UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor:

Pilataxi Freire Luis Gregorio

Tutor Académico:

Ing. Xavier Alfonzo Proaño Maldonado MSc.

LATACUNGA- ECUADOR

2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **LUIS GREGORIO PILATAXI FREIRE** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: **"ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA"**, siendo **el Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado** tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

…….

Luis Gregorio Pilataxi Freire

C.C. 172240851-3

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

"ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA", del señor **PILATAXI FREIRE LUIS GREGORIO**, de la carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Agosto 2021

El Tutor:

……

Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

C.C. 0502656424

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA); por cuanto, el postulante: Pilataxi Freire Luis Gregorio con el título de Proyecto de titulación: **"ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA"**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Agosto, 2021

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)
Ing. MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
CC: 030189388-9

Lector 2
Ing. MSc. Salazar Achig Edgar Roberto
CC: 0502847619

Lector 3
Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego Leonardo
CC: 0503493702

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, quien en todo momento está enseñándome cada día a levantarme y luchar ante toda batalla que se presenta.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi, a mis docentes quienes formaron parte de mi instrucción académica y personal brindándome sus conocimientos, enseñanzas y sabiduría para la culminación del presente proyecto.

A mis padres y hermanas, a mi esposa e hija, quienes están presentes con sus consejos y apoyo para no decaer y continuar con mis metas.

Luis Pilataxi

DEDICATORÍA

A mis padres Luis y Beatriz quienes me han guiado en cada etapa de mi vida con amor, bondad y paciencia. A mi esposa Karla e hija Milena, quienes son mi gran motivación que me impulsan a superarme cada día, son mi fortaleza y mi inspiración. A mis hermanas Alexandra y Ximena junto con mis sobrinas quienes me alientan a seguir adelante. La ayuda de todos ustedes ha sido fundamental, han estado conmigo incluso en los momentos más difíciles, toda esta etapa no ha sido fácil pero siempre han estado apoyándome y motivándome. Se los dedico con mucho Amor para ustedes.

Luis Pilataxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: "ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA".

Autor: Pilataxi Freire Luis Gregorio

RESUMEN

Los Sistemas de Distribución Eléctrica fueron creados para que el flujo de potencia fluya en una sola dirección siendo generalmente de topología radial, mientras que la inserción de Generación Distribuida cambia las variables del sistema, las corrientes de cortocircuito y los flujos de potencia varían en su estructura. En el presente proyecto de investigación se realizó el estudio de la coordinación de protecciones en redes eléctricas de distribución con la integración de la Generación Distribuida al sistema. Por tal motivo se utilizó el sistema de distribución radial de 15 Barras de la IEEE, siendo considerado como caso base para la simulación en el software DIgSILENT Power Factory, con los valores obtenidos de cortocircuito en las barras del sistema se desarrolló la respectiva coordinación de protecciones. Para los cuatro escenarios planteados de inserción de GD, se necesitó modificar las variables del TAP y del DIAL para que cumplan con la coordinación de protecciones del sistema de distribución radial con presencia de la Generación Distribuida.

Palabras clave: Sistemas de Distribución Radial, Generación Distribuida, DIgSILENT Power Factory, Coordinación de protecciones.

COTOPAXI THECNICAL UNIVERSITY
APLIED CIENCES AND ENGINEERING FACULTY

TOPIC: "STUDY OF COORDINATION OF PROTECTIONS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION"**.**

Author: Pilataxi Freire Luis Gregorio

ABSTRACT

Electrical Distribution Systems were created so that the power flow flows in a single direction, being generally of radial topology, while the insertion of Distributed Generation changes the system variables, the short-circuit currents and the power flows vary in their structure. In this research project, the study of the coordination of protections in electrical distribution networks was carried out with the integration of Distributed Generation to the system. For this reason, the IEEE 15-bar radial distribution system was used, being considered as a base case for the simulation in the DIgSILENT Power Factory software, with the values obtained from short-circuit in the system bars, the respective protection coordination was developed. For the four proposed GD insertion scenarios, it was necessary to modify the TAP and DIAL variables so that they comply with the coordination of protections of the radial distribution system with the presence of the Distributed Generation.

KEYWORDS: Radial Distribution Systems, Distributed Generation, DIgSILENT Power Factory, Protection Coordination.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

CENTRO DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

La traducción del resumen al idioma Inglés del trabajo de investigación cuyo título versa: **"ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA",** presentado por: **Pilataxi Freire Luis Gregorio**, egresado de la **Carrera de Ingeniería Eléctrica,** perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas,** lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, agosto del 2021

Atentamente,

MSc. Alison Mena Barthelotty
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS C.C. 0501801252

Firmado electrónicamente por:
MARCO PAUL BELTRAN SEMBLANTES

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI - LATACUNGA - ECUADOR

CENTRO DE IDIOMAS

CONTENIDO

Pag.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN iv
AGRADECIMIENTO v
DEDICATORÍA vi
RESUMEN vii
ABSTRACT viii
AVAL DE TRADUCCIÓN ix
CONTENIDO x
Índice de Figuras xvi
Índice de Tablas xviii
1. INFORMACION GENERAL 1
1.1. Título del Proyecto: 1
1.2. Tipo de Proyecto 1
1.3. Fecha de inicio: 1
1.4. Fecha de finalización: 1
1.5. Lugar de ejecución: 1
1.6. Facultad que auspicia: 1
1.7. Carrera que auspicia: 1
1.8. Proyecto de investigación vinculado 1
1.9. Equipo de Trabajo: 1
1.10. Área de Conocimiento: 1
1.11. Línea de investigación: 2
1.12. Sub líneas de investigación de la Carrera de Ingeniería en Electricidad: 2
2. INTRODUCCIÓN 2
2.1. EL PROBLEMA 2
2.1.1. Situación Problemática 2
2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 3
2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN 3
2.4. BENEFICIARIOS 3
2.4.1. Beneficiarios directos 3

2.4.2. Beneficiarios indirectos ... 3
2.5. JUSTIFICACIÓN ... 4
2.6. HIPÓTESIS ... 4
2.7. OBJETIVOS ... 4
2.7.1. General ... 4
2.7.2. Específicos ... 4
2.8. SISTEMA DE TAREAS ... 5
3. FUNDAMENTACION CIENTIFICO TÉCNICO ... 6
3.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ... 6
3.1.1. Definición de Sistema de Distribución: ... 6
3.1.2. Objetivo de la distribución de energía eléctrica. ... 6
3.1.3. Generalidades ... 6
3.1.4. Clasificación de acuerdo a su topología ... 8
3.1.5. Red radial ... 8
3.1.6. Red en bucle o anillo ... 9
3.1.7. Red mallada ... 10
3.2. TIPOS DE FALLAS ... 10
3.3. NORMA IEC 60909 ... 11
3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA ... 11
3.4.1. Tecnologías de Generación Distribuida ... 13
3.4.2. Clasificación de la GD ... 15
3.4.3. Efecto Isla ... 16
3.4.4. Análisis de impactos de DG de Sistemas de Distribución ... 16
3.4.5. Parpadeo de voltaje ... 17
3.4.6. Protección del sistema de distribución con GD ... 18
3.4.7. Protección de la distribución y GD: problemas operativos ... 19
3.4.8. Ventajas de la generación distribuida ... 19
3.5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ... 21
3.5.1. Tipos de Protecciones ... 21
3.5.1.1. Protección Primaria ... 21
3.5.1.2. Protección de Respaldo ... 21
3.5.2. Dispositivos de Protección ... 22
3.5.2.1. Elemento Primario ... 22
3.5.2.2. Relé de Protección ... 22

3.5.2.3. Relés de tiempo inverso 22
3.5.2.4. Elemento Accionado 23
3.5.2.5. Fuente Auxiliar de Tensión 23
3.5.3. Protección de Redes de Distribución 23
3.5.3.1. Transformador de Potencial TP 24
3.5.3.1.1. Parámetros y definiciones de los transformadores de tensión 24
3.5.3.2. Transformador de Corriente TC 25
3.5.3.2.1. Parámetros de los transformadores de corriente 26
3.5.4. Interruptores 27
3.5.5. Fusibles 28
3.5.6. Reconectadores 30
3.5.7. Seccionalizadores 30
3.5.8. Relés 31
3.5.8.1. Clasificación 31
3.5.8.2. Coordinación de relés de sobrecorriente 34
3.6. EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 36
3.6.1. Protección 50 37
3.6.2. Protección 51 37
3.7. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 37
3.7.1. Coordinación de protecciones en redes de distribución. 38
3.7.2. Coordinación de fusible de expulsión-fusible de expulsión. 38
3.7.3. Coordinación de fusible y restaurador. 39
3.7.3.1. Fusible-Restaurador. 39
3.7.3.2. Restaurador-fusible. 39
3.7.4. Coordinación Reconectador-Seccionalizador. 40
3.7.5. Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible. 41
3.7.6. Coordinación reconectador-reconectador. 41
3.7.7. Coordinación entre relevador y reconectador. 42
3.8. NORMATIVAS 42
4. METODOLOGÍA Y MATERIALES 43
4.1. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN 43
4.1.1. Método Documental 43
4.1.2. Método Analítico 43
4.1.3. Método Histórico 43

4.2. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN 44
4.2.1. Simulación 44
4.2.2. Recolección de Datos 44
4.2.3. Análisis cualitativo y cuantitativo 44
4.3. SOFTWARES UTILIZADOS PARA EL DESARROLLO 44
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS 45
5.1. VALIDACIÓN DEL MODELO. 45
5.1.1. Coordinación de Protecciones 48
5.1.2. Corrientes nominales del sistema de Distribución 49
5.1.3. Corrientes de cortocircuito trifásico en DIgSILENT Power Factory 49
5.1.4. Dimensionamiento del TC 49
5.1.5. Corrientes de Arranque 51
5.1.6. Dimensionamiento del relé 51 51
5.1.6.1. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC 51
5.1.7. Curva (DIAL). 53
5.1.7.1. Tiempo de actuación propio como protección primaria ($tpropio$). 54
5.1.7.2. Tiempo de actuación como protección de respaldo ($trespaldo$). 55
5.1.7.3. Curvas de Coordinación de Protecciones 56
5.1.7.4. Coordinación de Protecciones de manera Manual 58
5.2. INSERCIÓN DE LA GD AL SISTEMA RADIAL 60
5.2.1. Modelo de GD (*MeenuJayamohan*) 60
5.2.2. Generación Distribuida implementada en los distintos escenarios. 61
5.2.3. Primer Escenario 61
5.2.3.1. Corrientes nominales Primer Escenario 63
5.2.4. Dimensionamiento del TC 63
5.2.5. Corrientes de Arranque 64
5.2.6. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC 65
5.2.7. Curva (DIAL). 66
5.2.8. Tiempo de actuación ($tpropio$) y ($trespaldo$). 67
5.2.9. Curvas de la Coordinación de Protecciones 68
5.2.10. Impacto de la coordinación de protecciones en el Primer Escenario 70
5.2.11. Segundo Escenario 70
5.2.11.1. Corrientes nominales del Segundo Escenario 72
5.2.12. Dimensionamiento del TC 72

5.2.13. Corrientes de Arranque ... 73
5.2.14. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC ... 74
5.2.15. Curva (DIAL). ... 75
5.2.16. Tiempo de actuación ($tpropio$) y ($trespaldo$). ... 76
5.2.17. Curvas de la coordinación de protecciones del Segundo Escenario ... 77
5.2.18. Impacto de la coordinación de protecciones en el Segundo Escenario ... 79
5.2.19. Resultados de la Inserción de GD en el Segundo Escenario ... 79
5.2.19.1. Flujo de Potencia en el Sistema ... 79
5.2.19.2. Pérdidas del Sistema ... 81
5.2.20. Tercer Escenario ... 82
5.2.20.1. Corrientes nominales del sistema de Distribución ... 84
5.2.21. Dimensionamiento del TC ... 84
5.2.22. Corrientes de Arranque ... 85
5.2.23. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC ... 86
5.2.24. Curva (DIAL). ... 87
5.2.25. Tiempo de actuación ($tpropio$) y ($trespaldo$). ... 88
5.2.26. Curvas de la Coordinación de Protecciones en el tercer escenario ... 89
5.2.27. Impacto de la coordinación de protecciones del tercer escenario. ... 91
5.2.28. Cuarto Escenario ... 91
5.2.28.1. Corrientes nominales del sistema de Distribución ... 93
5.2.29. Dimensionamiento del TC ... 93
5.2.30. Corrientes de Arranque ... 94
5.2.31. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC ... 95
5.2.32. Curva (DIAL). ... 96
5.2.33. Tiempo de actuación ($tpropio$) y ($trespaldo$). ... 97
5.2.34. Curvas de Coordinación de protecciones del Cuarto Escenario ... 98
5.2.35. Impacto de la coordinación de protecciones del Cuarto Escenario ... 100
5.2.36. Impacto en la coordinación de protecciones de los Cuatro Escenarios propuestos. ... 100
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ... 108
6.2. RECOMENDACIONES ... 109
7. BIBLIOGRAFÍA ... 110
8. ANEXOS ... 113
Anexo A: Validación Sistema IEEE 15 Barras ... 113

Anexo B. Validación Sistema IEEE 15 Barras Flujo de Potencia..... 114
Anexo C. Porcentaje de Incidencia de la Generación Distribuida. 116
Anexo D. Coordinación de Protecciones con GD Primer Escenario..... 117
Anexo E. Coordinación de Protecciones con GD Segundo Escenario..... 118
Anexo G. Coordinación de Protecciones con GD Cuarto Escenario. 120
Anexo H. Flujo de Potencia Primer Escenario..... 121
Anexo I. Flujo de Potencia Tercer Escenario..... 122
Anexo J. Flujo de Potencia Cuarto Escenario..... 123
Anexo K. Tiempos Propios de Actuación de los relés en los Cuatro Escenarios. 124

Índice de Figuras

Figura 3. 1. Red de Operación Radial [2]..... 7
Figura 3. 2. Operación en Paralelo [2]. 8
Figura 3. 3. Red Radial [2]. 9
Figura 3. 4. Red Anillo [3]. 9
Figura 3. 5. Red Mallada [3]. 10
Figura 3. 6. Sistema Eléctrico de Potencia [7]. 13
Figura 3. 7. Tecnologías de Generación Distribuida [7]. 13
Figura 3. 8. Características de los Tipos de Tecnologías de GD [7]. 15
Figura 3. 9. Efecto Isla [9]. 16
Figura 3. 10. Características de la corriente vs tiempo de operación en fusibles [15]. 29
Figura 3. 11. Relé de corriente definida [17]. 33
Figura 3. 12. Relé de corriente definida y tiempo definido [17]. 33
Figura 3. 13. Relé de tiempo Inverso [18]. 34
Figura 3. 14. Tipos de Curvas de los relés de tiempo inverso [18]. 34
Figura 3. 15. Familia de Curvas del relevador de sobrecorrientes [19]. 37
Figura 4. 1. Valores de Transformadores de Protección Comerciales [25]……..51
Figura 5. 1. Diagrama unifilar de un alimentador de distribución existente [23]……..45
Figura 5. 2. Datos del sistema de distribución radial IEEE 15 Barras [23]. 46
Figura 5. 3. Datos de carga del sistema de distribución IEEE 5 Barras [23]. 46
Figura 5. 4. Sistema IEEE 15 Barras Simulado en DIgSILENT Power Factory 47
Figura 5. 5. Curvas de Coordinación de Protecciones Caso base 57
Figura 5. 6. Inserción de GD Primer Escenario..... 62
Figura 5. 7. Curvas de Coordinación de Protecciones Primer Escenario. 69
Figura 5. 8. Inserción de GD Segundo Escenario. 71
Figura 5. 9. Curvas Coordinación de Protecciones Segundo Escenario..... 78
Figura 5. 10. Voltajes del Caso Base y Segundo Escenario. 80
Figura 5. 11. Perdidas de Potencia Activa. 82
Figura 5. 12. Perdidas de Potencia Reactiva. 82
Figura 5. 13. Inserción de GD Tercer Escenario 83

Figura 5. 14. Curvas Coordinación de Protecciones Tercer Escenario 90
Figura 5. 15. Inserción de GD Cuarto Escenario..... 92
Figura 5. 16. Curvas coordinación de protecciones Cuarto Escenario..... 99

Índice de Tablas

Tabla 1. Sistema de Tareas en función de los Objetivos Específicos 5
Tabla 2. Corrientes de Cortocircuito en el Sistema Radial 49
Tabla 3. Dimensionamiento de TC's 50
Tabla 4. Dimensionamiento Relé 51 52
Tabla 5. Valores DIAL 54
Tabla 6. Tiempos propios y de Respaldos 55
Tabla 7. Modelo de GD (MeenuJayamohan) [26]. 60
Tabla 8. Porcentaje de Incidencia de la GD. 60
Tabla 9. Corriente Nominal Primer Escenario 63
Tabla 10. RTC Primer Escenario 64
Tabla 11. Corriente de Arranque Primer Escenario 65
Tabla 12. Corriente Secundaria del Relé Primer Escenario 66
Tabla 13. DIAL Primer Escenario 67
Tabla 14. Tiempos de Actuación 68
Tabla 15. Corriente Nominal Segundo Escenario 72
Tabla 16. RTC Segundo Escenario 73
Tabla 17. Corriente de Arranque Segundo Escenario 74
Tabla 18. Corriente Secundaria del Relé Segundo Escenario 75
Tabla 19. DIAL Segundo Escenario 76
Tabla 20. Tiempos de Actuación Segundo Escenario 77
Tabla 21. Flujo de Potencia del Sistema Radial y del Segundo Escenario 80
Tabla 22. Perdidas del Sistema Caso Base y Segundo Escenario 81
Tabla 23. Corriente Nominal Tercer Escenario 84
Tabla 24. RTC Tercer Escenario 85
Tabla 25. Corriente de Arranque Tercer Escenario 86
Tabla 26. Corriente Secundaria del Relé Tercer Escenario 87
Tabla 27. DIAL Tercer Escenario 88
Tabla 28. Tiempos de Actuación Tercer Escenario 89
Tabla 29. Corriente Nominal Cuarto Escenario 93
Tabla 30. RTC Cuarto Escenario 94

Tabla 31. Corriente de arranque Cuarto Escenario 95
Tabla 32. Corriente secundaria del relé Cuarto Escenario 96
Tabla 33. DIAL Cuarto Escenario 97
Tabla 34. Tiempos de Actuación Cuarto Escenario 98
Tabla 35. Corriente Nominal Todos los Escenarios 101
Tabla 36. RTC Todos los Escenarios 102
Tabla 37. Corriente de arranque Todos los Escenarios 103
Tabla 38. Corriente del secundario del relé Todos los Escenarios 104
Tabla 39. DIAL Todos los Escenarios 105
Tabla 40. Tiempo propio del relé Todos los Escenarios 106
Tabla 41. Tiempo respaldo del relé Todos los Escenarios 107

1. INFORMACION GENERAL

1.1. Título del Proyecto:

Estudio de Coordinación de Protecciones en Redes Eléctricas de Distribución con Generación Distribuida.

1.2. Tipo de Proyecto

Proyecto de Investigación

1.3. Fecha de inicio:

Abril 2021

1.4. Fecha de finalización:

Agosto 2021

1.5. Lugar de ejecución:

San Felipe – La Calera – Latacunga – Cotopaxi – Universidad Técnica de Cotopaxi

1.6. Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA)

1.7. Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia

1.8. Proyecto de investigación vinculado

Análisis crítico de sistemas eléctricos residenciales, comerciales e industriales

1.9. Equipo de Trabajo:

Tutor: Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonzo MSc.

Investigador: Pilataxi Freire Luis Gregorio

1.10. Área de Conocimiento:

Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

1.11. Línea de investigación:

Estudio de Campos Electromagnéticos en Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.12. Sub líneas de investigación de la Carrera de Ingeniería en Electricidad:

- Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de Potencias
- Conversión y uso racional de la energía eléctrica
- Control y optimización en el uso de la energía del sector Industrial, comercial y residencial

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA

2.1.1. Situación Problemática

Los Sistemas Eléctricos de Distribución están diseñados para facilitar y monitorear el movimiento de los servicios desde la fabricación o fuente hasta su consumo, teniendo en cuenta que este servicio debe estar disponible cuando el usuario lo necesite. En un sistema de distribución eléctrica, la principal función es abastecer de energía a las distintas instalaciones de los consumidores. Una de las distintas características de la distribución de energía es que se la transporta a niveles muy bajos, por esta razón las redes de distribución son las adecuadas.

El afán de llegar a minimizar los impactos ambientales ha motivado a impulsar el desarrollo de nueva tecnología para la distribución de energía eléctrica con la implementación de la Generación distribuida. Existen muchas fallas que ocurren en el sistema radial de distribución, las cuales pueden ser capaces de colapsar el sistema de suministro o la operación de los elementos de protección.

Las coordinaciones de los dispositivos de protección que se encuentran en el sistema de distribución eléctrica deben ser de vital importancia ya que en un momento de falla o perturbación deben ser identificadas correctamente, la importancia de esta investigación es la de obtener una correcta selección y coordinación de los elementos de protección para el Sistema Eléctrico de Distribución.

2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Qué impacto tendrá en la coordinación de protecciones, la inserción de generación distribuida en un sistema radial de distribución?

2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

Han ido evolucionando con el tiempo los sistemas de generación de energía eléctrica de manera que las centrales de generación buscan la manera de llevar la energía a lugares más distantes haciendo uso de líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, de igual manera ha aparecido nuevos centros de Generación distribuida que buscan ayudar de una mejor manera a suministrar energía eléctrica.

EL presente trabajo de investigación tiene como objetivo estudiar la coordinación de protecciones y Generación Distribuida (GD). En donde se pretende analizar dos escenarios planteados, el primer escenario muestra resultados de la ejecución del flujo de potencia con su respectiva coordinación de protecciones, mientras que en el segundo escenario muestra el comportamiento de las protecciones al introducir generación distribuida a la red de distribución.

De igual manera para realizar todo este estudio es necesario conocer los distintos métodos de coordinación de protecciones, y las características que debe tener un sistema para poder insertar la generación distribuida al mismo. En donde usaremos una herramienta informática para la simulación del sistema de prueba de 15 Barras dela IEEE en el software DIgSILENT Power Factory para ejecutar el flujo de potencia del sistema con generación distribuida y sin generación distribuida, de la misma forma se realizara la coordinación de los relés de sobrecorriente y evaluar el impacto que se genera en las protecciones con la presencia de dicha generación.

Campo de Acción: 330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Otras (Protecciones Eléctricas)

2.4. BENEFICIARIOS

2.4.1. Beneficiarios directos

Red de Distribución Eléctrica Radial

2.4.2. Beneficiarios indirectos

Usuarios de Medio y Bajo Voltaje

2.5. JUSTIFICACIÓN

La demanda de energía eléctrica en continuo crecimiento obliga a aumentar la capacidad de generación y la creación de nuevas redes de distribución eléctrica. La Generación Distribuida se presenta como una solución para el suministro energético en donde nos implica que si se tiene una Generación Distribuida se sustentara de los siguientes factores: aumento de la calidad en el suministro de energía eléctrica, evitando la inversión en líneas de transmisión y transformadores, reducir las pérdidas en energía eléctrica y proteger al medio ambiente. Las energías renovables junto con la generación distribuida son una solución inteligente al situarse cerca de la carga, sirviendo de suministro eléctrico de una forma eficiente y aumentando la confiabilidad del sistema.

2.6. HIPÓTESIS

La inserción de generación distribuida en un sistema radial de distribución, afecta a la coordinación de las protecciones existentes.

2.7. OBJETIVOS

2.7.1. General

Evaluar el impacto en la coordinación de protecciones de un sistema radial de distribución cuando existe inserción de generación distribuida en el sistema.

2.7.2. Específicos

- Realizar una investigación bibliográfica de los sistemas de generación distribuida y protecciones Eléctricas en redes de distribución.
- Realizar la coordinación de protecciones en un sistema radial de distribución en los escenarios, sin generación distribuida y con la implementación de la misma.
- Evaluar entre los escenarios planteados el impacto que se tiene en la coordinación de los sistemas de protección cuando se inserta la generación distribuida.

2.8. SISTEMA DE TAREAS

Tabla 1. Sistema de Tareas en función de los Objetivos Específicos

Objetivos Específicos	**Actividades (tareas)**	**Resultado de la actividad**	**Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)**
Realizar una investigación bibliográfica de los sistemas de generación distribuida y protecciones Eléctricas en redes de distribución.	Buscar información bibliográfica de los sistemas de generación distribuida y protecciones Eléctricas en redes de distribución.	Adquirir información para el marco teórico.	Técnica Investigativa Instrumentos: páginas web, libros, tesis, artículos, revistas, etc.
Realizar la coordinación de protecciones en un sistema radial de distribución en los escenarios, sin generación distribuida y con la implementación de la misma.	Desarrollar la simulación de la coordinación de protecciones en un sistema radial de distribución con y sin generación distribuida.	Levantamiento de información.	Software DigSILENT Microsoft Excel
Evaluar entre los escenarios planteados el impacto que se tiene en la coordinación de los sistemas de protección cuando se inserta la generación distribuida.	Analizar los resultados de la simulación en los dos casos.	Demostrar y verificar el impacto que existe en la coordinación de los sistemas de protección.	Técnica Investigativa Software DigSILENT Microsoft Excel

3. FUNDAMENTACION CIENTIFICO TÉCNICO

3.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1.1. Definición de Sistema de Distribución:

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargado de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende de las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores [1].

Tomando la definición anterior se puede describir que un sistema de distribución forma parte de un sistema eléctrico, ya que este comprende la generación, la trasmisión y la distribución. Debido a la complejidad que han alcanzado los sistemas eléctricos de potencia y los sistemas eléctricos de distribución, habitualmente en todo el mundo existe un apartamiento en el estudio de ambos. Cabe señalar que por una parte se trata la generación y la transmisión y por otra la distribución. Inclusive en las empresas eléctricas de todo el mundo existe una separación en el estudio de ambos

3.1.2. Objetivo de la distribución de energía eléctrica.

La distribución de energía eléctrica debe ejecutarse de tal manera que el usuario reciba un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de tensión conveniente que le ayude a operar sus aparatos eficientemente, y que la forma de onda senoidal sea pura, es decir que esté libre de armónicos [1]. La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con redes bien diseñadas que soporten el crecimiento propio de la carga, y que además sus componentes sean de la mejor calidad para que resistan el efecto del campo eléctrico y los efectos de la intemperie a que se verán sometidas durante su vida útil. Las redes eléctricas deben ser proyectadas y construidas de manera que tengan la flexibilidad suficiente para ampliarse progresivamente con cambios mínimos en las construcciones existentes, y así asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación [1].

3.1.3. Generalidades

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como: [2]

- Densidad.
- Tipo de cargas:

- Residencial.
- Comercial.
- Industrial
- Mixta.
  - Localización geográfica de la carga.
  - Área de expansión de la carga.
  - Continuidad del servicio.

Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende considerablemente de la calidad del servicio que se desee, pudiéndose subdividir ésta en dos partes fundamentales:

- Continuidad del servicio.
- Regulación de tensión.

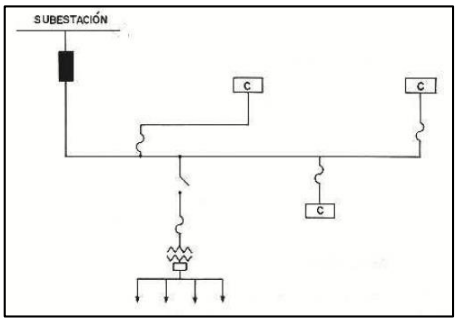

Figura 3. 1. Red de Operación Radial [2].

La topología del sistema va a tener una predominación decisiva en la continuidad del sistema y un efecto menor en la regulación de tensión. Referente a su operación, existen dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- Radial.
- Paralelo.

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal forma que una falla crea una interrupción en el servicio. Este sistema de servicio de energía eléctrica es posiblemente el más antiguo y habitualmente utilizado en el reparto de energía eléctrica. Gracias a su bajo precio y sencillez, las redes de operación radial se seguirán utilizando, sin embargo procurando además de mejorar sus propiedades de operación para hacerlas más confiables. En un sistema de operación en paralelo el

flujo de energía se divide entre diversos recursos, teniendo más de una trayectoria.

La operación en paralelo se usa más que nada en redes de baja tensión. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión mediante la operación en paralelo.

En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones a los servicios. En la Figura 3.2 se muestra una red de este tipo.

Cada una de estas redes tiene algunas variaciones y modificaciones: por tanto es conveniente establecer una clasificación funcional de las diferentes estructuras, así como de sus combinaciones posibles [2].

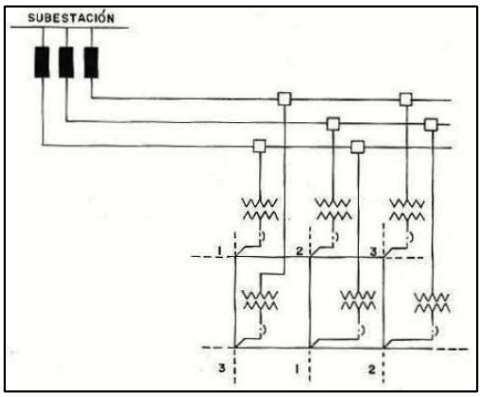

Figura 3. 2. Operación en Paralelo [2].

3.1.4. Clasificación de acuerdo a su topología

La topología está enfocada a la forma del arreglo en que se distribuye la energía con la finalidad de minimizar los cortes de energía, la cual dependerá del servicio de la carga a ser alimentada.

Esta topología tiene las siguientes configuraciones:

- Red radial
- Red anillo
- Red mallada

3.1.5. Red radial

Es el más económico de todas las topologías, posee uno o más alimentadores principales que parten de la subestación, y que suministre potencia en forma individual hasta los transformadores de distribución, punto de alimentación de los usuarios, pero cuando el transformador por alguna razón falla o está en mantenimiento quedan automáticamente sin suministro de energía los usuarios [3].

