Losada	0,6+0,6i	0,854+0,854i	2,044+2,044i
	Ocumare II	0,568+0,284i	1,188+0,396i	1,308+0,436i
Santa Teresa II	Santa Teresa III	0,0279+0,1074i	0,0419+0,1611i	0,0838+0,3222i

Tabla 13. Ajustes Implementados en las SS/EE.

6.2. Ajustes de las Zonas de Medida de los Relés de Distancia con Característica MHO considerando el Efecto de Fuentes Intermedias.

Como se mencionó anteriormente, para los Sistemas de Potencia con característica mallada, al momento de ocurrir una falla los aportes de corrientes del resto del sistema son considerables y estos no pueden ser despreciados al momento de hacer los ajustes de las zonas de medida, ya que se estarían cometiendo ajustes erráticos que podrían causar a su vez disparos erráticos o inclusive la no actuación de la protección.

En la Tabla 14 se muestran los valores de las zonas de protección calculados considerando el efecto “infeed” en ellos, vale destacar que estos valores se encuentran en valores secundarios.

Se puede notar de la Tabla 14 que el ajuste de la Zona II y Zona III de la línea Ocumare II - Diego de Losada se encuentran en dirección contraria al de la línea, ya que la corriente censada por el relé de la subestación Ocumare II, al ocurrir una falla en las líneas adyacentes Diego de Losada - Yare, Diego de Losada - Alvarenga o Diego de Losada - Santa Lucía, tiene flujo contrario a la dirección de lectura del relé. Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 27, donde se muestra una falla F en la línea adyacente más corta. Esto sucede debido a que las subestaciones Yare, Ocumare II, Charallave II, Santa Lucía y Alvarenga se encuentran conectados en anillo con Diego de Losada y esta última es la que aporta toda la corriente hacia las fallas, al no existir otra fuente que tenga contribución de corriente a la falla.

Ahora, si ocurre una falla en la línea adyacente Diego de Losada – IAFE toda la corriente de falla será aportada por la subestaciones Diego de Losada y Santa Teresa III, por lo cual en ese instante el relé estaría censando una corriente de falla nula.

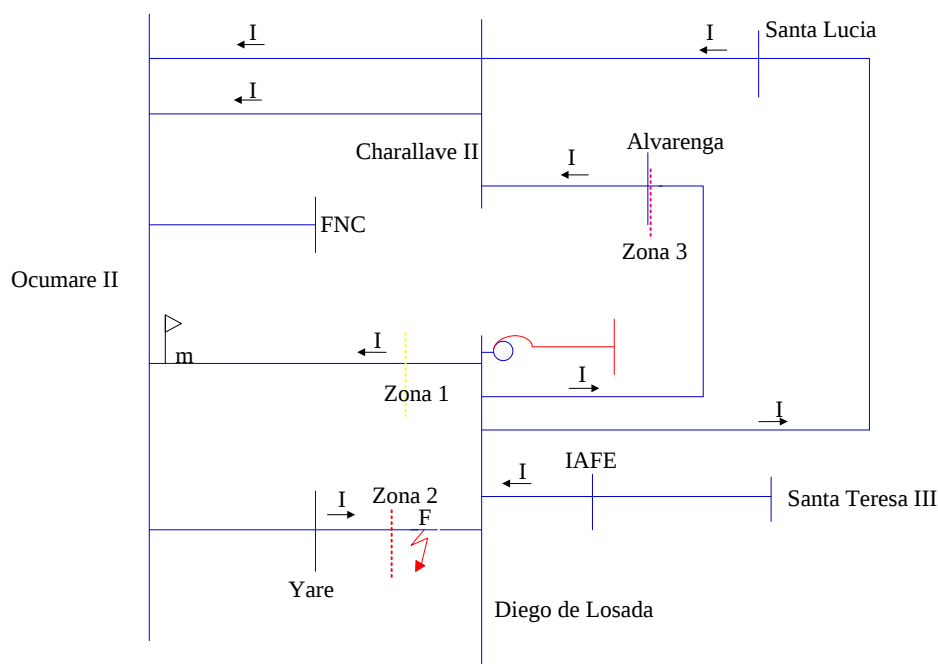


Figura 27. Falla en la línea adyacente Diego de Losada - Yare de la línea Ocumare II - Diego de Losada.

Al suceder lo descrito anteriormente el relé de distancia de esta línea no actuará en Zona II ni en Zona III, por lo que el ajuste para éste solo se realizará en primera zona. Se debe tener en cuenta que al no actuar la Zona II del relé este no estaría protegiendo el 100% de la línea, por lo cual es recomendable considerar otro tipo de protección más adecuado para proteger la línea completa antes fallas en la misma.

Otro caso es el de la línea Rio Chico I – Rio Chico II T1 y T2, debido a que Rio Chico I es una subestación de carga, entonces al haber una falla en cualquiera de sus líneas adyacentes (Rio Chico II – Higuerote o Rio Chico II - Tacarigua) esta no aportará corriente a la falla, por lo que si esta línea dispara no habrá ningún efecto en la falla. Sin embargo, al ser una línea doble terna, si ocurre una falla en algunas de las ternas, una parte de la corriente de falla será aportada por la otra terna, por lo que en éste caso el relé sí estaría censado una impedancia en primera zona. Por esto, el ajuste solo se realizará en primera zona, tomando en cuenta que no se estaría protegiendo el 100% de ésta y que no es necesario un relé de distancia sino una protección más adecuada para proteger la línea.

La Tabla 15 muestra los ajustes definitivos para los relés con características MHO.

S/E	Salida de Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Caucagua	Higuerote	0,6732+1,7744i	0,9164+2,4023i	1,2202+3,0911i
	Tacarigua	0,2754+0,7245i	0,3624+0,9407i	0,4229+1,072i
Charallave II	Santa Lucia	0,2797+0,8208i	0,4103+1,1729i	0,8871+1,9293i
	Alvarenga	0,1186+0,27i	0,202+0,48i	0,8111+1,9625i
	Ocumare II-I	0,122+0,2757i	0,2584+0,6155i	0,9525+1,8979i
	Ocumare II- II	0,122+0,2757i	0,2584+0,6155i	0,9525+1,8979i
Diego de Losada	Yare	0,2362+0,5282i	0,3541+0,7925i	0,5893+1,3216i
	Ocumare II	0,4723+1,0557i	0,6324+1,429i	1,0065+2,2209i
Ocumare II	Charallave II-I	0,1421+0,3147i	0,2829+0,6183i	0,9726+2,6702i
	Charallave II-II	0,1421+0,3147i	0,2829+0,6183i	0,9726+2,6702i
	Yare	0,118+0,2642i	0,1766+0,3951i	0,5412+1,1407i
	Diego de Losada	0,4697+1,0503i	-0,9086-2,026i	-1,1576-2,5792i
Tacarigua	Rio Chico II	0,1085+0,2762i	1,985+2,1657i	6,1779+7,0369i
	Caucagua	0,5211+1,4683i	0,9177+3,1347i	2,2921+4,1079i
Santa Teresa III	Camatagua	5,1158+11,2832i	6,9598+16,018i	15,2332+32,1897i
	Altagracia	8,373+12,8804i	12,5599+20,9634i	21,2994+41,122i
Rio Chico I	Rio Chico II -T1	1,9508+4,8151i	NOAPLICA	NOAPLICA
	Rio Chico II - T2	1,9508+4,8151i	NOAPLICA	NOAPLICA

Tabla 14. Ajustes de las Zonas para la Característica MHO.

S/E	Salida de Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Caucagua	Higuerote	0,6732+1,7744i	0,9164+2,4023i	1,2202+3,0911i
	Tacarigua	0,2754+0,7245i	0,3624+0,9407i	0,4229+1,072i
Charallave II	Santa Lucia	0,2797+0,8208i	0,4103+1,1729i	0,8871+1,9293i
	Alvarenga	0,1186+0,27i	0,202+0,48i	0,8111+1,9625i
	Ocumare II-I	0,122+0,2757i	0,2584+0,6155i	0,9525+1,8979i
	Ocumare II- II	0,122+0,2757i	0,2584+0,6155i	0,9525+1,8979i
Diego de Losada	Yare	0,2362+0,5282i	0,3541+0,7925i	0,5893+1,3216i
	Ocumare II	0,4723+1,0557i	0,6324+1,429i	1,0065+2,2209i
Ocumare II	Charallave II-I	0,1421+0,3147i	0,2829+0,6183i	0,9726+2,6702i
	Charallave II-II	0,1421+0,3147i	0,2829+0,6183i	0,9726+2,6702i
	Yare	0,118+0,2642i	0,1766+0,3951i	0,5412+1,1407i
	Diego de Losada	0,4697+1,0503i	NOAPLICA	NOAPLICA
Tacarigua	Rio Chico II	0,1085+0,2762i	1,985+2,1657i	6,1779+7,0369i
	Caucagua	0,5211+1,4683i	0,9177+3,1347i	2,2921+4,1079i
Santa Teresa III	Camatagua	5,1158+11,2832i	6,9598+16,018i	15,2332+32,1897i
	Altagracia	8,373+12,8804i	12,5599+20,9634i	21,2994+41,122i
Rio Chico I	Rio Chico II -T1	1,9508+4,8151i	NOAPLICA	NOAPLICA
	Rio Chico II - T2	1,9508+4,8151i	NOAPLICA	NOAPLICA

Tabla 15. Ajustes de las Zonas para la Característica MHO Definitiva.