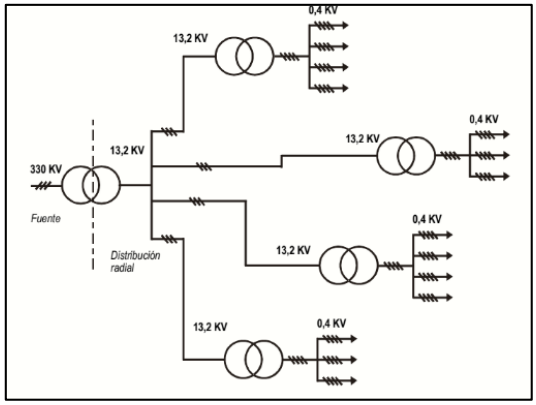

Figura 3. 3. Red Radial [2].

3.1.6. Red en bucle o anillo

Este tipo de red brinda una mayor continuidad en el servicio, porque parte de una fuente central de suministro recorre todos los centros de transformación de distribución y regresa a la misma fuente formando un anillo, en caso de existir algún daño en cualquiera de los transformadores de distribución es posible mantener continuidad del servicio de los transformadores de las fuentes restantes, pero este tipo de redes las protecciones y el control son más costosas y más complicadas que el sistema radial [3].

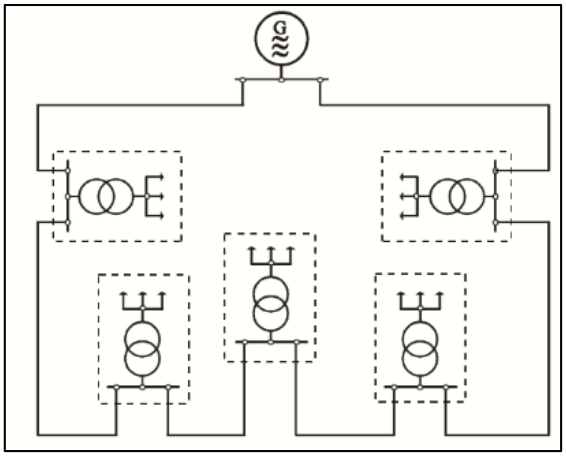

Figura 3. 4. Red Anillo [3].

3.1.7. Red mallada

Este tipo de distribución se emplea en regiones urbanas de bajo voltaje, una vez que el sistema es bastante denso y necesita elevados niveles de confiabilidad ya que la pérdida de cualquier fuente no debe interrumpir flujo de energía al usuario. “En dichos casos el reparto de la distribución en media tensión es radial pero la distribución en bajo voltaje es una serie de anillos que siguen los recorridos de las calles. Estos anillos tienen la posibilidad de en el caso de ser necesario interconectarse entre sí, asegurando de esta forma la reintegración rápida del servicio en caso de falla de cualquier transformador”.

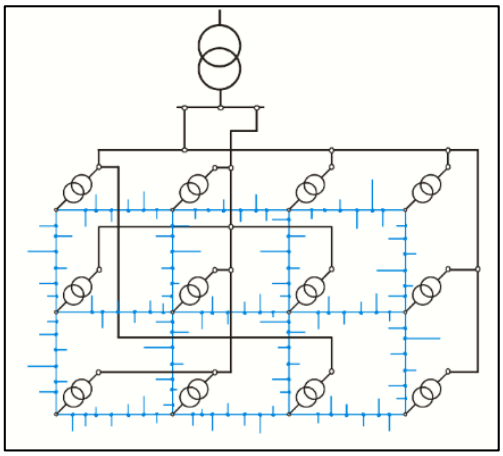

Figura 3. 5. Red Mallada [3].

3.2. TIPOS DE FALLAS

Una falla en un circuito eléctrico es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. Los tipos de fallas que experimentan los sistemas de potencia se caracterizan en dos grandes grupos: serie y paralelo. Las fallas de tipo serie están asociadas generalmente a la ruptura de conductores, pero éstos no involucran contacto con tierra u otra fase. En cambio, las fallas paralelas están asociadas a cortocircuitos a tierra o con otras fases y este grupo se subdivide en cinco tipos: monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra [4].

Se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por: Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), Falla extraña al sistema de potencia (En equipo de protección), Falla de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños).Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados [5].

Fallas tipo derivación: Flameos

- El 72% de las fallas son monofásicas.
- El 22% de las fallas involucran dos fases.
- El 6% de las fallas son trifásicas.

Falla tipo serie: Fase abierta. [Polo abierto de interruptor, rotura del conductor de fase].

3.3.NORMA IEC 60909

Esta normativa es un estándar utilizado para determinar corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos, desde un rango de bajo voltaje hasta 230 Kv en alto voltaje, con frecuencias de 50 y 60 Hz [6].

Las corrientes de cortocircuito que se utilizan para la calibración de los equipos de protección en el sistema son:

- Máximas corrientes de cortocircuito: Sirven para determinar las capacidades de los equipos de protección brindando selectividad entre los mismos.
- Mínimas corrientes de cortocircuito: Sirven para determinar los ajustes y coordinación de las protecciones brindando sensitividad entre los mismos

3.4.GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La creciente demanda de energía eléctrica está obligando a incrementar la función de generación de energía. En las naciones desarrolladas, la GD se estima una elección prometedora al abastecimiento de energía al tiempo que ordena una composición de mercado competitiva. La tendencia de la GD se fundamenta en los próximos componentes: mejorar la calidad del abasto eléctrico, eludir inversiones en líneas de repartición y transformadores, minimizar las pérdidas de energía y defender el medio ambiente, es la financiación de energías limpias por medio de novedosas tecnologías. No obstante, la utilización de GD trae una secuencia de inconvenientes que son difíciles de solucionar en el manejo de la red, como por ejemplo: En el caso de isla, la red no puede controlar el voltaje y la frecuencia.

- La coordinación de los dispositivos de protección se ve afectada
- El propietario de la red eléctrica y del sistema GD puede ser considerado responsable de los daños al equipo conectado debido a cambios de voltaje y frecuencia más allá del rango permitido.

- El efecto de isla representa un peligro para los trabajadores o usuarios de la red, ya que las líneas que se dice que están desconectadas de cualquier fuente de alimentación pueden seguir utilizándose.
- Debido al cierre fuera de fase, el efecto de isla dañará el equipo de generación de energía o cualquier otro equipo conectado.
- La isla interferirá con la recuperación manual o automática de los servicios de red normales.

La GD por sus dimensiones y ubicación puede conectarse a la red de distribución (subtransmisión) y su energía será consumida en el lugar; evitando o difiriendo costos de inversión en transporte, como también las pérdidas de energía que se producirían si tal red se ampliara. No existe una definición universalmente aceptada sobre que es Generación Distribuida y en que la diferencie de la generación centralizada, algunos de los atributos que la caracterizan son: [7]

- No es centralmente planificada.
- No siempre es centralmente despachada.
- Usualmente conectada a la red de distribución.
- Menor a 50 MW

Generación Distribuida corresponde a la producción de energía eléctrica por medio de instalaciones suficientemente pequeñas relacionadas con la generación centralizada, de forma que permiten la interconexión en cualquier punto de la red, siendo un subconjunto de recursos distribuidos del sistema de repartición.

En la Figura 3.6 se representa el sistema eléctrico de potencia en el ámbito de la subtransmisión (transmisión regional) y en especial en las redes de distribución.

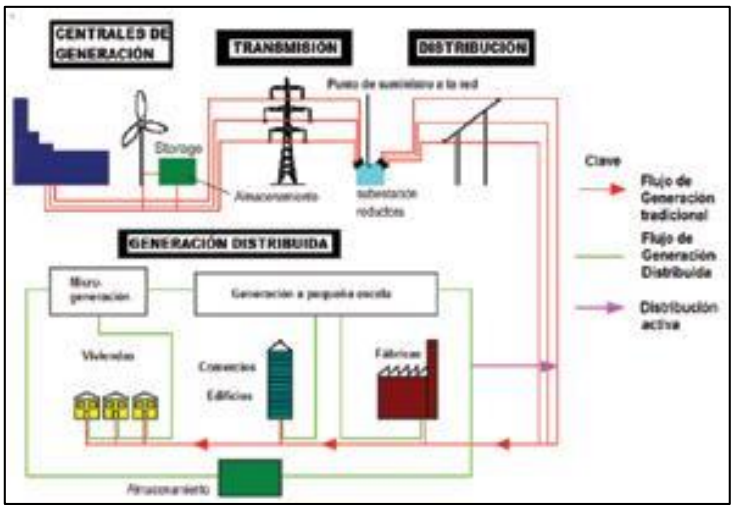

Figura 3. 6. Sistema Eléctrico de Potencia [7].

3.4.1. Tecnologías de Generación Distribuida

El triunfo de la difusión e impulso de la GD radica en la realidad de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, producir energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad. Estas tecnologías tienen la posibilidad de dividir en las de generación y las de almacenamiento. Las tecnologías de generación se parten, paralelamente, en convencionales y no convencionales. Las primeras integran a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas. Las segundas se refieren a las energías renovables, como la minihidraúlica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno [7].

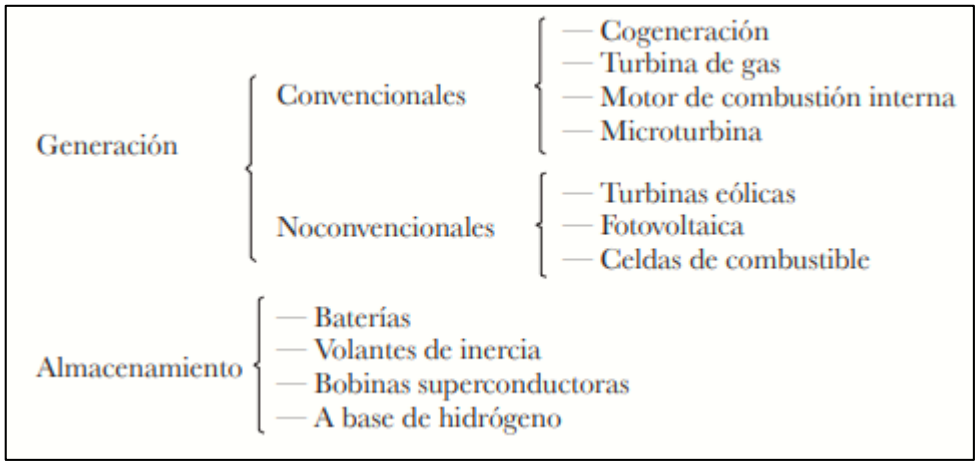

Figura 3. 7. Tecnologías de Generación Distribuida [7].

A continuación se da una breve descripción de las más importantes.

- **Cogeneración**.

Esta tecnología produce en forma secuencial energía eléctrica y térmica, donde esta última es útil a los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%. Sus capacidades son muy amplias, debido al hecho de que utiliza todas las tecnologías que abarca la GD.

- **Turbina de gas.**

El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diésel. Sus capacidades van de 265 kW a 50.000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de combustión tienen una temperatura de 600 °C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión; el tiempo de arranque es corto (10 minutos); y requieren un mínimo de espacio físico. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.

- **Motor de combustión interna**.

Utilizan diésel, gasóleo o gas natural; existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20.000 kW; alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; su temperatura de gases de combustión es de 400 °C; tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de veinticinco años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular.

- **Microturbinas.**

Éstas constituyen una tecnología reciente de GD, ya que exceptuando a algunos fabricantes, el mercado está a varios años de su comercialización total. Las microturbinas tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma.

- **Baterías.**

Son, entre otros, los acumuladores convencionales de plomo –ácido y las de Níquel– Cadmio, que presentan una densidad de energía almacenada del orden de 30 Wh/kg. Existen varios tipos de baterías en desarrollo, como las de

- Sodio-Azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150 Wh/kg; las de Zinc

- Aire con valores de 80 a 100 Wh/kg; y las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de Zinc – Bromo – Cloro y las de Bromuro de Sodio
- Polisulfuro de Sodio.

- **Volantes de inercia.**

Existen volantes de baja velocidad (7.000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50.000 rpm) llegando a valores de hasta 350 Wh/kg.

- **Bobinas superconductoras.**

Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es creado por la acción de bobinas superconductoras. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4 °K, o de alta temperatura, 77 °K.

	Motor Diésel	Motor Gas	Turbina de gas	Microturbinas	Pilas de combustible	Solar	Eólica
Tamaños (MW)	0.020-10+	0.050-50+	1+	0.03-0.2	0.05-1+	0.001+	0.0003-2
Rendimiento (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	N.A	N.A.
Inversión (euros/kWh)	315-450	500-750	800-850	-300	-900	6.000-10.000	1.080-1.260
Costo de producción (euros/kWh)	0.05-0.1	0.07-0.15	0.053-0.057	0.03-0.05	0.09-0.15	0.75-1	0.04-0.09

Figura 3. 8. Características de los Tipos de Tecnologías de GD [7].

3.4.2. Clasificación de la GD

Por variaciones en las definiciones, las distintas acepciones se discuten por medio de una clasificación para completar el amplio concepto de la generación distribuida:

A. El propósito;
B. La localización u ubicación;
C. Calificación por rango de capacidad;
D. Área de entrega de potencia;
E. Tecnologías;
F. Impacto ambiental;

G. Modo de Operación;
H. La penetración de generación distribuida [8].

3.4.3. Efecto Isla

El impacto isla es un fenómeno eléctrico que se genera una vez que una fuente de GD continúa energizando una sección de la red eléctrica, luego de que esa cantidad de red haya sido interrumpida

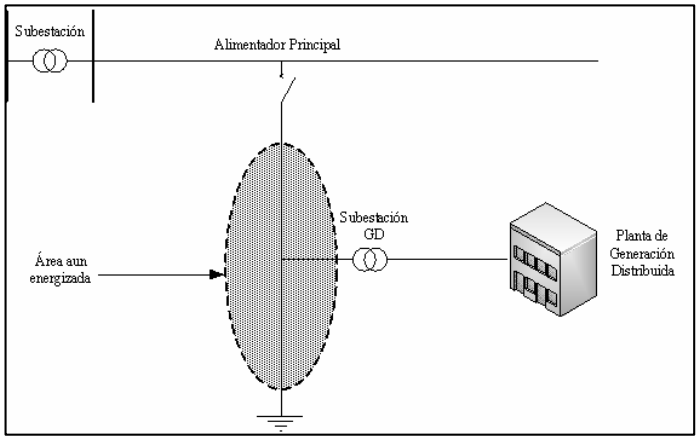

Figura 3. 9. Efecto Isla [9].

o desconectada. De esta modalidad la red eléctrica deja de mantener el control de dicha parte aislada del sistema de repartición que tiene tanto carga como generación; de forma que puede estar en peligro la estabilidad, el restablecimiento del servicio y la confiabilidad del equipo. Principalmente este fenómeno es provocado por el disparo de los interruptores al aislar una fracasa en cualquier otro lado del sistema o por el disparo en falso.

Esto crea una energía sin dependencia en la isla y dependiendo de las habilidades de GD, puede seguir alimentando a la isla, tratando que la frecuencia y el voltaje se mantengan en fronteras de operación establecidos. No obstante, alimentar a la isla con la GD crea un peligro al personal y a los usuarios, debido a que dicha parte del sistema puede ser considerada desenergizada.

3.4.4. Análisis de impactos de DG de Sistemas de Distribución

Sistemas de distribución, ya sean sistemas de tipo radial que se encuentren en áreas rurales o suburbanas, o redes de tipo que se encuentran en áreas urbanas generalmente están diseñados para operar sin ninguna generación en el sistema de distribución o en cargas de clientes. La introducción de fuentes de generación en el sistema de distribución puede afectar significativamente el flujo de energía y las condiciones de voltaje en los clientes y equipos de servicios públicos [9].

Estos impactos pueden manifestarse positiva o negativamente dependiendo de la distribución,

características de funcionamiento del sistema y las características de GD. Los impactos positivos se denominan generalmente "sistema beneficios de apoyo ", e incluyen:

- Soporte de voltaje y calidad de energía mejorada
- Reducción de pérdidas
- Liberación de capacidad de transmisión y distribución
- Aplazamientos de infraestructura TBD nueva o mejorada
- Fiabilidad mejorada del sistema de servicios públicos

La consecución de los beneficios anteriores es en la práctica mucho más difícil de lo que se suele realizar. Las fuentes de GD deben Ser confiable, expedible, del tamaño adecuado y en las ubicaciones adecuadas. También deben cumplir con varios otros Criterios de funcionamiento. Dado que muchas DG no serán propiedad de la empresa de servicios públicos o serán fuentes de energía variables como solar y eólica, no hay garantía de que se cumplan estas condiciones y que todo el sistema soporte los beneficios se realizarán. De hecho, las operaciones del sistema eléctrico pueden verse afectadas negativamente por la introducción de DG si no se mantienen ciertas normas mínimas de control, instalación y colocación. Este papel no abordará cómo lograr aplazamientos de equipo o liberación de capacidad de T&D con DG; eso es un tema completo en sí mismo que se trata mejor en un documento separado. Más bien, este documento se centra en los factores de calidad del voltaje, reducción de pérdidas y confiabilidad asociados con DG. Para que DG tenga un beneficio positivo en estas áreas, al menos debe estar adecuadamente “coordinado” con la filosofía de operación del sistema y el alimentador diseño. Esto significa abordar los problemas relacionados con la regulación de voltaje, parpadeo de voltaje, distorsión armónica, isla, compatibilidad de puesta a tierra, protección contra sobre corriente, límites de capacidad, confiabilidad y otros factores. La mayor sea la capacidad DG agregado en un circuito con relación a la capacidad del alimentador y la demanda, lo que es más crítico esta "coordinación" con estos factores [9].

3.4.5. Parpadeo de voltaje

DG puede causar un parpadeo de voltaje notable. El parpadeo puede ser un problema simple: o un problema complejo en cuanto se refiere a su análisis y mitigación. Desde la perspectiva simple puede ser el resultado de iniciar una máquina (por ejemplo, generador de inducción) o cambios escalonados en la salida de DG que dan como resultado un voltaje significativo cambiar en el alimentador. Si un generador arranca, o su salida fluctúa con suficiente frecuencia, parpadeo de la

iluminación las cargas pueden ser notorias para los clientes. Un enfoque es determinar la magnitud y el número de cambios de voltaje que se produce por unidad de tiempo y ver si están por encima de los niveles de umbral de visibilidad o irritación de la Curva de parpadeo de GE. Si está por encima del thre: shold, o si ocurren quejas de los clientes, la mitigación debe ser considerado. Los enfoques de mitigación incluyen arranques de voltaje reducido en 1 generadores de inducción, así como coincidencia de velocidad. Los generadores síncronos pueden requerir una sincronización y una adaptación de voltaje más estrictas. Los inversores pueden controlarse para limitar las corrientes de irrupción y los cambios en los niveles de salida. Un menos técnico el enfoque para reducir el parpadeo implica imponer restricciones sobre cuándo y con qué frecuencia los operadores de GD pueden iniciar y cambiar la salida de los sistemas de GD. En el caso de los sistemas de energía eólica y solar, las salidas fluctuarán significativamente a medida que cambian la intensidad del sol y el viento. Afortunadamente, estas fluctuaciones tienden a ser más suaves que cambios escalonados asociados con la curva de parpadeo de GE. Por esta razón, la curva de parpadeo de GE es conservadora para evaluar algunos tipos de fluctuaciones de voltaje inducidas por el viento y la energía solar [9].

3.4.6. Protección del sistema de distribución con GD

Para introducir conflictos de protección de red con DG, es necesario proporcionar información básica sobre la estructura de redes de distribución típicas, junto con sus criterios de protección. Incluso cuando se hace referencia a los sistemas de distribución italianos en orden para proponer ejemplos prácticos, los temas discutidos son de carácter general. Comúnmente, las redes de distribución son radiales u operadas de acuerdo a esquemas radiales: la estructura radial se mantiene durante condiciones normales de funcionamiento manteniendo abiertos los interruptores de lazos de emergencia, que pueden proporcionar rutas alternativas a los flujos de energía en caso de cortes o interrupciones programadas. Las redes de distribución de MT son alimentadas por subestaciones primarias, PS (HV / MV), normalmente equipado con dos transformadores, cada uno surcando una sección de las barras MV. Las dos secciones se pueden colocar en paralelo cerrando un interruptor de enlace. Los circuitos radiales están formados por alimentadores principales y laterales. Este principalmente en áreas de densidad media / alta de clientes, los alimentadores principales puede ser retroalimentado por un PS vecino cerrando normalmente abierto interruptores. Un alimentador principal es suministrado por una EP y puede conectarse centros

satélites (SC) y subestaciones secundarias MT / BT (SS). El propósito del SC es aumentar la confiabilidad de la red gracias a la instalación de protecciones de línea en el extremo de envío de cada alimentador suministrado por el propio SC. Además, normalmente es posible garantizar una emergencia abastecimiento a los SC mediante vías alternativas de energía.

3.4.7. Protección de la distribución y GD: problemas operativos

La presencia de DG puede causar varios problemas relacionados con la incorporación y funcionamiento correcto de las protecciones del sistema. Conflictos entre DG y los esquemas de protección generalmente se deben a:

- Aumento imprevisto de las corrientes de cortocircuito;
- Falta de coordinación en el sistema de protección;
- Ineficacia del reenganche de línea después de una falla usando el ARD y líneas de retroalimentación difíciles;
- Isla no deseada y desconexión intempestiva de la interfaz de las protecciones de los generadores.

Además, asumiendo la posibilidad de gestionar porciones de redes de distribución en configuración isleña, sería necesario considerar las diferencias potenciales y dificultades en el establecimiento de esquemas de protección adecuados que puedan operar correctamente cuando la microrred está conectada y desconectada de la red principal para hacer frente a fallas internas. [10]

3.4.8. Ventajas de la generación distribuida

La generación distribuida responde a los problemas de la generación tradicional. Por lo tanto las ventajas se catalogan en los mismos cinco tipos:

(1) en la producción y en la construcción, (2) en el funcionamiento, (3) en el servicio, (4) en el ambiente y (5) en lo social.

- La tecnología de la GD es modular y puede ser producida en masa por la industria.

Esto quiere decir que sus precios bajarán con la producción masiva, además, una estandarización de los elementos, de la interconexión y de los funciones de instalación facilitará su producción e utilización. La producción en masa va a hacer las unidades de la GD accesibles para comprarlas e instalarlas en una época bastante corto. Aparte de los gigantes parques eólicos los proyectos de energía renovable son de pequeña escala, en los cuales el cliente podría ser a partir de una compañía

generadora hasta una vivienda residencial. De esta forma, la GD es un modelo donde la energía renovable tiene cada una de las oportunidades de surgir. La utilización de la GD puede dar a conocer más la energía renovable y comunicar sus beneficios extensamente.

- Una generación dispersa y basada en las fuentes energéticas locales.

Diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, formando una micro red, pueden ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de un fallo de todos es muy baja. Cuando uno falla es muy fácil para los otros compartir la carga. Generalmente, la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados.

A esto se puede añadir la conveniencia de la GD para proyectos de cogeneración. Una gran parte de la energía primaria se consume para producir calor ya sea en las residencias o en la industria. Debido a que la generación distribuida está en el sitio del consumo, facilita la explotación del calor que en otros casos se rechazaría. Casi toda la tecnología de la GD permite los proyectos de cogeneración. Hay tecnologías de turbinas de gas y células de combustible que son adecuadas para proyectos de ciclo combinado. Así, en los proyectos de la GD hay un aumento de la eficiencia.

- La decisión de uso de la GD por una empresa eléctrica.

Le ayuda a encarar los inconvenientes del crecimiento de la demanda en zonas urbanas o rurales, donde el reparto es restringido. De esta forma, la utilización de la GD por la organización posibilita, evitando precios extensos y obras largas, proporcionar la demanda. Si se utiliza la GD como reserva, puede aliviar la carga de la red en horas pico. La utilización, al final, de la GD por organizaciones eléctricas o clientes reduce extremadamente las pérdidas de energía en el transporte y el reparto.

- El uso de las energías renovables, donde sea posible.

El aumento de la eficiencia, la disminución de las pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales.

En general, se puede decir que los proyectos de GD se enfocan a un mayor desarrollo sostenible. Comparado con la producción de energía eléctrica en estaciones centrales, la generación por electricidad distribuida produce menos contaminación y es más confiable y eficiente energéticamente. Por ejemplo, la generación distribuida elimina las pérdidas de electricidad en cerca de un 8%, que ocurren cuando la electricidad se desplaza desde la estación central a través

de las líneas de transmisión hasta el lugar de consumo. Adicionalmente, la generación distribuida alimentada a gas permite obtener electricidad de alta calidad necesaria en aplicaciones de alta tecnología y da al consumidor un mayor control sobre el consumo de su energía [11].

3.5. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las Protecciones de los sistemas de distribución son parte integral de estos, tienen como tarea evitar el daño de un conjunto de equipos o dispositivos interconectados que cumplen una función determinada por causa de una falla, esta podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible el sistema [12].

3.5.1. Tipos de Protecciones

Desde el punto de vista de clasificación de la protección en los sistemas eléctricos se puede decir que básicamente existen dos tipos: Protección primaria y Protección de respaldo [13].

3.5.1.1. Protección Primaria

Esta protección corresponde a relés cuya función principal es proteger los componentes más relevantes del sistema de potencia, desconectando cuando se presenta un disturbio o falla en la menor cantidad posible de elementos del sistema, es decir la menor cantidad posible de usuarios queden sin el suministro.

3.5.1.2. Protección de Respaldo

La protección de respaldo se emplea como protección cuando la primaria falla y origina la desconexión del sistema, actúa solamente en presencia de cortocircuitos. La protección primaria puede fallar en cualquiera de los siguientes elementos: [13]

- Suministro de corriente o voltaje a los relés.
- Voltaje de alimentación de corriente continúa del equipo de protección.
- Relés de protección.
- Mecanismo del interruptor.
- Falla en el interruptor.

La protección de respaldo se emplea únicamente contra cortocircuito debido a que este disturbio representa el tipo de falla predominante en los sistemas eléctricos. Es utilizada cuando se realiza

mantenimiento en las protecciones primarias y las de respaldo deben actuar en presencia de falla [13].

3.5.2. Dispositivos de Protección

Los dispositivos de protección en conjunto conforman un sistema el cual se encarga de proteger equipos y el personal encargado, para esto se utiliza el elemento primario con el relé que emiten la señal de disparo al elemento accionado los cuales se alimenten a un sistema de corriente continua. De esta manera un sistema de protección en base de los relés consta de los elementos que se indican a continuación:

3.5.2.1. Elemento Primario

Es el elemento que detecta las señales que produce la falla y las convierte en valores adecuados para alimentar al relé de protección, es decir un valor bajo de tensión y de potencia.

Los elementos primarios están establecidos por transformadores de corriente, los cuales además son el medio de aislamiento eléctrico entre las partes de alta tensión y de baja tensión del sistema.

3.5.2.2. Relé de Protección

Constituye el elemento principal de los dispositivos de protección contra fallas, cualquier tipo de relé funcionalmente está constituido por:

• Órgano de Conversión: Convierte o utiliza directamente las señales de entrada que emite el elemento primario.

• Órgano de Medida: Mide las señales que provienen de los otros órganos y determina el valor de la medida para que funcione el dispositivo de protección.

• Órgano de Salida: Su función es amplificar la señal del órgano de medida; y puede ser un amplificador para el caso de relés electrónicos o bien para contactores en relés electromecánicos.

3.5.2.3. Relés de tiempo inverso

En los relés de sobre corriente temporizados de tipo “tiempo inverso” el tiempo para operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada. Existen varios tipos de curvas de tiempo inverso las cuales, por lo general, se modelan mediante ecuaciones exponenciales, su tiempo de operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada.

Estos relés tienen los dos siguientes parámetros de ajuste:

- **Corriente de Arranque**

Es el valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relé. En relés modernos, los valores de ajuste se expresan como múltiplos y submúltiplos de la corriente nominal (1 ó 5A dependiendo del CT). Por ejemplo 0.4 a 4.0 veces Inom en pasos de 0.01. En relés antiguos se utilizaba el concepto de

"TAPS" o valores discretos de corriente (5, 6, 8, 10A).

Es común presentar el eje horizontal de las curvas de operación de los relés de tiempo inverso como múltiplos de la corriente de arranque (M ó xI).

- **Dial**

Permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva y una corriente dada.

En relés modernos los pasos de dial son muy cercanos entre sí. Por ejemplo, 0.1 a 1 en pasos de 0.05 que equivale a 18 curvas. Esto permite considerar el ajuste de dial como una función continua.

En relés antiguos, los dial son números con los cuales se "bautiza" a cada curva de operación. Por ejemplo, ½, 1, 2 hasta 11, en pasos de 1. Estos números son nombres y no corresponden a factores de ecuación alguna.

Una vez se seleccionan el tipo de curva de operación del relé y la corriente nominal se procede a determinar los mejores valores de I arranque y dial aplicando los criterios y procedimientos de coordinación de protecciones [13].

3.5.2.4. Elemento Accionado

Lo constituye el elemento al cual le llega la señal del relé y es por lo general la bobina de disparo de interruptores, es el encargado de abrir el circuito cuando se presenta la falla y aislarla de todo el sistema.

3.5.2.5. Fuente Auxiliar de Tensión

Todos los sistemas de protección basados en relés deben tener una fuente auxiliar de tensión en corriente continua, que está constituida por un banco de baterías de bajo voltaje que puede suministrar 6 V, 9V o 12V en DC.

3.5.3. Protección de Redes de Distribución

En un sistema de protección para la distribución de energía eléctrica pueden intervenir varios elementos para su correcta selección y aplicación. Es muy importante conocer acerca de los principios de protección mediante relés, con el objeto de establecer la secuencia de actuación, los elementos que intervienen y la función destinada de los mismos.

Los elementos que intervienen en un sistema de protección van desde los transformadores de medida hasta el elemento encargado de liberar la falla, por ejemplo en sistemas de alta tensión son los transformadores de medida, los relés y los interruptores.

Los elementos para la detección e interrupción en sistemas de protección son los siguientes:

3.5.3.1. Transformador de Potencial TP

Se los utiliza para medición y protección en sistemas de distribución de energía eléctrica, el nombre se debe a la característica principal para variar la tensión, permite reducir el voltaje de un valor muy alto a un valor que pueda ser utilizado por instrumentos de medición o protección [14].

El primario del transformador se conecta en el sistema de potencia y se aísla del voltaje del sistema. Para fines de protección del sistema, por lo general los TP son considerados como suficientemente precisos y se los puede modelar como transformador ideal.

El secundario del TP debe estar conectado a un dispositivo sensor de voltaje con impedancia infinita, de modo que todo el voltaje secundario del TP se aplica al dispositivo sensor. En la práctica, el voltaje secundario se divide a través del dispositivo sensor de alta impedancia y las impedancias de dispersión serie del TP. Las impedancias de dispersión del TP se mantienen bajas a fin de reducir las caídas de voltaje y las diferencias de ángulo de fase del primario al secundario.

3.5.3.1.1. Parámetros y definiciones de los transformadores de tensión

- Tensión primaria nominal: Es el valor de la tensión que figura en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento [14].
- Tensión secundaria nominal: Valor de la tensión secundaria que figura en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento. La tensión secundaria nominal para los transformadores monofásicos utilizados en redes monofásicas o montadas entre fases de redes trifásicas, es de 110 V. Para los transformadores monofásicos destinados a ser montados entre fase y tierra en las redes trifásicas, en los cuales la tensión primaria nominal es la tensión nominal de la red dividida por $\sqrt{3}$, la tensión secundaria nominal es $110 / \sqrt{3}$ V con el fin de conservar el valor de relación de transformación nominal.
- Clase de precisión: Designación aplicada a un transformador de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas. Con ella se designa el error máximo admisible que el TT puede introducir en la medición de potencia operando con su Un primaria y la frecuencia nominal.

- Potencia de precisión: Valor de la potencia aparente en VA, con un factor de potencia especificado, que el transformador suministra al circuito secundario a la tensión secundaria nominal cuando está conectado a su carga de precisión
- Frecuencia nominal: Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 50 o 60 Hz.
- Relación de transformación real: Es el cociente entre la tensión primaria real y la tensión secundaria real.
- Relación de transformación nominal: Es el cociente entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal.
- Placa de características. Los transformadores de tensión deben llevar una placa de características, indeleble, en la que deben figurar, las siguientes indicaciones según norma IEC 60186 [14].

- Nombre del constructor o cualquier otra marca que permita su fácil indicación.
- Número de serie y designación del tipo.
- Tensiones nominales primaria y secundaria en voltios.
- Frecuencia nominal en Hz.
- Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente.
- Tensión más elevada de la red.
- Nivel de aislamiento nominal.

3.5.3.2. Transformador de Corriente TC

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión [14].

El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

El TC reduce la corriente primaria a niveles estandarizados mucho menores, adecuados para la operación de los relés. El devanado primario de un transformador de corriente normalmente consiste en una sola espira, obtenida al pasar el conductor primario del sistema de potencia por el núcleo del

TC.

El valor nominal de la corriente normal del secundario del TC se estandariza en 5 A en Estados Unidos, en tanto que el estándar en Europa y otras regiones es de 1 A. Corrientes de 10 a 20 veces (o incluso mayor) la intensidad normal ocurren a menudo en los devanados de los TC durante pocos ciclos en presencia de cortocircuitos [14].

De manera ideal, el secundario de un TC debe estar conectado a un dispositivo sensor de corriente con impedancia cero, de modo que toda la corriente secundaria del TC fluya por el dispositivo sensor.

En la práctica, la corriente secundaria se divide, con el flujo mayor por el dispositivo sensor de baja impedancia y el resto por la impedancia de excitación en derivación del TC. La impedancia de excitación del TC se mantiene alta a fin de reducir la corriente de excitación.

3.5.3.2.1. Parámetros de los transformadores de corriente

- **Corrientes.** Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales (IRAM) o internacionales en uso (IEC, ANSI) [14].
- **Corriente primaria.** Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para estaciones de potencia, los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1.200, 1.500, 2.000 y 4.000 amperes.
- **Corriente secundaria.** Valores normalizados de 5 A ó 1 A, dependiendo su elección de las características del proyecto.
- **Carga secundaria o prestación.** Es el valor de la impedancia en Ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relés, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.
- **Límite térmico.** Un transformador debe poder soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A / mm 2, en forma continua. [14]
- **Límite de cortocircuito.** Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten

una densidad de corriente de 143 A / mm2 durante un segundo de duración del cortocircuito.

- **Tensión secundaria nominal**. Es la tensión que se levanta en los terminales secundarios del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.
- **Relación de transformación real.** Es el cociente entre la corriente primaria real y la corriente secundaria real.
- **Relación de transformación nominal**. Es el cociente entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.
- **Potencia nominal o de precisión.** Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes (VA) y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato.
- **Frecuencia nominal.** Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 50 Hz.
- **Clase de precisión para medición.** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal [14].

3.5.4. Interruptores

Cumplen la función de desconectar los circuitos en condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, en condiciones normales o anormales. Su operación puede consistir en lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Falla de línea corta.
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Los valores nominales de un interruptor se basan en las condiciones de operación mencionadas con

anterioridad, además de considerar la capacidad de conducción de las corrientes de plena carga del sistema y soportar los esfuerzos electrodinámicos ocasionados por las corrientes de cortocircuito. Las normas recomiendan especificar las siguientes características nominales de un interruptor:

1) Tensión nominal.
2) Corriente nominal.
3) Frecuencia nominal.
4) Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica.
5) Capacidad de cierre en cortocircuito.
6) Máxima duración de la corriente de cortocircuito.
7) Ciclo de operación nominal

3.5.5. Fusibles

El fusible es utilizado para la protección contra cortocircuitos y sobrecargas en sistemas de baja tensión, posee simplicidad en su operación y el bajo costo que representa proporciona una alternativa rentable para despejar fallas, debido a estas características hacen que se los pueda utilizar en sistemas de media tensión.

Operan con la interrupción automática del circuito que protege cuando se presentan condiciones inadecuadas de funcionamiento del servicio, siendo esta normalmente la sobre corriente, la interrupción se obtiene de la fusión del elemento que en si representa la parte fundamental del fusible y que determina sus principales características.

Los fusibles son elementos de protección de sobrecorriente los cuales se caracterizan por tener un elemento que es calentado directamente por el paso de una corriente y se destruye cuando ella supera un valor determinado. De manera similar a los relés de sobrecorriente, los fusibles tienen características inversas de tiempo. Se utilizan para proteger ramales o derivaciones, transformadores, cables subterráneos, capacitores, etc.

Estos elementos solo pueden operar una vez a diferencia de los relés que pueden actuar muchas veces. Por otro lado, los fusibles y las cajas primarias (lugar donde estos se instalan), son una alternativa económica en comparación con los sistemas de protección conformados por transformadores de corriente, relé e interruptor.

Los cortacircuitos constan de un soporte aislante y un tubo móvil llamado "cañuela", "tubo

portafusible", "vela" o "chopo" equipado con un fusible, el cual al fundirse permite que el tubo "cañuela" donde reside este, se abra y caiga para proveer una señalización visual de que el fusible ha operado [15].

Un fusible seleccionado adecuadamente debe abrir el circuito mediante la destrucción del elemento fusible y eliminar el arco establecido durante la destrucción del elemento. Normalmente los fusibles de todas las marcas son mecánicamente intercambiables; sin embargo, sus características eléctricas no son las mismas.

La zona de operación limitada por dos curvas: límite inferior (representa el tiempo mínimo requerido para la fundición del elemento fusible –mínimum melting time) y límite superior (representa el tiempo total máximo que toma el fusible en interrumpir la corriente - total clearing time).La diferencia entre estos límites es el tiempo para extinción del arco dentro del fusible, ver en la Figura 3.10.

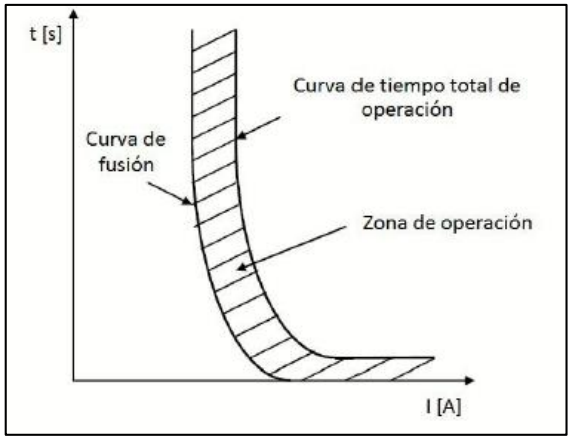

Figura 3. 10. Características de la corriente vs tiempo de operación en fusibles [15].

Las características a considerar y que especifican en un fusible son: Tensión nominal, Corriente nominal, Capacidad de interrupción.

- Tensión Nominal: Representa el valor de la tensión para la cual se establece la operación del fusible, y es la tensión máxima de diseño del fusible que concierne a la tensión máxima de operación del sistema.
- Corriente Nominal: Es el valor de corriente que el fusible funciona sin calentamiento excesivo y a la que debe operar por tiempo indefinido. Este valor asocia al máximo 1.2IN y al mínimo de no fusión 1.6 IN donde IN es la corriente nominal.
- Capacidad de Interrupción: Representa el valor máximo de la corriente que está en posibilidad de interrumpir cuando el fusible está operando con su tensión nominal y en condiciones que

han sido establecidas de tensión de restablecimiento y con factor de potencia.

3.5.6. Reconectadores

Con el fin de evitar los problemas de cambio de fusibles es una práctica común utilizar interruptores de recierre (reclosers). Los interruptores de recierre pueden instalarse en postes a la intemperie con un costo menor que el conjunto TC, relé e interruptor; además proporcionan varias aperturas del segmento de línea que protegen antes de que los fusibles se fundan. Esto permite despejar las fallas temporales en circuitos primarios.

El recloser es un dispositivo que tiene la habilidad de detectar condiciones de sobrecorriente, interrumpir el circuito si esta se mantiene por un tiempo determinado y cerrar automáticamente para reenergizar la línea. Si la falla que originó la operación es permanente, el recloser terminará abierto después de un número preestablecido de operaciones (usualmente tres o cuatro), aislando así la sección bajo falla del resto del sistema.

Dado que la mayoría de las fallas son de naturaleza temporal y duran como máximo pocos ciclos de tiempo, este dispositivo elimina la posibilidad de dejar por fuera un circuito de distribución debido a fallas de tipo temporal.

Los reclosers se construyen monofásicos y trifásicos, con mecanismo de operación hidráulico o electrónico y en vacío, aceite o SF6. Se utilizan en los siguientes puntos:

- En subestaciones como dispositivo de protección primaria de un circuito.
- En los circuitos a cierta distancia de la subestación, para seccionar líneas largas y así prevenir la salida del circuito completo por causa de una falla al final del mismo.
- En derivaciones de circuitos principales, para prevenir la salida del circuito principal por causa de fallas en las derivaciones [16].

3.5.7. Seccionalizadores

Es un dispositivo que automáticamente desconecta secciones en falla de un circuito de distribución; normalmente son utilizados en sitios aguas abajo de un recloser. Los seccionalizadores no tienen capacidad para interrumpir corrientes de falla.

Estos dispositivos cuentan las operaciones del recloser durante condiciones de falla. Después de un número preseleccionado de apertura del recloser asociado y cuando este último está abierto, el seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea. Esta operación permite al recloser cerrar y restablecer el servicio en las zonas libres de falla. Si la falla es temporal, el mecanismo de operación del seccionalizador se repone.

Los seccionalizadores se construyen monofásicos o trifásicos y con mecanismos de operación hidráulicos o electrónicos [15].

3.5.8. Relés

La función principal de los relés utilizados para protección es determinar en menor tiempo posible la presencia de fallas como el cortocircuito en un sistema de distribución de energía eléctrica, debido a esto la mayoría de los relés operan en más o menos un ciclo de la frecuencia que posee el sistema, esto se da con la finalidad de enviar la señal de disparo al interruptor que le corresponda actuar y despejar la falla [12].

- Características de los Relés

Los relés constituyen el principal elemento de un sistema de protección, es por esto que deben cumplir con ciertos requerimientos para su funcionamiento entre las que se pueden mencionar:

- El relé debe ser insensible a las sobretensiones y a las sobrecargas momentáneas.
- El relé no debe alterar su funcionamiento en caso de variaciones de tensión y corriente.
- El consumo de potencia del relé debe ser lo más bajo posible.
- Su operación no debe ser alterada por cambios en la configuración de la red considerados como normales siendo estos: conexión y desconexión de cargas, entrada y salida de líneas.
- El relé debe funcionar cualquiera que sea la naturaleza y situación de la falla para la cual ha sido seleccionado y determinado.

Las magnitudes a las que los relés de protección son sensibles para detectar la presencia de fallas se mencionan a continuación:

- Aumento en la intensidad de la corriente.
- Caída de Tensión.
- Disminución de la impedancia aparente.
- Inversión en el sentido de la potencia.
- Comparación en la magnitud de la corriente de entrada y salida o comparación de la fase

3.5.8.1. Clasificación

- **De acuerdo al sentido de detección de la corriente**

Teniendo en cuenta el sentido de detección de la corriente, los relés de sobrecorriente se pueden clasificar en dos tipos: no direccionales y direccionales.

- No direccional: opera para sobrecorrientes que circulan en ambos lados de su ubicación. Ejecuta su función sin importar el sentido en que circula la corriente. En la norma ANSI se designan por los números 50 y 51. Normalmente son utilizados en sistemas radiales.
- Direccional: solo opera para sobrecorrientes que circulan en su sentido de ajuste. Ejecuta su función verificando que el sentido en que circula la corriente en su zona de protección corresponda al asignado. La direccionalidad se logra mediante una señal adicional de referencia, la cual usualmente es el voltaje. En la norma ANSI se designan por el número 67 [17].

- De acuerdo al tiempo de operación

Teniendo en cuenta el tiempo de operación, los relés de sobrecorriente se pueden clasificar en dos tipos: instantáneos y temporizados.

- Instantáneos: se denomina relé instantáneo a aquel equipo que opera en un tiempo menor o igual a 50 ms. Presentan un disparo inmediato cuando la corriente observada alcanza el valor de ajuste. En la norma ANSI se designan por el número 50.
- Temporizado: se denomina relé temporizado a aquel equipo que opera un tiempo después de la detección de la falla, cuando la corriente observada alcanza el valor de ajuste. Según su característica de operación tiempo-corriente se clasifican en tiempo inverso y tiempo definido. En la norma ANSI se designan por el número 51 [17] .

- De acuerdo a la característica de operación

Teniendo en cuenta las características de operación, los relés de sobrecorriente se pueden clasificar en tres tipos: de corriente definida, de corriente y tiempo definido y de tiempo inverso.

- Relés de corriente definida: en este tipo de relé se presenta una operación instantánea cuando la corriente alcanza un valor prefijado (Ia). El ajuste de este relé se hace de tal forma que el extremo más alejado de la fuente opere con el valor más bajo de corriente y progresivamente los ajustes van aumentando a medida que se acerca a la fuente. Según esto, el dispositivo con menor ajuste opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano a la falla. Este tipo de protección tiene la desventaja de ser poco selectiva para altos valores de cortocircuito. Esto se debe a la dificultad para distinguir la corriente de falla entre un punto y otro, cuando la impedancia entre ellos es pequeña en comparación a la impedancia de la fuente.

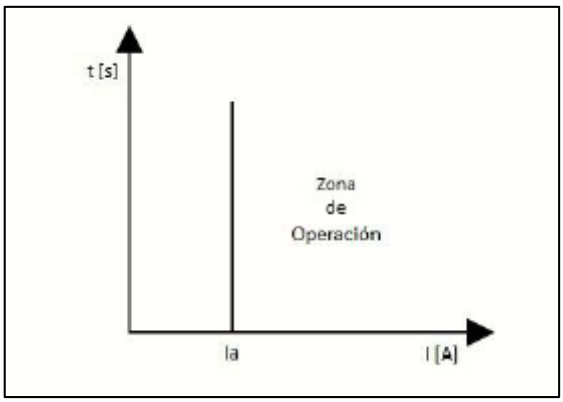

Figura 3. 11. Relé de corriente definida [17].

– Relés de corriente definida y tiempo definido: este tipo de relés permite ajustar la operación para diferentes niveles de corriente con diferentes tiempos de operación. Por lo tanto los ajustes se hacen en forma tal, que el interruptor que alimenta la carga se dispare en el tiempo más corto y después sucesivamente los demás interruptores hacia la fuente, en tiempos cada vez mayores. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente se denomina tiempo de margen o de respaldo.

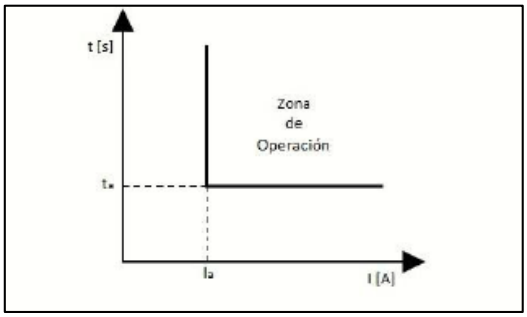

Figura 3. 12. Relé de corriente definida y tiempo definido [17].

– Relés de tiempo inverso: la propiedad fundamental de estos relés es que operan en un tiempo inversamente proporcional a la corriente de falla de acuerdo a un grupo disponible de curvas características. Por lo tanto la ventaja de estos relés sobre los anteriores es que ante altas corrientes pueden obtenerse tiempos de disparo muy cortos sin tener que sacrificar la selectividad. Los relés de tiempo inverso se clasifican de acuerdo a la curva característica que determina la rapidez de operación en: inverso, muy inverso, extremadamente inverso tiempo definido.

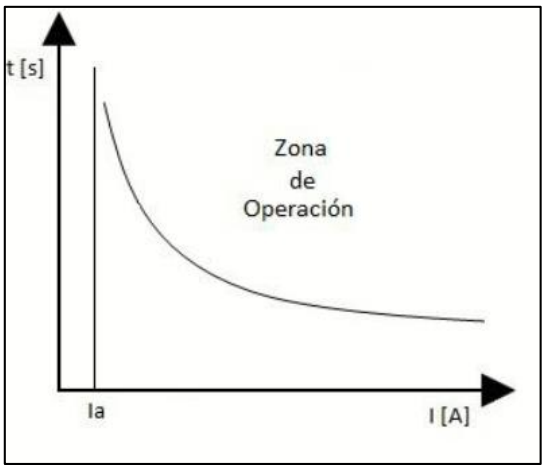

Figura 3. 13. Relé de tiempo Inverso [18].

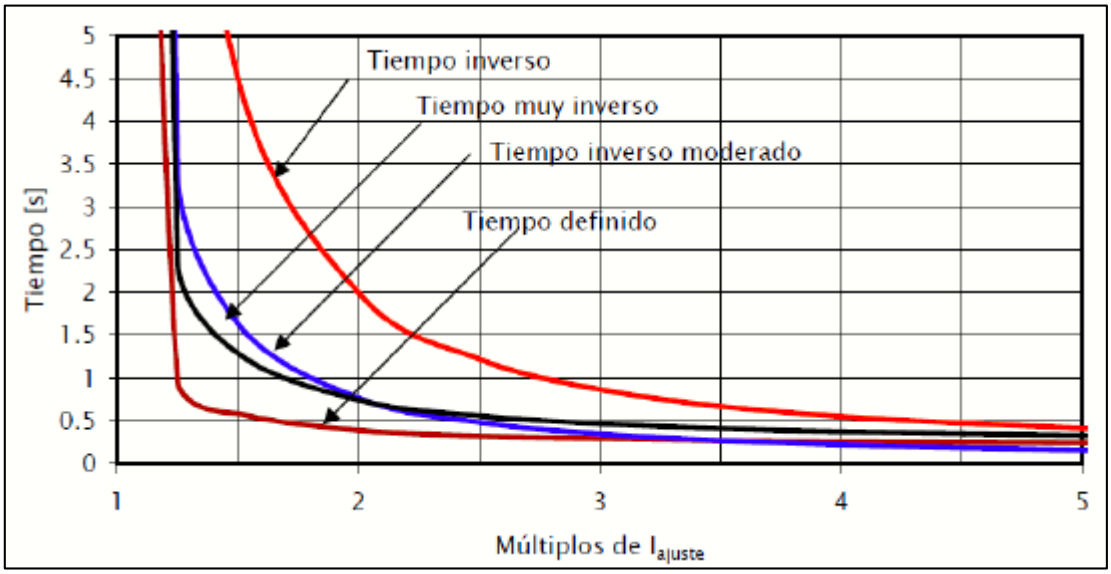

Figura 3. 14. Tipos de Curvas de los relés de tiempo inverso [18].

3.5.8.2.Coordinación de relés de sobrecorriente

Los relés de protección son dispositivos empleados para detectar condiciones intolerables o no deseadas dentro de un área asignada y operan en conjunto con los interruptores.

Definiciones

- Corriente nominal (In): es el valor de corriente que circula por el punto de ubicación de un relé, bajo condiciones de operación normal. Para un sistema trifásico se obtiene como:

$$In = \frac{S}{\sqrt{3}V_{Ln}} \tag{3.1}$$

- Corriente de arranque: determina el valor de corriente a partir del cual el relé de sobrecorriente empieza a operar. También se conoce como corriente de ajuste, pickup o TAP. Está en función de K veces la corriente nominal. K es conocido como un factor de seguridad y se encuentra entre 1,1 y 1,5. En la ecuación (2.2) se encuentra en valores primarios, sin embargo al dividirse por la RTC se podrá obtener en valores secundarios:

$$I_p = KI_n \quad o \quad I_s = \frac{(KI_n)}{RTC} \tag{3.2}$$

Algunos relés tienen como ajuste un valor de x veces la corriente nominal secundaria, por lo que la ecuación (2.2) se divide entre 5 A (ó 1 A), para luego ajustarse a los parámetros del relé. Por lo tanto:

$$xI_{nom-sec} = \frac{(K\ I_n)}{RTC * 5} \tag{3.3}$$

- DIAL o TDS (Time Dial Setting): permite obtener diferentes tiempos de operación para una familia del mismo tipo de curvas para una corriente dada. En los relés modernos los pasos del dial son muy cercanos entre sí, por ejemplo, de 0,1 a 1, en pasos de 0,05 (equivale a 18 curvas), lo cual permite considerar el ajuste del dial como una función continua [12].
- Relación de transformación del transformador de corriente (RTC): permite aislar el relé de valores altos de corriente que circulan por el sistema de potencia, y además entrega valores normalizados (1 A ó 5 A). Se obtiene en función de la corriente que circula por el sistema de potencia en el punto de ubicación del relé. La relación entre la corriente primaria (devanado primario o sistema de potencia) y la corriente secundaria (devanado secundario o sistema de protecciones) está dada por:

$$I_{sec=}\frac{I_{prim}}{RTCR_n} \tag{3.4}$$

- Tiempo de operación del relé: se puede obtener empleando las ecuaciones (1.1) ó (1.2). En este trabajo se usará la ecuación (1.1) (Norma IEC). Por lo tanto:

$$t = \frac{a * Dial}{(M)^n - 1} = \frac{a * Dial}{(\frac{I_{cc}}{I_a})^n - 1} = G * Dial \tag{3.5}$$

Siendo:

$$G = \frac{a}{(M)^n - 1} = \frac{a}{(\frac{I_{cc}}{I_a})^n - 1} \tag{3.6}$$

- Tiempo de respaldo: es el tiempo que se debe garantizar para que un relé primario opere primero que uno de respaldo. Se denota como $\mathbf{\Delta t}$.
- Valores propios y de respaldo: todo relé posee valores propios y de respaldo. Los primeros hacen referencia al punto de su ubicación y los segundos a la ubicación del relé aguas abajo que está protegiendo. Usualmente se denotan con dos subíndices, donde el primer subíndice hace referencia al relé y el segundo al barraje. De acuerdo a esto, los subíndices i-i hacen referencia a los valores propios y los subíndices i-j a valores de respaldo [18].

3.6.EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Los equipos de protección como los relés cumplen la función de detectar incrementos de corriente a valores preestablecidos es decir una falla en un sistema eléctrico de potencia para después enviar una señal y así poder desconectar uno o varios equipos de protección. Para la operación el relé considera los siguientes aspectos: la corriente Pick up es la mínima corriente de operación la cual le permite al relé pasar de un estado a otro y el tiempo de operación es el tiempo que tarda el relé en responder u operar [20].

Para la calibración de equipos de sobrecorriente se lo puede realizar mediante una familia de curvas. A continuación, se visualiza en el eje horizontal el ajuste del TC y verticalmente el ajuste del tiempo.

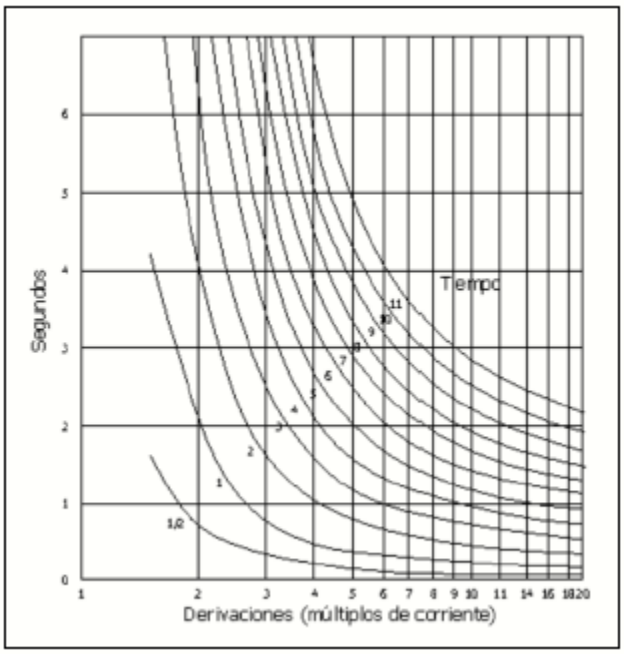

Figura 3. 15. Familia de Curvas del relevador de sobrecorrientes [19].

3.6.1. Protección 50

La protección de sobrecorriente 50 es un tipo de relevador que opera de manera instantánea, ya que no utiliza ningún tiempo de retraso en su operación, no es direccional por lo que su uso es en sistemas radiales, es decir, con una sola fuente de generación y en una sola dirección.

Trabaja en un rango promedio de 2 a 3 ciclos cuando existe una corriente mayor a la configurada en los ajustes [20].

3.6.2. Protección 51

La protección de sobrecorriente 51 es un tipo de relevador que opera con una sobrecorriente de tiempo inverso o retardo. Trabaja con características de tiempo-corriente; se puede modificar su corriente mínima de operación o corriente pick up. A mayor corriente el tiempo de operación es menor por ello su nombre de relevador de tiempo inverso.

Las características de operación en las protecciones con retardo son: de tiempo definido, de tiempo inverso, de tiempo muy inverso y de tiempo extremadamente inverso [20].

3.7.COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Para hacer un análisis de coordinación de protecciones se necesita disponer de información descriptiva de los recursos o dispositivos de defensa que van a emplearse en la red o sistema a

defender, esto tiene relación con información técnica y curvas de operación de las protecciones primordialmente. Es primordial resaltar esto ya que frecuentemente no se cuenta con datos técnicos y el análisis de protecciones no va más allá de sugerencias de coordinación. Además de la información técnica de los recursos de defensa, un óptimo análisis de coordinación de protecciones necesita datos reales del sistema a defender, es decir: tipo de carga, calibres de conductores, capacidad y número de transformadores instalados en el sistema, valores de las tres impedancias de sucesión de la red, todo lo mencionado para hacer un óptimo análisis de corto circuito y como consecuencia un óptimo análisis de coordinación de protecciones.

3.7.1. Coordinación de protecciones en redes de distribución.

La coordinación de protecciones en cualquier sistema eléctrico se hace en serie empezando desde el lado de la carga hasta la fuente, es decir las protecciones que van conectadas en serie a partir de una ruta de coordinación son las que se coordinan, sin embargo, en sistemas de distribución, hacer una coordinación de protecciones de esta forma resultaría un tanto complicado por el tipo de carga y el número de rutas de coordinación que pudieran existir. A partir de estudios de coordinación realizados se han establecido ciertos márgenes de tiempo de coordinación entre las distintas protecciones para asegurar una operación selectiva, confiable, rápida y sensible [21].

Un estudio de coordinación de protecciones consta principalmente de los siguientes pasos:

- Diagrama unifilar: Nos representa el esquema eléctrico del circuito que se quiere proteger
- Estudio de corto circuito: este nos revela información acerca de las corrientes de falla que pueden presentarse en el circuito, es muy importante para determinar la capacidad interruptiva y el ajuste de las protecciones.
- Uso de gráficas para asegurar una correcta coordinación entre elementos: Esto incluye una detallada información técnica de los elementos a utilizar.

3.7.2. Coordinación de fusible de expulsión-fusible de expulsión.

Una forma de coordinar estos dispositivos es comparando sus curvas tiempo-corriente características.

Esta es una forma muy práctica de coordinar fusibles tipo T, K, H y N.

Para lograr una buena coordinación entre dos fusibles debe cumplirse la siguiente relación:

$$\frac{Tiempo\ de\ despeje\ máx\ del\ fusible\ protector}{Tiempo\ de\ despeje\ máx\ del\ fusible\ de\ respaldo} * 100 \leq 75\% \qquad (3.7)$$

De acuerdo con el diagrama unifilar, se puede suponer que el único bloque fusible-fusible que existe es el del fusible de triple disparo (la última protección) con los fusibles de lado de la carga, en este caso el fusible que se considera para coordinarse con el fusible de triple disparo es el más grande. Sin embargo, la coordinación atendiendo al tiempo de disparo entre estos dos elementos puede omitirse porque el fusible de respaldo está seleccionado para interrumpir una corriente de corto circuito y soportar una carga muy superior a cualquier fusible que esté delante de esta protección. De esta forma, a partir del fusible de triple disparo empieza la coordinación [21].

3.7.3. Coordinación de fusible y restaurador.

Este tipo de coordinación depende de cómo esté conectada cada una de las protecciones, es decir, si se encuentra en un bloque fusible-restaurador ó restaurador-fusible.

3.7.3.1.Fusible-Restaurador.

Este tipo de coordinación es muy común en alimentadores de distribución. Como se estudió en capítulos anteriores los reconectadores poseen al menos dos curvas de operación, una rápida y una lenta, esto es muy ventajoso para coordinarse con otras protecciones. Si se requiere discriminar entre fallas temporales y permanentes, el restaurador debe operar antes que el fusible, de tal forma que la curva de operación mínima del fusible este por encima de todas las curvas de operación del restaurador, dicho de otra manera, el tiempo mínimo de fusión de elemento fusible debe ser mayor al tiempo de despeje del restaurador. Algunos fabricantes como Cooper Power Systems sugieren los valores de la tabla 5.1 que deben dejarse de tolerancia entre las curvas del restaurador y los fusibles [21].