6.3. Ajustes de las Zonas de Medida de los Relés de Distancia con Característica Cuadrilateral considerando el Efecto de Fuentes Intermedias.

Al igual que en el apartado anterior, se simularon fallas monofásicas en los valores umbrales de las zonas de protección, sólo para realizar el ajuste del alcance inductivo de las Zona I, Zona II y Zona III. El alcance resistivo se realizará de forma teórica como se comentó en el Capítulo V apartado 5.3.2.2. En la Tabla 16 se presentan los valores de los ajustes en las líneas con relés con característica cuadrilateral en valores secundarios.

De la Tabla 16 se observa en los alcances inductivos de las Zona II y Zona III de las líneas Alvarenga - Diego de Losada, Yare - Diego de Losada y Santa Lucia - Diego de Losada, poseen un comportamiento idéntico al de la línea Ocumare II – Diego de Losada, por tanto para el ajuste se utilizó el mismo procedimiento comentado para ésta en el apartado anterior. El ajuste de la línea Santa Teresa II – Santa Teresa III no se tomará en cuenta debido a que posee el mismo comportamiento que la línea doble terna Rio Chico I – Rio Chico II, además de que el archivo del S.E.N utilizado para las simulaciones entregado por el C.N.D, no posee esta subestación.

Para el alcance resistivo de las líneas Alvarenga - Charallave II, Higuerote - Rio Chico II, Rio Chico II - Tacarigua, Rio Chico II – Higuerote, Yare – Diego de Losada y Yare – Ocumare II no cumplen con lo mencionado en el apartado 5.3.2.2 el Capítulo V, por lo cual se ajustará al valor máximo permitido ($R = 10 \cdot X$). La Tabla 17 muestra los ajustes definitivos de cada zona tomando en cuenta lo mencionado.

Subestación	Salida de Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Alvarenga	Diego de Losada	5,4446+1,0873i	6,8058-6,4822i	8,5072-4,1255i
	Charallave II	3,4095+0,3228i	4,2619+0,5502i	5,3273+0,7514i
Diego de Losada	IAFE	7,2595+1,8918i	9,0743+2,6693i	11,3429+3,2259i
	Santa Lucia	4,5372+0,9112i	5,6715+1,4448i	7,0893+4,1319i
	Alvarenga	5,4446+1,1923i	6,8058+1,6889i	8,5072+2,4804i
Higuerote	Rio Chico II	7,7182+0,7467i	9,6477+1,8054i	12,0596+10,8907i
	Caucagua	6,819+1,7746i	8,5237+3,6254i	10,6546+5,5873i
Rio Chico II	Tacarigua	42,6185+1,7459i	53,2732+4,4541i	66,5915+13,5487i
	Higuerote	48,2386+4,6465i	60,2982+8,5897i	75,3728+19,7384i
Santa Lucia	Charallave II	5,4446+1,7983i	6,8058+2,9935i	8,5072+3,8368i
	Diego de Losada	4,5372+0,9642i	5,6715-10,8742i	7,0893-3,505i
Santa Teresa III	IAFE	34,0288+9,942i	42,5359+14,1529i	53,1699+14,3168i
Yare	Diego Losada	6,819+0,5251i	8,5237-2,431i	10,6546-3,2433i
	Ocumare II	3,4095+0,2637i	4,2619+0,385i	5,3273+0,6045i

Tabla 16. Ajustes de las Zonas para la Característica Cuadrilateral Iniciales.

Subestación	Salida de Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XII (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Alvarenga	Diego de Losada	5,4446+1,0873i	NOAPLICA	NOAPLICA
	Charallave II	3,228+0,3228i	4,2619+0,5502i	5,3273+0,7514i
Diego de Losada	IAFE	7,2595+1,8918i	9,0743+2,6693i	11,3429+3,2259i
	Santa Lucia	4,5372+0,9112i	5,6715+1,4448i	7,0893+4,1319i
	Alvarenga	5,4446+1,1923i	6,8058+1,6889i	8,5072+2,4804i
Higuerote	Rio Chico II	7,467+0,7467i	9,6477+1,8054i	12,0596+10,8907i
	Caucagua	6,819+1,8474i	8,5237+3,6254i	10,6546+5,5873i
Rio Chico II	Tacarigua	17,459+1,7459i	44,541+4,4541i	66,5915+13,5487i
	Higuerote	46,465+4,6465i	60,2982+8,5897i	75,3728+19,7384i
Santa Lucia	Charallave II	5,4446+1,7983i	6,8058+2,9935i	8,5072+3,8368i
	Diego de Losada	4,5372+0,9642i	NOAPLICA	NOAPLICA
Santa Teresa III	IAFE	34,0288+9,942i	42,5359+14,1529i	53,1699+14,3168i
Yare	Diego de Losada	5,251+0,5251i	NOAPLICA	NOAPLICA
	Ocumare II	2,637+0,2637i	3,85+0,385i	5,3273+0,6045i

Tabla 17. Ajustes de las Zonas para la Característica Cuadrilateral Definitiva.

6.4. Ajustes de las Zonas de Medida de los Relés de Distancia para líneas con Derivaciones en “T”

En la Tabla 18 se muestran los ajustes realizados para las líneas con derivaciones en T. Se observó de ésta, que el ajuste de la segunda zona es mayor al de la tercera zona en las líneas Mariposa – La Victoria y Santa Teresa III – Mariposa T1 y T2 (resaltados en azul). Este efecto aparece en la línea Mariposa – La Victoria debido a que al compensar el efecto “Infeed” producida por la derivación en “T”, produce un aumento significativo en la impedancia en la segunda Zona II, además al hacer el ajuste para la Zona III, la línea adyacente (Victoria – Soco) posee una impedancia muy pequeña en comparación con la impedancia de la derivación (línea Mariposa – IVIC – Victoria), lo cual reduce el valor del ajuste.

Para la línea Santa Teresa III – Mariposa T1 y T2 sucede el mismo efecto, sin embargo, es debido a que al suceder una falla en la línea adyacente más larga (Mariposa – Tejerías), esta se encuentra muy alejada de la subestación Santa Teresa III y el relé asociado censaría una impedancia muy alta debido a que la corriente de falla se encuentra por debajo de la corriente nominal. Para este caso, se tomó como línea de ajuste la adyacente más corta, produciendo el mismo efecto que en la línea La Mariposa – La Victoria, llevando a que la tercera zona sea menor a la segunda zona.

En estos casos, por las condiciones del sistema, la Zona II está cumpliendo su principio fundamental más el principio de la Zona III, por lo cual para el relé de distancia instalado en estas líneas bastaría con realizar los ajustes de primera y segunda zona.

La línea Mariposa – Santa Teresa III terna uno, es una línea multiterminal que posee instalado un relé con característica cuadrilateral y debería ajustarse el alcance resistivo de igual forma que para las líneas que poseen este tipo de relé, sin

embargo, como la terna dos posee un relé con característica MHO, no es apropiado tener diferentes ajustes para éstas, ya que poseen las mismas características de conductor y del sistema. Por tanto el ajuste para la terna uno y dos serán iguales y sin modificación alguna.

Para estos ajustes se debe de tomar en consideración, como se menciona en el apartado 3.13.3.1 Línea Multiterminal del Capítulo III, aumentar el tiempo de actuación de la segunda zona a 0,6 segundos y la tercera zona a 1.6 segundos, para evitar la competencia de ésta con las zonas de las líneas adyacentes, al salir de servicio cualquiera de los terminales de la derivación en “T”. La Tabla 19 muestra los ajustes definitivos que se usarán para la comparación.

Subestación	Salida de Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Mariposa	Santa Teresa III - I	0,2818+0,6456i	0,9289+2,1279i	2,7345+4,0578i
	Santa Teresa III - II	0,2818+0,6456i	0,9289+2,1279i	2,7345+4,0578i
	Tejerías	0,7706+1,7652i	6,7358+15,4298i	7,4775+17,0331i
	La Victoria	0,7439+1,7041i	4,406+10,0929i	2,6807+6,0811i
Santa Teresa III	Mariposa I	1,8854+4,3188i	8,4362+19,325i	8,2896+15,4392i
	Mariposa II	1,8854+4,3188i	8,4362+19,325i	8,2896+15,4392i
	Caucagua I	3,0694+6,149i	8,1721+16,371i	19,7395+31,6229i
	Caucagua II	3,0694+6,149i	8,1721+16,371i	19,7395+31,6229i
Caucagua	Santa Teresa III - I	0,4+0,8259i	2,3926+4,9403i	9,3744+11,196i
	Santa Teresa III - II	0,4+0,8259i	2,3926+4,9403i	9,3744+11,196i

Tabla 18. Ajustes de Zonas de las Líneas con Derivaciones en T.

Subestación	Salida de Línea	ZI	ZII	ZIII
		RI + XIi (ohm)	RII + XIIi (ohm)	RIII + XIIIi (ohm)
Mariposa	Santa Teresa III - I	0,2818+0,6456i	0,9289+2,1279i	2,7345+4,0578i
	Santa Teresa III - II	0,2818+0,6456i	0,9289+2,1279i	2,7345+4,0578i
	Tejerías	0,7706+1,7652i	6,7358+15,4298i	7,4775+17,0331i
	La Victoria	0,7439+1,7041i	4,406+10,0929i	NOAPLICA
Santa Teresa III	Mariposa I	1,8854+4,3188i	8,4362+19,325i	NOAPLICA
	Mariposa II	1,8854+4,3188i	8,4362+19,325i	NOAPLICA
	Caucagua I	3,0694+6,149i	8,1721+16,371i	19,7395+31,6229i
	Caucagua II	3,0694+6,149i	8,1721+16,371i	19,7395+31,6229i
Caucagua	Santa Teresa III - I	0,4+0,8259i	2,3926+4,9403i	9,3744+11,196i
	Santa Teresa III - II	0,4+0,8259i	2,3926+4,9403i	9,3744+11,196i

Tabla 19. Ajustes de Zonas de las Líneas con Derivaciones en “T” Definitiva.

6.5. Comparación de los Ajustes Propuestos con los Ajustes Implementados en el Estado Miranda.

Para la comparación de los ajustes se tomarán en cuenta los módulos de los ajustes propuestos en las tablas definitivas 14, 16 y 18, y los ajustes implementados actualmente en los relés de distancia mostrados en la Tabla 12. Se tomará como diferencia porcentual entre ellos de $\pm 20\%$, margen definido por la DGFSE, para determinar si los ajustes implementados son los adecuados bajo situación de falla. La Tabla 20 refleja los resultados arrojados en las comparaciones. Los porcentajes de error resaltados en azul en la tabla, son los valores que se encuentran fuera del margen de error definido anteriormente.

El ajuste de la Zona III de las líneas Mariposa – La Victoria y Santa Teresa III – Mariposa T1 y T2, se encuentran resaltados en amarillo por lo comentado apartado 6.4. , de igual manera se colocan para comparar ésta con la Zona III ajustado en campo, para determinar el error de la zona.

De la tabla se puede observar grandes diferencias porcentuales, lo que llama a la necesidad de hacer un estudio de los ajustes implementos y así como los ajustes propuestos, ya que estos últimos consideran características especiales que afectan directamente a los ajustes de las zonas de protección y no solamente dependen de la distancias de las líneas de transmisión.

Subestación	Salida de Línea	Ajustes Propuestos			Ajustes Implementados en Campo			Diferencia Porcentual		
		ZI (ohm)	ZII (ohm)	ZIII (ohm)	ZI (ohm)	ZII (ohm)	ZIII (ohm)	ZI (%)	ZII (%)	ZIII (%)
		Modulo	Modulo	Modulo	Modulo	Modulo	Modulo			
Alvarenga	Charallave II	3,2441	4,2973	5,3800	0,3039	0,4560	0,8768	967,3206	842,3919	513,5779
Caucagua	Santa Teresa III-I	0,9177	5,4892	14,6024	2,1160	3,1741	5,5128	-56,6314	72,9386	164,8806
	Santa Teresa III-II	0,9177	5,4892	14,6024	2,1160	3,1741	5,5128	-56,6314	72,9386	164,8806
	Higuerote	1,8978	2,5712	3,3232	1,8298	2,5804	3,1449	3,7179	-0,3547	5,6706
	Tacarigua	0,7751	1,0081	1,1524	0,7817	1,0911	1,6367	-0,8407	-7,6049	-29,5880
Charallave II	Santa Lucia	0,8671	1,2426	2,1235	1,2272	2,8753	3,7273	-29,3453	-56,7842	-43,0283
	Alvarenga	0,2949	0,5208	2,1235	0,5082	1,2579	1,7971	-41,9739	-58,5992	18,1647
	Ocumare II-II	0,3015	0,6675	2,1235	0,3273	0,4761	0,7591	-7,8868	40,1936	179,7541
	Ocumare II- I	0,3015	0,6675	2,1235	0,3273	0,4761	0,7591	-7,8868	40,1936	179,7541
Diego de Losada	Alvarenga	5,5736	7,0122	8,8614	1,5387	2,1920	2,5852	262,2362	219,8951	242,7766
	Santa Lucia	4,6278	5,8526	8,2055	1,2558	8,1266	18,8515	268,5077	-27,9819	-56,4729
	IAFE	7,5019	9,4588	11,7927	0,5958	0,8937	1,4896	1159,0628	958,3295	691,6657
	Yare	0,5786	0,8680	1,4470	0,7490	0,9897	1,5836	-22,7456	-12,2985	-8,6240
	Ocumare II	1,1565	1,5627	2,4383	1,0939	1,6498	1,9353	5,7231	-5,2783	25,9880
Mariposa	Victoria	1,8594	11,0127	11,0127	4,1214	6,1821	6,9009	-54,8845	78,1397	59,5835
	Santa teresa III-I	0,7044	2,3218	4,8932	1,0783	1,6174	1,7612	-34,6725	43,5522	177,8353
	Santa teresa III-II	0,7044	2,3218	4,8932	1,0783	1,6174	1,7612	-34,6725	43,5522	177,8353
	Tejerías	1,9261	16,8360	18,6021	1,8173	2,4633	3,6950	5,9898	583,4617	403,4355
Ocumare II	Charallave II-I	0,3453	0,6799	2,8418	0,2910	0,4364	0,7174	18,6620	55,7810	296,1201
	Charallave II-II	0,3453	0,6799	2,8418	0,2756	0,4028	0,6547	25,2759	68,7862	334,0819
	Yare	0,2894	0,4328	1,2626	0,2910	0,4364	0,6891	-0,5480	-0,8354	83,2216
Tacarigua	Rio Chico II	0,2967	2,9378	9,3640	0,7293	1,1981	2,2872	-59,3169	145,2096	309,4152
	Caucagua	1,5580	3,2663	4,7041	0,3954	0,5601	0,9083	293,9975	483,1355	417,9283

Subestación	Salida de Línea	Ajustes Propuestos			Ajustes Implementados en Campo			Diferencia Porcentual		
		ZI (ohm)	ZII (ohm)	ZIII (ohm)	ZI (ohm)	ZII (ohm)	ZIII (ohm)	ZI (%)	ZII (%)	ZIII (%)
		Modulo	Modulo	Modulo	Modulo	Modulo	Modulo			
Santa Teresa III	Mariposa I	4,7124	21,0861	21,0861	8,8767	12,1796	19,3972	-46,9126	73,1264	8,7070
	Mariposa II	4,7124	21,0861	21,0861	8,8767	12,1796	19,3972	-46,9126	73,1264	8,7070
	Camatagua	12,3888	17,4647	35,6122	12,0491	17,8793	25,1935	2,8197	-2,3186	41,3549
	Altagracia	15,3627	24,4380	46,3107	14,1547	20,9489	52,3723	8,5342	16,6551	-11,5740
	Caucagua-Taguacita I	6,8725	18,2973	37,2781	11,3113	16,7957	29,1714	-39,2424	8,9406	27,7898
	Caucagua-Taguacita II	6,8725	18,2973	37,2781	9,3942	14,2117	24,0981	-26,8431	28,7483	54,6931
	IAFE	35,4514	44,8286	55,0637	0,6621	0,9931	1,6552	5254,7805	4413,9937	3226,8017
Yare	Ocumare II	2,6502	3,8692	5,3615	0,6350	1,2523	1,3788	317,3259	208,9769	288,8659
Rio Chico II	Tacarigua	17,5461	44,7632	67,9558	2,5612	3,9051	16,9706	585,0734	1046,2754	300,4325
	Higuerote	46,6967	60,9069	77,9145	6,0811	9,1924	25,4558	667,8989	562,5789	206,0776
Santa Lucia	Charallave II	5,7339	7,4350	9,3324	1,7771	2,6657	3,5075	222,6577	178,9128	166,0735
Higuerote	Rio Chico II	7,5042	9,8152	16,2493	0,7935	1,1200	1,6795	845,7089	776,3571	867,5082
	Caucagua	7,0648	9,2627	12,0307	1,8891	2,6674	3,1564	273,9770	247,2558	281,1526

Tabla 20. Comparación entre los Ajustes Propuestos y los Ajustes Implementados en Campo.