3.7.3.2.Restaurador-fusible.

Este tipo de coordinación consiste principalmente en que el fusible opere antes que el restaurador, sin embargo también puede hacerse para discriminar entre fallas temporales y permanentes como el bloque anterior. Para asegurar una buena selectividad entre la coordinación de estas protecciones debe cumplirse lo siguiente: [21]

- El tiempo mínimo de fusión del elemento fusible debe ser mayor que el tiempo mínimo de

despeje de la curva rápida del restaurador multiplicado por el factor k obtenido por la tabla 5.2. Esto con la finalidad de hacer que el restaurador discrimine entre una falla temporal y permanente a través de sus curvas rápidas. Si la falla se ha despejado y el recierre es exitoso el fusible seguirá intacto.

- El máximo tiempo de despeje del fusible debe ser menor que la curva lenta del restaurador sin multiplicarse por ningún factor. De esta forma se asegura el restablecimiento de energía cuando el fusible se funde.

3.7.4. Coordinación Reconectador-Seccionalizador.

Este tipo de coordinación depende del seccionalizador empleado, sea de control hidráulico o electrónico. Para ambos casos, la coordinación entre ambos dispositivos debe ser tal que el elemento de respaldo, en este caso el reconectador tenga al menos 1 operación más que el seccionalizador, de esta forma el seccionalizador habrá cumplido con dejar fuera la zona con falla del resto del sistema.

Debido a que los seccionalizadores no tienen curvas tiempo-corriente, la coordinación entre reconectadores se hace a través de conteos por parte del seccionalizador. Supóngase una falla de carácter permanente en la zona de protección del seccionalizador, si el reconectador de respaldo es ajustado para que opere cuatro disparos antes del cierre y el seccionalizador se ajusta para tres conteos, el seccionalizador habrá completado sus tres conteos y dejado fuera al alimentador protegido porque la falla sigue presente, de esta forma se aísla la parte fallada y el servicio de energía se restablece con la operación del reconectador [21].

Este tipo de coordinación también puede hacerse colocando seccionalizadores en serie, únicamente asegurándose que los seccionalizadores operen a diferente conteo.

En los seccionalizadores hidráulicos la corriente mínima de conteo es del 160% de la corriente nominal de su bobina. La corriente mínima de operación del seccionalizador debe ser el 80% del reconectador con control hidráulico. Al igual que los seccionalizadores hidráulicos, la operación del seccionalizador electrónico debe ser del 80% de la corriente mínima del reconectador.

En seccionalizadores de control electrónico la corriente de operación del seccionalizador debe ser igual o mayor a la máxima corriente de carga en el punto de aplicación.

3.7.5. Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible.

Para disponer de una buena operación se comienza coordinando el fusible con el reconectador, de tal forma que la curva de operación mínima del fusible este por encima de la curva de operación mínima del reconectador. Atendiendo a que el seccionalizador está instalado en medio del reconectador y fusible, la operación en bloque debe ajustarse para 2 operación rápidas y 2 lentas, de esta manera si la falla no se despeja a la primera operación rápida del reconectador, el fusible actúa y se desenergiza la red con falla. Teóricamente la primera secuencia de operación rápida del reconectador despeja entre el 80% y 85% de la falla detectada, si esta falla persiste el fusible se funde antes de que se dé la primera operación lenta del reconectador [21].

$$InSeccionalizador = \frac{Ajustedisparomínimo}{1.6} \tag{3.8}$$

Tiempo mínimo de fusión de elemento fusible.

$$t_{fuse} \geq k * t_{curvaA} \tag{3.9}$$

3.7.6. Coordinación reconectador-reconectador.

Este tipo de coordinación existe en los sistemas de distribución cuando se presentan las siguientes situaciones:

1) Cuando se tienen 2 reconectadores trifásicos.
2) Cuando se tienen 2 reconectadores monofásicos.
3) Cuando se tiene 1 reconectador trifásico en la subestación y un reconectador monofásico sobre una de las ramas de un alimentador dado.

La coordinación entre dos dispositivos depende del tipo de restaurador que se utilice. Cuando se tienen restauradores de control hidráulico, los márgenes de coordinación dependen del tamaño del equipo que se utilice. Si se trata de pequeños restauradores debe considerarse lo siguiente:

- Cuando se selecciona una separación entre las curvas de ambos restauradores de menos de 2 ciclos puede ocurrir una operación simultánea de ambos restauradores.
- Cuando la separación de la curvas de ambos restauradores está entre 2 y 12 ciclos, puede ocurrir una operación simultánea entre ambos restauradores.
- Si la separación entre ambas curvas de los restauradores es superior a 12 ciclos se asegura una operación selectiva por parte del restaurador de respaldo.

Para equipos de gran capacidad, debe considerarse lo siguiente:

- Si la separación entre las curvas de ambos restauradores es de menos de 2 ciclos, la operación de los restauradores siempre es simultánea, no hay selectividad.
- Cuando la separación entre ambas curvas es de más de 8 ciclos, la operación de los restauradores es selectiva.

La coordinación entre los reconectadores puede obtenerse usando una de las siguientes medidas:

- Empleando tipos diferentes de reconectadores y alguna combinación de tamaños de bobinas y de secuencia de operación.
- Empleando el mismo tipo de reconectadores y secuencia de operación pero usando diferentes tamaños de bobina.
- Empleando el mismo tipo de reconectadores y tamaño de bobinas pero usando diferentes secuencias de operación.

3.7.7. Coordinación entre relevador y reconectador.

Este tipo de bloque es muy común en alimentadores de distribución, de lo que se trata es asegurar que el reconectador opere antes que el relevador, para lo cual es necesario que las curvas características de operación del relevador estén por encima de las curvas del reconectador seleccionado, tomando en cuenta el rango de coordinación entre ambos dispositivos [21].

3.8.NORMATIVAS

Al no existir una normativa especialmente dirigida a criterios y aplicación para la incorporación de generación distribuida a la red de repartición del Sector Eléctrico Ecuatoriano, la ARCONEL ha definido en su disposición transitoria de la Regulación Nro. 003/18 que, hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida (GD), las condiciones establecidas en la regulación previamente mencionada van a ser válidas para el desarrollo, utilización y colaboración de clientes que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW de capacidad nominal [22].

Del mismo modo, se crea un plan de regulación denominado marco normativo para la colaboración de la generación distribuida emitido por la ARCONEL en abril del 2020, en donde el director ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad instituye como preponderante la regulación específica sobre GD que considere las particularidades similares a esta clase de generación [22].

Otras normativas que tienen la posibilidad de sustituir a la normativa sobre GD en Ecuador son las próximas:

- Regulación No. CONELEC 001/13 (Participación de los generadores de energía producidos por Recursos Energéticos Renovables y No Renovables).
- Regulación No. CONELEC 002/13 (Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales).

A nivel internacional se pueden tomar como referencia las siguientes normas que favorecen a la correcta aplicación y desenvolvimiento de la inserción de GD a los sistemas de distribución.

- 1547.1 – 2005 – IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE Draft Application Guide for IEEE Standard 1547, Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- Distribution System with Distributed Generation Load Flow.

4. METODOLOGÍA Y MATERIALES

4.1.MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

4.1.1. Método Documental

El método documental o bibliográfico es aquella que procura obtener, seleccionar, compilar, organizar, interpretar y analizar información sobre los sistemas de distribución, las protecciones eléctricas de los mismos y métodos de simulación para identificar las fallas en la red, para después especificar nuevos criterios pata la correcta coordinación de protecciones.

4.1.2. Método Analítico

Consiste en la desmembración de un todo, descomponiéndolo en sus partes o elementos y organizando la información correspondiente al sistema de distribución, coordinación de protecciones, inserción de la Generación Distribuida, los cuales nos servirán para modelar y simular en Power Factory.

4.1.3. Método Histórico

Es una combinación de técnicas que se utiliza para investigar, describir y contar acontecimientos ocurridos en el pasado, nos permite analizar los cambios que se dan en un sistema de distribución

radial con presencia de GD, y un sistema de distribución radial convencional.

4.2.TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

4.2.1. Simulación

La simulación como técnica aplicada a las investigaciones permite emplear modelos simplificados de un sistema, evento, proceso, situación y comportamiento, en estudio, sin necesidad de afectar el original., se usara el software DIgSILENT Power Factory en donde desarrollaremos un modelo de sistema radial con la presencia de la generación distribuida y sin la generación distribuida, para analizar los valores que cambian para posteriormente realizar una óptima coordinación de las protecciones.

4.2.2. Recolección de Datos

Esta técnica nos ayuda a poseer datos en tiempo real de un sistema de distribución ya existente para una correcta coordinación de protecciones del sistema de prueba de 15 Barras de la IEEE.

4.2.3. Análisis cualitativo y cuantitativo

La investigación cuantitativa es aquella en la que se recogen y analizan datos cuantitativos sobre variables, La investigación cualitativa es la que produce datos descriptivos, analizaremos la red de distribución con la influencia de la generación distribuida para un mejor rendimiento y calidad de energía.

4.3.SOFTWARES UTILIZADOS PARA EL DESARROLLO

Para la realización del presente proyecto de Investigación se usaron los siguientes softwares:

- Microsoft Word: Se utilizó Microsoft Word para la escritura del proyecto de Investigación.
- Microsoft Excel: Se utilizó Microsoft Excel para tabular datos, desarrollo de tablas y formulas de la coordinación de protecciones, tanto para el caso base como para los escenarios propuestos.
- DIgSILENT Power Factory: Se lo utilizo para el proceso de Simulación del sistema Radial en el caso baso y con la inserción de la Generación Distribuida.

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1.VALIDACIÓN DEL MODELO.

El modelo que se desarrolló para el proyecto de investigación fue obtenido de [23], Simple and efficient methos for load flow solution of radial distribution networks, escrito por D. Das, D.P. Kothari y A. Kalam.

Se supone que la red de distribución radial trifásica esta equilibras y puede ser representada por su diagrama unifilar en la Figura 5.1. Esta suposición es válida para alimentadores de distribución rural de 11kV en la India y en otros lugares.

La Capacitancia de derivación de línea (diferente de bancos de condensadores en derivación que se consideran cargas) es insignificante en los niveles de tensión de distribución como se encuentra en casos más prácticos.

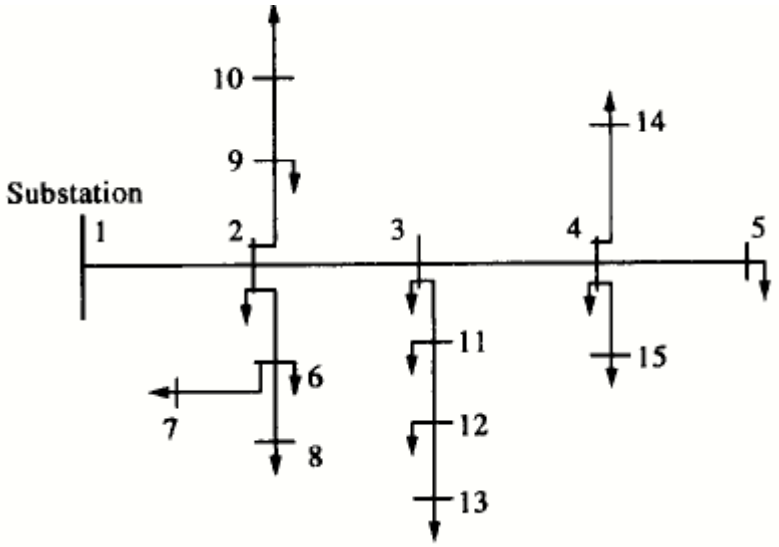

Figura 5. 1. Diagrama unifilar de un alimentador de distribución existente *[23]*.

Los valores que se usaron para la simulación se pueden visualizar en las Figuras 5.1 y 5.2.

Branch number	Sending-end node	Receiving-end node	*R* (ohm)	*X* (ohm)
1	1	2	1.35309	1.32349
2	2	3	1.17024	1.14464
3	3	4	0.84111	0.82271
4	4	5	1.52348	1.02760
5	2	9	2.01317	1.35790
6	9	10	1.68671	1.13770
7	2	6	2.55727	1.72490
8	6	7	1.08820	0.73400
9	6	8	1.25143	0.84410
10	3	11	1.79553	1.21110
11	11	12	2.44845	1.65150
12	12	13	2.01317	1.35790
13	4	14	2.23081	1.50470
14	4	15	1.19702	0.80740

Figura 5. 2. Datos del sistema de distribución radial IEEE 15 Barras *[23]*.

Nodes	KVA	Nodes	KVA
1	0.0	9	100.0
2	63.0	10	63.0
3	100.0	11	200.0
4	200.0	12	100.0
5	63.0	13	63.0
6	200.0	14	100.0
7	200.0	15	200.0
8	100.0		

Figura 5. 3. Datos de carga del sistema de distribución IEEE 5 Barras *[23]*.

El modelo del caso base se simuló en DIgSILENT Power Factory, en donde se obtuvo los valores del Voltaje y ángulo respectivamente de cada barra, también se validó el modelo obteniendo los valores de las pérdidas activas y reactivas en las líneas de transmisión como se puede ver en los Anexos A y B.

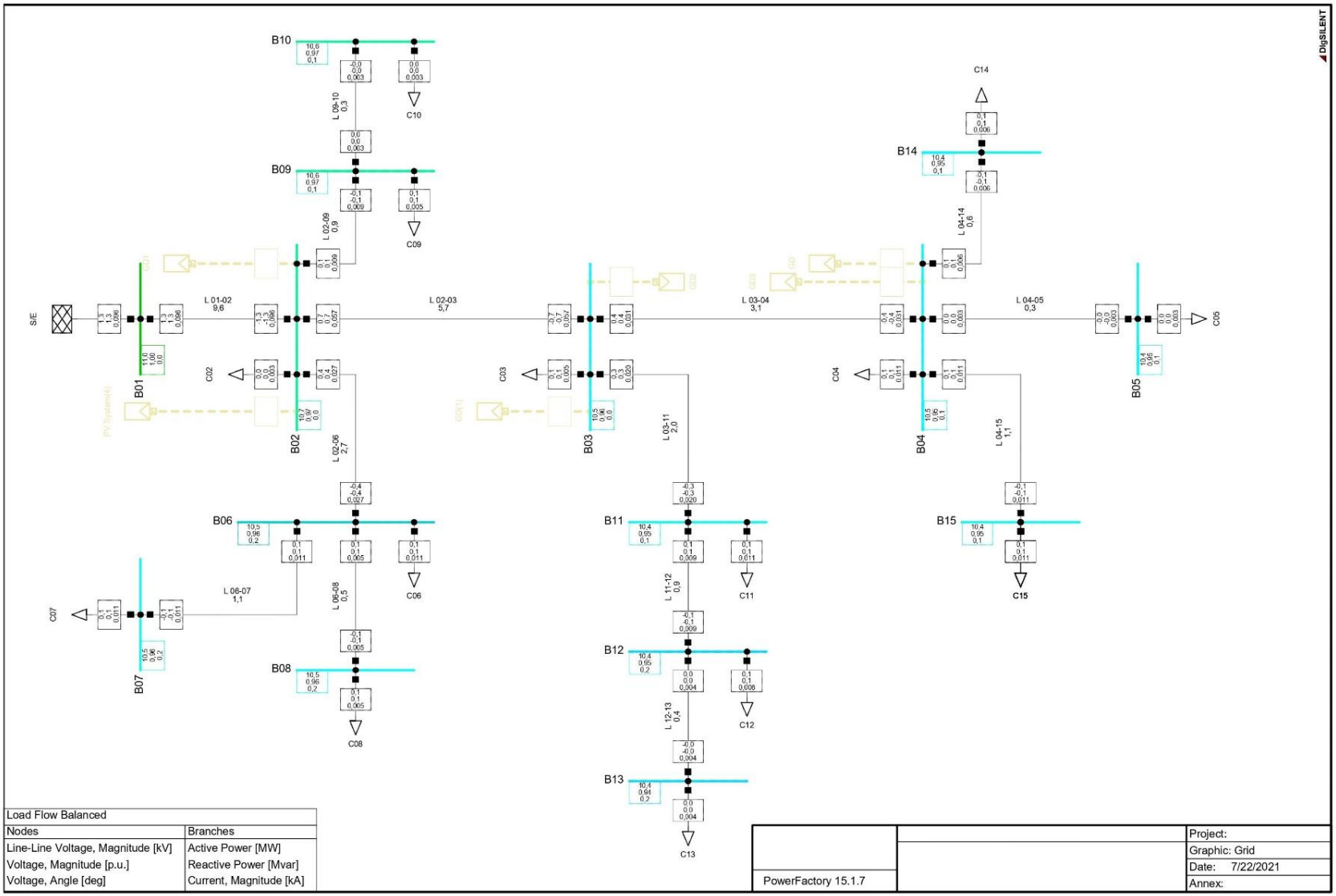

Figura 5. 4. Sistema IEEE 15 Barras Simulado en DIgSILENT Power Factory

5.1.1. Coordinación de Protecciones

La metodología que se empleó en la coordinación de protecciones para el sistema de distribución radial (IEEE de 15 Barras), se basa en el método manual citado en [24] "Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución con Penetración de Generación Distribuida" desarrollado por Martha Bedoya y Felipe Cadavid bajo la supervisión del MSc. Ricardo A. Hincapié.

Se procede principalmente a determinar la topología del sistema bajo estudio, garantizando el conocimiento de los valores nominales de elementos y de operación del sistema. Consecutivamente se define los parámetros de ajuste como tiempos de respaldo y valores de K, así como las características de los relés involucrados.

Luego se calcula la Icc para las barras del sistema, obteniendo la In y RTC para cada relé hallando la corriente de arranque usada en la ecuación 10.

$$xI_{nom-sec} = \frac{(KIn)}{RTC * 5} \tag{5.1}$$

Después se determina el valor del Dial (TDS) para cada relé empezando por el relé más cercano a la carga (o más lejano a la fuente). Si un relé no tiene requerimiento de tiempo mínimo de operación se selecciona el menor valor posible para su dial. En este proceso se debe hacer uso del tiempo de respaldo con el fin de garantizar una adecuada selectividad.

Para el primer relé se asigna $t_{min} = t_{ii}$. Luego se calcula M_{ii} (o MULT) en función de la $Icc_i \; e \;\; Ia_i$. Con estos dos valores se obtiene el valor del Dial usando la misma ecuación.

Posteriormente se continúa con el relé (protección de respaldo) de forma regresiva, para lo cual se obtiene su tiempo de respaldo usando la siguiente ecuación:

$$t_{ij} = t_{ii} + \Delta t \tag{5.2}$$

Con el valor de M_{ij}(calculado en función de $Icc_j \; e \;\; Ia_i$) se obtiene el Dial de dicho relé y se procede hasta el relé más próximo a la fuente. Una vez comprobado que todos los relés fueron ajustados, se analiza que todos los relés obtengan los parámetros de ajuste (Dial y xInom-sec o Ia) apropiados.

5.1.2. Corrientes nominales del sistema de Distribución

La corriente nominal del diagrama es adquirida a partir de la simulación desarrollada en DIgSILENT Power Factory. Se implementa las corrientes para obtener los valores de corriente de arranque y calibración de los equipos de Protección en cada barra donde se instalaran los relés.

5.1.3. Corrientes de cortocircuito trifásico en DIgSILENT Power Factory

Las corrientes de cortocircuito del sistema fueron obtenidas a partir de la Simulación en DIgSILENT Power Factory utilizando el método IEC 60909 para Fallas trifásicas, la misma que se encuentra dentro de la estructura del software y se utilizan las corrientes para el cálculo de los transformadores de corriente en los distintas protecciones realizadas.

A continuación se visualiza la Tabla 2 de los valores de corrientes de cortocircuito:

Tabla 2. Corrientes de Cortocircuito en el Sistema Radial

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO		
BUS	**Tipo de Falla**	**Magnitud de Icc (kA)**
4-A	Falla Trifásica	1,206
4-B	Falla Trifásica	1,206
4-C	Falla Trifásica	1,206
12	Falla Trifásica	0,729
11	Falla Trifásica	1,043
3-B	Falla Trifásica	1,509
3-A	Falla Trifásica	1,509
9	Falla Trifásica	1,313
2-B	Falla Trifásica	2,301
6-A	Falla Trifásica	1,173
6-B	Falla Trifásica	1,173
2-C	Falla Trifásica	2,301
2-A	Falla Trifásica	2,301
1	Falla Trifásica	5,249

5.1.4. Dimensionamiento del TC

Para determinar la corriente del TC se utiliza las corrientes nominales obtenidas del flujo de potencia, utilizando dichos valores seleccionamos el Transformador de Corriente apropiado.

Tomando como ejemplo los datos de la corriente nominal In=57 A de la barra 2-A, seleccionando de un catálogo comercial se determina que el TC debe tener una corriente del primario de 50 A y

para la corriente del secundario de 1 A, como resultado obtendremos la relación 50/1 A.

En la Tabla 3 verificaremos los siguientes valores correspondientes al Dimensionamiento del TC para cada barra.

Tabla 3. Dimensionamiento de TC's

Dimensionamiento de TC's			
BUS	**In(A)**	**Corriente del Primario (A)**	**Corriente del Secundario (A)**
4-A	3	50	1
4-B	6	50	1
4-C	11	50	1
12	4	50	1
11	9	50	1
3-B	20	50	1
3-A	31	50	1
9	3	50	1
2-B	9	50	1
6-A	5	50	1
6-B	11	50	1
2-C	27	50	1
2-A	57	75	1
1	96	100	1

	PLASTICO			RESINA			
MODELO	TU3BCP		TU40CP	TU3PR		TU50R	
Barra	4x25		-	-		-	
Cable	-		-	-		-	
Precisión	5P10	10P10	5P15	5P10	10P10	5P10	10P10
Ipn (A)	VA		VA	VA		VA	
50	3,5	3,5		10	10		
60	3,5	3,5		10	10		
75	3,5	3,5		10	10		
100	3,5	3,5	5	10	10		
125	3,5	3,5	5	10	10		
150	3,5	3,5	5	10	10		
200			5	10	10		
250			5	10	10		
300			5	10	10		
400			5	10	10		
500			5			7,5	7,5
600			5			7,5	7,5
750						10	12,5
800						10	

Figura 4. 1. Valores de Transformadores de Protección Comerciales *[25]*.

5.1.5. Corrientes de Arranque

La corriente de arranque es la que permite actuar a la protección y a su vez permite obtener el valor de la corriente del secundario del relé (Isec).

La siguiente ecuación 12 nos indica cómo se calcula la Ia, usando una constante k oscilando entre el rango de 1,25 a 1,5, para el desarrollo de esta investigación utilizaremos el valor de 1,5, la misma que se deberá multiplicarse por el valor de la corriente nominal (In).

$$I_a = k \times I_n \tag{5.3}$$

5.1.6. Dimensionamiento del relé 51

5.1.6.1.Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

Para obtener la corriente de arranque desde el lado secundario del TC, se empleara la siguiente ecuación. La corriente de Arranque (Ia) se divide para la relación de transformador de corriente.

$$I_{sec} = \frac{I_a}{RTC} \tag{5.4}$$

Se aprecia un ejemplo de apreciación con los valores obtenidos en la Barra 4-A, los valores son los siguientes, la Ia=4,5 y el valor del RTC es de 50.

$$I_{sec} = \frac{I_a}{RTC}$$

$$I_{sec} = \frac{4{,}5}{50}$$

$$I_{sec} = 0{,}09\ A$$

Por tanto el valor de la Isec es de 0,09 A, este valor se implementa en el relé 51. En la siguiente Tabla se visualizara los valores de la Isec de los relés 51.

Tabla 4. Dimensionamiento Relé 51

Dimensionamiento Relé 51	
BUS	**Isec (A)**
4-A	0,09
4-B	0,18
4-C	0,33
12	0,12
11	0,27
3-B	0,6
3-A	0,93
9	0,09
2-B	0,27
6-A	0,15
6-B	0,33
2-C	0,81
2-A	1,14
1	1,44

5.1.7. Curva (DIAL).

Para establecer los tiempos de operación del relé 51, en la simulación en DIgSILENT como protección principal, se escogió una curvatura, empleando la curva ANSI/IEEE Short Inverse evidenciando una característica de respuesta más rápida.

En donde detallaremos los siguientes parámetros que son:

$$a = 0.2663$$
$$n = 1.2969$$
$$b = 0.03393$$

Los siguientes valores se implementaran en la ecuación de curvatura constante de la norma ANSI/IEEE (G_{ii}), las misma que se implementa para encontrar el valor del DIAL, la ecuación 14 representa a la constante G_{ii}.

$$G_{ii} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc_i}}{I_{a_i}}\right)^{n} - 1} + b \tag{5.5}$$

Para encontrar el DIAL usamos la siguiente ecuación:

$$DIAL = \frac{\Delta t}{G_{ii}} \tag{5.6}$$

En este caso utilizaremos la variación de tiempo $\Delta t = 0{,}3$, detallando los valores G_{ii} y del DIAL en la Tabla 5, los mismos que serán incorporados en el relé 51.

Tabla 5. Valores DIAL

Valores DIAL		
Bus	**Gii**	**Dial [s]**
4-A	0,0341	8,8
4-B	0,0344	8,7
4-C	0,0350	8,6
12	0,0345	8,7
11	0,0349	8,6
3-B	0,0356	8,4
3-A	0,0369	8,1
9	0,0341	8,8
2-B	0,0343	8,8
6-A	0,0343	8,7
6-B	0,0350	8,6
2-C	0,0354	8,5
2-A	0,0377	8,0
1	0,0365	8,2

5.1.7.1.Tiempo de actuación propio como protección primaria (t_{propio}).

El tiempo de actuación que se empleara para que el relé 51 entre en funcionamiento como protección principal, es esencial para una excelente coordinación de protección.

La siguiente ecuación nos indica el valor del t_{propio}.

$$t_{propio} = G_{ii} \times DIAL \tag{5.7}$$

En donde:

- G_{ii} es la constante de la curvas de la norma ANSI/IEEE
- $DIAL$ es el tiempo que se coloca en el relé 51

5.1.7.2.Tiempo de actuación como protección de respaldo ($t_{respaldo}$).

Para garantizar selectividad se debe tener en cuenta los tiempos de respaldo, con el fin de encontrar los parámetros de ajuste de cada relé.

Para encontrar el tiempo de respaldo se usa la siguiente ecuación:

$$t_{respaldo} = G_{ij} \times DIAL \tag{5.8}$$

En donde G_{ij} es la constante de las curvas, en el cual se colocara la protección de respaldo y su constante se dará por la siguiente ecuación:

$$G_{ij} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc_j}}{I_{a_i}}\right)^{n} - 1} + b \tag{5.9}$$

A continuación se observara los tiempos propios y de respaldo de los relés en la siguiente tabla:

Tabla 6. Tiempos propios y de Respaldos

Resultado de Tiempos propios y de Respaldos			
Relés	**tpropio [s]**	**Gij**	**trespaldo [s]**
4-A	0,3002479	-	-
4-B	0,2992368	-	-
4-C	0,3005941	-	-
12	0,2997858	-	-
11	0,2999814	-	-
3-B	0,2989948	0,0355946	0,29899477
3-A	0,2987509	0,0379	0,30693952
9	0,3000741	-	-
2-B	0,3015781	0,0345186	0,30376365
6-A	0,2985008	-	-
6-B	0,3040109	-	-
2-C	0,3016446	0,036394	0,30934884
2-A	0,3016446	0,0405235	0,32418824
1	0,2990188	0,0414564	0,33994229

5.1.7.3.Curvas de Coordinación de Protecciones

En la siguiente gráfica se puede observar la coordinación de protecciones de los relés, en el sistema de distribución radial.

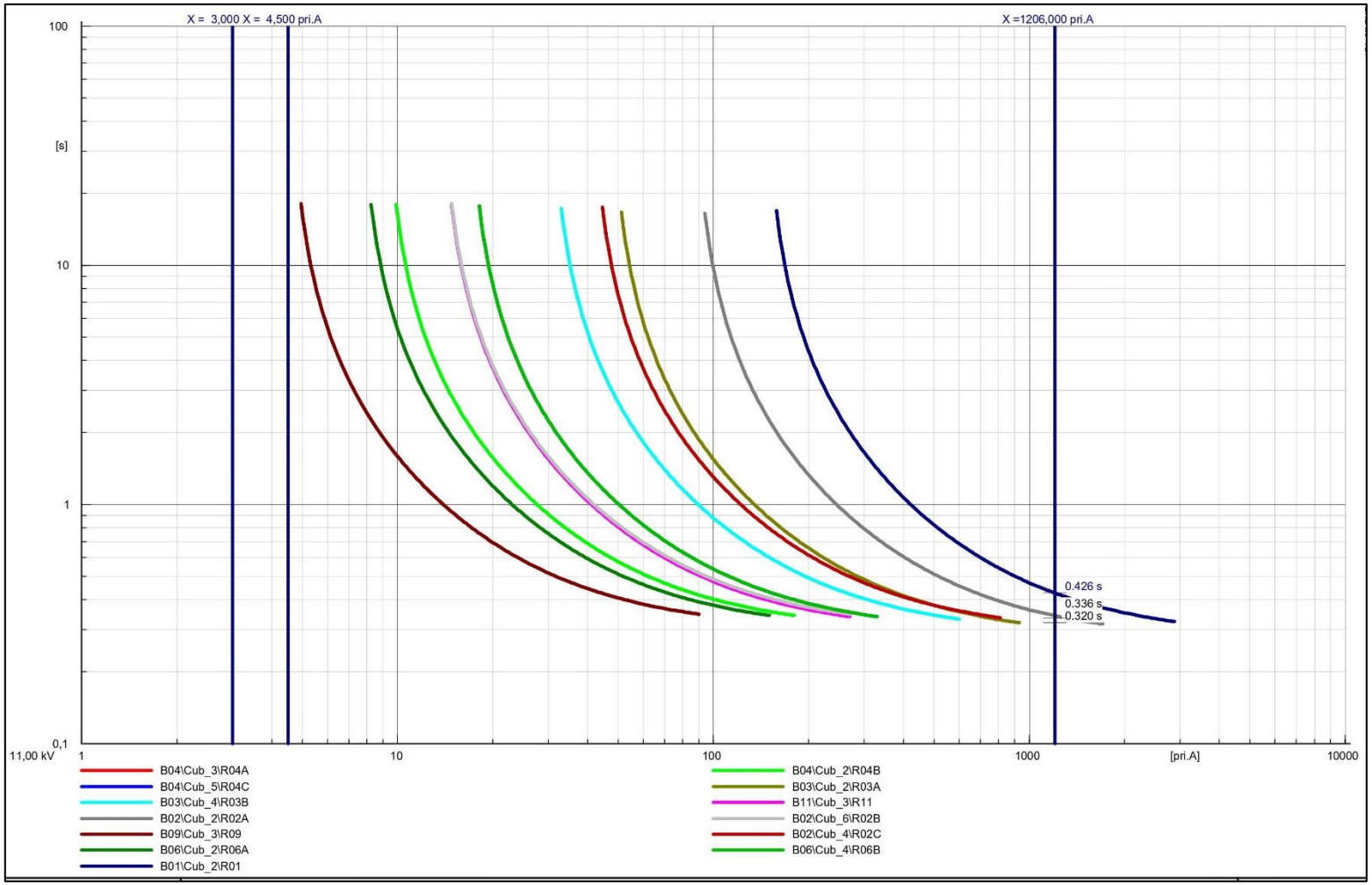

Figura 5. 5. Curvas de Coordinación de Protecciones Caso base.