CONCLUSIONES

Se logró determinar de manera apropiada los ajustes de las protecciones de distancia para el Sistema Eléctrico actual del estado Miranda, obtenidos a través de los criterios propuestos, el cual incluye el efecto de fuentes intermedias, el tipo de relé instalado y casos particulares de la configuración del sistema (líneas con derivación en “T”).

Conjuntamente al tener el archivo del Sistema Eléctrico Nacional modelado en la herramienta computacional DigSILENT PowerFactory, al haber un cambio en la topología del sistema, se puede determinar de manera fácil y rápida los nuevos ajustes de las protecciones de distancia para el Sistema Eléctrico del estado Miranda.

Del total de eventos ocurridos en el estado Miranda para el período, enero 2012 hasta marzo de 2013, se notó que existe una gran cantidad de éstos ocasionados por disparos erráticos de protecciones y fallas por posibles protecciones (esta última es descrita de esta manera porque se tiene un desconocimiento de la causa que produjo el evento y podría ser por disparos no deseados de las protecciones), lo cual con lleva a cuestionar el correcto funcionamiento de los sistemas de protecciones de las líneas de transmisión.

Al hacer el levantamiento de las protecciones asociadas a las líneas de transmisión del estado de estudio, se observó que existen relés de distancia instalados y operativos para líneas con subestación terminal (carga), lo cual no es apropiado, ya que al ajustar las tres zonas de medida, el alcance de la segunda y tercera zona podrían llegar a proteger a los transformadores y posiblemente a los circuitos de baja tensión asociadas a la subestación terminal, y en caso de ocurrir fallas en éstos, el relé podría actuar y esto no es competencia de éste. También existe un caso especial donde la subestación Rio Chico I posee instalado este tipo de relé para sus dos salidas de línea, pero al ser ésta una subestación de carga no aporta corriente a fallas que no

sean propias a la línea, es decir, a sus líneas adyacentes. Entonces, el relé solo censara impedancia en primera zona y no estaría protegiendo la totalidad de la línea principal.

Debido a la topología del sistema, se detectó que existen líneas de transmisión que para su protección no es recomendable utilizar esquemas con relés de distancia, sino otros tipos de relés de actuación más segura y rápida, por ejemplo relés de sobrecorriente. Para casos más particulares bastará con proteger la línea con dos zonas de actuación.

Para la línea Santa Teresa II – Santa Teresa III y la línea futura Santa Teresa II – Diego de Losada, al ser un tramo muy corto, la diferencia de aportes de corriente para fallas cercanas al relé o en el extremo remoto es muy pequeña, lo que dificulta al relé censar con precisión la variación de la impedancia. Además, si la falla se produce a través de una resistencia de falla, esta produciría una disminución considerable en el alcance efectivo de la protección de distancia.

Al realizar las comparaciones entre los ajustes implementados en las subestaciones y los ajustes obtenidos, es visible que en su mayoría los valores del porcentaje de error superan el margen establecido ($\pm 20\%$), valores que evidencia que éstos ajustes dependen de los factores tomados en cuenta para el cálculo de los ajustes, siendo como principal dependencia la variación de la topología del Sistema Eléctrico. Como los porcentajes de error son elevados, se debe tomar en cuenta la necesidad de implementar estos nuevos valores de ajustes obtenidos para evitar posibles disparos erráticos o la posibilidad de no actuación del relé ante fallas en el sistema.

RECOMENDACIONES

- Considerar la implementación los ajustes obtenidos en el presente trabajo, ya que los mismos están adaptados a la condición actual del Sistema Eléctrico del estado Miranda y así asegurar la calidad y continuidad del Servicio Eléctrico.
- Utilizar para las líneas Alvarenga – Diego de Losada, Santa Lucía – Diego de Losada, Yare – Diego de Losada, Ocumare II – Diego de Losada, Santa Teresa II – Santa Teresa III, la línea futura Santa Teresa II – Diego de Losada (estas dos últimas en ambos sentidos) y en las líneas con subestaciones terminales, una protección principal selectiva y apropiada a las condiciones de éstas en el Sistema Eléctrico y no como protección principal un relé de distancia (por ejemplo relés de sobrecorriente).
- Realizar el estudio del error de medida que introduce el efecto del acoplamiento mutuo en cada línea de transmisión que lo amerite.
- Realizar un estudio de los ajustes de protección cada vez que se produzca un cambio en la topología del Sistema Eléctrico, tanto de generación como de transmisión.
- Realizar estudios para determinar un valor estándar de resistencia de falla, para los casos en que las fallas a tierra no sean francas.
- Considerar para futuro el análisis de la lógica de teleprotección, tomando en cuenta la característica de la línea en el sistema y además considerar la función de fallas de alta impedancia para aumentar la selectividad.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Renzo Tamasco A. (2007). *Protecciones Eléctricas*. Colombia.
- [2] 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.
- [3] IEEE Std. C37 - 113. (1999). *Guide for protective relay. Applications to Transmission Lines*. USA: IEEE.
- [4] MSC. Ing. Manuel Briceño. *Protecciones Eléctricas de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Venezuela.
- [5] ABB. (1999). *Protection Application Handbook*. B.U. Transmition System and Substations. Suecia: ABB.
- [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] International Electrotechnical Comission. (1987). *International Standard IEC 186. International Electrotechnical Comission*. USA: IEC.
- [10] Harper, E. (2002). *Elemento de diseño de subestaciones eléctricas*. (2a. ed.). México: Editorial Limusa.

[11] Ramirez G., C. (1989). *Subestaciones de Alta y Extra alta Tensión*. Colombia: HMW Ingenieros.

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

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

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 CADAFE en el sistema troncal de transmisión*. Anzoategui: 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.

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

CADAFE (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.

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

CADAFE (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.

Ramirez 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.

ANEXOS

[ANEXO 1]

[Datos de las Líneas de Transmisión del estado Miranda]

En las siguientes tablas (Tablas 21, Tabla 22 y Tabla 23) se encuentra las características de las líneas de transmisión (Tipo de conductor, Capacidad del Conductor e Impedancia), relación de los transformadores de medida (TC y TP) de cada extremo de las líneas.

Nombre de la Línea	Conductor	Capacidad del Conductor (A)
Santa Lucia - Diego de Losada	ACAR 500 MCM (18/19)	645
Santa Lucia - Charallave II	ACAR 500 MCM (18/19)	645
Charallave II – Alvarenga	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Charallave II - Ocumare II T1 y T2	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Ocumare II - Diego De Losada	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Ocumare II – FNC	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Ocumare II – Yare	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Yare - Diego de Losada	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Alvarenga - Diego de Losada	ACAR 500 MCM (18/19)	645
Diego de Losada- IAFE	ACAR 500 MCM (12/7)	645
Santa Teresa III- IAFE	ACAR 500 MCM (12/7)	645
Santa Teresa III - Mariposa I T1 y T2	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458
Santa Teresa III - Altagracia	ACSR 4/0 (6/1)	355
Santa Teresa III - Camatagua	ACSR 336,4 MCM (26/7)	530
Santa Teresa III - Caucagua T1 y T2	ACSR 4/0 (6/1)	355
Santa Teresa III - Caucagua -Taguacita T1 y T2 (T-Off)	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Caucagua - Higuerote	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Caucagua - Tacarigua	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Tacarigua - Rio Chico II	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Rio Chico I - Rio Chico II T1 y T2	ACAR 350 MCM (12/7)	515
Higuerote - Rio Chico II	ACAR 350 MCM (15/4)	455

Nombre de la Línea	Conductor	Capacidad
Mariposa - INOS T1 y T2	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458
Sata Teresa II - Diego de Losada	ACAR 500 MCM (18/19)	645
Sata Teresa II - Santa Teresa III	ACAR 500 MCM (18/19)	645
Mariposa - Victoria	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458
Mariposa - Tejerías	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458
Mariposa - Tejerías - Victoria – IVIC (T-Off)	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458
Santa Teresa III – Tuy II T1 Y T2	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458
Mariposa -Tuy I - Santa Teresa III T1 y T2 (T-Off)	ACSR 266,8 MCM (26/7)	458

Tabla 1. Características de las Líneas. Tipo de Conductor y Capacidad de Corriente del Conductor.