5.1.7.4.Coordinación de Protecciones de manera Manual

Datos:

$U = 11\ kV$

$k = 1{,}5$

$\Delta t = 0{,}3$

Constantes Curva ANSI/IEEE Short Inverse

$a = 0.2663$
$n = 1.2969$
$b = 0.03393$

Falla Trifásica a Tierra

Corriente de Cortocircuito

$$I_{cc} = 2301\ kA$$

Corriente nominal

$$I_n = 57\ A \implies RTC = \frac{75}{1} A$$

Corriente de arranque

$$I_a = k \times I_n$$
$$I_a = 1{,}5 \times 57$$
$$I_a = 85{,}5\ A$$

Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

$$I_{sec} = \frac{I_a}{RTC}$$
$$I_{sec} = \frac{85{,}5}{75}$$
$$I_{sec} = 1{,}14\ A$$

Constante de las curvas de la norma ANSI/IEEE

$$G_{ii} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc_i}}{I_{a_i}}\right)^n - 1} + b$$

$$G_{ii} = \frac{0{,}2663}{\left(\frac{2301}{85{,}5}\right)^{1{,}2969} - 1} + 0{,}03393$$

$$G_{ii} = 0{,}0377$$

DIAL del relé

$$DIAL = \frac{\Delta t}{G_{ii}}$$

$$DIAL = \frac{0{,}3}{0{,}0377}$$

$$DIAL = 7{,}9564 \approx 8{,}0\ [s]$$

Tiempo propio, Tiempo de actuación como protección primaria

$$t_{propio} = G_{ii} \times DIAL$$

$$t_{propio} = 0{,}0377 \times 8{,}0$$

$$t_{propio} = 0{,}3016446\ [s]$$

Tomando al Relé 3-A como protección primaria y al Relé 2-A como protección secundaria

Calculamos la constante G_{ij}

$I_{cc} Relé\ 3 - A = 1509\ kA$

$$G_{ij} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc_j}}{I_{a_i}}\right)^{n} - 1} + b$$

$$G_{ij} = \frac{0{,}2663}{\left(\frac{1509}{85{,}5}\right)^{1{,}2969} - 1} + 0{,}03393$$

$$G_{ii} = 0{,}0405235$$

Tiempo de respaldo, tiempo de actuación como protección de respaldo

$$t_{respaldo} = G_{ij} \times DIAL$$

$$t_{respaldo} = 0{,}0405235 \times 8{,}0$$

$$t_{respaldo} = 0{,}3399423[s]$$

5.2.INSERCIÓN DE LA GD AL SISTEMA RADIAL

5.2.1. Modelo de GD (*MeenuJayamohan*)

Para la inserción de generación distribuida al sistema radial de distribución propuesto, se escoge el Algoritmo de Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), utilizando un índice de estabilidad de Voltaje para verificar la ubicación de la GD.

El resultado obtenido por PSO, nos asignó un GD de tamaño 853,7886 kW en el bus 4, la perdida de potencia activa se ha optimizado a 35,3313 kW, en la Tabla 7 podemos visualizar los datos del modelo de GD. [26]

Tabla 7. Modelo de GD (MeenuJayamohan) [26].

Parámetros	**Valores**
Ubicación óptima(número de bus)	4
Tamaño óptimo (kW)	853,7886
Pérdida de potencia real óptima (kW)	32,513
Pérdida de potencia reactiva óptima (kVAr)	34,431
Pérdida total (kVA)	47,356
Voltaje mínimo (pu)	0,9655

El porcentaje de Incidencia de la Generación distribuida para el sistema de distribución y para los cuatro escenarios planteados es la siguiente.

Tabla 8. Porcentaje de Incidencia de la GD.

Porcentaje de Incidencia de la GD		
Para el Caso Base	%	69,617828
Primer Escenario	%	69,617196
Segundo Escenario	%	208,85207
Tercer Escenario	%	69,617305
Cuarto Escenario	%	69,617421

Los datos para obtener el porcentaje de incidencia de la GD se encuentran en el Anexo C.

5.2.2. Generación Distribuida implementada en los distintos escenarios.

La Generación distribuida implementada para el presente proyecto de investigación es la Generación Fotovoltaica, la misma que tiene como característica fundamental que transforma de manera directa la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico.

Las razones por las que se optó utilizar esta Generación Distribuida a diferencia de las demás son las siguientes:

- La energía solar fotovoltaica no emite gases de efecto invernadero por lo que no contribuye al calentamiento global.
- Es un sistema energético sostenible, inagotable y se renueva.
- Es fácil de encontrar en el mercado.
- Este tipo de generación llega a ser la solución más sostenible no solo ambiental sino económicamente.

5.2.3. Primer Escenario

En la figura , el autor nos recomienda colocar una fuente de generación distribuida en la barra 4, la misma que se puede visualizar a continuación, posteriormente se procede a correr el flujo y tomar los datos resultantes para la coordinación de protecciones.

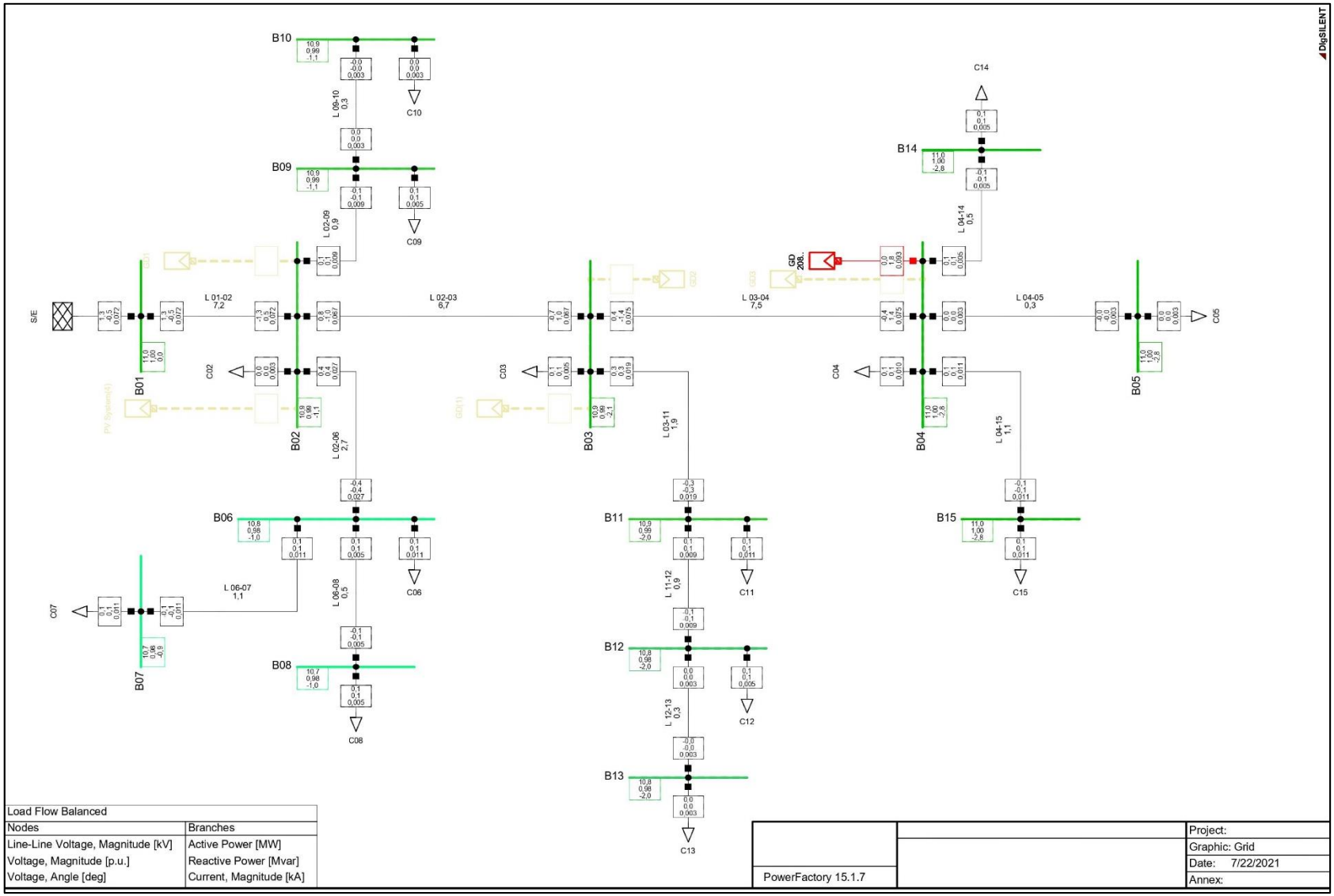

Figura 5. 6. Inserción de GD Primer Escenario

5.2.3.1.Corrientes nominales Primer Escenario

Las corrientes nominales del diagrama fueron obtenidas a partir de la simulación del sistema radial con inserción de la GD. Se utilizan estas corrientes para obtener los valores de la Corriente de Arranque, y calibración de los equipos de Protección en cada barra donde se instalaran los relés.

En la Tabla 9 se pueden visualizar los valores de In del sistema radial con inserción de GD en la barra 4.

Tabla 9. Corriente Nominal Primer Escenario

Corriente Nominal (In) Primer Escenario	
Barra	**In**
4-A	3
4-B	5
4-C	11
12	3
11	9
3-B	19
3-A	75
9	3
2-B	9
6-A	5
6-B	11
2-C	27
2-A	67
1	72

5.2.4. Dimensionamiento del TC

Para determinar la corriente del TC usamos la corriente nominal, que obtuvimos del flujo de potencia, en donde analizando la In buscamos un transformador de corriente comercial que se acerque al inmediato superior. A continuación en la Tabla 10 se presenta el dimensionamiento de los TC`s para el primer escenario de inserción de GD.

Tabla 10. RTC Primer Escenario

RTC Primer Escenario	
Barra	**RTC**
4-A	50
4-B	50
4-C	50
12	50
11	50
3-B	50
3-A	100
9	50
2-B	50
6-A	50
6-B	50
2-C	50
2-A	75
1	75

5.2.5. Corrientes de Arranque

La corriente de arranque es la que permite actuar a la protección y a su vez permite obtener el valor de la corriente del secundario del relé (Isec).

En la tabla 11 se puede visualizar las corrientes de arranque para el primer escenario de inserción de GD.

Tabla 11. Corriente de Arranque Primer Escenario

Corriente de Arranque Primer Escenario	
Barra	**Ia**
4-A	4,5
4-B	7,5
4-C	16,5
12	4,5
11	13,5
3-B	28,5
3-A	112,5
9	4,5
2-B	13,5
6-A	7,5
6-B	16,5
2-C	40,5
2-A	100,5
1	108

5.2.6. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

Para obtener la corriente de arranque desde el lado secundario del TC, usamos la corriente de Arranque (Ia) y la relación de transformador de corriente, como se puede ver en la Tabla 12 se encuentran los nuevos valores de Isec para el relé.

Tabla 12. Corriente Secundaria del Relé Primer Escenario

Corriente Secundaria del Relé Primer Escenario	
Relé	**Isec**
4-A	0,09
4-B	0,15
4-C	0,33
12	0,09
11	0,27
3-B	0,57
3-A	1,125
9	0,09
2-B	0,27
6-A	0,15
6-B	0,33
2-C	0,81
2-A	1,34
1	1,44

5.2.7. Curva (DIAL).

Para establecer los tiempos de operación del relé 51 tanto el tiempo que opera como protección principal como de respaldo fue simulando en DIgSILENT escogiendo un tipo de curva, para nuestro caso usamos la curva ANSI/IEEE Short Inverse, porque tiene una respuesta más rápida, en la Tabla 13 podemos visualizar los valores del DIAL.

Tabla 13. DIAL Primer Escenario

DIAL Primer Escenario	
Relé	**DIAL**
4-A	8,8
4-B	8,7
4-C	8,6
12	8,7
11	8,6
3-B	8,5
3-A	6,9
9	8,8
2-B	8,8
6-A	8,7
6-B	8,6
2-C	8,5
2-A	7,8
1	8,4

5.2.8. Tiempo de actuación (t_{propio}) y ($t_{respaldo}$).

Para garantizar selectividad se debe tener en cuenta los tiempos propios y de respaldo, con el fin de encontrar los parámetros de ajuste de cada relé. En la Tabla 14 se puede visualizar los tiempos de actuación para los dos casos.

Tabla 14. Tiempos de Actuación

Tiempos de Actuación			
Primer Escenario			
Relé	**tpropio**	**trespaldo**	**Relación**
4-A	0,3002478	-	-
4-B	0,2983837	-	-
4-C	0,3005941	-	-
12	0,298353	-	-
11	0,2999814	-	-
3-B	0,3016383	0,3016383	Relé 3-B con el Relé 3-A
3-A	0,2997559	0,3229694	Relé 3-A con el Relé 4-C
9	0,3000741	-	
2-B	0,3015781	0,3037637	Relé 2-B con el Relé 3-A
6-A	0,2985008	-	
6-B	0,3009176	-	
2-C	0,3004759	0,3093488	Relé 2-C con el Relé 3-A
2-A	0,3010923	0,3284466	Relé 2-A con el Relé 3-A
1	0,2996358	0,3281666	Relé 1 con el Relé 2-A

5.2.9. Curvas de la Coordinación de Protecciones

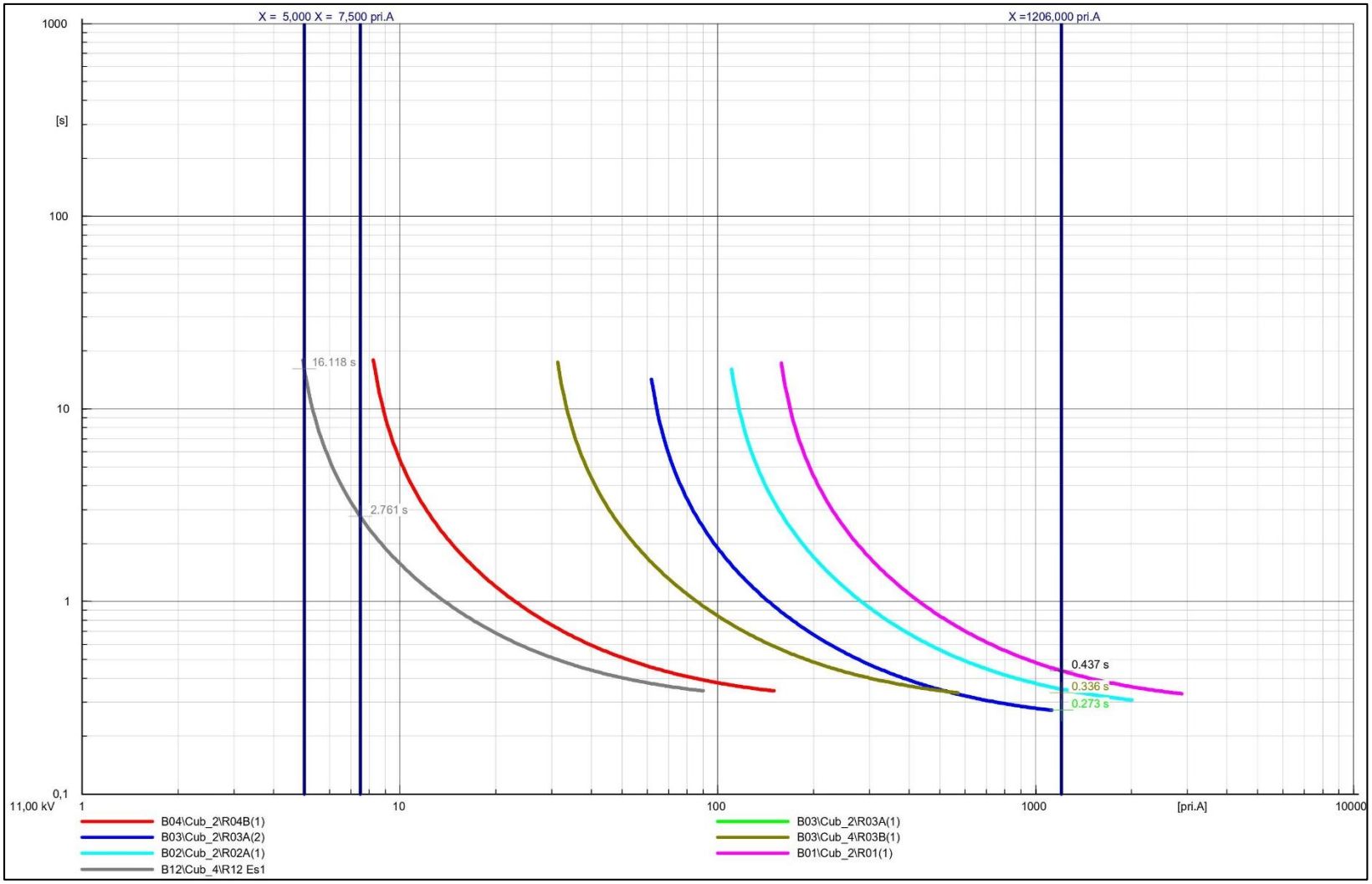

Figura 5. 7. Curvas de Coordinación de Protecciones Primer Escenario.

5.2.10. Impacto de la coordinación de protecciones en el Primer Escenario

Para analizar el impacto que produce la inserción de GD en el Sistema de Distribución Radial en el primer escenario, se insertó la GD en la barra 4, en donde se observó que algunos valores se sustituyeron con respecto al caso base. Los valores que se modificaron, fueron los siguientes:

- Corriente Nominal: cambiaron en las Barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- RTC: debido a cambio de la corriente nominal los nuevos valores de RTC se evidenciaron en las barras 3-A y 1.
- Corriente de Arranque: Cambiaron en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- La corriente del secundario del relé, el DIAL y los tiempos de actuación modificaron sus valores en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A.

Debido a estos acontecimientos suscitados se procede a re- coordinar los relés: R4-B, R12, R3-B, R3-A, R2-A y R1.

En el Anexo D y H se encuentran la tabla de coordinación de protecciones del Primer escenario y una gráfica comparativa de los voltajes del caso base y al insertar la GD en la barra 4.

5.2.11. Segundo Escenario

En la figura se colocaron tres fuentes de generación distribuida en las barras 2,3 y 4 respectivamente con los mismos valores, la misma que se puede visualizar a continuación, posteriormente se procede a correr el flujo y tomar los datos resultantes para la coordinación de protecciones.

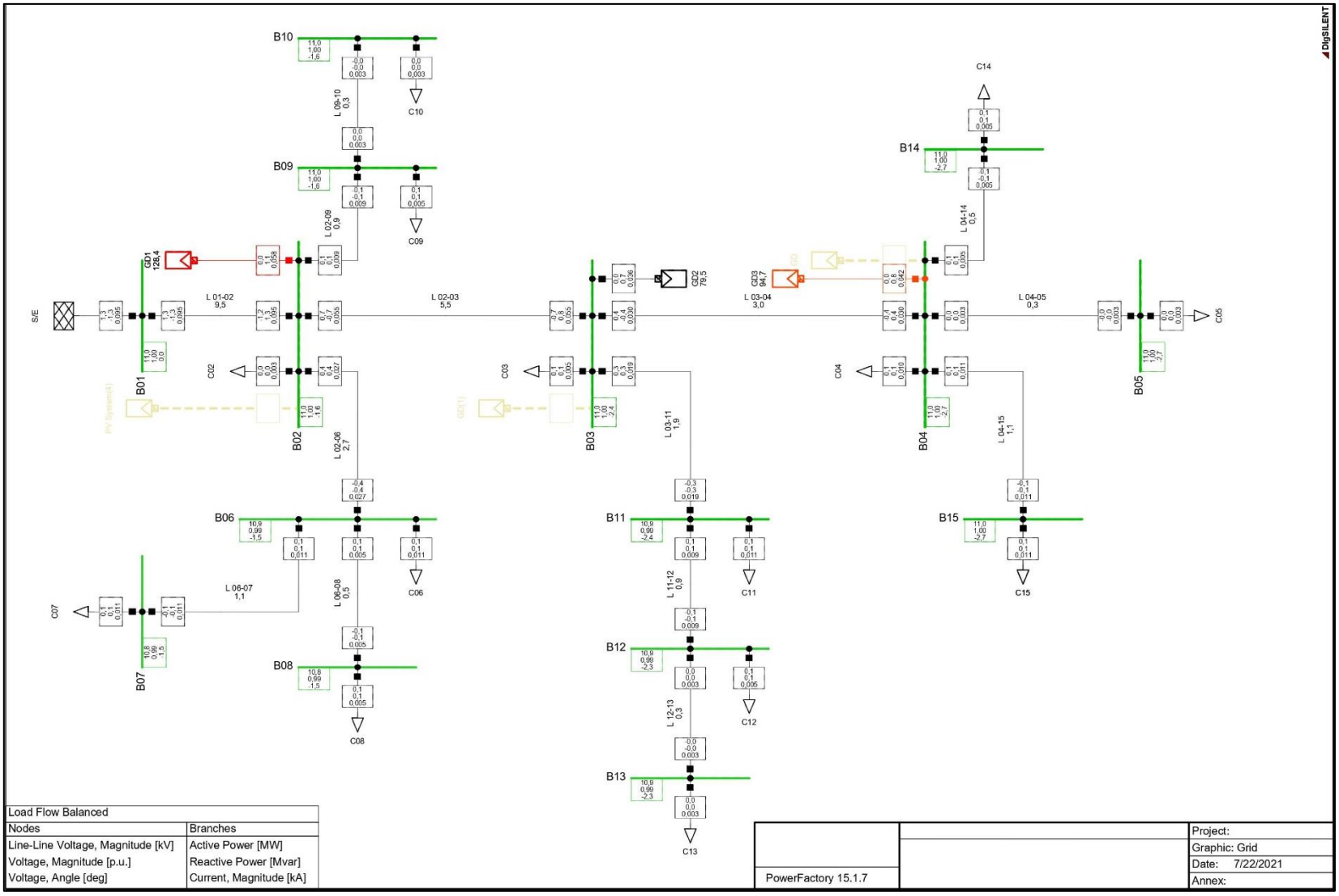

Figura 5. 8. Inserción de GD Segundo Escenario.

5.2.11.1. Corrientes nominales del Segundo Escenario

Las corrientes nominales del diagrama fueron obtenidas a partir de la simulación del sistema radial con inserción de la GD del segundo escenario. Se utilizan estas corrientes para obtener los valores de la Corriente de Arranque, y calibración de los equipos de Protección en cada barra donde se instalaran los relés.

En la Tabla 15 se pueden visualizar los valores de In del sistema radial con GD en la barras 2,3 y 4.

Tabla 15. Corriente Nominal Segundo Escenario

Corriente Nominal (In) Segundo Escenario	
Barra	**In**
4-A	3
4-B	5
4-C	11
12	3
11	9
3-B	19
3-A	30
9	3
2-B	9
6-A	5
6-B	11
2-C	27
2-A	55
1	95

5.2.12. Dimensionamiento del TC

Para determinar la corriente del TC usamos la corriente nominal, que obtuvimos del flujo de potencia, en donde analizando la In buscamos un transformador de corriente comercial que se acerque al inmediato superior. A continuación en la Tabla 16 se presenta el dimensionamiento de los TC`s en el segundo escenario de GD.

Tabla 16. RTC Segundo Escenario

RTC Segundo Escenario	
Barra	**RTC**
4-A	50
4-B	50
4-C	50
12	50
11	50
3-B	50
3-A	50
9	50
2-B	50
6-A	50
6-B	50
2-C	50
2-A	75
1	100

5.2.13. Corrientes de Arranque

La corriente de arranque es la que permite actuar a la protección y a su vez permite obtener el valor de la corriente del secundario del relé (Isec).

En la tabla se puede visualizar las corrientes de arranque para el segundo escenario de inserción de GD.

Tabla 17. Corriente de Arranque Segundo Escenario

Corriente de Arranque Segundo Escenario	
Barra	**Ia**
4-A	4,5
4-B	7,5
4-C	16,5
12	4,5
11	13,5
3-B	28,5
3-A	45
9	4,5
2-B	13,5
6-A	7,5
6-B	16,5
2-C	40,5
2-A	82,5
1	142,5

5.2.14. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

Para obtener la corriente de arranque desde el lado secundario del TC, usamos la corriente de Arranque (Ia) y la relación de transformador de corriente, como se puede ver en la Tabla 18 se encuentran los valores de la Isec del relé para el segundo escenario.

Tabla 18. Corriente Secundaria del Relé Segundo Escenario

Corriente Secundaria del Relé Segundo Escenario	
Relé	**Isec**
4-A	0,09
4-B	0,15
4-C	0,33
12	0,09
11	0,27
3-B	0,57
3-A	0,9
9	0,09
2-B	0,27
6-A	0,15
6-B	0,33
2-C	0,81
2-A	1,1
1	1,425

5.2.15. Curva (DIAL).

Para establecer los tiempos de operación del relé 51 tanto el tiempo que opera como protección principal como de respaldo fue simulando en DIgSILENT escogiendo un tipo de curva, para nuestro caso usamos la curva ANSI/IEEE Short Inverse, porque tiene una respuesta más rápida, en la Tabla 19 podemos visualizar los valores del DIAL.

Tabla 19. DIAL Segundo Escenario

DIAL Segundo Escenario	
Relé	**DIAL**
4-A	8,8
4-B	8,7
4-C	8,6
12	8,7
11	8,6
3-B	8,5
3-A	8,2
9	8,8
2-B	8,8
6-A	8,7
6-B	8,6
2-C	8,5
2-A	8,0
1	8,2

5.2.16. Tiempo de actuación (t_{propio}) y ($t_{respaldo}$).

Para garantizar selectividad se debe tener en cuenta los tiempos propios y de respaldo, con el fin de encontrar los parámetros de ajuste de cada relé. En la Tabla 20 se puede visualizar los tiempos de actuación para los dos casos.

Tabla 20. Tiempos de Actuación Segundo Escenario

Tiempos de Actuación Segundo Escenario			
Relé	**tpropio**	**trespaldo**	**Relación**
4-A	0,3002478	-	-
4-B	0,2983837	-	-
4-C	0,3005941	-	-
12	0,298353	-	-
11	0,2999814	-	-
3-B	0,3016383	0,3016383	Relé 3-B con el Relé 3-A
3-A	0,3014204	0,3093564	Relé 3-A con el Relé 4-C
9	0,3000741	-	
2-B	0,3015781	0,3037637	Relé 2-B con el Relé 3-A
6-A	0,2985008	-	
6-B	0,3009176	-	
2-C	0,3004759	0,3093488	Relé 2-C con el Relé 3-A
2-A	0,3002588	0,3217441	Relé 2-A con el Relé 3-A
1	0,2987357	0,3390866	Relé 1 con el Relé 2-A

5.2.17. Curvas de la coordinación de protecciones del Segundo Escenario

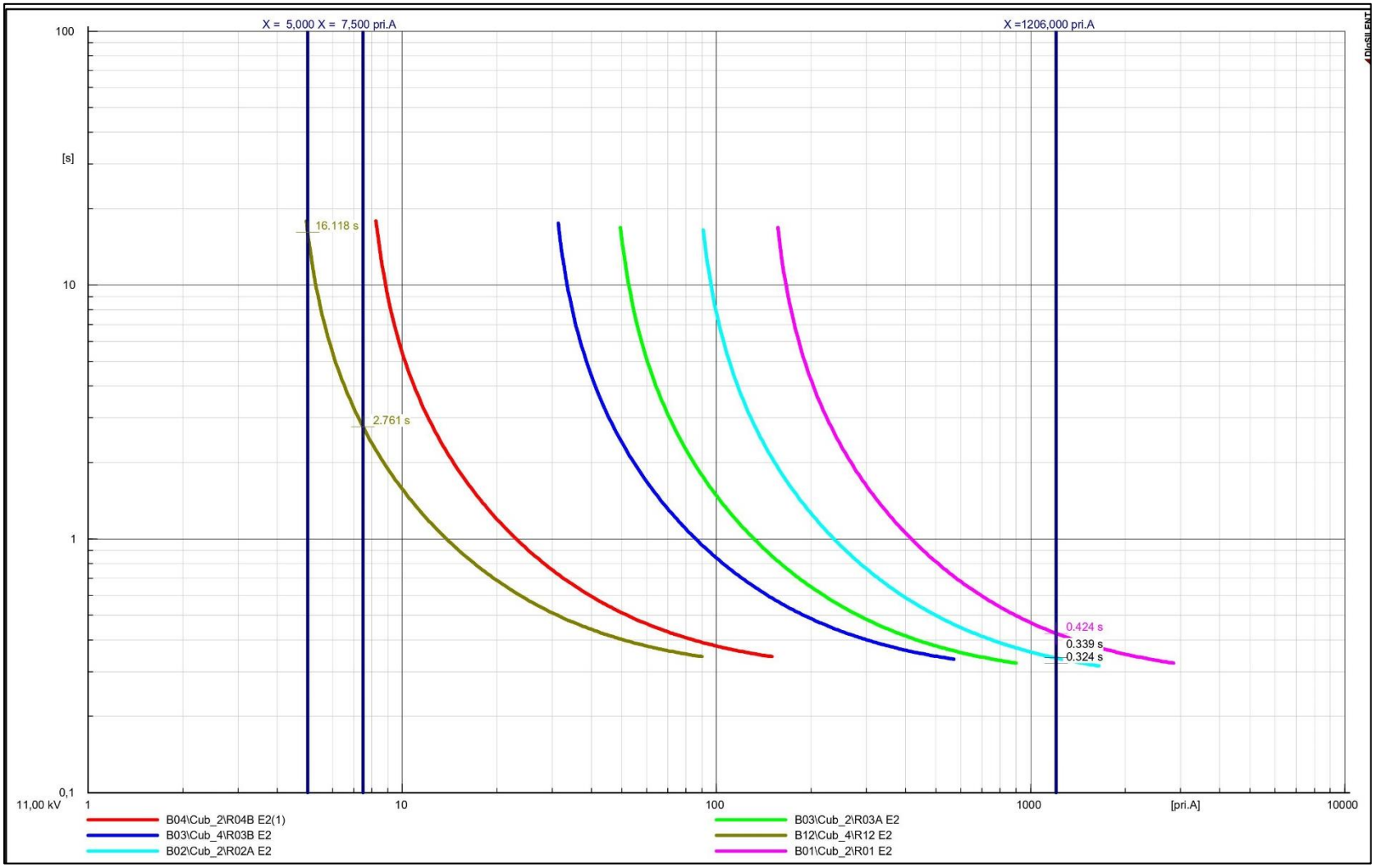

Figura 5. 9. Curvas Coordinación de Protecciones Segundo Escenario

5.2.18. Impacto de la coordinación de protecciones en el Segundo Escenario

Para analizar el impacto que produce la inserción de GD en el Sistema de Distribución Radial en el segundo escenario, se insertó la GD en las barras 2, 3 y 4 respectivamente, en donde se observó que algunos valores se sustituyeron con respecto al caso base.

Los valores que se modificaron, fueron los siguientes:

- Corriente Nominal: cambiaron en las Barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- RTC: debido a cambio de la corriente nominal los nuevos valores de RTC se evidenciaron en las barras 3-A y 1.
- Corriente de Arranque: Cambiaron en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- La corriente del secundario del relé, el DIAL y los tiempos de actuación modificaron sus valores en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A.

Debido a estos acontecimientos suscitados se procede a re- coordinar los relés: R4-B, R12, R3-B, R3-A, R2-A y R1.

En el Anexo E se encuentran la tabla de coordinación de protecciones del segundo escenario.

5.2.19. Resultados de la Inserción de GD en el Segundo Escenario

5.2.19.1. Flujo de Potencia en el Sistema

Como se puede apreciar en la Tabla 21 se encuentran los valores del flujo de potencia (Voltajes y Ángulos) para el caso base y para el caso del segundo escenario con inserción de GD en las barras 2, 3 y 4.

Los mismos que se elevan para el segundo escenario, comprobando que la GD en estas barras mejora el voltaje, llegando en las barras 2, 3 y 4 a 1 p.u. por estar la GD presente en esas barras y para el caso de las demás barras una elevación comparándolo con el caso base, en la figura 5.10. se puede visualizar estos cambios.

Tabla 21. Flujo de Potencia del Sistema Radial y del Segundo Escenario

Flujo de Potencia del Sistema Radial y del Segundo Escenario con inserción de GD								
SIMULACIÓN			SEGUNDO ESCENARIO			CAMBIOS CON LA GD	
BARRA	VOLTAJE p.u.	ÁNGULO deg	BARRA	VOLTAJE p.u.	ÁNGULO deg	Elevación Voltaje	Cambio en el Ángulo
B01	1	0	B01	1	0	0	0
B02	0,971286	0,03197291	B02	1,00000	-1,6243	0,028714	-1,6563
B03	0,9566741	0,04935369	B03	1,00000	-2,4324	0,0433259	-2,4817
B04	0,9509106	0,05652073	B04	1,00000	-2,7478	0,0490894	-2,8043
B05	0,9499239	0,06869451	B05	0,99906	-2,7368	0,0491361	-2,8055
B06	0,9582357	0,1893851	B06	0,98733	-1,4759	0,0290943	-1,6653
B07	0,9560126	0,2166066	B07	0,98517	-1,4503	0,0291574	-1,6669
B08	0,9569587	0,205022	B08	0,98609	-1,4612	0,0291313	-1,6662
B09	0,9679737	0,0719645	B09	0,99678	-1,5866	0,0288063	-1,6585
B10	0,9669005	0,08497359	B10	0,99574	-1,5743	0,0288395	-1,6593
B11	0,9499581	0,1315247	B11	0,99358	-2,3572	0,0436219	-2,4887
B12	0,9458352	0,1824163	B12	0,98963	-2,3107	0,0437948	-2,4931
B13	0,944524	0,1986823	B13	0,98838	-2,2959	0,043856	-2,4945
B14	0,9486141	0,08485486	B14	0,99781	-2,7222	0,0491959	-2,8070
B15	0,9484456	0,0869335	B15	0,99765	-2,7203	0,0492044	-2,8072

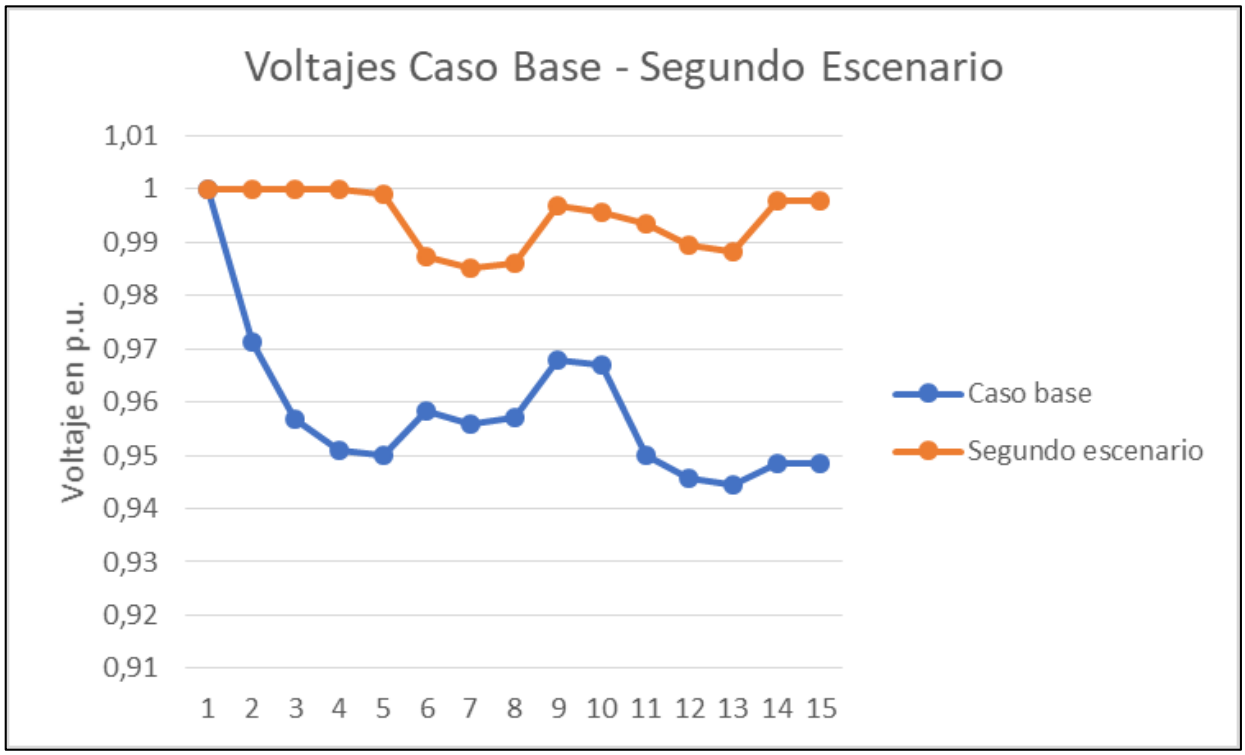

Figura 5. 10. Voltajes del Caso Base y Segundo Escenario.

5.2.19.2. Pérdidas del Sistema

En la tabla 22 se encuentran los cambios suscitados con las pérdidas de potencia activa y potencia reactiva en el Sistema para el caso baso y para el segundo escenario de inserción de GD, demostrando que estos valores cambian en proporciones muy pequeñas en la figura 5.11 se encuentra la gráfica de la perdida de potencia activa y en la figura 5.12 se observa la gráfica de la perdida de potencia reactiva.

Tabla 22. Perdidas del Sistema Caso Base y Segundo Escenario

SIMULACIÓN		
LÍNEA	Pl	Ql
	kW	kVAr
L 01-02	37,69422	36,86962
L 02-03	11,28671	11,03981
L 02-06	5,76701	3,8899
L 02-09	0,47214	0,31846
L 03-04	2,44326	2,38981
L 03-11	2,1757	1,46753
L 04-05	0,05537	0,03735
L 04-14	0,20482	0,13816
L 04-15	0,43978	0,29663
L 06-07	0,39353	0,26544
L 06-08	0,11292	0,07616
L 09-10	0,05917	0,03991
L 11-12	0,60143	0,40567
L 12-13	0,074	0,04991
TOTAL	61,78	57,28

SEGUNDO ESCENARIO		
LÍNEA	Pl	Ql
	kW	kVAr
L 01-02	36,72745	35,92401
L 02-03	10,51033	10,28041
L 02-06	5,43234	3,66416
L 02-09	0,44529	0,30035
L 03-04	2,22792	2,17918
L 03-11	1,98874	1,34142
L 04-05	0,05007	0,03377
L 04-14	0,18519	0,12491
L 04-15	0,39761	0,26819
L 06-07	0,37065	0,25
L 06-08	0,10636	0,07174
L 09-10	0,0558	0,03764
L 11-12	0,5495	0,37064
L 12-13	0,0676	0,456
TOTAL	59,11485	55,30242

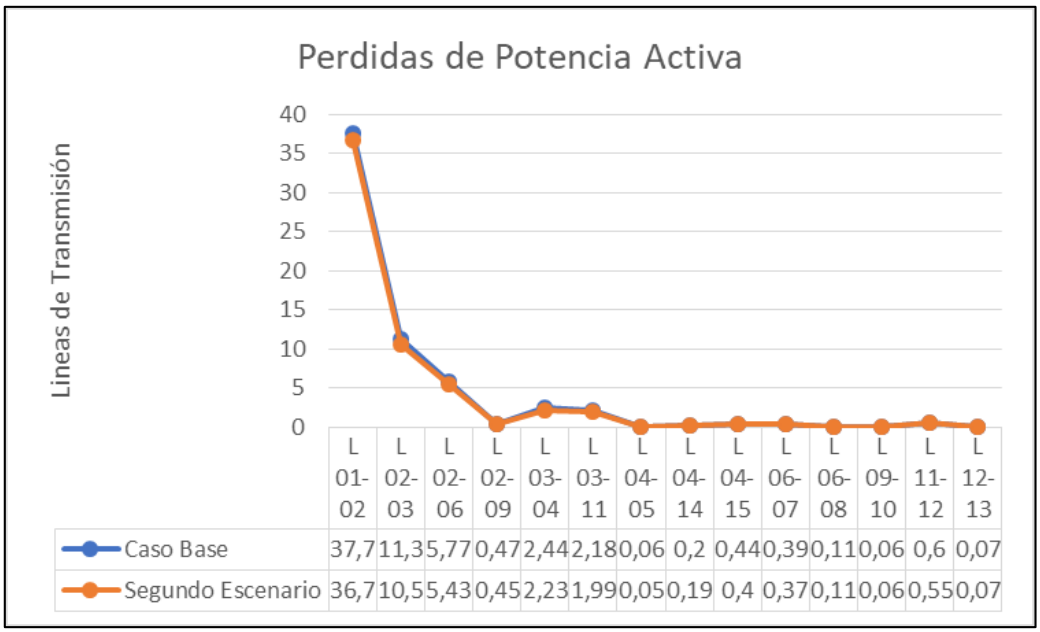

Figura 5. 11. Perdidas de Potencia Activa.

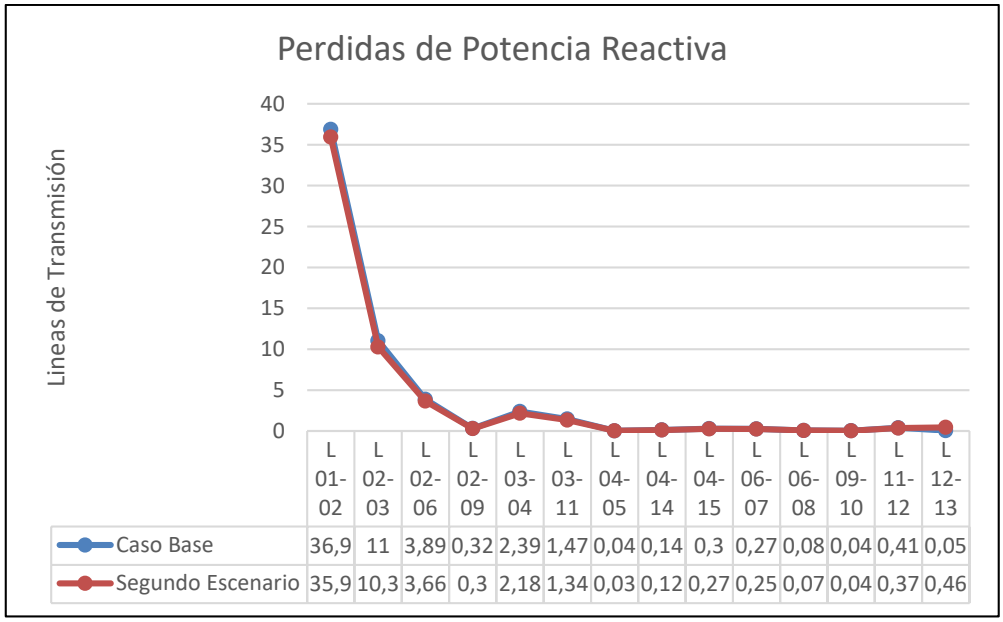

Figura 5. 12. Perdidas de Potencia Reactiva.

5.2.20. Tercer Escenario

En la figura, se colocó una fuente de generación distribuida en la barra 3, la misma que se puede visualizar a continuación, posteriormente se procede a correr el flujo y tomar los datos resultantes para la coordinación de protecciones.

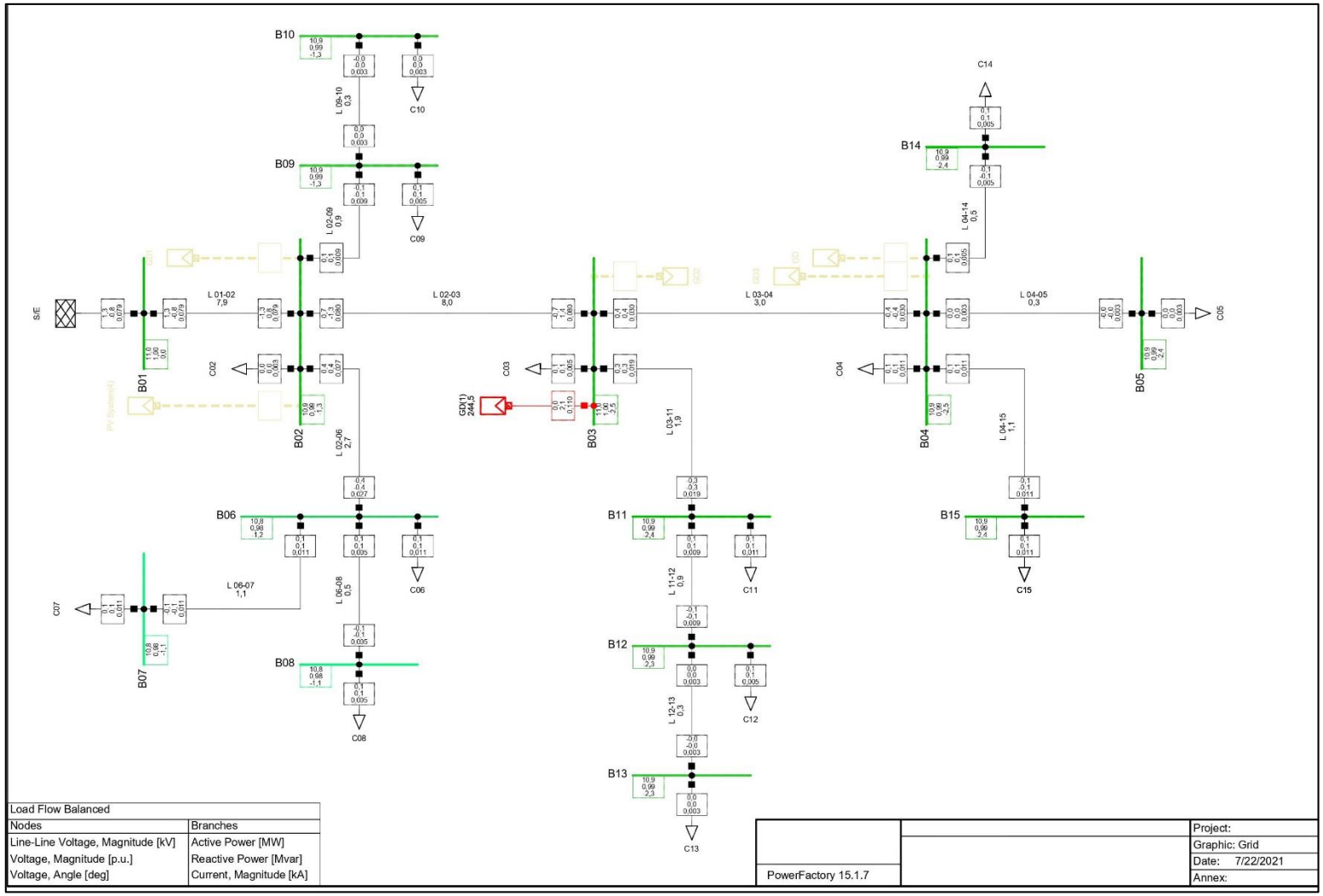

Figura 5. 13. Inserción de GD Tercer Escenario

5.2.20.1. Corrientes nominales del sistema de Distribución

Las corrientes nominales del diagrama fueron obtenidas a partir de la simulación del sistema radial con inserción de la GD. Se utilizan estas corrientes para obtener los valores de la Corriente de Arranque, y calibración de los equipos de Protección en cada barra donde se instalaran los relés.

En la Tabla 23 se pueden visualizar los valores de In del sistema radial con GD en la barra 3.

Tabla 23. Corriente Nominal Tercer Escenario

Corriente Nominal (In) Tercer Escenario	
Barra	**In**
4-A	3
4-B	5
4-C	11
12	3
11	9
3-B	19
3-A	30
9	3
2-B	9
6-A	5
6-B	11
2-C	27
2-A	80
1	79

5.2.21. Dimensionamiento del TC

Para determinar la corriente del TC usamos la corriente nominal, que obtuvimos del flujo de potencia, en donde analizando la In buscamos un transformador de corriente comercial que se acerque al inmediato superior. A continuación en la Tabla 24 se presenta el dimensionamiento de los TC`s en el tercer escenario.

Tabla 24. RTC Tercer Escenario

RTC Tercer Escenario	
Barra	**RTC**
4-A	50
4-B	50
4-C	50
12	50
11	50
3-B	50
3-A	50
9	50
2-B	50
6-A	50
6-B	50
2-C	50
2-A	100
1	100

5.2.22. Corrientes de Arranque

La corriente de arranque es la que permite actuar a la protección y a su vez permite obtener el valor de la corriente del secundario del relé (Isec).

En la tabla se puede visualizar las corrientes de arranque para el tercer escenario de inserción de GD.

Tabla 25. Corriente de Arranque Tercer Escenario

Corriente de Arranque Tercer Escenario	
Barra	**Ia**
4-A	4,5
4-B	7,5
4-C	16,5
12	4,5
11	13,5
3-B	28,5
3-A	45
9	4,5
2-B	13,5
6-A	7,5
6-B	16,5
2-C	40,5
2-A	120
1	118,5

5.2.23. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

Para obtener la corriente de arranque desde el lado secundario del TC, usamos la corriente de Arranque (Ia) y la relación de transformador de corriente, como se puede ver en la Tabla 26 están los valores de Isec de los relés para el Tercer Escenario.

Tabla 26. Corriente Secundaria del Relé Tercer Escenario

Corriente Secundaria del Relé Tercer Escenario	
Relé	**Isec**
4-A	0,09
4-B	0,15
4-C	0,33
12	0,09
11	0,27
3-B	0,57
3-A	0,9
9	0,09
2-B	0,27
6-A	0,15
6-B	0,33
2-C	0,81
2-A	1,2
1	1,185

5.2.24. Curva (DIAL).

Para establecer los tiempos de operación del relé 51 tanto el tiempo que opera como protección principal como de respaldo fue simulando en DIgSILENT escogiendo un tipo de curva, para nuestro caso usamos la curva ANSI/IEEE Short Inverse, porque tiene una respuesta más rápida, en la Tabla 27 podemos visualizar los valores del DIAL.

Tabla 27. DIAL Tercer Escenario

DIAL Tercer Escenario	
Relé	**DIAL**
4-A	8,8
4-B	8,7
4-C	8,6
12	8,7
11	8,6
3-B	8,5
3-A	8,2
9	8,8
2-B	8,8
6-A	8,7
6-B	8,6
2-C	8,5
2-A	7,5
1	8,4

5.2.25. Tiempo de actuación (t_{propio}) y ($t_{respaldo}$).

Para garantizar selectividad se debe tener en cuenta los tiempos propios y de respaldo, con el fin de encontrar los parámetros de ajuste de cada relé. En la Tabla 28 se puede visualizar los tiempos de actuación para los dos casos.

Tabla 28. Tiempos de Actuación Tercer Escenario

Tiempos de Actuación			
Tercer Escenario			
Relé	**tpropio**	**trespaldo**	**Relación**
4-A	0,3002478	-	-
4-B	0,2983837	-	-
4-C	0,3005941	-	-
12	0,298353	-	-
11	0,2999814	-	-
3-B	0,3016383	0,3016383	Relé 3-B con el Relé 3-A
3-A	0,3014204	0,3093564	Relé 3-A con el Relé 4-C
9	0,3000741	-	
2-B	0,3015781	0,3037637	Relé 2-B con el Relé 3-A
6-A	0,2985008	-	-
6-B	0,3009176	-	-
2-C	0,3004759	0,3093488	Relé 2-C con el Relé 3-A
2-A	0,3186908	0,3322931	Relé 2-A con el Relé 3-A
1	0,2943405	0,333805	Relé 1 con el Relé 2-A

5.2.26. Curvas de la Coordinación de Protecciones en el tercer escenario

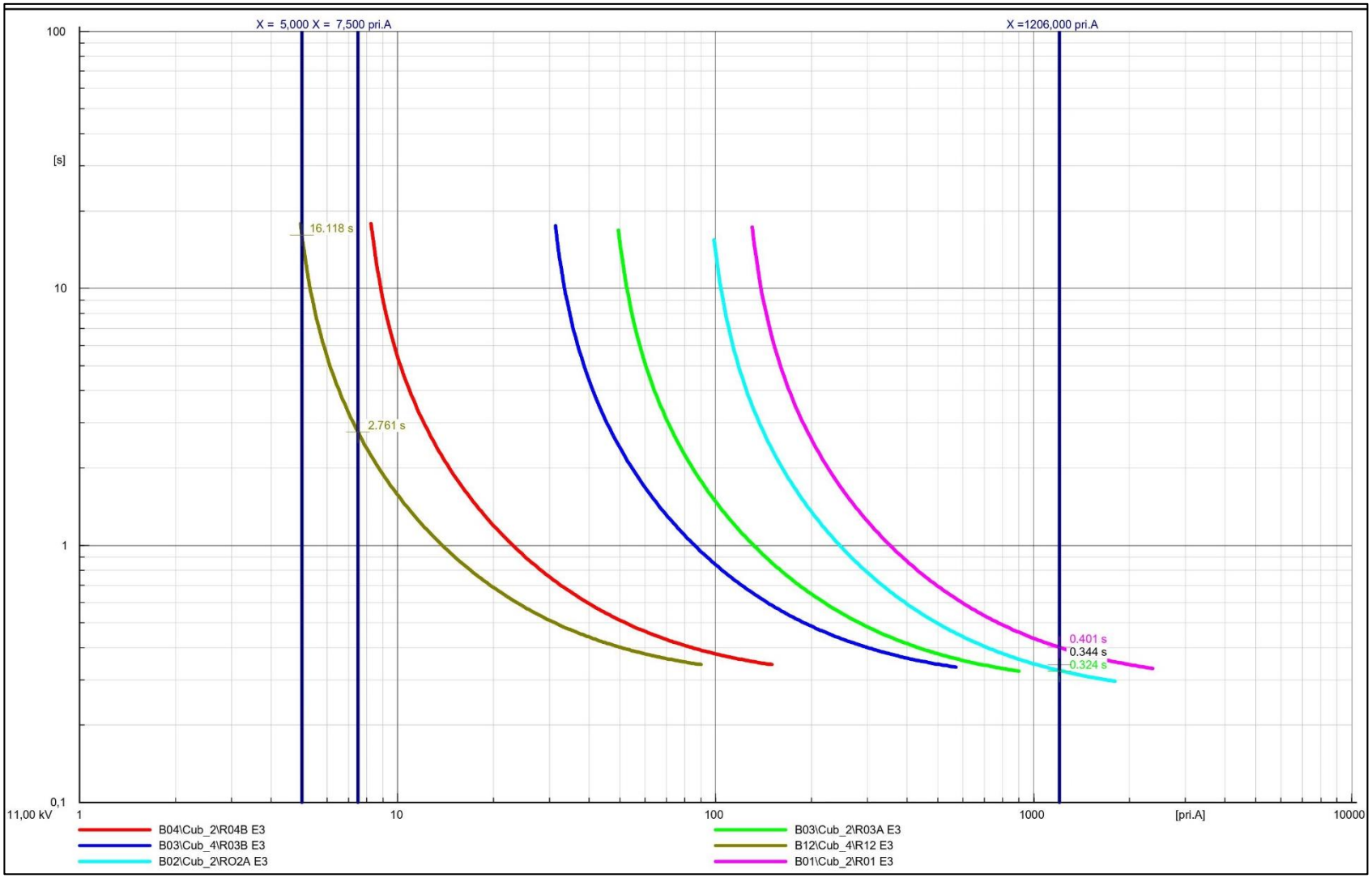

Figura 5. 14. Curvas Coordinación de Protecciones Tercer Escenario

5.2.27. Impacto de la coordinación de protecciones del tercer escenario.

Para analizar el impacto que produce la inserción de GD en el Sistema de Distribución Radial en el tercer escenario, se insertó la GD en la barra 3, en donde se observó que algunos valores se sustituyeron con respecto al caso base.

Los valores que se modificaron, fueron los siguientes:

- Corriente Nominal: cambiaron en las Barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- RTC: debido a cambio de la corriente nominal los nuevos valores de RTC se evidenciaron en las barras 3-A y 1.
- Corriente de Arranque: Cambiaron en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- La corriente del secundario del relé, el DIAL y los tiempos de actuación modificaron sus valores en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A.

Debido a estos acontecimientos suscitados se procede a re- coordinar los relés: R4-B, R12, R3-B, R3-A, R2-A y R1.

En el Anexo F y J se encuentran la tabla de coordinación de protecciones del Tercer escenario y una gráfica comparativa de los voltajes del caso base y al insertar la GD en la barra 3.

5.2.28. Cuarto Escenario

En la figura , el autor nos recomienda colocar una fuente de generación distribuida en la barra 4, la misma que se puede visualizar a continuación, posteriormente se procede a correr el flujo y tomar los datos resultantes para la coordinación de protecciones.

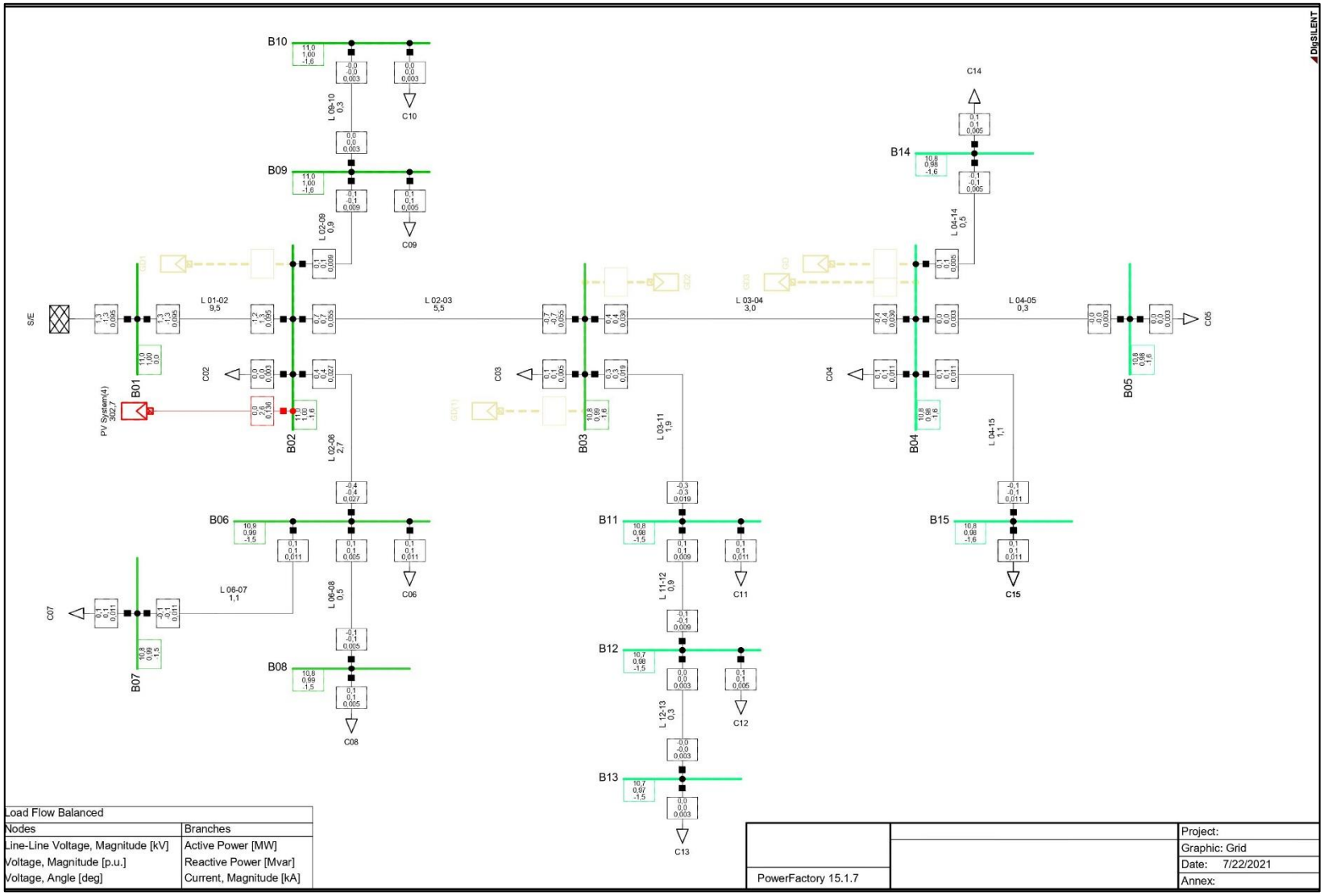

Figura 5. 15. Inserción de GD Cuarto Escenario

5.2.28.1. Corrientes nominales del sistema de Distribución

Las corrientes nominales del diagrama fueron obtenidas a partir de la simulación del sistema radial con inserción de la GD. Se utilizan estas corrientes para obtener los valores de la Corriente de Arranque, y calibración de los equipos de Protección en cada barra donde se instalaran los relés.