Nombre de la Línea	Longitud Km	Impedancia Secuencia Positiva		Impedancia Secuencia Cero		Impedancia Secuencia Positiva		Impedancia Secuencia Cero	
		R (ohm/Km)	X (ohm/Km)	R (ohm/Km)	X (ohm/km)	R (ohm)	X (ohm)	R (ohm)	X (ohm)
Santa Lucia - Diego de Losada	25	0,1236	0,4645	0,4896	1,4396	3,09	11,6125	12,24	35,99
Santa Lucia - Charallave II	35	0,1236	0,4645	0,4896	1,4396	4,326	16,2575	17,136	50,386
Charallave II – Alvarenga	10	0,1723	0,4792	0,5384	1,4544	1,723	4,792	5,384	14,544
Charallave II - Ocumare II T1 y T2	12	0,1723	0,4792	0,5384	1,4544	2,0676	5,7504	6,4608	17,4528
Ocumare II - Diego De Losada	24	0,1723	0,4792	0,5384	1,4544	4,1352	11,5008	12,9216	34,9056
Ocumare II – FNC	4	0,1720	0,5166	0,4679	1,5124	0,6192	1,8598	1,6844	5,4446
Ocumare II – Yare	12	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	2,0676	5,7516	6,4092	17,5056
Yare - Diego de Losada	12	0,1723	0,4792	0,5384	1,4544	2,0676	5,7504	6,4608	17,4528
Alvarenga - Diego de Losada	28	0,1236	0,4645	0,4896	1,4396	3,4608	13,006	13,7088	40,3088
Diego de Losada- IAFE	27	0,1217	0,4657	0,4877	1,4408	3,2859	12,5739	13,1679	38,9016
Santa Teresa III- IAFE	30	0,1217	0,4657	0,4877	1,4408	3,651	13,971	14,631	43,224
Santa Teresa III - Mariposa I T1 y T2	45	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	9,396	21,5235	25,677	65,601
Santa Teresa III - Altagracia	63	0,2615	0,5428	0,5574	1,5386	16,4745	34,1964	35,1162	96,9318
Santa Teresa III - Camatagua	54	0,1656	0,5069	0,4610	1,5037	8,9424	27,3726	24,894	81,1998
Santa Teresa III - Caucagua T1 y T2	42	0,2619	0,5055	0,6279	1,4806	10,9998	21,231	26,3718	62,1852
Santa Teresa III - Caucagua - Taguacita T1 y T2 (T-Off)	4	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	0,6892	1,9172	2,1364	5,8352
Caucagua - Higuero	38	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	6,5474	18,2134	20,2958	55,4344
Caucagua - Tacarigua	31	0,1723	0,4792	0,5384	1,4544	5,3413	14,8552	16,6904	45,0864
Tacarigua - Rio Chico II	6	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	1,0338	2,8758	3,2046	8,7528
Rio Chico I - Rio Chico II T1 y T2	20	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	3,446	9,586	10,682	29,176

Nombre de la Línea	Longitud Km	Impedancia Secuencia Positiva		Impedancia Secuencia Cero		Impedancia Secuencia Positiva		Impedancia Secuencia Cero	
		R (ohm/Km)	X (ohm/Km)	R (ohm/Km)	X (ohm/km)	R (ohm)	X (ohm)	R (ohm)	X (ohm)
Higuerote - Rio Chico II	16	0,1723	0,4793	0,5341	1,4588	2,7568	7,6688	8,5456	23,3408
Mariposa - INOS T1 y T2	3	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	0,6264	1,4349	1,7118	4,3734
Sata Teresa II - Diego de Losada	2,5	0,1236	0,4645	0,4896	1,4396	0,309	1,1613	1,224	3,599
Sata Teresa II - Santa Teresa III	2,5	0,1236	0,4645	0,4896	1,4396	0,309	1,1613	1,224	3,599
Mariposa - Victoria	43	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	8,9784	20,5669	24,5358	62,6854
Mariposa - Tejerías	64	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	13,2797	30,4199	36,2902	92,7161
Mariposa - Tejerías - Victoria – IVIC (T-Off)	10	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	2,088	4,783	5,706	14,578
Santa Teresa III – Tuy II T1 Y T2	4	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	0,8352	1,9132	2,2824	5,8312
Mariposa - Tuy I - Santa Teresa III T1 y T2 (T-Off)	4	0,2088	0,4783	0,5706	1,4578	0,8352	1,9132	2,2824	5,8312

Tabla 2. Características de las Líneas. Impedancia de Secuencia Positiva y Secuencia Negativa.

Subestación	Línea	RTC	RTP
Alvarenga	Diego de Losada	600/5	115000/110
	Charallave II	300/5	
Caucagua	Santa Teresa III-I	600/5	115000/110
	Santa Teresa III-II	600/5	
	Higuerote	600/5	
	Tacarigua	300/5	
Charallave II	Santa Lucia	300/5	115000/110
	Alvarenga	300/5	
	Ocumare II-II	300/5	
	Ocumare II- I	300/5	
Diego de Losada	IAFE	800/5	115000/110
	Yare	600/5	
	Ocumare II	600/5	
	Santa Lucia	500/5	
	Alvarenga	600/5	
Higuerote	Rio Chico II	600/5	115000/110
	Caucagua	600/5	
Mariposa	Panamericano I	300/5	115000/110
	Panamericano II	600/5	
	Tejerías	1200/5	
	Victoria	1200/5	
	Santa teresa III-I	300/5	
	Santa teresa III-II	300/5	
Ocumare II	Charallave II-I	300/5	115000/110
	Charallave II-II	300/5	
	F.N.C	300/5	
	Yare	300/5	
	Diego Losada	600/5	
Rio Chico I	Rio Chico II-I	300/5	115000/110
	Rio Chico II-II	400/5	
Rio Chico II	Rio Chico I-I	750/1	115000/110
	Rio Chico I-II	750/1	
	Tacarigua	750/1	
	Higuerote	750/1	
Santa Lucia	Charallave II	600/5	115000/110
	Diego Lozada	500/5	
Santa Teresa III	Mariposa I	500/1	115000/110
	Mariposa II	500/1	

Subestación	Línea	RTC	RTP
	Tuy Dos I	500/1	
	Tuy Dos II	500/1	
	Camatagua	500/1	
	Alatagracia	500/1	
	Caucagua-Taguacita I	500/1	
	Caucagua-Taguacita II	500/1	
	Santa Teresa II	600/5	
	IAFE	750/1	
Tacarigua	Rio Chico II	600/5	115000/110
	Caucagua	600/5	
Yare	Diego Lozada	600/5	115000/110
	Ocumare II	300/5	
Santa Teresa II	Santa Teresa III	600/1	115000/110

Tabla 3. Relación de los transformadores de Medida (TC Y TP).

[ANEXO 2]