En la Tabla 29 se pueden visualizar los valores de In del sistema radial con GD en la barra 2.

Tabla 29. Corriente Nominal Cuarto Escenario

Corriente Nominal (In) Cuarto Escenario	
Barra	**In**
4-A	3
4-B	5
4-C	11
12	3
11	9
3-B	19
3-A	30
9	3
2-B	9
6-A	5
6-B	11
2-C	27
2-A	55
1	95

5.2.29. Dimensionamiento del TC

Para determinar la corriente del TC usamos la corriente nominal, que obtuvimos del flujo de potencia, en donde analizando la In buscamos un transformador de corriente comercial que se acerque al inmediato superior. A continuación en la Tabla 30 se presenta el dimensionamiento de los TC`s en el cuarto escenario.

Tabla 30. RTC Cuarto Escenario

RTC Cuarto Escenario	
Barra	**RTC**
4-A	50
4-B	50
4-C	50
12	50
11	50
3-B	50
3-A	50
9	50
2-B	50
6-A	50
6-B	50
2-C	50
2-A	75
1	100

5.2.30. Corrientes de Arranque

La corriente de arranque es la que permite actuar a la protección y a su vez permite obtener el valor de la corriente del secundario del relé (Isec).

En la tabla se puede visualizar las corrientes de arranque para el cuarto escenario de inserción de GD.

Tabla 31. Corriente de arranque Cuarto Escenario

Corriente de Arranque Cuarto Escenario	
Barra	**Ia**
4-A	4,5
4-B	7,5
4-C	16,5
12	4,5
11	13,5
3-B	28,5
3-A	45
9	4,5
2-B	13,5
6-A	7,5
6-B	16,5
2-C	40,5
2-A	82,5
1	142,5

5.2.31. Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

Para obtener la corriente de arranque desde el lado secundario del TC, usamos la corriente de Arranque (Ia) y la relación de transformador de corriente, como se puede ver en la Tabla 32 se encuentran los valores de la Isec de los relés para el Cuarto Escenario.

Tabla 32. Corriente secundaria del relé Cuarto Escenario

Corriente Secundaria del Relé Cuarto Escenario	
Relé	**Isec**
4-A	0,09
4-B	0,15
4-C	0,33
12	0,09
11	0,27
3-B	0,57
3-A	0,9
9	0,09
2-B	0,27
6-A	0,15
6-B	0,33
2-C	0,81
2-A	1,1
1	1,425

5.2.32. Curva (DIAL).

Para establecer los tiempos de operación del relé 51 tanto el tiempo que opera como protección principal como de respaldo fue simulando en DIgSILENT escogiendo un tipo de curva, para nuestro caso usamos la curva ANSI/IEEE Short Inverse, porque tiene una respuesta más rápida, en la Tabla 33 podemos visualizar los valores del DIAL.

Tabla 33. DIAL Cuarto Escenario

DIAL Cuarto Escenario	
Relé	**DIAL**
4-A	8,8
4-B	8,7
4-C	8,6
12	8,7
11	8,6
3-B	8,5
3-A	8,2
9	8,8
2-B	8,8
6-A	8,7
6-B	8,6
2-C	8,5
2-A	8,0
1	8,2

5.2.33. Tiempo de actuación (t_{propio}) y ($t_{respaldo}$).

Para garantizar selectividad se debe tener en cuenta los tiempos propios y de respaldo, con el fin de encontrar los parámetros de ajuste de cada relé. En la Tabla 34 se puede visualizar los tiempos de actuación para los dos casos.

Tabla 34. Tiempos de Actuación Cuarto Escenario

Tiempos de Actuación			
Cuarto Escenario			
Relé	**tpropio**	**trespaldo**	**Relación**
4-A	0,30024785	-	-
4-B	0,298383685	-	-
4-C	0,300594098	-	-
12	0,298353006	-	-
11	0,299981435	-	-
3-B	0,301638293	0,298089607	Relé 3-B con el Relé 3-A
3-A	0,301420388	0,305583755	Relé 3-A con el Relé 4-C
9	0,30007406	-	
2-B	0,301578116	0,303763651	Relé 2-B con el Relé 3-A
6-A	0,298500823	-	
6-B	0,300917644	-	
2-C	0,300475873	0,309348841	Relé 2-C con el Relé 3-A
2-A	0,300258815	0,321744148	Relé 2-A con el Relé 3-A
1	0,298735743	0,339086629	Relé 1 con el Relé 2-A

5.2.34. Curvas de Coordinación de protecciones del Cuarto Escenario

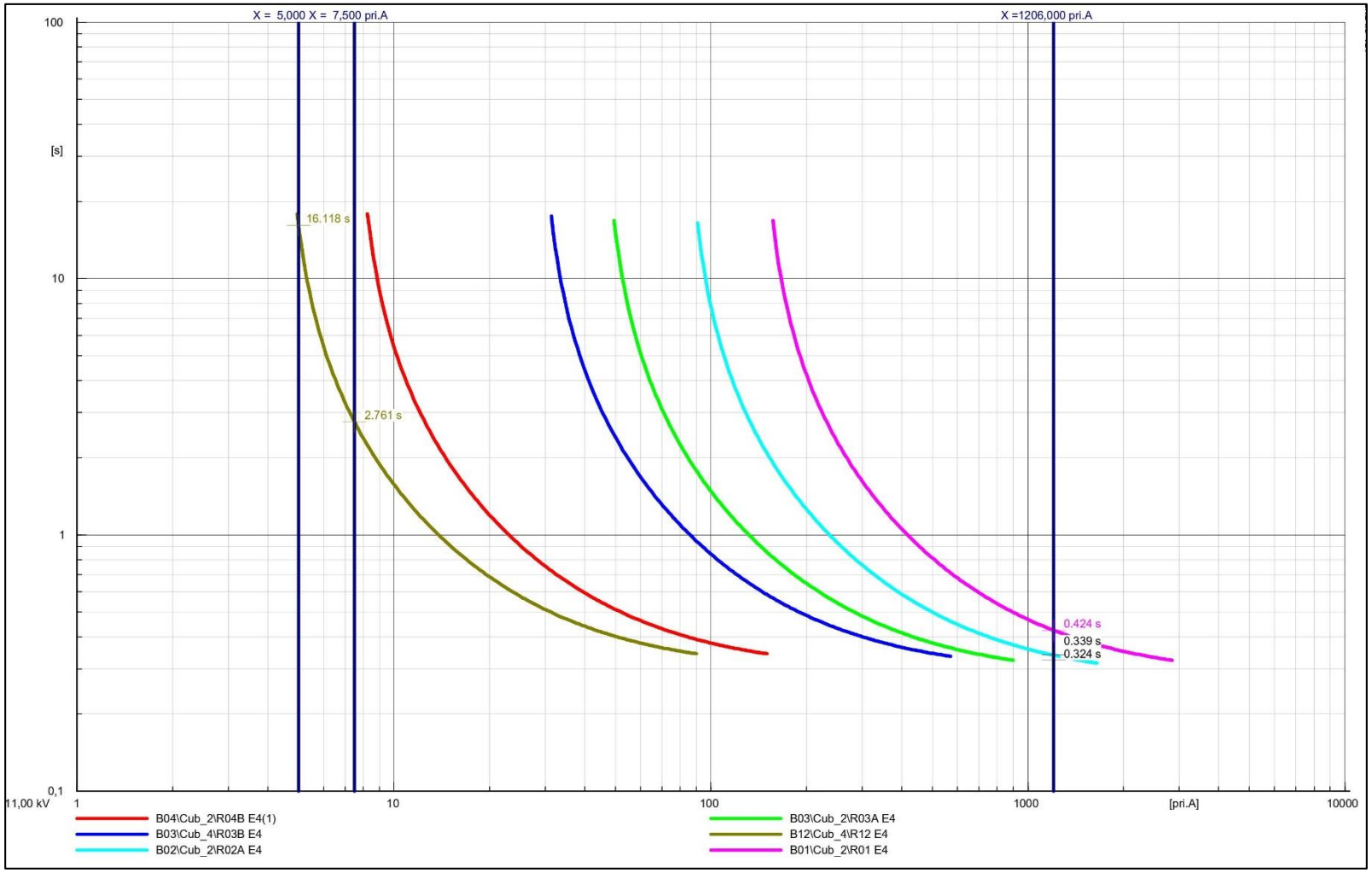

Figura 5. 16. Curvas coordinación de protecciones Cuarto Escenario

5.2.35. Impacto de la coordinación de protecciones del Cuarto Escenario

Para analizar el impacto que produce la inserción de GD en el Sistema de Distribución Radial en el cuarto escenario, se insertó la GD en la barra 2, en donde se observó que algunos valores se sustituyeron con respecto al caso base.

Los valores que se modificaron, fueron los siguientes:

- Corriente Nominal: cambiaron en las Barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- RTC: debido a cambio de la corriente nominal los nuevos valores de RTC se evidenciaron en las barras 3-A y 1.
- Corriente de Arranque: Cambiaron en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A y 1.
- La corriente del secundario del relé, el DIAL y los tiempos de actuación modificaron sus valores en las barras 4-B, 12,3-B, 3-A, 2-A.

Debido a estos acontecimientos suscitados se procede a re- coordinar los relés: R4-B, R12, R3-B, R3-A, R2-A y R1.

En el Anexo G y K se encuentran la tabla de coordinación de protecciones del cuarto escenario y una gráfica comparativa de los voltajes del caso base y al insertar la GD en la barra 2.

5.2.36. Impacto en la coordinación de protecciones de los Cuatro Escenarios propuestos.

5.2.36.1. Tablas Comparativas Escenarios Propuestos con respecto al caso base

En la tabla 35 se puede contemplar los valores de la corriente nominal en todos los escenarios llegando a las siguientes deducciones:

Las magnitudes de las barras 4-A, 4-C, 11, 9, 2-B, 6-A, 6-B y 2-C no sufren ninguna modificación al insertar la GD en los cuatro escenarios propuestos.

Los resultados de los escenarios son los mismos para las barras 4-B, 12 Y 3-B.

Los valores de los escenarios de la barra 2-A y la barra 1 son distintos con respecto al caso base.

El escenario 2 y el escenario 4 son semejantes debido a poseen los mismos valores.

La barra 3-A sufre modificaciones iguales en los escenarios 2, 3 y 4 a diferencia del escenario 1 que coloca otro valor distinto a los demás.

Tabla 35. Corriente Nominal Todos los Escenarios

Corriente Nominal					
Barra	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	3	3	3	3	3
4-B	6	5	5	5	5
4-C	11	11	11	11	11
12	4	3	3	3	3
11	9	9	9	9	9
3-B	20	19	19	19	19
3-A	31	75	30	30	30
9	3	3	3	3	3
2-B	9	9	9	9	9
6-A	5	5	5	5	5
6-B	11	11	11	11	11
2-C	27	27	27	27	27
2-A	57	67	55	80	55
1	96	72	95	79	95

Debido al cambio que sufrieron las magnitudes en la corriente nominal se procedió a calibrar las nuevas relaciones de transformación de los TC y solo se evidenciaron las siguientes observaciones.

En la barra 3-A en el primer escenario se dio una modificación por el valor de 100/1 A.

En la barra 2-A en el tercer escenario se dio una modificación por el valor de 100/1 A.

En la barra 1 en el primer escenario se dio una modificación por el valor de 75/1 A.

En la tabla 36 detalla la relación de transformación del transformador de corriente para todos los escenarios.

Tabla 36. RTC Todos los Escenarios

RTC					
Barra	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	50	50	50	50	50
4-B	50	50	50	50	50
4-C	50	50	50	50	50
12	50	50	50	50	50
11	50	50	50	50	50
3-B	50	50	50	50	50
3-A	50	100	50	50	50
9	50	50	50	50	50
2-B	50	50	50	50	50
6-A	50	50	50	50	50
6-B	50	50	50	50	50
2-C	50	50	50	50	50
2-A	75	75	75	100	75
1	100	75	100	100	100

La tabla 37 nos presenta las corrientes de arranque, corriente a la que empezará a actuar la protección para todos los escenarios.

Los escenarios 2 y 4 presentan las mismas modificaciones con respecto de los diferentes escenarios.

La Barra 4-B, 12 y 3-B en los cuatro escenarios disponen los mismos cambios.

La Barra 3-A, 2-A y barra 1 presentan distintos valores tomando como referencia el caso base.

Tabla 37. Corriente de arranque Todos los Escenarios

Corriente de Arranque (Ia)					
Barra	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
4-B	9	7,5	7,5	7,5	7,5
4-C	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
12	6	4,5	4,5	4,5	4,5
11	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
3-B	30	28,5	28,5	28,5	28,5
3-A	46,5	112,5	45	45	45
9	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
2-B	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
6-A	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
6-B	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
2-C	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5
2-A	85,5	100,5	82,5	120	82,5
1	144	108	142,5	118,5	142,5

Las corrientes de arranque desde el lado secundario del TC, se pueden visualizar en la tabla 38, estas corrientes se colocan en el relé.

Los cambios que se suscitaron en estas corrientes son los siguientes:

En el relé 1, solo el primer escenario mantiene el mismo valor del caso base.

Los relés 4-B, 12 y 3-B en los cuatro escenarios poseen las mismas magnitudes resultantes.

Existen variaciones en los relés 3-A, 2-A y 1.

Tabla 38. Corriente del secundario del relé Todos los Escenarios

Corriente del Secundario del Relé					
Relé	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
4-B	0,18	0,15	0,15	0,15	0,15
4-C	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
12	0,12	0,09	0,09	0,09	0,09
11	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
3-B	0,6	0,57	0,57	0,57	0,57
3-A	0,93	1,125	0,9	0,9	0,9
9	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2-B	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
6-A	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
6-B	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
2-C	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
2-A	1,14	1,34	1,1	1,2	1,1
1	1,44	1,44	1,425	1,185	1,425

El DIAL en todos los escenarios se pues observar en la tabla 39, con sus respectivas variaciones en función de cada escenario de inserción de GD.

En el relé 3-B en todos los escenarios el valore del DIAL ha incrementado a 8,5 con respecto al caso base de 8,4.

Para el caso del Relé 3-A, el escenario 1 presenta una magnitud inferior de 6,9, caso contrario pa los escenarios 2, 3 y 4 que existe un incremento a 8,2.

Para el caso del Relé 2-A solo se evidenciaron cambios en el escenario 1 con un valor de 7,8 y para el escenario 3 de 7,5.

Y por último el Relé 1 presento variaciones para el escenario 1 y 3 de 8,4. j

Tabla 39. DIAL Todos los Escenarios

DIAL del Relé					
Relé	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
4-B	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
4-C	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
12	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
11	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
3-B	8,4	8,5	8,5	8,5	8,5
3-A	8,1	6,9	8,2	8,2	8,2
9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
2-B	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
6-A	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
6-B	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
2-C	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
2-A	8,0	7,8	8,0	7,5	8,0
1	8,2	8,4	8,2	8,4	8,2

Los tiempos propios de actuación del relé 51 en todos los escenarios presentan las siguientes variaciones con respecto al caso original de estudio.

Con respecto a los relés 4-B, 12 y 3-B, existe la misma variación en el tiempo propio, en base al caso base.

Para el caso del Relé 3-B, 3-A, 2-A y relé 1 existen distintas variaciones en el tiempo propio, las misma que nos determinan el tiempo en el cual va a entrar en funcionamiento la protección.

En el Anexo K se encuentra una gráfica de los tiempos propios en el caso base y en los cuatro escenarios.

Tabla 40. Tiempo propio del relé Todos los Escenarios

Tiempo propio del Relé					
Relé	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	0,30024785	0,30024785	0,30024785	0,30024785	0,30024785
4-B	0,29923681	0,29838369	0,29838369	0,29838369	0,29838369
4-C	0,30059410	0,30059410	0,30059410	0,30059410	0,30059410
12	0,29978577	0,29835301	0,29835301	0,29835301	0,29835301
11	0,29998144	0,29998144	0,29998144	0,29998144	0,29998144
3-B	0,29899477	0,30163829	0,30163829	0,30163829	0,30163829
3-A	0,29875089	0,29975590	0,30142039	0,30142039	0,30142039
9	0,30007406	0,30007406	0,30007406	0,30007406	0,30007406
2-B	0,30157812	0,30157812	0,30157812	0,30157812	0,30157812
6-A	0,29850082	0,29850082	0,29850082	0,29850082	0,29850082
6-B	0,30091764	0,30091764	0,30091764	0,30091764	0,30091764
2-C	0,30047587	0,30047587	0,30047587	0,30047587	0,30047587
2-A	0,30164456	0,30109228	0,30025881	0,31869075	0,30025881
1	0,29901884	0,29963580	0,29873574	0,29434048	0,29873574

En función del tiempo de respaldo para la protección secundaria se puede observar en la tabla 41, las variantes que han cambiado en función de la inserción de la GD en el sistema de distribución Radial.

Tabla 41. Tiempo respaldo del relé Todos los Escenarios

Tiempo respaldo del Relé					
Relé	**Caso Base**	**Escenario 1 GD en B4**	**Escenario 2 GD en B2,B3,B4**	**Escenario 3 GD en B3**	**Escenario 4 GD en B2**
4-A	-	-	-	-	-
4-B	-	-	-	-	-
4-C	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-
3-B	0,29899477	0,30163829	0,30163829	0,30163829	0,29808961
3-A	0,30693952	0,32296944	0,30935639	0,30935639	0,30558376
9	-	-	-	-	-
2-B	0,30376365	0,30376365	0,30376365	0,30376365	0,30376365
6-A	-	-	-	-	-
6-B	-	-	-	-	-
2-C	0,30934884	0,30934884	0,30934884	0,30934884	0,30934884
2-A	0,32418824	0,32844657	0,32174415	0,33229307	0,32174415
1	0,33994229	0,32816656	0,33908663	0,33380498	0,33908663

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1.CONCLUSIONES

- De acuerdo con la investigación realizada, se desarrolló la coordinación de protecciones de sobrecorriente para el sistema de distribución radial IEEE 15 Barras con el propósito de analizar su comportamiento antes de la inserción de la Generación Distribuida y posteriormente de la misma en el sistema elegido, verificando el funcionamiento de las protecciones y observando la necesidad de volver a coordinar el sistema de protecciones.
- El método de coordinación de protecciones implementado en este proyecto se desarrolló en el software DIgSILENT Power Factory el cual nos permite garantizar el funcionamiento del sistema de protecciones de sobrecorriente durante el ingreso de la Generación distribuida mostrando flexibilidad en la coordinación ante los cuatro escenarios planteados.
- La inserción de Generación Distribuida realizada en los cuatro escenarios propuestos, producen diferentes variaciones de acuerdo al lugar y a la topología del sistema en el que se coloca la GD, en los cuatro escenarios existe una elevación de voltaje al correr el flujo de potencia, frente al primer escenario la barra 3A presento una elevación de corriente nominal muy significativa y una disminución en el DIAL, el tercer escenario no presento grandes cambios en función del caso modelo, mientras que los escenarios 2 y 4 obtuvieron resultados similares. Sin embargo de forma general los cambios que sufre el sistema no ameritan una nueva coordinación en todas las protecciones, pero si en los relés 1, 2A, 3A, 3B, 4B y 12 que se ven mayormente afectados por el ingreso de la Generación Distribuida.

6.2.RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener en cuenta las normas IEC y la ANSI/IEEE que describen las curvas de las protecciones, realizar un análisis y elegir la curva apropiada para el sistema de acuerdo a la topología y así de esta manera llevar a cabo una correcta coordinación de protecciones en el sistema de distribución.
- Se recomienda en la coordinación de protecciones realizar fallas trifásicas en el sistema de distribución, debido a que este tipo de fallas si bien es cierto no son tan comunes pero si son severas, elegir del método de coordinación apropiado y empezar la coordinación de protecciones desde el punto más alejado del sistema hasta la fuente del mismo.
- Se recomienda analizar y buscar información de los distintos métodos utilizados para la coordinación de protecciones de acuerdo con las distintas topografías que sean factibles y no sufran problemas al insertar GD al sistema para futuros proyectos.

7. BIBLIOGRAFÍA

[1] J. A. Y. Morón, Sistemas Eléctricos de Distribución, México, D.F.: REVERTÉ, 2009.

[2] R. E. y. Lara, Sistemas de Distribución, México, D.F.: LIMUSA, 1990.

[3] P. S. C. Fernando, Construcción de una red de Distribución Trifásica 13.2 KV para la sección 67 y Tigue en el Bloque Gustavo Galindo Velasco, Quito: Escuela Politecnica Nacional, 2013.

[4] A. F. P. Hernández, LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO INCERTIDUMBRES EN LA CARGA Y CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.

[5] S. R. Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 2003.

[6] C. E. Internacional, «Norma Internacional IEC 60909,» 2001.

[7] S. O. V. M., «Generación Distribuida. El papel en la ampliación del Acceso a la Energía.,» Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, pp. 291-304.

[8] E. F. Durán, «La Generación Distribuida: Retos al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano,» *Revista Técnica Energía*, vol. 10, nº 1, pp. 28-34, 2014.

[9] R. W. d. M. Philip P. Barker, «Determining the impact of distributed generqation on power systems: Part 1- Radial distribution systems,» *Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, 2000.

[10] S. Conti, «Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation,» *ELSEVIER*, vol. 79, pp. 49-56, 2009.

[11] J. P. V. Quintero, «Generación distribuida: Democratización de la energía eléctrica.,» *Criterio Libre*, vol. 8, pp. 105-112, 2008.

[12] H. A. O. C. José Miguel Mejía Morales, "ESTUDIO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES MEDIANTE SELECTIVIDAD LÓGICA PARA LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL MOLINO, PRESA DANIEL PALACIOS Y CENTRAL MAZAR, Cuenca: Universidad Poltécnica Salesiana Sede Cuenca, 2012.

[13] G. E. M. Carlos J. Zapata, «Coordinación de relés de sobrecorrientes en sistemas radiales utilizando Programación lineal,» *Scientia Et Technica,* 2003.

[14] «Universidad Tecnologica Nacional,» [En línea]. Available: http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf. [Último acceso: 20 06 2021].

[15] S. R. Castaño, Redes de Distribución de Energía, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

[16] T. J. D. J. Lewis Blackburn, Protective Relaying: Principles and Applications, Boca Raton: CRC Press, 2006.

[17] «Norma ANSI/IEEE C37.2,» 2018.

[18] C. Zapata, Protección de Sistemas de Transmisión y Distribución de Electricidad, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.

[19] D. Rosero, Análisis de la distribución de protecciones del sistema de subtransmisión de CNEL EP Sucumbios ante un nuevo punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2019.

[20] E. G. J. Arroyo, Protecciones eléctricas en subestación San Francisco 85- 23kV/30MVA., México: Instituto Politécnico Nacional, 2012.

[21] J. E. H. Q. Alfredo Cuevas Camacho, Coordinacion de Protecciones en un Sistema de Distribución, México D.F.: Escuela Superior de Ingeniería Mecanica y Electrica Unidad Profesional "Adolfo Lopez Mateos", 2013.

[22] ARCONEL, «ARCONEL,» 12 10 2018. [En línea]. Available: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/. [Último acceso: 15 07 2021].

[23] D. K. A. K. D. Das, «Simple and efficient methos for load flow solution of radial distribution networks,» *Electrical Power & Energy Sistems,* vol. 17, nº 5, pp. 3335-346, 1995.

[24] F. C. Martha Bedoya, Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución con Penetración de Generación Distribuida, Pereira: Universidad Tecnológico de Pereira, 2015.

[25] Siriored, «Siriored,» 2021. [En línea]. Available: https://www.siriored.com/transformadores-de-proteccion.html. [Último acceso: 30 06 2021].

[26] M. Jayamohan, «VOLTAGE STABILITY ENHANCEMENT OF RADIAL

DISTRIBUTION SYSTEM BY OPTIMAL PLACEMENT OF DG AND D-STATCOM,» IEEE, Kerala.

[27] C. Aguirre, Estudios Electricos de sistemas de potencia para la carrera de ingenierìa elèctrica utilizando el software Power Factory 13.1 de DigSilent, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.

8. ANEXOS

Anexo A: Validación Sistema IEEE 15 Barras

Tabla A.1. Validación de Voltajes Sistema IEEE 15 Barras

SIMULACIÓN			MODELO			ERRORES	
BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO	BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO	ERROR V	ERROR A
	p.u.	deg		p.u.	deg	%	%
B01	1	0	B01	1	0	0,00%	0,00%
B02	0,971286	0,031973	B02	0,97128	0,0321	0,00%	0,35%
B03	0,956674	0,049354	B03	0,95689	0,0493	0,02%	0,16%
B04	0,950911	0,056521	B04	0,95117	0,0567	0,03%	0,36%
B05	0,949924	0,068695	B05	0,95018	0,0688	0,03%	0,09%
B06	0,958236	0,189385	B06	0,95813	0,1925	0,01%	1,63%
B07	0,956013	0,216607	B07	0,95591	0,2194	0,01%	1,29%
B08	0,956959	0,205022	B08	0,95685	0,2080	0,01%	1,42%
B09	0,967974	0,071965	B09	0,96793	0,0722	0,00%	0,32%
B10	0,966901	0,084974	B10	0,96686	0,0848	0,00%	0,21%
B11	0,949958	0,131525	B11	0,95030	0,1306	0,04%	0,68%
B12	0,945835	0,182416	B12	0,94619	0,1811	0,04%	0,75%
B13	0,944524	0,198682	B13	0,94488	0,1977	0,04%	0,51%
B14	0,948614	0,084855	B14	0,94886	0,0848	0,03%	0,07%
B15	0,948446	0,086934	B15	0,94870	0,0871	0,03%	0,18%

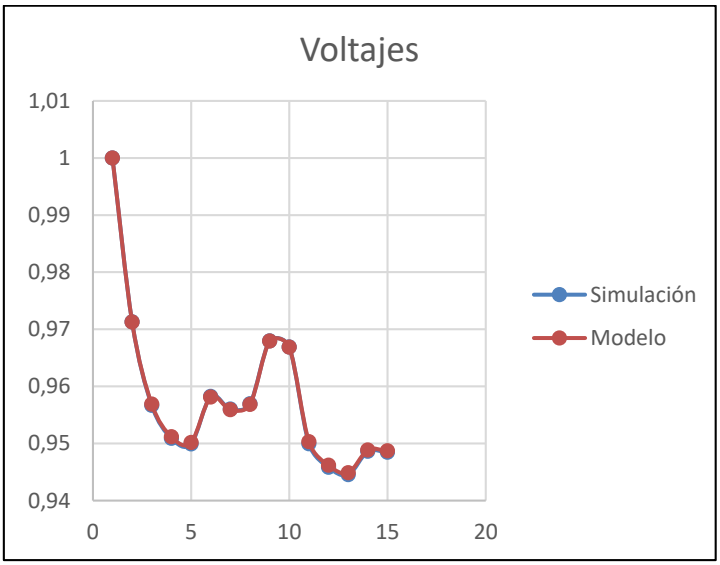

Figura A.1. Grafica de Voltajes Validación del modelo

Anexo B. Validación Sistema IEEE 15 Barras Flujo de Potencia

Tabla B.1. Validación de Flujos de Potencia

SIMULACIÓN			MODELO			ERRORES	
LÍNEA	**Pl**	**Ql**	**LÍNEA**	**Pl**	**Ql**	**ERROR Pl**	**ERROR Ql**
	kW	**kVAr**		**kW**	**kVAr**	**%**	**%**
L 01-02	37,69422	36,86962	L 01-02	37,7	36,88	0,02%	0,03%
L 02-03	11,28671	11,03981	L 02-03	11,28	11,03	0,06%	0,09%
L 02-06	5,76701	3,8899	L 02-06	5,77	3,89	0,05%	0,00%
L 02-09	0,47214	0,31846	L 02-09	0,47	0,32	0,46%	0,48%
L 03-04	2,44326	2,38981	L 03-04	2,44	2,39	0,13%	0,01%
L 03-11	2,1757	1,46753	L 03-11	2,17	1,47	0,26%	0,17%
L 04-05	0,05537	0,03735	L 04-05	0,06	0,04	7,72%	6,63%
L 04-14	0,20482	0,13816	L 04-14	0,2	0,14	2,41%	1,31%
L 04-15	0,43978	0,29663	L 04-15	0,44	0,3	0,05%	1,12%
L 06-07	0,39353	0,26544	L 06-07	0,39	0,27	0,91%	1,69%
L 06-08	0,11292	0,07616	L 06-08	0,11	0,08	2,65%	4,80%
L 09-10	0,05917	0,03991	L 09-10	0,06	0,04	1,38%	0,23%
L 11-12	0,60143	0,40567	L 11-12	0,6	0,41	0,24%	1,06%
L 12-13	0,074	0,04991	L 12-13	0,07	0,05	5,71%	0,18%
TOTAL	61,78	57,28	**TOTAL**	61,76	57,31		