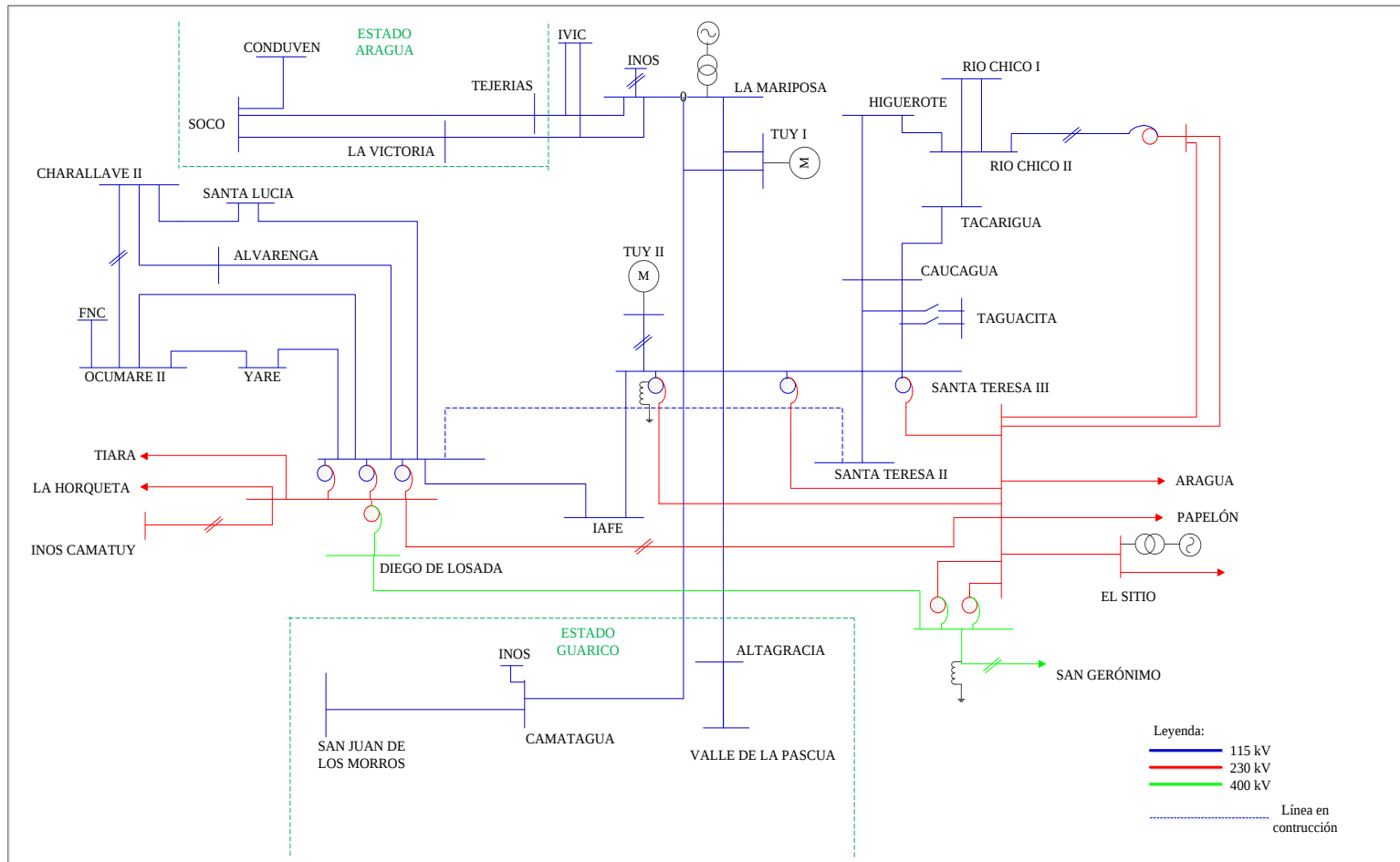


Figura 1. Diagrama Unifilar del S.E del estado Miranda.

[ANEXO 3]

[Cálculo para la determinación de los Ajustes de las Zonas de Medida]

[Cálculos de los Ajustes para relés con Características MHO]

Para medir la impedancia censada por el relé de la barra K (Figura 29) se desea analizar las tensiones y corrientes que recibe ante falla monofásica franca a tierra.

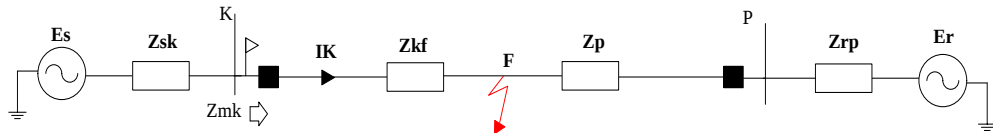


Figura 2. Sistema de Potencia Generalizado.

Primero se definió el criterio de ajustes y se identificó la línea que se desea proteger y la línea adyacente más corta y más larga de la subestación del extremo remoto. El criterio definido es el siguiente:

- Zona I: $0,8 \cdot Z_L$
- Zona II: $Z_L + 0,2 \cdot Z_{\text{ADYACENTEMASCORTA}}$
- Zona III: $Z_L + Z_{\text{ADYACENTEMASLARGA}}$

Dónde:

Z_L : Impedancia de la líneas a Proteger

$Z_{\text{ADYACENTEMASCORTA}}$: Impedancia de las línea adyacente más corta

$Z_{\text{ADYACENTEMASLARGA}}$: Impedancia de la línea adyacente más larga. *

(*) Este criterio podrá variar a la línea adyacente más corta según las consideraciones del sistema.

Identificados todos estos factores se procedió a realizar la simulación de una falla monofásica al 80% de la línea principal para el ajuste de la primera zona, al 20% de la línea adyacente más corta para el de la segunda zona y al 100% de la línea adyacente más larga para la tercera zona.

.

Al obtener los datos de la simulaciones se calculó el coeficiente K_0 según la ecuación (25) del apartado 3.16.5 Impedancia de Secuencia Cero del Capítulo III y usando las impedancias de la Tabla 22 del [ANEXO 1].

Siguiendo la misma metodología para encontrar el factor de compensación definimos la corriente I_A' :

$$I_A' = I_A + I_E * K_0 \quad (28)$$

Dónde:

I_A : Corriente censada por el relé en la fase fallada obtenida en la simulación.

I_E : Corriente residual censada por el relé en la fase fallada obtenida en la simulación.

Ahora la impedancia censada por el relé de la barra K en valor primario será:

$$\frac{V_{AP}}{I_A'} = Z_{KF} \quad (29)$$

Dónde:

V_A : Tensión censada por el relé en la fase fallada obtenida en la simulación.

Ahora como el relé K censa la tensión y corriente en valor secundario y la ecuación (29) se encuentra en valor primario, entonces se necesita transformar este valor. Conociendo el valor de la relación de transformación del TC y la relación de transformación del TP sabemos que:

$$V_{AS} = \frac{V_A}{RTP} \quad (30)$$

$$I_{A'S} = \frac{I_{A'}}{RTC} \quad (31)$$

Dónde:

V_{AS} : Tensión en valor secundario

RTP : Relación de transformación del TP

$I_{A'S}$: Corriente en valor secundario

RTC : Relación de transformación del TC

Dividiendo las ecuaciones (30) y (31) y operando se obtiene:

$$\frac{V_{AS}}{I_{A'S}} = \frac{V_A * RTC}{I_{A'} * RTP} = Z_{KFP1} * \frac{RTC}{RTP} = Z_{KFS1} \quad (32)$$

Analizando la ecuación (32), basta con multiplicar la impedancia en valor primario por la división de la relación de transformación del TC entre la relación de transformación del TP para obtener la impedancia en valor secundario.

[Cálculos de los Ajustes para relés con Características Cuadrilateral]

Para el ajuste del alcance inductivo se realizó la misma metodología aplicada anteriormente para el cálculo de los ajustes de los relés con características MHO, donde la impedancia censada por el relé será de la forma: $Z_{KF1} = R + Xi$. El ajuste inductivo será: Xi .

Ahora para el alcance resistivo primero se define la resistencia de la zona de carga, utilizando las ecuaciones (26) definida en el apartado 5.3.2.2 Alcance Resistivo del Capítulo V. Una vez obtenido la resistencia de carga se lleva a valores secundarios a través de la ecuación (32) y se calculan los alcances resistivos de las tres zonas:

- $R_{III} = 0,8 \cdot R_{carga}$
- $R_{II} = 0,8 \cdot R_{III}$
- $R_I = 0,8 \cdot R_{II}$

Definidas las tres zonas se comprobó que la parte resistiva no superara en diez veces el valor de la parte inductiva, para mantener un nivel bueno de precisión en la medida. Si no cumple con lo expuesto anteriormente el alcance resistivo se ajustó al valor máximo permitido ($R = 10 \cdot X$).

[Cálculos de los Ajustes para Líneas con Derivaciones en “T”]

Sea el siguiente sistema:

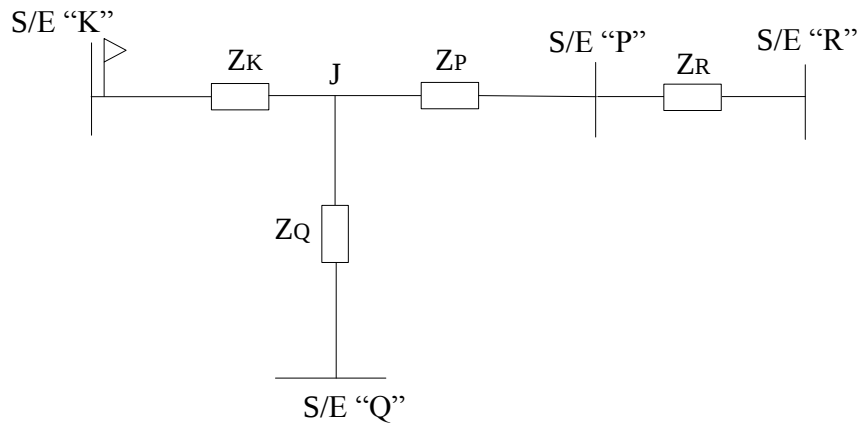


Figura 3. Línea con Derivación en “T”.

Para el ajuste del relé de la barra K para la primera zona se tomó el 80% de la menor impedancia entre la suma de $(Z_K + Z_P)$ o $(Z_K + Z_Q)$ para asegurar que ésta no llegue a sobrepasar el extremo remoto más cercano (Figura 31).

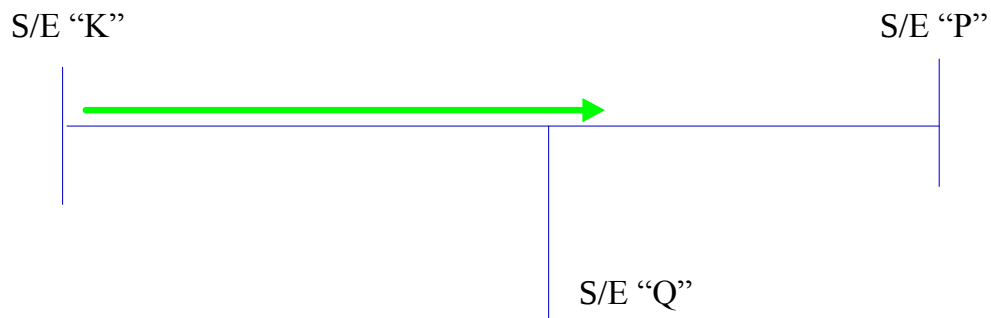


Figura 4. Ajuste de la Zona I del Relé de la Barra “K”.

Para la segunda zona se utilizará como criterio el siguiente:

$$- \quad Z_{IIK} = 1,2 * (Z_K + 2 * (\text{mayor valor entre } Z_P \text{ o } Z_Q))$$

Con el factor 2 agregado en la ecuación anterior se garantizó que la Zona II despeje fallas que ocurran cerca del extremo remoto más lejano, y así compensar la reducción del alcance provocado por el efecto de fuentes intermedias. En la Figura 32 se muestra el alcance de la Zona II para el relé “K”.

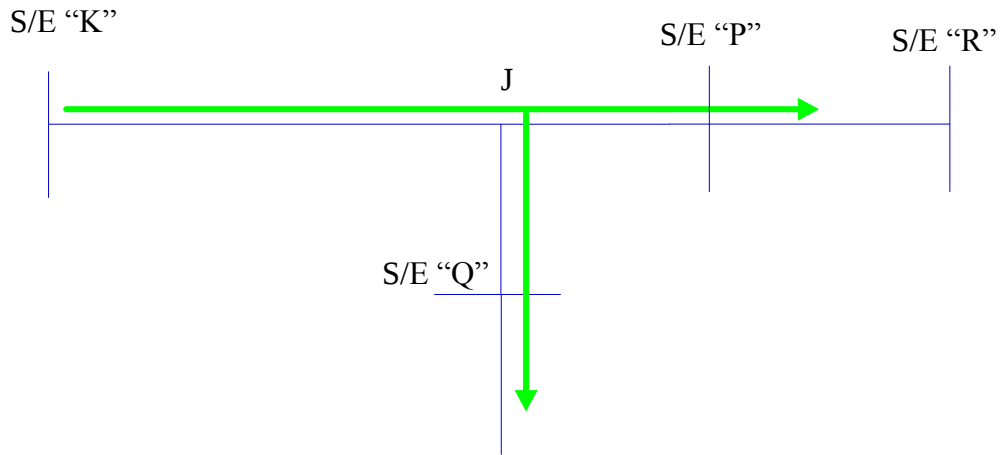


Figura 5. Alcance de la Zona II para el Relé de la Barra “K”.

Ahora para el ajuste de la Zona III se identificó el extremo remoto con la línea adyacente más larga (barra “P”) y se simuló una falla monofásica al 100 % de ésta, para obtener el aporte de corriente de la barra “Q” y la corriente propia de la línea. Luego se obtuvo la impedancia aparente KP y la impedancia aparente PR de la siguiente manera:

$$Z_{APARENTE, KP} = Z_K + \left(1 + \frac{I_Q}{I_K}\right) * Z_P$$

$$Z_{APARENTE, PR} = \left(1 + \frac{I_Q}{I_K}\right) * Z_R$$

Ahora el ajuste de la Zona III para el relé de la barra K será la suma de la impedancia aparente KP con la impedancia aparente PR con un coeficiente de seguridad de 1.2. ($Z_{IIIK} = Z_{APARENTE, KP} + 1,2 * Z_{APARENTE, PR}$). En la Figura 33 se muestra el alcance de la tercera zona.

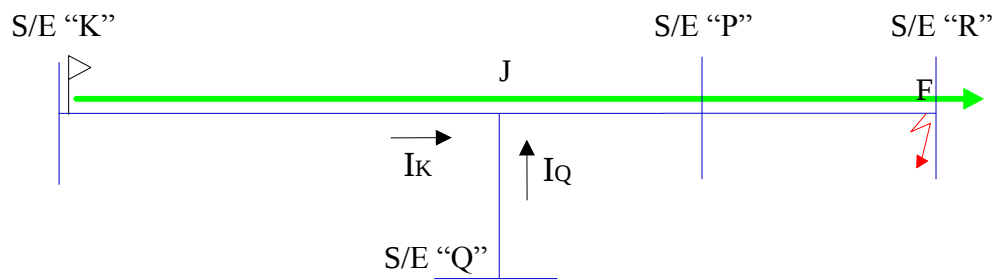


Figura 6. Alcance de la Zona III del Relé de la Barra "K".

[ANEXO 4]

[Valores Obtenidos en las Simulaciones para el Cálculos de las Impedancias]

Subestación	Salida de Línea	ZI (80% de ZL)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
Alvarenga	Diego de Losada	15,44	-5,91	0,9	-75,03	0,9	-75,99
	Charallave II	15,7500	-7,2200	1,5200	-73,5700	0,5100	-72,8600
Caucagua	Santa Teresa III-I	NOAPLICA					
	Santa Teresa III-II	NOAPLICA					
	Higuerote	38,7100	0,8400	1,4600	-67,6500	0,4300	-69,1300
	Tacarigua	32,4100	1,8600	1,5600	-66,2300	0,4100	-68,6200
Charallave II	Santa Lucia	35,81	-0,9500	1,4600	-70,6700	0,4200	-69,0200
	Alvarenga	21,0200	-4,2600	2,4300	-69,9100	0,8100	-70,7100
	Ocumare II-I	11,8800	-7,1700	1,4000	-73,4300	0,4200	-72,3300
	Ocumare II- II	11,8800	-7,1700	1,4000	-73,4300	0,4200	-72,3300
Diego de Losada	Alvarenga	55,1500	-4,6000	2,9200	-74,2700	0,9800	-73,7200
	Santa Lucia	56,7400	-3,9400	3,2300	-73,7200	1,1300	-74,1100
	IAFE	60,7700	-3,2900	2,6600	-71,8200	0,9200	-71,4100
	Yare	45,9800	-7,8800	5,3900	-73,4200	1,8200	-73,5500
	Ocumare II	50,7900	-6,4400	2,9500	-71,8500	1,0200	-72,2700
Mariposa	Victoria	NOAPLICA					
	Santa teresa III-I						
	Santa teresa III-II						

Subestación	Salida de Línea	ZI (80% de ZL)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
	Tejerías						
Ocumare II	Charallave II-I	21,0300	-5,5600	2,0400	-70,6300	0,7100	-71,4000
	Charallave II-II	21,0300	-5,5600	2,0400	-70,6300	0,7100	-71,4000
	Yare	19,8000	-7,0900	2,3700	-72,9900	0,7600	-72,6100
	Diego de Losada	20,6500	-10,9400	1,2400	-76,6700	0,4000	-76,3600
Rio Chico I	Rio Chico II-I	5,7200	-8,5900	0,6500	-76,3400	0,2200	-76,3400
	Rio Chico II-II	5,7200	-8,5900	0,6500	-76,3400	0,2200	-76,3400
Tacarigua	Rio Chico II	3,9000	3,8600	1,1400	-64,1300	0,1800	-66,0300
	Caucagua	39,9300	-4,4800	1,6500	-74,9100	0,6300	-72,3700
Santa Teresa III	Mariposa I	NOAPLICA					
	Mariposa II	NOAPLICA					
	Camatagua	68,8500	-1,0100	1,7500	-70,0400	0,6000	-70,0900
	Altagracia	70,1300	-1,0600	1,3800	-61,2500	0,4700	-61,6500
	Caucagua-Taguacita I	NOAPLICA					
	Caucagua-Taguacita II	NOAPLICA					
	IAFE	65,3300	-1,8000	2,6300	-69,9400	0,8400	-69,6700
Yare	Diego de Losada	6,6800	-14,0000	0,8000	-79,6800	0,2600	-79,5000
	Ocumare II	22,4700	-6,3900	2,6000	-71,8700	0,9100	-72,4700
Rio Chico II	Tacarigua	23,7400	-8,8000	5,2400	-78,7100	1,9000	-77,1900
	Higuerote	40,4000	-5,5500	3,3800	-75,2300	1,2000	-74,1800
Santa Lucia	Charallave II	29,5500	-3,9300	1,0500	-73,3100	0,3400	-72,4500
	Diego de Losada	10,3000	-7,6400	0,5900	-75,8900	0,1700	-74,2400

Subestación	Salida de Línea	ZI (80% de ZL)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
Higuerote	Rio Chico II	8,5000	1,8000	0,8700	-65,8700	0,1700	-69,2500
	Caucagua	34,0300	-3,8500	1,1600	-74,1000	0,4400	-71,9300

Tabla 4. Valores de las Simulaciones para la Zona I.