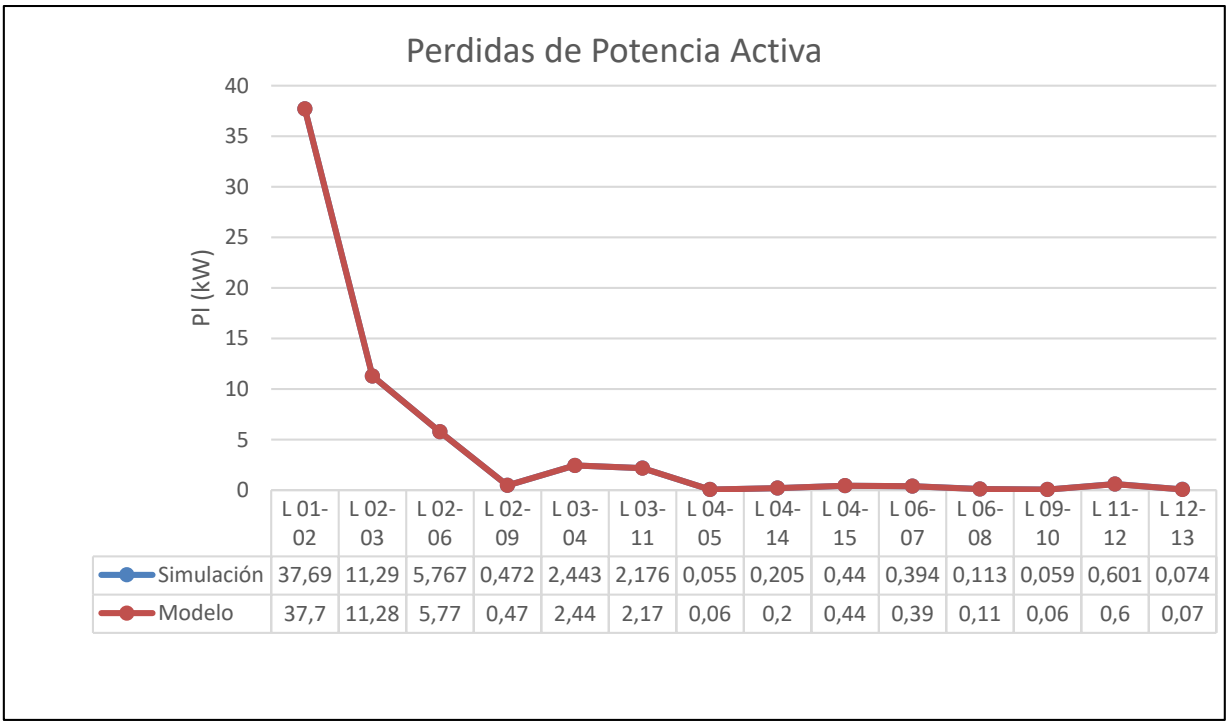

Figura B.1. Perdidas de Potencia Activa

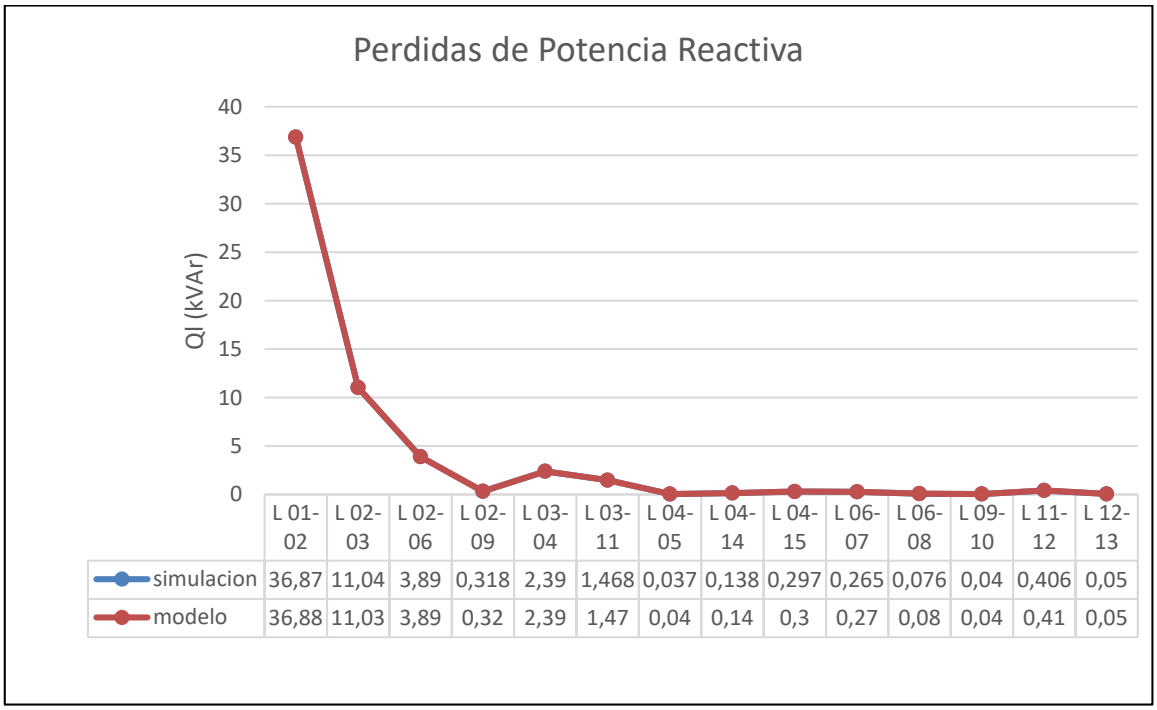

Figura B.2. Perdidas de Potencia Reactiva

Anexo C. Porcentaje de Incidencia de la Generación Distribuida.

Tabla C. 1. Calculo del Porcentaje de Incidencia de la GD.

CASO BASE			Primer Escenario		Segundo Escenario		Tercer Escenario		Cuarto Escenario	
Barras	Generación KW	Demanda KW	Generación KW	Demanda KW	Generación KW	Demanda KW	Generación KW	Demanda KW	Generación KW	Demanda KW
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	44,09993	0	44,10005	0,06491	44,10006	0	44,10005	0,10097	44,10006
3	0	69,99969	0	70,00031	0,04425	70,00018	0,18298	70,00034	0	70,0004
4	0	139,9992	0,23407	140,0013	0,04717	140,0004	0	140,0005	0	140
5	0	44,09973	0	44,10039	0	44,10012	0	44,10016	0	44,1
6	0	139,9994	0	140	0	140,0001	0	140,0001	0	140,0001
7	0	139,9994	0	140	0	140,0001	0	140	0	140,0001
8	0	69,9997	0	70,00001	0	70,00004	0	70,00002	0	70,00004
9	0	69,99985	0	70,00006	0	70,00008	0	70,00007	0	70,00008
10	0	44,0999	0	44,10004	0	44,10005	0	44,10004	0	44,10005
11	0	139,9991	0	140,0005	0	140,0002	0	140,0005	0	140
12	0	69,99944	0	70,00019	0	70,00007	0	70,0002	0	69,99998
13	0	44,09963	0	44,10011	0	44,10004	0	44,10012	0	44,09998
14	0	69,99954	0	70,00059	0	70,00017	0	70,00024	0	70
15	0	139,9991	0	140,0012	0	140,0003	0	140,0005	0	140
TOTAL:	0	1226,3936	0,23407	1226,4048	0,15633	1226,4019	0,18298	1226,4028	0,10097	1226,4008

GD: 853,7886 kW

Porcentaje de Incidencia de la GD		
Para el Caso Base	%	69,617828
Primer Escenario	%	69,617196
Segundo Escenario	%	208,85207
Tercer Escenario	%	69,617305
Cuarto Escenario	%	69,617421

Porcentaje de Incidencia de la GD despues del Flujo de Potencia		
Para el Caso Base	%	69,617828
Primer Escenario	%	0,0190859
Segundo Escenario	%	0,012747
Tercer Escenario	%	0,0149201
Cuarto Escenario	%	0,008233

Anexo D. Coordinación de Protecciones con GD Primer Escenario.

Coordinación de Protecciones con GD Primer Escenario										
RELÉ	**In [A]**	**Icc [kA]**	**RTC**	**Ia [A]**	**Isec [A]**	**Gii**	**Dial [s]**	**tpropio [s]**	**Gij**	**trespaldo [s]**
R04-A	3	1,206	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,3002478	-	-
R04-B	5	1,206	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,2983837	-	-
R04-C	11	1,206	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,3005941	-	-
R12	3	0,729	50	4,5	0,09	0,0343	8,7	0,298353	-	-
R11	9	1,043	50	13,5	0,27	0,0349	8,6	0,2999814	-	-
R03-B	19	1,509	50	28,5	0,57	0,0355	8,5	0,3016383	0,0354869	0,3016383
R03-A	75	1,509	100	112,5	1,125	0,0434	6,9	0,2997559	0,0468	0,3229694
R09	3	1,313	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,3000741	-	-
R02-B	9	2,301	50	13,5	0,27	0,0343	8,8	0,3015781	0,0345186	0,3037637
R06-A	5	1,173	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,2985008	-	-
R06-B	11	1,173	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,3009176	-	-
R02-C	27	2,301	50	40,5	0,81	0,0354	8,5	0,3004759	0,036394	0,3093488
R02-A	67	2,301	75	100,5	1,34	0,0386	7,8	0,3010923	0,0421085	0,3284466
R01	72	5,249	75	108	1,44	0,0357	8,4	0,2996358	0,0390674	0,3281666

k	1,5
a	0,2663
n	1,2969
b	0,03393
Δt	0,3

Anexo E. Coordinación de Protecciones con GD Segundo Escenario.

Coordinación de Protecciones con GD Segundo Escenario										
RELÉ	**In [A]**	**Icc [kA]**	**RTC**	**Ia [A]**	**Isec [A]**	**Gii**	**Dial [s]**	**tpropio [s]**	**Gij**	**trespaldo [s]**
R04-A	3	1,206	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,3002478	-	-
R04-B	5	1,206	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,2983837	-	-
R04-C	11	1,206	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,3005941	-	-
R12	3	0,729	50	4,5	0,09	0,0343	8,7	0,298353	-	-
R11	9	1,043	50	13,5	0,27	0,0349	8,6	0,2999814	-	-
R03-B	19	1,509	50	28,5	0,57	0,0355	8,5	0,3016383	0,0354869	0,301638293
R03-A	30	1,509	50	45	0,9	0,0368	8,2	0,3014204	0,0377	0,309356394
R09	3	1,313	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,3000741	-	-
R02-B	9	2,301	50	13,5	0,27	0,0343	8,8	0,3015781	0,0345186	0,303763651
R06-A	5	1,173	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,2985008	-	-
R06-B	11	1,173	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,3009176	-	-
R02-C	27	2,301	50	40,5	0,81	0,0354	8,5	0,3004759	0,036394	0,309348841
R02-A	55	2,301	75	82,5	1,1	0,0375	8,0	0,3002588	0,040218	0,321744148
R01	95	5,249	100	142,5	1,425	0,0364	8,2	0,2987357	0,041352	0,339086629

k	1,5
a	0,2663
n	1,2969
b	0,03393
Δt	0,3

Anexo F. Coordinación de Protecciones con GD Tercer Escenario.

Coordinación de Protecciones con GD Tercer Escenario										
RELÉ	**In [A]**	**Icc [kA]**	**RTC**	**Ia [A]**	**Isec [A]**	**Gii**	**Dial [s]**	**tpropio [s]**	**Gij**	**trespaldo [s]**
R04-A	3	1,206	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,3002478	-	-
R04-B	5	1,206	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,2983837	-	-
R04-C	11	1,206	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,3005941	-	-
R12	3	0,729	50	4,5	0,09	0,0343	8,7	0,298353	-	-
R11	9	1,043	50	13,5	0,27	0,0349	8,6	0,2999814	-	-
R03-B	19	1,509	50	28,5	0,57	0,0355	8,5	0,3016383	0,0354869	0,301638293
R03-A	30	1,509	50	45	0,9	0,0368	8,2	0,3014204	0,0377	0,309356394
R09	3	1,313	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,3000741	-	-
R02-B	9	2,301	50	13,5	0,27	0,0343	8,8	0,3015781	0,0345186	0,303763651
R06-A	5	1,173	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,2985008	-	-
R06-B	11	1,173	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,3009176	-	-
R02-C	27	2,301	50	40,5	0,81	0,0354	8,5	0,3004759	0,036394	0,309348841
R02-A	80	2,301	100	120	1,2	0,0398	7,5	0,3186908	0,0443057	0,332293065
R01	79	5,249	100	118,5	1,185	0,0359	8,4	0,2943405	0,0397387	0,333804982

k	1,5
a	0,2663
n	1,2969
b	0,03393
Δt	0,3

Anexo G. Coordinación de Protecciones con GD Cuarto Escenario.

Coordinación de Protecciones con GD Cuarto Escenario										
RELÉ	**In [A]**	**Icc [kA]**	**RTC**	**Ia [A]**	**Isec [A]**	**Gii**	**Dial [s]**	**tpropio [s]**	**Gij**	**trespaldo [s]**
R04-A	3	1,206	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,30024785	-	-
R04-B	5	1,206	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,298383685	-	-
R04-C	11	1,206	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,300594098	-	-
R12	3	0,729	50	4,5	0,09	0,0343	8,7	0,298353006	-	-
R11	9	1,043	50	13,5	0,27	0,0349	8,6	0,299981435	-	-
R03-B	19	1,509	50	28,5	0,57	0,0355	8,5	0,301638293	0,035486858	0,298089607
R03-A	30	1,509	50	45	0,9	0,0368	8,2	0,301420388	0,0377	0,305583755
R09	3	1,313	50	4,5	0,09	0,0341	8,8	0,30007406	-	-
R02-B	9	2,301	50	13,5	0,27	0,0343	8,8	0,301578116	0,034518597	0,303763651
R06-A	5	1,173	50	7,5	0,15	0,0343	8,7	0,298500823	-	-
R06-B	11	1,173	50	16,5	0,33	0,0350	8,6	0,300917644	-	-
R02-C	27	2,301	50	40,5	0,81	0,0354	8,5	0,300475873	0,036393981	0,309348841
R02-A	55	2,301	75	82,5	1,1	0,0375	8,0	0,300258815	0,040218019	0,321744148
R01	95	5,249	100	142,5	1,425	0,0364	8,2	0,298735743	0,041352028	0,339086629

k	1,5
a	0,2663
n	1,2969
b	0,03393
Δt	0,3

Anexo H. Flujo de Potencia Primer Escenario.

Tabla H.1. Flujo de Voltajes Caso base-Primer Escenario

Flujo de Potencia del Sistema Radial y del Primer Escenario con inserción de GD							
SIMULACIÓN			**PRIMER ESCENARIO**			**CAMBIOS CON LA GD**	
BARRA	**VOLTAJE p.u.**	**ÁNGULO deg**	**BARRA**	**VOLTAJE p.u.**	**ÁNGULO deg**	**Elevación Voltaje**	**ANGULO %**
B01	1	0	B01	1	0	0	0
B02	0,971286	0,03197291	B02	0,99095	-1,1190	0,019664	-1,1510
B03	0,9566741	0,04935369	B03	0,99346	-2,1040	0,0367859	-2,1534
B04	0,9509106	0,05652073	B04	1,00000	-2,8107	0,0490894	-2,8673
B05	0,9499239	0,06869451	B05	0,99906	-2,7997	0,0491361	-2,8684
B06	0,9582357	0,1893851	B06	0,97817	-0,9679	0,0199343	-1,1572
B07	0,9560126	0,2166066	B07	0,97599	-0,9417	0,0199774	-1,1583
B08	0,9569587	0,205022	B08	0,97692	-0,9529	0,0199613	-1,1579
B09	0,9679737	0,0719645	B09	0,98770	-1,0806	0,0197263	-1,1525
B10	0,9669005	0,08497359	B10	0,98665	-1,0681	0,0197495	-1,1531
B11	0,9499581	0,1315247	B11	0,98699	-2,0279	0,0370319	-2,1594
B12	0,9458352	0,1824163	B12	0,98302	-1,9808	0,0371848	-2,1632
B13	0,944524	0,1986823	B13	0,98176	-1,9657	0,037236	-2,1644
B14	0,9486141	0,08485486	B14	0,99781	-2,7851	0,0491959	-2,8700
B15	0,9484456	0,0869335	B15	0,99765	-2,7832	0,0492044	-2,8702

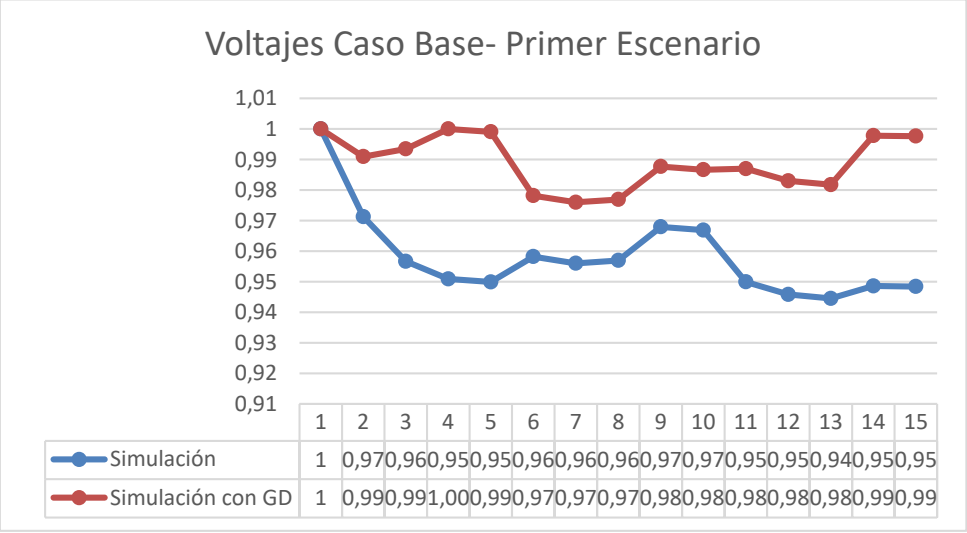

Figura H.1. Voltajes Caso Base- Primer escenario.

Anexo I. Flujo de Potencia Tercer Escenario.

Tabla I.1. Flujo de Voltajes Sistema base- Tercer Escenario

Flujo de Potencia del Sistema Radial y del Tercer Escenario con inserción de GD								
SIMULACIÓN				TERCER ESCENARIO			CAMBIOS CON LA GD	
BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO		BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO	Elevación	ANGULO
	p.u.	deg			p.u.	deg	Voltaje	%
B01	1	0		B01	1	0	0	0
B02	0,971286	0,03197291		B02	0,99442	-1,3140	0,023134	-1,3460
B03	0,9566741	0,04935369		B03	1,00000	-2,4612	0,0433259	-2,5105
B04	0,9509106	0,05652073		B04	0,99449	-2,4546	0,0435794	-2,5112
B05	0,9499239	0,06869451		B05	0,99354	-2,4435	0,0436161	-2,5122
B06	0,9582357	0,1893851		B06	0,98168	-1,1639	0,0234443	-1,3533
B07	0,9560126	0,2166066		B07	0,97951	-1,1380	0,0234974	-1,3546
B08	0,9569587	0,205022		B08	0,98043	-1,1490	0,0234713	-1,3540
B09	0,9679737	0,0719645		B09	0,99118	-1,2758	0,0232063	-1,3478
B10	0,9669005	0,08497359		B10	0,99013	-1,2634	0,0232295	-1,3484
B11	0,9499581	0,1315247		B11	0,99358	-2,3860	0,0436219	-2,5175
B12	0,9458352	0,1824163		B12	0,98963	-2,3395	0,0437948	-2,5219
B13	0,944524	0,1986823		B13	0,98838	-2,3247	0,043856	-2,5234
B14	0,9486141	0,08485486		B14	0,99229	-2,4287	0,0436759	-2,5136
B15	0,9484456	0,0869335		B15	0,99213	-2,4268	0,0436844	-2,5138

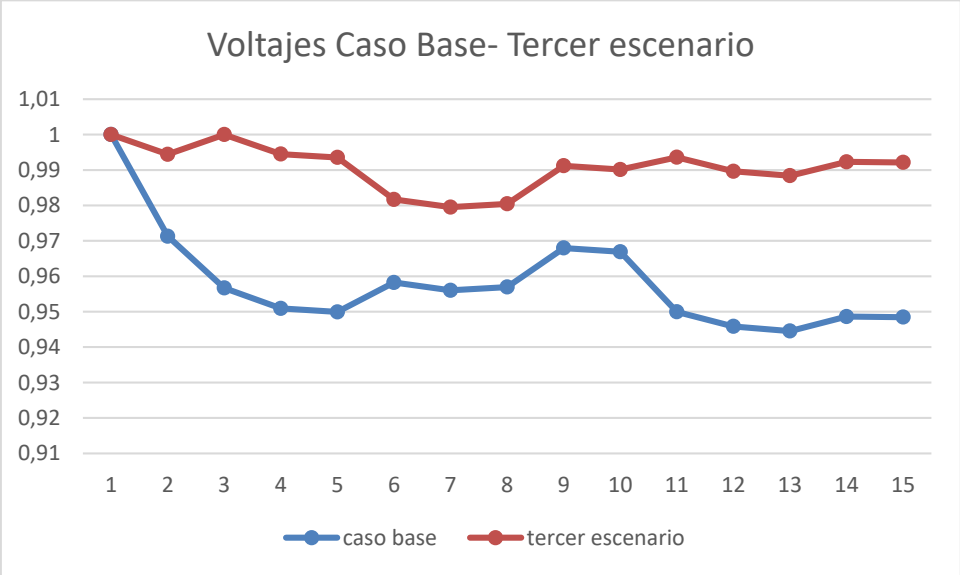

Figura I. 1. Voltajes Caso base- Tercer escenario

Anexo J. Flujo de Potencia Cuarto Escenario.

Tabla J.1. Flujo de Voltaje Caso base- Cuarto escenario

Flujo de Potencia del Sistema Radial y del Cuarto Escenario con inserción de GD								
SIMULACIÓN				CUARTO ESCENARIO			CAMBIOS CON LA GD	
BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO		BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO	Elevación Voltaje	ANGULO
	p.u.	deg			p.u.	deg		%
B01	1	0		B01	1	0	0	0
B02	0,971286	0,03197291		B02	1,00000	-1,62469	0,028714	-1,6567
B03	0,9566741	0,04935369		B03	0,98582	-1,6083	0,0291459	-1,6577
B04	0,9509106	0,05652073		B04	0,98023	-1,6016	0,0293194	-1,6581
B05	0,9499239	0,06869451		B05	0,97927	-1,5901	0,0293461	-1,6588
B06	0,9582357	0,1893851		B06	0,98733	-1,4763	0,0290943	-1,6657
B07	0,9560126	0,2166066		B07	0,98517	-1,4507	0,0291574	-1,6673
B08	0,9569587	0,205022		B08	0,98609	-1,4616	0,0291313	-1,6666
B09	0,9679737	0,0719645		B09	0,99678	-1,5870	0,0288063	-1,6589
B10	0,9669005	0,08497359		B10	0,99574	-1,5747	0,0288395	-1,6597
B11	0,9499581	0,1315247		B11	0,97931	-1,5310	0,0293519	-1,6625
B12	0,9458352	0,1824163		B12	0,97531	-1,4831	0,0294748	-1,6655
B13	0,944524	0,1986823		B13	0,97404	-1,4678	0,029516	-1,6665
B14	0,9486141	0,08485486		B14	0,97800	-1,5749	0,0293859	-1,6597
B15	0,9484456	0,0869335		B15	0,97784	-1,5729	0,0293944	-1,6599

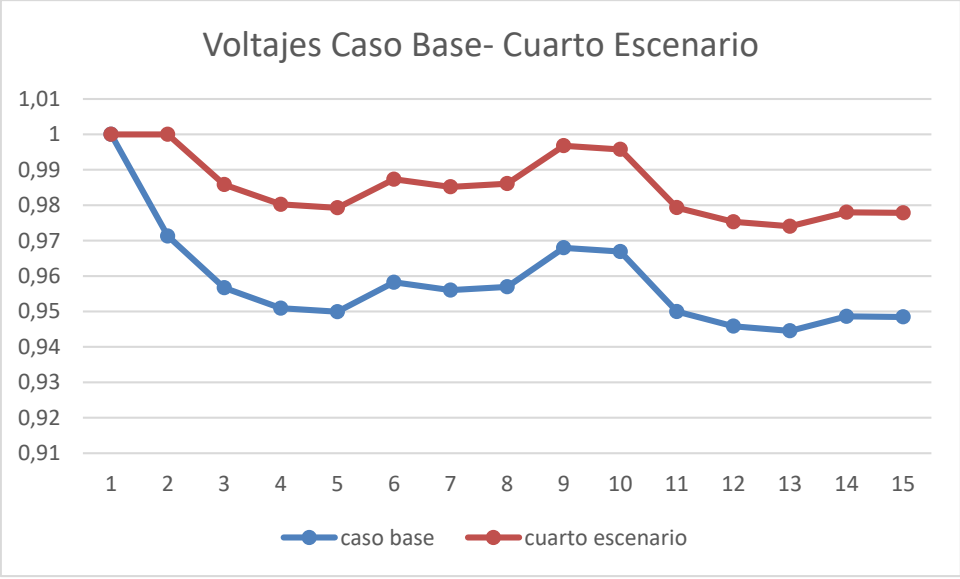

Figura J.1. Voltajes Caso base- Cuarto escenario

Anexo K. Tiempos Propios de Actuación de los relés en los Cuatro Escenarios.

Tabla K.1. Tiempo Propio de Actuación de los relés

Tiempo propio de actuación de los relés					
Relés	**Caso Base**	**Primer Escenario**	**Segundo Escenario**	**Tercer Escenario**	**Cuarto Escenario**
1	**0,324**	**0,332**	**0,324**	**0,332**	**0,324**
2-A	**0,316**	**0,308**	**0,316**	**0,296**	**0,316**
3-A	**0,32**	**0,273**	**0,324**	**0,324**	**0,324**
3-B	**0,332**	**0,336**	**0,336**	**0,336**	**0,336**
4-B	**0,344**	**7,256**	**0,344**	**0,344**	**0,344**
12	**0,344**	**0,298**	**0,344**	**0,344**	**7,256**

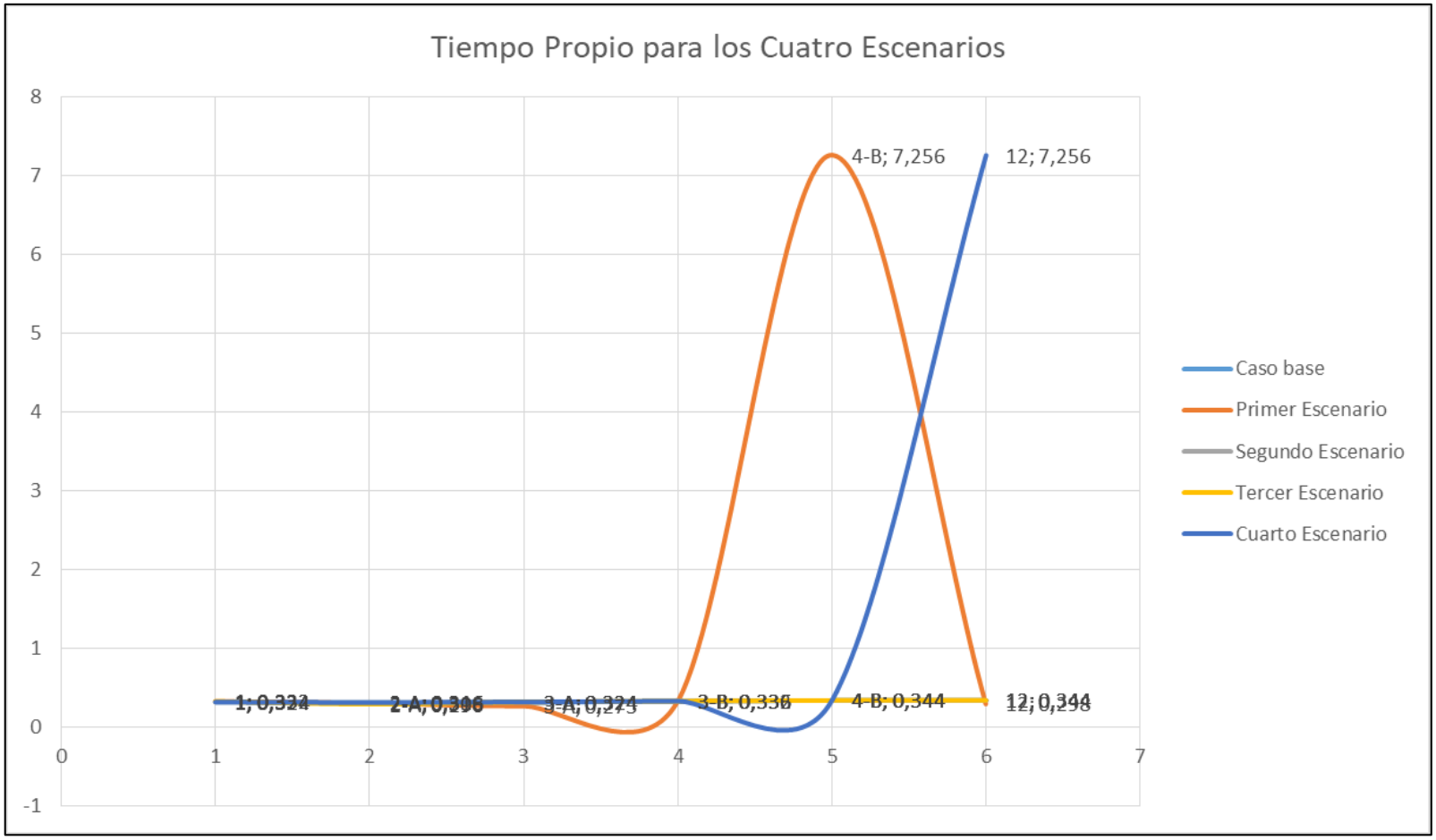

Figura K.1. Tiempo propio para los Cuatro Escenarios