Subestación	Salida de Línea	ZII (ZL + 0,2*ZL _{ADYACENTEMASCORTA})					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
Alvarenga	Diego de Losada	19,86	-14,22	0,2	97,49	0,1800	99,3500
	Charallave II	21,7200	-6,8700	1,2400	-73,5300	0,4100	-72,8600
Caucagua	Santa Teresa III-I	NOAPLICA					
	Santa Teresa III-II	NOAPLICA					
	Higuerote	39,7600	0,5600	1,1400	-67,5400	0,3100	-69,9300
	Tacarigua	32,1900	2,2400	1,2800	-65,4900	0,2700	-68,7500
Charallave II	Santa Lucia	38,8300	-2,2300	1,1000	-71,4600	0,3200	-69,8400
	Alvarenga	28,1300	-3,7800	1,8500	-70,3000	0,6100	-71,1800
	Ocumare II-I	14,0800	-7,0200	0,7800	-74,6900	0,2100	-72,7000
	Ocumare II- II	14,0800	-7,0200	0,7800	-74,6900	0,2100	-72,7000
Diego de Losada	Alvarenga	56,1600	-4,5700	2,1000	-73,9900	0,7000	-73,1000
	Santa Lucia	59,6700	-3,2700	2,1100	-73,4100	0,7700	-74,1500
	IAFE	63,0700	-2,5900	1,9400	-71,3200	0,6900	-71,6100
	Yare	49,7300	-6,7700	3,8700	-72,2800	1,3200	-72,5300
	Ocumare II	51,0300	-6,2300	2,1700	-71,7300	0,7700	-72,4600

Subestación	Salida de Línea	ZII (ZL + 0,2*ZLADYACENTEMASCORTA)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
Mariposa	Victoria	NOAPLICA					
	Santa teresa III-I						
	Santa teresa III-II						
	Tejerías						
Ocumare II	Charallave II-I	26,6900	-5,3100	1,3100	-69,8900	0,4600	-71,1300
	Charallave II-II	26,6900	-5,3100	1,3100	-69,8900	0,4600	-71,1300
	Yare	22,9200	-8,1400	1,8300	-74,0000	0,5900	-73,6600
	Diego de Losada	15,0500	-13,9300	0,4500	100,8100	0,1600	100,4000
Rio Chico I	Rio Chico II-I	NOAPLICA					
	Rio Chico II-II	NOAPLICA					
Tacarigua	Rio Chico II	20,7400	-6,4500	0,6900	-55,9200	0,0600	-42,3900
	Caucagua	46,6000	-3,4500	0,8800	-78,9900	0,3700	-74,2200
Santa Teresa III	Mariposa I	NOAPLICA					
	Mariposa II	NOAPLICA					
	Camatagua	69,8000	-0,8000	1,3300	-69,7300	0,4600	-69,9000
	Alatagracia	71,1700	-0,6200	0,8800	-62,8600	0,3000	-63,4000
	Caucagua-Taguacita I	NOAPLICA					
	Caucagua-Taguacita II	NOAPLICA					
	IAFE	66,4700	-1,5000	1,8800	-69,2200	0,6000	-69,7700
Yare	Diego de Losada	28,4100	-10,7700	0,7100	104,2200	0,2500	103,5800
	Ocumare II	27,4500	-5,9700	2,1700	-71,7800	0,7700	-72,5800
Rio Chico II	Tacarigua	38,9900	-6,0900	3,3600	-76,0700	1,2300	-74,4200

Subestación	Salida de Línea	ZII (ZL + 0,2*ZLADYACENTEMASCORTA)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
	Higuerote	48,8400	-4,1000	2,2000	-73,8600	0,7900	-72,6600
Santa Lucia	Charallave II	28,7700	-3,9700	0,6700	-74,0100	0,1700	-69,4200
	Diego de Losada	21,2200	-13,8200	0,1100	96,3300	0,0300	102,3400
Higuerote	Rio Chico II	14,2000	-2,2200	0,6100	-59,7400	0,0700	-54,1100
	Caucagua	39,2100	-3,6000	0,6400	-79,6300	0,2700	-74,5100

Tabla 5. Valores de las Simulaciones para la Zona II.

Subestación	Salida de Línea	ZIII(ZL + 0,2*ZLADYACENTEMASLARGA)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
Alvarenga	Diego de Losada*	34,5300	-7,9100	0,5500	104,8900	0,4800	106,0700
	Charallave II*	23,8300	-8,3700	1,0300	-74,7600	0,3100	-73,5800
Caucagua	Santa Teresa III-I*	45,1000	-6,9900	0,3000	-58,3600	0,0300	-56,9500
	Santa Teresa III-II*	45,1000	-6,9900	0,3000	-58,3600	0,0300	-56,9500
	Higuerote	27,6500	5,1900	0,7500	-63,3000	0,1000	-62,7600
	Tacarigua	27,6500	5,1900	1,0900	-63,2800	0,1400	-62,6000
Charallave II	Santa Lucia	0,3700	-2,6400	0,0100	-67,9800	0,0000	-81,9700
	Alvarenga	0,3700	1,8700	0,0100	-65,7100	0,0000	-80,1700
	Ocumare II-I	0,3700	1,8700	0,0100	-61,5100	0,0000	-77,1000
	Ocumare II- II	0,3700	1,8700	0,0100	-61,5100	0,0000	-77,1000

Subestación	Salida de Línea	ZIII(ZL + 0,2*ZLADYACENTEMASLARGA)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
Diego de Losada	Alvarenga	54,0800	-5,3700	1,3600	-73,6000	0,4600	-73,0200
	Santa Lucia	54,0800	-5,3700	0,7600	-74,4900	0,1900	-69,9800
	IAFE	41,2200	-0,8100	1,4000	-73,1100	0,2200	-71,8500
	Yare	49,8000	-6,6600	2,2900	-71,9700	0,8100	-72,7800
	Ocumare II	54,0800	-5,3700	1,4800	-70,2200	0,5200	-71,3000
Mariposa	Victoria	NOAPLICA					
	Santa teresa III-I*	51,9600	-5,0800	0,5300	-62,2100	0,0400	-57,4300
	Santa teresa III-II*	51,9600	-5,0800	0,5300	-62,2100	0,0400	-57,4300
	Tejerías	NOAPLICA					
Ocumare II	Charallave II-I	46,5600	-2,7300	0,5100	-71,5300	0,2100	-73,3600
	Charallave II-II	46,5600	-2,7300	0,5100	-71,5300	0,2100	-73,3600
	Yare	0,2200	3,8300	0,0100	-60,8200	0,0000	-74,8400
	Diego de Losada	37,0700	-4,5600	0,8700	110,8800	0,3100	108,8500
Rio Chico I	Rio Chico II-I	NOAPLICA					
	Rio Chico II-II	NOAPLICA					
Tacarigua	Rio Chico II	45,9300	-5,3000	0,4400	-54,0900	0,0600	-53,3200
	Caucagua	32,5000	-4,9200	0,6700	-65,8000	0,0600	-64,9000
Santa Teresa III	Mariposa I*	65,1900	-2,1600	1,3500	-67,6800	0,2200	-55,9300
	Mariposa II*	65,1900	-2,1600	1,3500	-67,6800	0,2200	-55,9300
	Camatagua	70,1500	-0,8400	0,6300	-65,7100	0,1700	-64,9300
	Altagracia	72,0000	-0,2900	0,4700	-66,0300	0,1600	-66,6900
	Caucagua-Taguacita I	67,6400	-1,3500	0,6300	-60,6400	0,1300	-63,0400

Subestación	Salida de Línea	ZIII(ZL + 0,2*ZLADYACENTEMASLARGA)					
		V _A		I _A		I _E	
		Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
	Caucagua-Taguacita II	67,6400	-1,3500	0,6300	-60,6400	0,1300	-63,0400
	IAFE	54,1600	0,1000	1,7800	-72,0800	0,3900	-74,1400
Yare	Diego de Losada	46,5600	-4,5100	0,8700	110,8200	0,3100	108,7000
	Ocumare II	35,4200	-4,4500	1,7900	-71,1800	0,6400	-71,9800
Rio Chico II	Tacarigua	49,3100	-4,9100	1,3400	-75,7800	0,5400	-72,3700
	Higuerote	49,3100	-4,9100	0,9200	-75,5900	0,3700	-72,3800
Santa Lucia	Charallave II	30,8000	-6,5600	0,5800	-75,8600	0,1300	-70,5100
	Diego de Losada	27,4800	-1,4200	0,4500	107,5500	0,1200	112,4700
Higuerote	Rio Chico II	47,3400	-4,6900	0,3000	-54,9000	0,0400	-53,3000
	Caucagua	30,3800	-5,4400	0,4600	-65,8000	0,0400	-64,9000

Tabla 6. Valores de las Simulaciones para la Zona III.

(*): Por condiciones del sistema, para estas líneas se tomó como ajuste la línea adyacente más corta.